

Revista Peruana de Energía

Número 1

Noviembre 2012

LOS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES: ¿UNA LUZ EN EL CAMINO?

LICY BENZAQUÉN GONZALO

GENERACIÓN DE EMERGENCIA

PAUL SUMAR GILT

LA PROBLEMÁTICA DE LOS RETIROS SIN CONTRATO PARA LA ATENCIÓN
DE LA DEMANDA REGULADA NACIONAL: ¿UNA OPORTUNIDAD PARA
INCENTIVAR MAYOR GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ BIEN
APROVECHADA?

AUGUSTO VARGAS RODRÍGUEZ

CUARENTA AÑOS DE EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL PERUANO DE LA
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

ROBERTO SANTIVÁÑEZ SEMINARIO Y PAUL SUMAR GILT

LAS CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES COMO MECANISMO DE
FINANCIAMIENTO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

VIRGINIA NÚÑEZ CIALLELLA Y FREDY BAUTISTA GUEVARA

EVOLUCIÓN DEL RÉGIMEN LEGAL AMBIENTAL PARA LAS ACTIVIDADES
ELÉCTRICAS: A PROPÓSITO DEL VIGÉSIMO ANIVERSARIO DE LA
PROMULGACIÓN DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

KARIM KAHATT Y CECILIA AZERRAD

ANÁLISIS DEL MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL SOBRE CAUDALES
ECOLÓGICOS/AMBIENTALES EN EL PERÚ

LAUREANO DEL CASTILLO PINTO Y CARLOS ALBERTO LLERENA PINTO

EL ESTADO COMO EMPRESARIO EN LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

FIDEL ROCHA MIRANDA

LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SU ROL EN LA SEGURIDAD
ENERGÉTICA DEL PERÚ

ABEL VENERO CARRASCO

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA

Diseño de Portada : Gabriel Gutt Rodríguez

Composición de Interiores : Tarea Asociación Gráfica Educativa

Comité Editorial : Roberto Santiváñez Seminario
Paul Sumar Gilt
Sandra Acosta Navarro

Esta revista se termino de imprimir en noviembre de 2012 en los talleres de Tarea Asociación Gráfica Educativa - Lima

Hecho el Deposito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N° 2012-13350

Fondo Editorial Santiváñez Abogados
Santiváñez Abogados S.A.
Av. Republica de Colombia 791. Of. 602
Lima 27 Perú

Índice

Presentación	5
Generación Eléctrica	
1. Los Recursos Energéticos Renovables: ¿una luz en el camino? Licy Benzaquén Gonzalo	9
2. Generación de Emergencia Paul Sumar Gilt	35
3. La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada nacional: ¿una oportunidad para incentivar mayor generación de electricidad en el Perú bien aprovechada? Augusto Vargas Rodríguez	53
Transmisión eléctrica	
4. Cuarenta años de evolución del marco legal peruano de la transmisión eléctrica Roberto Santiváñez Seminario y Paul Sumar Gilt	83
Distribución eléctrica	
5. Las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento en el sector eléctrico Virginia Núñez Ciallella y Fredy Bautista Guevara	119
Aspectos ambientales y comunitarios	
7. Evolución del régimen legal ambiental para las actividades eléctricas: a propósito del vigésimo aniversario de la promulgación de la ley de concesiones eléctricas Karim Kahatt y Cecilia Azerrad	161
6. Análisis del marco legal e institucional sobre caudales ecológicos/ambientales en el Perú Laureano del Castillo Pinto y Carlos Alberto Llerena Pinto UICN, Quito – Ecuador	195
Miscelanea	
8. El Estado como empresario en las actividades eléctricas Fidel Rocha Miranda	275
9. La Ley de Concesiones Eléctricas y su rol en la Seguridad Energética del Perú Abel M. Venero Carrasco	299

Presentación

La *Revista Peruana de Energía* es la primera publicación académica especializada en el sector energético cuyo objetivo es analizar desde una perspectiva multidisciplinaria, los acontecimientos y temas más relevantes relacionados con dicho sector. Esperamos que esta iniciativa contribuya a forjar un espacio que permita a la comunidad de profesionales, profesores y funcionarios de la industria, plantear sus investigaciones, diagnósticos y propuestas. Es nuestra intención, en última instancia, que el debate sirva para promover mejoras a la regulación vigente y esto a su vez se traduzca en mayores niveles de rivalidad y competitividad en el sector.

Con este primer número de la *Revista Peruana de Energía*, publicado a propósito del vigésimo aniversario de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, se presenta una revisión principalmente jurídica, de los principales problemas surgidos durante la vigencia de dicha norma y, paralelamente, una evaluación de los efectos que ha generado la misma en términos de inversión en infraestructura eléctrica y seguridad energética.

La *Revista Peruana de Energía* es la primera publicación presentada por el Fondo Editorial Santiviáñez Abogados, constituido recientemente con el fin de financiar la difusión del conocimiento especializado en temas energéticos.

El Comité Editorial

GENERACIÓN ELÉCTRICA

Los Recursos Energéticos Renovables: ¿una luz en el camino?

Licy Benzaquén Gonzalo*

El presente artículo intenta hacer un repaso acerca del entorno, nacional e internacional, que ha favorecido el desarrollo cada vez más importante de la energía producida con recursos energéticos renovables a efectos de contrarrestar la inminente escasez de los combustibles fósiles, los efectos nocivos que los mismos causan a nuestro entorno, así como la alta volatilidad de sus precios. Con ocasión del vigésimo aniversario de publicación y aplicación del Decreto Ley N° 28544, Ley de Concesiones Eléctricas, analizamos la normativa emitida a efectos de regular la actividad de generación eléctrica con recursos energéticos renovables e incluimos un breve análisis acerca de los impactos en otros campos de nuestra legislación. Igualmente, damos un vistazo a datos numéricos de la situación nacional e internacional sobre la producción de energía con recursos energéticos renovables. Por último, incluimos una pequeña reflexión acerca de las perspectivas de desarrollo de estas tecnologías en nuestro medio.

I. Introducción

Desde tiempos inmemoriales, el ser humano ha utilizado la energía para el desarrollo de nuestra civilización. Así pues, desde que el hombre descubrió la “*causa-efecto*” de las cosas, entendió que era necesario realizar algún tipo de “trabajo”¹ para conseguir que las cosas sucedan. Una vez que el hombre pudo transformar ciertos recursos que le brindaba la Tierra para producir energía calorífica, a través del fuego, que lo mantenía caliente y asaba sus alimentos, el camino al desarrollo de la humanidad estaba trazado.

* Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú (2000), Master en Derecho por la Empresa Universidad de Barcelona (2004), Asociada Senior de Santiváñez Abogados. Con la colaboración de la Bachiller en Derecho por la Pontificia Universidad Católica del Perú, Angela García Sisniegas.

1 Entendido como el resultado de la actividad humana.

Esta constante iniciativa por satisfacer necesidades básicas, y no tan básicas como la acumulación de riquezas o la diversión por ejemplo, han llevado al ser humano a desarrollar su innata e infinita curiosidad. Es por esta razón que, de todos los ámbitos de la civilización humana, es la tecnología la que al día de hoy crece con mayor velocidad. Este crecimiento ha permitido que el ser humano adquiera rápidamente, en términos relativos, una cantidad inmensa de conocimientos sobre sí mismo, su entorno, la naturaleza, etc. que antes no se había visto en la Historia.

Uno de los aspectos más importantes producto del avance de la tecnología es el manejo de la energía. Recordemos uno de los axiomas más famosos de nuestra historia moderna: *“La energía no se crea ni se destruye, sólo se transforma.”* Como hemos visto, el hombre se ha valido de los recursos que le ha brindado la naturaleza para transformarlos y obtener la energía que requería para satisfacer cada necesidad (mecánica, calorífica, etc.). Así pues, algunos de los recursos energéticos que el hombre ha podido identificar, y que nos son más familiares, son el petróleo, el gas natural, el carbón, la biomasa, la hidráulica, el uranio, el viento, la luz solar, los depósitos geotérmicos, entre otros. De éstos, el hombre ha aprovechado casi todos, pero desde la revolución industrial, el desarrollo de los combustibles fósiles ha sido el que ha marcado la pauta y que ha definido la matriz energética del mundo. Es por esta razón que los yacimientos de combustibles fósiles y los *“commodities”* energéticos que resultan de ellos, se encuentren en peligro de extinción, además de la grave afectación al ambiente que su transformación y uso provocan, sin referirnos al efecto económico que causa en las economías la exposición a la volatilidad de sus precios, justamente por estas razones.

Con el afán de intentar mitigar en alguna medida, la exposición de las nuevas generaciones de seres humanos a este negro panorama, la Organización de las Naciones Unidas, auspició la celebración del *“Protocolo de Kyoto”* en 1998², con el objeto de comprometer a los países firmantes a reducir las emisiones negativas al ambiente, derivadas de la explotación, la transformación y el uso de estos combustibles. Dentro de la corriente de reflexión introducida en este

2 Uno de los acuerdos internacionales de mayor importancia sobre medio ambiente, luego de la Cumbre de la Tierra, ha sido el que mayor convocatoria de gobiernos y organizaciones internacionales ha generado. Su objetivo es estabilizar las concentraciones de gases a niveles aceptables: reducción emisiones de los países desarrollados en un 5,2% de media en el período 2008-2012 respecto de los niveles de 1990.

foro, se volvió la vista a los recursos que el planeta también produce, pero cuyos procesos de aprovechamiento no resultan tan perniciosos para el ambiente y es posible reusar pues no se consumen con su uso. Estos son los llamados “Recursos Energéticos Renovables” (en adelante simplemente, “RER”).

El Perú como firmante del Protocolo de Kyoto³ (y en el marco del paquete de medidas a implementar para la suscripción del Perú del Tratado de Libre Comercio con los Estados Unidos de América -TLC), no ha sido ajeno a esta corriente y ha expedido un marco normativo que pretende fomentar la explotación y aprovechamiento de estos RER que parecerían ser la respuesta a esta encrucijada de “*desarrollo sostenible*”⁴.

Con ocasión del vigésimo aniversario de la promulgación y publicación del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el presente artículo pretende presentar al lector, de manera rápida y sucinta, cómo es que el Perú ha abrazado esta corriente y la ha implementado dentro de su normativa interna específicamente para la energía eléctrica (“*commodity*” de los recursos energéticos) a efectos de colaborar con los objetivos del desarrollo sostenible.

II. Los RER en el mundo

Los combustibles fósiles son aquellos que proceden de los yacimientos de la biomasa de la Tierra, que se han formado en el transcurso de millones de años y han sufrido grandes procesos de transformación hasta convertirse en sustancias de gran contenido energético como el carbón, el petróleo y el gas natural. No obstante, esta parte de la biomasa no se puede regenerar (por lo menos no en un tiempo razonable) sino que dichos yacimientos se van extinguiendo a medida que se explotan.

3 Aprobado por el Perú, mediante Resolución Legislativa N° 27824, publicada 10/09/2002 y ratificado por el Decreto Supremo N° 080-2002-RE publicado el 10/12/2002. El instrumento de ratificación del 10 de setiembre de 2004, fue depositado el 12 de setiembre de 2004. . Entró en vigencia el 16 de febrero de 2005, luego de la ratificación de la Federación Rusa.

4 Conforme al *Informe Brundtland* (1987), fruto de los trabajos de la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, desarrollo sostenible significa “*satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades*”.

Como es ampliamente conocido, el uso absoluto de dichos combustibles para satisfacer todas nuestras necesidades (electricidad, transporte, alimentación, etc.), ha provocado una tremenda afectación al ambiente toda vez que, aún con toda la tecnología aplicada para la explotación, transformación y uso de estos recursos energéticos, estas actividades generan deterioros irreparables en los procesos naturales del planeta, que podrían, en última instancia, provocar que la vida en la Tierra no sea más como la conocemos, en un futuro no muy lejano.

La conciencia y preocupación por este asunto llegó a su máxima expresión con la suscripción del Protocolo de Kyoto⁵ que no es más que el reconocimiento por parte de los llamados países industrializados⁶, del daño que se le hace al planeta por el uso de esos combustibles, entre otras conductas también nocivas, que están generando el “cambio climático”⁷. El objetivo primordial de este acuerdo es que los países desarrollados reduzcan sus emisiones de dióxido de carbono, entre otros, conocidos como los famosos “gases con efecto invernadero”, es decir aquellos que destruyen nuestra capa de ozono.

El Protocolo de Kyoto propuso tres mecanismos de mitigación con el objeto de asistir a las partes firmantes para lograr sus objetivos:

-
- 5 Los antecedentes son (i) el Protocolo de Montreal relativo a las Sustancias que Agotan la Capa de Ozono suscrito en 1987 que entró en vigor en 1989, cuyo objetivo es restringir y reducir la producción, comercio internacional y consumo de las sustancias agotadoras de la capa de ozono mencionadas en los Anexos A, B, C del Protocolo, tales como los cloro-fluorocarbonos (CFC), los halones y el metilbromuro; y (ii) La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC) cuyo objetivo es la estabilización de las concentraciones de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático.
 - 6 Anexo I de la Convención Marco de las Naciones Unidas: Alemania, Australia, Austria, Belarús, Bélgica, Bulgaria, Canadá, Croacia, Comunidad Económica Europea, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estados Unidos de América, Estonia, Federación de Rusia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Letonia, Lituania, Liechtenstein, Luxemburgo, Mónaco, Noruega, Nueva Zelandia, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, República checa, Rumania, Suecia, Suiza, Turquía y Ucrania.
 - 7 Cambio climático se puede definir como la influencia humana en el clima global por gases de efecto invernadero (GEI) acumulados desde la industrialización (1867) por la quema de combustibles fósiles y la deforestación. Se pronostica por (i) la elevación de T° promedio hasta en 5.8°C; (ii) la elevación del nivel del mar de 50 a 95 cm; (iii) el Fenómeno del Niño más frecuente e intenso; (iv) desertificación; y (v) período más cálido en los últimos 10,000 años.

1. **Comercio de Emisiones entre países desarrollados:** Consiste en la transferencia de reducciones de carbono entre países industrializados basadas en compras de derechos de emisión a países que están por debajo de sus cuotas. Las unidades de venta se denominan *Assigned Amount Units* (AAU).
2. **Mecanismo de Implementación Conjunta (IC):** Consiste en la transferencia de créditos de emisiones entre países desarrollados. Es un mecanismo sustentado en proyectos y permite acreditar unidades de reducción de emisiones a favor del país inversor en proyectos de reducción de carbono. Las unidades de venta se denominan *Emission Reduction Units* (ERU).
3. **Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL):** Permite que proyectos de inversión elaborados en países en desarrollo puedan obtener beneficios económicos adicionales a través de la venta de Certificados de Emisiones Reducidas (CER), mitigando la emisión de gases con efecto invernadero a la atmósfera. El propósito del MDL es ayudar a los países en desarrollo a lograr un desarrollo sostenible, así como contribuir con los países con metas de reducción a cumplir sus compromisos cuantificados. Este es el único mecanismo que involucra a países en desarrollo.

Un dato importante sobre el Protocolo de Kyoto es que algunos de los países más contaminantes en términos de emisiones de gases con efecto invernadero, no lo han ratificado, tales como Estados Unidos de Norteamérica o China, puesto que definitivamente implica un cambio importante en su matriz energética lo que conlleva a una importante inversión y, evidentemente, existen muchos intereses en juego a efectos de conseguir un objetivo tan ambicioso como cambiar nuestros hábitos de consumo.

Así pues, habiendo tomado conciencia de la necesidad de adoptar medidas para que el planeta no se deteriore aún más, los países desarrollados implementaron algunas medidas y pusieron sus ojos en negocios que colaboren con el cumplimiento de estos objetivos y es ahí donde el interés por los RER se difunde.

De otro lado, la constante alza y volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, incentivaron aún más la búsqueda de combustibles alternativos.

Un dato curioso a tener en cuenta es que pese a lo dicho y que los mayores consumidores de combustibles fósiles son los países desarrollados, actualmente la tendencia es que las mayores inversiones en RER se den en países en vías de desarrollo.

No obstante los esfuerzos realizados, los mismos no resultan del todo eficaces puesto que la penetración de los RER como sustituto para los combustibles fósiles en la generación eléctrica por ejemplo, no alcanza los niveles deseables, dado su alto nivel de inversión como su poca constancia y fiabilidad, muy a pesar de los esfuerzos realizados por los gobiernos para su implantación. Cabe indicar que en algunos países se han implementado regímenes promocionales que otorgan beneficios como incentivos fiscales, desgravaciones impositivas y remuneraciones diferenciadas para las inversiones destinadas a la fabricación de equipos generadores y la producción de energía con RER, tales como en España⁸ o Alemania⁹, entre otros.

Sin embargo, es importante señalar que ya desde hace un tiempo algunos países desarrollados empiezan a preguntarse si la producción de energía eléctrica con RER es el mejor negocio. Por ejemplo, y en el marco de la grave crisis económica que afronta el continente europeo desde el 2009, hace unos

-
- 8 El gobierno español otorga a la producción de energía eólica y utiliza las *feed-in tariffs* (FITs) [tarifas-premium de un sistema de precios en que toda energía producida por un generador que usa fuentes renovables alimenta la red. En 1994, España se unió a otros países de Europa al implantar la utilización de las FITs como mecanismo de estímulo al desarrollo de energías renovables. Las FITs proporcionan garantía de mercado para las empresas de energía a través de la fijación de precios por parte del Gobierno para fuentes específicas de energía, permitiendo a los productores vender de forma directa a otros productores a una tarifa fuertemente subsidiada. Por ejemplo, el Real Decreto 661/2007 fijó en 7,32 euros (US\$ 9,74) el Kwh durante los primeros 20 años. Como consecuencia de esa intervención del Gobierno, las empresas de energía eólica, pudieron invertir en tecnologías que, en aquella época, no eran rentables. Hoy, España produce 20.676 MW de energía solar al año, y la meta es llegar a 35.000 MW en 2020.
- 9 Con cerca del 14% de la potencia eólica mundial, Alemania es, por detrás de China y los EE.UU., el tercer país productor de energía eólica del mundo. En fotovoltaica Alemania incluso fue en 2010 líder mundial con una potencia total instalada de 17.300 megavatios, por delante de España y Japón. La iniciativa Desertec, patrocinada en gran medida por consorcios alemanes, es otra gran inversión europea en tecnología energética sostenible. Según lo previsto, la energía generada por las plantas solares de Desertec instaladas en el norte de África cubrirá para 2050 cerca del 15% de la demanda eléctrica de Europa.
<<http://www.tatsachen-ueber-deutschland.de/es/medio-ambiente-clima-energia/startseite-klima/las-energias-renovables-el-futuro-eficiente.html>>

meses el ministro de Hacienda del Reino Unido, se manifestó completamente opuesto a los conglomerados de turbinas de viento (*wind-farms*), debido a que cada vez resulta más claro que son demasiado costosos teniendo en cuenta los beneficios que otorgan.

En esa línea, los que apoyan esta posición señalan que en estos tiempos de dificultades económicas no es aconsejable hacer pagar a los consumidores de electricidad, por la producción ineficiente e intermitente de energía (subsidiada) que es típica de las turbinas de viento ubicadas tierra adentro. La posibilidad de instalarlas mar afuera podría reducir las quejas de las comunidades, que incluyen daño al paisaje, destrucción de la fauna y destrucción de puestos de trabajo. No obstante, eso tiene aún menos sentido, porque el costo para los consumidores sería el doble. Es importante señalar que en Gran Bretaña la energía procedente del viento es de apenas 0,6%.

Sobre la base de los cálculos realizados por la Fundación de Energía Renovable¹⁰, la aplicación de las políticas necesarias para cumplir con las disposiciones de energía renovable de la Unión Europea para el año 2020, impondría costos adicionales de 22.500 millones de dólares anuales, equivalentes a 1.000 dólares anuales por hogar. Teniendo en cuenta estos números, se hace difícil justificar el beneficio a recibir por ese dinero. El total de emisiones de carbono reducidas por la profusión de instalaciones de generación eólica está por debajo de 1%, debido en parte a la necesidad de consumir combustibles fósiles como respaldo cuando no sopla el viento. Incluso, en ocasiones ese número puede resultar negativo.

La revolución del gas de esquistos (*shale gas*) ha venido a sumarse a los pesares de la industria de energía eólica. La tesis de que los combustibles fósiles se están acabando y que sus elevados precios harán competitiva la energía del viento, se ha derrumbado, y aún si el petróleo se mantiene caro por las intervenciones de la OPEP, es conocido que existen amplias reservas de gas natural en el mundo y, en consecuencia, habrá gas natural barato por mucho tiempo.

Teniendo en cuenta lo anterior, se podría pensar que el negocio de la generación eléctrica con RER, se irá convirtiendo poco a poco en una opción de nichos, pero su uso en gran escala se verá cada vez más limitado.

10 <<http://www.fundacionrenovables.org/>>

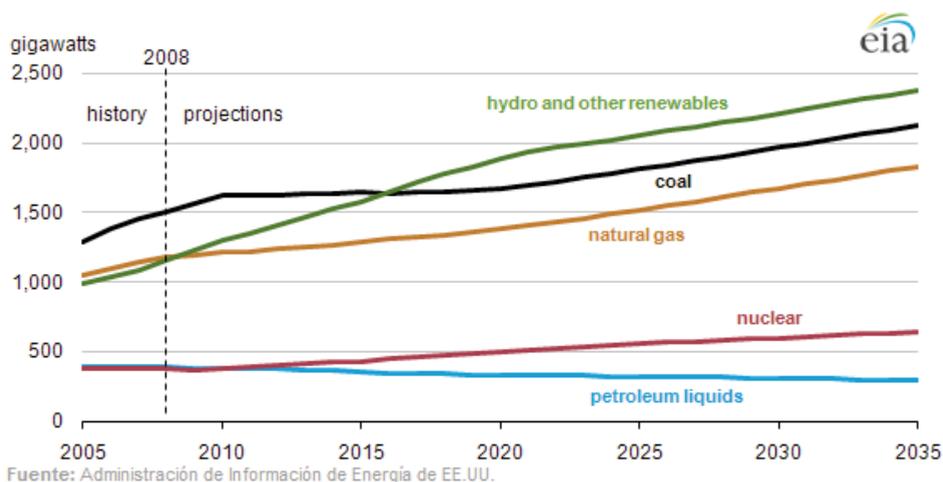
A continuación, presentamos algunos datos acerca de cómo en algunos otros países se ha venido desarrollando la generación de energía eléctrica utilizando RER.

Tabla N°1
Consumo y producción de energía RER a nivel mundial

Año	Consumo	Producción
2008	10%	19%
2035	14%	23%

Fuente: <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=527&t=4>

Tabla N° 2
Pronósticos de la capacidad instalada mundial de energía por tipo de fuente



Fuente: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=3270#>

Tabla N° 3
Potencia instalada en el mundo por tipo de fuente

Tipo de Fuente	Potencia instalada (GW) 2005	Porcentaje del total 2005	Potencia instalada (GW) 2035	Porcentaje del total 2035
Líquidos de Petróleo	396	9.6%	301	4.1%
Gas Natural	1053	25.6%	1825	25.1%
Carbón	1293	31.5%	2129	29.3%
Nuclear	378	9.2%	644	8.9%
Hídrica y otras renovables	991	24.1%	2372	32.6%
Total	4111	100.0%	7271	100.0%

Fuente: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=3270#>

Tabla N° 4
Electricidad generada por RER (Mil millones de KW.h) – 2010

País	Electricidad neta generada
EE.UU.	436.4684
Canadá	360.249
México	46.0115
Brasil	429.6742
Chile	25.981
Colombia	40.465
Perú	19.76605
Venezuela	76.01
Alemania	104.232
España	94.093
Reino Unido	26.252
Rusia	167.465
China	764.54
Japón	102.837
Australia	18.208

Fuente: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=6&pid=29&aid=12>

Tabla N° 5
Fuentes de Generación de Electricidad con RER en USA – 2011

Fuente de Energía		Porcentaje de Participación	
RER	Hidráulica	63%	13%
	Eólica	23%	
	Biomasa madera	7%	
	Biomasa residuos	4%	
	Geotérmica	3%	
	Solar	<1%	
Petróleo		<1%	
Nuclear		19%	
Gas Natural		25%	
Carbón		42%	
Total		100%	

Fuente: http://www.eia.gov/energy_in_brief/renewable_electricity.cfm

Tabla N° 6
Fuentes de Generación de Electricidad con RER en Chile

Abril 2012			
Fuente de Energía	Potencia instalada (MW)	Porcentaje de Participación	Porcentaje de Participación
Mini-Hidráulicas	260	35.4%	30.4%
Eólica	205	27.9%	28.2%
Biomasa	270	36.7%	41.3%
Solar	0	-	0.1%
Geotérmica	0	-	-
Total	734	100%	100%

Fuente: <http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=6993&idp=4>

Tabla N° 7
Electricidad generada por RER (Mil millones de KW.h) – 2010

País	Electricidad neta generada
EE.UU.	436.4684
Canadá	360.249
México	46.0115
Brasil	429.6742
Chile	25.981
Colombia	40.465
Perú	19.76605
Venezuela	76.01
Alemania	104.232
España	94.093
Reino Unido	26.252
Rusia	167.465
China	764.54
Japón	102.837
Australia	18.208

Fuente: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=6&pid=29&aid=12>

III. Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

Antes de entrar a analizar la normativa vigente, cabe citar al antecedente directo de la misma, la Ley N° 28546, Ley de promoción y utilización de recursos energéticos renovables no convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país¹¹, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 16 de junio de 2005.

No obstante las buenas intenciones de la Ley, la misma no tuvo mayores impactos en nuestro ordenamiento jurídico puesto que no contribuyó realmente al cambio de la matriz energética del Perú y tampoco logró grandes avances en el cumplimiento de su propio objetivo, que era *“promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación, con el fin*

¹¹ Derogada por la Segunda Disposición Complementaria del Decreto Legislativo N° 1002.

de contribuir al desarrollo integral de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, así como mejorar la calidad de vida de la población rural y proteger el medio ambiente.” Un dato adicional, el Reglamento nunca fue publicado.

El Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (en adelante, el “Decreto 1002”), fue publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 2 de mayo de 2008, estableciendo los parámetros básicos para que este tipo de tecnologías que producen “energías limpias”, pasen a formar parte formalmente de nuestro parque generador. Así pues, el objeto del Decreto 1002 es promover el aprovechamiento de los RER para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. Este cuerpo legal está vigente desde el día siguiente de su publicación y se ha aplicado a la actividad de generación de electricidad con RER que ha entrado en operación comercial a partir de dicha fecha.

Por su parte, con fecha 2 de octubre de 2008 se publicó el Decreto Supremo N° 050-2008-EM mediante el cual se aprobó el Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables, no obstante éste fue derogado el 23 de marzo de 2011, fecha en la que fue publicado el Decreto Supremo N° 012-2011-EM que aprobó el Reglamento que hoy está vigente. Posteriormente, se han expedido las normas de rangos inferiores que permiten aplicar el esquema introducido por la Ley.

A continuación, haremos un repaso de las características más saltantes de la normativa vigente que regula la generación eléctrica con RER.

3.1 Características más destacadas de la regulación

3.1.1 La generación eléctrica con unidades que utilicen RER se realizará sobre la base de la adjudicación que se realice en las subastas que convoque el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Cada dos años, en el mes de agosto, el MINEM evaluará la necesidad de convocar a una subasta a efectos de que las unidades que producen energía con RER, participen en el consumo nacional de electricidad en un porcentaje determinado.

De manera simplificada, la energía requerida en cada subasta es calculada por el MINEM de la siguiente manera: (i) se calcula el consumo nacional de electricidad para el año correspondiente a la fecha de puesta en operación comercial de la unidad; (ii) se calcula la participación de la generación RER, multiplicando el consumo nacional de electricidad calculado, por el porcentaje objetivo de participación vigente calculado por el MINEM; (iii) la energía requerida en cada subasta corresponderá a la participación de la generación RER calculada en (ii), menos el total de la energía adjudicada en otras subastas correspondientes a la tecnología RER diferente a la hidroeléctrica.

Para cada subasta el MINEM definirá el porcentaje de participación de cada tipo de tecnología RER en la energía requerida, considerando el Plan Nacional de Energías Renovables¹² y/o los lineamientos de política energética del país.

Es importante señalar que expresamente la Ley ha establecido que la energía hidroeléctrica sólo será considerada como RER cuando la potencia instalada de la central que la produce es igual o menor a 20 MW. En este sentido, la capacidad instalada de los proyectos hidroeléctricos comprendidos en una oferta para efectos de estas subastas, deberá ser igual o menor de 20 MW y la producción de estos proyectos no se contabiliza para efectos del requerimiento de energía anual materia de la subasta.

3.1.2 El Decreto 1002 define qué recursos energéticos deben entenderse por RER en la normatividad peruana y los clasifica en las siguientes categorías:

- a) **Biomasa:** son aquellos recursos obtenidos a partir de residuos forestales, ganaderos, agrícolas o de cultivos energéticos, ya sea a través de la combustión directa o de procesos intermedios de transformación como el bioalcohol, el biogás y otros.

12 Es importante señalar que conforme al artículo 11° del Decreto 1002, el MINEM tenía como encargo que en un plazo máximo de un año a partir de la vigencia de la norma, elaboraría el Plan Nacional de Energías Renovables, el mismo que estaría en concordancia con los Planes Regionales de Energías Renovables y que se enmarcará en un Plan Nacional de Energía. El Plan Nacional de Energías Renovables debía incluir aquellas estrategias, programas y proyectos a desarrollarse utilizando energías renovables, que tenderían a mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente. Este Plan está en elaboración en el MINEM.

- b) **Eólico:** es aquel tipo de energía que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica a través de aerogeneradores.
- c) **Solar**¹³: es aquel recurso que aprovecha la radiación solar mediante su transformación directa en energía eléctrica.
- d) **Geotérmico:** son aquellos recursos que consisten en el aprovechamiento del calor de yacimientos de agua subterránea a baja, media o alta temperatura o bien de roca caliente seca para la obtención de agua caliente o vapor.
- e) **Mareomotriz:** recurso que aprovecha la fuerza de las mareas de los océanos para transformar su energía cinética en energía eléctrica.
- f) **Hidráulica** (cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW): son aquellos recursos en los que se aprovecha la fuerza de las caídas de agua para transformar su energía cinética en energía eléctrica.

3.1.3 La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de electricidad efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).

La producción de electricidad en el Perú está basada en el principio de “despacho económico”, el mismo que dispone el aprovechamiento eficiente de los recursos de generación a efectos de producir la energía al menor costo posible preservando la seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Toda vez que la energía no puede almacenarse a un costo eficiente dadas las condiciones de la tecnología existente, el COES, coordinador del SEIN, debe adoptar las medidas necesarias a efectos de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en el sistema.

A efectos de realizar este despacho económico en cada momento del día, el COES debe ordenar todas las unidades de generación disponibles en función de sus “costos variables de operación” con el fin de conseguir que sean las

13 La definición indicada se refiere a la energía solar fotovoltaica pero también existe la energía solar térmica la cual se basa en el aprovechamiento de la radiación del sol para el calentamiento de un fluido que, a su vez, se utiliza, según su temperatura, en la producción de agua caliente, vapor o energía eléctrica.

unidades con menores costos, las que abastezcan a la mayor cantidad de demanda de energía posible.

La demanda de energía eléctrica aumenta a lo largo del día (en términos generales), y es por ello que la demanda que no pueda ser abastecida por estas unidades “baratas”, deberá ser abastecida por unidades más “caras” en términos de costos variables de operación. Este es el momento en el que el COES deberá incluir a estas unidades en la lista de las unidades generadoras que despachan y esto debe ocurrir prácticamente a cada instante del día. Todas las unidades que despachan en cada momento, es decir que entran en el “orden de mérito” de la operación del SEIN, cobran por la energía inyectada y es así como, entre otras modalidades, las generadoras rentan.

Una vez que el Decreto 1002 otorga, sin más, a las unidades que generan con RER un costo variable de operación igual a “cero”, significa que, en la medida que estén disponibles, es decir no se encuentren en mantenimiento por ejemplo, estas unidades siempre estarán presentes en el despacho y, en consecuencia, siempre rentarán. Con esto además se garantiza que la obligación de inyección de energía a la que se ha comprometido la unidad a base de RER en la respectiva subasta, sea “servida” con la energía que ella misma genera.

3.1.4 Las unidades que generan electricidad con RER pueden vender su producción, total o parcial, en el “Mercado de Corto Plazo”¹⁴ al precio que resulte de dicho mercado (“Costo Marginal o CMg”), más una prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, en caso que el CMg resulte menor que la tarifa determinada por OSINERGMIN.

Una vez que el COES elabora este “orden de mérito” de despacho que hemos explicado en los párrafos anteriores, la última unidad de generación que entra a cubrir la demanda dada en el último periodo de 15 minutos¹⁵, marca el precio de la energía en ese momento (“precio spot”). En la teoría económica

14 Conforme a la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, el Mercado de Corto Plazo es aquel en el cual se realizan las “transferencias” de potencia y energía determinadas por el COES. Dichas “transferencias” consisten en la diferencia entre la cantidad de potencia o energía inyectada al SEIN por cualquier agente y la cantidad retirada por éste.

15 Periodo de medición establecido por el COES en sus procedimientos técnicos

se define al CMg como el costo de producir una unidad más, en este caso, es el costo de inyectar una unidad más de energía al SEIN.

En consecuencia, en caso que el CMg resulte menor que la tarifa determinada por OSINERGMIN en la subasta de energía realizada para asignar la energía producida por determinada unidad RER, en un momento dado, la unidad RER no se verá afectada en sus ingresos por transferencias puesto que el SEIN le reconocerá una prima adicional al CMg dado en cada momento de operación. Es importante señalar que a cada proyecto de generación con RER que sea subastado, se le asignará una prima particular.

Recordemos que una vez que las subastas son llevadas a cabo por OSINERGMIN, se establecen las llamadas “tarifas de adjudicación” que no es otra cosa que la tarifa que se garantiza a cada adjudicatario, durante todo el plazo del contrato de suministro de energía por la venta de su producción de energía, expresada en ctvs. US\$/kWh ó US\$/MWh.

Así pues, la tarifa y la prima serán determinadas por OSINERGMIN, de tal manera que garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas, la misma que es 12% real anual.

Como vemos en las tablas siguientes, las tarifas adjudicadas en la segunda subasta llevada a cabo en 2011, arrojó los siguientes resultados:

Tabla N° 8
Precio promedio adjudicado en la Segunda Subasta RER

	Precio Promedio Adjudicado	Precio Base fijado por OSINERGMIN	N° de Proyectos Propuestos	N° de Proyectos Adjudicados
Biom. res. ag. (Ctv.US\$/MWh)	–	65	1	0
Biom. res. urb. (Ctv.US\$/MWh)	9,99	No revelado	1	1
Eólica (Ctv US\$/kWh)	6,90	No revelado	6	1
Solar (Ctv US\$/MWh)	11,99	No revelado	13	1
Hidroeléctrica (Ctv.US\$/kWh)	5,32	No revelado	16	7

FUENTE: “*Rol del Organismo Regulador en la Promoción de Energías Renovables*” -Alfredo Dammert Presidente del Directorio OSINERGMIN Octubre 2011

<http://www.google.com.pe/cse?cx=partner-pub-2439304027208370%3Ayn6tosphvko&ie=IS-O-8859-1&q=subastas&sa=lr#gs.c.tab=0&gs.c.q=subastas&gs.c.page=1>

Conforme a la “ESTADÍSTICA DE OPERACIONES 2011” elaborada por el COES, los CMg medios mensuales del SEIN para el año 2011 variaron entre un mínimo de 17,49 US\$/MW.h ocurrido en el mes de enero y un máximo de 33,63 US\$/MW.h ocurrido en el mes de setiembre, resultando un costo marginal promedio anual de 23,88 US\$/MW.h. Como se puede observar, el CMg del 2011 se ha mantenido por encima de las tarifas adjudicadas.

3.1.5 Los generadores cuya producción se basa en RER tendrán prioridad para conectarse a los sistemas de transmisión y/o distribución del SEIN, en caso exista capacidad disponible.

La Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por el Decreto Ley N° 25844, dispone en su artículo 33° que los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario y las compensaciones por el uso, conforme a la legislación vigente. Este artículo se refiere al conocido como principio de “Open Access”, el mismo que establece que el dueño de las redes o instalaciones debe permitir el uso de otros para un mejor aprovechamiento de la misma, a cambio de una contraprestación.

Esta disposición coloca a los generadores RER en una posición privilegiada, teniendo en cuenta los problemas de congestión que se suscitan en la infraestructura de transmisión con la que cuenta el Perú en estos tiempos.

3.1.6 La diferencia, para cubrir las tarifas establecidas para las unidades RER, será obtenida como aportes de los usuarios a través de recargos en el Peaje por Conexión a que se refiere el Artículo 61° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Los respectivos generadores recibirán esta diferencia vía las transferencias que efectuará el COES, según el procedimiento que se establece en el Reglamento.

Utilizando el criterio del beneficiario del servicio, una vez más el legislador ha determinado que seamos los usuarios quienes asumamos la carga económica del riesgo de mercado de los generadores RER. Para esto, los generadores RER deberán necesariamente ser parte del COES.

3.2 Impactos en la legislación peruana

Como hemos descrito con detalle en el numeral 3.1 anterior, la legislación peruana ha asumido una posición promotora para la utilización de RER en la generación eléctrica. Al respecto, es importante tener en cuenta cuáles son los beneficios y las dificultades relacionadas con el desarrollo de un parque generador activo que utilice RER a efectos de realizar el análisis costo-beneficio.

A continuación, señalamos algunas ideas relacionadas con el análisis a efectos de introducir un esquema normativo promotor para la utilización de RER en la generación eléctrica:

Beneficios:

- a) Reduce la dependencia energética.
- b) Mitiga los efectos del cambio climático causado principalmente por el CO₂ que contienen los combustibles fósiles.
- c) Reduce la contaminación convencional local.
- d) Reduce la utilización de recursos finitos (combustibles fósiles) y deja a futuras generaciones un planeta que les permita también a ellas un desarrollo sostenible.
- e) Son más abundantes que los combustibles fósiles y están mejor distribuidos.
- f) Crean empleos nuevos debido al desarrollo de la tecnología y al desarrollo de las nuevas instalaciones.
- g) Reduce la sensibilidad por disponibilidad de gas y agua.
- h) Reduce dependencia de combustibles fósiles y los efectos de la volatilidad de sus precios
- i) Evita el desvío de recursos económicos hacia los países productores de combustibles fósiles.
- j) Es relativamente menos invasiva en términos de impactos al entorno, en consecuencia reduce conflictos sociales.
- k) Son amigables con el ambiente.

Problemas:

- a) Aportan una menor confiabilidad a la oferta de energía puesto que pueden ser intermitentes (eólicas, por ejemplo).

- b) Altos costos de inversión iniciales.
- c) Altos costos de operación en la generación de energía eléctrica.

Entonces, teniendo en cuenta este panorama y con el Decreto Legislativo N° 1002 emitido, fue necesario emitir aun serie de normas complementarias y modificatorias a efectos de que el marco normativo promotor esté completo.

Así pues, una de las primeras modificaciones a la normativa peruana que podemos anotar es la relacionada con el cambio en la regulación de los títulos habilitantes para otorgar concesiones de generación de energía. Hoy existe una concesión específica para la generación eléctrica con RER.¹⁶ Cabe precisar que el trámite de concesión no es el mismo que para las concesiones definitivas regulares, sino que se sigue el trámite previsto en la Ley de Concesiones Eléctricas, previsto para las autorizaciones de plantas de generación termoeléctricas.

De otro lado, en atención al proceso de descentralización iniciado entre los años 2003 y 2004 se han dictado una serie de normas que regulan la transferencia de competencia de funciones sectoriales en varias materias, entre ellas, energía y minería, tomando en consideración las capacidades de gestión de cada gobierno regional.

Así pues, hoy las Direcciones Regionales de Energía y Minas (DREM) de cada Gobierno Regional, son las encargadas de otorgar las concesiones de generación de energía que se encuentren en el ámbito de su región. Esto no supone pocas complicaciones toda vez que no estamos seguros que en todos los Gobiernos Regionales exista una de estas oficinas y que éstas cuenten, al día de hoy, con las competencias y la especialización necesarias para evaluar un expediente de solicitud de concesión, teniendo en cuenta su complejidad técnica.

Con respecto al tema de certificaciones ambientales, la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, Ley N° 27446 (Ley SEIA) ha introducido la obligación de tramitar una certificación ambiental (que será

16 Decreto Ley N° 25844

“Artículo 3.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

() d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.”

determinada por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM) conforme a la complejidad del proyecto. En atención a ello, los proyectos de inversión públicos, privados o de capital mixto, que por su naturaleza pudieran generar impactos ambientales negativos de carácter significativo, aun cuando en algunos casos particulares no esté prevista la posibilidad que generen dichos impactos significativos por encontrarse en fases de prospección, exploración, investigación u otros, o por su localización o circunstancias particulares, estarán sujetos a las modalidades de evaluación de impacto ambiental para las Categorías I y II, según corresponda, de acuerdo a la legislación sectorial, regional o local aplicable.

La Categoría I referida a la Declaración de Impacto Ambiental incluye aquellos proyectos cuya ejecución no origina impactos ambientales negativos de carácter significativo, mientras que la Categoría II que requiere un Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado incluirá a todos los proyectos cuya ejecución puede originar impactos ambientales moderados y cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas fácilmente aplicables.

Para efectos de nuestro análisis, es importante señalar que el Reglamento de la Ley SEIA fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, es decir cuando la normativa para la utilización de RER ya estaba vigente y en consecuencia responde a esta necesidad de coordinar los esfuerzos del Estado a contar una legislación estructurada y coherente para el desarrollo de estos proyectos.

Por otro lado, con respecto a la normativa que regula la operación con RER, es importante recalcar que se ha diseñado un esquema de promoción a efectos de hacer atractivos estos negocios a través del sistema de subastas que hemos explicado con detalle en el numeral 3.1 anterior. Así pues, se ha creado un mercado atractivo para estas inversiones que, de otro lado, seguramente no despegarían en un mercado que no está muy desarrollado como el peruano. Como hemos visto, la participación de las unidades RER en el despacho y en las transferencias del COES es prácticamente obligatoria para que los negocios sean viables.

De otro lado, las autoridades que evalúan las licencias para la utilización de los recursos naturales, específicamente el recurso hídrico, tienen la obligación de analizar cuál es el uso más eficiente del mismo, teniendo en cuenta que una

mala decisión al momento de otorgar concesiones hidráulicas de capacidad menor a 20 MW, podría acarrear un uso ineficiente de dicho recurso en una misma cuenca. Una correcta política de otorgamiento de concesiones hidráulicas, sean éstas RER o no, conllevará un mayor beneficio a la sociedad puesto que se aprovechará el recurso escaso de manera más eficiente y se producirá más energía con el mismo recurso. Al respecto, cabe citar el Decreto Supremo N° 031-2012-EM publicado el 23 de agosto de 2012, mediante el cual prácticamente se ha condicionado el otorgamiento de concesiones de generación con RER al cumplimiento del principio de la gestión integrada participativa de una cuenca hidrográfica reconocido con la Ley de Recursos Hídricos, consistente en el uso óptimo y equitativo del agua y con participación activa de la población organizada por cada cuenca hidrográfica.

Por último, podemos mencionar que el desarrollo de las plantas RER, puede dar un respiro importante y producir cierta descongestión en los sistemas de transmisión eléctrica y de transporte de hidrocarburos, toda vez que los centros de producción con RER estarán más dispersos. Los centros de producción con RER se levantarán de manera estratégica en donde se encuentre el recurso y no donde se encuentre la infraestructura de transporte, en tal sentido, las generadoras RER no se encontrarán concentrados alrededor de las infraestructuras relacionadas con el transporte y distribución de gas natural y en consecuencia tampoco con las de transmisión eléctrica para transportar la energía que produzcan. Este fenómeno se puede ver hoy en día en el Perú en donde la mayor concentración de la generación eléctrica se encuentra en el centro del país, donde se produce electricidad con gas natural.

IV. Balance de participación de RER en el SEIN

Tabla N° 9
Balance de participación de RER en el SEIN
Participación de Producción RER en el SEIN – 2011

Fuente de Energía	Porcentaje de Participación
Hidráulica	57.9%
Gas Natural	38.2%
Carbón	2.1%
Residual	0.8%
Diesel	0.7%
Renovable	0.2%
Total	100%

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSEFEB2012.pdf>

4.1 Licitaciones RER

Se han celebrado dos subastas RER en el marco de la normativa descrita en el numeral anterior. Adjuntamos en el anexo 1, los resultados de las mismas.

Luego de las subastas, el parque generador del Perú queda como se aprecia en la Tabla N° 9.

Tabla N° 10
Producción de energía por tipo de fuente en el Perú

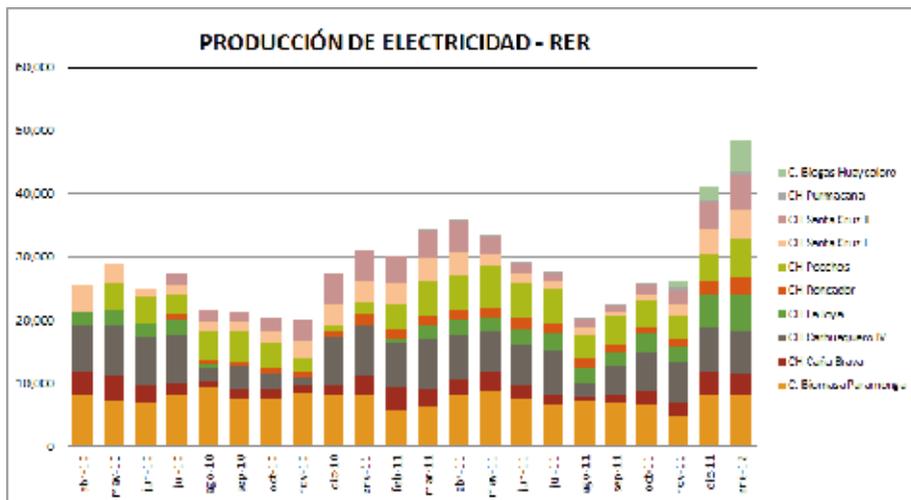
Fuente de Energía	GW.h										
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hidráulica	16 807	17 224	17 732	16 693	17 101	18 671	18 588	18 010	18 752	18 963	20 404
Gas Natural	744	848	1 230	2 170	4 061	4 260	7 313	9 313	9 261	11 444	13 459
Carbón	484	534	809	1 187	950	827	840	909	679	1 066	732
Residual	339	1 009	860	994	831	881	448	984	929	692	292
Diesel	89	43	58	859	59	120	65	342	184	179	241
Renovable (Bagazo/ Biogas)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	87
Total	18 463	19 658	20 689	21 903	23 002	24 760	27 254	29 558	29 805	32 424	35 217

Fuente: http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/BolAnualSectorElectric/Boletin-Anual-SEIN_2010.pdf

<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/OperSecElectrico/OSEFEB2012.pdf>

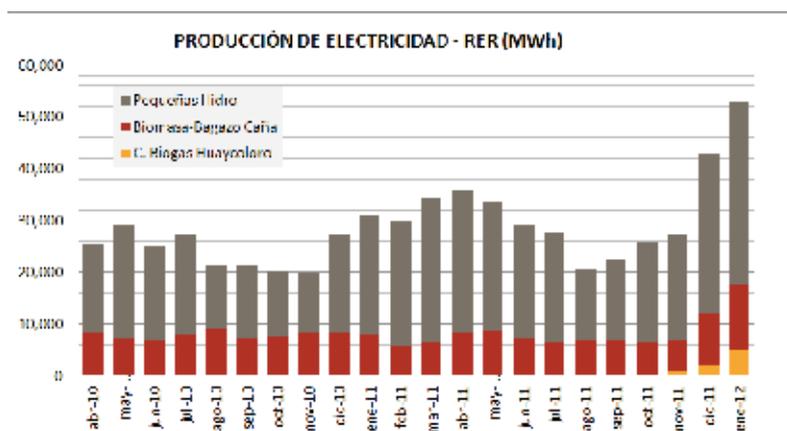
En la siguiente tabla podemos ver, luego de las adjudicaciones de las subastas, lo proyectos RER que ya se encuentran operando.

Tabla N° 11
Producción mensual de las centrales RER que han ingresado a operación comercial.



Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/Estadisticas.html>

Tabla N° 12
Entre los generadores RER en operación comercial destacan centrales hidroeléctricas, de biomasa y de biogas, tal como se muestra en el siguiente gráfico.



Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/Estadisticas.html>

V. Conclusiones

De acuerdo al análisis realizado, efectivamente existe interés de parte de los Estados y de los privados en desarrollar las tecnologías de generación eléctrica con RER; no obstante, muy a pesar de los esfuerzos que se realizan en el Perú y en el mundo por introducir estas tecnologías y que su producción tenga el carácter de masivo, el éxito conseguido es relativo y como hemos visto en las tablas anteriores, las proyecciones no son muy auspiciosas, no obstante, los mecanismos de promoción a las inversiones para la generación con RER.

La decisión para ejecutar el cambio de la matriz energética y que este sea sostenible, no sólo debe tener como base una norma con rango legal, que ya existe, sino que se debe crear la conciencia real en la sociedad, tanto consumidores como productores, de que el camino para el desarrollo sostenible pasa por promover este tipo de industrias.

No obstante, el predominio de los combustibles fósiles durará por un tiempo considerable, por lo que lo responsable es reconocerlo para unir esfuerzos en utilizarlos de manera cada vez más eficiente y limpia, al tiempo de ir creando condiciones para darles más espacio a las fuentes renovables.

En un mercado como el peruano, en el que no se termina de desarrollar una infraestructura de generación eléctrica de carácter permanente (en contraposición con la intermitente), el desarrollo de la tecnología de generación con RER no parece muy eficaz para resolver el problema de falta de oferta de generación. En relación a ello, dado que el Plan Nacional de Energías Renovables aún no se ha aprobado, no queda del todo clara la posición del Estado frente al desarrollo de algunas tecnologías por ejemplo, la hidráulica. Vale decir, ¿se prefiere la instalación de grandes plantas hidráulicas o de pequeñas que se distribuyan por el territorio para un mejor aprovechamiento del recurso hídrico?

Tal vez, estas tecnologías RER sirvan en la actualidad más para dotar de energía eléctrica a poblados aislados o aquellos que se ven perjudicados por la falta de inversión en infraestructura de transmisión eléctrica.

Anexo 1
Centrales de Generación Eléctrica con RER
(En Operación – Primera Subasta)

Ítem	Tipo	Proyecto	Concesionaria	Ubicación	Energía Anual Ofertada (MW.h)	Potencia Instalada (MW)	Monto de Inversión (Mio U\$S)	En servicio desde
1	C.B.	Cogeneración Paramonga	Agro Industrial Paramonga	Lima	115.000	23.00	31.0	31.03.2010
2	C.H.	Sta. Cruz II Huallanca	Hidroeléctrica Santa Cruz	Huallanca	33.000	7.00	13.2	01.07.2010
3	C.H.	Sta. Cruz I Huallanca	Hidroeléctrica Santa Cruz	Huallanca	29.500	6.00	12.2	29.05.2009
4	C.H.	Pochos 2	SINERSA	Piura	50.000	10.00	20.3	27.05.2009
5	C.H.	Roncador (Unidad 1)-Barranca Roncador (Unidad 2)-Barranca	Maja Energía SAC	Lima	14.060	2.00	4.1	01.04.2010
6	C.H.	La Joya	Generadora Energía SAC	Arequipa	14.060	2.00	4.1	01.12.2010
7	C.H.	Purmacana (Barranca)	Eléctrica Santa Rosa	Lima	54.662	10.00	19.4	01.10.2009
8	C.H.	Carhuaquero IV	DukeEnergyEgenor	Lambayeque	9.000	2.00	2.8	01.07.2011
9	C.H.	Caña Brava	DukeEnergyEgenor	Piura	66.500	10.00	20.3	22.05.2008
10	C.B.	Huaycoloro	Petramas S.A.C.	Lima	21.500	6.00	12.2	19.02.2009
11	C.H.	Huahuasi I (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	Junin	28.295	4.00	10.5	12.11.2011
12	C.H.	Huahuasi II (Caripa-Tarma)	Hidroeléctrica Santa Cruz	Junin	42.500	8.00	17.4	12.01.2012
13	C.H.	Nuevo Imperial	Hidrocañete S.A.	Lima	42.500	8.00	14.5	15.02.2012
				TOTAL	545.577	102.0	189.5	20.04.2012

C.B. : Central Biomasa

C.H. : Central Hidroeléctrica

OSINERGMIN – Julio 2012

Fuente: <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/GFE/8%20Operando%201%20Sub%20RER%28jul%29.pdf>

Centrales de Generación Eléctrica con RER (Segunda Subasta)

Ítem	Tipo	Proyecto	Concesionaria	Ubicación	Energía Anual Ofertada (MW.h)	Potencia Instalada (MW)	Monto de Inversión (Mio U\$\$)	En servicio desde
1	CS	CS Moquegua FV	Solarpark CO. Tecnología	Moquegua	43.000	16	43.0	31.12.2014
2	CE	Parque Eólico Tres Hermanas	Consorcio Tres Hermanas	Marcona	415.760	90	180.0	31.12.2014
3	CB	La Gringa V	Consorcio Energía Limpia	L i m a - Huaycoloro	14.020	2	5.6	31.07.2014
4	CH	Canchayllo	Aldana Contratistas Generales SAC. Empresa de Generación Canchayllo SAC.	Canchayllo - Junín	25.160	4	8.5	31.12.2014
5	CH	Huatziroki	Empresa Hidráulica Selva S.A.	Junín	72.270	11	25.5	31.12.2014
6	CH	Manta	Peruana de Inversiones en Energía Renovable SA.	Llacusbamba- Ancash	127.500	20	61.5	30.09.2013
7	CH	Renovandes H1	Renovables de los Andes SAC. Empresa de Generación Santa Ana SRL.	VillaAnashironi - Junín	150.000	20	40.0	31.12.2014
8	CH	8 de Agosto	Andes Generating Corporation SAC. - ARCORP	Huánuco	140.000	19	39.3	30.12.2014
9	CH	El Carmen	Andes Generating Corporation SAC. - ARCORP	Huánuco	45.000	8	15.7	30.12.2014
10	CH	Runatullo III	Empresa de Generación Eléctrica Junín SAC.	Alapampa Junín	120.000	20	37.1	15.12.2014
				TOTAL				

Fuente: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/10%20RER%20T%202.pdf>

La generación de emergencia

Paul Sumar Gilt*

El presente estudio desarrolla el concepto de generación de emergencia y las causas que conllevan a la aprobación de un régimen excepcional de generación. Asimismo, se aborda el marco normativo que regula la misma en el Perú y se exponen las situaciones de restricción que han dado lugar a la contratación de generación de emergencia a la fecha en nuestro país. Si bien la generación de emergencia permite superar restricciones de abastecimiento eléctrico, un marco normativo excepcional como éste debe advertir, más bien, los sectores que requieren de mayor inversión. Finalmente, se realiza una breve revisión de las medidas empleadas en otros países en situaciones similares de desabastecimiento eléctrico.

¿Qué se entiende por Generación de Emergencia?

Para comprender el objeto que aborda el presente estudio, es necesario definir qué se entiende por Generación de Emergencia. Para efectos prácticos, diremos que es el servicio prestado por una instalación estacionaria de generación a combustión, localizada estratégicamente de modo tal que sirva exclusivamente como una fuente secundaria de generación eléctrica¹. Su actuación se hará presente cuando la fuente primaria se interrumpa o paralice, por causas tales como las siguientes:

- i) Meteorología: En este caso, la generación producida a partir de un recurso hídrico se ve interrumpida o considerablemente disminuida por ausencia o restricción de los caudales mínimos esperados. Así, dependiendo de la región, se pueden vivir situaciones de sequía extrema producidas por fenómenos naturales, como lo es por ejemplo en nuestra región, el

* Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. MBA por la Universidad Pacífico. Socio del Estudio Santiváñez Abogados.

Con la colaboración del Bachiller en Derecho por la Pontificia Universidad Católica del Perú, Lucio Sánchez Povich.

1 Puede revisarse al respecto el siguiente enlace web: <http://des.nh.gov/organization/divisions/air/pehb/apps/emergency_generator.htm>

fenómeno de “El Niño”. O bien, el desprendimiento de lodo y piedras de las terrazas o cerros en los Andes que afectan la operatividad de las centrales hidroeléctricas (fue el caso, por ejemplo, del huayco que en 1998 descendió por el río Aobamba, embalsando el río Vilcanota a tal punto que sacó del servicio a la CH Machupicchu por varios años).

- ii) Deficiente inversión en infraestructura de generación: Las redes que enlazan los centros de consumo o cargas libres con las redes troncales y los centros de producción, terminan congestionadas debido a una falta de planificación oportuna o un incremento relativamente intempestivo de la demanda de clientes libres.
- iii) Ampliaciones o mantenimientos mayores de centrales que exigen la interrupción de la producción, la cual no puede ser suplida por otras fuentes primarias.

Las situaciones antes descritas suponen todas un desbalance entre la oferta y la demanda. El generador de emergencia está diseñado para suplir el déficit de generación mientras dure la emergencia. En ese sentido, los marcos legales de los países tienden a restringir la operación de estos generadores a la duración de la emergencia, y siempre que así lo declare el organismo regulador u otra instancia gubernamental.

Es de notar que la generación de emergencia, en el sentido que a este artículo interesa, no tiene relación con el suministro que proveen los equipos de respaldo localizados al interior de los clientes (industrias, hospitales, colegios u otros consumidores, cuyas necesidades los obligan a mantener equipos propios para situaciones de emergencia, pero que no inyectan su producción a las redes públicas).

Régimen legal de la Generación Adicional en el Perú

En el Perú el fenómeno de la generación adicional ha recibido el nombre de “Generación de Emergencia” y las primeras reglas fueron introducidas por el Decreto de Urgencia N° 037-2008, con el objeto de asegurar en el corto plazo el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Este régimen se originó en la necesidad de superar los desajustes coyunturales existentes entre la oferta y la demanda de generación y transmisión en ciertas áreas del SEIN, provocados por el crecimiento sostenido que mantuvo la economía nacional, la cual se tradujo en un incremento incluso mayor de la demanda de energía eléctrica. A dichos desajustes se les sumó un intenso periodo de estiaje durante el año 2008, que redujo la disponibilidad de agua para generación hidroeléctrica².

De acuerdo al Decreto de Urgencia N° 037-2008, para que se pueda contratar generación de energía adicional se requiere que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) declare primero las situaciones de restricción temporal de generación que afectarían el abastecimiento oportuno de energía en el SEIN; luego de lo cual, el MEM deberá calcular la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN.

Dicha norma dispone además, que el MEM requerirá a las empresas del sector energía en las que tenga participación mayoritaria³, que efectúen, dentro de estas situaciones de restricción temporal de generación, las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios⁴. De este modo, el régimen de generación adicional peruano se apoya en la existencia de empresas estatales del sector energía con la finalidad de trasladar a ellas la labor de contratar la generación adicional para el SEIN. Serán por tanto las empresas estatales las que se encarguen de contratar al generador adicional, previo desarrollo de los procesos de contratación a los que se encuentran sometidos en el marco del Decreto Legislativo N° 1017, Ley de Contrataciones del Estado.

Las rigideces propias del régimen de contrataciones del Estado podrían ocasionar que la contratación de generación adicional se materialice con significativo retraso. En esa razón, el Decreto de Urgencia N° 037-2008 ha establecido que la declaración de situación de restricción temporal de generación que efectúe el MEM, se considerará como situación de emergencia para efectos

2 Cfr. Considerandos del Decreto de Urgencia N° 037-2008.

3 Vale decir las empresas de propiedad del Estado que se encuentran bajo el ámbito de FONAFE.

4 Cfr. Artículo 2 del Decreto de Urgencia N° 037-2008.

de las normas de contrataciones del Estado⁵, lo cual supone un régimen de contrataciones exonerado de los procesos de selección⁶.

Dado que fue promulgado en un contexto de crisis energética, el Decreto de Urgencia N° 037-2008 tuvo una vigencia inicial que debió culminar el 21 de agosto de 2011, suponiendo que para esa fecha ya habrían ingresado los proyectos de reserva fría de generación y las grandes líneas de transmisión del centro hacia el sur y norte del país⁷. Sin embargo, dado que dichos proyectos no ingresaron a operación y que nuevos desajustes de oferta y de demanda surgieron en otras áreas del SEIN, la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008 fue ampliada hasta el 31 de diciembre de 2013 por el Decreto de Urgencia N° 049-2011⁸.

En resumen, la denominada Generación Adicional es un régimen jurídico excepcional, que permite al Estado ordenar a las empresas estatales que se procuren de las instalaciones o los servicios de generación y transmisión necesarios para evitar el racionamiento en determinadas áreas del SEIN.

La empresa a la que se le encarga la contratación, deberá incurrir en costos no deben ser absorbidos por ella sino por el sistema en su conjunto. En tal sentido, la normativa ha previsto que los costos totales sean cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión⁹. OSINERGMIN determinará el cargo adicional antes señalado¹⁰ sobre la base de los costos que le sean informados por la empresa estatal mediante un informe que tendrá carácter de declaración jurada y cuyos valores no estarán sujetos a modificación por parte del regulador. El cargo adicional se deberá aprobar hasta que todos los costos en que incurrió la empresa sean cubiertos y de modo tal que la recuperación de los costos no exceda los veinticuatro meses de presentado el Informe¹¹.

5 Cfr. Literal b) del artículo 20° del Decreto Legislativo N° 1017.

6 Cfr. 23 del Decreto Legislativo N° 1017 y artículo 128° de su Reglamento.

7 Cfr. Considerandos del Decreto de Urgencia N° 049-2011.

8 Cfr. Artículo 1° del Decreto de Urgencia N° 049-2011.

9 Cfr. Artículo 5 del Decreto de Urgencia N° 037-2008. Para el caso de los Sistemas Aislados, tendrán como alternativa adicional las licitaciones de suministro de electricidad en el marco del Decreto de Urgencia N° 032-2010.

10 Para tales efectos, OSINERGMIN aprobó inicialmente el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional" mediante Resolución de Consejo Directivo N° 002-2009-OS-CD, el cual ha sido derogado por la Resolución de Consejo Directivo N° 228-2012-OS/CD, vigente desde el 18 de octubre de 2012.

11 Cfr. Artículo 2 del Decreto Supremo N° 031-2011-EM. También se da la opción de que la em-

Situaciones de restricción temporal de generación declaradas por el MEM hasta la fecha

A la fecha, se han presentado ya un total de 5 casos en los cuales el MEM ha declarado la situación de restricción temporal de generación, ordenando la contratación de generación adicional.

En tales casos, el MEM justificó la situación de restricción temporal de generación en la congestión de las líneas de transmisión¹²; la indisponibilidad de centrales hidroeléctricas inundadas por la ocurrencia de huaycos¹³; la falta de capacidad de generación por periodos de estiaje¹⁴; y, el racionamiento en general de energía en el SEIN y Sistemas Aislados¹⁵ (las resoluciones que declararon la situación de restricción pueden verse en el Anexo I). El siguiente cuadro resume los casos antes señalados:

Empresa Requerida y Sustento de la necesidad	Objeto del Contrato y obligaciones del Contratista
ELECTROPERÚ. La Resolución Ministerial únicamente señaló la existencia de situación de restricción temporal y calculó la magnitud de capacidad adicional en 300 MW.	Se contrató generación adicional de 125 MW y por un plazo de operación comercial de 565 días. EDEGEL S.A.A. debía convertir sus equipos de generación termoeléctrica a gas natural al sistema de generación dual.
	Se contrató generación adicional de 60 MW por 565 días (ampliados en 186 y 136 días posteriormente), para la que sería la Central Térmica de Emergencia Trujillo. Se contrató a APR Energy.
	Se contrató generación adicional de 60 MW y por 245 días para la Central Térmica de Emergencia Mollendo. Se contrató a APR Energy.
CH SAN GABÁN. La situación de restricción se debió a un huayco que inundó la SE de la CH San Gabán II, indisponiendo hasta 110 MW.	Se contrató el retiro de rocas, lodo y escombros con D Y M Maquinaria y Minería S.A.C.; así como la rehabilitación de celdas del grupo 1 y grupo 2 a Ingenieros Electromecánicos S.A. Rehabilitación de las celdas de la línea I-1010, I-1013 a VCN Contratistas S.A.C.

presa constituya un fideicomiso especial que permita manejar en forma separada los ingresos y los costos en que incurra para cumplir con el requerimiento efectuado por el MEM.

12 Cfr. Resolución Ministerial N° 198-2011-MEM/DM.

13 Cfr. Resolución Ministerial N° 177-2011-MEM/DM y 070-2012-MEM/DM.

14 Esto también justificó la emisión de la Resolución Ministerial N° 070-2012-MEM/DM.

15 Cfr. Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM y 447-2011-MEM/DM.

ELECTROPERÚ. El COES informó riesgo de racionamiento en la zona norte del SEIN, por congestión de línea y falta de generación local.	Se contrató 80 MW por 487 días y dio origen a la Central Térmica de Emergencia Piura. Se contrató a Consorcio Ferrenergy SAC "Ferreyros SAA" Energy International INC.
ELECTRO ORIENTE. El Sistema Aislado Iquitos sufrió restricción al ser la demanda mayor a la oferta disponible.	Se contrató generación adicional por 10 MW y por 731 días para la Central Térmica de Emergencia Iquitos. Se contrató a FERREENERGY SAC.
HIDRANDINA. La situación de restricción se debió a una demanda mayor a la oferta disponible y a la congestión de líneas en el Callejón de Huaylas. A ello se sumó un huayco que inundó la CH Santa Cruz.	Se estimó la generación adicional en 13 MW.

Un examen cuidadoso de las resoluciones que declararon la situación de restricción demuestra la existencia de un común denominador en varias de ellas: la insuficiencia o limitación de las líneas eléctricas existentes para transportar hacia zonas transitoria o crónicamente deficitarias, energía producida en zonas superavitarias. En síntesis, las limitaciones existentes en las líneas de transmisión del SEIN, así como la inexistencia o insuficiencia de generación local, son las justificaciones mayormente utilizadas en las declaraciones de "restricciones temporales de generación", al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008. (Ver Anexo I para mayor detalle).

Procedimiento para la contratación de generación adicional

A continuación se describe brevemente el procedimiento que demandaría la contratación de generación adicional.

- i) Es necesario que el MEM declare previamente, mediante Resolución Ministerial, la situación de restricción temporal de generación y ordene la contratación de generación adicional a una empresa estatal del sector energía. Dicha Resolución deberá señalar la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria.

Consideramos, incluso, que la iniciativa puede surgir de una misma empresa estatal, en cuyas zonas de operación se manifiesten restricciones

de energía, para lo cual podría solicitar al MEM que se evalúe la necesidad de declarar dicha situación, adjuntando, para tales efectos, un estudio que caracterice la generación adicional requerida. Aunque esto no fluye de la norma sino de nuestra experiencia, es recomendable que la empresa estatal encargada efectúe rápidamente un estudio que contenga lo siguiente:

- a. Magnitud de la Generación Adicional.- ¿Cuánta generación y cuánta compensación reactiva es necesario instalar de tal manera que el área de demanda pueda importar del SEIN la mayor cantidad de potencia y energía posible, sin ocasionar ni racionamiento ni problemas de estabilidad u otros?
- b. Tiempo del servicio.- ¿Cuándo debería ingresar y por cuánto tiempo debería mantenerse esta Generación Adicional?
- c. Criterios para elegir tecnología y localización.- Identificar y elegir los criterios técnicos y económicos que deben ser considerados para definir los lugares en los que debería emplazarse los equipos de generación, así como el tamaño (capacidad) y tecnología que deberían tener tales equipos.

Entre estos criterios, podrían considerarse los siguientes:

- Disponibilidad suficiente en cantidad y oportunidad de los combustibles a ser utilizados como energéticos. Localización de los puntos de almacenamiento y venta.
- Ubicación de las subestaciones (o bien de las líneas a ser seccionadas), para inyectar la producción de los equipos de generación adicional.
- Altitud de los posibles sitios, considerando el efecto de la altura sobre la eficiencia de los equipos, de ser el caso.
- Disponibilidad en el mercado de los equipos, considerando la proximidad de la fecha requerida para el ingreso operativo de los equipos.
- Zonificación municipal y otras restricciones municipales, ambientales o arqueológicas que podrían afectar los sitios probables.

- d. Definición de tecnología y localización.- Una vez identificados y validados los criterios antes referidos, aplicarlos al caso y recomendar la mejor decisión en términos técnicos y económicos, respecto al tamaño, tecnología y localización de los equipos.
 - e. Estimación de costos y tiempos.- Efectuar las cotizaciones e indagaciones de mercado que resulten convenientes, a fin de identificar probables proveedores y el tiempo de implementación del proyecto, así como los costos fijos y variables que demandaría la generación adicional.
 - f. Medio Ambiente.- Identificar los impactos ambientales negativos así como la forma de prevenirlos, corregirlos o compensarlos.
 - h. Plan de Implementación.- Diseñar un plan de implementación, que incluya en detalle las actividades y los responsables, así como los tiempos y recursos requeridos para cada actividad, y que identifique contingencias y la manera de mitigarlas o eliminarlas.
- ii) Una vez se declare por Resolución Ministerial la situación de restricción temporal de generación, la empresa tendrá que seguir las reglas de contrataciones del Estado bajo la causal de situación de emergencia. Conforme a ello, la contratación de generación adicional estará exonerada de los procesos de selección que regula la Ley de Contrataciones del Estado. Ello, toda vez que se busca concretar la celebración de un contrato en un tiempo corto, sin los procedimientos y recursos que se le exigirían a la entidad contratante bajo las reglas de un proceso común de contrataciones.

El hecho de que una contratación esté exonerada de las reglas de procesos de selección, no implica que esté exonerada de la Ley de Contrataciones del Estado. En ese sentido, este proceso exonerado deberá cumplir las normas de transparencia, por lo que la empresa estatal deberá colgar en el SEACE las bases y los términos del contrato a celebrarse, conforme al procedimiento previsto para las causales de exoneración. Del mismo modo, la empresa deberá haber efectuado los estudios de mercado, estimaciones de los pagos por el servicio a contratar, cálculo del valor referencial, etc.; elaboración de bases para la presentación de propuestas (ya sea que se

convoque públicamente o se realice con un contratista específico); la elaboración de los Términos de Referencia y la Proforma de Contrato.

- iii) Finalmente, debe tenerse en cuenta también que, a partir de la publicación de la respectiva Resolución Ministerial que declara la situación de restricción, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) coordinará directamente con la empresa estatal correspondiente toda la información que sea necesaria para efectos de implementar el requerimiento efectuado. Tal información estará relacionada a, entre otras cosas, la distribución zonal de la capacidad adicional, las variaciones en la magnitud de dicha capacidad adicional, los períodos durante los cuales es necesaria la capacidad adicional, así como cualquier otra información que sea necesaria para implementar oportunamente el requerimiento efectuado y asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN¹⁶.

Posibles contingencias en el proceso de contratación o implementación de la generación adicional

Pese a ser un régimen de especial importancia en situaciones de restricción eléctrica, el marco normativo de la generación adicional en nuestro país no evita que se presenten algunas contingencias, tales como las siguientes:

- i) Contingencias ambientales

El Decreto de Urgencia N° 037-2008 ha introducido un régimen especial en materia ambiental para los proyectos de generación adicional. De acuerdo a ello, el titular de la actividad de electricidad presentará un Plan de Manejo Ambiental (PMA) a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del MEM, antes de iniciar cualquier actividad destinada a implementar las acciones necesarias a fin de superar la restricción temporal presentada¹⁷. El PMA deberá cumplir con lo especificado por dicho Decreto de Urgencia (Ver Anexo II).

16 Cfr. Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 077-2011-EM-DGE.

17 Cfr. Artículo 8, numeral 8.2 del Decreto de Urgencia N° 037-2008.

Asimismo, el PMA deberá ser presentado a la Dirección Regional de Energía y Minas del Gobierno Regional correspondiente, a la Municipalidad Provincial y Distrital del lugar y Comunidades del Área de Influencia Directa donde se ejecutarán la actividad destinada a superar la restricción temporal.

Como se aprecia, el Decreto de Urgencia elimina la necesidad de seguir un largo proceso de aprobación de EIA detallado o semi-detallado. En su lugar, la norma pide un PMA con un contenido predefinido, lo cual es congruente con la emergencia típica de toda generación adicional.

Más aun, la casuística de generación adicional muestra que la elaboración y aprobación del PMA ha sido obligación de los generadores contratados y no de las empresas estatales contratantes.

Sin embargo, es posible que el generador adicional enfrente problemas, surgidos de la siempre difícil relación con las municipalidades provinciales y distritales o las comunidades del área de influencia directa. ¿Cómo mitigar esta posibilidad?

Los estudios básicos para definir la generación adicional requerida, sugerirán las localizaciones de la o las centrales. Por lo tanto, es posible que la empresa estatal a cargo de la contratación disponga un estudio breve que aporte elementos a ser considerados por el futuro generador, tales como: la línea base ambiental y las características y expectativas de las personas, comunidades y municipios que rodean los probables emplazamientos de las centrales. Es decir, si bien el futuro generador hará suya la obligación de elaborar y aprobar un PMA, la empresa estatal podría ganar tiempo y estudiar el entorno de los probables emplazamientos, sobre todo el entorno social.

ii) Disponibilidad de terrenos

Ningún postor compraría un terreno antes de saberse elegido proveedor de la generación adicional. Pero, al mismo tiempo, el hecho de no tener certidumbre acerca de la disponibilidad de terrenos o el precio de los mismos, puede provocar que la incertidumbre sea reflejada en la oferta económica, o bien puede obligar a que la empresa estatal haga suya la obligación de adquirir los terrenos. Esto último ocasionaría la aplicabilidad de sistemas administrativos que pueden entorpecer la finalidad de la norma, como es el caso del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP).

En ese marco, la solución sería que en paralelo al proceso de selección del proveedor de generación adicional, la empresa estatal efectúe un breve estudio de títulos y posesiones de las locaciones alternativas, y celebre pre-contratos o contratos preparatorios, que posteriormente serían cedidos al generador adicional, quien sería finalmente quien asuma el costo de los terrenos. De esta forma, la incertidumbre sobre la disponibilidad y precio de los terrenos, quedará convenientemente despejada, sin que sea aplicable el SNIP¹⁸.

iii) Disponibilidad de combustibles

Se podría hacer respecto de los combustibles, las mismas observaciones y sugerencias hechas respecto a los terrenos. En efecto, es posible que la empresa estatal adopte contratos preparatorios que aseguren la disponibilidad y precio de los combustibles que serán utilizados como energéticos por el generador adicional. Otra opción, sería que la remuneración al generador adicional por la energía inyectada, sea una función del precio del combustible, sea cual fuera éste último.

Costos Incurridos asociados a la operación de la Generación Adicional

El régimen de generación adicional o de emergencia permite salvar una situación de restricción energética mediante la contratación de generación térmica de emergencia. Los costos que ello supone, si bien se encargan en un inicio a una empresa estatal, finalmente son trasladados al SEIN en general.

Para ello, el COES se encarga de determinar los Costos Netos Incurridos asociados a la operación de la Generación Adicional.

18 Debe precisarse que el SNIP sí resulta aplicable a la contratación de generación adicional, pero bajo un procedimiento simplificado para la formulación y evaluación de los proyectos de inversión pública en contextos de restricción. Cfr. Resolución Directoral N° 003-2011-EF-63.01, que aprobó disposiciones especiales del SNIP a los proyectos de inversión pública en contextos de restricción de servicios a cargo del Estado en el marco del Decreto de Urgencia N° 049-2011.

A continuación se muestra un cuadro resumen con los costos netos incurridos por las empresas estatales desde el 2009 por concepto de Generación Adicional¹⁹:

Año	Costos Netos Incurridos por Generación Adicional
2009	S/. 22 484 001,18
2010	S/. 38 357 165,21
2011	S/. 86 710 013,02
2012	S/. 466 831,95*
TOTAL	S/. 148'018,011.36**

* Información al mes de abril.

** La información se encuentra disponible en el portal web del COES www.coes.org.pe

La Generación de Emergencia en la experiencia comparada

La normativa peruana sobre generación adicional no ha sido un caso aislado en América Latina, sino parte de otras experiencias similares que fueron implementadas en distintos países para sobrellevar periodos de restricción energética. Así por ejemplo:

i) Brasil²⁰:

En Brasil, se advirtió desde fines de la década del 90 posibles desabastecimientos de energía para la primera parte de la década de 2000. En virtud a ello, el Gobierno brasilero emprendió una serie de reformas que incluyó en 1995, la reglamentación de la Ley N° 9074, Ley de Concesiones, que fuera aprobada en 1988, para impulsar proyectos de generación del sector privado y poner en marcha un ambicioso programa de privatización.

19 Los Costos Netos Incurridos por generación adicional resultan de la diferencia entre los Costos Totales Incurridos en generación adicional (compuesto por la suma de Costos de Adquisición y Puesta en Servicio y los Costos Netos Incurridos asociados a la Operación de la Generación Adicional) menos los Ingresos Netos Totales mensuales de la generación adicional compuestos por: Ingreso Garantizado por Potencia Firme, Ingresos Adicionales por Potencia Generada, ingresos por mínima carga, regulación de tensión, regulación primaria y secundaria de frecuencia y otros debidamente reconocidos por el COES.

20 Esta sección se basa principalmente en lo desarrollado por DAMMERT, Alfredo, Raúl GARCÍA y Fiorella MOLINELLI. *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial PUCP. 2008. pp. 258-263. También al respecto, puede consultarse los siguientes sitios web: <http://www.bnamericas.com/news/energiaelectrica/Gbno,_cancela_sobreprecio_de_energia_de_emergencia>; <<http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/ariztia.pdf>>.

Así, se delegó en el Banco Nacional de Desarrollo el proceso de privatización, comenzando con las empresas de distribución. Hacia 1998, ya se habían privatizado cerca del 60% de las empresas de dicho sector. Sin embargo, en el año 2001 se generó una crisis de abastecimiento que tomó por sorpresa al Gobierno. Esta crisis se debió a un bajo nivel de lluvias y del agua almacenada en los embalses. El Gobierno conformó una Cámara de Gestión de la Crisis para adoptar las medidas que fueran necesarias para superar dicha situación, disponiéndose la generación de energía de emergencia.

La generación de emergencia estuvo a cargo de centrales termoeléctricas que abastecieron de suficiente energía para satisfacer la demanda descuidada producto del déficit de energía. Se estima que fueron alrededor de 65 plantas termoeléctricas con capacidad combinada de 1.829 MW las destinadas a garantizar un suministro eléctrico extra en casos de déficit de generación hidroeléctrica, alimentando directamente las subestaciones cercanas a los mercados de consumidores.

Estas costosas plantas a gas, combustible residual o diesel, fueron administradas por una firma estatal denominada Empresa Brasileña de Comercialización de Energía de Emergencia (CBEE, por sus siglas en portugués)²¹ y, por su parte, el Operador Nacional del Sistema Interconectado (ONS)²² las conectaba cuando se necesitaba garantizar el suministro. El costo de instalar la generación de emergencia fue trasladada a la cuenta de los consumidores al crearse el llamado Impuesto de Seguro Contra Corte Eléctrico²³.

ii) Honduras²⁴:

El sector de energía eléctrica en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, cuando se creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se encargó totalmente de la generación y distribución del fluido eléctrico en el

21 Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

22 Agente privado responsable de la operación integrada del sistema eléctrico.

23 El referido impuesto inició al precio de 0,0049 reales/kWh consumidos. El Gobierno estaba facultado de ir recalculando el mismo por periodos de 3 meses. Las distribuidoras cobraban el impuesto y lo transferían a los ingresos del Gobierno Federal.

24 La información referida a la situación energética en Honduras fue tomada principalmente de la Memoria de la Reunión regional sobre generación de electricidad a partir de biomasa, llevada a cabo en Montevideo, Uruguay, del 23 al 27 de octubre de 1995. Disponible en el siguiente enlace web: <<http://www.fao.org/docrep/T2363s/t2363s0x.htm#TopOfPage>>

país. Posteriormente, con la inauguración del proyecto hidroeléctrico El Cajón en 1985, Honduras resolvió aparentemente su déficit de energía, disminuyendo su dependencia de la generación térmica basada en combustibles líquidos, que por entonces superaba el 50%. Con la conclusión de este proyecto, Honduras pasó a exportar energía a sus países vecinos.

Debido a un crecimiento anual de la demanda de electricidad de 8%, las necesidades energéticas de Honduras rápidamente agotaron la oferta energética disponible. A partir de 1992, tras un prolongado período de sequías en la región centroamericana, un mal manejo de las reservas de agua de la represa, además de fallas técnicas de construcción de la represa, provocaron que la central hidroeléctrica de El Cajón perdiera gran parte de su reserva de agua.

A partir de 1994, el Gobierno de turno afrontó niveles muy bajos de reserva de agua, y fue obligada a empezar de inmediato con un fuerte programa de racionamiento de energía. Este año se caracterizó por una marcada crisis de abastecimiento con un déficit energético de 120 MW y un agudo problema financiero de ENEE.

En el marco de esta crisis de abastecimiento eléctrico, el Gobierno retomó muy costosamente la operación de antiguas plantas térmicas existentes, que por falta de mantenimiento se encontraban en completo abandono o ya habían sido vendidas parcialmente.

Por otra parte, el Gobierno, bajo decreto presidencial, solicitó a la empresa privada la realización de inversión de urgencia para instalar plantas térmicas a fin de solventar la crisis energética, encargando a ENEE la contratación de generadores adicionales. Desde luego, esta no fue la única medida normativa adoptada por el Gobierno: así también se emitió una ley marco para el subsector eléctrico que básicamente abrió las oportunidades de generación, transmisión y distribución de energía al sector privado, desmonopolizando el sector, y definiendo prioridades a mediano y largo plazo para las fuentes renovables de energía.

Entre la energía de emergencia contratada se pueden mencionar otros dos proyectos privados térmicos con capacidad aproximada de 100 MW en conjunto. Estos proyectos basados en combustibles fósiles fueron aprobados para dar solución inmediata a la crisis energética que vivía el país. Además, el gobierno restauró otras tres plantas térmicas existentes, con un total de 35

MW, y consiguió en carácter de préstamo del gobierno Mexicano, otras tres de 15 MW cada una.

Ahora último, el 2011, al haber atravesado por una experiencia similar de escasez, el Gobierno de Honduras encargó a la empresa ENEE la contratación del denominado “Arrendamiento de potencia y su energía asociada para generación distribuida”, a través de una licitación pública internacional destinada a contratar instalaciones a operar con combustibles fósiles.

iii) Venezuela:

Entre los años 2009 y 2011, Venezuela sufrió una larga sequía que redujo significativamente el volumen de agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas. Para el 2009, el 73% de la energía eléctrica consumida por los venezolanos dependía de estas centrales²⁵. Adicionalmente, el consumo de electricidad del país se estuvo incrementando en un 6% anual, porcentaje que superó el ritmo de crecimiento de la oferta eléctrica.

La principal central del sistema hidroeléctrico Venezolano es la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar, con capacidad de generación de 10.000 MW, pero que producto de la sequía pudo generar solo 5.000 MW. Para inicios de febrero de 2010, el nivel del embalse había descendido nueve metros debajo de su nivel óptimo²⁶.

El Gobierno empezó a ejecutar una serie de medidas que buscaban reducir la demanda eléctrica y minimizar la dependencia venezolana de las centrales hidroeléctricas. Para finales de marzo de 2010, esta fecha se había postergado a junio de 2010²⁷. La Corporación Eléctrica Nacional, organismo público que administra todas las empresas generadoras de electricidad en Venezuela, reconoció en 2008 que el 79% de las centrales termoeléctricas tenían más de 20 años de antigüedad y que el 30% registraban indisponibilidad por problemas técnicos. Además, de las centrales que estaban funcionando, muchas no lo hacían a su máxima capacidad, generándose 3.800 MW cuando la capacidad instalada era de 9.051 MW.

25 Revisar el siguiente enlace web: <<http://online.wsj.com/article/SB126291736012720909.html>>

26 Revisar el siguiente enlace web: <http://www.eluniversal.com/2010/03/19/en_eco_esp_operating-guri-dam-b_19A3613933.shtml>

27 Revisar el siguiente enlace web: <http://www.eluniversal.com/2010/03/22/eco_art_cota-del-guri-en-240_1805168.shtml>

Antes de la sequía de esos años, ya existía una disparidad entre el incremento de la oferta y la demanda de energía eléctrica en Venezuela. Esta última se había venido incrementando a un ritmo de 7% anual desde el 2005, y no se había previsto suficiente generación que cubriera la demanda potencial que quedaría insatisfecha.

Entre las medidas que se adoptaron, estuvo presente la generación adicional por medio de instalaciones termoeléctricas. El Gobierno venezolano estableció como meta instalar en el 2010 una capacidad de generación de 6.000 MW (que luego fue disminuida a 5.000 MW) a través de plantas termoeléctricas. El costo estimado de este plan fue superior a los 5.000 millones de dólares. Se encargó a Corporación Eléctrica Nacional la compra de energía mediante las modalidades previstas en la Ley de Contrataciones Públicas de Venezuela.

El 24 de abril, el Gobierno anunció que en el primer trimestre se habían instalado 600 MW y planeaban instalar 1100 MW adicionales en el segundo trimestre de 2010. Rebajó además la meta de incorporación de generación en el 2010 de 6000 MW a 5.000 MW y, en octubre del mismo año, bajaron la meta anual a 1450 MW.

iv) Ecuador:

La experiencia ecuatoriana en generación de emergencia, del mismo modo que los casos antes descritos, se origina en desabastecimientos producidos por sequías y reducción de volumen disponible de recursos hídricos para la generación de energía.

Así, a fines de 2009, el Gobierno ecuatoriano, mediante Decreto de Emergencia N° 214²⁸, declaró el Estado de excepción eléctrica en todo el territorio nacional, por sesenta días, con el objeto de garantizar la continuidad y suministro del servicio de fuerza eléctrica. El Ejecutivo consideró en aquella ocasión que una indisponibilidad de generación de energía eléctrica por razones climáticas significaría una afectación importante a la producción, productividad, transporte, seguridad ciudadana y, en general, en la calidad de vida, lo que provocaría una grave conmoción interna.

28 Puede revisarse al respecto: <<http://exwebserv.telesurtv.net/secciones/noticias/61273/cookie-firma-decreto-de-emergencia-electrica-nacional-en-ecuador/>>

El Gobierno encargó al Ministerio de Finanzas de Ecuador disponer las medidas pertinentes a fin de garantizar que las importaciones de combustible que sea necesario realizar para la normal operación de todas las centrales termoeléctricas y autoprodutores del país hasta superar la crisis, sean efectuadas en la forma más oportuna y eficaz, a través de Petroecuador; pudiendo, para el efecto, utilizar fondos públicos destinados a otros fines, excepto los correspondientes a salud y educación.

Con dicha medida, las entidades que contaban con generación propia (lo que el Decreto denomina “autoprodutores”), debían utilizar sus equipos de manera obligatoria para cubrir sus necesidades y debían entregar los excedentes al mercado, de ser el caso. Petroecuador debía proveerles de combustibles de manera forzosa y sin exigir requisitos previos.

Por otro lado, adicionalmente a la medida antes descrita, el Gobierno ecuatoriano autorizó al Ministro de Electricidad y Energía Renovable, a los gerentes de las empresas eléctricas del país, a Petroecuador, a su filial Petrocomercial y al Ministerio de Finanzas, a contratar directamente las obras, bienes y servicios que fueran necesarios para superar la emergencia indicada, sin necesidad de cumplir los procedimientos precontractuales establecidos en la ley del Sistema Nacional de Contratación Pública. En tal sentido, se permitió la contratación de equipos de generación de energía adicional sin la necesidad de cumplir los formalismos y procedimientos del régimen de contrataciones con el Estado.

Conclusiones

La generación adicional o generación de emergencia ha sido un mecanismo utilizado en distintos ordenamientos con la finalidad de superar situaciones de crisis energética.

En el caso peruano, la crisis energética ha estado ligada al crecimiento desmedido de la demanda eléctrica sin la correlativa inversión adicional en capacidad de generación y en sistemas de transmisión. Ello indujo al Estado a implementar modelos similares a los que fueron utilizados en otros países de la región en años pasados, encomendando a empresas estatales la contratación de generación adicional.

Aunque las situaciones de restricción declaradas como tales por el MEM han sido pocas, éstas reflejan la necesidad de parte del Estado de fomentar la inversión en grandes proyectos de transmisión eléctrica y de generación, con la finalidad de que el crecimiento de nuestra economía sea secundado por la expansión de los servicios eléctricos.

El costo de atender la crisis por la vía de generación de emergencia, ha sido en el Perú, muchísimo menor que el incurrido en otros países de la región. Sin embargo, esta desigualdad podría tender a desaparecer en los próximos años, cuando se empiece a cargar a los consumidores, el costo de la reserva fría. En efecto, en el fondo, la reserva fría peruana no es más que generación de emergencia prevista con suficiente antelación.

La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada nacional: ¿una oportunidad para incentivar mayor generación de electricidad en el Perú bien aprovechada?

Augusto Vargas Rodríguez*

“En el desorden, encuentra simplicidad; en la discordia, encuentra armonía; en medio de la dificultad yace la oportunidad”. (Albert Einstein)

El presente documento tiene por objeto, de un lado, describir en qué consistió la problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada verificada en el Perú a partir del año 2004 en adelante, así como las medidas que el Estado peruano adoptó para enfrentar ésta; y de otro lado, evidenciar cómo la puesta en práctica de dichas medidas, además de haber enfrentado la problemática antes aludida, resultó ser una oportunidad bien aprovechada por el Estado peruano para incentivar mayor inversión en generación de energía eléctrica en el país, en beneficio de todos los peruanos.

I. La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada

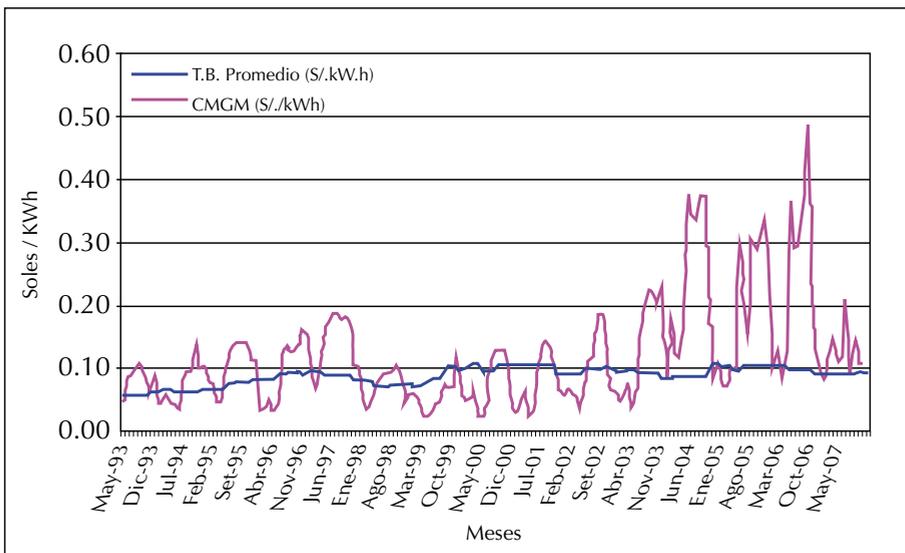
Durante la vigencia y aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, la LCE), y su Reglamento (en adelante, el RLCE), específicamente, a partir de inicios del año 2004, algunas empresas de distribución se vieron imposibilitadas de mantener contratos de suministro vigentes con las empresas de generación que formaban parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

* Abogado por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, con especialización en regulación de servicios públicos. Candidato al MBA por la Universidad del Pacífico. Asociado Senior del Estudio Santiváñez Abogados.

(en adelante, el SEIN), de forma tal que pudiesen cubrir sin contingencia mayor alguna la totalidad de los requerimientos de potencia y energía para la atención de sus usuarios del servicio público de electricidad o usuarios sujetos a regulación de precios (es decir, actualmente, usuarios con consumos de hasta 0.2 MW, obligatoriamente, y de hasta 2.5 MW facultativamente)¹.

Dicha situación se produjo, de manera inmediata, debido al desincentivo por parte de las empresas de generación para contratar con las referidas empresas de distribución, a la tarifa regulada o tarifa en barra que para el efecto fija el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, el OSINERGMIN), máxime si ésta se encontraba muy por debajo de los costos marginales de corto plazo para la generación de energía eléctrica (en una relación de 4 a 1).

Tarifa en Barra Promedio Mensual y Costo Marginal Mensual (1993-2007)



Fuente: OSINERGMIN

1 Para ese entonces: (i) el inciso b) del artículo 34° de la LCE disponía que las empresas distribuidoras estaban obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo; y (ii) el inciso g) del artículo 36° de la LCE disponía que la concesión definitiva caduca cuando el concesionario de distribución no acredite garantía de suministro por el plazo previsto en el inciso b) antes referido.

Sin embargo, cabe anotar que la marcada diferencia entre los referidos costos marginales de corto plazo para la generación de energía eléctrica y la tarifa en barra que fijase OSINERGMIN en el año 2004, tuvo su origen en factores exógenos sobrevinientes a la fijación tarifaria, tales como la verificación de fuertes sequías y el significativo incremento de los precios de los combustibles. Por ello, es que se señala también que estos últimos sucesos fueron en estricto las causas mediatas de la situación antes mencionada².

En todo caso, como consecuencia de lo anteriormente señalado, y debido a que la topología del SEIN por lo general no permite que las empresas de generación efectúen el corte físico del suministro a las empresas de distribución que no cuentan con contratos de suministro vigentes para la atención de su demanda regulada (al coincidir más de un contrato de suministro en la misma barra física); a lo largo del año 2004, las empresas de distribución continuaron: (i) efectuando retiros de potencia y energía del SEIN; y (ii) proveyendo a partir de ello a sus usuarios regulados con electricidad, así como facturando y cobrando a éstos en base a la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN. De hecho, durante el año 2004 se retiró energía del SEIN sin contratos de suministro vigentes asociada a una potencia de hasta aproximadamente 700 MW.

Todo ello, según entendemos, sin que la mayoría de las empresas de generación estuviesen de acuerdo con que la potencia y energía que había sido retirada del SEIN para la atención de la demanda regulada hasta ese momento debía ser atribuida a ellas por el Comité de Operación Económica del SEIN – COES (en adelante, el COES), ya que para las mismas la referida entidad no contaba con competencia normativa para tomar tal decisión.

Ante la situación antes descrita, resultó evidente la consolidación de un problema contractual, económico y financiero en el mercado eléctrico peruano que ocasionó la ruptura del curso normal de la cadena de pagos en éste, y que inclusive, para algunas personas, puso en riesgo la estabilidad económica del SEIN y/o la continuidad del servicio público de electricidad en el país.

2 Sin perjuicio de ello, cabe comentar que determinadas empresas generadoras señalaron que su decisión de no contratar se debió a un incorrecto cálculo de la tarifa en barra por parte del OSINERGMIN, máxime si dicha entidad calculó dicha tarifa considerando la entrada del gas natural y de otras inversiones consideradas en el “plan de obras” que sufrieron retrasos o que no llegaron a realizarse y por tanto a incorporarse al SEIN.

Por ello, desde el año 2004 en adelante, el Estado peruano adoptó una serie de medidas, a través de distintas instancias, precisamente con el objeto de intentar, tanto en el corto así como en el largo plazo, dar solución a la problemática antes referida.

II. Las medidas adoptadas

II.1. El Decreto de Urgencia N° 007-2004

En vista de lo anteriormente señalado, el Estado peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, el MEM), en primer término, convenció a las empresas de generación privadas para que éstas asumiesen, a la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN, los retiros de potencia y energía del SEIN efectuados por las empresas de distribución sin contratos de suministro vigentes, durante el periodo comprendido entre enero y junio del año 2004.

Y en segundo término, logró propiciar la expedición del Decreto de Urgencia N° 007-2004³, mediante el cual, entre otros aspectos, se estableció que el COES atribuyese a todas las empresas de generación cuyas acciones fueran de propiedad y/o administradas por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, a la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN, los retiros de potencia y energía destinados a atender el servicio público de electricidad que fueron efectuados sin contratos de suministro vigentes por las empresas de distribución, durante el periodo comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2004.

Sin embargo, si bien las acciones antes aludidas adoptadas por las empresas de generación privadas y por el Estado peruano en relación a las empresas de generación estatales, resolvieron la contingencia presentada en el mercado eléctrico peruano durante el año 2004, éstas no concluyeron en la suscripción de contratos de suministro de largo plazo entre las empresas de generación y empresas de distribución.

3 Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el Mercado Eléctrico originada por la existencia de Empresas Concesionarias de Distribución sin Contratos de Suministro de Electricidad, publicado en el diario oficial “El Peruano” con fecha 20 de julio de 2004.

En virtud de ello, resultaba previsible que la situación de crisis presentada durante el año 2004 se repetiría a partir de enero del año 2005, inclusive en mayor magnitud, debido al crecimiento vegetativo de la demanda del mercado regulado así como al vencimiento de otros contratos de suministro durante los años 2005 y 2006, respectivamente.

En ese sentido, resultaba pues indispensable encontrar una solución que implicase el establecimiento de un mecanismo que brindase mayor estabilidad y predictibilidad en los precios de la potencia y energía a ser considerados en la relación comercial entre las empresas de generación y empresas de distribución, a través de la generación de incentivos para la suscripción de contratos de suministro de largo plazo entre las mismas, así como la atracción de nueva inversión en generación necesaria para atender el crecimiento de la demanda eléctrica en el país.

II.2. La Ley N° 28447

Dentro del contexto antes descrito, en noviembre de 2004, la Comisión Especial PROINVERSIÓN del Congreso de la República (en adelante, la Comisión Especial) abordó la problemática del mercado eléctrico peruano antes comentada, con la participación del MEM, el OSINERGMIN y las empresas de generación y distribución involucradas, llegándose a un consenso entre los partícipes para coadyuvar a solucionar la crisis aludida y sus futuras implicancias.

De hecho, en virtud de las reuniones sostenidas en la citada Comisión Especial fue expedida la Ley N° 28447⁴, mediante la cual, se realizaron algunas modificaciones a la LCE, principalmente, de un lado, en relación al procedimiento de fijación de la tarifa en barra a ser seguido por el OSINERGMIN⁵,

4 Ley que modifica el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 30 de diciembre de 2004.

5 En relación a ello, puntualmente, se estableció que: (i) el COES proyectaría la oferta y la demanda para un lapso de tiempo menor (es decir, para un lapso de tiempo de 24 meses, y no de 48 meses como hasta ese momento había sido), considerando como constantes tanto la oferta así como la demanda extranjera sobre la base de transacciones históricas del último año; y (ii) el proceso para la fijación de la tarifa en barra se efectuaría una vez al año, con antelación al 30 de abril, y que en el cálculo de la tarifa de energía se considerarían tanto los costos marginales proyectados para los próximos 24 meses así como los costos marginales de los 12 meses anteriores, considerando la oferta y la demanda verificada en dicho lapso de tiempo (debiéndose actualizar dichas proyecciones al 31 de marzo del año respectivo).

y de otro lado, a la suspensión de los efectos del inciso f) del artículo 36° de dicha norma hasta el 31 de diciembre de 2007. Esto último, en tanto que, como se ha referido antes, la mencionada disposición establecía la declaración de la caducidad de las concesiones de distribución que no mantuviesen contratos de suministro de potencia y energía vigentes en magnitud suficiente para cubrir su requerimiento total de potencia y energía por los próximos veinticuatro (24) meses.

Asimismo, mediante la Ley N° 28447 antes aludida, se creó una Comisión conformada por el MEM y el OSINERGMIN (en adelante, la Comisión MEM-OSINERGMIN), con el objetivo de que ésta desarrollase y presentase un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación de energía eléctrica en el Perú, mediante el planteamiento de un esquema estructurado, integral, definitivo y sostenible que incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre las empresas de generación y distribución, y atraiese nueva inversión en generación.

En el marco del trabajo a ser realizado por la Comisión MEM-OSINERGMIN, quedó claramente establecido que durante el desarrollo e implementación del nuevo esquema normativo y regulatorio requerido, era necesario promover algunas medidas transitorias que propugnaran de manera inmediata mayor estabilidad en el sistema eléctrico nacional.

En efecto, no obstante el objetivo de desarrollar una solución estructurada, integral, definitiva y sostenible a la problemática señalada, era necesario resolver la situación y consecuencias de la falta de contratos de suministro vigentes en el mercado eléctrico peruano, que se preveía se seguiría verificando durante los años 2005 y 2006, hasta que el nuevo esquema entrara en plena operatividad.

Así, según lo procurado y propuesto por el MEM en el seno de la Comisión Especial, las empresas de generación (incluida ELECTROPERU S.A., empresa de generación estatal), firmaron un acta de compromiso, en virtud de la cual, éstas se obligaron a suscribir los respectivos contratos de suministro con las empresas de distribución que no tuviesen vigentes contratos de esa naturaleza para la atención de la demanda regulada, por un plazo de tres (3) años, hasta el 31 de diciembre de 2007, así como a renovar hasta dicha fecha, aquellos contratos de suministro también para la atención del mercado regulado que estuviesen vigentes al 1° de enero de 2005.

De acuerdo a lo anterior, es decir, en mérito del compromiso asumido y sobre la base del esperado cabal y responsable cumplimiento de éste por parte de los representantes de las empresas de generación (privadas y estatales), se pensó que se estaba asegurando la inexistencia de retiros de potencia y energía del SEIN sin respaldo contractual cuando menos hasta el 31 de diciembre de 2007, mientras se realizaban los ajustes necesarios en la legislación y regulación aplicable, de manera tal que se evitara una nueva situación de crisis en el mercado eléctrico peruano.

Con posterioridad a la suscripción del acta antes referida, todas las empresas de generación, a excepción de ELECTROPERU S.A., cumplieron con celebrar y/o renovar los contratos de suministro respectivos. Puntualmente, ELECTROPERU S.A. no cumplió con renovar el contrato de suministro que había suscrito con antelación con las empresas de distribución del grupo DISTRILUZ, empresas también estatales, y que representaban en ese entonces el abastecimiento de electricidad de aproximadamente el 30% de la totalidad de los usuarios regulados del país.

Dicho incumplimiento por parte de ELECTROPERU S.A. originó la reiterada existencia de retiros de potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución que no tenían contratos de suministro vigentes, lo que podía generar, de no tomarse las medidas correctivas necesarias, una situación más grave aún que aquélla que fuese solucionada mediante la expedición del Decreto de Urgencia N° 007-2004, y demás medidas adoptadas durante el año 2004.

Ello, máxime si, la magnitud de los retiros de potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución sin contratos vigentes y que comenzó a verificarse en el mercado eléctrico peruano en ese momento, era equivalente al doble de la registrada en el año 2004. Cabe señalar que, durante el año 2005, los retiros de energía del SEIN por parte de las empresas de distribución que no contaban con contratos de suministro vigentes fueron en promedio equivalente a la energía asociada a la potencia aproximada de 28 MW, llegando a su pico en diciembre de 2005 (energía asociada a potencia aproximada de 57 MW).

Retiros sin contrato para la demanda regulada (año 2005)

Distribuidora	Año 2005			
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (S/.)	Energía (S/.)
Edelnor	12.25	6.74	400,000.00	700,000.00
Electrocentro	21.79	8.70	680,000.00	850,000.00
Electronorte	0.00	0.00	0.00	0.00
Electropuno	53.18	18.06	1,690,000.00	1,740,000.00
Electrosur	0.00	0.00	0.00	0.00
Electrosureste	62.72	26.35	1,930,000.00	2,410,000.00
Electrosurmedio	20.63	12.33	670,000.00	1,240,000.00
Enosa	3.83	2.05	130,000.00	200,000.00
Hidrandina	19.17	9.03	610,000.00	900,000.00
Luz del Sur	113.25	56.82	3,680,000.00	5,880,000.00
Seal	0.06	0.02	0.00	0.00
TOTAL	306.89	140.10	9,790,000.00	13,920,000.00

Fuente: COES

Adicionalmente a ello, se previó que ELECTRO SUR S.A. (otra empresa de distribución estatal) efectuaría retiros de potencia y energía del SEIN sin contrato, a fin de mantener la continuidad del servicio público de electricidad dentro de su zona de concesión, con lo cual, se agravaría la situación de crisis en el mercado eléctrico nacional

Ello, dado que, desde el 7 de febrero de 2006, debido a causas propias de la naturaleza, la Central Hidroeléctrica Aricota 1 de titularidad de la empresa de generación estatal EGESUR S.A. (con 23.8 MW de potencia instalada) quedó totalmente fuera de servicio (y tendría tal condición hasta por lo menos marzo del año 2007, según el cronograma de reparaciones correspondiente) y consecuentemente con ello se verificó la resolución del respectivo contrato de suministro de potencia y energía que dicha empresa de generación había mantenido con ELECTRO SUR S.A.

En ese contexto, y ante la aparición de nuevas cargas eléctricas sin respaldo contractual a ser atendidas como producto del exceso en el consumo de electricidad y del crecimiento vegetativo de la demanda durante el año 2005, y bajo el entendido que resultaba necesaria una regulación transitoria que

incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre las empresas de generación y distribución, y atrajese nueva inversión en generación); el MEM procuró la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006.

II.3. El Decreto de Urgencia N° 007-2006

Mediante el Decreto de Urgencia N° 007-2006⁶ se declaró de interés público la adopción de medidas excepcionales para resolver la crisis verificada en el sistema eléctrico nacional, a la luz de: (i) la verificación de retiros potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución sin respaldo contractual durante el año 2005 y (ii) el pronóstico de que en el año 2006 en adelante se seguiría repitiendo la misma situación.

Así, con la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006 se procuró establecer un marco normativo transitorio que tenía como objetivo enfrentar los efectos de la crisis verificada y de las posibles futuras situaciones que hicieran a ésta aún mayor, mediante una solución de mercado.

Específicamente, el Decreto de Urgencia N° 007-2006 reguló un sistema de licitaciones públicas en mérito del cual, en el contexto de la inexistencia de ciertos importantes contratos de suministro entre empresas de generación y distribución que respalden los correspondientes retiros del SEIN verificados durante el año 2005 y los retiros a ser verificados durante el año 2006 en adelante, tales empresas pudiesen negociar y suscribir libremente, dentro de ciertos parámetros dados⁷, los correspondientes contratos de largo plazo de suministro de potencia y energía.

6 Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el mercado eléctrico originada por la existencia de empresas concesionarias de distribución sin contratos de suministro de electricidad, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 10 de mayo de 2006. Cabe señalar que su respectiva Fe de Erratas fue publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 17 de mayo de 2006.

7 Estos parámetros implicaban que los contratos de suministro de potencia y energía a ser celebrados en mérito de las licitaciones públicas que posibilitó el Decreto de Urgencia N° 007-2006, debían, necesariamente: (i) tener plazos de vigencia de por lo menos 5 años; (ii) respetar un precio tope a ser establecido por el OSINERGMIN tomando en consideración la tarifa en barra más una fórmula de reajuste a ser elaborada por dicho organismo; (iii) significar el traslado del precio firme al usuario final; (iv) contemplar un mecanismo de compensación entre usuarios regulados a efecto de homogeneizar el precio regulado en todo el SEIN; y (v) realizarse en base la conducción de las propias empresas de distribución pero bajo la supervisión del OSINERGMIN quien se encargaría de aprobar las respectivas bases.

Ello, con prescindencia de la consideración de la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN, salvo para el periodo comprendido entre la fecha de inicio de los nuevos contratos y la fecha de suscripción de éstos, en cuyo caso, los precios de transacción serían los correspondientes a la tarifa en barra antes aludida.

En estricto, durante el proceso de la elaboración del Decreto de Urgencia N° 007-2006, no sólo se tomó en consideración la situación de los retiros de potencia y energía del SEIN por parte de las empresas de distribución sin contratos de respaldo vigentes verificados hasta ese momento, sino también los posibles futuros retiros que se verificarían en el corto plazo durante los años 2006 y 2007 (según lo pronosticado), y evidentemente los montos dinerarios involucrados. Ello, en tanto que se contaba con información en relación a la pérdida de vigencia de ciertos contratos de suministro durante el año 2006, y a la posibilidad de la aparición de cargas adicionales como producto del crecimiento de la demanda vegetativa, específicamente, de cargo de las empresas de distribución LUZ DEL SUR S.A. y del grupo DISTRILUZ.

De hecho, antes de la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006, el MEM conocía que: (i) durante el año 2005, la retirada del SEIN sin contratos de suministro de respaldo vigentes fue en promedio equivalente a la energía asociada a la potencia aproximada de 28 MW, llegando a su pico en diciembre de 2005 (energía asociada a potencia aproximada de 57 MW); (ii) durante el año 2006, se preveía que los retiros del SEIN sin contratos de respaldo llegarían a significar alrededor de 630 MW (es decir, el equivalente al 20% de la demanda total del SEIN y el 35% del mercado regulado), lo que implicaría en total durante el año 2006 US\$ 85 millones de transacciones eléctricas sin posibilidad de pago, valorizadas según la tarifa en barra fijada por el OSINERGMIN⁸; y (iii) durante el año 2007, se preveía que los retiros del

- 8 Posteriormente, en los hechos, se verificaron, durante el año 2006, aproximadamente, los siguientes retiros del SEIN sin contratos para atender la demanda regulada: (i) potencia de 413.75 MW; y (ii) energía de 1,032 GWh.

Retiros sin contrato para la demanda regulada (año 2006)

Distribuidora	Año 2006			
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (S/.)	Energía (S/.)
Edelnor	8.77	4.83	260,000.00	480,000.00
Electrocentro	5.39	8.53	600,000.00	790,000.00

SEIN sin contratos de respaldo vigentes llegarían a implicar US\$ 200 millones en nuevas transacciones eléctricas sin posibilidad de pago, valorizadas según la tarifas en barra fijada por el OSINERGMIN.

En ese sentido, para la promulgación del Decreto de Urgencia N° 007-2006, no sólo se tomaron en consideración los retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos de suministro de respaldo verificados durante el año 2005 (incluidos los ocasionados como producto de consumos en exceso como es el caso de ELECTROPUNO, y del crecimiento vegetativo de la demanda como es el caso de LUZ DEL SUR S.A.), así como los retiros de potencia y energía que corresponderían al contrato de suministro de potencia y energía entre ELECTROPERÚ S.A. y las empresas del grupo DISTRILUZ (por 212 MW) con vigencia hasta el 15 de febrero de 2006 (máxime si ELECTROPERÚ S.A. jamás honró el compromiso que asumió consistente en renovar dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2007); sino también los retiros de potencia y energía correspondientes al contrato de suministro entre ELECTRO PERÚ S.A. y LUZ DEL SUR S.A. (por 420 MW) con vigencia hasta el 31 de octubre de 2006 (máxime si ELECTROPERÚ S.A. tampoco honró el compromiso que asumió consistente en suscribir la correspondiente opción de renovación contractual con LUZ DEL SUR S.A.).

Ello, además de considerar los posibles retiros de potencia y energía del SEIN correspondientes a cualquier otro u otros contratos de suministro celebrados entre empresas de generación y distribución que pudiesen resolverse durante el año 2006, y aquellos que tuviesen que suscribirse en base al crecimiento vegetativo de la demanda durante el año 2006 en adelante.

Electronorte	64.12	198.30	12,190,000.00	19,270,000.00
Electropuno	11.49	23.40	2,000,000.00	2,190,000.00
Electrosur	38.50	76.02	4,460,000.00	7,290,000.00
Electrosureste	14.86	35.46	2,440,000.00	3,140,000.00
Electrosurmedio	1.87	5.17	280,000.00	500,000.00
Enosa	69.67	204.04	11,610,000.00	19,830,000.00
Hidrandina	100.02	259.32	17,590,000.00	25,040,000.00
Luz del Sur	98.98	217.09	12,160,000.00	21,400,000.00
Seal	0.09	0.13	10,000.00	10,000.00
TOTAL	413.75	1,032.29	63,620,000.00	99,950,000.00

En concordancia con lo anteriormente señalado, en términos generales, con el Decreto de Urgencia N° 007-2006 antes aludido se pretendió que las empresas de distribución ELECTRO SUR S.A. y a aquéllas que conforman el grupo DISTRILUZ, efectuasen licitaciones públicas para conseguir ofertas de suministro de potencia y energía por parte de las empresas de generación, de acuerdo a las condiciones establecidas en la misma norma. Ello, una vez que se hubiese verificado el vencimiento del plazo de vigencia originalmente pactado o la resolución contractual por causal de fuerza mayor (debidamente calificada por el MEM) en sus respectivos contratos de suministro originales.

Asimismo, con el Decreto de Urgencia N° 007-2006 referido, también se pretendió que cualquier otra empresa de distribución cuyos contratos de suministro de potencia y energía pudiesen perder vigencia durante el año 2006, efectuase licitaciones públicas como la antes referida, en los mismos términos a los establecidos para las empresas de distribución ELECTRO SUR S.A. y aquéllas que conforman el grupo DISTRILUZ.

No obstante lo anterior, lo regulado por el aludido Decreto de Urgencia N° 007-2006 sólo se quedó en una pretensión no implementada, por la razón que se explica más adelante.

II.4. La Ley N° 28832

Tal como hemos señalado con antelación, mediante la promulgación de la Ley N° 28447 se creó la Comisión MEM-OSINERGMIN a efecto de que ésta desarrollase y presentase un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación de energía eléctrica en el Perú, mediante el planteamiento de un esquema estructurado, integral, definitivo y sostenible que incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre las empresas de generación y distribución conformantes del SEIN, así como nueva inversión en generación.

En esa línea, mediante la Ley N° 28832⁹, entre otros aspectos, se estableció

9 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 23 de julio de 2006. Las disposiciones acerca de las licitaciones de largo plazo establecidas mediante la Ley N° 28832 fueron precisadas mediante el Decreto Supremo N° 052-2007-EM que aprobó el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 14 de octubre de 2007.

un sistema de licitaciones públicas a ser realizadas por iniciativa de las empresas distribuidoras, con una antelación de tres (3) años a la verificación del vencimiento de sus respectivos contratos de suministro de potencia y energía para la atención de sus usuarios regulados, con el objeto de que éstas suscribiesen con las empresas generadoras participantes contratos de suministro de potencia y energía de mediano y largo plazo.

De hecho, el mecanismo de licitaciones públicas creado mediante la Ley N° 28832, según el cual los precios resultantes de las respectivas licitaciones públicas permanecerían constantes en términos reales a lo largo de los contratos a ser suscritos, tenía como objetivo asegurar un precio estable y predecible por un plazo relativamente largo, procurando la eliminación de la incertidumbre sobre las tarifas fijadas administrativamente por el OSINERGMIN, incentivando la instalación de nuevas plantas de generación eficientes e incrementando la competencia por el mercado.

Todo ello, bajo la idea de que la suscripción de dichos contratos se traduciría en menores precios para las empresas distribuidoras y por ende para los usuarios del servicio público de electricidad (es decir, para la demanda regulada).

Cabe precisar que, desde nuestra perspectiva, si bien la Ley N° 28832, de forma similar al Decreto de Urgencia N° 007-2006, contuvo, entre otros aspectos, regulación con incidencia en la problemática de los retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos de suministro de respaldo (y propuso también un sistema de licitaciones públicas para abordar ésta, procurando incentivar así también mayor inversión en generación), y en ese sentido, se relacionó de alguna manera con la materia regulada por el referido Decreto de Urgencia N° 007-2006; dichas normas encontraron diferencias.

De un lado, con el Decreto de Urgencia N° 007-2006 se pretendió resolver la problemática que hasta el momento de su expedición atravesaba el mercado eléctrico peruano, posibilitando licitaciones públicas para la contratación de: (i) retiros de energía y potencia del SEIN, ocurridos durante el 2005 y a ser verificados durante el año 2006 en adelante, como consecuencia del término de la vigencia o la resolución de ciertos contratos durante el 2006 o con antelación a dicha fecha, y (ii) consumos en exceso y crecimiento de la demanda vegetativa verificados durante el año 2005 y a ser verificados en el año 2006 en adelante.

Y de otro lado, con la Ley N° 28832, con un ánimo más previsorio y de largo plazo, se pretendió posibilitar licitaciones públicas, a ser realizadas por iniciativa de las empresas de distribución, con una antelación de tres (3) años a la verificación del vencimiento de los respectivos contratos de suministro de potencia y energía para la atención de usuarios regulados. Es decir, se pretendió incentivar la realización de licitaciones públicas por parte de empresas de distribución y la suscripción de los correspondientes contratos de suministro de potencia y energía de mediano y largo plazo, pero en un contexto que supondría aún la vigencia de los contratos de suministro de potencia y energía, respectivos. Adicionalmente, las condiciones de las licitaciones que regularon tanto la Ley N° 28832 así como el Decreto de Urgencia N° 007-2006 tuvieron características distintas.

Así, en la medida que regulado por el Decreto de Urgencia N° 007-2006 y por la Ley N° 28832 tuvieron, en estricto, presupuestos de partida específicos diferentes, y las licitaciones que presuponían que podían ser realizadas en mérito de cada una de dichas normas tenían características distintas; desde nuestra perspectiva, no encontramos que existió incompatibilidad ni contradicción entre dichas normas.

En esa línea de razonamiento, se puede concluir que la Ley N° 28832 no derogó el Decreto de Urgencia N° 007-2006, sino tan sólo lo complementó. De hecho, en este caso en particular, consideramos que no existió ni derogación expresa ni tampoco derogación tácita. Ello, no obstante los diferentes rangos y fechas de promulgación y publicación de dichas normas.

Al respecto, es pertinente recordar que:

- (i) Desde un punto de vista jurídico-doctrinario la derogación (es decir, la sustitución de una norma por otra, lo que necesariamente importa la supresión previa de la norma original) es una forma de cesación extrínseca de la vigencia de una norma;
- (ii) La derogación puede ser expresa o tácita;
- (iii) La derogación es expresa cuando una nueva norma declara expresa, explícita, concreta, pormenorizada, exhaustiva, clara y de forma indubitable la pérdida de vigencia de una anterior, mientras que la tácita no importa

una manifestación explícita de las normas que quedan derogadas, sino una de carácter implícito;

- (iv) En la medida que la derogación tácita se funda en la manifestación sucesiva de dos voluntades legislativas distintas, contradictorias e incompatibles sobre una misma materia, y en la idea que ante ello debe prevalecer la aplicación de la última; para que se pueda hablar de una derogación tácita es necesario observar la existencia de dos (2) normas contradictorias e incompatibles sobre una misma materia emitidas en el tiempo.
- (v) Por ello, no se puede hablar de la verificación de una derogación tácita de una norma por otra, si no se verifica contradicción e incompatibilidad entre éstas. Ilustrados académicos y juristas de reputación internacional y de reconocida trayectoria como Pescio, Barbero, Albaladejo, Coviello, Cárdenas, Ducci Claro, entre otros, opinan de tal manera¹⁰;

10 Para corroborar ello, puede atenderse a lo señalado por los siguientes autores en relación a la oportunidad en la que se verifica una derogación tácita:

(1) PESCIO V., Víctor. Manual de Derecho Civil. Título Preliminar. Tomo I. Editorial Nascimento, Santiago de Chile, 1948, p. 259:

"(...) la derogación tácita se funda en la regla de razón que estatuye que cuando el legislador ha manifestado sucesivamente dos voluntades diferentes sobre una misma materia, debe prevalecer la última (...)".

(2) BARBERO, Doménico. Sistema de Derecho Privado. Tomo I. Traducción de Santiago Sentís Melendo. Ediciones jurídicas Europa-América-Buenos Aires, 1967, p. 136:

"(...) en cuanto la disposición de una ley precedente es incompatible (contradictoria) con una ley posterior hecho en el cual es implícita la abrogación de la primera, aun en defecto de referencia alguna a ella (...)".

(3) COVIELLO, Nicolás. Doctrina General del Derecho Civil, Cuarta edición italiana revisada por el Prof. Leonardo Coviello. Traducción por Felipe J. Tena. Concordancias de Derecho Mexicano por Raúl Berrón Mucel. Unión Tipográfica Editorial Hispano-Americana, México, p. 104:

"(...) tiene lugar cuando un ley posterior contiene normas jurídicas incompatibles en todo o en parte con las contenidas en una ley anterior; esto es, cuando la aplicación contemporánea de las normas establecidas por las dos leyes es imposible por la contradicción que de allí se seguiría (...)".

(4) CÁRDENAS Q., Carlos. Modificación y derogación de las normas legales. Primera Edición. ARA Editores, Septiembre de 1999, Lima, Perú, p. 46:

"(...) es más propio considerar que la derogación tácita sólo resulta de la existencia de una incompatibilidad absoluta entre la norma nueva y la antigua, que determina la supresión de ésta, sin mediar un pronunciamiento explícito en torno a la derogación de la misma (...)".

(5) DUCCI CLARO, Carlos. Derecho Civil. Parte General. Tercera edición. Editorial Jurídica de Chile. Santiago de Chile, 1988, p. 55:

"la derogación tácita deja vigente en las leyes anteriores, aunque versen sobre la misma materia, todo aquello que no pugna con las disposiciones de la nueva ley (...)" debe existir

No obstante lo anterior, tanto el MEM como el OSINERGMIN entendieron ello de manera distinta, y por tanto, consideraron que la Ley N° 28832 sí derogó tácitamente el Decreto de Urgencia N° 007-2006. Por tal razón, con posterioridad a la emisión de la Ley N° 28832, sólo se reglamentaron las licitaciones asociadas a dicha norma, y por tanto, no se realizó licitación alguna al amparo del Decreto de Urgencia N° 007-2006.

II.5. La Ley N° 29178

Con posterioridad se promulgó la Ley N° 29178¹¹, y con ella, entre otros aspectos de importancia para el sector¹², se reactivó la causal de caducidad de la concesión de distribución por la no acreditación de garantía de suministro que suspendiera la Ley N° 28447, salvo para el caso de las empresas de distribución que demostrasen haber participado en las licitaciones a las que se refiere la Ley N° 28832 y no haber obtenido ofertas para cubrir el total de sus requerimientos.

incompatibilidad entre preceptos cuyos presupuestos coinciden, es decir, es necesario determinar si existe contradicción entre ello y no una simple discrepancia”

(6) CÁRDENAS Q., Carlos. Modificación y derogación de las normas legales. Primera Edición. ARA Editores, Septiembre de 1999, Lima, Perú, p. 46:

“Ello explica que en ciertos casos se exija que la derogación o modificación de una norma se produzca necesariamente en forma expresa, excluyendo la posibilidad de derogación o modificación total o parcial, de una norma jurídica por efecto de la simple incompatibilidad con una posterior”

11 Ley que modifica diversos artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicada en el diario oficial “El Peruano” con fecha 03 de enero de 2008.

12 Adicionalmente a la señalada, las otras medidas de importancia para el sector adoptadas por la Ley N° 29178, fueron las siguientes: (i) estableció la posibilidad de otorgar autorizaciones con plazo indefinido, al igual que las concesiones; (ii) acotó la posibilidad de prórroga del plazo de las concesiones temporales, sujetando ésta únicamente a eventos de fuerza mayor o caso fortuito, con el objeto de enfrentar a los especuladores; (iii) estableció el requisito de la presentación de un informe favorable de una clasificadora de riesgos calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante; (iv) sujetó la preferencia del solicitante con concesión temporal a seguir el trámite con exclusividad para la obtención de una concesión definitiva, ante la concurrencia de solicitudes de concesión definitiva, a la verificación del cumplimiento previo y estricto de su cronograma de estudios; (v) acortó de 90 a 60 días el plazo para resolver solicitudes de concesiones; (vi) fijó las mismas obligaciones tanto para los titulares de concesiones como de autorizaciones; (vii) extendió la limitación de la obligación de los titulares de redes para permitir a terceros el uso de éstas que prestan servicios públicos en su zona de concesión, a terceros que prestan los mismos servicios fuera de dicha zona; (viii) eliminó la razón económica-financiera como excepción a la causal de caducidad de la concesión; y (ix) agregó el financiamiento directo por parte del solicitante de suministro para la ejecución de las obras necesarias por parte del prestador del servicio público, como una modalidad de contribución reembolsable.

II.6. La Ley N° 29179

Después de ello, mediante la Ley N° 29179¹³, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2008, se estableció que las demandas de potencia y energía destinadas al servicio público de electricidad que no hubiesen sido contratadas mediante el mecanismo de licitación regulado por la Ley N° 28832, serían asumidas por todos los generadores del SEIN (estatales y privados, sin distinción), conforme al procedimiento que para el efecto estableciese el OSINERGMIN.

Adicionalmente, con dicha norma se precisó que el monto faltante para cerrar las transferencias de energía en el COES, debido a los retiros de potencia y energía sin contrato, valorizados a tarifa en barra, se asignarían a cada generador en proporción a su energía firme eficiente anual, menos su correspondiente energía por contrato.

En otras palabras, mediante la Ley N° 29179, el Estado peruano, a través de su Poder Legislativo, no sólo ordenó a las empresas estatales de generación contratar con las empresas de distribución a tarifa en barra, respecto de los retiros de potencia y energía del SEIN realizados por éstas que no hubiesen podido estar respaldados por contratos (no obstante haber participado en la licitaciones previstas por la Ley N° 28832); sino que también obligó a hacer ello a las empresas de generación privadas.

II.7. Decreto de Urgencia N° 049-2008 y Decreto de Urgencia N° 079-2010

Mediante Decreto de Urgencia N° 049-2008¹⁴, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2011, entre otros aspectos, se replicó lo señalado por la Ley N° 29179, en tanto que se dispuso que los retiros físicos que efectuasen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a tarifa en barra, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

13 Ley que establece el mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado, publicada en el diario oficial "El Peruano" con fecha 03 de enero de 2008.

14 Decreto de urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 18 de diciembre de 2008.

Posteriormente, mediante Decreto de Urgencia N° 079-2010¹⁵, se prorrogó hasta el 31 de diciembre lo regulado por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Por ello, es claro también que con las referidas normas, al igual que con la Ley N° 29179, se ordenó tanto a empresas generadoras estatales como privadas a asumir los retiros sin contrato de las empresas distribuidoras, como si hubiesen contratado los mismos.

III. Encrucijada jurídica generada con la emisión de la Ley N° 29179, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y el Decreto de Urgencia N° 079-2010

Si bien es cierto que a la luz de todas las medidas adoptadas antes referidas, no existe duda alguna acerca de la buena voluntad de las empresas de generación y distribución privadas y estatales y del Estado peruano para solucionar la problemática de los retiros de potencia y energía sin contrato del SEIN, e incentivar y/o procurar mayor inversión en generación; lo regulado por la Ley N° 29179, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y el Decreto de Urgencia N° 079-2010 nos invita a reflexionar específicamente acerca de la corrección constitucional de estas últimas normas.

Ello, máxime si, se toma en consideración que: (i) como se ha señalado antes, en estricto, las referidas normas establecieron de manera indirecta la obligación de las empresas de generación de contratar suministro con empresas distribuidoras; y (ii) toda empresa (incluyendo las de generación) tiene el derecho constitucional a contratar libremente¹⁶ (y por tanto, también a negarse a contratar libremente).

De hecho, sobre la libertad de contratar antes referida, es pertinente recordar que ésta comprende la libertad de cada persona de elegir: (i) a su contraparte; (ii) la oportunidad de la contratación; (iii) la materia sobre la qué desea

15 Decreto de urgencia que extiende vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, publicado en el diario oficial "El Peruano" con fecha 16 de diciembre de 2010.

16 El numeral 14. del artículo 2 de la Constitución Política del Perú señala que toda persona tiene derecho a contratar con fines lícitos, siempre que nos se contravengan leyes de orden público.

contratar; y (iv) las condiciones de contratación¹⁷ (salvo el precio en el caso de los contratos de suministro de electricidad entre empresas generadoras y empresas distribuidoras en el que éste está regulado por la LCE y es la tarifa en barra).

Ahora bien, en la medida que la Ley N° 29179, el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y el Decreto de Urgencia N° 079-2010 son normas que fueron promulgadas sobre la base de la potestad/deber constitucional del Estado consistente actuar en las áreas de servicios públicos¹⁸, en este caso en particular se advierte la confrontación de dos (2) fines constitucionalmente protegidos: el derecho de los privados a la libertad de contratar y el derecho/potestad del Estado peruano de actuar en las áreas de los servicios públicos y en particular en el área del servicio público de electricidad.

Entonces, la pregunta que surge de inmediato para determinar la corrección de lo dispuesto por la Ley N° 29179 es ¿hasta dónde el Estado puede limitar el derecho a la libertad de contratar de los privados en mérito de su potestad/deber de actuar en las áreas de servicios públicos?

La doctrina nacional e internacional preponderante, y la jurisprudencia constitucional peruana, ya han otorgado la herramienta de análisis para hacer determinaciones de este tipo. Esta herramienta está constituida por el test de proporcionalidad, el mismo que implica analizar a tres (3) niveles la constitucionalidad de una medida a ser adoptada o adoptada¹⁹.

Dichos niveles implican: (i) analizar la idoneidad de la medida; (ii) analizar la necesidad de la medida; y (iii) analizar la proporcionalidad *strictu sensu* de la medida.

17 Ver: (i) KRESALJA, Baldo y OCHOA, César. *Derecho Constitucional Económico*. Lima: PUCP, 2009. p. 280; y (ii) CASTILLO CORDOVA, Luis. *Comentarios al Código Procesal Constitucional*. Tomo II. Lima: Palestra, 2006. pp. 664-665.

18 El artículo 58° de la Constitución Política del Perú señala que: "(...) el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de (...) servicios públicos (...)".

19 Ver: (i) RODRÍGUEZ ATIENZA, Manuel, y GARCÍA AMADO, Juan Antonio. *Un debate sobre la ponderación*. Primera Edición. Themis y Palestra Editores. pp. 14 y 15; y (ii) Sentencias del Tribunal Constitucional recaídas en los Expedientes N° 00034-2004-PI/TC, 0003-2008-PI/TC.

En primer lugar, el análisis de la idoneidad de la medida pasa por evaluar si la injerencia de algún derecho fundamental es apta o capaz para fomentar un objetivo constitucionalmente legítimo, lo que supone la legitimidad constitucional del objetivo y la suficiencia de la medida utilizada.

En segundo lugar, el análisis de la necesidad de la medida supone que no debe existir ningún otro medio alternativo que revista, por lo menos, la misma aptitud para alcanzar el objetivo propuesto, y que sea más benigno con el derecho afectado.

Y en tercer lugar, el análisis de proporcionalidad *strictu sensu* pasa por analizar el grado de realización del objetivo de intervención, el mismo que debe ser por lo menos equivalente o proporcional al grado de afectación del derecho fundamental.

En nuestro caso en particular, entendemos que la medida adoptada mediante la Ley N° 29179 y demás normas subsiguientes, podría o no pasar por el test antes referido, dependiendo de si el objetivo de dichas normas estuvo o no realmente relacionado con garantizar la continuidad del servicio público de electricidad.

Así, en la medida que se entienda que si bien los retiros sin contrato del SEIN afectaban la cadena de pagos en perjuicio de las empresas de generación privadas del SEIN, pero en estricto no afectaban la continuidad del servicio público de electricidad (dado que debido a la topología del SEIN es imposible cortar el suministro de los distribuidores que prestan el servicio público de electricidad); podría fundamentarse válidamente que la Ley N° 29179 y demás normas subsiguientes ni quisiera superan el primer nivel de análisis del test de proporcionalidad, y por tanto, su inconstitucional sería susceptible de ser declarada.

De otro lado, en la medida que se entienda que los retiros sin contrato del SEIN sí afectaban la continuidad del servicio público de electricidad a la luz de la afectación de la cadena de pagos; podría fundamentarse válidamente que la Ley N° 29179 y demás normas subsiguientes superan el test de proporcionalidad en su primer nivel, restando determinar si superan los otros dos niveles de análisis para determinar su constitucionalidad.

Siguiendo esta misma línea argumentativa, y si adicionalmente se tomase como cierto que: (i) no existía otra forma distinta a la prevista por la Ley N° 29179

y demás normas subsiguientes de asignar y propiciar el pago de los referidos retiros; y (ii) sólo con dicha asignación y determinación de pago podía ser posible a los aludidos generadores cobrar por la potencia y energía, ya que de otra forma no hubiesen éstos podido hacer aquello (no obstante la afectación a su derecho a la libertad de contratar); entonces, la norma aludida superaría también los niveles de necesidad y proporcionalidad *strictu sensu*, y por tanto, sería constitucional.

En todo caso, desde un punto de vista conceptual, los derroteros de esta última posición se encontrarían en que: (i) no necesariamente la afectación de la cadena de pagos en perjuicio de las empresas generadoras privadas en el mercado eléctrico peruano significa una afectación al servicio público de electricidad, habida cuenta que, tal como se ha señalado antes, la topología del SEIN no permite que las empresas de generación efectúen el corte físico del suministro a las empresas de distribución que no cuentan con contratos de suministro vigentes para la atención de su demanda regulada (al coincidir más de un contrato de suministro en la misma barra física), y por tanto, sería muy improbable verificar la interrupción de la provisión de electricidad a la demanda regulada por parte de las empresas de distribución; y (ii) la legislación civil peruana contiene disposiciones normativas (como las constituidas por aquellas que regulan la responsabilidad civil extracontractual) que podrían ser utilizadas por las empresas de generación que pudiesen estar pendientes de cobrar retiros de electricidad realizados sin contrato del SEIN por empresas de distribución y que previamente hubiese sido inyectada en el SEIN por dichas empresas de generación, de acuerdo a las directivas de despacho del COES.

IV. Análisis de los efectos de las medidas adoptadas

Desde nuestra perspectiva, las medidas adoptadas ante la problemática de los retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos de suministro vigentes para atender la demanda regulada (a las que hemos hecho referencia con antelación), entre las que destaca la Ley N° 28832, han tenido éxito no sólo porque han recompuesto la cadena de pagos en el SEIN, sino también porque han incentivado nueva inversión en generación en el país, con las consiguientes consecuencias positivas que ello comporta para la estabilidad del propio SEIN.

En efecto, al amparo de lo dispuesto por la Ley N° 28832, y desde el año 2009 hasta la fecha, diversas empresas de distribución han organizado una

serie de licitaciones, bajo la conducción del OSINERGMIN, en mérito de la cuales éstas han suscrito contratos de suministro de largo plazo para atender la demanda regulada con las correspondientes empresas de generación, por aproximadamente un total de 4140.67 MW.

A continuación se muestran, en términos generales, los resultados de dichas licitaciones, de las cuales se pueden desprender las nuevas inversiones en generación antes acotadas:

Licitación (Fecha de Convocatoria) / Licitante	Potencia Adjudicada por empresa	Precio Máximo	Plazo contratual
ED01-2009-LP (10/09/2009)	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	No fue revelado	2014-2021 (8 años)
1. Edelnor S.A.A.	1. Edegel: 67.60 MW		
2. Luz del Sur S.A.A.	2. Electroperú: 228.00 MW		
3. Edecañete S.A.	3. GDF Suez-Enersur: 350.00 MW		
4. Electro Sur Este S.A.A.	4. Kallpa: 350.05 MW		
5. Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.A.	5. Termochilca: 184.30 MW		
6. Electropuno S.A.A.	6. Egasa: 10.00 MW		
7. Electro Sur S.A.	7. Chinango: 13.90 MW		
	8. Eepsa: 9.00 MW		
	Total: 1212.85 MW		
ED02-2009-LP (18/10/2009)	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	No fue revelado	2014-2023 (10 años)
1. Edelnor S.A.A.	1. Edegel: 135.20 MW		
2. Luz del Sur S.A.A.	2. GDF Suez-Enersur: 200.00 MW		
3. Electro Sur Este S.A.A.	3. Kallpa: 209.95 MW		
4. Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	4. Egasa: 30.00 MW		
5. Electropuno S.A.A.	5. Chinango: 27.80 MW		
6. Electro Sur S.A.	6. Eepsa: 59.30 MW		
	Total: 662.26		
ED03- 2009-LP (19/10/2009)	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	No fue revelado	2014-2025 (12 años)
1. Edelnor S.A.A.	1. Edegel: 462.60 MW		
2. Luz del Sur S.A.A.	2. GDF Suez-Enersur: 60.69 MW		
3. Electro Sur Este S.A.A.	3. Egasa: 20.00 MW		
4. Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	4. Chinango: 93.30 MW		
5. Electropuno S.A.A.	5. Eepsa: 13.70		
6. Electro Sur S.A.	Total: 649.89 MW		

Licitación internacional para el Mercado Regulado (09/10/2009) - Distriluz 1era convocatoria	Fecha de adjudicación: 14/04/2010	12.80 (ctm \$./ / kw.h) 2013-2022 (10 años)
1. Hidrandina S.A.	1. Electroperú: 252.00 MW	
2. Electronoreste S.A.	2. GDF Suez-Enersur: 51.11 MW	
3. Electronorte S.A.	3. Duke Energy: 74.00 MW	
4. Electrocentro S.A.	4. Celepsa: 10.00 MW	
5. COELVISAC	5. Termoselva: 45.00 MW	
	6. Egmsa: 20.00 MW	
	7. SDF Energía: 13.00 MW	
	Total: 465.11 MW	
Licitación internacional para el Mercado Regulado (14/05/2010) - Distriluz 2da convocatoria	Fecha de adjudicación: 02/09/2010	No fue revelado 2013-2022 (10 años)
1. Hidrandina S.A.		
2. Electronoreste S.A.		
3. Electronorte S.A.	1. SN Power Perú: 62.00 MW	
4. Electrocentro S.A.	2. Fenix Power Perú: 31.00 MW	
5. COELVISAC	Total: 93.00 MW	
LDS-01-2010 (20/07/2010)	Fecha de adjudicación: 18/09/2010	No fue revelado 2014-2023 (10 años)
1. Luz del Sur S.A.A.	1. Egasa: 100.001 MW	
2. Edelnor S.A.A.	2. Termoselva: 120.003 MW	
3. Edecañete S.A.	3: Egenor: 100.001 MW	
4. Electro Oriente	4. San Gabán: 10.00 MW	
5. Electro Dunas	5. Fenix Power Perú: 317.06 MW	
	6. S. Minera Corona: 4.50 MW	
	7. Egesur: 18.00 MW	
	Total: 669.565 MW	
LDS-01-2011 (03/08/2011) - Primera Convocatoria	Fecha de adjudicación: 15/12/2011	No fue revelado 2018-2027 (10 años)
1. Luz del Sur S.A.A.	1. Cerro del Águila 1: 70.000 MW	
2. Edelnor S.A.A.	2. Cerro del Águila 2: 80.000 MW	
3. Edecañete S.A.	3: Cerro del Águila 3: 52.001 MW	
	4. Celepsa 1: 10.001 MW	
	5. Egesur 1: 18.000 MW	
	6. Celepsa 2: 10.001 MW	
	7. Enersur 1: 30.000 MW	
	8. Egersur 2: 6.000 MW	
	9. Enersur 2: 30.000 MW	
	10. Fenix Power 1: 50.001 MW	
	Total: 356.004 MW	

LDS-01-2011 (27/02/2012) - Segunda Convocatoria	Fecha de adjudicación: 01/06/2012	11.67 (ctm S/. / kW.h)	2018-2027 (10 años)
1. Luz del Sur S.A.A.	1. Enersur 1: 20.000 MW		
2. Edelnor S.A.A.	2. Enersur 2: 10.000 MW		
3. Edecañete S.A.	3. Enersur 3: 2.000 MW		
Total: 32.000 MW			

De hecho, dentro de la nueva inversión en generación referida existen tres (3) proyectos en ejecución de obras y uno (1) que ya se encuentra en operación comercial.

Entre los proyectos de generación en ejecución de obras, se encuentran los siguientes:

Ítem	Firma del Contrato	Central	Adjudicatario	Ubicación	Potencia (MW)	Monto de Inversión (Millones US\$)	Fecha propuesta de puesta en servicio
1	18.11.2010	CT. Chilca – Ciclo Combinado GN (Chilca)	Fénix Power Perú	Lima	597	700	31.12.2012
2	14.04.2010	CT. Santo Domingo Olleros – Ciclo Simple GN (Chilca)	Termochilca	Lima	128.5	128.5	30.09.2013
3	14.04.2010	CH. Quitaracsca (Huallanca)	Enersur	Ancash	250	250	31.10.2014
TOTAL					975.5	1078.5	

Fuente: OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Junio 2012

Y el proyecto de generación que ya se encuentra en operación comercial es el siguiente:

Ítem	Firma del Contrato	Central	Adjudicatario	Ubicación	Potencia (MW)	Monto de Inversión (Millones US\$)	Fecha propuesta de puesta en servicio
1	14.04.2010	CT. Kallpa IV – Ciclo Combinado GN (Chilca)	Kallpa Generación	Lima	293	395	08.08.2012

Fuente: OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Junio 2012

Por ello, consideramos que la problemática de los retiros de potencia y energía sin contratos de suministro de respaldo del SEIN verificada en el mercado peruano a partir del año 2004 en adelante, ha sido una oportunidad muy

bien aprovechada por el Estado peruano para incentivar mayor inversión en generación.

Sin perjuicio de lo anterior, adicionalmente, consideramos pertinente y oportuno hacer brevemente alusión a otros dispositivos legales que, no obstante no haber sido expedidos con el objeto de solucionar la problemática de los retiros de potencia y energía sin contratos de suministro del SEIN para atender la demanda regulada (que es la materia del presente documento), al igual que la Ley N° 28832, han contribuido a incentivar inversión en nuevos proyectos de generación.

Con ello, nos referimos, de un lado, al Decreto Legislativo N° 1002 y al Decreto Supremo N° 012-2011-EM, y de otro lado, al Decreto Ley N° 674, al Decreto Supremo N° 070-92-PCM, la Ley N° 26440, el Decreto de Urgencia N° 032-2010 y el Decreto Supremo N° 001-2011-EM.

- El Decreto Legislativo N° 1002 y el Decreto Supremo N° 012-2011-EM

Mediante el Decreto Legislativo N° 1002 se incentivó la inversión en generación con el uso de fuentes de energía renovables (tales como la biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz e hidráulica con una capacidad instalada menor a los 20 MW), con el objeto de diversificar la matriz energética, dentro de una política de seguridad energética y protección del medio ambiente propuesta por el Estado peruano.

Entre otros aspectos, dicha norma estableció la obligación del MEM de elaborar un Plan Nacional de Energías Renovables, y de fijar porcentajes de participación de generación en el mercado con los referidos recursos. Asimismo, estableció la obligación del OSINERGMIN de subastar la asignación de primas para cada proyecto de generación con recursos renovables, y del COES de dar la prioridad en el despacho diario de carga a los mismos, considerando un costo variable de producción igual a cero. Posteriormente, mediante el Decreto Supremo N° 012-2011-EM se precisaron las condiciones de las subastas que realizaría el OSINERGMIN para cubrir la energía RER requerida por el MEM.

En conjunto, las normas antes descritas crearon el marco legal necesario para incentivar la producción de electricidad con recursos energéticos renovables, en la medida que las subastas realizadas por el OSINERGMIN concluirían en la asignación de una tarifa de adjudicación: (i) fija; (ii) garantizada a cada

generador adjudicatario mediante una prima fijada por el OSINERGMIN y que remunera las inyecciones netas de energía hasta el límite de la energía adjudicada; y (iii) vigente por un período de veinte (20) años contados a partir de la puesta en operación comercial del proyecto de generación respectivo.

Asimismo, las condiciones de la adjudicación a ser realizadas por el OSINERGMIN serían plasmadas en contratos para el suministro de electricidad renovable que establecerían los compromisos y condiciones relativos a la construcción, operación, suministro de electricidad y régimen tarifario aplicable a la respectiva central de generación con recursos energéticos renovables.

Hasta la fecha el OSINERGMIN ha realizado dos (2) subastas con recursos energéticos renovables en mérito de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002 y el Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

En relación a la primera de dichas subastas, ya se encuentran en operación comercial las siguientes centrales de generación eléctrica que han permitido el ingreso de 102 MW adicionales al SEIN:

- Central de Cogeneración Paramonga, operada por Agro Industrial Paramonga, con una potencia instalada de 23.00 MW, y en servicio desde el 31 de marzo de 2010.
- Centrales Santa Cruz I y II Huallanca, operadas por Hidroeléctrica Santa Cruz, con potencias instaladas de 6.00 MW y 7.00 MW, y en servicio desde el 29 de mayo de 2009 y el 1 de julio de 2010, respectivamente.
- Central Poechos 2, operada por SINERSA, con una potencia instalada de 10.00 MW, y en servicio desde el 27 de mayo de 2009.
- Centrales el Roncador, unidades 1 y 2, operadas por Maja Energía SAC., ambas con una potencia instalada de 2.00 MW, y en servicio desde el 1 de abril y 1 de diciembre de 2010, respectivamente.
- Central La Joya, operada por Generadora Energía SAC, con una potencia instalada de 10.00 MW, y en servicio desde el 1 de octubre de 2009.
- Central Pumacana, operada por Eléctrica Santa Rosa, con una potencia instalada de 2.00 MW, y en servicio desde el 1 de julio de 2011.
- Central Carhuaquero IV, operada por Duke Energy Egenor, con una potencia instalada de 10.00 MW, y en servicio desde el 22 de mayo de 2008.
- Central Caña Brava, operada por Duke Energy Egenor, con una potencia instalada de 6.00 MW, y en servicio desde el 19 de febrero de 2009.

- Central Huaycoloro, operada por Petramas SAC, con una potencia instalada de 4.00 MW, y en servicio desde el 12 de noviembre de 2011.
- Central Huasahuasi I, operada por Hidroeléctrica Santa Cruz, con una potencia instalada de 8.00 MW, cuyos grupos generadores N° 1 y 2 se encuentran en operación comercial desde el 12 de enero de 2012 y 15 de febrero de 2012, respectivamente.
- Central Nuevo Imperial, operada por Hidrocañete SA., con una potencia instalada de 3.97 MW, y en servicio desde el 20 de abril de 2012.
- Central Huasahuasi II, operada por Hidroeléctrica Santa Cruz, con una potencia instalada de 8.00 MW, y en servicio desde el 25 de abril de 2012.

De otro lado, en relación a la segunda de dichas subastas, se encuentran en ejecución de obras las siguientes centrales de generación eléctrica que permitirán el ingreso de 210 MW adicionales al SEIN:

- Central Moquegua, adjudicada a Solarpark CO. Tecnología, con una potencia instalada de 16.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central Parque Eólico Tres Hermanas, adjudicada a Consorcio Tres Hermanas, con una potencia instalada de 90.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central La Gringa V, adjudicada a Consorcio Energía Limpia, con una potencia instalada de 2.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de julio de 2014.
- Central Canchayllo, adjudicada a Aldana Contratistas Generales SAC. –Empresa de Generación Canchayllo SAC., con una potencia instalada de 4.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central Huatziroki, adjudicada a Empresa Generación Hidráulica Selva S.A., con una potencia instalada de 11.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.
- Central Manta, adjudicada a Peruana de Inversiones en Energía Renovable SA., con una potencia instalada de 20.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 30 de setiembre de 2013.
- Central Renovandes H1, adjudicada a Renovables de los Andes SAC. –Empresa de Generación Santa Ana SRL., con una potencia instalada de 20.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 31 de diciembre de 2014.

- Central 8 de Agosto, adjudicada a Andes Generating Corporation SAC. - ARCORP, con una potencia instalada de 19.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 30 de diciembre de 2014.
 - Central El Carmen, adjudicada a Andes Generating Corporation SAC. - ARCORP, con una potencia instalada de 8.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 30 de diciembre de 2014.
 - Central Runatullo III, adjudicada a Empresa de Generación Eléctrica Junín SAC. - ARCORP, con una potencia instalada de 20.00 MW, y cuya puesta en servicio está prevista para el 15 de diciembre de 2014.
- El Decreto Ley N° 674, el Decreto Supremo N° 070-92-PCM, la Ley N°26440, el Decreto de Urgencia N° 032-2010, y el Decreto Supremo N° 001-2011-EM

Con respecto a estas normas, cuyos detalles, alcances, vigencias y características y oportunidad de aplicación merece una explicación mucho más de detallada y extensa que excedería al propósito del presente documento, sólo cabe comentar que en mérito de éstas la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSION, en coordinación con el MEM, ha promovido otro tipo de licitaciones con el objetivo de incentivar también nueva inversión en generación.

De hecho, son tres (3) licitaciones de ese tipo las que se han llevado a cabo hasta la fecha, y de las cuales existen compromisos actuales para invertir y poner en operación comercial cinco (5) centrales de generación adicionales. Los resultados de las referidas licitaciones se presentan en el siguiente cuadro.

N°	Empresa	Proyecto	Potencia (MW)	Monto de Inversión (Millones de US\$)	Fecha de puesta en servicio
1	Empresa de Generación Eléctrica Cheves-SN POWER	CH. CHEVES (Huaura - Lima)	168	249,5	28.12.2014
2	Luz del Sur	CH. Santa Teresa (Cusco)	91	154,5	23.08.2014
3	Empresa de Generación Huallaga	CH. Chaglla (Huánuco)	406	1.232,6	01.01.2016
4	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cusco	CH. Pucará	150	360	01.01.2016
5	Cerro del Águila	CH. Cerro del Águila (Huancavelica)	402	750	01.01.2016

Fuente: OSINERGMIN – Gerencia de Fiscalización Eléctrica, Junio 2012

TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Cuarenta años de evolución del marco legal peruano de la transmisión eléctrica

Roberto Santiváñez Seminario* y Paul Sumar Gilt**

El presente artículo contiene una revisión de la evolución del marco legal de la transmisión eléctrica en el país durante los últimos 40 años. Se describe la situación caótica vivida en los primeros 20 años, marcada por un monopolio estatal casi absoluto a cargo de Electroperú y Electrolima. Luego, se aborda los cambios estructurales introducidos por la ley de concesiones eléctricas (1992/1993), y sus ajustes posteriores. Se describe ampliamente la experiencia de los llamados contratos boot (regulación por contrato), que garantizaron la recuperación de la inversión, superando de ese modo la incertidumbre que por entonces planteaba el modelo general (regulación por agencia). Luego se revisa el nuevo marco de transmisión eléctrica introducido entre el 2006 y el 2008, que dio lugar a un exitoso programa de licitaciones (11 hasta la fecha), que están cambiando radicalmente la fisonomía de la transmisión troncal en el país. Asimismo, se revisa el marco de la transmisión no troncal o complementaria, así como los desafíos futuros que han de encararse en los próximos años, para asegurar una expansión eficiente y oportuna de la infraestructura de transmisión.

I. Introducción

A propósito del vigésimo aniversario de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), este artículo repasa brevemente la evolución que en los últimos cuarenta años, ha tenido el marco legal de la transmisión eléctrica.

Visto en retrospectiva, esta evolución puede dividirse en cuatro capítulos:

* Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Maestría en Stanford Law School (JSM, 2001) y candidato de doctorado de Stanford University (JSD). Socio del Estudio Santiváñez Abogados.

** Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. MBA de la Universidad del Pacífico. Socio del Estudio Santiváñez Abogados.
Con la colaboración de Fredy Bautista Guevara, Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú y la Bachiller en Derecho de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Noelia Carreras Schabauer.

N°	Duración	Años	Característica
1	20 años	1972 a 1992	Monopolio estatal (Electroperú y Electrolima). Crecimiento centralmente planificado. Tarifas políticas. Gigantescas pérdidas operativas acumuladas, así como inversiones retrasadas y costosas
2	5 años	1993 a 1997	El Gobierno desembalsa las tarifas drásticamente y aprueba un nuevo marco legal (LCE), caracterizado por liberalizar el mercado, desintegrar Electroperú y Electrolima (<i>unbundling</i>), crear un operador independiente (COES) e inicia la privatización. Ésta última queda trunca. No hay inversiones privadas en redes troncales debido a riesgo regulatorio.
3	10 años	1998 a 2007	El Gobierno utiliza el esquema general para concesiones de servicios públicos (COPRI), para licitar redes importantes asegurando el retorno a la inversión ("contratos boot"). Se efectuaron 4 licitaciones, la última de las cuales transfirió a privados, la operación de los sistemas troncales a cargo de empresas estatales (Etecen y Etesur). Con ello, toda la transmisión principal del país pasó a manos privadas.
4	5 años	2008 a 2012	<p>Se establece un régimen legal completo, específicamente para el sector eléctrico, con el fin de que las redes troncales (denominadas Sistema Garantizado de Transmisión), sean producto de un Plan de Transmisión elaborado participativamente Estado/Sector Privado, adjudicadas siempre por licitación, pagadas por toda la demanda interconectadas, y con retorno de la inversión asegurado (riesgo regulatorio casi nulo). Bajo este esquema, en 4 años se han efectuado 11 licitaciones. Las nuevas líneas (algunas de ellas en 500 mil voltios, y varios reforzamientos importantes, cambiarán radicalmente la fisonomía de la transmisión eléctrica en el Perú. Para los próximos 5 años, se esperan varias licitaciones adicionales, no menos importantes que las previas. Los desafíos por encarar en los próximos años, ya no estarán como antes, del lado de la regulación y los contratos; sino más bien, estarán del lado de los asuntos ambientales y las consultas indígenas.</p> <p>En lo que respecta a las redes no troncales (denominadas Sistemas Complementarios de Transmisión), pueden ser iniciativa privada (en el caso de líneas dedicadas a clientes libres o generadores), o bien producto de un Plan de Inversiones, elaborado participativamente Estado/Empresas (en caso de líneas usadas y pagadas por el mercado de servicio público). Un primer plan (2009-2013) ha sido puesto en vigencia, y en el presente año (2012) se prepara el segundo (2013-2022). Las rigideces de los sistemas que regulan a las distribuidoras estatales (responsables de atender al 60% de los clientes regulados del país), así como la falta de acceso de ellas al endeudamiento eficiente de largo plazo, esta provocando un severo retraso en la implementación de los planes. Claramente, la solución de este problema apunta una vez más, hacia el empleo de la inversión privada y su capacidad de financiar y ejecutar obras rápida y ordenadamente.</p>

II. La época de la predominancia del Estado empresario

La Ley General de Electricidad del año 1972, aprobada por Decreto Ley N° 19521, fue la norma que reguló durante 20 años el sector eléctrico peruano hasta fines de 1992.

Dicha norma nacionalizó las empresas eléctricas privadas e instauró un régimen de planeamiento central de la inversión y operación de las distintas actividades de la industria eléctrica, todo ello en un contexto de monopolio estatal de la actividad.

Las políticas y regulaciones del sector fueron implementadas a través de las dos empresas eléctricas estatales verticalmente integradas: Electrolima y Electroperú¹. Durante dicho periodo, la comisión de tarifas eléctricas (en adelante, CTE), calculaba y aprobaba las tarifas del suministro de energía eléctrica en los mercados mayorista y minorista. Las transacciones que se realizaban en la industria requerían autorizaciones administrativas de la entidad estatal competente o de las empresas eléctricas estatales.

En la década del 70, Electroperú hizo inversiones en electricidad por 0.52% del PBI. El punto más alto se produjo en el quinquenio de 1980 a 1985, por un monto promedio de US\$ 650 millones anuales (1.74% del PBI). Sin embargo, en el periodo de 1986 a 1990, la inversión se contrajo en 66%, hasta US\$ 222 millones anuales en promedio. Este periodo se vio claramente influido por la coyuntura social, que envolvió al país en lucha constante contra el terrorismo y que en el caso del sector eléctrico se tradujo en destrucción de torres de electricidad, que produjeron cortes repentinos de energía y racionamientos por determinados periodos de tiempo.

La década del 80 supuso una fuerte crisis financiera y económica para Electroperú. La primera tenía que ver con el grado de apalancamiento de la empresa, representada por un nivel alto de endeudamiento externo. Dicha situación se hizo más crítica aun cuando Electroperú se vio limitado en su acceso al crédito por los constantes incumplimientos de sus obligaciones. La delicada situación económica tenía un origen muy claro: el retraso tarifario.

1 SANTIVAÑEZ, Roberto. Desregulación y privatización eléctrica en el Perú: una propuesta para impulsar la reforma. Lima: MFRPTLV Abogados, 2001 p. 25 y ss.

Durante la presencia estatal como ente rector y protagonista del sector, las tarifas no sufrían alteraciones. Desde que el Estado se encargó de la prestación del servicio eléctrico en 1972, las tarifas se congelaron en los siguientes 15 años.

Durante la predominancia del Estado como empresario en el sector eléctrico, las empresas de electricidad acumularon fuertes pérdidas operativas que representaron en 1989, más del 150% de sus ingresos, al llegar a US\$ 226 millones ese año.

El Estado destinaba recursos públicos para subsidiar los verdaderos costos que demandaba la prestación del servicio de electricidad, a través del Fondo de Compensación en Generación, cuyo objetivo era compensar las diferencias de costos de generación y transmisión. El Estado tuvo que acudir a la deuda externa para financiar nuevas centrales hidroeléctricas, lo cual se reflejó en 1985 en un incremento de los activos fijos del orden de 75%.

En el año 1987, el Estado intentó solucionar los problemas económicos de Electroperú mediante la actualización de las tarifas eléctricas y la asunción de las deudas que tenía la empresa. Pero realmente no sucedió ni lo uno ni lo otro.

Al final, el nuevo régimen gubernamental que ingresó con Alberto Fujimori a mediados de 1990, entendió la imposibilidad de evitar por más tiempo un reajuste drástico de las tarifas eléctricas. Así, como parte del programa económico inicial del nuevo gobierno, las tarifas se modificaron en una cifra igual al 784%, situación que fue generada por todos los años en que subsidió los verdaderos costos del sistema.

III. La desregulación

En la década de 1990, el Perú implementó un régimen legal pro-mercado y pro-inversionista, que incluyó a la industria eléctrica. Se liberalizó el acceso de los inversionistas al mercado de la generación, transmisión y distribución. Con el tiempo, este nuevo sistema continuó siendo perfeccionado con miras a convertirse en un sistema maduro y claro en cuanto a la distribución de los riesgos propios de las actividades del sector eléctrico para, de ese modo, otorgar a potenciales inversionistas suficiente seguridad y predictibilidad a efectos de que estos realicen los proyectos necesarios para la expansión y eficiencia del sistema eléctrico.

La reforma integral del sistema eléctrico peruano buscó la inclusión de un sistema competitivo y privado en aquellos segmentos donde fuera posible recrearlos. Antes de la entrada en vigencia de la LCE, el mercado eléctrico estaba dominado por la actividad empresarial del Estado en todos los segmentos. Dicha situación colocó el sector eléctrico en un estado de letargo, que se tradujo en el subdesarrollo del sector.

La apertura del mercado a los particulares significó poner a prueba la capacidad del Estado de establecer mecanismos idóneos para compensar la participación de los particulares en los segmentos del sector; siempre bajo el paradigma predominante de la tarifa regulada para la actividad de transmisión en la que, además, debía reconocerse una relación básica: el uso de la red. Sin embargo, el crecimiento de la demanda no atendida iba a exigir eventualmente la adopción de un esquema real de remuneración, que compensara tanto el uso de las redes como las inversiones nuevas, y los costos de operación y mantenimiento.

La regulación de la actividad de transmisión en el sector eléctrico ha tenido una evolución considerable y podría decirse que es la actividad que ha sufrido mayores modificaciones a lo largo de los 20 años de vigencia del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE). Así, según el régimen original establecido en la referida norma las redes que permitían comercializar electricidad en cualquier barra conformaban el Sistema Principal de Transmisión (en adelante, SPT), y aquellas que permitían conectarse y comercializar en el SPT conformaban el Sistema Secundario de Transmisión (en adelante, SST).

Modificaciones normativas realizadas en el año 2006 resultaron en el establecimiento del Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante, SGT), bajo el cual se realizan proyectos de infraestructura eléctrica de conformidad con lo que la norma denomina el “Plan de Transmisión” a través de procesos de licitación pública; y del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante, SCT), cuyos proyectos son producto de la iniciativa propia de los agentes del mercado, o bien conforman el Plan de Inversiones que aprueba OSINERGMIN, respecto a las obras que obligatoriamente deben construir las distribuidoras. Las líneas que entrasen en operación a futuro de clasificarían como pertenecientes a uno de estos dos sistemas (Garantizado o Complementario), permaneciendo la clasificación anterior para (Principal o Secundario), para las líneas que entraron en operación de forma previa a las modificaciones.

Como puede observarse, se trata de una regulación que plasma la voluntad de conformar un sistema interconectado de transmisión de electricidad cuya clasificación interna obedeció a una necesidad de orden, dónde las líneas de alta y muy alta tensión (primero SPT, luego SGT) conformarían la vía troncal del sistema interconectado; y las redes de menor tensión (primero SST, luego SCT) se encargarían de conectar a los generadores para inyectar su electricidad a la red troncal, o bien para conectar a la demanda (usuarios libres o distribuidores) con la mencionada red.

Dentro del esquema antes descrito, se hizo fundamental para el desarrollo ordenado y progresivo del sistema interconectado la estructuración de una estrategia de desarrollo y expansión de las redes de transmisión por parte del Estado. Dicha estrategia consideró principalmente la participación de la inversión privada no obstante, en ocasiones requirió de un rol activo del Estado a través de las empresas estatales que participan en el sector.

Así, en el caso del SGT, se estableció que los proyectos de inversión se llevarían adelante mediante procesos de licitación competitiva que concluyen en la suscripción contratos de concesión tipo *BOOT*, que otorgan al concesionario una remuneración garantizada que se constituye como el factor de competencia en dichas licitaciones. Desde el año 2006, PROINVERSIÓN ha adjudicado exitosamente un considerable número de concesiones SGT que se vienen ejecutando con mínimas discrepancias con el Estado.

En el caso del SCT, los proyectos que son incluidos en el denominado “Plan de Inversiones”, puede ser ejecutado directamente por un concesionario de distribución o a través de terceros contratados por este. Estos proyectos son remunerados según lo establecido en el marco regulatorio correspondiente y el respectivo plan de inversiones, o a través de una adjudicación vía licitación pública de la que resulta precisamente el monto por remunerar.

Considerando lo antes indicado, corresponde hacer una descripción general de la evolución tanto de la regulación de los sistemas de transmisión como de los instrumentos contractuales que fueron, en algunos casos, contrapartida de la regulación y, en otros, funcionaron como una válvula de escape de los defectos de la misma. Todo ello incidiendo principalmente en el impacto sobre la inversión, así como una breve prospectiva que invite a la reflexión de la problemática existente.

IV. SPT y SGT: Regulación e instrumentos de inversión

El modelo de monopolio estatal casi absoluto vivido entre 1972 y 1992, conjuntamente con factores de orden económico y político, tuvo como consecuencia una evidente depresión de la industria eléctrica peruana que motivó la promulgación de un nuevo marco normativo y un cambio de modelo regulatorio, empezando en la década de 1990.

La reforma de la industria eléctrica peruana se efectuó a través de un proceso de tres etapas. La primera etapa consistió en la promulgación de la LCE y la adopción un nuevo modelo regulatorio sobre la base del libre mercado. Por su parte, la segunda etapa radicó en la reestructuración y reorganización de las compañías eléctricas estatales verticalmente integradas a fin de convertirlas en compañías de generación, transmisión o distribución. Finalmente, la tercera y última etapa corresponde a la privatización de las compañías eléctricas estatales reestructuradas.

Dentro de ese contexto, la LCE tuvo como propósito establecer un marco legal objetivo y transparente que sirviera de base para el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo, confiando en la inversión privada y en las fuerzas del mercado, en lugar del planeamiento y monopolio estatal. En el caso específico de la transmisión de electricidad, la LCE estableció que el sistema de transmisión de energía eléctrica debía estar compuesto por dos clases de instalaciones: el SPT y el SST².

El SPT es definido como aquél en el que la electricidad por lo común fluye de forma bidireccional, permitiendo a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema³. Así, en el SPT no es posible identificar exactamente qué generadores usan dicha infraestructura⁴. A diferencia de ello, en el SST por lo común el flujo de electricidad es unidireccional y permite a los generadores conectarse al SPT o comercializar

2 Al respecto, el Artículo 58° de la LCE señala: *"En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento"*.

3 Decreto Ley N° 25844, artículo 58 y ss.

4 DE LA CRUZ, Ricardo y Raúl GARCÍA. La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. 2003, p.42.

potencia y energía en cualquier barra de este sistema⁵. Además, en el SST sí es posible identificar a los usuarios de dichas instalaciones.

IV.1 La regulación de la remuneración según la norma (regulación por regulador)

Las instalaciones del SPT son remuneradas por el abono de una compensación mensual a ser efectuada por los generadores que estén conectados a dicho sistema⁶. Dicha compensación deberá cubrir el Costo Total de Transmisión. El Costo Total de Transmisión es la suma de la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento⁷.

De acuerdo con las reglas previstas para la remuneración del SPT, la valorización de este tipo de instalaciones de transmisión se ha efectuado sobre la base de módulos estándares de líneas de transmisión con sus respectivas celdas de conexión, diseñados para operar en las mismas condiciones geográficas y altitudes sobre las cuales están instalados los bienes físicos existentes. Estos módulos están conformados por elementos diseñados con la tecnología actual y son costeados a partir de precios promedios de mercado⁸.

En tal sentido, la remuneración de la infraestructura de transmisión perteneciente al SPT se determina según criterios de eficiencia que usan estándares técnicos y económicos y que toman como parámetro de referencia la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado (SEA)⁹. Adicionalmente, estos criterios son revisados periódicamente y susceptibles de ser modificados por el organismo regulador¹⁰.

Considerando que no resulta factible establecer qué generadores utilizan la infraestructura del SPT, los responsables del pago del Costo Total de Transmisión de las instalaciones del SPT son todos los generadores. Para dicho propósito, corresponde que abonen mensualmente al concesionario de transmisión de

5 Decreto ley N° 25844, artículo 58 y ss.

6 Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 135 y ss.

7 Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 135 y ss.

8 De la Cruz y García, Op. Cit., pp. 43-44.

9 Decreto Ley N° 25844, artículo 59 y definición N° 14; Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 133.

10 Decreto Ley N° 25844, artículo 61.

SPT la compensación comprendida por: (a) el Ingreso Tarifario, determinado como la suma del Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje y del Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad; y, (b) el Peaje por Conexión, calculado como la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario¹¹.

IV.2 El régimen paralelo: la regulación por contrato.

Si bien, los procesos de privatización generaron inversión considerable y significativa en un contexto en el que se resolvieron una serie de incertidumbres referentes a la estabilidad política y jurídica del país y el tratamiento del capital extranjero, en aquellos segmentos de la industria eléctrica donde no se disiparon todas las incertidumbres, como lo fue la actividad de transmisión, las condiciones rentables del ejercicio de la actividad no fueron suficiente aliciente para que las inversiones necesarias tuvieran lugar¹².

En efecto, la remuneración del SPT bajo la LCE se determina utilizando un sistema de transmisión “económicamente adaptado”, esto es, un sistema hipotético creado y modelado por el propio regulador. Esta forma de cálculo introducía el riesgo de que el valor de la inversión calculado por el regulador difiriese sustancialmente del valor real de la inversión efectuada por la concesionaria de transmisión. Aunado a lo anterior, el Costo Total de Transmisión debía ser revisado periódicamente por el regulador, siendo factible que en cada revisión se modifique el valor del mismo. Consecuencia: prácticamente no hubo inversión privada y ETECEN y ETESUR (las transmisoras estatales desgajadas de la otrora ELECTROPERÚ nacional), tuvieron que invertir con recursos aportados por el Tesoro Público.

Por ello, el Estado se vio en la necesidad de recurrir a mecanismos de carácter paralelo a fin de atraer inversiones necesarias para el país, y que no se venían desarrollando al amparo de la LCE¹³.

11 Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículos 135 y ss.

12 OSINERGMIN, Documento de Trabajo N° 3 – Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano, 2005, p. 56.

13 Lo señalado en el presente acápite ha sido reconocido por el propio OSINERGMIN y por diversas publicaciones académicas en los siguientes términos:

“En el Perú, el marco regulatorio ha enfrentado problemas para atraer inversiones en

¿En qué consistía este régimen paralelo? Casi en simultáneo con la LCE, fue implementado en el país, un régimen legal específico para privatizar empresas estatales y para promover inversión privada en concesiones de obra pública y servicios públicos. La principal norma de privatización fue el Decreto Legislativo N° 674, mientras que para concesiones se promulgaron diversas normas que a la postre se consolidaron tras el Decreto Supremo N° 056-1996-PCM (en adelante, TUO de Concesiones).

El TUO de Concesiones ha previsto una serie de garantías para la inversión privada que han creado importantes incentivos para la inversión en diversos sectores de infraestructura y en el segmento de transmisión en particular. Entre las principales garantías para la inversión que otorga este régimen pueden encontrarse las siguientes: (a) la determinación contractual del sistema de tarifas, peajes, precios u otro que permita recuperar la inversión, así como su fórmula de reajuste; (b) la posibilidad de que los contratos tengan cláusulas que estipulen la indemnización del concesionario en caso el Estado suspenda, deje sin efecto o modifique la concesión por causales no previstas expresamente en la ley; y (c) la posibilidad de someter a arbitraje nacional o internacional las controversias de carácter patrimonial que deriven del contrato de concesión¹⁴.

Cabe señalar que el Estado se encuentra facultado a otorgar a los contratos de concesión de obras de infraestructura y de prestación de servicios públicos el carácter de contrato-ley, en virtud de lo cual se garantiza que la concesión se rige por las reglas pactadas en el referido contrato (régimen de tarifas,

base a las señales económicas generadas por los mecanismos de fijación de tarifas, de tal forma que las inversiones han sido afrontadas por las empresas estatales Etecen y Etesur, hasta su privatización, y para las ampliaciones mayores se han utilizado contratos BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)...". (OSINERGMIN, Documento de Trabajo N° 3, p.51.)

"Estas reglas no han sido un instrumento efectivo para atraer nuevas inversiones en la actividad de transmisión, pues la utilización del sistema económicamente adaptado introduce el riesgo de que el valor de la inversión calculado por el regulador difiera substancialmente del valor real de la inversión, siendo además que dicho cálculo es revisado cada cuatro años.... En efecto, la inversión en redes de transmisión ha sido efectuada a través de Contratos-Ley que presentan regímenes especiales en materia de remuneración distintos al de la regulación general...". Quintana, Eduardo, Integración o Separación vertical en industrias de redes: ¿Regulación a través de la estructura de la industria? Revista de Derecho Administrativo (Lima 2008), No. 4, p.79-80.

14 Decreto Supremo N° 059-96-PCM, artículos 13, 17, 17, 25 y 35.

estándares de calidad, ámbito de cobertura de red, etc.), las mismas que no pueden ser modificadas en forma alguna por leyes posteriores¹⁵.

Así, considerando que el régimen de la LCE no otorgaba las seguridades necesarias para incentivar nuevas inversiones en transmisión, el Estado como parte de su política de privatización de las empresas estatales y promoción a la inversión privada, suscribió sendos contratos de concesión para el diseño, la construcción, la implementación y la explotación de infraestructura de transmisión calificada como parte del SPT, en los que otorgó una serie de garantías y seguridades a los inversionistas de transmisión. A continuación se presenta el listado de los procesos de privatización y promoción de la inversión en infraestructura de transmisión calificada como SPT (en adelante, denominados conjuntamente como Contratos BOOT del SPT).

**Gráfico N° 1:
Contratos BOOT del SPT**

Año de Suscripción	Sociedad Concesionaria	Denominación del Contrato	Abreviatura
1998	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del sistema de transmisión Mantaro - Socabayan y la prestación del servicio de transmisión de electricidad	Contrato BOOT CTM
1999	Red Eléctrica del Sur S.A. (REDESUR)	Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del reforzamiento de los sistemas de transmisión del sur y la prestación del servicio de transmisión de electricidad	Contrato BOOT REDESUR
2001	Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A. (ISA PERÚ)	Contrato de concesión para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación de líneas eléctricas Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Derivación Antamina y Aguaytía - Pucallpa y la prestación del servicio de transmisión de electricidad	Contrato BOOT ISA PERÚ
2002	Red de Energía del Perú S.A. (REP)	Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica FIFCEN - FIFESUR	Contrato BOOT REP

Fuente: Contratos BOOT CTM, REDESUR, ISA PERÚ y REP

Elaboración: propia

En efecto, la regulación contractual incluida en los Contratos BOOT del SPT otorgó la estabilidad y predictibilidad requeridas por los inversionistas privados para efectuar sus inversiones, por lo que el marco normativo del SPT de alguna forma “cedió” ante las reglas previstas en los contratos. Tal como se indicó precedentemente, los contratos antes referidos, se suscribieron teniendo como

¹⁵ Constitución Política del Perú, Artículo 62: “Mediante contratos-ley, el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades. No pueden ser modificados legislativamente, sin perjuicio de la protección a que se refiere el párrafo precedente”.

marco legal el TUO de Concesiones, norma que declaró de interés nacional la promoción de la inversión privada en el ámbito de las obras públicas de infraestructura y servicios públicos, estableciendo que la modalidad a emplearse para tales efectos a la concesión.

Las principales características de estos contratos se resumen a continuación:

- La modalidad de concesión adoptada fue la BOOT, así, durante el plazo del contrato, el concesionario actuará como propietario de los bienes de la concesión y podrá usarlos para prestar el servicio de transmisión de electricidad. Al término de la concesión las empresas deberán transferir al Estado la propiedad de los bienes y derechos que conforman su sistema de transmisión.
- La estabilidad del régimen tarifario se garantiza asegurando a las empresas la recuperación del monto ofrecido en el proceso de promoción a la inversión privada, a lo largo del plazo de concesión.
- La recuperación de los costos a través de tarifas en el sector eléctrico es independiente de los ingresos que puedan percibir por otros negocios como el uso de las instalaciones para transmisión de datos y telecomunicaciones ya sea a través de la instalación de redes de fibra óptica o alquiler de infraestructura.
- Las empresas tendrán el derecho de explotar las líneas de transmisión entre la puesta de operación comercial y el vencimiento del plazo de concesión. La explotación de las líneas de transmisión por parte de la sociedad concesionaria debe garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio de acuerdo con las leyes vigentes y las condiciones establecidas en el contrato. Se establecen también las penalidades y compensaciones por la falta de calidad y continuidad del servicio.
- A partir de la fecha de suscripción de los contratos, las empresas serán responsables por los daños, perjuicios o pérdidas ocasionadas a los bienes de concesión de acuerdo con las leyes aplicables. Los concesionarios deben contratar un régimen de seguros de responsabilidad civil para cualquier daño, así como un seguro a todo riesgo que cubra el valor de replazo de los bienes de la concesión.
- El concesionario debe permitir el acceso abierto a sus instalaciones a otros operadores y a los generadores.

Específicamente, en relación con las reglas de remuneración de la infraestructura de transmisión, los Contratos BOOT de SPT establecieron un régimen más

predecible que el marco normativo general del SPT. Los aspectos centrales en los que este régimen difiere del anterior son los siguientes: (i) la determinación de los costos de dichas instalaciones se efectúa en una única oportunidad y no es materia de revisión; y (ii) el VNR corresponde al monto de inversión del adjudicatario, de acuerdo con los términos de la oferta ganadora en proceso de promoción a la inversión privada¹⁶. Adicionalmente, los Contratos BOOT del SPT establecen que el valor del costo de las instalaciones de transmisión solamente es ajustado cada cuatro años por la variación del índice “*Finished Goods Less Food and Energy*” (serie ID: WPSOP3500) publicado por el Departamento del Trabajo de los Estados Unidos de América¹⁷.

Los montos ofertados se anualizan considerando un período de 30 años y conforman las anualidades del VNR de las instalaciones¹⁸. En el caso de los costos de operación y mantenimiento (COyM) éstos se calculan según los procedimientos usados por OSINERGMIN para el cálculo de los estándares de eficiencia correspondientes a la noción de sistema económicamente adaptado.

Finalmente, en el caso particular del Contrato BOOT de REP se adoptó una modalidad distinta a la prevista en los otros contratos, la misma que consistió en fijar una Remuneración Anual Garantizada (RAG) ascendente a US\$58,638,000¹⁹.

16 A modo de ejemplo revisar la Cláusula 5.2.5 del Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del reforzamiento de los sistemas de transmisión eléctrica del sur y la prestación del servicio de transmisión de electricidad, celebrado entre el Estado peruano y Red Eléctrica del Sur S.A.

17 En ese sentido, en diciembre de 1998 y en junio de 2001 se fijó respectivamente, el VNR de las instalaciones de transmisión objeto del Contrato BOOT de CTM y del Contrato BOOT de REDESUR. Los valores ofertados fueron de US\$ 179'179,000 (Ciento Setenta y Nueve Millones Ciento Setenta y Nueve Mil y 00/100 Dólares Americanos) para el primero y US\$ 74'480,000 (Setenta y Cuatro Millones Cuatrocientos Ochenta Mil y 00/100 Dólares Americanos) para el segundo. (Contrato para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del reforzamiento de los sistemas de transmisión eléctrica del sur y la prestación del servicio de transmisión de electricidad, celebrado entre el Estado peruano y Red Eléctrica del Sur S.A. y Contrato BOOT para el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción explotación del Sistema de transmisión Mantaro-Socabaya y la prestación del servicio de transmisión de electricidad, celebrado entre el Estado peruano y Consorcio Transmataro S.A.).

18 Debido a esta obligación, es decir, a la necesidad de que los ingresos de CTM, REDESUR e ISA PERÚ, a lo largo de los 30 años de operación sea igual al valor de la oferta, se ha introducido una liquidación por tipo de cambio. (Decreto Supremo N° 009-93-EM, artículo 154).

19 Contrato de concesión de los sistemas de transmisión eléctrica ETECEN-ETESUR, celebrado entre el Estado peruano y Red de Energía del Perú S.A. Así pues, bajo este esquema el

Al respecto, la diferencia principal es que el establecimiento de la RAG fija durante los 30 años, salvo actualizaciones por inflación, supone dejar de utilizar los criterios de eficiencia en la fijación de tarifas establecidas en la LCE, tanto en el reconocimiento del VNR como en los costos de operación y mantenimiento.

Como resultado de la implementación de este régimen especial (frente al régimen general del SPT previsto en la LCE) se logró incrementar significativamente la inversión en activos de transmisión del SPT. Posteriormente, el Estado tomó como referencia los mecanismos tarifarios establecidos en los Contratos BOOT del SPT para el establecimiento de un régimen general que generase incentivos adicionales para la inversión en instalaciones de transmisión.

IV.3 Un régimen completo, estable y único

En efecto, mediante Ley N°28447, se creó una Comisión integrada por representantes del Ministerio de Energía y Minas, y OSINERGMIN con el encargo de proponer un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú sobre la base de la incorporación de mecanismos de mercado, mitigación de riesgos y la introducción de la competencia por el mercado, entre otros aspectos. Dicha Comisión emitió un informe que representa la culminación de su trabajo, dentro del mismo y respecto al diagnóstico de situación general del acceso a transmisión se señaló:

“En el caso de la transmisión se han presentado un conjunto numeroso de problemas cuya solución se hace cada vez más apremiante.

Las inversiones en transmisión se encuentran prácticamente detenidas y el problema se agrava en la medida que se incrementa la demanda y se requiera de nuevas plantas de generación. Los inversionistas privados no están efectuando las inversiones requeridas en transmisión.

Las únicas instalaciones nuevas de transmisión, importantes, que han sido construidas son las fueron promovidas por el Gobierno y otorgadas mediante concesiones BOOT.”²⁰

adjudicatario del proceso de promoción sería aquel que ofertara el mayor monto a pagar al Estado por las empresas que se privatizaban. En este caso ISA ofreció un monto de US\$261, 000,000 por el derecho de concesión respecto a un precio base de US\$ 250, 000,000.00.

20 Comisión creada por Ley N° 28477, Libro Blanco – Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, OSINERGMIN, 2005, p. 62 – 63.

Ante ello, la referida Comisión concluyó que para que el mercado funcione de manera eficiente era necesario eliminar las barreras de un sistema de transmisión insuficientemente desarrollado. En tal sentido, debía adecuarse el marco regulatorio de la transmisión con el objeto de reducir los costos de transacción para el ingreso de nuevos participantes.

Las conclusiones de la Comisión pueden verse claramente reflejadas en las estadísticas que mantiene la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas respecto a las inversiones ejecutadas por las empresas privadas y públicas en la actividad de transmisión entre los años 1990 y 2006. En el siguiente cuadro se puede apreciar que desde el año 1990 hasta el año 1998²¹ no se efectuó ninguna inversión en infraestructura de transmisión por parte de empresas privadas, las únicas inversiones en redes de transmisión eléctrica fueron ejecutadas por empresas públicas. Asimismo, el incremento de la inversión privada desde el año 1998 hasta el año 2006 es únicamente consecuencia de los compromisos asumidos por los adjudicatarios de los procesos de privatización emprendidos por el Estado.

Gráfico N° 2
Inversiones ejecutadas por las empresas de transmisión durante el periodo 1990-2006 (miles de US\$)

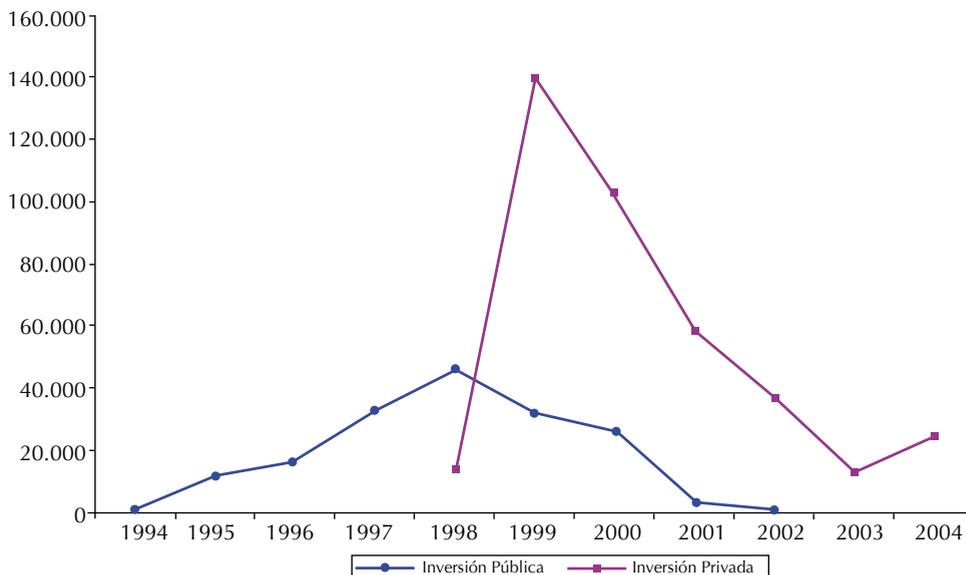
Año Financiero	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Empresas Privadas Titulares de SPT																	
Costos de Transmisión	0	0	0	0	0	0	0	0	13488	115500	50111	22051	2276	1170	75	107	133
Inversiones en Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30275	102	18	42	247
Redes Transmisión P.T.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1480	8545	17190	8759	13644
Redes Transmisión SPT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21909	52136	12764	2156	2067	1326	1466	0
Empresas Públicas Titulares de SPT																	
Costos	0	0	0	0	350	3788	16601	15579	33300	27311	23275	2644	86	0	0	0	0
Redes	0	0	0	0	0	0	0	11377	5738	1322	2997	412	0	0	0	0	0

Elaboración propia

Como puede observarse en el siguiente gráfico, es recién a partir del año 1998, año en que se empezaron a suscribirse los Contratos BOOT del SPT, que la inversión privada en la actividad de transmisión se hace presente.

21 Resulta importante señalar que en el año 1998 se suscribió el primer contrato BOOT al amparo del TUO de Concesiones. Sobre ello, ver el gráfico N° 1 del presente informe.

Gráfico N° 3
Evolución de la Inversión Privada y Estatal en la Actividad de Transmisión
durante el periodo 1994 – 2004



Fuente: OSINERGMIN

Dado que la celebración de contratos BOOT funcionaba como un mecanismo alternativo o complementario al marco normativo general, se realizó a partir del año 2005 una revisión del marco normativo existente con el objetivo de proponer un marco general que otorgara mayores seguridades y garantías para la inversión en activos de transmisión.

Como resultado de la revisión efectuada, la Comisión especial concluyó lo siguiente:

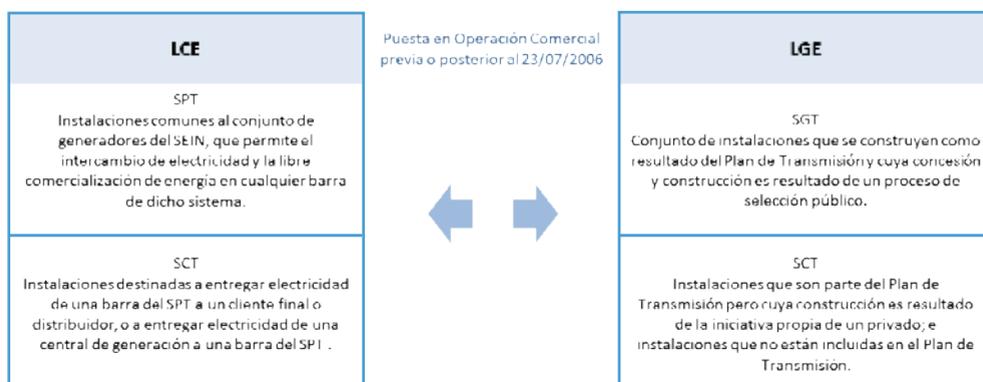
“Los estudios realizados por OSINERGMIN sobre el problema de la transmisión han concluido en la necesidad de modificar las reglas para hacer más predecible y estable la remuneración de estos sistemas y de los cargos por su utilización. Desde el punto de vista de la inversión, las reglas existentes de la LCE no garantizan la recuperación de la inversión dado que el sistema económicamente adaptado debe ser revisado cada cierto tiempo. En un sistema en el que, periódicamente, es puesto en tela de juicio si una determinada inversión debió

*haberse efectuado o no, es muy difícil que se puedan atraer inversiones el riesgo es demasiado alto*²².

Como resultado de esta revisión se promulgó la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (en adelante, LGE) en el año 2006. Uno de los objetivos de la entrada en vigencia de esta norma fue perfeccionar las reglas establecidas en la LCE. Así, la LGE dispuso la entrada en vigencia de un régimen de “Adecuación del Marco Legal de la Transmisión”. Con este objetivo, la LGE creó dos clases, de instalaciones de transmisión adicionales a las ya existentes: (i) el SGT; y, (ii) el SCT²³.

De esta manera, a partir de la vigencia de la LGE, el sistema de transmisión de energía eléctrica está integrado por cuatro clases de instalaciones: el SPT, el SST, el SGT y el SCT. Las instalaciones del SPT y del SST son aquellas instalaciones calificadas como tales por la LCE y cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la LGE, a la que se ha hecho referencia previamente. Por su parte, las instalaciones del SGT y del SCT son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la LGE.

Gráfico N° 4
Cuadro Resumen del Marco Legal Aplicable al Sistema de Transmisión



Elaboración propia

22 Comisión MEM – OSINERG creada por Ley N° 28447. Libro Blanco – Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 2005, p. 38.

23 Ley N° 28332, artículo 20 y ss.

El SGT está conformado por aquellas instalaciones que se encuentran incluidas dentro del Plan de Transmisión y que además son otorgadas en concesión a través de un proceso previo de licitación pública²⁴. El Plan de Transmisión, documento de carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia, es aprobado por el MEM y es actualizado cada dos años. Dicho plan es un estudio periódico que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de inversión en equipamiento de transmisión que debe considerar los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda²⁵.

Las principales características de los Contratos BOOT del SGT, es decir aquellos que fueron suscritos bajo el nuevo régimen de la LGE, son las siguientes:

- Dada la naturaleza BOOT de la concesión, durante el plazo del contrato, el concesionario actuará como propietario de los bienes de la concesión y podrá usarlos para prestar el servicio de transmisión de electricidad. Al término de la concesión las empresas deberán transferir al Estado la propiedad de los bienes y derechos que conforman su sistema de transmisión²⁶.
- El régimen tarifario del contrato está regulado conforme la LGE.
- La sociedad concesionaria se obliga a diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos, construir, operar y mantener la línea eléctrica. De acuerdo con ello, la sociedad concesionaria deberá definir, entre otros, la ruta y el alineamiento que seguirá la línea eléctrica.
- Las empresas tendrán el derecho de explotar las líneas de transmisión entre la puesta de operación comercial y el vencimiento del plazo de concesión. La explotación de las líneas de transmisión por parte de la sociedad concesionaria debe garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio de acuerdo con las leyes vigentes y las condiciones establecidas en el contrato. Se establecen también las penalidades y compensaciones por la falta de calidad y continuidad del servicio.
- A partir de la fecha de suscripción de los contratos, las empresas serán responsables por los daños, perjuicios o pérdidas ocasionados a los bienes

24 Ley N° 28332, artículo 22°.

25 Comisión MEM – OSINERG creada por Ley N° 28447. Libro Blanco – Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 2005.

26 A título de ejemplo, ver Cláusula Tercera del Contrato de concesión SGT de la Línea de transmisión Chilca-La Planicie-Zapallal celebrado entre el Estado Peruano y Consorcio Transmantaro S.A.

de concesión de acuerdo con las leyes aplicables. Los concesionarios deben contratar un régimen de seguros de responsabilidad civil para cualquier daño, así como un seguro a todo riesgo que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la concesión.

- El concesionario debe permitir el acceso abierto a sus instalaciones a otros operadores y a los generadores²⁷.

La LGE estableció un régimen de remuneración de las instalaciones del SGT cuyo objetivo principal fue generar estabilidad y predictibilidad en los ingresos de los concesionarios de transmisión. De acuerdo con ello, las instalaciones del SGT se remuneran a través de una base tarifaria que es definida por el OSINERGMIN y que debe incluir tres componentes:

- (a) La remuneración de las inversiones, la cual se calcula como la anualidad para un periodo de recuperación de la inversión total de hasta treinta años, la misma que es analizada con una tasa del doce por ciento (12%)²⁸.
- (b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento de las instalaciones²⁹.
- (c) La liquidación que pueda corresponder por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado por la empresa transmisora³⁰.

La remuneración de la inversión y los costos de operación y mantenimiento que forman parte de la base tarifaria son los que correspondan a la propuesta ganadora del proceso de licitación convocado para la construcción de las instalaciones del SGT³¹. En tal sentido – y ello representa el cambio más importante respecto del sistema remunerativo del SPT – son los postores los que proponen el valor de ambos componentes de la base tarifaria dentro de su respectiva oferta. Además, ambos componentes se consideran expresados a la fecha de entrada en operación comercial de las instalaciones del SGT y son actualizados anualmente por el índice que se prevea en el respectivo contrato de concesión, sin intervención alguna del regulador³².

27 De acuerdo a lo dispuesto en la LCE y LGE.

28 Esta tasa corresponde a la establecida en el Artículo 79° de la LCE.

29 Ley N° 28332, artículo 24 y ss.

30 Ley N° 28332, artículo 24 y ss.

31 Ley N° 28332, artículo 24 y ss.

32 La compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT es asignada a los consumidores finales de electricidad por el OSINERGMIN. La Base Tarifaria se abona separadamente a través de dos conceptos denominados ingreso tarifario y peaje de transmisión.

Conforme a lo anterior, el hecho de que la Base Tarifaria sea el producto de la propuesta ganadora en cada proceso de licitación para otorgar una concesión para instalaciones del SGT, representa un cambio sustancial en las reglas de remuneración de la inversión en transmisión, pues como resultado de esta regla, la remuneración se define a través de la competencia por el mercado entre los postores que participan del concurso público y no a través de un VNR fijado por el OSINERGMIN considerando un sistema hipotético.

Como resultado, son los postores, en base a sus propios cálculos y fórmulas, quienes determinan la base tarifaria de sus instalaciones en un única oportunidad, sin que ello pueda ser objeto de modificación o alteración alguna por el regulador. La tasa de actualización se fija también en un único momento (suscripción del contrato de concesión) y no puede ser variada durante el plazo del mismo.

En este sentido, y como se ha visto, la compensación prevista queda garantizada por el hecho de que hay un procedimiento de liquidación de ingresos en virtud del cual se asegura a los concesionarios que de haberse producido un desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado por la empresa transmisora, dicho monto se aplica sobre la anualidad del año siguiente.

A continuación, listamos las principales diferencias entre los sistemas remunerativos del SGT y SPT:

- (a) La determinación de la base tarifaria en las instalaciones del SGT es definida por los postores del concurso público, con lo cual se asegura que no se presenten diferencias entre dicho valor y el valor real de inversión. A diferencia de ello, en las instalaciones de SPT el CTA es definido por el OSINERGMIN siguiendo los criterios regulatorios previstos en la LCE y el RLCE; de manera que, el CTA no refleja necesariamente el valor real de la inversión.
- (b) La base tarifaria en infraestructura de SGT es consecuencia de la mejor oferta en el concurso público y no es objeto de variación y/o revisión alguna posterior. Por el contrario, en el caso de infraestructura parte del SPT los componentes del CTA son revisados periódicamente por el regulador y pueden ser objeto de modificación en cada periodo.
- (c) También existe una diferencia en cuanto a la tasa de actualización aplicable a cada una de los sistemas de transmisión. Así pues, en el SGT esta tasa es

determinada en una única oportunidad, tasa vigente a la fecha de suscripción del contrato de concesión; en tanto que, en el SPT la tasa de actualización es la prevista en el artículo 79° de la LCE y éste no está estabilizado, con lo cual en caso de modificación del referido artículo la tasa también se modificará. En efecto, el propio artículo 79° de la LCE prevé que la tasa pueda ser modificada por el MEM, previo estudio que encargue la GART a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el país. No obstante ello, la nueva tasa de actualización fijada por el MINEM, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

- (d) Finalmente, en el caso de las instalaciones parte del SGT se ha previsto que cada año el OSINERGMIN efectúe un cálculo de la liquidación anual, con el objeto de garantizar la equivalencia entre los montos recaudados durante el periodo anual anterior con lo autorizado como base tarifaria para dicho periodo.

De lo señalado en los párrafos precedentes, se infiere que la fórmula de determinación de la base tarifaria de las instalaciones de SGT dota de predictibilidad y estabilidad respecto de su cálculo; garantizando, de esta manera, la remuneración de dichas instalaciones a sus titulares.

Los contratos de concesión celebrados a partir de la entrada en vigencia de la LGE para el SGT recogen las reglas establecidas por el marco normativo descrito previamente, y en tal sentido, son el resultado de un sistema normativo perfeccionado en el que se otorgan una serie de garantías y seguridades a los inversionistas de tal forma a generar los incentivos adecuados para que dichas inversiones se produzcan y al mismo tiempo, establecen una clara distribución de riesgos entre el Concedente y la concesionaria.

Ante el cambio de régimen, para el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión luego de la entrada en vigencia de la Ley N° 28832 fue necesaria la aprobación de un Plan Transitorio de Transmisión para el período 2007-2008, el cual fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 552-2006-MEM/DM publicada el 23 de noviembre de 2006. En los hechos, el referido plan contempló proyectos que fueron licitados hasta el 2010 pues sería recién en el 2011, luego de la aprobación del correspondiente Reglamento de Transmisión³³ que

33 Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo de 2007.

se aprobaría el Primer Plan de Transmisión³⁴ según los criterios y metodología aprobados por el Ministerio de Energía y Minas para dicho fin³⁵.

A continuación se detallan los procesos de licitación de la infraestructura del SGT llevados a cabo hasta la fecha:

Gráfico N° 5
Contratos BOOT – LGE

AÑO DE SUSCRIPCIÓN	CONTRATO	SOCIEDAD CONCESIONARIA
2008	LT 220kV Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero	Abengoa Transmisión Norte S.A.
2008	LT Mantaro-Caravelí-Montalvo	Caravelí Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C.
2008	LT Machupicchu-Cotaruse	Caravelí Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C.
2008	LT Chilca-La Planicie-Zapallal	Consortio Transmantaro S.A.
2009	SGT Reforzamiento del ST Centro-Norte Medio en 500kV LT Zapallal-Trujillo	Consortio Transmantaro S.A.
2010	LT 500kV Chilca–Marcona–Montalvo	Abengoa Transmisión Sur S.A.
2010	LT Tintaya- Socabaya 220kV	Transmisora Eléctrica del Sur S.A.
2010	Reforzamiento LT Talara-Piura	Consortio Transmantaro S.A.
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse	Consortio Transmantaro S.A.
2010	LT Pomacocha-Carhuamayo 220kV y Subestaciones Asociadas	Consortio Transmantaro S.A.
2011	LT Trujillo-Chiclayo en 500kV	Consortio Transmantaro S.A.

Fuente: Contratos BOOT

Elaboración: propia

34 Resolución Ministerial N° 213-2011-MEM/DM publicada el 5 de mayo de 2011

35 Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM publicada el 7 de marzo de 2009.

Adicionalmente, en la actualidad se encuentran en trámite los siguientes procesos de licitación pública:

Gráfico N° 6 Licitaciones públicas en trámite

PROYECTO SGT	ESTADO DEL PROCESO DE PROMOCIÓN DE INVERSIÓN
LT Carhuaquero –Cajamarca Norte –Cáclic –Moyobamba en 220 kV	Presentación de ofertas y otorgamiento de la Buena Pro programado para el 25 de octubre de 2012
LT 220 kVMoyobamba –Iquitos y Subestaciones Asociadas	En etapa de aprobación de la versión final del contrato de concesión
LT 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya y Subestaciones	En etapa de aprobación de la versión final del contrato de concesión

En cuanto al cumplimiento de los Planes de Transmisión aprobados desde la modificación del régimen de planeamiento de la expansión, a continuación resumimos en los siguientes gráficos la adjudicación de los proyectos considerados en dichos planes:

Gráfico N° 7 Cumplimiento Plan Transitorio de Transmisión

Proyectos SGT - Plan Transitorio de Transmisión	
Proyecto	Estado
LT Chilca-La Planicie-Zapallal	Otorgado en concesión
LT Machupicchu-Cotaruse	Otorgado en concesión
Reforzamiento Talara-Piura y Centro-Sur	Otorgado en concesión
LT Vizcarra-Huallanca-Cajamarca-Carhuaquero	Otorgados en concesión como LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero
LT Carhuamayo - Paragsha y Paragsha - Vizcarra	
LT Tintaya-Socabaya	Otorgado en concesión

LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse	Otorgado en concesión
LT Pomacocha - Carhuamayo	Otorgado en concesión
LT Trujillo-Chiclayo	Otorgado en concesión
LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba	En proceso

Gráfico N° 8
Cumplimiento Primer Plan de Transmisión

Proyectos SGT - Primer Plan de Transmisión	
Proyecto	Estado
LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya	En proceso
LT Moyobamba-Iquitos	En proceso

El resultado de la implementación del nuevo régimen de transmisión puede considerarse exitoso respecto de sus principales objetivos. En primer lugar, se generó un nivel importante de competencia por el mercado, pues han existido un número importante de postores en cada una de las licitaciones. Asimismo, en dichos procesos de licitación se ha generado una agresiva competencia por precios entre los postores participantes.

El porcentaje que representa el valor de la inversión según la oferta ganadora respecto del máximo valor admisible (precio base), ha oscilado entre 37% y 99%. Considerados en conjunto todos los sistemas SGT adjudicados hasta la fecha, la suma de las ofertas ganadoras representan el 68% de la suma de los precios base.

Los 32 puntos porcentuales de distancia entre lo que la sociedad estaba dispuesta a pagar (representada por los precios base) y lo que finalmente pidieron los inversionistas, demuestra que la rivalidad competitiva en las licitaciones de sistemas de SGT en el Perú, ha sido muy intensa.

V. SST y SCT: Regulación e instrumentos de inversión

La regulación original de la LCE propugnó un esquema donde los primeros llamados a recompensar el uso de las redes del SST eran los generadores de energía eléctrica, quienes debían acordar el uso y el pago, con los propietarios de las mismas. Por otro lado, si bien los concesionarios de distribución también harían uso de las redes del SST, estos no tenían la capacidad de pactar libremente la remuneración, considerando que ésta finalmente se trasladaría a la demanda regulada.

En este punto, la construcción de nuevas redes de transmisión solo podían decidirse como reacción frente a un estado de necesidad. Estaba implícito en la regulación del momento, que la necesidad sería el incentivo suficiente para que los interesados en la existencia de redes secundarias invirtieran en ellas, sean estos interesados generadores, distribuidores o clientes libres.

Esta idea hallaba sustento en que los generadores de energía eléctrica necesitaban de estas redes para poder llevar la producción de energía a sus clientes, sean estos distribuidores o clientes libres. A su turno, las concesionarias de distribución necesitaban retirar la electricidad de las redes del sistema principal para abastecer sus zonas de concesión y los clientes libres necesitaban del abastecimiento constante *in situ* de la energía.

Por esta razón, podemos definir la primera etapa del SST como aquella determinada por la actividad netamente privada, donde la necesidad de las redes y sus usos eran configurados por la actividad de generación y por los requerimientos de la demanda. El acceso a las redes se estructuraba en una relación elemental de uso y compensación.

Los conceptos que debían considerarse para la remuneración del uso de las redes del SST eran el Ingreso Tarifario y el Peaje Secundario. Los criterios a tomarse en cuenta eran la división por segmentos de las redes de transmisión y su compensación efectiva para cada propietario. El Peaje Secundario fue definido como la diferencia entre el Costo Total de Transmisión, correspondiente al SST, y el Ingreso Tarifario respectivo.

De modo similar de lo ocurrido respecto del SPT, la reestructuración del sector eléctrico peruano llevó al pronto cuestionamiento de la regulación conforme se iba aplicando el nuevo modelo del sistema eléctrico dominado por la actividad

privada en libre competencia. Como cualquier agente económico, los actores particulares del sistema eléctrico propugnaban una compensación mayor, y el Estado, por su parte, buscaba regular siempre la tarifa más baja, muchas veces influenciado por temas de índole político que por temas netamente económicos. Lo cierto es que dicha situación de tensión y conflicto constante entre los actores del sector (que incluye al Estado, no solo como regulador, sino como agente) determinó la evolución normativa sobre los SST, ya que era necesario tener reglas mucho más claras sobre cómo se determinaba el costo por el uso de redes secundarias, existentes o nuevas.

Por esa razón, las primeras modificaciones de la LCE y del reglamento de la ley, en especial del artículo 139° de este último, son esencialmente aclaratorias. La redacción original de las normas mencionadas era escueta y confusa, sobre todo en la forma como se aplicaban las reglas para generadores y demanda, en qué momento se hacía uso de las redes por parte de ellos y qué conceptos debían pagarse.

La primera aclaración al artículo 139° del reglamento de la LCE, estipuló específicamente que las compensaciones por el uso de las redes del SST se abonarían de acuerdo al pacto hecho entre las partes, o en su defecto, por aquello que resolviera la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Posteriormente, el Decreto Supremo N° 017-2000-EM introdujo tres cambios importantes a la regulación de los SST, al eliminar la posibilidad de pactar el monto por compensación entre los generadores y los propietarios de las redes del SST, encargándose a la entonces CTE, para que sea ella la responsable de fijar las compensaciones correspondientes. Además, se agregó el concepto de Costo Medio anual de la instalación y su equivalencia con el VAD para el cálculo de la tarifa. Por último, se clasificó las redes en función de quién o quiénes harían uso de ellas; de tal modo que la compensación distinguiera entre generadores y consumidores.

Las compensaciones y peajes aplicables a las instalaciones que fuesen calificadas como parte del SST podrían ser pagadas bajo los siguientes esquemas: (i) por los generadores en su totalidad (empresas concesionarias de generación) cuando estas instalaciones atendiesen de forma exclusiva a la generación; (ii) por la demanda en su totalidad (vale decir, por clientes libres y clientes regulados) cuando las instalaciones del SST atendiesen exclusivamente a la demanda; (iii)

por la generación y la demanda, cuando las instalaciones del SST atendiesen simultáneamente a ambos grupos de usuarios.

Como puede observarse, la evolución normativa se circunscribió al campo remunerativo o compensatorio, pero no tuvo un correlato con la necesidad de asegurar la expansión completa y oportuna de las redes en los SST. La inexistencia de una regulación específica en ese sentido, se debía a que subsistía la creencia de que la mera necesidad particular de los agentes era suficiente para promover la inversión. Sin embargo, en esta primera etapa, el marco regulatorio establecido para la remuneración de los sistemas de transmisión no resultó un instrumento efectivo para atraer nuevas inversiones en la actividad de transmisión, debido a que las fórmulas para determinar la remuneración de la infraestructura de transmisión introdujeron riesgos considerables. Tales riesgos generaron una incertidumbre generalizada y lograron hacer poco viable la inversión en redes de transmisión de uso general o público.

Tal como ya se indicó, la LGE creó un nuevo marco regulatorio para la transmisión que implicó la creación del SCT y los lineamientos para la determinación de las tarifas (compensaciones y peajes) aplicables a dicha instalaciones, y dejó al Reglamento de Transmisión correspondiente la labor de reglamentar dichos lineamientos.

Respecto de la regulación del SST, la LGE introdujo un cambio sustancial consistente en la determinación centralizada de las nuevas obras del SCT, las mismas que ya no se basaban en la iniciativa privada, libremente determinada por las necesidades de los actores eléctricos, sino que obedecían a un plan de inversiones, donde las empresas proponían las obras necesarias para un determinado periodo de tiempo. En base a esa información, OSINERGMIN se encargaría de elaborar un Plan de Inversiones en transmisión. Cada obra estaría encargada a una empresa distribuidora específica y solo en algunos casos, las obras no tendrían un encargado particular, responsable de su construcción. Dicho plan, dada la responsabilidad de las concesionarias de distribución eléctricas, se aplica únicamente a la demanda regulada de electricidad.

De ese modo, la iniciativa privada del esquema original quedó relegada a los SCT para la generación, es decir aquella utilizada por los generadores para la inyección de energía en el SGT y aquella utilizada por los clientes libres del sistema eléctrico. El resto de las inversiones deberían planificarse y quedar estructuradas en un plan de inversión.

Naturalmente, la preocupación de los actores era la forma en la que se determinaría la tarifa para compensar el uso de esas redes. Si bien OSINERGMIN era la entidad encargada de fijar los montos tarifarios, esta potestad nunca fue entendida como una discrecionalidad, sino más bien como una actividad reglada. Por esa razón OSINERGMIN debía respetar parámetros de legalidad y neutralidad. Así que los actores interesados del mercado eléctrico encontraron un extenso campo de discusión en el proceso de determinación tarifaria.

Por otro lado y tomando en cuenta la estructuración del mercado eléctrico peruano, se vio por conveniente dividir el mercado por áreas de demanda, las mismas que tendrían montos diferenciados a ser compensados y sobre los cuales se debía finalmente establecer una tarifa adecuada.

Los criterios para el cálculo de los peajes y compensaciones, así como los conceptos aplicables al mismo, se establecieron en las modificaciones al artículo 139° del RLCE. A saber, la Compensación debía entenderse como el pago mensual realizado por las empresas de generación eléctrica. Las referencias a las instalaciones de transmisión debían entenderse como referencias al SST y al SCT. El Costo Medio anual a reconocerse debía comprender los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Actualmente, las compensaciones y peajes (tarifas) se calculan de manera reglada para todas las líneas de transmisión, buscado la recuperación de las inversiones y la remuneración adecuada por el uso de las redes. Así, en el 2009 se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el periodo 2006-2013. En total se incluyeron mil ciento dos obras para las diferentes áreas de demanda, estableciéndose la fecha en la que debían ponerse en operación, además cada obra tiene una empresa de distribución eléctrica responsable de la misma; sin embargo, el plan contempla 28 obras que no estaban consignadas a ninguna empresa de distribución.

Dentro de las obras más recurrentes dentro del plan de inversiones en transmisión, se encuentran celdas, sean estas de alimentador, de línea, de compensación, etc.

Gráfico N° 9
Obras incluidas en el Plan de Inversiones 2006-2013

Tipo de Obra	Total
Transformador de Potencia	126
Celda de Transformador	223
Línea	148
Celda de Línea-Transformador	25
Celda de Alimentador	380
Celda de Línea	158
Celda de Compensación	10
Celda de Medición	6
Compensador	13
Transformador	13
Total	1102

Durante el periodo de aplicación efectiva del Plan de Inversiones 2009-2013 se han ejecutado una serie de obras, pero no todas ellas. Dicha situación se encuentra reflejada en los informes de las distribuidoras para la elaboración del Plan de Inversiones 2013-2016: alrededor de 96 obras deben ser reprogramadas y bajo diversos argumentos se ha pedido la exclusión de 137 obras.

No obstante que no se ejecutaron 237 obras, las empresas concesionarias han solicitado la inclusión de obras no contempladas para el periodo 2009-2013, que resulta necesario ejecutar incluso antes de la adopción del nuevo plan de inversiones (son 122 obras valorizadas en aproximadamente veinte millones de nuevos soles).

Este contexto de reprogramaciones y reajustes, refleja la situación cambiante del mercado (demanda y oferta), que no siempre encuentra un correlato en la regulación. La fijación de un plan de inversiones en transmisión cada cuatro años no garantiza la atención adecuada y mucho menos oportuna de las necesidades del sistema.

Gráfico N° 10
Ejecución de obras del Plan de Inversiones 2006-2013

Área de Demanda	Obras que necesitan reprogramarse	Obras que ya no son necesarias	Monto Obras Nuevas necesarias antes del 2013	Obras Nuevas necesarias antes del 2013
A1	2	20	452810	10
A2	2	7	2449550	12
A3	17	21	3077491	11
A4	3	6	1800236	12
A5	16	3	4291109.51	21
A6	6	11	818386.13	29
A7	20	22	4884010.6	15
A8	10	35	670007	3
A9	11	-	1082513	8
A10	1	4	-	-
A11	1	2	-	-
A12	2	-	-	-
A13	2	-	718090	1
A14	3	6	-	-
Total	96	137	20,244,203.24	122

El nuevo Plan de Inversiones 2013-2017, contempla aproximadamente 611 millones de dólares en inversión para ejecutar 1147 obras, tal como se puede apreciar el siguiente gráfico:

Gráfico N° 11
Resumen del Plan de Inversiones 2013 – 2017

Titular	Inversión (US\$)	Longitud (KM)	Potencia de transformación (MVA)	Cantidad elementos
ENOSA	18,760,341.00	158.7	210	60
ENSA	12,590,928.00	100.6	65	44
HIDRANDINA	36,611,543.00	131.7	500	106
ELECTRO ORIENTE	2,968,559.00	0	50	9
ELECTROCENTRO	30,530,487.00	123.8	237	58
ADINELSA	316,509.00	0	0	4
SEAL	4,536,678.00	85	20	8
SEAL	38,842,254.00	211.9	537	176
ELECTROSUR	1,804,380.00	22.7	0	1
ELSE	10,998,813.00	88	99	18
ELECTROPUNO	1,944,325.00	2	25	10
ELECTROSUR	2,037,005.00	1	25	10
ELECTROSUR	7,563,177.00	29.3	41	43

ELECTROUCAYALI	1,014,767.00	13.74	0	3
ELECTROPERU	1,117,896.00	0	30	4
MINEM	2,293,958.00	20	0	7
MINEM	17,645,549.00	185	18	14
MINEM	11,781,583.00	12.5	250	16
EGEMSA	1,233,708.00	0	30	4
MINEM	18,261,420.00	124.5	60	7
MINEM	4,262,288.00	0	115	8
CONENHUA	177,293.00	0	0	2
SN POWER	1,601,554.00	18.8	0	1
CONENHUA	5,015,775.00	0.3	50	9
EDELNOR	171,849,474.00	127.6	1240	293
EDECAÑETE	4,020,094.00	8.1	50	18
LUZ DEL SUR	190,603,896.00	143.6	1180	167
ADINELSA	316,509.00	0	0	4
ELECTRODUNAS	11,243,990.00	130.3	120	42
COELVISAC	32,707.00	0	0	1
TOTAL	611,977,460.00			

VI. Prospectiva

VI.1 Redes troncales.

De acuerdo con las propuestas de expansión del sistema³⁶, se requerirán inversiones adicionales por 463 millones de dólares al 2018, y por 733 al 2022. El siguiente gráfico resume los proyectos propuestos por el COES para la expansión del sistema:

36 Informe COES/DP-01-2012 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2013 – 2022" del 12 de setiembre de 2012. Resumen Ejecutivo.

Gráfico N° 12
Proyectos propuestos por el COES 2013-2022

Propuesta de actualización Plan de Transmisión 2013-2022	
Proyectos al 2018	Proyectos al 2022
Repotenciación LT Trujillo-Cajamarca	LT Chiclayo-Piura
Repotenciación LT Tingo María-Vizcarra-Conococha	LT Trujillo-Cajamarca
Repotenciación LT Aguaytía-Pucallpa	LT Tingo María-Conococha
Repotenciación LT Paragsha-Vizcarra	S.E. Carapongo Segunda Etapa
S.E. Carapongo Primera Etapa	Conexión LT Mantaro-Independencia a S.E. Huancavelica
Repotenciación LT Pachachaca-Callahuanca	LT Mantaro-Nueva Yanango
Repotenciación LT Pomacocha-San Juan	LT Nueva Yuncan-Nueva Yanango
Repotenciación LT Huanza-Carabayllo	LT Nueva Yanango-Carapongo
LT Mantaro-Marcona-Nueva Socabaya	Transformador 500/220 kV en Montalvo
LT Nueva Socabaya-Montalvo	LT Tintaya-Azangaro
LT Azangaro-Juliaca-Puno	LT La Niña-Piura
Banco de condensadores de 20 MVAR en 60 kV en la subestación Pucallpa	LT Piura-Talara
	LT Nueva Yuncan-Nueva Paramonga-Trujillo
	LT La Niña-Frontera Perú

Aunque puede ser susceptible de mejoras, el esquema legal (licitatorio y contractual) de las obras SGT, está consolidado, y no se esperan ni se requieren modificaciones importantes. Antes bien, los temas ambientales y sociales parecen erigirse como los desafíos más importantes para la expansión del sistema en los próximos lustros.

En efecto, de un lado, la implementación de los procedimientos de Consulta Indígena, tendrán el efecto, según se hagan bien o mal, de amortiguar o amplificar las expectativas de los pobladores por cuyas tierras han de tenderse las extensas servidumbres requeridas para la construcción de las redes troncales. Los contratos SGT por licitar, han introducido cláusulas que permiten absorber en las tarifas, las variaciones de las expectativas de los pobladores. Sin embargo, una mala planificación e implementación de los procedimientos de consulta indígena (o, más ampliamente, de participación ciudadana), puede ocasionar retrasos significativos, de tal manera que se descompagine el proceso inversor de los grupos económicos a los que pertenecen los concesionarios.

En materia indígena, lo que se haga o deje de hacer en la consulta sobre la futura LT Moyobamba – Iquitos, será un icono que marcará historia, dada la cantidad de pueblos verdaderamente originarios que existen casi en todas partes de la región Loreto. De otro lado, también será relevante el temperamento y la fuerza que el Ministerio de Energía y Minas imprima al cumplimiento de las servidumbres forzosas que irremediamente tendrá que imponer en algunos casos.

A la luz de recientes experiencias profesionales, es nuestro parecer que, al menos por el momento, el Ministerio de Energía y Minas carece de la organización, presupuesto, equipo humano y talante necesarios para apoyar decididamente el desarrollo de la infraestructura SGT. Esperamos vivamente, que pronto la realidad nos desmienta.

VI.2 Redes complementarias.

Las distribuidoras privadas construirán las redes que Lima Metropolitana (40% del mercado regulado) requiere para conectarse con las redes troncales al norte, centro y sur. Sin embargo, las distribuidoras estatales regionales (60% del mercado), enfrentan un serio desafío, y prueba de ello son los significativos retrasos en el cumplimiento del primer Plan de Inversiones. Si estos mismos retrasos afectan el segundo plan, la ausencia de infraestructura suficiente se traducirá pronto, en una disminución de la velocidad del desarrollo industrial (por ejemplo en Arequipa), y minero (señadamente en Cusco y Puno); y segundo, disminuirá el nivel de algunos indicadores de calidad, especialmente SAIFI y SAIDI.

Las limitaciones que enfrentan los distribuidores estatales, de cara al cumplimiento de la expansión de la transmisión que les toca remunerar, son, de un lado, la virtual imposibilidad práctica (aunque no legal) de tomar endeudamiento de largo plazo con intereses bajos; y, de otro lado, las rigideces de los sistemas administrativos concernidos en la aprobación de inversiones y la licitación de las obras públicas.

Sin duda alguna, una vez más la búsqueda de una solución apunta al sector privado y su capacidad de financiarse y ejecutar proyectos más eficientemente, tanto en términos de costos como de tiempos de implementación. Para esto no hace falta más ni mejores normas jurídicas. Las que hay bastan y sobran. Lo que hace falta, es la decisión política de abandonar el aparente confort que la tradición y la indiferencia suministran.

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento en el sector eléctrico

Virginia Núñez Ciallella*
Fredy Bautista Guevara**

El presente artículo es una revisión del esquema de las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento y su utilización dentro de la actividad de distribución eléctrica, en referencia a cómo dicha figura se fue transformado en una fuente permanente de perjuicios económicos para las empresas concesionarias de distribución. La obligación de ampliar la infraestructura eléctrica e incrementar el índice de cobertura conllevaron al uso de las contribuciones reembolsables como fuente de financiamiento; sin embargo, la regulación entorno a la figura y las características del mercado eléctrico peruano permitieron la generación de montos exorbitantes e impagables, que hoy revela la precariedad de este segmento en la prestación del servicio público de electricidad. El punto de partida se ubica en el cambio estructural del sector eléctrico que fue introducido por el Decreto Ley N° 28544, Ley de Concesiones Eléctricas y la naturaleza reembolsable de las contribuciones entregadas por los usuarios. Este artículo pretende referirse a aquellos aspectos que impidieron que las contribuciones reembolsables constituyan una fuente adecuada de financiamiento y que hoy representa una de las cargas más pesadas para las empresas de distribución eléctrica, sobre todo las de propiedad estatal.

I. Introducción

El concepto de contribuciones reembolsables fue introducido por la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, la LCE). Dicho mecanismo supuso un cambio de paradigma, que en buena cuenta encontraba coherencia con el modelo privado que se proponía para el sector. Si bien la contribución como

* Abogada por la Universidad de Lima (1998), Especialista en Regulación Eléctrica, Asociada Senior de Santiváñez Abogados.

** Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (2012), miembro del Área de Regulación en Infraestructura de Redes de Santiváñez Abogados.

Con la colaboración del Bachiller en Derecho por la Pontificia Universidad Católica del Perú, Lucio Sánchez Povis.

figura fue utilizada frecuentemente, por primera vez se pretendía el carácter reembolsable de las mismas. Bajo el esquema estatal anterior a la LCE, las contribuciones efectuadas por los usuarios fueron gratuitas, sin que se supusiera un perjuicio para ellos, sino que en compensación, así se entendía, se prestaba el servicio básico de electricidad.

El carácter liberal de la regulación de los años noventa, alentados por la Constitución de 1993, consagró el respeto de las libertades personales de los miembros de la sociedad. El Estado se colocó como garante de los servicios públicos, tanto en acceso como prestación continua. Ese escenario eliminó la idea de que las personas debían contribuir gratuitamente a la ampliación de infraestructura eléctrica. Con mucha más razón ahora que las empresas de distribución eléctrica tendrían un carácter lucrativo dentro del sector.

De esa forma, las distribuidoras de electricidad debían prestar el servicio de electricidad en las zonas de su concesión a los usuarios que los solicitaran o aquellos que se conectaran con sus propias líneas, siempre que se mantuviera el carácter de Servicio Público de Electricidad. Las concesionarias deberían atender a los nuevos usuarios en un plazo no mayor a un año.

Dado el carácter reembolsable, la LCE permitió que las concesionarias de distribución solicitaran a los usuarios contribuciones que permitieran la prestación efectiva del servicio. Así se había creado un mecanismo de financiamiento para las concesionarias de distribución que permitiera cumplir con la obligación de prestar el Servicio Público de Electricidad. Dado que las empresas debían retribuir los aportes, los usuarios no sufrían el desmedro de sus patrimonios, por el contrario se beneficiaban al recibir de manera adicional el servicio de electricidad.

Sin embargo, las contribuciones reembolsables se han convertido en una de las cargas más pesadas de las concesionarias de distribución y que en algunos casos, sólo por los montos que se adeudan, suponen la precariedad de sus finanzas y la imposibilidad de cumplir con los pagos. Las contribuciones reembolsables no sólo representan la debilidad económica y societaria de varias empresas de distribución eléctrica, sino que revela un estado de emergencia en el sector eléctrico, a la vez que se advierten defectos en la forma como se ha mejorado y ampliado la infraestructura eléctrica en el Perú, que hoy en día se representa en deudas impagables e increíblemente onerosas.

El presente artículo es un análisis de los factores que contribuyeron al trastocamiento de las contribuciones reembolsables como mecanismo de financiamiento.

II. Fallas esenciales en la construcción del concepto de contribuciones reembolsables

Esta parte incluye un análisis de aquellos conceptos y momentos que terminaron por desvirtuar el concepto de contribuciones reembolsables y que hoy plantea la necesidad de repensar dicha figura y reestructurarla como fuente de financiamiento.

A. La organización empresarial de las empresas de distribución eléctrica y el mercado eléctrico

Uno de los temas principales de la reforma legislativa del sector se ubica en las formas de participación de la administración pública en la economía. El principio de subsidiariedad de la actividad económica del Estado nos coloca en uno de los escenarios más especiales de la actividad estatal: la actividad empresarial.

Si bien la experiencia previa nos ha hecho reticentes a la intervención estatal en la economía, los servicios esenciales o básicos han representado grandes retos en temas de cobertura y acceso, lo que no solo niega la posibilidad de un modelo enteramente liberal, sino que supone además un reto para el Estado en su participación como agente económico.

Actualmente, es muy difícil rebatir la participación Estatal en las actividades económicas, por lo que la discusión se ha centrado en las formas y momentos de intervención, ya sea como regulador o como agente económico. En este último punto se ubica la actividad empresarial del Estado.

La actividad empresarial del Estado en el caso peruano supuso romper los esquemas tradicionales de administración pública que habían generado empresas sobre cargadas, desfasadas e ineficientes, que malgastaron fondos públicos e impidieron el acceso a servicios de calidad. De esa forma, se vio por conveniente que el Estado como empresa se organizara bajo las formas societarias existentes, de modo que se intentaran recrear las eficiencias

organizativas de las empresas privadas sobre todo bajo las formas de sociedades anónimas.

El problema del esquema descrito líneas arriba, es que las empresas estatales de régimen privado dependen más de decisiones políticas que económicas, lo que no permite trasladar propuestas de gestión. A esta situación coadyuva la estructuración del mercado eléctrico y el carácter de servicio público.

Es así que en el año 2008 se emite el Decreto Legislativo N° 1031 – Decreto Legislativo que promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado, como un esfuerzo para fortalecer la eficiencia en las empresas del Estado, e introducir nuevas herramientas de gestión y estructuras legales que prioricen los principios de transparencia en la toma de decisiones, que restrinjan la injerencia política en la gestión de las empresas del Estado. Dicho dispositivo fue reglamentado mediante Decreto Supremo N° 176-2010-EF del 19 de agosto de 2010, encontrándose a la fecha en trámite de implementación los diversos mecanismos para alcanzar los objetivos de dicha normativa.

En otras palabras, hay dos frentes en la organización empresarial de las empresas de distribución eléctrica que han dado lugar a la transformación del régimen de las contribuciones reembolsables. El primero es la forma como se toman las decisiones dentro de las empresas de distribución eléctrica y el segundo son las características particulares del mercado eléctrico.

1. La gestión de las empresas de distribución

La actividad empresarial del Estado se encuentra normada y dirigida por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, creado y regulado por la Ley N° 27170 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 072-200-EF, encargado de aprobar las normas de gestión de las empresas en las que el Estado tiene participación accionaria mayoritaria, así como de ejercer la titularidad de las acciones representativas del capital social de todas las empresas, creadas o por crearse, en las que participa el Estado y administrar los recursos derivados de dicha titularidad.

Dentro de las materias que se encarga de regular FONAFE de manera especial para la actividad empresarial del Estado, podemos advertir algunas que son de especial relevancia para la gestión eficiente: (i) procesos de adquisiciones y contrataciones; (ii) autorizaciones para endeudamiento; (iii) aprobación

de gastos de capital; (iv) política de dividendos; (v) sistema de auditoría gubernamental.

Todas estas facultades deben ejercerse dentro de esquemas y parámetros legales¹. En el caso del acceso a fuentes de financiamiento como los mercados de capitales, se deben que pasar por procesos de autorización². Además se encuentra el control gubernamental, que como se viene ejerciendo, representa una variable muy influyente en la toma de decisiones, lo que en la práctica se ha traducido en la pérdida de oportunidades. La toma de decisiones, en consecuencia, se limita a aquellas de riesgo muy moderado y se dejan de pasar oportunidades económicamente más provechosas.

La gestión de las empresas de distribución eléctrica del Estado se encuentra seriamente limitada, aunque la forma organizativa sea la de una empresa. Las empresas son reticentes al riesgo y actúan de manera moderada en la administración, lo que permite liberarse de responsabilidades frente al control gubernamental pero no se traduce en una gestión eficiente. Además la toma de decisiones centralizadas en el holding y visiblemente influenciado por el espectro político, impiden una evaluación correcta de los riesgos para agentes externos (inversionistas) que podrían mejorar la situación financiera de las empresas de distribución.

En consecuencia, las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito de FONAFE se someten a limitaciones legales que impiden una gestión eficiente y provechosa como si podría hacerlo una empresa privada. Esas limitaciones, para el tema que nos concierne, se ha traducido en una capacidad reducida en la generación de utilidades, desaprovechándose oportunidades de negocio económicamente más rentables. Dichas empresas no tienen una buena proyección de crecimiento, sin embargo legalmente están obligadas a expandir y mejorar el servicio a pesar de sus condiciones financieras y económicas reducidas.

1 Ley de Contrataciones y Adquisiciones, Decreto Legislativo N° 1017 y Ley N° 27170, Ley de creación de FONAFE y su Reglamento.

2 Decreto Supremo N° 034-2012-EF - TUO de la Ley General del Sistema Nacional de Endeudamiento.

2. El mercado eléctrico y el carácter de Servicio Público

Un aspecto adicional a la capacidad reducida para generar utilidades se ubica en las características del mercado eléctrico condicionado por la calificación de la electricidad como Servicio Público.

A diferencia de cualquier otro mercado, los servicios públicos incluyen intereses sociales sobre la prestación efectiva y universal. La calificación de Servicio Público obedece a su carácter esencial, necesario para lograr un determinado estándar de calidad de vida. Se entiende que con la prestación de ciertos servicios se asegura una vida digna y permite el desarrollo individual y social.

El hecho de que existan estos intereses dentro del mercado de electricidad implica la participación del Estado como garante del acceso universal y la prestación continua. La actividad de distribución al ser entregada por concesiones, supone la carga inherente de cumplir con los deberes estatales de acceso y prestación continua.

Aquí se revela uno de los problemas más recurrentes en la actividad de distribución: la equivalencia de la tarifa con los costos que asume el sistema para la prestación efectiva del servicio de electricidad. Tratándose de un servicio esencial y cuya incidencia en la vida cotidiana es primordial, se ha generado un escenario propicio para las eventualidades políticas, donde el encarecimiento del servicio representa un costo social y político muy grande. De ese modo, el Estado se ha mostrado reacio a aceptar los verdaderos costos del sistema, al menos aquellos que hagan rentable la actividad. Y si a ello sumamos que la prestación del servicio eléctrico representa costos muy altos de inversión en infraestructura, nos encontramos frente a serias limitaciones, que directa o indirectamente repercuten en la ampliación de la cobertura.

La distribución eléctrica supone un mercado altamente regulado, con costos de inversión elevados y con retribuciones (tarifas) muy conservadoras, que si bien pueden cubrir los costos del sistema, no son suficientes para cumplir con la exigencia de ampliar la cobertura y llegar a zonas alejadas y de poca concentración poblacional, lo que sin duda limita el acceso universal al servicio.

La situación del mercado eléctrico en referencia a las zonas periféricas y rurales, es una muestra clara de las dificultades que afronta el Estado y en especial las

empresas de distribución, ya que las condiciones rurales y marginales de nuestro país determinan las utilidades económicas de la distribución como actividad empresarial. Además se hace evidente cómo el modelo privado encuentra inconvenientes en mercados que sólo reportan beneficios sociales pero no económicos. El Estado, sin ser ajeno a esa situación, ha intervenido, pero no para mejorar las condiciones económicas, sino como *inversionista*, cargando luego el costo de esa inversión a la empresas de distribución eléctrica estatales.

La mencionada intervención estatal se logró gracias a la distorsión de figuras conceptuales. Un ejemplo muy claro de esta situación se ubica en dos normas: (i) el Decreto Legislativo N° 1001 - Decreto Legislativo que regula la Inversión en Sistemas Eléctricos Rurales - SER ubicados en zona de concesión y; (ii) el Decreto Urgencia N° 116-2009 - Decreto de urgencia que promueve el suministro del servicio público de electricidad en zonas urbano marginales del país.

El Decreto Legislativo N° 1001 fue emitido al amparo de las facultades delegadas otorgadas al Ejecutivo sobre diversas materias relacionadas con la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento; entre la que se encuentra la promoción de la inversión privada, independientemente de la posición que se pueda tener respecto a si se encuadraba la materia legislada por el Ejecutivo a la autorización otorgada por el Congreso, el hecho es que se consideró necesario que el Estado ingrese a las zonas de concesión de las empresas de distribución eléctrica a fin de ejecutar obras y con ello atender la necesidad de proveer de servicio eléctrico a las poblaciones.

Conforme establecía el artículo 1° se dispuso que esa intervención sería excepcional y que dentro de la zona de concesión se ejecutarían obras de electrificación rural en forma directa o indirecta a través de las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal. La excepcionalidad de la intervención estatal se entendía porque el Estado sólo podía actuar en los casos de solicitudes no satisfechas en el plazo de un año.

Asimismo, en el artículo citado, se estableció que el Ministerio de Energía y Minas calificaría las obras a ejecutarse como Sistemas Eléctricos Rurales (SER), a fin de aplicarle el régimen de la concesión eléctrica rural y demás disposiciones de la Ley N° 28749 - Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento. Se precisó adicionalmente que dichos Sistemas Eléctricos Rurales

(SER) serían transferidos a las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal conforme lo prevé el artículo 18° de dicha Ley. Finalmente se financiaría dicha intervención con cargo a recursos del Osinergmin por el monto de S/. 100 000 000.00.

Como podemos apreciar, es aquí donde consideramos que se produce un trastocamiento de las instituciones, si el objetivo era apoyar a las empresas para ejecuten obras dentro de sus zonas de concesión, debió apoyárseles con el financiamiento respectivo para que éstas presenten proyectos y los ejecuten, sin embargo, se optó por importar una institución de la Ley General de Electrificación Rural, como es el caso del Sistema Eléctrico Rural (SER), señalándose que las obras que ejecute el Ministerio dentro de las zonas de concesión se calificarán como SERs a fin de aplicarle todo el esquema aplicable a la electrificación rural.

Finalmente, se agrega una disposición complementaria que dispone que a los Sistemas Eléctricos que califiquen como Sistemas Eléctricos Rurales - SER les será de aplicación la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento; y a los sistemas que no califiquen como SER les será de aplicación el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

Esta precisión se realizó porque se analizó que las obras que se ejecutarían dentro de las zonas de concesión no iban a calificar como Sistemas Eléctricos Rural (SER), por eso no se les podía aplicar el régimen previsto en la Ley General de Electrificación Rural, y se tuvo que aceptar que no se podían mezclar regímenes distintos y que por tanto a las obras dentro de zona de concesión como corresponde se les debía aplicar las disposiciones de la LCE y su Reglamento.

Por su parte, **el Decreto Urgencia N° 116-2009** - Decreto de urgencia que promueve el suministro del servicio público de electricidad en zonas urbano marginales del país, tenía como fin atender una situación real configurada por *“alrededor de trescientas mil viviendas no conectadas a la red dentro de las zonas de concesión de las empresas de distribución de electricidad, debido, entre otros, a la falta de recursos de las poblaciones menos favorecidas, cuya situación se ve agravada por las consecuencias de la extraordinaria crisis internacional y a las dificultades presentadas en la tramitación de los procedimientos administrativos de saneamiento físico legal en las zonas de*

*ejecución de proyectos de electrificación, resultando necesario la suspensión del artículo 85° de la Ley de Concesiones Eléctricas y el establecimiento de condiciones especiales de tecnología, equipamiento, medición y mecanismos comerciales que permitan expandir la prestación del servicio.*³

La justificación anterior dio lugar a que se suspendiera la aplicación del artículo 85° de la LCE⁴ hasta el 31 de diciembre del 2012.

En cuanto al financiamiento de los proyectos dentro de la zona de concesión, se estableció que el Ministerio quedaba autorizado a asumir el costo de la conexión, la que sería de propiedad del usuario, y a financiar proyectos de electrificación dentro de las zonas de concesión de empresas de distribución eléctrica, con cargo a los recursos transferidos por OSINERGMIN.⁵

3 Considerandos del Decreto Urgencia N° 116-2009.

4 Artículo 85°.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial -habitabilidad - mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que tengan habilitación urbana aprobada, pero cuyo porcentaje de habitabilidad sea menor al señalado en el primer párrafo, corresponde a los interesados ejecutar las redes primarias y secundarias e instalaciones de alumbrado público conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%). En el caso de zonas habitadas que no cuentan con la habilitación urbana correspondiente, los solicitantes podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión, de conformidad con el procedimiento establecido en el Reglamento de la presente Ley.

En el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, ubicadas dentro de la zona de Concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área. En este caso, las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 84.

5 En el artículo 5° OSINERGMIN destinó la suma de hasta S/. 100,000,000.00 con cargo a los saldos acumulados de los ejercicios presupuestales anteriores al año 2009, a transferirse al Ministerio de Energía y Minas para la ejecución de este tipo de proyectos.

La devolución de dichos aportes al Ministerio de Energía y Minas se efectuaría en un plazo máximo de diez (10) años, contado desde la fecha en que el aporte es realizado y a la tasa de interés vigente en dicha fecha.

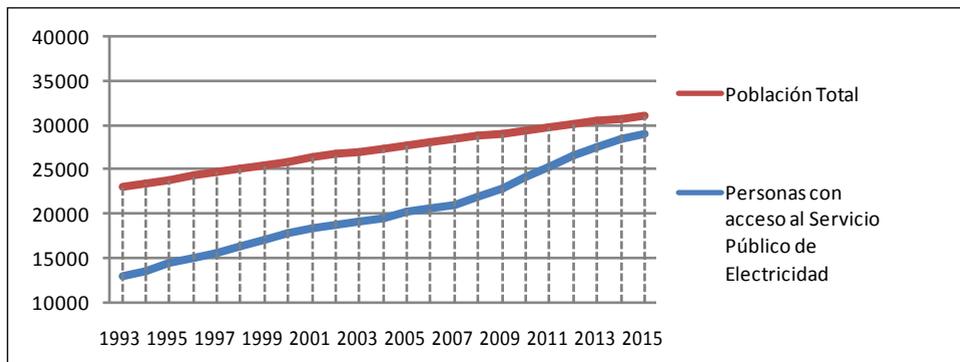
Como podemos apreciar en el caso del Decreto de Urgencia N° 116-2009, el Estado ya no utilizó las herramientas de la Ley General de Electrificación Rural para aplicarlas a la ejecución de obras dentro de zonas de concesión, sino más bien se sirvió del mecanismo de las contribuciones reembolsables regulado en la propia LCE, y terminó este financiando la ejecución de instalaciones y suscribiendo convenios tanto con empresas de distribución eléctrica públicas como privadas para la ejecución de dichas obras dentro de la zona de concesión.

Ahora bien, una primera aproximación nos lleva a pensar que el régimen de las contribuciones reembolsables regulado en la LCE, no se adaptó a la realidad existente y el Estado mediante normas transitorias (decretos legislativos y decretos de urgencia) tuvo que regular un nuevo régimen por el cual intervino en las zonas de concesión de las empresas, ante el hecho real conforme se cita en los Considerandos de dichas normas, que existía un número considerable de viviendas no conectadas a las redes dentro de las zonas de concesión debido a la falta de recursos de las poblaciones menos favorecidas; lo que hace concluir que el mecanismo de las contribuciones reembolsables regulado en la LCE estaba pensado para concesiones ubicadas en zonas propiamente urbanas y más bien se ha pretendido utilizarlo para zonas urbano – rurales, desnaturalizando su origen.

Se puede ver que tanto a nivel nacional como rural el índice de electrificación ha avanzado considerablemente, sin que ello se haya traducido en una mejora de la situación empresarial de las empresas de distribución eléctrica de propiedad estatal, que hoy por hoy siguen envueltas en condiciones económicas precarias y que generan poca expectativa en el sector para las inversiones. Es decir, las empresas de distribución crecen pero su situación económica sigue siendo muy débil.

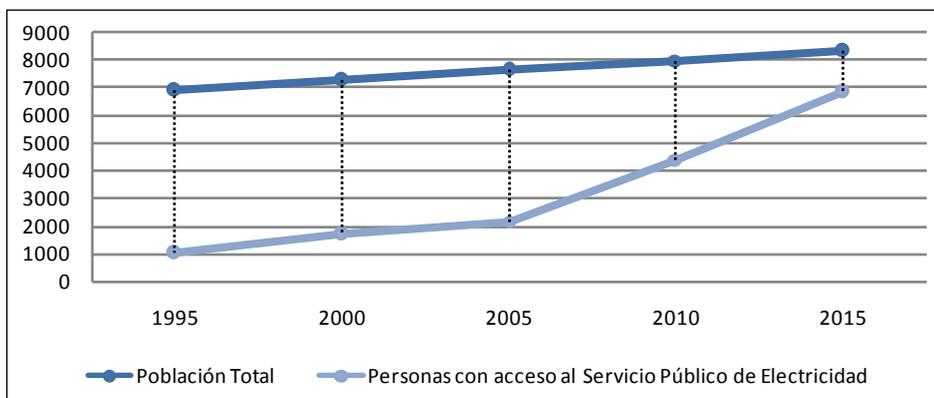
En los gráficos Nros 01 y 02 podemos apreciar la evolución de los coeficientes de electrificación rural y nacional.

Gráfico N° 1
Coefficiente de Electrificación Nacional
(por miles de personas)



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995-2010 - MEM
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Evoluciones%20MercEl%C3%83%C2%A9ctrico_1995%20-%202010.pdf

Gráfico N° 2
Coefficiente de Electrificación por quinqueño
(por miles de personas)



Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995-2010 - MEM
http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Evoluciones%20MercEl%C3%83%C2%A9ctrico_1995%20-%202010.pdf

Hoy existen problemas de falta de financiamiento para la rehabilitación, remodelación o reforzamiento de las redes principales financiados en

aplicación de las normas transitorias antes indicadas, lo cual consideramos merece el destino de recursos adicionales para dicho fin, pero a través de mecanismos concertados que no atenten contra la regulación existente.

Por estas razones, el mercado eléctrico no representa uno de los mercados más rentables, sino que se encuentra relegado y condicionado por normas de interés social y decisiones de índole política. Eso demuestra la debilidad económica de las empresas de distribución para afrontar las cargas del servicio público de electricidad ya que por el constante crecimiento poblacional deben seguir ampliando su infraestructura (seguir invirtiendo), a la vez que mantienen y operan la ya existente.

B. Los conceptos de Valor Nuevo de Reemplazo y Recuperación Real

El artículo 84° de la LCE estableció que los usuarios que hicieran contribuciones reembolsables tenían el derecho a la recuperación real de su aporte. El artículo 83° de la misma Ley establece que el costo de la obras deberán ser fijadas a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

El problema con estos dos conceptos es que no se tomó en cuenta el tipo de rentabilidad que podía provenir de las contribuciones reembolsables y si en el mediano o largo plazo el monto pagado por ellas podía recuperarse, pero sobre todo si esta nueva infraestructura generaba rentas para la empresa.

Es decir, la consigna de recuperación real y la aplicación del VNR sólo representaron un ejercicio de reconstrucción de costos, de ingeniería, pero no supusieron, ni suponen, una evaluación económica de las obras que se estaban recibiendo como contribuciones reembolsables. De esta forma, no se pudo discriminar entre obras económicamente rentables y aquellas ineficientes. Como las empresas de distribución se encontraban obligadas a prestar el servicio y lograr el acceso de los usuarios regulados que solicitaran el servicio, se vió en la necesidad de aplicar las contribuciones reembolsables como fuente de financiamiento. Sin embargo, la falta de una revisión económica y de pertenencia, hizo que se asuman deudas que no sirvieron para mejorar las situación económica de la empresa, sino que por el contrario, acarreó una serie de pérdidas.

Este punto se puede visualizar como una mala inversión, es decir, un negocio en que se coloca dinero pero no se obtiene ningún beneficio. Sin embargo, el caso de las contribuciones reembolsables configuró un escenario más

perjudicial, ya que no sólo se perdió la inversión sino que se asumió un activo que generó y en algunos casos aún genera pérdidas constantes. Podemos decir que la deuda por contribuciones reembolsables no sirvió para generar utilidades y peor aún supuso una fuente periódica de pérdidas.

Para poder entender las diferencias entre conceptos de ingeniería y conceptos económicos nos situaremos en el campo de la utilidad que proviene de un bien. La primera diferencia es que la reconstrucción del costo de un bien considera un valor constante, equiparable con el valor de los materiales y la mano de obra necesaria para hacerlo. Por el contrario, el valor económico de un bien depende de la utilidad que proviene del mismo en un momento determinado. Aquí es muy usual utilizar el ejemplo de un hombre que se pierde en el desierto. Para él, el agua será el bien que le reporte mayor utilidad y, por tanto, tendrá un valor mayor a cualquier otro. El mismo sentido se puede aplicar para cualquier situación, ya sea individual o social. Los precios de todos los bienes fluctúan no necesariamente por un tema costos en la producción, sino por una apreciación utilitaria.

La apreciación utilitaria de los bienes de manera contextual, como se puede advertir, depende de la valoración que hacen los consumidores sobre los mismos, conforme a sus necesidades coyunturales. Naturalmente no se está haciendo un afirmación *sui generis* ya que así funciona el mercado.

En otras palabras, los consumidores establecen un rango de valor para ciertos bienes dependiendo de la utilidad que ese bien tiene en un momento determinado. Por ello, el valor de los bienes no es único, sino que varía, se aprecia y se deprecia conforme a las eventualidades históricas de las sociedades. En un momento determinado, un bien puede valer igual que su costo de producción, más o menos que éste, todo depende de la utilidad que se pueda obtener del mismo. Por esta razón, el valor de un bien no lo define netamente las cualidades intrínsecas del producto, sino la apreciación de los consumidores conforme a ciertas pautas contextuales (carácter extrínseco).

Por todo lo expuesto, los conceptos de ingeniería y los conceptos económicos tienen diferentes usos y aplicaciones. Desde ya se advierte que este trabajo no discute que las obras por contribuciones reembolsables tengan un valor intrínseco (materiales, mano de obra), sino que en situaciones normales, bajo apreciaciones económicas, las empresas de distribución no habrían aceptado deudas de ese tipo, no habrían invertido en infraestructura eléctrica para grupos marginales de la población. Una persona racional que se pone entre

elegir hacer la obra y no hacerla, simplemente habría elegido no realizarla, evitando los perjuicios que provinieran de ella, sin embargo, la empresas de distribución no tenían opción en ese sentido y fueron asumiendo deudas que no podía pagarse por sí mismas.

Para poder entender el valor negativo de las obras por contribuciones reembolsables haremos el siguiente ejercicio sobre una obra: la obra se recibe en 1999; el capital es igual a S/. 245 669.16 nuevos soles; para el año 2012, el interés capitalizable reclamado (aplicando un promedio de la TAMN y la TIPMN) es igual a S/. 1 877 970.94 nuevos soles.

Para entender el verdadero valor económico de dicha obra por los ingresos que se obtiene por ella aplicaremos la metodología de flujos descontados. Para ello necesitamos un Margen Operativo promedio, que evaluando la situación de algunas empresas y para efectos del presente caso será igual a 9.71% proveniente de los ingresos por venta de energía.

Ahora la tasa de descuento, dada la metodología utilizada, será igual a la tasa de actualización tarifaria establecida por el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas⁶. Dicho artículo establece que las tarifas que establezca el órgano regulador, en este caso el Osinergmin, deben permitir que las empresas que desarrollan las actividades eléctricas obtengan una rentabilidad de 12%.

Por último, habiéndose determinado la tasa de descuento aplicable, corresponde determinar el Valor Presente al 2012 de los flujos generados por el usufructo de las instalaciones eléctricas, considerando el flujo constituido por el Margen Operativo obtenido en cada año así como el Flujo de Inversiones constituido por el monto por concepto de capital e intereses, a fin de determinar si dichas instalaciones generaron alguna utilidad.

Los resultados de la aplicación de la metodología al presente ejemplo se encuentran representados en el gráfico N° 3, separado por años.

6 **Artículo 79°.-** La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

Los resultados del gráfico anterior son saltantes. Primero, el valor presente de la obra es negativo. La obra para cual se había invertido S/. 245 669 nuevos soles ahora tiene un valor presente negativo de S/. 1 980 695.66. Tratándose de una obra antigua que necesita reponerse también obtendríamos un valor negativo sobre la base de Valor Presente del Margen Operativo, aquello que la empresa recibe por operar y mantener la infraestructura. Es decir, la empresa para poder reponer la obra deberá invertir más de lo que recibe como utilidad por la misma, generándose así un círculo vicioso muy perjudicial.

Por tanto, los conceptos utilizados para evaluar el costo de las obras por contribuciones reembolsables sólo permitían saber el gasto asumido por los contribuyentes, pero no habilitan a entender el verdadero valor económico de las obras, ya que no se trata de bienes que ingresan llanamente al patrimonio, sino que deben operarse y mantenerse; es decir, se debe gastar para que represente alguna utilidad.

En aplicación de los conceptos de VNR y recuperación real, las empresas de distribución eléctrica asumieron deudas que no podían pagarse con la sola actividad de vender energía a usuarios regulados.

C. Los usuarios de las contribuciones reembolsables

Un tercer punto que contribuyó al trastocamiento de los objetivos de la contribución reembolsable se relaciona con el punto anterior y se adscribe a la pregunta de por qué la mayoría de obras ejecutadas por contribuciones reembolsables no fueron rentables. La respuesta se encuentra en la ubicación geográfica y las características poblacionales de los usuarios que fueron requeridos para efectuar las mismas.

Como se había dicho antes, los conceptos de VNR y de Recuperación Real no reflejaron una evaluación económica de las obras, lo que habría implicado la evaluación de dónde y a quienes se iba a brindar el servicio de electricidad. Dada esta evaluación, era muy probable que las empresas de distribución rechazaran los proyectos por su clara ineficiencia económica.

Como se debe recordar, las empresas de distribución eléctrica deben atender sus zonas de concesión y aquellos usuarios regulados que se hallen en zonas periféricas cuando puedan conectarse a la red de distribución. No resulta difícil ver que los nuevos usuarios se pueden ubicar dentro de las zonas de

concesión y fuera de ellas, lo que resulta importante, es que la mayoría de nuevos usuarios pertenezcan a las zonas periféricas o limítrofes de las zonas de concesión.

En el caso peruano no hay un plan integral de desarrollo urbano, y las zonas periféricas de las ciudades y el campo crecen de manera desordenada. Esa situación ha conllevado que las ciudades se extiendan horizontalmente y en casi todos los casos de manera atomizada. Además la falta de viviendas económicas empuja a los pobladores a las zonas marginales. La expansión de las poblaciones rurales y aisladas es igualmente desordenada, situación esperada para poblaciones sumidas en la pobreza y donde el Estado ha mostrado muy poca presencia.

La gestión geopolítica peruana ha sido muy poco frecuente, lo que conlleva un riesgo muy elevado al momento de ejercer la presencia del Estado, ya que no sólo se desconoce las características de las poblaciones rurales y aisladas, sino que igualmente se hace innegable la aplicación de modelos que no tienen un correlato práctico con la realidad. La dispersión geográfica es una de ellas. Según los datos del INEI, la densidad poblacional en el Perú es igual a 23.3 hab/km². La Superficie Territorial de Lima Metropolitana es de 2811,65 Km², ocupa solamente el 0,2% del territorio nacional y se constituye en una de las áreas de mayor densidad en el país. En otros departamentos como aquellos que se ubican en la sierra tienen solo una densidad poblacional promedio de 23.43 hab/km² contra los 6545.1 del Callao o los 252.1 de Lima.

Gráfico N° 4
Densidad Poblacional del Perú por departamentos

DEPARTAMENTOS	1961	1981	1993	2010	2015
PERU	8.0	13.8	17.6	23.3	24.8
COSTA					
Callao	2915.2	30910	4405.8	6545.1	7159.4
Ica	12	21	27.1	35.1	37.2
La Libertad	25.7	39.6	50.3	66.9	71.3
Lambayeque	20.9	49.8	66.8	91.5	98.4
Lima	66.6	143.5	186.2	252.1	269.1
Moquegua	3.2	6.6	8.3	10.9	11.6
Piura	20.5	32.2	39.3	48.2	50.4
Tacna	4.5	9.2	13.9	22.2	24.6
Tumbes	11.9	23.1	34	52.7	58.3
SIERRA					
Ancash	16.4	24.1	27.5	32.5	33.5
Apurímac	14.4	16.4	19	22.5	23.6
Arequipa	6.3	11.7	14.8	19.8	21.2
Ayacucho	9.5	12	11.7	12.3	12.5
Cajamarca	21.8	32	39	47.5	49.7
Cusco	8.3	12.2	14.8	18	18.9
Huancavelica	14.7	16.3	18.1	21.3	22.4
Huanuco	9.9	13.5	18.4	25.1	27.1
Junín	12.4	20.2	24.6	29.9	31.2
Pasco	6.8	9.1	9.4	10.3	10.6
Puno	9.9	12.6	15.3	18.6	19.5
SELVA					
Amazonas	3.1	6.8	9	12.3	13.2
Loreto	0.8	1.4	2	2.9	3.2
Madre de Dios	0.3	0.4	0.8	1.3	1.5
San Martín	3.1	6.5	11.2	19.7	22.3
Ucayali	1	1.7	3.2	5.6	6.4

No es raro encontrar viviendas muy alejadas de la ciudad en números reducidos, además del poco consumo de electricidad dada las actividades de sus habitantes así como de la cantidad de bienes que consumen electricidad. La organización poblacional altamente dispersa y de poca concentración supone que las empresas de distribución atiendan (inviertan) en infraestructura a fin de brindar el servicio, pero la energía vendida no cubre los costos de inversión así como los costos de operación y mantenimiento.

Por lo que estas variables deben ser tomadas en cuenta cuando se plantean modelos de expansión de la frontera eléctrica o de inversión en las zonas de

concesión de las empresas de distribución eléctrica por parte del Estado, lo que más bien implica que se trabaje en forma transversal con otros sectores a fin de afrontar las características propias de la geografía peruana con esquemas integrales de provisión de servicios públicos.

D. Las contribuciones reembolsables financiadas por FONAVI

La situación especial de las contribuciones financiadas por FONAVI puede ayudarnos a entender la situación de los usuarios que hicieron aportes mediante este esquema de inversión.

Dada la situación económica de los pobladores asentados en las periferias de las ciudades, se generó un escenario donde las empresas de distribución no tenían los recursos y tampoco podían exigir las contribuciones reembolsables para ampliar la cobertura y brindar el servicio. A través de FONAVI se financiaron obras de infraestructura que permitían satisfacer las necesidades de pueblos jóvenes y asentamientos humanos.

Posteriormente, el Estado mediante la Ley N° 26969 - Ley de Extinción de Deudas de Electrificación y de Sustitución de la Contribución al FONAVI por el Impuesto Extraordinario de Solidaridad decidió dar por extinguido los saldos deudores de las personas naturales beneficiarias de préstamos otorgados con recursos del Fondo Nacional de Vivienda -FONAVI- para obras de electrificación, con excepción de las que correspondan a conexiones domiciliarias. Para tal fin, dispuso que la Unidad Técnica Especializada del Fondo Nacional de Vivienda -UTE FONAVI- procediera a la cancelación contable de las acreencias.

En virtud de dicha norma se transfirió a favor del Estado el derecho de las personas naturales beneficiarias de préstamos de FONAVI para obras de electrificación, sobre las instalaciones de distribución eléctrica financiadas con recursos de FONAVI y se facultó al Ministerio de Economía y Finanzas a ejercer, en representación del Estado, todos los derechos y acciones que correspondan a dichas personas ante las empresas concesionarias de distribución de electricidad, para el cobro de las contribuciones reembolsables a que se refiere el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

El Estado se convirtió, en consecuencia, en titular de las acreencias por contribuciones reembolsables.

Sin embargo, el Reglamento de dicha norma, aprobado por Decreto Supremo N° 041-99-EF, introdujo una distorsión al régimen de las contribuciones reembolsables estableciendo en su artículo 15° que la UTE-FONAVI en desactivación determinaría el valor de las instalaciones eléctricas ejecutadas con recursos del FONAVI sobre la base de la inversión llevada a cabo, deduciendo de ésta el costo de las conexiones domiciliarias.

Esta valorización contrasta con lo establecido en la LCE, que señala en su artículo 85^{o7} que en el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por privados ubicadas dentro de zonas de concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas. Precisando que las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad el Valor Nuevo de Reemplazo - VNR a reembolsar al interesado.

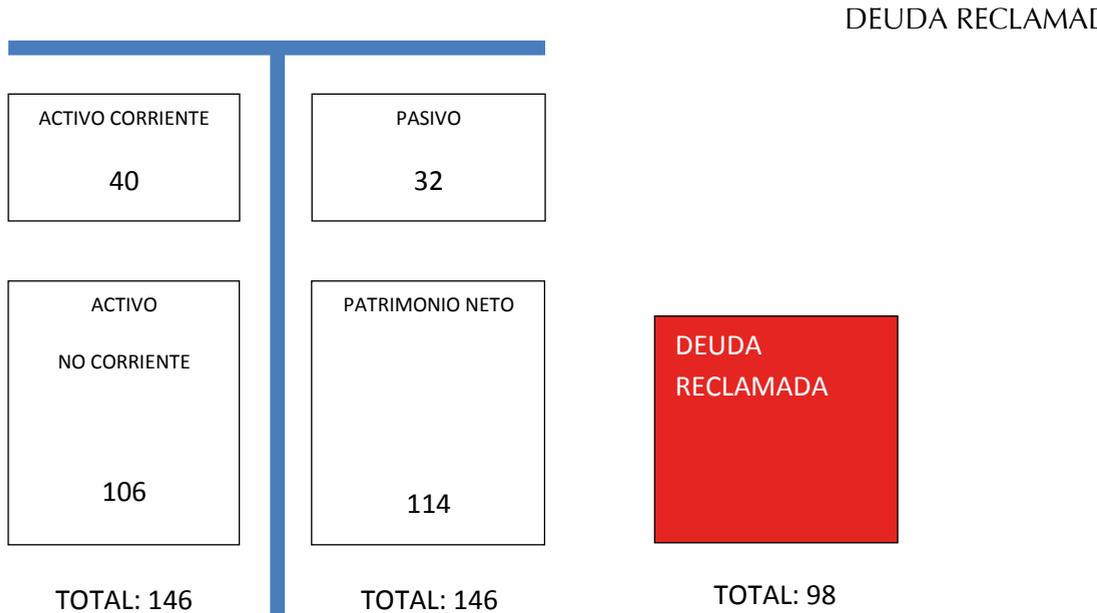
Conforme a la LCE se define al Valor Nuevo de Reemplazo -VNR como el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, y es ese valor el que se reconoce como el monto que deben devolver las concesionarias por concepto de contribuciones reembolsables, conforme al régimen regulado en el referido dispositivo y no el valor de la inversión.

Actualmente, después de varios años de ejecutadas estas obras, el Estado viene reclamando a las concesionarias de distribución el pago de las deudas por dicho concepto calculadas a valor de la inversión y pretendiendo cobrar intereses compensatorios y moratorios capitalizables, lo que ha dado lugar a que las sumas objeto del reclamo sean exorbitantes, y a que en varios casos, impliquen que las empresas se encuentren en causal de disolución conforme a la Ley General de Sociedades.

7 Cabe precisar que el artículo 85° de la LCE establece que en el caso de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidas por el Estado o por inversionistas privados, ubicadas dentro de la zona de Concesión, le corresponde a los interesados ejecutar las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y Alumbrado Público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la empresa concesionaria que atiende el área. En este caso, las instalaciones serán recibidas por el concesionario fijándose en dicha oportunidad su Valor Nuevo de Reemplazo para los efectos de reembolsar al interesado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 84°.

Un ejemplo lo vemos, en el caso de una empresa tipo, en la cual el reconocer la deuda reclamada implicaría prácticamente la desaparición del patrimonio neto de la empresa.

Gráfico N° 5.
Comparación entre el Balance Auditado de una empresa distribuidora con deuda pendiente de pago, con la deuda reclamada por el Estado (capital + intereses) (todos los números indican millones de US\$)



E. La evolución de las tasas de intereses

Uno de los temas más resaltantes obedece a la evolución normativa entorno a los intereses aplicables a deudas por contribuciones reembolsables.

El artículo 84° de la LCE establece que las contribuciones reembolsables deben pagarse en modalidades que garanticen su recuperación real bajo las condiciones que fije el reglamento. El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) en su art. 167° sostiene que las contribuciones no reembolsadas en la fecha pactada deberán abonar intereses compensatorios y un recargo por mora según lo establecido en el art. 176°. El artículo 176° del RLCE se refiere a los intereses que pueden aplicar los concesionarios a sus acreencias por temas de facturación. Dicho artículo ha sido modificado en dos ocasiones. La

primera modificación ocurrió el 17 de febrero de 1998 y la segunda el 22 de marzo de 2003.

El artículo original 176° del RLCE, vigente desde el 22 de noviembre de 1993 hasta el 17 de febrero de 1998, establecía que el interés compensatorio era capitalizable e igual al TAMN al momento de su aplicación. Se le agregaba un recargo por mora igual al 30% del interés compensatorio.

La primera modificación del artículo comentado obedeció a las constantes quejas que se hicieron sobre la capitalización de intereses, tal como se puede ver en la Resolución Defensorial N° 3-98-DP, del 28 de enero de 1998. Dicha resolución recomendaba la derogación del mencionado artículo en el sentido de que la capitalización de intereses establecida por el Reglamento era una contravención a las disposiciones del Código Civil que prohibía la capitalización. En efecto, la capitalización de intereses es una figura reconocida en el Código Civil en los artículos 1249° y 1250° bajo el nombre de anatocismo, cuyo pacto originario está expresamente prohibido. En ese sentido, si la LCE no autorizaba la creación de un sistema especial de cobro de intereses, el reglamento no podía hacerlo, inobservando la jerarquía de las normas.

El 17 de febrero de 1998, a menos de un mes de la publicación de la Resolución Defensorial, el art. 176° se modificó dejándose de lado la capitalización de intereses y estableciendo que el interés compensatorio sería igual al que fijara el Banco Central de Reserva (BCR). En este punto también se eliminó la palabra "recargo". De esa forma, además de aceptarse la eliminación de la capitalización de intereses, la modificación también acogió la Resolución Defensorial N° 3-98-DP en el sentido de que a falta de pacto no deberían cobrarse intereses compensatorios y moratorios al mismo tiempo, sino que uno debía retribuir el periodo de uso desde que se recibe el bien hasta el momento en el que debe devolverse; y el segundo, debía cubrir la demora o mora en la devolución del bien. Solo por pacto pueden devengarse ambos al mismo tiempo.

Ahora, tal como establece la primera modificatoria, los montos de ambos intereses serían iguales a los que fije el BCR. A la fecha estaba vigente la publicación del 6 de julio de 1991 que establecía como interés compensatorio a 360 días uno igual a la TAMN, entre 361 y 719 días uno igual a la TAMN+1 y de 720 días en adelante una tasa igual a la TAMN+2. El interés moratorio sería igual al 15% de la TAMN.

La segunda modificatoria del 21 de marzo de 2003 estableció que la tasa máxima de interés compensatorio sería el promedio aritmético de la TAMN y la TIPMN y el moratorio sería equivalente al 15% de esa tasa.

La explicación del Decreto Supremo N° 011-2003-EM que hizo la segunda modificatoria sostuvo que se trataba de garantizar una recuperación adecuada de las acreencias. La inclusión del promedio aritmético de la TAMN y la TIPMN es mucho más coherente y realista, pues permite equilibrar el monto por concepto de intereses; además de entender el mercado de créditos. No tenía sentido que se aplicara una tasa muy alta como la TAMN (aquello que las empresas financieras cobran por otorgar créditos) y que se dejara de lado la TIPMN (aquello que las empresas financieras pagan por el uso del ahorro público).

Para el año 2008, se modificaron los artículos 84° y 92° de la LCE. La modificación del art. 84° introduce la redacción de que se garantice la recuperación real de las contribuciones reembolsables por la aplicación de los factores de reajuste establecidos en el RLCE. El único artículo que establece factores de reajuste en el reglamento es el art. 154 y considera entre otros el índice de precios al por mayor y promedio general de sueldos y salarios. Por su parte la modificación del art. 92 de la LCE estableció categóricamente que los intereses generados por la prestación del servicio público de electricidad, en cualquier aspecto, serán siempre nominales y simples, no procediendo capitalización alguna.

Por todo lo expuesto se puede observar que el concepto de intereses ha evolucionado de un sistema excesivamente oneroso e ilegal, como era la capitalización de intereses, a uno más realista y acorde con el mercado de créditos, como es la aplicación de un interés promedio entre la TAMN y la TIPMN no capitalizable. Las modificaciones a la LCE del año 2008 no incluyeron modificaciones en el reglamento, situación que dificulta entender el cambio hecho en la LCE. En principio se puede entender que hay deudas sometidas a reajuste y otras no, lo que nos coloca frente a dos sistemas diferentes.

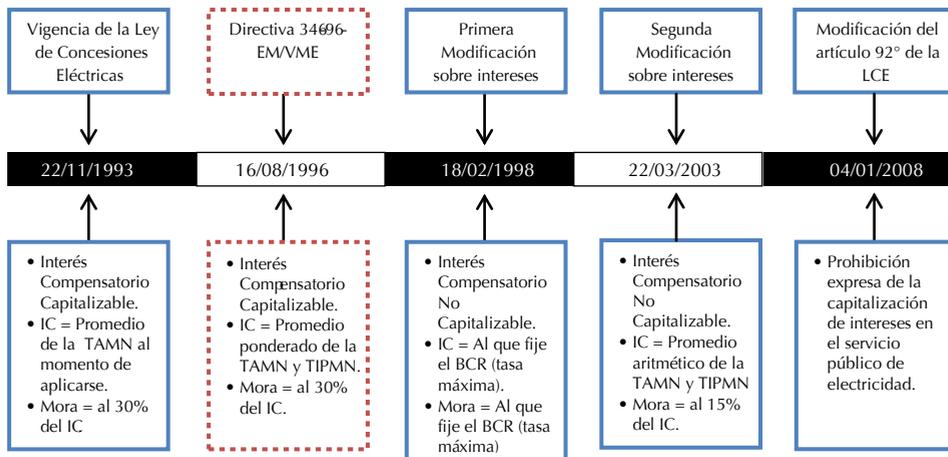
En resumen se debe sostener primero, al margen de cualquier discrepancia, que la capitalización de intereses está prohibida y que no se ha emitido una norma con rango legal o superior que apruebe un sistema especial de intereses y que por lo tanto el Código Civil es perfectamente aplicable como restricción del anatocismo a mercados especializados, como uno financiero o mercantilista.

Segundo, la primera modificación del art. 176 del reglamento tuvo como fundamento, según se encuentra en el Informe Defensorial citado, la eliminación de la capitalización de intereses y la mejor aplicación de los conceptos de intereses.

Tercero, la evolución normativa revela que se ha tratado de adecuar el sistema de intereses en los casos de contribuciones reembolsables para que sea uno realista y congruente con el mercado de créditos, razón por la cual, actualmente, se aplica un promedio aritmético en la TAMN y la TIPMN no capitalizable.

Una mención especial merece la Directiva sobre contribuciones reembolsables y su devolución a usuarios aprobada por Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME del 13 de agosto de 1996, que si bien resultaba ilegal al haberse irrogado facultades reglamentarias⁸, ya había intentado fijar un promedio aritmético entre la TAMN y la TIPMN, tratando de reflejar un mejor criterio indemnizatorio.

Gráfico N° 6.
Línea de tiempo de la evolución normativa sobre intereses



8 La Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME se basó en la décima Disposición Transitoria del RLCE, que por jerarquía normativa no podía otorgar facultades reglamentarias. La LCE había otorgado facultad reglamentaria solo para la emisión del Reglamento, que debía probarse por Decreto Supremo. La facultad reglamentaria para reglamentos ejecutivos es indelegable y solo puede ser otorgada por la Constitución o por normas con rango de Ley. Una inobservancia de este impedimento acarrea la nulidad de todos los actos reglamentarios no facultados.

Sobre este punto resultan interesantes **los criterios resolutivos adoptados por la JARU respecto a la actualización de la contribución reembolsable y el reconocimiento de intereses.**

La JARU ha señalado que, toda vez que el reembolso debe considerar el valor del dinero en el tiempo, debe aplicársele el interés compensatorio equivalente al promedio de los promedios ponderados de las tasas activas y pasivas vigentes en el sistema financiero al momento de su aplicación, publicada por la Superintendencia de Banca y Seguros, además de los intereses compensatorios y moratorios establecidos por el artículo 176° del Reglamento de la LCE, según corresponda, debiendo ser las tasas diarias acumuladas por su multiplicación. Se considerará incorrecta por la JARU la utilización de cualquier otro indicador para la actualización de reembolsos.

En tal sentido, la JARU aprobó el “Lineamiento IV” según el cual:

“Se declarará fundado el reclamo referido a la actualización de la contribución reembolsable si la concesionaria no ha aplicado un interés compensatorio equivalente al promedio de los promedios ponderados de las tasas activas y pasivas vigentes en el sistema financiero al momento de su aplicación, además de los intereses compensatorios y moratorios establecidos por el artículo 176° del Reglamento de la LCE, según corresponda, utilizando las tasas diarias acumuladas por su multiplicación”.

Por su parte, en cuanto al reconocimiento de intereses a la contribución reembolsable, la JARU señaló en sus Lineamientos que desde la determinación de la contribución reembolsable hasta la fecha de la que disponía la concesionaria para efectuar la devolución, debía corresponder la aplicación de los intereses compensatorios que aludía el numeral 1.4 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE, en ese entonces vigente.

Asimismo, la JARU también agregó que, de no efectuarse la entrega del reembolso dentro del plazo que se hubiere pactado, la concesionaria debía aplicar, a partir de dicha fecha, los intereses compensatorios y moratorios establecidos en el artículo 176° del Reglamento de la LCE.

Por último, la JARU entendió que, en cuanto al plazo del que disponía la concesionaria para efectuar la devolución de la contribución reembolsable, debía estar a lo que disponía el numeral 3.3.2 de la Directiva N° 001-96-

EM/DGE. En ese sentido, los plazos máximos debían contarse a partir de la oportunidad de determinación de la contribución reembolsable. Así, la JARU consideró que en caso la contribución reembolsable por usuario (persona o personas que acrediten haber efectuado el aporte para la construcción o financiamiento de la obra) hubiese sido inferior a una Unidad Impositiva Tributaria (UIT), ésta debía ser devuelta en el plazo máximo de un año; si hubiera fluctuado entre una y tres UIT, en el plazo máximo de dos años; y si fuera mayor a tres UIT, en el plazo máximo de cinco años.

De acuerdo a lo expuesto, la JARU aprobó el “Lineamiento V” según el cual:

“Se declarará fundado el reclamo referido a la devolución de los intereses de una contribución reembolsable, cuando la concesionaria no haya considerado los intereses compensatorios señalados por el numeral 1.4 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE, desde la fecha de determinación de la contribución hasta la fecha de la que disponía para efectuar la devolución.

Asimismo, si la concesionaria no hubiera devuelto la contribución reembolsable dentro del plazo pactado o, en su defecto, dentro de los plazos máximos señalados por el numeral 3.3.2 de la mencionada Directiva, deberá aplicar, a partir de dicha fecha y hasta la fecha de devolución de la contribución, los intereses compensatorios y moratorios previstos por el artículo 176° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”.

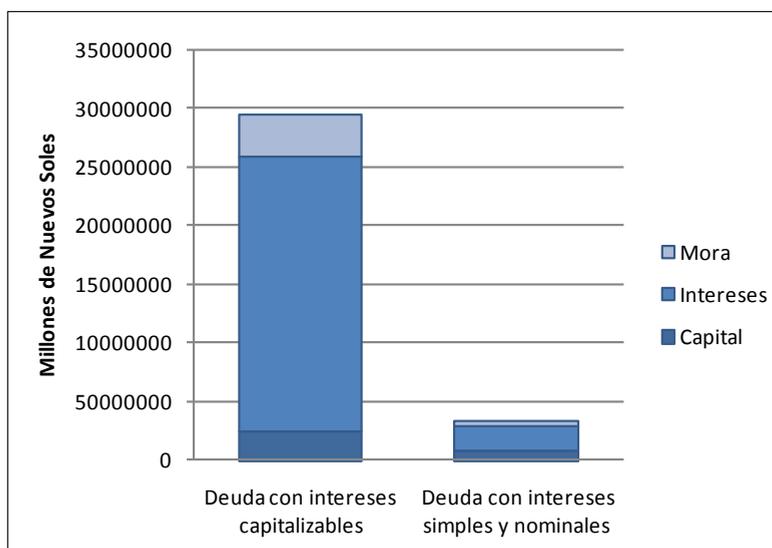
Al respecto, si bien los Lineamientos cumplen con la finalidad de ordenar las directrices generales por las cuales transcurrirán las decisiones de la JARU, los Lineamientos antes referidos omiten un asunto de gran relevancia que hubiera sido importante abordar. Este asunto es el referido a los intereses compensatorios capitalizables a los que alude el numeral 4.1 de la Directiva. Es notorio que la JARU haya omitido en su Lineamiento lo dispuesto en dicho numeral, y haya preferido hacer mención a que los intereses que se devengarán serán tan solo compensatorios y moratorios, deslindándose de lo dispuesto en dicha norma.

Sin embargo, dicha posición, aunque no se manifiesta expresamente, debe sustentarse en la ilegalidad que la JARU habría advertido en el numeral 4.1 de la Directiva, la cual es totalmente contraria a lo dispuesto en los artículos 1249° y 1250° del Código Civil. De haber sido este el motivo, la decisión de la JARU es correcta, toda vez que la capitalización de intereses únicamente está sujeta a decisión de las partes y sobre la base de lo dispuesto en el artículo 1250°

del Código Civil, siendo que una norma infralegal (como lo es la Directiva) no puede señalar lo contrario.

La aplicación práctica de los intereses con tasas capitalizables se puede ver en el gráfico N° 7. A la par se ha colocado una barra que muestra la proporción de la misma deuda aplicando intereses simples y nominales. Además, en la primera columna, se ha colocado como capital una valoración en base a la inversión llevada a cabo⁹; en la segunda columna se ha considerado el capital en aplicación del concepto de VNR. La diferencia es notoria. No obstante, incluso con la aplicación de tasas simples y nominales, las deudas por contribuciones reembolsables resultan aún perjudiciales, dado el análisis sobre los perjuicios que reportan las obras (ver gráfico N° 3).

Gráfico N° 7
Aplicación de Intereses



F. Como se ha realizado la supervisión en materia de contribuciones reembolsables y la posición del TASTEM.

OSINERGMIN no sólo se ha pronunciado respecto al tema de contribuciones reembolsables mediante la JARU, en casos referidos a reclamos de usuarios, sino

⁹ Concepto introducido por el artículo 15° del Reglamento de la Ley N° 26969, Decreto Supremo N° 041-99-EF.

que también ha aprobado normativa para desempeñar su función supervisora en esta materia. Sin embargo, durante los 20 años de vigencia de la LCE, la supervisión no inició como algo sencillo.

Así pues, como se señalara al inicio de este desarrollo normativo, la anterior Ley N° 23406, Ley General de Electricidad, no preveía aporte alguno en calidad de contribución reembolsable. Más bien, las obras de redes de distribución secundaria eran ejecutadas por los usuarios y recibidas por las empresas de distribución a título gratuito.

Recién con la dación de la LCE se reconoció el derecho de reembolso a los usuarios por las contribuciones que aportaran para las obras de extensión de las instalaciones y/o ampliación de la capacidad de distribución. Al entrar en vigencia la LCE, la función fiscalizadora correspondía al MEM, pero esta entidad enfocó el ejercicio de la misma a temas comerciales principalmente, como fue el caso de la supervisión de la facturación, medidores, cobranza y atención a los usuarios.

El 13 de agosto de 1996, mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME se aprobó la Directiva N° 001-96-EM/DGE, sobre contribuciones reembolsables, que dispuso modalidades, plazos e intereses para la devolución a los usuarios de energía eléctrica.

En este contexto, y luego de su creación el 30 de diciembre de 1996, OSINERGMIN inició las actividades de supervisión y fiscalización a partir del año 1998. El proceso de supervisión regular en el rubro de contribuciones reembolsables, desarrollado durante el periodo 1998-2003, consistió, en primer lugar, en la notificación por parte de OSINERGMIN de las deficiencias detectadas durante la supervisión a la empresa concesionaria. Luego de que se les notificaba ello, las empresas concesionarias se limitaban a tan solo subsanar aquellas deficiencias detectadas (y sólo ellas). Bajo este esquema, por tanto, la mejora en la calidad y eficiencia del servicio eléctrico dependía mucho del avance y alcance de la supervisión realizada por OSINERGMIN¹⁰.

10 Cfr. Gerencia de Fiscalización Eléctrica. *Supervisión del cumplimiento de la normatividad sobre contribuciones reembolsables en el servicio público de electricidad*. Lima: OSINERGMIN. Documento de Trabajo N° 21-GFE. 2008. pp. 7-8.

Como resultado del Plan Estratégico del periodo 2004-2008 y con las facultades que otorgara al regulador la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERGMIN, para aprobar procedimientos administrativos vinculados, entre otros, a las funciones de supervisión, fiscalización y sanción, la Gerencia de Fiscalización Eléctrica elaboró el “Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento de la Normatividad sobre Contribuciones Reembolsables en el Servicio Público de Electricidad”, el que fue aprobado mediante Resolución N° 182-2007-OS/CD.

Este fue el primer procedimiento que OSINERGMIN aprobó con la finalidad de supervisar el cumplimiento de las obligaciones alrededor de lo dispuesto por los artículos 83°, 84° y 85° de la LCE y la Directiva N° 001-96-EM/DGE “Sobre contribuciones reembolsables y su devolución a los Usuarios de Energía Eléctrica”, aprobada por Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME.

El procedimiento aprobado estableció la obligación de la empresa distribuidora de electricidad de proporcionar periódicamente y de manera sistemática, la información que permitiera al OSINERGMIN supervisar el cumplimiento de la normativa de contribuciones reembolsables sobre la base de un dato estadístico y también mediante la inspección en las instalaciones de la empresa.

Este procedimiento a la fecha ha sido derogado por la Resolución N° 182-2007-OS/CD, por lo que, en un primer momento se expondrán los criterios que introdujo el primero de ellos y, seguidamente, se describirán los cambios, aunque menores, que han sido introducidos mediante el procedimiento de supervisión vigente.

Debe considerarse que, en ambos procedimientos, la supervisión se lleva a cabo mediante indicadores de gestión, que analizan los resultados de los procesos comerciales de atención a nuevos suministros o modificación de los existentes, en los que las concesionarias hayan requerido a los solicitantes aportes de carácter reembolsable verificando los procedimientos de reconocimiento y evolución de estos. Estos indicadores de gestión son cinco (05), los cuales se proceden a resumir a continuación:

1. Cumplimiento del reconocimiento de las contribuciones reembolsables realizadas por los usuarios o interesados – Indicador DCR

Con este indicador se determina el grado de incumplimiento de la concesionaria, en relación al reconocimiento de las contribuciones reembolsables realizadas

por los usuarios o interesados para financiar o construir instalaciones eléctricas en vías públicas. Por esto último se entendía, según la Resolución N° 182-2007-OS/CD, el reforzamiento o ampliación de redes de distribución, electrificación de zonas urbanas o agrupamiento de viviendas, con excepción de los costos regulados que correspondieran a las conexiones eléctricas, siendo que la desviación de este indicador se evaluaba conforme a la siguiente fórmula:

$$DCRi = INR \times (NIN / NCM)$$

Donde:

INR = Sumatoria de los importes, expresados en UIT, de las contribuciones reembolsables no reconocidas.

NIN = Número de casos de contribuciones reembolsables no reconocidas pertenecientes a la muestra.

NCM = Número total de casos de la muestra. y;

i = 1 Casos de aportes por reforzamiento de redes o extensiones de red de distribución secundaria para la atención de nuevas conexiones o solicitudes de ampliación de potencia contratada, no reconocidos como reembolsables.

i = 2 Casos de financiamiento o construcción de obras de extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega en media o alta tensión, no reconocidas como contribuciones reembolsables.

i = 3 Casos de nuevas habilitaciones urbanas, electrificación de zonas urbanas o de agrupaciones de viviendas ubicadas dentro de la zona de responsabilidad de la concesionaria, no reconocidas como contribuciones reembolsables.

i = 4 Otros casos en los que el usuario o interesado ha financiado o participado en la construcción de redes y/o ampliaciones para el suministro.

Con la vigencia del nuevo procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD, se entiende por instalaciones eléctricas en vías públicas un concepto más amplio que involucra nuevos suministros, reforzamiento o extensión de redes de distribución, electrificación de zonas habitadas, electrificación de nuevas habilitaciones urbanas o electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas, promovidos por el Estado o por inversionistas privados, entre otros. Para este procedimiento vigente, la desviación se calcula mediante una fórmula distinta a la anterior:

$$DCR i = (NIN i \times N i / NCM i)$$

Donde:

NIN = Número de casos de Contribuciones Reembolsables no reconocidas en cada muestra del Anexo N° 2 y 5 del procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD.

N= Tamaño de las poblaciones del Anexo N° 2 y 5 del procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD.

NCM = Número de casos de cada muestra del Anexo N° 2 y 5 del procedimiento aprobado por la Resolución N° 283-2010-OS/CD.

2. **Cumplimiento respecto a la obligación de ofrecer, a elección de los usuarios o interesados, las alternativas de las modalidades de devolución de la contribución reembolsable - Indicador DCE**

De acuerdo al procedimiento derogado que fuera aprobado por la Resolución 182-2007-OS/CD, este indicador representaba el grado de desviación del cumplimiento de la concesionaria respecto a la obligación de ofrecer a elección de los usuarios o interesados las alternativas de las modalidades de contribuciones reembolsables, de acuerdo con el artículo 83° de la LCE, con la debida información sobre financiar o construir. Este procedimiento no hacía mención a la modalidad de aporte por kW.

Este indicador determinaba el grado de desviación del cumplimiento de la concesionaria respecto a la obligación de ofrecer a elección de los usuarios o interesados, las modalidades de reembolso de la contribución de acuerdo con lo establecido por la Directiva de Contribuciones Reembolsables, apoyándose en la siguiente fórmula:

$$DCEi = (NCI / NCM) \times 100$$

Donde:

NCI = Número de casos de la muestra seleccionada en los que, la concesionaria no ofreció a elección del usuario o interesado las alternativas de las modalidades de la contribución y/o las modalidades del reembolso.

NCM = Número total de la muestra seleccionada.

y;

i = 1 Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las modalidades de contribución reembolsable, entre financiar (presupuesto) o construir. Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de modalidades de contribución se determinarán de la evaluación de la documentación obligatoria; de la cual resulten omisiones de ofrecimiento para el financiamiento (entrega de presupuesto con la respectiva constancia de entrega al usuario o interesado) o la construcción (comunicación para la construcción de obras bajo una contribución reembolsable con el respectivo cargo de entrega al usuario o interesado).

i = 2 Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las modalidades de reembolso de la contribución según la Directiva.

Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de modalidades de reembolso se determinarán de la evaluación de la documentación obligatoria detallada para la elección la modalidad de devolución de la contribución reembolsable de acuerdo con la Directiva.

Con la aprobación del nuevo procedimiento mediante Resolución N° 283-010-OS/CD, se precisó que en caso de requerirse extensiones de la red secundaria para la obtención de nuevos suministros y/o ampliaciones de potencia contratada, el usuario efectuará el aporte por kW previamente fijado por la concesionaria (literal a) del artículo 83° de la LCE). Para ello, adecuó la fórmula para el cálculo de la desviación de la siguiente forma:

$$DCE\ i = (NCI\ i / NCM\ i) \times 100$$

Donde:

NCI= Número de casos de la muestra seleccionada, en los que la concesionaria no ofreció a elección del usuario o interesado las alternativas de las modalidades de aporte (i=1) y las formas de reembolso de la Contribución (i=2).

NCM= Número de casos de la muestra seleccionada, en los que corresponde evaluar si la concesionaria ofreció las alternativas de las

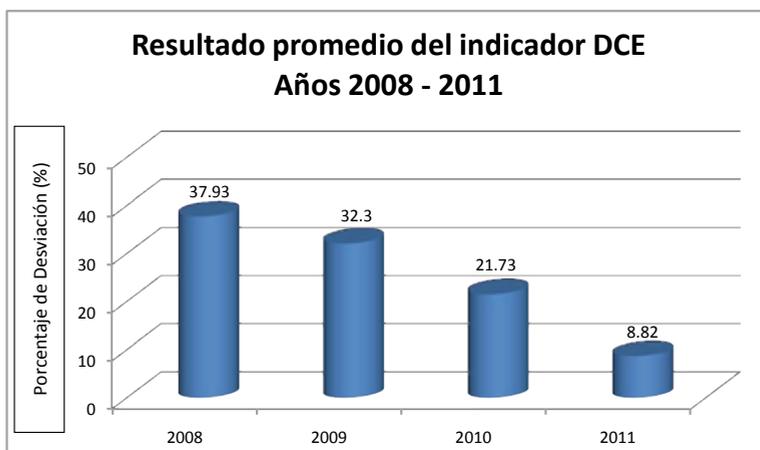
modalidades de aporte ($i=1$) y la forma de reembolso de la Contribución ($i=2$).

y;

$i = 1$ Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las modalidades de Contribución, entre construir o financiar (artículo secundaria para la atención de nuevos 83 de la LCE (literales b) y c)). En caso de requerirse extensiones de la red suministros y/o ampliaciones de potencia contratada, la concesionaria deberá ofrecer el aporte por kW (literal a) del artículo 83 de la LCE y numeral 1.2 de la Directiva de CR). Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de modalidades de Contribución, se determinarán de la evaluación de la documentación de los expedientes puestos a disposición del supervisor.

$i = 2$ Propuesta de la concesionaria a elección del usuario o interesado sobre las formas de reembolso de la Contribución según la Directiva de CR. Los casos de incumplimiento de ofrecer las alternativas de formas de reembolso se determinarán de la evaluación de la documentación de los expedientes puestos a disposición del supervisor.

Al año 2011, las estadísticas señalan que la desviación en el cumplimiento de este indicador se ha reducido, conforme al siguiente gráfico:



Fuente: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/6%20Informe%20Cont.%20Reembol.pdf>

Esto demostraría, sin duda, un logro importante en la supervisión del cumplimiento de dicho indicador y del reconocimiento, por parte de las

concesionarias, de la obligación que tienen a su cargo respecto a mantener informado al usuario sobre las modalidades de reembolso de contribuciones con las que cuenta y permitirle la libre elección de una de ellas.

3. Cumplimiento de la correcta valorización de las obras financiadas o construidas por los usuarios o interesados, respecto al presupuesto o valorización calculado por OSINERGMIN - Indicador DPO

Este indicador, de acuerdo al Procedimiento anterior aprobado por Resolución N° 182-2007-OS/CD, expresaba el grado de desviación de los presupuestos o valorizaciones de las obras financiadas o construidas por los usuarios o interesados determinado por la concesionaria, respecto al presupuesto o valorización calculado por OSINERGMIN en función al “Costo Estándar de Instalaciones de Distribución Eléctrica”¹¹. Para ello, se utilizaba la siguiente fórmula:

$$DPO_i = [(\sum IDC / \sum IDO) - 1] \times 100$$

Donde:

IDC = Importe determinado por la concesionaria (S/.).

IDO = Importe calculado por OSINERGMIN (S/.).

y;

i = 1 Presupuestos de acuerdo a la modalidad de aportes por kW (literal a) del artículo 83 de la LCE).

i = 2 Valorización de las obras en la modalidad de construcción de extensiones de redes por el usuario o interesado, cuyo importe fue determinado en función al VNR.

i = 3 Presupuestos calculados en la modalidad de financiamiento por el solicitante, cuyo importe fue determinado en función al VNR.

i = 4 Valorización de las obras en los casos de habilitación de zonas urbanas o de agrupamiento de viviendas, cuyo importe fue determinado en función al VNR.

11 Información base para la determinación de presupuestos o valorización de obras en función del VNR establecido por OSINERGMIN.

Con la aprobación del nuevo procedimiento mediante Resolución N° 283-2010-OS/CD, la descripción del indicador se hizo más amplia, al señalarse que se evalúan todos los montos a reembolsar por las obras para atender nuevos suministros, ampliación de potencia, reforzamiento y/o extensión de redes, electrificación de zonas habitadas, electrificación de nuevas habilitaciones urbanas o electrificación de nuevas agrupaciones de viviendas promovidas por el Estado o por inversionistas privados, etc., comparándolos con los valores determinados por OSINERGMIN. Para ello, la fórmula a utilizar varió un poco tal como se muestra a continuación:

$$DPO = [(\Sigma IDC / \Sigma IDO) - 1] \times 100$$

Donde:

IDC= Importe determinado por la concesionaria (S/).

IDO= Importe determinado por OSINERGMIN (S/).

Los casos a evaluar corresponderán a las Contribuciones Reembolsables efectuadas bajo las modalidades:

i. Aportes por kW (literal a) del artículo 83 de la LCE y numeral 1.2 de la Directiva de CR).

En este caso se utilizará el costo unitario por kW fijado anticipadamente por la concesionaria, y publicado conjuntamente con los pliegos tarifarios, según lo establecido por la Directiva de CR.

ii. Modalidad de construcción por usuario o interesado.

Para determinar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se consideran los criterios establecidos en la LCE, en el RLCE y en la Guía de Elaboración del Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.

Dichos importes deberán ser actualizados de acuerdo a la normativa establecida para el caso.

iii. Modalidad de financiamiento por el usuario o interesado.

En este caso, se evaluará el valor acordado entre el usuario o interesado y la concesionaria para el financiamiento de la obra.

Al año 2011, el promedio del porcentaje de desviación de este indicador ha incrementado. Ello demuestra que muchas empresas concesionarias vienen incumpliendo con observar este extremo de la normatividad de contribuciones

reembolsables, motivo por el cual el celo en el ejercicio de las funciones de supervisión en este aspecto se debe incrementar:



Fuente: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/6%20Informe%20Cont.%20Reembol.pdf>

Principalmente, en el caso de aportes bajo la modalidad de construcción por el usuario, OSINERGMIN debe preocuparse porque las concesionarias observen obligatoriamente la guía del cálculo del VNR, siendo el caso de que muchas consideran a esta guía aplicable únicamente a nivel tarifario (como es el cálculo del VAD), y la descuidan en temas relevantes como el cálculo del reembolso de las contribuciones por obras construidas por los usuarios.

Pero no sólo ello. De parte de OSINERGMIN también es ideal que el cálculo del VNR trate de estar en lo posible lo más cercano al verdadero valor que significa para las empresas de distribución recibir y operar dichas obras de electrificación. Es el caso pues, de muchas obras que, pese al valor que tienen, suministran a escasos usuarios energía eléctrica, limitando el retorno económico de la concesionaria, lo que perjudica obviamente el reembolso de la contribución.

4. Cumplimiento de los plazos de atención sobre aportes y devolución de las contribuciones reembolsables - Indicador DPA

Ambos procedimientos, tanto el derogado como el actualmente vigente, establecen este indicador para determinar el grado de desviación superior de la atención sobre aportes y devolución de las contribuciones reembolsables

realizada por la concesionaria respecto a los plazos máximos establecidos por la normatividad de contribuciones reembolsables y su devolución a los usuarios o interesados.

Este indicador se evalúa en ambos procedimientos conforme a la siguiente fórmula, aunque con algunas precisiones adicionales que introdujo la Resolución N° 283-2010-OS/CD y a las cuales se hace también mención a continuación:

$$\text{DPAi} = (\text{NCE} / \text{NCM}) \times 100$$

Donde:

NCE = Número de casos de la muestra con exceso, respecto al plazo máximo establecido en la DCR.

NCM = Número total de casos de la muestra.

y;

i = 1 Plazo para la determinación de la contribución reembolsable.

(Para el procedimiento aprobado por Resolución N° 283-2010-OS/CD, se considera determinada la contribución para el caso de financiamiento, la fecha de pago total o parcial del aporte, se considera determinada la contribución para el caso de construcción, la fecha de puesta en servicio –fecha de realización de las pruebas eléctricas– o fecha de recepción de obra).

i = 2 Plazo para concretar la modalidad y fecha de entrega del reembolso.

(Para el procedimiento aprobado por Resolución N° 283-2010-OS/CD, el plazo máximo establecido por el artículo 167° del RLCE contados a partir de los 30 días calendario siguientes a la determinación de la correspondiente contribución reembolsable).

i = 3 Plazo para la entrega del reembolso.

(Para el procedimiento aprobado por Resolución N° 283-2010-OS/CD, el plazo máximo se contabiliza a partir de la fecha de determinación de la contribución reembolsable o a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial supera el 40% (artículo 85° de la LCE)).

Con el siguiente gráfico, se describe un resumen de los resultados promedio del presente indicador al año 2011:



Fuente: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/6%20Informe%20Cont.%20Reembol.pdf>

La finalidad de la supervisión de un indicador como el presente es de gran importancia, puesto que en muchas ocasiones se omite, por mero descuido, el plazo para la determinación del valor de la contribución, el plazo para concretar la modalidad del reembolso y el plazo para efectuar el reembolso mismo.

Sin embargo, en el caso particular del retraso en el reembolso de la contribución, si la Directiva de Contribuciones Reembolsables ya considera el devengo de intereses compensatorios y moratorios por el retraso en el reembolso a un usuario en particular, ¿es también necesario que se sancione en abstracto el incumplimiento de dicho plazo bajo indicadores matemáticos? Sin embargo, el presente indicador cumple a la fecha con un destacado avance como se aprecia en el cuadro anterior.

III. Conclusiones

1. Las contribuciones reembolsables se utilizaron como fuente de financiamiento desde la introducción del concepto en 1993. A pesar de que la contribución era una figura utilizada frecuentemente incluso antes

de la LCE, el carácter reembolsable configuró un cambio de paradigma importante, que en el papel fue pertinente dada la reestructuración de índole privada prevista para el sector; sin embargo, nunca se consideraron las condiciones del mercado eléctrico y sus características particulares para el caso peruano.

2. La configuración del mercado eléctrico estableció los parámetros legales y económicos del sistema de contribuciones reembolsables. Mediante los primeros, el distribuidor eléctrico se encontraba obligado a abastecer de electricidad a los usuarios que lo solicitaran o a los que podían conectarse a la red de distribución, y para ello podía exigir contribuciones reembolsables. Por el lado económico, los costos que demandaba ampliar la infraestructura para zonas poco rentables, más el carácter financiero (aplicación de intereses), configuraron una fuente periódica de pérdidas, que no permitió recuperar el costo de inversión y del financiamiento, sino que por el contrario impidió generar algún tipo de utilidad.
3. El problema más saltante resultó la capitalización de intereses, que ayudó a generar deudas increíblemente onerosas, que por su solo monto configuraron la precariedad económica y societaria de las empresas de distribución de propiedad estatal, incurriendo en causales de disolución según la Ley General de Sociedades.
4. Sin embargo, el problema de la capitalización de intereses no es el centro del problema, sino la misma estructuración empresarial de las empresas de distribución principalmente las de propiedad estatal, limitadas en su capacidad de gestión, en sus posibilidades de financiamiento y condicionadas por un control gubernamental estricto. A eso se suma un mercado poco rentable por la calificación de la distribución eléctrica como servicio público.
5. La configuración poblacional del país constituye un factor muy serio para que el concepto de contribuciones reembolsables se haya trastocado a lo largo de estos años, no en vano la mayoría de las distribuidoras siguen siendo estatales, ante la renuencia de los agentes privados de invertir en mercados ineficientes. La dispersión geográfica y la situación económica de los pobladores ha hecho que las empresas incurran en costos altos de inversión y de operación y mantenimiento, sin que dichos costos se puedan recuperar por la actividad de vender energía a usuarios regulados.

6. La emisión de normas específicas por parte del Estado, llevó a la aceptación del hecho real que las concesionarias de distribución eléctrica, especialmente las de propiedad del Estado no estaban invirtiendo dentro de su zona de concesión, conforme a la exigencia establecida en la normativa eléctrica, en vez de verificar las razones de dicha falta de inversión y corregirlas, el Estado optó por intervenir dentro de dichas zonas creando regímenes temporales distintos al previsto en la normativa eléctrica, que han creado distorsiones legales.
7. Durante los 20 años de vigencia de la LCE, la supervisión del cumplimiento de la normativa sobre contribuciones reembolsables, así como la resolución de reclamos de usuarios sobre dicha materia, ha tenido una evolución favorable. Así pues, si bien a inicios de la década de los 90's, con la incipiente implementación de dicha figura bajo la Ley de Concesiones Eléctricas, la supervisión y fiscalización de esta materia se ejerció limitadamente por el Ministerio de Energía y Minas, con la creación del OSINERGMIN y la implementación de normativa especial para la supervisión de las contribuciones reembolsables, se ha podido apreciar un gran desarrollo, sin embargo consideramos, que ciertos temas podrían ser revisados por el Osinergmin atendiendo a la situación real de las empresas distribuidoras y a las distorsiones que ha sufrido el mecanismo de las contribuciones reembolsables.

ASPECTOS AMBIENTALES Y COMUNITARIOS

Evolución del régimen legal ambiental para las actividades eléctricas: a propósito del vigésimo aniversario de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas

Karim Kahatt*
Cecilia Azerrad**

Este artículo analiza la evolución de la normativa ambiental aplicable a las actividades eléctricas de generación, transmisión y distribución. Examina, principalmente, el marco legal sectorial eléctrico que tiene como eje central la Ley de Concesiones Eléctricas y el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas. Posteriormente, se centra en analizar la influencia, así como las nuevas exigencias que han introducido las normas transectoriales ambientales en el sector eléctrico, complementando el marco legal ambiental y permitiendo una evolución hacia una normativa ambiental más profusa y exigente. En ese sentido, este artículo investiga la influencia de las normas del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, y su inclusión en la regulación ambiental eléctrica. Asimismo, explora las principales exigencias ambientales para el desarrollo de actividades eléctricas en áreas naturales protegidas. Por último, analiza el contenido y alcance del respeto a los estándares de calidad ambiental y límites máximos permisibles; concluyendo con un recorrido sobre las demás obligaciones ambientales aplicables a las distintas actividades eléctricas. El artículo pone en manifiesto que ha sido la influencia de los distintos regímenes ambientales transectoriales, la que ha contribuido con el enriquecimiento del actual régimen ambiental eléctrico, exigiendo mayores obligaciones para el cuidado del medio ambiente durante el desarrollo de las distintas actividades eléctricas.

* Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Master en Política Ambiental y Gestión de Desarrollo por The London School of Economics and Political Science. Master en Derecho Ambiental y Corporativo por The University of Texas at Austin, Socio a cargo del área ambiental del Estudio Santiváñez Abogados.

** Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Master en Derecho Ambiental y de la Sostenibilidad por la Universidad de Alicante. Master en Derecho por The University of Texas at Austin. Asociada Senior del área ambiental del Estudio Santiváñez Abogados.

Introducción

El régimen legal ambiental del subsector eléctrico requiere con urgencia una actualización, y concretamente la adecuación a ciertos regímenes legales ambientales que ya se aplican en otros sectores. Si quisiéramos compararlo con los subsectores minero y de hidrocarburos, el subsector eléctrico vendría un tanto rezagado en la evolución de su régimen legal ambiental. Pero no se puede perder de vista que el minero y el de hidrocarburos son los subregímenes que más desarrollo normativo e institucional han tenido en materia ambiental en el Perú.

Aun así, pocas actividades económicas en el Perú pueden jactarse de tener regulación ambiental desde hace veinte años. Y el subsector eléctrico está dentro de este reducido grupo. Nos referimos concretamente a regulación ambiental sectorial específica, ya que la regulación transectorial de aspectos ambientales comunes a diversas industrias y actividades económicas sí datan, en algunos casos, de veinte años o más.

El primer hito de esta evolución es la promulgación de la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), en noviembre de 1992, y un año y medio más tarde, la aprobación de Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (RPAAA o el Reglamento). La LCE contiene disposiciones expresas sobre certificación ambiental para actividades eléctricas, sobre límites máximos permisibles, restos arqueológicos, y otros estándares ambientales. El Reglamento profundiza estos regímenes, según se analiza en este ensayo. No obstante, a pesar de haber transcurrido más de diez años de la promulgación de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental Ley N° 27446 (Ley del SEIA) en 2001, el régimen de certificación ambiental, que es quizás el hito ambiental más representativo de cualquier régimen legal ambiental sectorial, no se ha adecuado al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), también conocido como “régimen trans-sectorial”.

Entérminos generales, las exigencias u obligaciones ambientales para actividades eléctricas han tenido poco desarrollo en los primeros años de existencia de la LCE y el RPAAA. Como se discute a lo largo de este ensayo, es recién a partir de la aplicación efectiva de la Ley del SEIA, con la promulgación del su Reglamento, el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, el 25 de setiembre de 2009, que la materia ambiental da un giro, y la certificación ambiental pasa a ser exigible para cada una de las distintas actividades eléctricas. El

del sub-sector eléctrico ha sido un ejemplo de lo que coloquialmente podría llamarse “adecuación por aplicación” o “adecuación de facto”, en alusión a una adecuación que no ha ido de la mano de una modificación normativa del régimen de evaluación de impacto ambiental, sino que ha sido producto de una interpretación sistemática del ordenamiento jurídico integralmente considerado, incorporando las disposiciones transectoriales al régimen sectorial eléctrico. Esta audaz interpretación, sin embargo, no está libre de controversia.

I. Antecedentes normativos ambientales previos a la Ley de Concesiones Eléctricas

El 14 de julio de 1955, se publicó la Ley de la Industria Eléctrica, Ley N° 12378, publicada el 14 de julio de 1955. Esta norma no presentó disposiciones concretas orientadas a la protección del medio ambiente. Sus artículos 9, 10 y 11 regulaban únicamente el aprovechamiento de las aguas para la generación de energía eléctrica.

En ese sentido, se puede observar que las concesiones y permisos para aprovechamiento de energía hidroeléctrica, se otorgaban en forma subordinada a la satisfacción de los intereses generales relativos a la alimentación, a la salud pública, a la agricultura, sujetos a condicionantes tales como la protección contra las inundaciones, la conservación y libre circulación de los peces y el retorno de las aguas a sus cauces.

Posteriormente, el Decreto Ley N° 19521, Decreto Ley Normativo de la Electricidad, publicado el 13 de setiembre de 1972, y expedido en el marco del gobierno militar, caracterizado por una política de estatización de las principales actividades económicas, no presentó normas relevantes sobre protección ambiental.

Como antecedente normativo sobre áreas naturales protegidas, se tiene que el 13 de mayo de 1975, se publicó el Decreto Ley N° 21147, Ley Forestal y de Fauna Silvestre, con el objeto de normar la conservación de los recursos forestales y de la fauna silvestre; estableciéndose el régimen de uso, transformación y comercialización de los productos que se deriven de ellos. Dicha norma reconocía como recurso forestal, a las tierras, bosques y todos los componentes de la flora silvestre, sin importar su ubicación en el territorio

nacional. Asimismo, entendía como fauna silvestre, a todas las especies que habitaban libremente en las regiones naturales del país. Esta norma además reconoció a las distintas categorías de áreas naturales protegidas de uso indirecto, o de máxima protección, tales como: parques nacionales, santuarios nacionales y santuarios históricos. También reconoció a las reservas nacionales, y a los bosques nacionales y de protección. A todas estas categorías denominó "Unidades de Conservación". Sin embargo, no estableció mayores reglas para la utilización o conservación de dichas áreas. En este régimen se consideró al Ministerio de Agricultura como la institución competente para normar, regular y controlar la conservación de los recursos forestales y de fauna silvestre, así como para autorizar su aprovechamiento, con excepción de las especies que se reproducen en las aguas marinas o continentales, que estaba a cargo del Ministerio de Pesquería.

El 29 de mayo de 1982, se publicó la Ley N° 23406, Ley General de Electricidad, expedida en el segundo gobierno de Fernando Belaúnde, la que no aportó nada nuevo de relevancia en materia ambiental. Sus disposiciones generales establecieron que el servicio público de electricidad estaría a cargo del Estado.

Es recién con la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 613, Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, el 8 de setiembre de 1990, que se establecen los lineamientos generales de una política destinada a la protección del medio ambiente, aplicable a todos los sectores productivos. Entre las disposiciones más resaltantes se encuentran la obligación de elaborar Estudios de Impacto Ambiental - EIA, el establecimiento de Áreas Naturales Protegidas, la prohibición de descargar sustancias contaminantes, verter o emitir residuos que alteren las aguas, internar residuos o desechos, o importar productos químicos sin autorización, entre otras. Todo parecía indicar que había nacido el primer régimen transectorial de certificación ambiental en el Perú. Lamentablemente para la institucionalización del derecho ambiental en el Perú, el Decreto Legislativo N° 757, aprobado al año siguiente, mutiló el código, cercenando algunas de sus contribuciones más importantes, entre ellas precisamente la obligatoriedad de la evaluación de impacto ambiental. Felizmente, poco tiempo después, concretamente en 1992 para el subsector eléctrico mediante la promulgación de la LCE, la obligatoriedad de llevar a cabo evaluación de impacto ambiental para los proyectos que generaran impacto volvió a la escena regulatoria local.

II. Obligaciones ambientales para el subsector eléctrico a partir de la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas

La LCE, publicada el 19 de noviembre de 1992, estableció por primera vez la necesidad de cumplir con las obligaciones ambientales que forman parte de nuestro ordenamiento jurídico, para las actividades eléctricas de generación, transmisión y distribución. Su artículo 7 establece que *“Las actividades de generación, transmisión y distribución, que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación”*. De igual manera, su artículo 25 estableció por primera vez en el subsector la obligación de contar con estudio de impacto ambiental para las tres actividades del subsector, con las excepciones y limitaciones que se señalan en el propio artículo y que se discuten en este ensayo.

Ya con la entrada en vigencia del RPAAE, Decreto Supremo 29-94-EM, publicado el 8 de junio de 1994, se establecieron obligaciones específicas en materia ambiental para actividades eléctricas.

2.1 Instrumento de evaluación de impacto ambiental conforme a la legislación sectorial eléctrica

El artículo 3 de la LCE señala que requieren de concesión definitiva el desarrollo de las actividades de generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW; las actividades transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste; la distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW; y, la generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.

Conforme con el artículo 3 de la LCE, se requiere concesión definitiva para el desarrollo de las actividades de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables con potencia instalada mayor de 500 KW. Por su parte, el artículo 25, modificado por la Primera Disposición Modificatoria del Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, establece que para la solicitud de obtención de concesión definitiva, excepto para los

casos de generación con recursos energéticos renovables (RER) con potencia instalada igual o inferior a 20 MW, se requiere, entre otros requisitos, de la presentación de la resolución directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Para aquellos casos en que la potencia instalada sea inferior o igual a 20 MW, de acuerdo con el artículo 38, también modificado por la Primera Disposición Modificatoria del Decreto Legislativo N° 1002, la solicitud de concesión definitiva para la generación RER, se sujetará a los mismos requisitos que los exigidos para la solicitud de autorización, no siéndole, por lo tanto, exigible la presentación de un EIA aprobado.

Ello quiere decir que la Ley de Concesiones Eléctricas (según fue modificada) eximió de la obligatoriedad de contar con la resolución aprobatoria del EIA, a aquellos casos de generación con recursos renovables cuya potencia instalada sea inferior o igual a 20 MW. Quiere decir también que la Ley eximió de la obligatoriedad de contar con la resolución aprobatoria del EIA, a aquellos casos de generación térmica inicialmente por debajo de 10 MW y posteriormente por debajo de 20 MW.

Lo que ni la Ley de Concesiones Eléctricas ni el Decreto Legislativo 1002 hicieron fue precisar si aquellas operaciones de generación con potencia instalada de hasta 20 MW (tanto térmica como RER), y que no requieren EIA (entendido como la versión más completa y compleja de los estudios de evaluación de impacto ambiental), requerían algún otro estudio ambiental, y en todo caso, cuáles debían ser los criterios para poder determinar la categoría en la que corresponde clasificar a cada proyecto y por tanto, el tipo de instrumento de evaluación de impacto ambiental que le corresponde preparar a su titular. Y precisamente éste ha sido uno de los debates en torno al régimen ambiental eléctrico. Al respecto, debe tenerse presente que, a partir de la primera actualización del listado de inclusión de proyectos de inversión sujetos al SEIA, aprobados por Resolución Ministerial N° 157-2011-MINAM, y que tiene alcance transectorial, todo proyecto de generación RER califica dentro del SEIA, y por tanto debe estar sujeto a la evaluación de impacto ambiental.

En esa misma línea se ubicó el RPAAE. Su artículo 13 dispuso que para solicitar una concesión definitiva se debía presentar un EIA aprobado. Sólo reguló la “versión” más compleja y más completa de los instrumentos de evaluación de impacto ambiental: el estudio de impacto ambiental. No estableció otras

“versiones” menos complejas y de menor exigencia para las actividades eléctricas que, aun a pesar de generar cierto impacto, no llegan a activar la necesidad de contar con concesión definitiva.

En ese sentido, para las actividades de generación eléctrica, desde 1994 hasta la entrada en vigencia del Reglamento de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental, Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, inicialmente existía la obligación de presentar un EIA para aquellas actividades que requerían de concesión definitiva, y posteriormente para generación térmica a partir de cierta magnitud. La cronología exacta es la siguiente: desde noviembre de 1992 (con la aprobación de LCE) únicamente se exigía EIA para los proyectos de generación que requerían concesión. El sustento legal de esta interpretación está en los artículos 3 y 25 de la LCE. Esta situación se mantuvo hasta diciembre de 1997, cuando se aprueba la Ley N° 26896.

A partir de diciembre de 1997 se exigía EIA para los proyectos de generación que requerían concesión y para los proyectos de generación térmica que, no requiriendo concesión sino autorización, superaban los 10 MW de potencia. Esta modificación fue introducida por la Ley N° 26896, que adicionó un párrafo final al artículo 38 de la LCE. Esta situación se mantuvo hasta mayo de 2008, cuando se aprobó el Decreto Legislativo N° 1002, que modificó los artículos 25 y 38 de la LCE, entre otros.

Desde mayo de 2008 en adelante, se exige EIA para los proyectos de generación que requerían concesión y para los proyectos de generación térmica que, no requiriendo concesión sino autorización, superaban los 20 MW de potencia. El cambio normativo fue introducido por el Decreto Legislativo N° 1002, que modificó el artículo 38 de la LCE.

Luego de esta modificación normativa en 2008, no se han aprobado otras normas específicas del subsector eléctrico, referidas a evaluación de impacto ambiental. La sustancial modificación del régimen de evaluación de impacto ambiental en el subsector eléctrico se produjo como consecuencia de la aprobación del Reglamento de la Ley del SEIA, que puso en marcha el régimen transectorial de evaluación de impacto ambiental para todos los sectores económicos. Como se discute más adelante, este régimen transectorial llegó para llenar los vacíos creados por la regulación ambiental eléctrica.

Los vacíos a los que se refiere el párrafo anterior están asociados a las actividades que se encontraban por debajo de los hitos que activaban la obligatoriedad de contar con EIA, es decir: generación térmica debajo de 10 MW en un primer momento, generación térmica debajo de 20 MW en un momento posterior, generación hidroeléctrica debajo de 20 MW, transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones no afectan bienes del Estado ni requieran la imposición de servidumbre por parte de éste, y distribución de energía eléctrica con carácter de servicio público de electricidad, con demanda inferior a los 500 KW.

Para estos supuestos, tanto la LCE como el RPAAE imponen únicamente la obligación de cumplir las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación. Es importante notar que, cuando el artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas señala que “las actividades de generación, transmisión y distribución que no requieran de concesión ni autorización, podrán ser efectuadas libremente en cumplimiento de las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación”, la norma está permitiendo al titular de actividades eléctricas que desarrolle ciertas actividades, distintas a las contempladas en el artículo 3 de la LCE, sin que cuente con título habilitante.

Queda claro entonces que la interpretación del término “libremente” contenido en el artículo 7 se restringe únicamente al título habilitante. Por lo tanto, no deberá asociarse el concepto de libremente como sustento de la inexigibilidad del instrumento de evaluación de impacto ambiental. La inexigibilidad del instrumento de evaluación de impacto ambiental –hasta antes de la entrada en vigencia del régimen transectorial- está sustentada en el artículo 7 del RPAAE, que establece que las actividades de generación, transmisión y distribución que no requieran de concesión ni autorización, deberán adoptar (léase “deberán únicamente adoptar”) las medidas que sean necesarias a fin de mitigar el impacto de sus actividades en el ambiente, adecuándose a los LMP. El gran vacío que esta norma dejó es no haber establecido el tipo de instrumento ambiental que se debía exigir a las actividades que no requieran concesión ni autorización. Es más, ni siquiera se estableció en términos generales la obligación de contar con un instrumento de evaluación de impacto ambiental. Y recordemos que por lo menos hasta abril de 2001, no existía el SEIA, y por tanto, en el Perú no había ninguna referencia normativa al esquema de tres categorías de proyectos y tres niveles de estudios ambientales, clasificados en función a la magnitud del impacto ambiental. En ese sentido, es comprensible el vacío normativo aludido.

En ese sentido, puede interpretarse que hasta la entrada en vigencia del Reglamento de la Ley del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental en setiembre de 2009, no se exigía ningún instrumento de evaluación de impacto ambiental para aquellas actividades eléctricas que no requerían de concesión definitiva. Esta interpretación encuentra sustento en el Informe N° 0019-2012/MEM-AAE/CT, del 31 de mayo de 2012, en el que se señala que en los registros del Sistema de Información Ambiental Energéticos no se encontró el listado de resoluciones que aprueban los instrumentos de evaluación de Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) y Estudios de Impacto Ambiental Semi Detallado (EIASd), correspondientes a líneas de transmisión eléctrica, otorgados antes del 25 de setiembre de 2009. Si bien dicho informe no es completo, en tanto la constatación solo contempla la actividad de transmisión, respalda la hipótesis de ensayo, es decir, que antes del 25 de setiembre de 2009, únicamente era exigible la presentación de un EIA, cuando se trataba de actividades eléctricas que requerían contar con concesión definitiva.

En conclusión, antes de la entrada en vigencia del Reglamento de la Ley de Evaluación del Impacto Ambiental, únicamente se requería de EIA para aquellas actividades eléctricas que requirieran contar con concesión definitiva, así como para la generación termoeléctrica con una potencia instalada de 10 MW en un primer momento, y de 20 MW a partir de mayo de 2008. Asimismo, para las demás actividades eléctricas que requieren de autorización, únicamente era exigible la declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del ambiente y del patrimonio cultural de la nación. Por su parte, las actividades eléctricas que no requieren de concesión definitiva o autorización, conforme con el artículo 7 del Reglamento de Protección Ambiental para Actividades Eléctricas, deberán adoptar las medidas que sean necesarias a fin de mitigar el impacto de sus actividades en el ambiente, adecuándose a los LMP, pero no se exigía contar con un instrumento de evaluación del impacto ambiental aprobado, previo a la construcción e inicio de operaciones.

Si el lector viene siguiendo determinadamente la secuencia de hitos normativos analizados hasta ahora, podría válidamente preguntarse por qué se afirma aquí que no es sino hasta setiembre del 2009, con la aprobación del Reglamento de la Ley del SEIA, que la evaluación de impacto ambiental se hizo obligatoria para todas las actividades eléctricas. A continuación, el análisis que sustenta esta interpretación.

2.2. Vigencia de las normas del SEIA y la exigibilidad de instrumento de evaluación de impacto ambiental distinto del EIA para actividades eléctricas no sujetas a concesión definitiva

El 23 de abril del 2001 se publicó la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (en adelante, Ley del SEIA). Mediante dicha Ley se creó el Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA) como un sistema único y coordinado de identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de impactos ambientales negativos derivados de acciones humanas.

Sin embargo, la aplicabilidad de la Ley del SEIA estuvo condicionada a la entrada en vigencia de su Reglamento. Así, respecto de la obligatoriedad de la certificación ambiental, el artículo 3, derogado por el artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1078, publicado el 28 de junio de 2008, establecía que *“A partir de la entrada en vigencia del Reglamento de la presente Ley, no podrá iniciarse la ejecución de proyectos incluidos en el artículo anterior y ninguna autoridad nacional, sectorial, regional o local podrá aprobarlas, autorizarlas, permitir las, concederlas o habilitarlas si no cuentan previamente con la certificación ambiental contenida en la Resolución expedida por la respectiva autoridad competente”*. Asimismo, la única disposición transitoria de la Ley, también derogada por el artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1078, publicado el 28 de junio de 2008, establecía que *“en tanto no se expida el Reglamento de la presente Ley, se aplicarán las normas sectoriales correspondientes, en lo que no se oponga a la presente Ley”*. Claramente, fue la propia Ley del SEIA la que condicionó su aplicabilidad a la aprobación de su reglamento.

El Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, entró en vigencia el 26 de setiembre de 2009. Este Reglamento establece que los proyectos que se encuentran señalados en el listado de inclusión de los proyectos de inversión previstos en el Anexo II están sujetos al SEIA. Cabe señalar que, originalmente, dentro del Anexo II se encontraban aquellos proyectos eléctricos que conformaban el SEIA. Es decir, que requerían de certificación ambiental, y por lo tanto, de la aprobación de alguno de los instrumentos de evaluación del impacto ambiental contenidos en la Ley del SEIA¹. En ese sentido, el listado

1 Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental – SEIA, Ley N° 27446

incluía dentro del SEIA a todos los proyectos de electrificación rural; la generación hidroeléctrica, geotérmica y otras con potencia mayor a 20 MW; la transmisión eléctrica y termoeléctrica; la distribución eléctrica mayor o igual a 30 MW; y la distribución eléctrica menor a 30 MW.

Posteriormente, mediante Resolución Ministerial N° 157-2011-MINAM, que aprobó la Primera Actualización del Listado de Inclusión de los Proyectos de Inversión sujetos al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, se modificó el listado de inclusión de proyectos eléctricos. En ese sentido, en la actualidad, forman parte del sistema del SEIA, y por lo tanto, requieren de certificación ambiental obtenida a través de la aprobación del instrumento ambiental que corresponda conforme a su categoría, los proyectos de electrificación rural que abarquen dos o más regiones, bajo competencia nacional, y los proyectos de electrificación rural que se desarrollen dentro de una circunscripción regional, bajo competencia del gobierno regional respectivo; la generación eléctrica con energía renovable (hidroeléctrica, solar, eólica, geotérmica, y otras) y termoeléctrica; la transmisión eléctrica; la distribución eléctrica mayor o igual a 30 MW; así como la distribución eléctrica cuya demanda máxima sea inferior a 30 MW, bajo competencia del gobierno regional.

En ese sentido, aquellos proyectos eléctricos que no requirieran de concesión definitiva, antes de la entrada en vigencia del Reglamento de la Ley del SEIA, no requerían de certificación ambiental. La única regulación exigible en dicho

Artículo 4.- Categorización de proyectos de acuerdo al riesgo ambiental

“4.1 Toda acción comprendida en el listado de inclusión que establezca el Reglamento, según lo previsto en el Artículo 2 de la presente Ley, respecto de la cual se solicite su certificación ambiental, deberá ser clasificada en una de las siguientes categorías:

a) Categoría I - Declaración de Impacto Ambiental.- Incluye aquellos proyectos cuya ejecución no origina impactos ambientales negativos de carácter significativo.

b) Categoría II - Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado.- Incluye los proyectos cuya ejecución puede originar impactos ambientales moderados y cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas fácilmente aplicables.

Los proyectos clasificados en esta categoría requerirán un Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd).

c) Categoría III - Estudio de Impacto Ambiental Detallado.- Incluye aquellos proyectos cuyas características, envergadura y/o localización, pueden producir impactos ambientales negativos significativos, cuantitativa o cualitativamente, requiriendo un análisis profundo para revisar sus impactos y proponer la estrategia de manejo ambiental correspondiente.

Los proyectos de esta categoría requerirán de un Estudio de Impacto Ambiental detallado (EIA-d)“.

momento era la norma sectorial de protección ambiental para actividades eléctricas, que únicamente exigía la elaboración de un EIA para aquellos casos en que las actividades eléctricas requirieran de concesión definitiva.

Por lo tanto, una primera conclusión es que antes de la entrada en vigencia del Reglamento de la Ley del SEIA, el 26 de setiembre de 2009, no era exigible la elaboración y aprobación de alguno de los instrumentos de evaluación de impacto ambiental recogidos en la Ley del SEIA para aquellas actividades que no requirieran de concesión definitiva.

2.2.1 Inexigibilidad de contar con un instrumento de evaluación ambiental distinto del EIA

Luego de la entrada en plena vigencia de la Ley y del Reglamento del SEIA, la exigibilidad de la certificación ambiental para actividades eléctricas que no requirieran de concesión definitiva tampoco fue clara. En ese sentido, existen dos argumentos que pueden sustentar la inexigibilidad de contar con un instrumento de evaluación de impacto ambiental distinto del EIA para aquellas actividades de generación, transmisión y distribución que no requieran de concesión definitiva, o para la generación termoeléctrica con una potencia instalada menor a 20 MW.

El argumento que sustenta que no es exigible un instrumento de evaluación de impacto ambiental para situaciones como aquéllas (actividades eléctricas sin concesión), se encuentra en la única disposición complementaria transitoria del Decreto Supremo 019-2009-MINAM, que aprueba el Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental². Dicha norma dispone que deberán seguir aplicándose las normas sectoriales vigentes en materia de evaluación ambiental en tanto no se aprueben o actualicen los reglamentos de las autoridades competentes. Esta es precisamente la situación que se da en el sub-sector eléctrico. Su reglamento de evaluación de impacto

2 Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

“Única.- En tanto no se aprueben o actualicen los reglamentos de las Autoridades Competentes en materia de evaluación de impacto ambiental, así como los dispositivos que establezca el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental en ejercicio de sus competencias, se aplicarán las normas sectoriales, regionales y locales que se encuentren vigentes, y de manera supletoria, las disposiciones del Reglamento que se aprueba por el presente dispositivo (...).”

ambiental es del año 1994 y aún no ha sido adaptado al SEIA. Según dispone la norma citada, en estos casos las disposiciones del reglamento de la ley del SEIA se aplican sólo supletoriamente. Es decir, solamente si la norma sectorial no contiene disposiciones al respecto.

Conviene recordar que *“la técnica normativa de la supletoriedad se utiliza en aquellos casos en que la interpretación ha resultado insuficiente para cubrir una laguna legal en el ordenamiento singular (dado que éste no contiene disposición alguna para un caso específico); en tal caso se recurre al ordenamiento legal general o común para extraer de él, la norma que pueda cubrir el vacío”*³.

La interpretación que apoya la inexigibilidad de otros instrumentos de evaluación del impacto ambiental, se basa en la hipótesis de que en este caso no procede aplicar la Ley y el Reglamento del SEIA porque no hay un vacío que deba ser completado por normas generales. Lo que hay, según esta hipótesis, es un régimen de evaluación de impacto ambiental que simplemente no exige instrumento de evaluación de impacto ambiental para actividades eléctricas que no requieran concesión. En dicho caso, lo único que se exigiría es el respeto de los aspectos ambientales regulados (patrimonio arqueológico, LMPs, etc), de acuerdo con el artículo 7 del Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades Eléctricas.

2.2.2 Exigibilidad de la certificación ambiental para actividades eléctricas que no requieren de concesión definitiva

Esta interpretación es la que ha adoptado la autoridad ambiental del sub-sector energía, quien entiende que deberá aplicarse supletoriamente las disposiciones del Reglamento del SEIA, y por tanto exige que las actividades eléctricas sin concesión definitiva, contempladas en el anexo II del Reglamento del SEIA, se sometan al régimen transectorial, y desarrollen uno de los instrumentos de evaluación de impacto ambiental, antes de la construcción de las obras y operación.

En ese sentido, de acuerdo con el artículo 4 de la Ley N° 27446, Ley del SEIA, toda actividad respecto de la cual se solicite su certificación ambiental, deberá ser clasificada en una de las siguientes categorías:

3 Alejandro Vergara Blanco, *Eficacia Derogatoria y Supletoria de la Ley de Bases de los Procedimientos Administrativos*. disponible en la página web: http://cursos.puc.cl/dmd3515-1/almacen/1300474715_ccarvajf_sec4_pos0.pdf

- a) Categoría I - Declaración de Impacto Ambiental.- Incluye aquellos proyectos cuya ejecución no origina impactos ambientales negativos de carácter significativo.
- b) Categoría II - Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado.- Incluye los proyectos cuya ejecución puede originar impactos ambientales moderados y cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas fácilmente aplicables.

La Ley del SEIA también reconoce una categoría III - Estudio de Impacto Ambiental Detallado, para proyectos de mayor envergadura y potenciales impactos negativos. Sin embargo, para el caso de actividades eléctricas, no es aplicable, pues es de aplicación su propio reglamento sectorial, que establece el "EIA a secas", sin adjetivo ("detallado"), pero que conceptualmente es equivalente al EIA detallado. Esta -nada conveniente- dualidad de regímenes se mantendrá mientras no se adecue el régimen de evaluación del impacto ambiental del sub-sector eléctrico, al régimen transectorial.

Esta sería la opinión de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos - DGAAE. En ese sentido, a criterio de la DGAAE ello significa que para actividades que requieren de concesión o autorización termoeléctrica mayor de 20 MW, deberá utilizarse el Reglamento de protección ambiental para actividades eléctricas, y por tanto exigir la realización de un EIA. Sin embargo, para aquellas actividades que no requieren de concesión o autorización, al no establecerse un documento de evaluación de impacto ambiental específico del subsector eléctrico, resulta aplicable el Reglamento del SEIA, y el sistema de clasificación de la actividad en alguna de las dos categorías antes mencionadas.

III. Actividades Eléctricas en áreas naturales protegidas

Como se mencionó en los antecedentes de este ensayo, ya el Decreto Ley N° 21147, Ley Forestal y de Fauna Silvestre, reconocía distintas categorías de áreas naturales protegidas a las que denominó "Unidades de Conservación".

Posteriormente, el Código del Medio Ambiente, aprobado por Decreto Legislativo N° 613, creó el sistema de áreas naturales protegidas como una forma en la que el Estado cumpla con su compromiso de proteger muestras significativas de los diversos tipos de ecosistemas naturales existentes en el territorio. Asimismo,

estableció los fines y objetivos de las áreas naturales protegidas e impuso limitaciones al desarrollo de ciertas actividades en su interior.

En ese sentido, en el artículo 53 estableció que *“El ejercicio de la propiedad y de los demás derechos adquiridos con anterioridad al establecimiento de áreas naturales protegidas, debe hacerse en armonía con los objetivos para los cuales fueron creadas. El Estado evaluará, en cada caso, la necesidad de imponer otras limitaciones al ejercicio de dichos derechos”*.

Sin embargo, fue la Ley de Áreas Naturales Protegidas, Ley N° 26834, publicada en el diario oficial El Peruano el 4 de julio de 1997 (en adelante, la Ley de ANP), la que desarrolla el sistema nacional de áreas naturales protegidas por el Estado e impone límites al ejercicio de ciertas actividades, incluyendo las actividades eléctricas.

Entre otros aspectos, la Ley de ANP dispuso que: (i) el aprovechamiento de recursos naturales en Áreas Naturales Protegidas sólo podría ser autorizado si resultaba compatible con la categoría, la zonificación asignada y el plan maestro del área respectiva; y (ii) las solicitudes para aprovechar recursos naturales al interior de Áreas Naturales Protegidas y de las Áreas de Conservación Regional, se tramitarían ante la autoridad sectorial competente y sólo podrían ser resueltas favorablemente si cumplían las condiciones referidas en el numeral (i) precedente, siendo que, antes de la emisión de la certificación ambiental respectiva, se requería de la opinión previa favorable de la autoridad del Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado – SINANPE (en adelante, el SERNANPE)⁴.

Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 038-2001-AG, publicado en el diario oficial El Peruano el 26 de junio de 2001, se promulgó el Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas (en adelante, el Reglamento de ANP).

4 Ley de Áreas Naturales Protegidas - Ley N° 26834

“Artículo 27.- El aprovechamiento de recursos naturales en Áreas Naturales Protegidas sólo podrá ser autorizado si resulta compatible con la categoría, la zonificación asignada y el Plan Maestro del área. El aprovechamiento de recursos no debe perjudicar el cumplimiento de los fines para los cuales se ha establecido el área”.

“Artículo 28.- Las solicitudes para aprovechar recursos naturales al interior de las Áreas Naturales Protegidas del SINANPE y de las Áreas de Conservación Regionales, se tramitarán ante la autoridad sectorial competente y sólo podrán ser resueltas favorablemente si se cumplen las condiciones del artículo anterior. La autorización otorgada requiere la opinión previa favorable de la autoridad del SINANPE”.

El artículo 174 del Reglamento de ANP establece que, para el caso del otorgamiento de autorizaciones, específicamente, para la construcción, habilitación y uso de infraestructura con cualquier tipo de material dentro de un área natural protegida, también se requería que la actividad resultara compatible con la categoría, la zonificación asignada y el plan maestro del área respectiva, lo cual se debía verificar con ocasión de la revisión del EIA y el otorgamiento de la opinión técnica previa favorable requerida para la aprobación de dicho estudio⁵, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 93 del Reglamento de ANP.

El artículo 93 del Reglamento de ANP señala que todas las solicitudes para la realización de alguna actividad, proyecto u obra al interior de un área natural protegida, o de su zona de amortiguamiento, requieren de la evaluación de su impacto ambiental, y que en caso de obras de gran envergadura o de evidente impacto significativo se requiere la presentación del Estudio de Impacto Ambiental - EIA⁶. Esta evaluación de impacto ambiental (sea mediante DIA o EIA), a la luz del artículo 93.4, debe contar con opinión previa favorable como condición indispensable para su aprobación por la autoridad ambiental sectorial.

-
- 5 Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas - Decreto Supremo N° 038-2001-AG
“Artículo 174.- Construcción y habilitación de infraestructura al interior de un Área Natural Protegida
La construcción, habilitación y uso de infraestructura con cualquier tipo de material dentro de un Área Natural Protegida de Administración Nacional, sea en predios de propiedad pública o privada, sólo se autoriza por la autoridad competente si resulta compatible con la categoría, el Plan Maestro, la zonificación asignada, debiéndose cuidar sobre todo los valores paisajísticos, naturales y culturales de dichas áreas. Para el otorgamiento de la autorización respectiva se debe cumplir con lo establecido por el Artículo 93 del Reglamento, en cuanto sea aplicable. En todo caso se requiere la opinión previa favorable del INRENA”.
- 6 Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas - Decreto Supremo N° 038-2001-AG
“Artículo 93.- Evaluación del Impacto Ambiental en Áreas Naturales Protegidas
93.1 Todas las solicitudes para la realización de alguna actividad, proyecto u obra al interior de un Área Natural Protegida o de su Zona de Amortiguamiento, requieren de la evaluación de su impacto ambiental.
93.2 En el caso de obras de gran envergadura o de evidente impacto significativo, se requiere la presentación del Estudio de Impacto Ambiental - EIA.
93.3 En el caso de actividades u obras, cuya aprobación sea de competencia del INRENA y cuando éste prevea que no generarán un impacto significativo sobre el Área Natural Protegida, el titular debe presentar una Declaración de Impacto Ambiental - DIA, cuya elaboración podrá determinar si es necesaria la presentación de un EIA.
93.4 Los EIA y las DIA de actividades a desarrollarse en Áreas Naturales Protegidas o su Zona de Amortiguamiento, deben contar con la opinión previa favorable del INRENA, como condición indispensable para su aprobación por la autoridad sectorial competente”.

Adicionalmente, cabe mencionar que de acuerdo con la Ley del SEIA, la autoridad ambiental sectorial tiene la obligación de solicitar opinión de otros organismos públicos e instituciones en el contexto de la evaluación del referido estudio de impacto ambiental⁷. Asimismo, mediante Reglamento de la Ley del SEIA, entre otros aspectos, se dispuso que, en aquellos casos de proyectos o actividades que se localicen al interior de un área natural protegida a cargo del SERNANP, o en su zona de amortiguamiento, la autoridad competente deberá solicitar la opinión técnica favorable del SERNANP, en el proceso de revisión y evaluación del estudio de impacto ambiental respectivo⁸.

7 Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental - Ley N° 27446

“Artículo 2.- Ámbito de la ley

Quedan comprendidos en el ámbito de aplicación de la presente Ley, las políticas, planes y programas de nivel nacional, regional y local que puedan originar implicaciones ambientales significativas; así como los proyectos de inversión pública, privada o de capital mixto, que impliquen actividades, construcciones, obras, y otras actividades comerciales y de servicios que puedan causar impacto ambientales negativos significativos. El Reglamento señalará los proyectos y actividades comerciales y de servicios que se sujetarán a la presente disposición.”

“Artículo 3.- Obligatoriedad de la certificación ambiental

No podrá iniciarse la ejecución de proyectos ni actividades de servicios y comercio referidos en el artículo 2 y ninguna autoridad nacional, sectorial, regional o local podrá aprobarlas, autorizarlas, permitir las, concederlas o habilitarlas si no cuentan previamente con la certificación ambiental contenida en la Resolución expedida por la respectiva autoridad competente.”

“Artículo 11.- Revisión de la Evaluación Ambiental Estratégica y de los Instrumentos de Gestión Ambiental

11.1 El proponente deberá presentar los Instrumentos de Gestión Ambiental a la autoridad competente correspondiente, para su revisión. Asimismo la autoridad competente, en los casos establecidos en el Reglamento, solicitará la opinión de otros organismos públicos e instituciones.

En el caso de evaluaciones ambientales estratégicas corresponde al sector presentar dicha evaluación al Ministerio del Ambiente.

11.2 Para la revisión de los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA-d), correspondientes a proyectos clasificados en la categoría III, la autoridad competente podrá establecer un mecanismo de revisión que incluya a las autoridades sectoriales, regionales o locales involucradas.

11.3 Los plazos para las revisiones de los estudios de impacto ambiental de las diversas categorías señaladas en el Artículo 4 de la presente Ley serán establecidos en su Reglamento”.

8 Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental

“Artículo 53.- De las opiniones técnicas

Para la evaluación del EIA y cuando la Autoridad Competente lo requiera en la Resolución de Clasificación a que se contrae el artículo 45, ésta podrá solicitar la opinión técnica de otras autoridades en el proceso de revisión y evaluación del EIA. Para este efecto, se requerirá al titular de la solicitud la presentación de tantas copias del expediente presentado como opiniones se soliciten. (...)

En ese sentido, podría afirmarse que desde la consolidación del Sistema de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, las actividades eléctricas de generación, transmisión y distribución que se llevaran a cabo en áreas naturales protegidas o sus zonas de amortiguamiento están sometidas a las condiciones y limitaciones que se establecen como objetivo para la creación del área respectiva. Es decir, sólo podrá ser autorizada la actividad, si ésta resulta compatible con la categoría, la zonificación asignada y el plan maestro del área respectiva. Adicionalmente, la actividad a realizar requerirá del respectivo instrumento de evaluación del impacto ambiental que cuente con la opinión previa favorable del SERNANP.

III.1 Normativa ambiental que regula la exigibilidad de la opinión técnica previa favorable y sus alcances

La Ley de Áreas Naturales Protegidas dispuso que toda solicitud para el aprovechamiento de recursos naturales al interior de áreas naturales protegidas sólo sería atendida favorablemente por la autoridad sectorial competente en los casos en los que se contase con la respectiva opinión previa favorable de la autoridad del SINANPE (artículo 28); pero también dispuso que la referida atención favorable de la solicitud sólo sería posible en tanto el aprovechamiento de recursos materia de la misma cumpliera con ser compatible con la categoría, la zonificación asignada y el plan maestro del área de influencia respectiva (artículo 27).

Sin embargo, si bien la Ley de ANP reguló la obligatoriedad de que la autoridad sectorial competente encargada de autorizar el aprovechamiento de recursos naturales al interior de un área natural protegida, previamente al otorgamiento respectivo, contase con la opinión técnica previa favorable emitida por SERNANP; la referida ley no estableció la obligatoriedad de un procedimiento formal de emisión de compatibilidad ante autoridad alguna, en relación a la propuesta de actividad a realizarse dentro de un área natural protegida.

En caso que los proyectos o actividades se localicen al interior de un área natural protegida que esté a cargo del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado - SERNANP o en su correspondiente zona de amortiguamiento, la Autoridad Competente deberá solicitar la opinión técnica favorable de dicha autoridad, sin perjuicio de las demás facultades que le corresponden de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente en materia de áreas naturales protegidas (...)."

El artículo 27 de la Ley de ANP, al hacer alusión a la necesidad de verificación de compatibilidad con antelación al otorgamiento de una autorización para el aprovechamiento de recursos naturales en un área natural protegida por parte de la autoridad ambiental sectorial, sólo reguló la necesidad de que la actividad propuesta sea viable de realización al interior de un área natural protegida y su área de amortiguamiento, sin desvirtuar el objetivo y fin para la que fue creada el área natural protegida. No impuso ninguna obligación formal a cargo de las autoridades promotoras de actividades económicas de solicitar al SERNANP un pronunciamiento formal de compatibilidad ante una propuesta de actividad que involucre un área natural protegida.

En línea con lo señalado en la Ley de ANP, en el texto original del artículo 116 del Reglamento de ANP (esto es, antes de la modificación planteada en el Decreto Supremo N° 003-2010-MINAM), se estableció que, en aquellos casos en que se pretendiera autorizar actividades de hidrocarburos y minería (vale decir, actividades de aprovechamiento de recursos naturales) y dichas actividades se superpongan a áreas naturales protegidas o su zona de amortiguamiento, la autoridad sectorial competente para tal efecto, de un lado, coordinase previamente con el Instituto Nacional de Recursos Naturales – INRENA (actualmente el SERNANP) para definir la compatibilidad de las actividades con la naturaleza jurídica y condiciones naturales del área involucrada, y de otro lado, obtuviese luego un informe previo técnico favorable del INRENA en relación al estudio de impacto ambiental que correspondiese⁹.

9 Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas - Decreto Supremo N° 038-2001-AG
“Artículo 116.- Procedimientos para operaciones de hidrocarburos o de minería
En caso de las actividades de hidrocarburos o de minería que se superpongan en todo o en parte con un Área Natural Protegida o su Zona de Amortiguamiento, se observa el siguiente procedimiento:
a) La autoridad sectorial competente debe coordinar previamente con el INRENA, para definir la compatibilidad de la actividad con la naturaleza jurídica y condiciones naturales del área involucrada.
b) De existir la compatibilidad, la Dirección General emite una Directiva que establezca los condicionantes legales y técnicos que supone operar en el área involucrada, siempre buscando las mejores prácticas posibles;
c) Para el caso de tramitación de petitorios mineros ubicados en estas zonas, la concesión respectiva sólo puede otorgarse previo informe técnico favorable del INRENA;
d) La autoridad sectorial competente solicita al INRENA aportes a ser incorporados a los Términos de Referencia para la elaboración del EIA;
e) El EIA, debe incluir procedimientos de consulta pública, la cual se realiza en coordinación entre el sector correspondiente y el INRENA;
f) El EIA debe tener como mínimo el contenido establecido en el Artículo 95 del Reglamento y debe recibir la opinión técnica previa favorable del INRENA;

Es decir, dentro del ámbito de las actividades de aprovechamiento de recursos naturales al interior de un ANP, el artículo 116 del Reglamento de ANP creó un sub-régimen aplicable únicamente a las actividades mineras y de hidrocarburos. Dicho artículo estableció un mecanismo de coordinación entre la autoridad promotora de la actividad económica y SERNANP para efectos de confirmar la viabilidad de dichas actividades con las áreas naturales protegidas. Salvo para el caso de tramitación de petitorios mineros, donde sí se estableció expresamente un mecanismo formal de coordinación a través de un informe técnico favorable, este artículo no dispuso un procedimiento formal de solicitud de emisión de compatibilidad. Nótese que el artículo se refiere a la obligación de la autoridad competente y de SERNANP de “coordinar” entre ellas “para definir la compatibilidad de la actividad con la naturaleza jurídica y condiciones naturales del área involucrada”.

No obstante, el artículo 27 de la Ley de ANP también constituye el sustento del artículo 174 del Reglamento de Áreas Naturales Protegidas, que impone la exigibilidad únicamente de la opinión técnica previa favorable que el SERNANP debe emitir con ocasión de la evaluación del contenido de un EIA cuando se trata de una actividad (distinta del aprovechamiento de recursos naturales) que implique la construcción, habilitación y uso de infraestructura dentro de un área natural protegida. Nótese que no se exige un pronunciamiento de compatibilidad.

Por otro lado, mediante Decreto Supremo N° 004-2010-MINAM, publicado en el diario oficial El Peruano el 30 de marzo de 2010, entre otros aspectos, se: (i) precisó la obligación de las entidades de nivel nacional, regional y local con competencia para otorgar autorizaciones para la realización de actividades orientadas al aprovechamiento de recursos naturales o para la habilitación de infraestructura al interior de áreas naturales protegidas, de solicitar al SERNANP, de forma previa al otorgamiento de dichas autorizaciones, su respectiva opinión técnica previa favorable; (ii) se determinó que las entidades

g) Se promueve el monitoreo independiente para la verificación del cumplimiento de las obligaciones ambientales derivadas del EIA;

h) La Autoridad Sectorial Competente debe coordinar con el INRENA sus actividades en el área involucrada;

i) Las actividades propias de la operación como ingreso de personal, traslado de materiales, entre otros, deben estar contempladas en los Planes aprobados por la autoridad competente y, ratificados por la Dirección General; sin perjuicio de ello, la empresa operadora debe solicitar en cada caso, las autorizaciones correspondientes al INRENA”.

de nivel nacional, regional y local que no respetaran lo anterior, serían susceptibles de ser sancionadas por falta administrativa; y (iii) se determinó que las autorizaciones, licencias, concesiones, permisos u otros derechos habilitantes que fueran emitidas por las referidas entidades, sin contar con la opinión previa técnica vinculante, serían nulas de pleno derecho¹⁰.

Sin embargo, el referido Decreto Supremo no alteró el régimen ambiental vigente hasta ese momento sobre actividades en áreas naturales protegidas y la opinión previa técnica favorable requerida para su desarrollo. De hecho, sólo precisó la obligación de las autoridades de solicitar la opinión técnica previa favorable, necesaria para el otorgamiento de la certificación ambiental para desarrollar actividades de aprovechamiento de recursos naturales o para construir y habilitar infraestructura. También estableció las sanciones jurídicas administrativas y civiles ante el incumplimiento de dicha obligación, y sancionó con nulidad los actos de otorgamiento de derechos que no contasen con la opinión técnica previa favorable del SERNANP.

Esta conclusión encuentra sustento en la Exposición de Motivos del aludido Decreto Supremo, en donde se señala expresamente que dicho instrumento legal no requería de pre-publicación, en tanto que no regulaba asuntos con

10 Decreto Supremo que precisa la obligación de solicitar opinión técnica previa vinculante en defensa del patrimonio natural de las Áreas Naturales Protegidas - Decreto Supremo N° 004-2010-MINAM

“Artículo 1.- De la opinión técnica previa vinculante

1.1. De conformidad con la legislación que regula las Áreas Naturales Protegidas, las entidades de nivel nacional, regional y local tienen la obligación de solicitar opinión técnica previa vinculante al Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado - SERNANP, en las actividades orientadas al aprovechamiento de recursos naturales o a la habilitación de infraestructura que se realicen al interior de las Áreas Naturales Protegidas.

1.2. El incumplimiento de la obligación prevista en el numeral anterior constituye falta administrativa prevista en el numeral 9) del artículo 239 de la Ley del Procedimiento Administrativo General - Ley N° 27444.

1.3. El procedimiento administrativo para instruir y decidir la responsabilidad administrativa prevista en el numeral anterior, no afecta los procesos para la determinación de la responsabilidad penal o civil”.

“Artículo 2.- De la nulidad de los actos administrativos sin opinión técnica previa vinculante
La autorización, licencia, concesión, permiso u otro derecho habilitante, así como sus renovaciones que se hayan otorgado en favor de actividades de aprovechamiento de recursos naturales o a la habilitación de infraestructura que se realicen al interior de las Áreas Naturales Protegidas; serán nulas de pleno derecho, si no cuentan con la opinión técnica previa vinculante del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado – SERNANP”.

contenido ambiental, sino sólo el accionar de quienes tenían la obligación de procurar la opinión técnica previa favorable al SERNANP, antes de otorgar la certificación ambiental para actividades orientadas al aprovechamiento de recursos naturales o a la habilitación de infraestructura al interior de ANP.

De otro lado, la Ley del SEIA, el Reglamento del SEIA y el Decreto Legislativo N° 1013, establecían y actualmente establecen la obligación de la autoridad competente de solicitar, en los casos de proyectos o actividades que se localizasen al interior de un ANP o en su zona de amortiguamiento, opinión técnica previa favorable de las autoridades competentes, en el proceso de revisión y evaluación del correspondiente estudio de impacto ambiental. Específicamente, el inciso f) del numeral 2) de la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1013 – Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente, y el artículo 53° del Reglamento del SEIA dispusieron que, en aquellos casos de proyectos o actividades que se localicen al interior de un área natural protegida a cargo del SERNANP, o en su zona de amortiguamiento, la autoridad ambiental sectorial competente deberá solicitar la opinión técnica favorable del SERNANP, en el proceso de revisión y evaluación del estudio de impacto ambiental respectivo.

En ese sentido, hasta dicho momento era exigible, a la autoridad ambiental sectorial, la obligación de solicitar la opinión técnica favorable al SERNANP, en el contexto del procedimiento de evaluación y aprobación del correspondiente instrumento de gestión ambiental. Dicha obligación se desprendía del Reglamento de ANP, del Decreto Supremo N° 004-2010-MINAM, de la Ley del SEIA y del Reglamento del SEIA.

III.2 Obligatoriedad de contar con emisión de compatibilidad del SERNANP

Mediante Decreto Supremo N° 003-2011-MINAM, publicado en el diario oficial El Peruano el 16 de febrero de 2011, se modificó el artículo 116 del Reglamento de Áreas Naturales Protegidas¹¹. Previamente, a la

11 Aprueban modificación del artículo 116 del Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas aprobado por Decreto Supremo N° 038-2001-AG - Decreto Supremo N° 003-2011-MINAM.

“Artículo 1.- Modificación del artículo 116 del Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas, aprobado por Decreto Supremo Núm. 038-2001-AG.

Modificar el artículo 116 del Reglamento de la Ley de Áreas Naturales Protegidas, el mismo que queda redactado de la siguiente manera:

Artículo 116.- Emisión de Compatibilidad y de Opinión Técnica Previa Favorable

El presente artículo regula la emisión de la Compatibilidad y de la Opinión Técnica Previa Favorable por parte del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado - SERNANP, solicitada por la entidad de nivel nacional, regional o local que resulte competente, de forma previa al otorgamiento de derechos orientados al aprovechamiento de recursos naturales y/o a la habilitación de infraestructura en las Áreas Naturales Protegidas de administración nacional y/o en sus Zonas de Amortiguamiento, y en las Áreas de Conservación Regional.

116.1. La emisión de Compatibilidad es aquella Opinión Técnica Previa Vinculante que consiste en una evaluación a través de la cual se analiza la posibilidad de concurrencia de una propuesta de actividad, con respecto a la conservación del Área Natural Protegida de administración nacional, o del Área de Conservación Regional, en función a la categoría, zonificación, Plan Maestro y objetivos de creación del área en cuestión. La compatibilidad que verse sobre la Zona de Amortiguamiento de un Área Natural Protegida de administración nacional, será emitida en función al Área Natural Protegida en cuestión. Asimismo, la emisión de la compatibilidad incluirá los lineamientos generales, así como los condicionantes legales y técnicos para operar en el Área Natural Protegida y en su Zona de Amortiguamiento. Las entidades competentes para suscribir contratos de licencia u otras modalidades contractuales, de otorgar autorizaciones, permisos y concesiones, solicitarán al SERNANP la emisión de Compatibilidad previamente al otorgamiento de derechos orientados al aprovechamiento de recursos naturales, y/o a la habilitación de infraestructura en las Áreas Naturales Protegidas de administración nacional, y/o sus Zonas de Amortiguamiento, o en las Áreas de Conservación Regional.

No cabe la emisión de compatibilidad respecto de aquellas actividades complementarias a una actividad que ya cuente con un pronunciamiento de compatibilidad favorable por parte del SERNANP, siempre que se encuentre dentro de la misma área geográfica. El SERNANP emitirá dicha opinión en un plazo no mayor a 30 días, contados a partir de la recepción de la solicitud de la autoridad competente.

116.2. La Opinión Técnica Previa Favorable es aquella Opinión Técnica Previa Vinculante que consiste en una evaluación del contenido del instrumento de gestión ambiental correspondiente a una actividad, obra o proyecto específico a realizarse al interior de un Área Natural Protegida de administración nacional y/o de su Zona de Amortiguamiento, o de un Área de Conservación Regional, a fin de pronunciarse sobre su viabilidad ambiental, en virtud a los aspectos técnicos y legales correspondientes a la gestión del Área Natural Protegida. El Instrumento de Gestión Ambiental exigido por la legislación respectiva, sólo podrá ser aprobado por la autoridad competente si cuenta con la Opinión Técnica Previa Favorable del SERNANP. El SERNANP emitirá dicha opinión en un plazo no mayor a 30 días, contados a partir de la solicitud efectuada por la autoridad competente, pudiendo ésta resultar favorable o desfavorable. Previamente a la elaboración del Instrumento de Gestión Ambiental correspondiente, y de conformidad con lo establecido en el artículo 44 del Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, la autoridad competente solicitará al SERNANP la Opinión Técnica sobre los Términos de Referencia para la elaboración del mismo. El SERNANP emitirá dicha opinión en un plazo no mayor a 15 días, contados a partir de la solicitud efectuada por la autoridad competente

entrada en vigencia de este dispositivo legal, no era exigible la emisión de compatibilidad a cargo de SERNANP como condición previa para que pudiese otorgarse un derecho orientado a la habilitación de infraestructura para la realización de actividades eléctricas en áreas naturales protegidas de administración nacional y sus zonas de amortiguamiento y en áreas de conservación regional.

En ese sentido, con la modificación introducida por el Decreto Supremo N° 003-2011-MINAM, se dispuso la obligatoriedad de la emisión de compatibilidad, de forma previa al otorgamiento de derechos, tanto para el aprovechamiento de recursos naturales como para la habilitación de infraestructura en áreas naturales protegidas, por parte de las entidades nacionales, regionales y locales competentes para otorgar dichos derechos, ampliando el ámbito de aplicación de dicho artículo a todas las actividades (no sólo a minería e hidrocarburos, como lo disponía el artículo original), distinguiéndola en forma expresa de la opinión técnica favorable que se da en el marco de aprobación de los instrumentos de evaluación de impacto ambiental. El nuevo artículo 116 define en forma expresa a los conceptos de emisión de compatibilidad y opinión técnica previa favorable, precisando que, mientras la compatibilidad se emite respecto a una actividad propuesta –en abstracto–, la opinión técnica favorable procede respecto al contenido del estudio de impacto ambiental del proyecto específico.

La emisión de compatibilidad para la habilitación de infraestructura en las áreas naturales protegidas o en sus zonas de amortiguamiento, de acuerdo

116.3. Independientemente de lo dispuesto en los numerales precedentes, las autoridades competentes deberán tener en cuenta las siguientes disposiciones:

a) Los derechos otorgados por las entidades competentes sobre las actividades propias de la operación, deberán ser comunicados y coordinados previamente con las Jefaturas de las Áreas Naturales Protegidas.

b) Las actividades propias de la operación, tales como el ingreso de personal, y el transporte de sustancias peligrosas, explosivos, entre otras que se realicen al interior de un Área Natural Protegida de administración nacional, y/o de su Zona de Amortiguamiento, o al interior de un Área de Conservación Regional, deberán ser previamente comunicadas y coordinadas con las Jefaturas de las Áreas Naturales Protegidas, o con la Dirección de Gestión de las Áreas Naturales Protegidas - DGANP, según corresponda, a fin de tomar las medidas que el caso amerite.

c) Los informes de las actividades inherentes a la fiscalización y control, realizadas por las entidades competentes, deberán ser remitidos por las mismas en copia al SERNANP”.

con el artículo 116 modificado, tiene sentido cuando ésta se solicita con anterioridad al primer acto que otorga derechos orientados a la ejecución de un proyecto.

El artículo 116 del Reglamento de ANP es bastante general al definir lo que debe entenderse como el “otorgamiento de derechos orientados a la habilitación de infraestructura”, reconociendo como tales no sólo a las autorizaciones, licencias, permisos o concesiones, como título habilitante propiamente dicho, sino también a la suscripción de cualquier modalidad contractual que tenga por objeto la posterior habilitación de infraestructura en un área natural protegida o su zona de amortiguamiento, aun cuando la instalación de la misma recién pueda materializarse solo después de haberse obtenido otro pronunciamiento del Estado. La emisión de compatibilidad es un acto administrativo que condiciona la planificación del proyecto en sí mismo, desde el momento en que se diseña para ser ejecutado dentro de un área natural protegida.

Interpretada estrictamente, esta obligación impuesta a las autoridades del Estado que promueven y autorizan actividades económicas (DGE, DGM, DGH, INGEMMET e inclusive ProInversión), las obliga a gestionar la emisión de compatibilidad antes de la primera ocasión que tengan para dar lugar al desarrollo de una actividad económica en una ANP. En algunos casos, podrá tratarse de gestionar y obtener la emisión de compatibilidad antes del obtener el título habilitante propiamente dicho, pero en otros, podría tratarse incluso de situaciones en las que la emisión de compatibilidad debería solicitarse y obtenerse incluso antes de solicitar o promover la licitación que otorgue el derecho al ganador de la buena pro desarrollar la actividad, aun cuando luego de haberse adjudicado la buena pro, el ganador deba celebrar contratos, gestionar el otorgamiento de una concesión o ambos.

IV. Estándares de Calidad Ambiental y Límites Máximos Permisibles

Como se mencionado, con la entrada en vigencia de la LCE se introdujo un nuevo régimen de concesiones en el sector eléctrico, derogándose las normas anteriores que regulaban dicha materia. Sin embargo, si bien este nuevo régimen contiene algunas disposiciones que estén referidas a la protección ambiental en las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, éstas son escasas.

En ese sentido, es el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, el que establece las obligaciones ambientales de mitigar los efectos que sobre la salud genera la contaminación, ya sea térmica, por ruidos, y por los efectos electromagnéticos, imponiendo la obligación de respetar los límites máximos permisibles.

Sin embargo, hasta ese momento no se había definido claramente lo que debía entenderse por límites máximos permisibles. El Código del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales, vigente desde 1990, únicamente hacía referencia a no traspasar los niveles tolerables de ruido, polvo, vibraciones, radiaciones, entre otros, pero en el desarrollo de determinadas actividades, básicamente en la actividad minera.

En ese sentido, si bien la aproximación del Código del Medio Ambiente es interesante, porque hace referencia a la obligación de respetar los límites tolerables en relación a estándares internacionales establecidos por las autoridades ambientales, este cuerpo normativo no logró imponer dicha obligación a toda actividad que pueda generar impacto significativo sobre el medio ambiente. Tampoco logró definir lo que debía entenderse por límites tolerables o estándares internacionales.

Por lo tanto, aunque las menciones a límites tolerables y estándares internacionales del Código del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales pueden ser una aproximación a lo que posteriormente el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas considera límites máximos permisibles, hasta dicho momento la definición de los mismos, su aplicabilidad y exigibilidad no quedaba del todo clara.

IV.1 Diferencia entre Límites Máximos Permisibles (LMPs) y Estándares de Calidad Ambiental (ECAs)

La Ley General del Ambiente, Ley N° 28611, publicada el 15 de octubre de 2005, estableció los dos parámetros de medición de la calidad ambiental. En ese sentido, de acuerdo a la Ley General del Ambiente, por un lado, se tienen los estándares de calidad ambiental (ECA); y, por otro lado, los límites máximos permisibles (LMP).

Al respecto, el artículo 31¹² de la Ley General del Ambiente señala que el ECA es la medida que establece el nivel de concentración presente en el aire, agua o suelo, en su condición de cuerpo receptor, que no representa riesgo significativo para la salud de las personas ni al ambiente. Por su parte, el artículo 32¹³ de la Ley General del Ambiente, establece que el LMP es la medida de la concentración o grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos, que caracterizan a un efluente o una emisión, que al ser excedida causa o puede causar daños a la salud, al bienestar humano y al ambiente.

12 Ley General del Ambiente – Ley N° 28611

“Artículo 31.- Del Estándar de Calidad Ambiental

31.1 El Estándar de Calidad Ambiental - ECA es la medida que establece el nivel de concentración o del grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos, presentes en el aire, agua o suelo, en su condición de cuerpo receptor, que no representa riesgo significativo para la salud de las personas ni al ambiente. Según el parámetro en particular a que se refiera, la concentración o grado podrá ser expresada en máximos, mínimos o rangos.

31.2 El ECA es obligatorio en el diseño de las normas legales y las políticas públicas. Es un referente obligatorio en el diseño y aplicación de todos los instrumentos de gestión ambiental.

31.3 No se otorga la certificación ambiental establecida mediante la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, cuando el respectivo EIA concluye que la implementación de la actividad implicaría el incumplimiento de algún Estándar de Calidad Ambiental. Los Programas de Adecuación y Manejo Ambiental también deben considerar los Estándares de Calidad Ambiental al momento de establecer los compromisos respectivos.

31.4 Ninguna autoridad judicial o administrativa podrá hacer uso de los estándares nacionales de calidad ambiental, con el objeto de sancionar bajo forma alguna a personas jurídicas o naturales, a menos que se demuestre que existe causalidad entre su actuación y la transgresión de dichos estándares. Las sanciones deben basarse en el incumplimiento de obligaciones a cargo de las personas naturales o jurídicas, incluyendo las contenidas en los instrumentos de gestión ambiental”.

13 Ley General del Ambiente – Ley N° 28611

“Artículo 32.- Del Límite Máximo Permisible

32.1 El Límite Máximo Permisible - LMP, es la medida de la concentración o grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos, que caracterizan a un efluente o una emisión, que al ser excedida causa o puede causar daños a la salud, al bienestar humano y al ambiente. Su determinación corresponde al Ministerio del Ambiente. Su cumplimiento es exigible legalmente por el Ministerio del Ambiente y los organismos que conforman el Sistema Nacional de Gestión Ambiental. Los criterios para la determinación de la supervisión y sanción serán establecidos por dicho Ministerio.

32.2 El LMP guarda coherencia entre el nivel de protección ambiental establecido para una fuente determinada y los niveles generales que se establecen en los ECA. La implementación de estos instrumentos debe asegurar que no se exceda la capacidad de carga de los ecosistemas, de acuerdo con las normas sobre la materia”.

En ese sentido, mientras los ECA son estándares para medir la calidad del medio ambiente como cuerpo receptor, los LMP miden el máximo de emisiones que el titular puede producir al momento de realizar sus actividades productivas. Es decir, los LMP se obtienen midiéndolos directamente de la fuente contaminadora, mientras que los ECA establecen el nivel de calidad adecuado de los cuerpos receptores.

Esta diferencia no ha sido siempre tomada en cuenta. De hecho, su poca comprensión ha generado errores tanto en la elaboración de los instrumentos de gestión ambiental como en las medidas correctivas, e incluso en la identificación de infracciones e imposición de sanciones por parte de la autoridad ambiental. En ese sentido, reiteramos que mientras el LMP se mide en la fuente productora de la emisión, el ECA se mide en la fuente o cuerpo receptor, es decir, en el medio ambiente. Mientras que la aprobación de los LMP debe ser responsabilidad de las autoridades ambientales de los sectores, la regulación de los ECA es responsabilidad de la autoridad ambiental.

Esta definición tiene importantes repercusiones en lo que respecta a obligaciones de los titulares de las actividades eléctricas, y el papel de la autoridad ambiental en la fiscalización ambiental y en el establecimiento de sanciones, ya que conforme ha quedado establecido en el artículo 31.4 de la Ley General del Ambiente, *“Ninguna autoridad judicial o administrativa podrá hacer uso de los estándares nacionales de calidad ambiental, con el objeto de sancionar bajo forma alguna a personas jurídicas o naturales, a menos que se demuestre que existe causalidad entre su actuación y la transgresión de dichos estándares. Las sanciones deben basarse en el incumplimiento de obligaciones a cargo de las personas naturales o jurídicas, incluyendo las contenidas en los instrumentos de gestión ambiental”*.

En virtud de ello, para imponer una sanción al titular de operaciones eléctricas en base a la transgresión de una ECA, deberá establecerse un nexo de causalidad entre la conducta infractora y la transgresión de dichos estándares. En tal sentido, el principio de causalidad, es de obligatorio cumplimiento para la emisión de todo acto administrativo sancionador, pero especialmente cuando se pretende imponer sanciones en base a la transgresión de ECAs.

IV.2 Límites Máximos Permisibles (LMPs) y Estándares de Calidad Ambiental (ECAs) aplicables a actividades eléctricas

En la actualidad, las actividades eléctricas no cuentan con regulación de los límites máximos permisibles para todos los componentes. Tampoco todos los cuerpos receptores cuentan con estándares de calidad ambiental regulados. Por ejemplo, en materia de ruido hasta el momento, únicamente existe el Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido, aprobado mediante Decreto Supremo N° 085-2003-PCM.

En dichos casos, no obstante, la Ley General del Ambiente señala en la Segunda Disposición Transitoria, Complementaria y Final, que *“En tanto no se establezcan en el país, Estándares de Calidad Ambiental, Límites Máximos Permisibles y otros estándares o parámetros para el control y la protección ambiental, son de uso referencial los establecidos por instituciones de Derecho Internacional Público, como los de la Organización Mundial de la Salud (OMS)”*. En ese sentido, en dichos casos los titulares de actividades eléctricas deberán asumir, como compromiso, los límites máximos permisibles establecidos internacionalmente, a fin de convertirlos en una obligación particular que nazca del propio instrumento de gestión ambiental de la actividad eléctrica en cuestión.

Por su parte, las actividades eléctricas también están sujetas al Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas, aprobado por Resolución Ministerial N° 167-2007-MEM-DM. Este reglamento establece, en el Capítulo VI, como condiciones ambiental en el lugar de trabajo, el control del ruido y vibraciones. En ese sentido, si bien no establece LMPs de ruido o vibraciones, señala las medidas que deben adoptarse en el centro de trabajo, con la finalidad de que las emisiones no repercutan en la salud de los trabajadores. Por lo tanto, establece que deberá realizarse la revisión técnica de las máquinas y equipos que son fuentes generadoras de ruido y vibraciones para que, de ser requerido, se proceda con el aislamiento completo o encapsulamiento de las mismas; y como medidas de protección secundaria o cuando no pueda aplicarse alguno de los sistemas o métodos para reducir o eliminar el ruido, proteger al trabajador mediante el uso de dispositivos de protección personal como tapones u orejeras apropiadas.

Adicionalmente, el artículo 82 del reglamento en cuestión señala que en zonas de trabajo donde los equipos generen ruidos por encima de los 80 dB

(ochenta decibeles) es obligatorio el uso de equipos de protección auditiva, el cual se empleará durante todo el tiempo de exposición al ruido. El equipo de protección auditiva también será necesario si existe exposición al ruido a más de 60 dB (sesenta decibeles) por ocho horas o más continuas.

V. Otras obligaciones ambientales aplicables a las actividades eléctricas

No se pretende realizar, con exactitud, un listado de todas las obligaciones ambientales aplicables a las actividades eléctricas. Sin embargo, se ofrece un recuento de las obligaciones más destacadas que surgen, tanto del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, como de los dispositivos legales que, por su aplicación transversal a cada una de las actividades productivas que generan impacto sobre el medio ambiente, son aplicables también a las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica.

En ese sentido, dentro de las principales obligaciones que surgen del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, se plantean las siguientes obligaciones ambientales adicionales para los titulares de proyectos eléctricos, independientemente de si éstos requieran o no de concesión definitiva o autorización:

- ✓ Evitar o minimizar conflictos relacionados con la tenencia y uso de tierras existentes (residencial, comercial, industrial, agrícola, etc).
- ✓ Evitar o minimizar los impactos negativos sobre las tierras con capacidad de uso mayor agrícola y forestal.
- ✓ Diseñar, construir y aplicar los proyectos eléctricos de modo tal que se minimicen los impactos estéticos en áreas de alta calidad visual y uso de áreas recreacionales existentes.
- ✓ Minimizar los efectos de sus proyectos eléctricos sobre los recursos naturales, bienes patrimoniales y culturales de las comunidades nativas y campesinas.
- ✓ Evitar los impactos negativos sobre el patrimonio histórico y/o arqueológico.
- ✓ Construir y localizar los proyectos eléctricos de tal manera que minimicen los riesgos de daños debido a fenómenos o desastres naturales (huaycos, terremotos, inundaciones, incendios, etc).

- ✓ Disponer de un plan de manejo de los materiales peligrosos, considerando la protección de la salud de los trabajadores y la prevención de los impactos adversos sobre el ambiente. También, se considerarán los procedimientos para el transporte seguro y se adecuarán en concordancia con las leyes y normas existentes y los procedimientos se especificarán en los EIA.
- ✓ Desarrollar planes de contingencia para el depósito y limpieza de derrames de combustible, materiales tóxicos y otros materiales peligrosos como parte de EIA. Los desechos peligrosos serán almacenados adecuadamente de manera que se proteja la salud de los trabajadores y se prevenga el impacto adverso sobre el ambiente.
- ✓ Minimiza la descarga de desechos sólidos, líquidos y gaseosos. La descarga de desechos será adecuadamente tratada y dispuesta de una manera que prevenga impactos negativos en el ambiente receptor.

Adicionalmente, de acuerdo al Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 29-94-EM, los titulares de las concesiones y/o autorizaciones eléctricas tienen la responsabilidad del control y protección del medio ambiente en lo que concierne a sus actividades.

En ese sentido, los titulares de las concesiones y/o autorizaciones eléctricas, se encuentran expresamente obligados a presentar anualmente un informe del ejercicio anterior, suscrito por un auditor ambiental, registrado en el Ministerio de Energía y Minas, dando cuenta sobre el cumplimiento de la legislación ambiental vigente (transectorial y sectorial), las recomendaciones del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) si lo hubiera, aprobado previamente; así como, un informe consolidado de los controles efectuados a sus emisiones y/o vertimientos de residuos conforme al Anexo 2 del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas.

Por su parte, son de aplicación a las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, las normas deferidas a usos y calidad de agua que surgen de la Ley de Recursos Hídricos, Ley N° 29338, y su reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 001-2010-AG, así como la Resolución Jefatural N° 579-2010-ANA, que aprueba el Reglamento de Procedimientos para el Otorgamiento de Derechos de Uso de Agua, y la Resolución Jefatural N° 0291-2009-ANA, que aprueba las Disposiciones Referidas al Otorgamiento de Autorizaciones de Vertimientos y de Reusos de Aguas Residuales Tratadas.

Por otro lado, la construcción de obras de generación, transmisión y distribución eléctrica tienen la obligación de obtener el Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) para la afectación de áreas nuevas. Por lo tanto, les son aplicables el Reglamento de Investigaciones Arqueológicas, aprobado por Resolución Suprema N° 004-2000-ED, y modificado por la Resolución Suprema N° 012-2006-ED, la Resolución Ministerial N° 012-2010-MC que aprueba la Directiva N° 001-2010-MC que establece Procedimientos Especiales para la Implementación del Decreto Supremo N° 009-2009-ED, antes de la ejecución de las obras materia del proyecto.

Adicionalmente, las actividades eléctricas deben implementar las medidas correspondientes a manejo de residuos sólidos en etapa de construcción, operación y cierre de operaciones, establecidas en la Ley de Residuos Sólidos, Ley N° 27314, y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 057-2004-PCM.

En general las actividades eléctricas están sujetas a la regulación ambiental transectorial aplicable a todas las actividades productivas que generan impacto en el medio ambiente. En tal sentido, si bien la regulación ambiental eléctrica sectorial no es muy profusa y deja algunos vacíos, los titulares de dichas actividades se encuentran obligados a cumplir con toda la normativa ambiental transectorial que se encuentre vigente en el ordenamiento jurídico nacional y que, por las características de las actividades que desarrollan, les sea aplicables.

VI. Conclusiones

1. La Ley de Concesiones Eléctricas no estableció obligaciones ambientales específicas, referidas al desarrollo de actividades eléctricas. En ese sentido, es recién con la dación del RPAAE de 1994, que se establece obligaciones ambientales de carácter sectorial.
2. Dentro de las obligaciones ambientales más importantes, establecidas por el RPAAE, está la obligación de obtener la aprobación de un Estudio de Impacto Ambiental para aquellas actividades que requiriesen de concesión definitiva y, con posterioridad, para algunas actividades de generación termoeléctrica con capacidad instalada superior a 20 MW.

3. Asimismo, el RPAAE estableció obligaciones ambientales de carácter general, ya sea para actividades que contaran con concesión o autorización, o para aquellas que no contaran con alguno de estos títulos habilitantes, tales como minimizar las emisiones y respetar los LMPs, entre otras.
4. Es recién con la implementación de la normativa ambiental transectorial, que las actividades eléctricas se han visto sometidas a nueva regulación que complementa las obligaciones ambientales en el sector eléctrico, específicamente en lo que a evaluación de impacto ambiental se refiere.
5. En ese sentido, a partir de la entrada en vigencia del Reglamento de la Ley del SEIA, que otorga plena eficacia a la Ley del SEIA, amplía el radio de obligatoriedad de la certificación ambiental para aquellas actividades que, sin necesidad de contar con concesión definitiva o autorización, requieran de la aprobación de alguno de los instrumentos de evaluación del impacto ambiental, en virtud de los potenciales impactos que podrían generar dichas actividades en el medio ambiente.
6. Si bien la obligatoriedad de la certificación ambiental puede resultar cuestionable, dada la supletoriedad de la aplicación del Reglamento del SEIA, la DGAAE, como autoridad ambiental sectorial competente, ha optado por su plena aplicabilidad, en aquellos casos en que las actividades eléctricas no requiriesen de concesión definitiva o autorización. Las actividades sujetas a las normas del SEIA se encuentran en el Anexo II del Reglamento del SEIA, modificado por Resolución Ministerial N° 157-2011-MINAM.
7. Por otro lado, la Ley de Áreas Naturales Protegidas, Ley N° 26834, y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 038-2001-AG, impusieron la obligación de contar con algún instrumento de evaluación del impacto ambiental para aquellas actividades eléctricas que se desarrollen dentro de un área natural protegida o su zona de amortiguamiento.
8. Asimismo, la modificación del artículo 116 del Reglamento de Áreas Naturales Protegidas, dejó claramente establecido que aquellas actividades que se desarrollen dentro de un área natural protegida o su zona de amortiguamiento requieren contar con la emisión de compatibilidad de forma previa al otorgamiento de derechos, tanto para el aprovechamiento de recursos naturales como para la habilitación de infraestructura; y de la

opinión técnica previa favorable respecto del estudio de impacto ambiental de proyecto específico.

9. La obligación de respetar LMPs se establece desde un primer momento en el RPAAE, pero es recién en la Ley General del Ambiente, vigente desde el 2005, que se establece la diferencia entre ECA y LMP y se distingue el nivel de obligatoriedad de cada uno de dichos instrumentos. En ese sentido, mientras los ECA miden el nivel de concentración presente en el aire, agua o suelo, en su condición de cuerpo receptor; los LMP se establecen como la medida de la concentración o grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos y biológicos, que caracterizan a un efluente o una emisión, que al ser excedida causa o puede causar daños a la salud, al bienestar humano y al ambiente.
10. Con ello se distingue también la responsabilidad que acarrea el titular de operaciones eléctricas. En ese sentido, mientras que los LMP representan una responsabilidad directa del emisor; los ECA imponen una responsabilidad sobre el titular de operaciones eléctricas, solo si se demuestra que existe causalidad entre las actividades eléctricas y la trasgresión de dichos estándares.
11. Por último, es importante destacar que, además de las obligaciones que surgen del RPAAE, así como aquellas que se han ido incorporando con la consolidación del SEIA y del SINANPE; son aplicables a las actividades eléctricas todas las normas transectoriales ambientales que se encuentre vigentes en el ordenamiento jurídico nacional que, por sus características, les resulten aplicables.

Análisis del marco legal e institucional sobre caudales ecológicos/ambientales en el Perú

Laureano del Castillo Pinto y Carlos Alberto Llerena Pinto (2012)
UICN, Quito -Ecuador*

Presentación

El presente documento constituye el informe final del trabajo de consultoría encomendado a IPROGA para analizar el marco legal e institucional de la legislación peruana relacionada con el concepto de caudal ecológico. El documento contiene también, conforme a los respectivos términos de referencia, recomendaciones básicas de carácter normativo, técnico e institucional para la evaluación de los conceptos de caudales ecológicos en los ríos de las cuencas del Perú.

El documento está organizado en siete partes. La primera reseña los objetivos de la presente consultoría, mientras que la segunda nos introduce en la complejidad de la definición del concepto de caudales ecológicos. La tercera parte, la más extensa, se refiere al tratamiento del tema de los caudales ecológicos en el derecho interno peruano, distinguiendo entre el tratamiento en la legislación previa a la aprobación de la vigente Ley de Recursos Hídricos, el que se encuentra en la Ley de Recursos Hídricos y en la legislación ambiental, culminando con la revisión de la institucionalidad vinculada al agua y los caudales ecológicos. La cuarta parte del trabajo revisa el tratamiento del concepto de los caudales ecológicos en el Derecho Internacional, mientras que la quinta repasa el tratamiento del tema en el Derecho comparado. La sexta parte presenta las consideraciones para la determinación de caudales ecológicos en el Perú, analizando los retos que ello plantea así como las consecuencias de hacerlo en los derechos de agua. La parte final contiene las conclusiones y recomendaciones del informe. Se acompaña adicionalmente cuatro anexos.

Se espera que este documento constituya un insumo para la formulación de la propuesta de reglamento sobre caudales ecológicos/ambientales, cuya

* La autorización para reproducir el presente estudio fue brindada por el Sr. Mario Aguirre-Oficial Senior de Programa – Agua, de la Oficina Regional para América del Sur de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza y de los Recursos Naturales (UICN).

elaboración está a cargo de la Autoridad Nacional del Agua (ANA) y el Ministerio del Ambiente, de conformidad con lo establecido en el artículo 153° del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos.

1. Objetivos de la consultoría

Los términos de referencia de la presente consultoría definen como objetivos de este trabajo los siguientes:

Objetivo general

Realizar el análisis del marco legal e institucional actual de la evaluación e implementación del concepto de caudales ecológicos/ambientales y establecer las recomendaciones normativas, técnicas e institucionales para su reglamentación en el Perú.

Objetivos específicos

- Elaborar un análisis del marco legal para la evaluación, implementación y monitoreo del concepto de caudales ecológicos/ambientales, previo a la promulgación de la Ley de Recursos Hídricos.
- Elaborar el análisis de las concordancias de la Ley de Recursos Hídricos, con la Ley General del Ambiente y otras normas ambientales generales y sectoriales, en relación al concepto de caudales ecológicos/ambientales.
- Elaborar un análisis del marco institucional para la evaluación, aprobación, implementación y monitoreo de caudales ecológicos/ambientales en el Perú.
- Elaborar un análisis de las implicancias legales de la implementación del concepto de caudales ecológicos/ambientales, con relación a los derechos de uso de agua.
- Establecer una propuesta de competencias institucionales para la evaluación e implementación del concepto de caudales ecológicos/ambientales en las cuencas del Perú.

- Establecer las recomendaciones normativas, técnicas e institucionales para la reglamentación de caudales ecológicos/ambientales en el Perú.

2. Definición de caudales ecológicos

Una definición bastante extendida de este término nos remite al caudal mínimo de agua que es necesario dejar en el río, aguas abajo de una bocatoma, represa, otra obra de infraestructura o intervención en su cauce, para garantizar la conservación de los ecosistemas que alberga, mantener su geomorfología y comportamiento hidráulico y permitir que el caudal remanente siga cumpliendo sus funciones y servicios fluviales, como flujo de dilución, navegación y sus aportes hídricos en general (Universidad Nacional Agraria, Estudio de evaluación del impacto ambiental del proyecto especial Chincas Primera etapa, 1996). El concepto, sin embargo ha seguido evolucionando, puesto que se refiere más a un régimen de caudales que a un caudal mínimo, superando así enfoques más limitados.

El Ministerio de Obras Públicas y Transportes de España (MOPT, 1992), por su parte, denomina caudal ecológico al volumen de agua por unidad de tiempo necesario en un *curso fluvial* para garantizar la conservación de los ecosistemas *fluviales* actuales.

La UICN emplea el término de caudal ambiental al que, incorporando un ámbito mayor, define como el régimen hídrico que se da en un río, humedal o zona costera para mantener ecosistemas y sus beneficios donde se dan utilidades del agua que compiten entre sí y donde los caudales se regulan (Caudal, Elementos esenciales de Caudales ambientales, UICN, 2003, pág. V).

Otra definición considera a los caudales ecológicos como el flujo que asegura la calidad y la cantidad de agua, en el tiempo y en el espacio, necesaria para mantener los componentes, las funciones y los procesos de los ecosistemas acuáticos.

Un estudio preparado para la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA) entiende que “En los ríos donde se construyen estructuras hidráulicas de captación (bocatomas), o regulación (embalses), se considera como caudal ecológico, el flujo aguas abajo de dichas estructuras, cuya

cantidad debe permitir la vida acuática en el río, en condiciones adecuadas, así como también satisfacer las necesidades de las poblaciones, animales y vegetales si fuera el caso. Este caudal también debe permitir la dilución de efluentes, la conducción de sólidos y el mantenimiento de las características estéticas y paisajistas del medio” (Estudio de Impacto Ambiental de la Central Hidroeléctrica Molloco. Determinación de Caudal Ecológico Mínimo del río Molloco, s/f). En este caso, se considera que el caudal ecológico debe permitir la dilución de efluentes, lo cual ya no resulta aceptable. En realidad, la “dilución de efluentes” o “conducción de sólidos” (que no sean aquellos sedimentos que naturalmente el río transporta) no debe constituir uno de los objetivos de establecer caudales ambientales.

Conviene en este punto atender a la valiosa publicación de la UICN citada líneas arriba, que se refiere al concepto de caudal ambiental, aunque en este caso la cita está referida a los caudales de ríos:

“Debe distinguirse entre la cantidad de agua que se necesita para sustentar un ecosistema en su estado cercano a prístino, y la que podría eventualmente asignarse al mismo luego de un proceso de evaluación ambiental, social y económica. Este último recibe el nombre de “caudal ambiental”, y será un caudal que sustenta el ecosistema en un estado menos que prístino. Se podría pensar que se necesitaría todo el caudal natural, en su pauta natural de caudales altos y bajos, para mantener un ecosistema casi prístino. Muchos ecólogos opinan, sin embargo, que se puede extraer una pequeña porción de caudal sin que por ello se deteriore el ecosistema de manera mensurable. Cuánto se podría extraer de esta forma resulta muy difícil determinarlo, con estimaciones que oscilan entre un 65% y un 95% del caudal natural que tiene que retenerse y con la retención también de la pauta natural del caudal. Una vez que las manipulaciones de caudal superan esto, entonces, los ecólogos de ríos pueden aconsejar en cuanto a pautas y volúmenes de caudales que conducirán a una serie de estados diferentes del río. Luego se puede utilizar esta información para escoger una condición que permita un equilibrio aceptable entre un estado deseable del ecosistema y otras necesidades sociales y económicas de agua. Los caudales que se asignan para lograr la condición elegida son el caudal ambiental”. (Caudal, Elementos esenciales de Caudales ambientales, UICN, 2003, pág. 3).

Cabe señalar que en el texto que se acaba de citar la condición elegida deber ir asociada a la clasificación de ríos, de acuerdo a su situación actual, así como a la situación deseada, lo cual ratifica que su definición no toma en cuenta exclusivamente factores técnicos.

En el caso del Perú, debemos tomar en cuenta la definición legal de caudal ecológico, la cual está contenida en el artículo 153 del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos:

“Se entenderá como caudal ecológico al volumen de agua que se debe mantener en las fuentes naturales de agua para la protección o conservación de los ecosistemas involucrados, la estética del paisaje u otros aspectos de interés científico o cultural.”

Como puede apreciarse de una lectura atenta, mientras la mayor parte de las definiciones revisadas aluden a un río o flujo de agua (motivo por el que suele hablarse de manera más precisa de *caudal*), en nuestra normativa nacional el caudal ecológico está referido al conjunto de fuentes naturales, es decir que además de los ríos, se puede aplicar el concepto a lagos, lagunas y otros cuerpos de agua.

Ahora bien, la importancia de la determinación de los caudales ecológicos resulta crucial, como señala la misma obra citada líneas más arriba:

“Los ríos y otros sistemas acuáticos necesitan agua y otros insumos, como detritos y sedimentos, para permanecer sanos y proporcionar beneficios a las personas. Los caudales ambientales contribuyen en forma sustancial a la salud de estos ecosistemas. Quitarle a un río o a un sistema de agua subterránea estos caudales no sólo daña todo el ecosistema acuático, sino que también amenaza a las personas y comunidades que dependen del mismo. En el caso más extremo, la ausencia a largo plazo de caudales pone en riesgo la existencia misma de ecosistemas dependientes y, por tanto, las vidas, los medios de subsistencia y la seguridad de comunidades e industrias río abajo” (Caudal, Elementos esenciales de Caudales ambientales, UICN, 2003, pág. 4).

Resulta pertinente mencionar la definición acordada en Brisbane, Australia, durante la Conferencia Internacional de Caudales Ecológicos, celebrado en Brisbane, Australia, del 3 al 6 de septiembre de 2007¹:

“El caudal ambiental es la cantidad, régimen y calidad del caudal que se requiere para sostener los ecosistemas de agua dulce y de estuarios y los medios de subsistencia y bienestar de la población que dependen de esos ecosistemas (Brisbane 2007)”.

La revisión que acabamos de hacer muestra las dificultades para llegar a una definición unánime de los caudales ecológicos o ambientales. Aunque por su mayor amplitud, la definición de la Conferencia de Brisbane parece ser bastante más adecuada, no puede pasarse por alto que nuestra legislación ha tomado ya una definición y mientras la misma no sea modificada, resulta siendo la que los organismos públicos deberán aplicar.

3. Tratamiento del tema en el Derecho interno peruano

El tema de los caudales ecológicos tiene un tratamiento relativamente nuevo en el Perú. A manera de antecedentes en la legislación del Perú puede señalarse los siguientes cuerpos normativos en los cuales el tema debería ser objeto de tratamiento:

- Ley General de Aguas (1969)
- Código del Medio Ambiente (1991)
- Constitución Política de 1993
- Ley de Aprovechamiento Sostenible de los Recursos (1997)
- Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (2001)
- Ley General del Ambiente (2005)
- Ley de Recursos Hídricos (2009)
- Reglamento de la Ley de RRHH (2010)
- Política y Estrategia Nacional de Recursos Hídricos (2009).

El listado de dichas normas legales, sin embargo, nos puede llevar a confusión. En realidad, el concepto de caudales ecológicos no está desarrollado en la mayoría de esas normas. Más aún, el referido concepto recién empieza a

1 En los anexos se incluye el texto íntegro de la Declaración de Brisbane.

tratarse en los últimos años, pero sin que se encuentre todavía la necesaria coherencia. Un punto de inflexión lo constituye la aprobación, en 2009, de la Ley de Recursos Hídricos, por lo que debemos revisar en primer lugar el tratamiento del tema en la legislación vigente antes de la aprobación de dicha importante ley.

Adicionalmente, hay un cuerpo de normas legales vinculado a la gestión ambiental que hace referencia también al cuidado del agua y en particular a los caudales ambientales que conviene revisar; incluso algunas normas ambientales anteriores a la aprobación de la Ley de Recursos hídricos se ocupan del tema.

Por último, es preciso revisar también la institucionalidad pública relacionada con el agua y en particular con los caudales ecológicos, toda vez que allí puede encontrarse algunos desencuentros, como refirió un participante en el taller realizado el 9 de diciembre de 2011. El ejemplo planteado fue el de los estudios de impacto ambiental de la represa Angostura, parte del proyecto Majes II. Como se puede apreciar con más detalle en uno de los anexos del presente informe, se han expedido diferentes resoluciones administrativas que aprueban dichos estudios. Lo que interesa en este caso es destacar que en esos estudios se determinó distintos valores para los caudales ecológicos (1,14; 1,374 y 2,40 m³/s), lo que se puede explicar por los diferentes criterios o métodos empleados, aunque todos ellos han sido aprobados por órganos competentes adscritos al Ministerio de Agricultura, como puede apreciarse de las resoluciones respectivas.

3.1 Caudales ecológicos en la legislación previa a la Ley de Recursos Hídricos

El cuerpo normativo más importante en materia de recursos hídricos desde el año 1969 hasta 2009 en el Perú era la Ley General de Aguas, aprobada mediante el Decreto Ley N° 17752, en julio de 1969. Dicha Ley, promulgada durante el inicio del gobierno militar que dirigió al país entre 1968 y 1980, tenía una clara tendencia estatista, en contraposición de lo que había sido la normativa vigente hasta entonces (nos referimos al Código de Aguas de 1902). La Ley General de Aguas empezaba precisamente declarando que todas las aguas, sin excepción, son propiedad del Estado, explicitando que no se admite la propiedad privada sobre ellas.

Una revisión rápida de la mencionada Ley General de Aguas nos permite apreciar que el tema de los caudales ecológicos no era uno de los centros de su atención. En efecto, podemos encontrar menciones generales al tema de la calidad del agua y algunas referencias al ambiente, pero no se observan alusiones al concepto de caudales ambientales o ecológicos. Ello tiene que ver, sin duda, con el hecho que las preocupaciones ambientales a nivel global y a nivel nacional estaban aún en un estadio incipiente. Así, encontraremos en dicha Ley menciones a la facultad del Poder Ejecutivo de declarar zonas de protección, en las que podrían ser limitadas o prohibidas cualquier actividad que afectase a los recursos de agua (artículo 7, inciso “c”); o a que los Ministerios de Agricultura y Salud podrían dictar providencias para poner fin a la contaminación o pérdida de las aguas (artículo 10, inciso “b”); la prohibición de variar el régimen, naturaleza o calidad de aguas, ni alterar los cauces sin autorización y, de ninguna forma si se perjudicase la salud o se *causa daño a los recursos naturales* (artículo 14); la facultad de la autoridad de aguas de dictar disposiciones en caso de declaración de emergencia por escasez, exceso, contaminación y otras causas (artículo 17); la prohibición de verter o emitir residuos, sólidos, líquidos o gaseosos que pudieran contaminar las aguas poniendo en peligro la salud humana o el *normal desarrollo de la flora o fauna* (artículo 22); así como la facultad de la autoridad sanitaria de fijar límites de concentración permisibles de sustancias nocivas (artículo 24). Tampoco permitía la Ley General de Aguas impedir o dificultar el curso normal de las aguas, la navegación o flotación, así como alterar las condiciones de vida *en perjuicio de la flora o fauna acuática* (artículo 56); culminando con la facultad de la autoridad de agua de sancionar a los que contaminaren aguas superficiales o subterráneas, con daño para la salud humana, la colectividad o *la flora o fauna* (artículo 122). De manera general, puede mencionarse también la norma contenida en el artículo 32 de la Ley que condicionaba el otorgamiento de cualquier uso de aguas al cumplimiento de distintas obligaciones, entre ellas que no se impidiera la satisfacción de los requerimientos de los usos otorgados conforme a las disposiciones de esa ley, lo que guardaba coherencia con la obligación de utilizar las aguas sin perjuicio de otros usos (artículo 20, inc. d).

En el párrafo anterior, al reseñar los artículos mencionados, hemos destacado en cursiva los aspectos más directamente vinculados a lo que sería una aproximación a la noción de caudales ecológicos en la Ley General de Aguas. En la misma línea, aunque respondiendo a otras preocupaciones, conviene reparar en el contenido del artículo 47 de la Ley General de Aguas:

“Para cada Valle o Distrito de Riego se fijará la descarga o caudal mínimo debajo del cual será declarado en ‘estado de emergencia por escasez’ para los efectos de lo dispuesto en el Art. 17º, en cuyo caso se atenderá previamente las necesidades para uso doméstico, abrevadero de ganado, cultivos permanentes y los preferenciales que señale el Ministerio de Agricultura y Pesquería”.

A partir de 1989 y con más intensidad en los primeros años de la década de 1990 se produjeron importantes variaciones legales que, sin derogar ni modificar explícitamente a la Ley General de Aguas, empezaron a introducir una serie de modificaciones en el marco normativo relativo a este recurso natural. Quizá una de las más importantes de dichas normas fue el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, aprobado en setiembre de 1990, mediante el Decreto Legislativo N° 613.

El artículo 8 del aludido Código estableció la obligación de elaborar estudios de impacto ambiental para todo proyecto de obra o actividad, de carácter público o privado, que pudiera provocar daños no tolerables al ambiente, sujeto a la aprobación de la autoridad competente. En particular, dicha norma hizo un listado de distintas actividades que requerían de un estudio de impacto ambiental – EIA–, entre las cuales estaban: irrigaciones, represamientos, hidroeléctricas y otras obras hidráulicas; obras de infraestructura vial y de transporte; urbanizaciones; instalación de oleoductos, gaseoductos y similares; proyectos de desarrollo energético; actividades mineras, pesqueras y forestales.

Asimismo, es destacable el contenido del artículo 49 del Código del Medio Ambiente, por cuanto disponía que era obligación del Estado proteger y conservar los ecosistemas que comprende su territorio, entendiéndose éstos como las interrelaciones de los organismos vivos entre sí y con su ambiente físico. El aprovechamiento sostenido de los ecosistemas debía garantizar la permanencia de estos procesos naturales, precisaba el referido Código, aunque probablemente debió decir “aprovechamiento sostenible”.

El Código del Medio Ambiente sufrió importantes modificaciones en noviembre de 1991, al aprobarse el Decreto Legislativo N° 757, Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, dejando sin efecto muchas de las disposiciones del aludido Código (entre ellas derogando el artículo 8 que acabamos de mencionar), con la finalidad de facilitar las inversiones privadas.

Pero quizá la modificación más importante que introdujo el aludido Decreto Legislativo N° 757 fue la norma contenida en el artículo 50, por la cual se estableció que la autoridad ambiental era el ministerio respectivo:

“Las autoridades sectoriales competentes para conocer sobre los asuntos relacionados con la aplicación de las disposiciones del Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales son los Ministerios de los sectores correspondientes a las actividades que desarrollan las empresas, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a los Gobiernos Regionales y Locales conforme a lo dispuesto en la Constitución Política.

En caso de que la empresa desarrollara dos o más actividades de competencia de distintos sectores, será la autoridad sectorial competente la que corresponda a la actividad de la empresa por la que se generen mayores ingresos brutos anuales”.

El artículo siguiente del Decreto Legislativo 757 estableció la obligación de elaborar y presentar estudios de impacto ambiental antes de iniciar sus actividades:

“La autoridad sectorial competente determinará las actividades que por su riesgo ambiental pudieran exceder de los límites o estándares tolerables de contaminación o deterioro del medio ambiente, de tal modo que requerirán necesariamente la elaboración de estudios de impacto ambiental previos al desarrollo de dichas actividades.

Los estudios de impacto ambiental a que se refiere el párrafo anterior deberán asegurar que las actividades que desarrolle o pretenda desarrollar la empresa no exceden los niveles o estándares a que se contrae el párrafo anterior. Dichos estudios serán presentados ante la autoridad sectorial competente para el registro correspondiente, siendo de cargo de los titulares de las actividades para cuyo desarrollo se requieren.

Los estudios de impacto ambiental serán realizados por empresas o instituciones públicas o privadas que se encuentren debidamente calificados y registradas en el registro que para el efecto abrirá la autoridad sectorial competente, la que establecerá los requisitos que deberán cumplirse para el efecto” (artículo 51).

La Constitución Política de 1993, siguiendo la pauta general de procurar ser más breve que la Carta de 1979, se ocupa del ambiente en los artículos 66 a 69. Las normas pertinentes, a efectos de esta revisión resultan siendo el artículo 67 (El Estado determina la política nacional del ambiente. Promueve el uso sostenible de sus recursos naturales) y el artículo 68 (El Estado está obligado a promover la conservación de la diversidad biológica y de las áreas naturales protegidas). No encontramos de esta forma alguna alusión que nos acerque al tema de los caudales ecológicos o ambientales en la Constitución Política. Cabe señalar, sin embargo, que la naturaleza de las constituciones tampoco permite recoger aspectos tan precisos como éste.

A los pocos años de aprobada la vigente Constitución Política se aprobó por el Congreso la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales, en 1997, la cual se orienta a cumplir el mandato constitucional de regular por una ley orgánica lo relacionado al aprovechamiento de los recursos naturales por los particulares. La mencionada Ley 26821 de esta forma brinda un marco general, por lo que tampoco es posible encontrar referencias específicas al tema de los caudales ecológicos.

En la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales encontramos, sin embargo, dos artículos que tienen alguna relación con el tema de la regulación de los caudales ecológicos, aunque más referidos a la gestión de los recursos naturales y la necesidades de coordinación con otros sectores. Así, el segundo párrafo del artículo 13 de la Ley 26821 señala que “La ley especial determina el Sector competente para el otorgamiento de derechos para el aprovechamiento sostenible, en el caso de recursos naturales con varios usos. Los sectores involucrados en su gestión deberán emitir opinión previa a la decisión final del sector correspondiente”. Complementariamente, el artículo 16 de la misma norma dispone que “Las leyes especiales que regulen el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales incluirán, en lo posible, medidas para la adecuada supervisión del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales en zonas de difícil acceso”.

Por último, el artículo 29 de la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales señala las condiciones del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, destacando para los fines de este informe estas dos: “utilizar el recurso natural, de acuerdo al título del derecho, para los fines que fueron otorgados, *garantizando el mantenimiento de los procesos ecológicos esenciales*”, y “*cumplir con los procedimientos de Evaluación de Impacto*”.

Ambiental y los Planes de Manejo de los recursos naturales establecidos por la legislación sobre la materia” (lo destacado en cursivas es nuestro).

En el año 2001 se aprobó la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, N° 27446, la cual definió como su ámbito el siguiente: “Quedan comprendidos en el ámbito de aplicación de la presente Ley, las políticas, planes y programas de nivel nacional, regional y local que puedan originar implicaciones ambientales significativas; así como los proyectos de inversión pública, privada o de capital mixto, que impliquen actividades, construcciones, obras, y otras actividades comerciales y de servicios que puedan causar impactos ambientales negativos significativos” (artículo 2, modificado por el Decreto Legislativo N° 1078).

Siendo una de las finalidades de la mencionada Ley “la creación del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA), como un sistema único y coordinado de identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos derivados de las acciones humanas expresadas por medio del proyecto de inversión” no debe sorprender que en el artículo 4 se establezca como uno de los criterios para la clasificación de los proyectos de inversión comprendidos dentro del SEIA “la protección de los recursos naturales, especialmente las aguas, el suelo, la flora y la fauna” (inciso c).

Conforme a la lógica de dicha Ley el proponente de un proyecto de inversión debe presentar los correspondientes instrumentos de gestión ambiental a la autoridad correspondiente para su revisión (artículo 11.1). La resolución que aprueba el instrumento de gestión ambiental constituye la certificación ambiental (artículo 12.2). De manera más precisa, el artículo 18 se refiere a las autoridades competentes: “Corresponde a las autoridades sectoriales emitir la certificación ambiental de los proyectos o actividades de alcance nacional o multiregional, en el ámbito de sus respectivas competencias. Corresponde a las autoridades regionales y locales emitir la certificación ambiental de los proyectos que dentro del marco del proceso de descentralización resulten de su competencia” (artículo 18.1). El mismo artículo dispone que “Si el proyecto o actividad cuya certificación ambiental se solicita corresponda a otro sector, la autoridad receptora de la solicitud deberá requerir la opinión del sector competente” (artículo 18.2), norma que debe concordarse con la que establece que la entidad competente solicitará la opinión de otros organismos públicos e instituciones, en los casos establecidos en el Reglamento (artículo 11.1).

El Reglamento de la Ley del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, fue aprobado recién ocho años después, mediante el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, por lo que, para guardar coherencia con lo tratado en este apartado, nos referiremos a él en el apartado 3.3.

La Ley General del Ambiente, N° 28611, fue aprobada en el año 2005 y se define como la norma ordenadora del marco normativo legal para la gestión ambiental en el Perú. No encontramos tampoco en esta norma general ninguna mención al concepto de caudales ecológicos.

Dentro de sus previsiones, para efectos del presente informe destacan dos normas en la Ley General del Ambiente, la primera de las cuales está referida al reconocimiento de las atribuciones de los ministerios y otros organismos públicos en materia ambiental, en el artículo 58.1: “Los ministerios y sus respectivos organismos públicos descentralizados, así como los organismos regulatorios o de fiscalización, ejercen funciones y atribuciones ambientales sobre las actividades y materias señaladas en la ley”. El artículo citado reitera así lo establecido años atrás, mediante el Decreto Legislativo 757, por el cual las atribuciones ambientales reposan en los respectivos ministerios y otros organismos públicos.

De particular importancia resulta el artículo 142.2 de la Ley General del Ambiente, al definir lo que se entiende en la ley por daño ambiental: “Se denomina daño ambiental a todo menoscabo material que sufre el ambiente y/o alguno de sus componentes, que puede ser causado contraviniendo o no disposición jurídica, y que genera efectos negativos actuales o potenciales”.

La Ley recoge así una aproximación objetiva al daño ambiental, lo que se expresa de manera explícita en el artículo 144: “La responsabilidad derivada del uso o aprovechamiento de un bien ambientalmente riesgoso o peligroso, o del ejercicio de una actividad ambientalmente riesgosa o peligrosa, es objetiva. Esta responsabilidad obliga a reparar los daños ocasionados por el bien o actividad riesgosa, lo que conlleva a asumir los costos contemplados en el artículo 142 precedente, y los que correspondan a una justa y equitativa indemnización; los de la recuperación del ambiente afectado, así como los de la ejecución de las medidas necesarias para mitigar los efectos del daño y evitar que éste se vuelva a producir”.

3.2 Caudales ecológicos en la Ley de Recursos Hídricos y su reglamento

El tratamiento de los caudales ecológicos en la Ley de Recursos Hídricos, aprobada en 2009, no es lo completo que podía esperarse. En realidad, se puede encontrar referencias generales e indirectas al tema en el Título Preliminar de la Ley (artículo III), cuando se desarrollan los principios de la gestión del agua. Así, de manera indirecta se menciona el tema en los Principios 1 (valoración del agua y de gestión integrada del agua), 3 (participación de la población y cultura del agua), 6 (sostenibilidad) y 10 (gestión integrada y participativa por cuenca hidrográfica); aunque la mención más directa es la contenida en el inciso 6:

“Principio de sostenibilidad.

El Estado promueve y controla el aprovechamiento y conservación sostenible de los recursos hídricos previniendo la afectación de su *calidad ambiental y de las condiciones naturales de su entorno*, como parte del ecosistema donde se encuentran.

El uso y gestión sostenible del agua implica la integración equilibrada de los aspectos socioculturales, ambientales y económicos en el desarrollo nacional, así como la satisfacción de las necesidades de las actuales y futuras generaciones” (lo destacado en cursivas es nuestro).

Quizá en el artículo 53 de la Ley de Recursos Hídricos, ubicado en el capítulo referido a la licencia de uso de agua, es donde podemos encontrar una referencia más directa al tema que nos ocupa. En efecto, en el artículo 53, inciso 2, al referirse a las condiciones para el otorgamiento y modificación de la licencia de uso de agua, se dispone que se requiere para ello:

“que la fuente de agua a la que se contrae la solicitud tenga un volumen de agua disponible que asegure los *caudales ecológicos*, los niveles mínimos de reservas o seguridad de almacenamiento y las condiciones de navegabilidad, cuando corresponda y según el régimen hidrológico” (lo destacado en cursivas es nuestro).

La deficiencia en el tratamiento del tema en la Ley citada es cubierta en el Reglamento de Ley de Recursos Hídricos (aprobado por Decreto Supremo N° 001-2010-AG). El citado reglamento le dedica todo el Capítulo VIII del Título V (sobre Protección del Agua) a los Caudales Ecológicos, el cual está compuesto por tres artículos (153 a 155).

El artículo 153 contiene una definición de caudales ecológicos (“153.1. Se entenderá como caudal ecológico al volumen de agua que se debe mantener en las fuentes naturales de agua para la protección o conservación de los ecosistemas involucrados, la estética del paisaje u otros aspectos de interés científico o cultural”). El referido artículo 153 señala en sus 6 incisos las responsabilidades de la ANA y del MINAM. No obstante la definición de caudales ecológicos anotada, que hace mención a fuentes naturales en general, los siguientes incisos del artículo 153 parecen referirse exclusivamente al agua de los ríos, por lo cual hemos destacado en cursiva dichas expresiones:

153.2 En cumplimiento del principio de sostenibilidad, la Autoridad Nacional del Agua, en coordinación con el Ministerio del Ambiente, establecerá los caudales de agua necesarios que deban *circular por los diferentes cursos de agua*, así como, los volúmenes necesarios que deban encontrarse en los cuerpos de agua, para asegurar la conservación, preservación y mantenimiento de los ecosistemas acuáticos estacionales y permanentes.

153.3 Los caudales ecológicos se mantienen permanentemente en su fuente natural, constituyendo una restricción que se impone con carácter general a todos los usuarios de la cuenca, quienes no podrán aprovecharlos bajo ninguna modalidad para un uso consuntivo.

153.4 En caso de emergencia de recursos hídricos por escasez, se priorizará el uso poblacional sobre los caudales ecológicos.

153.5 Los caudales ecológicos se fijarán en los planes de gestión de los recursos hídricos en la cuenca. Para su establecimiento, se realizarán estudios específicos para *cada tramo del río*.

153.6 Los estudios de aprovechamiento hídrico deberán considerar los caudales ecológicos conforme con las disposiciones que emita la Autoridad Nacional del Agua.

Debe llamarse la atención respecto de la restringida redacción del artículo 153.3, toda vez que al limitarse de manera absoluta los usos consuntivos (“bajo ninguna modalidad”), parecería dar pie a la posibilidad de autorizar los usos no consuntivos sin considerar los caudales ecológicos, lo cual resultaría una interpretación literal, que sin embargo no sería adecuada. Cabe en este punto mencionar que la interpretación literal es solo una de las técnicas

de interpretación jurídica, la que debe complementarse con otras, como la atención a la técnica sistemática, que llevaría a que la interpretación literal se considere como inaceptable.

El artículo 154 del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, por su parte reconoce que los referidos caudales pueden presentar variaciones a lo largo del año, volviendo a referirse a los ríos: Los caudales ecológicos pueden presentar variaciones a lo largo del año, en cuanto a su cantidad, para reproducir las condiciones naturales necesarias para el mantenimiento de los ecosistemas acuáticos y conservación de los cauces de los ríos. Dicha prescripción lleva a afirmar la necesidad de evitar la extracción de agua de los ríos en los períodos en que precisamente los mismos no tienen condiciones naturales para el mantenimiento de los ecosistemas acuáticos.

Finalmente, el artículo 155 del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, en concordancia con lo establecido en el artículo 153.2, dispone que las metodologías para la determinación de los caudales ecológicos serán establecidas por la ANA en coordinación con el Ministerio del Ambiente:

“Las metodologías para la determinación del caudal ecológico, serán establecidas por la Autoridad Nacional del Agua, en coordinación con el Ministerio del Ambiente, con la participación de las autoridades sectoriales competentes, en función a las particularidades de cada curso o cuerpo de agua y los objetivos específicos a ser alcanzados”.

El artículo que acabamos de reproducir no señala la forma en que se dará dicha coordinación ni la forma de participación de las autoridades competentes. Ello puede dar pie a distintas formas de organizar esta tarea, por lo que consideramos que esa amplitud del encargo permite sugerir la conformación de una Comisión liderada por la ANA y el MINAM en la que se considere la participación de todas las autoridades ambientales sectoriales, que como vimos son varias y no están suficientemente identificadas en la actualidad.

3.3 Caudales ecológicos en la normativa ambiental peruana

Como se ha podido revisar en las páginas anteriores, la regulación ambiental peruana no ha estado particularmente atenta al tema de los caudales ecológicos. Recordemos, así que el artículo 29 de la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales, N° 26821 del año 1997, señala las

condiciones del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, entre las que se encuentran: “utilizar el recurso natural, de acuerdo al título del derecho, para los fines que fueron otorgados, garantizando el mantenimiento de los procesos ecológicos esenciales”, y “cumplir con los procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental y los Planes de Manejo de los recursos naturales establecidos por la legislación sobre la materia”. Las expresiones contenidas en ese artículo son bastante generales.

A su turno, la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, N° 27446 de 2001, precisa en el artículo 18, que: “Corresponde a las autoridades sectoriales emitir la certificación ambiental de los proyectos o actividades de alcance nacional o multiregional, en el ámbito de sus respectivas competencias. Corresponde a las autoridades regionales y locales emitir la certificación ambiental de los proyectos que dentro del marco del proceso de descentralización resulten de su competencia”. Esto último viene haciéndose actualmente (febrero del 2012) por los Gobiernos Regionales en el caso de la pequeña minería y minería artesanal y en emprendimientos hidroenergéticos menores de 10 MW, al haberles sido transferidas dichas competencias por el Gobierno Nacional. Vivienda y saneamiento y otros sectores, aún no han delegado funciones a las regiones. El mismo artículo 18 dispone que la autoridad receptora de la solicitud debe requerir la opinión del sector competente si el proyecto o actividad cuya certificación ambiental se solicita corresponda a otro sector (artículo 18.2).

El reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental fue aprobado por el Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, esto es ocho años después de publicada la Ley del SEIA y al año siguiente de la aprobación de la Ley de Recursos Hídricos. No extraña por ello que este Reglamento se refiera explícitamente al agua en el artículo 53, señalando como mucha claridad:

“De conformidad con lo establecido en el artículo 81° de la Ley N° 29338, Ley de Recursos Hídricos, para la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental relacionados con el recurso hídrico se debe contar con la opinión favorable de la Autoridad Nacional del Agua, respecto de la gestión del recurso hídrico”.

Es importante ver cómo la normativa ambiental determina que la autoridad ambiental sectorial delega en la ANA los aspectos relacionados al uso del

agua. Sin embargo, la claridad del artículo que acabamos de transcribir está referida tan solo a la aprobación de los EIA, lo cual nos remite al inicio de las actividades, cuando se deben otorgar derechos de agua (sean licencias, permisos o autorizaciones) para el desarrollo de dichas actividades. Cabe por ello preguntarse sobre la participación de la ANA en el monitoreo y fiscalización del uso del agua por los usuarios, sobre lo cual la norma no avanza más.

Ratificando la relativa dispersión de las facultades en materia ambiental, el artículo 58.1 de la Ley General del Ambiente, que fuera aprobada en el año 2005, dispone que: “Los ministerios y sus respectivos organismos públicos descentralizados, así como los organismos regulatorios o de fiscalización, ejercen funciones y atribuciones ambientales sobre las actividades y materias señaladas en la ley”.

De esta forma, aunque el marco normativo ambiental siguió desarrollándose en el país, se ha mantenido lo establecido en el Decreto Legislativo N° 757, Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, en el sentido que corresponde a cada sector regular la gestión ambiental de las actividades que están bajo su competencia. Sin embargo, existen diversas autoridades con competencias en materia ambiental, no existiendo una única autoridad ambiental. Según la Ley General del Ambiente, las competencias ambientales del Estado son compartidas y ejercidas por las autoridades del Gobierno Nacional, Regional y Local. De esta forma, nuestro sistema legal ha optado por un modelo de coordinación transectorial en materia ambiental, coordinación que en su momento asumió el Consejo Nacional del Ambiente –CONAM– y que es ejercida actualmente por el Ministerio del Ambiente.

Puede concluirse del rápido recuento que acabamos de hacer de la Ley de Recursos Hídricos y de la legislación ambiental, además de ser novedoso, el concepto de caudales ecológicos no se encuentra adecuadamente tratado en nuestra legislación. No solo la normativa sectorial (la Ley de Recursos Hídricos y su Reglamento) resultan insuficientes, sino que el tratamiento de los aspectos ambientales del tema no se refieren a este concepto. Por el contrario, la regulación ambiental mantiene la dispersión en distintos ministerios y dependencias públicas, en el nivel nacional pero también en los niveles regionales y locales, de las facultades ambientales, por lo que el rol rector de la ANA no aparece con la suficiente claridad. Sobre esto último trata el acápite siguiente.

3.4 Institucionalidad relacionada a los caudales ecológicos

Para tener una idea más completa del tema nos ocuparemos en esta parte del informe de la institucionalidad referida a la gestión del agua y luego a la institucionalidad ambiental.

La gestión del agua en el Perú ha sufrido algunas modificaciones con la aprobación en 2009 de la Ley de Recursos Hídricos. En dicha Ley el Título II está dedicado al Sistema Nacional de los Recursos Hídricos, con seis capítulos, el tercero de los cuales se refiere precisamente a la Estructura orgánica de la ANA, con cuatro subcapítulos.

En el artículo 9 de la Ley de Recursos Hídricos se crea el Sistema Nacional de los Recursos Hídricos. En verdad el Sistema había sido creado ya por el Decreto Legislativo N° 1081, en junio de 2008², respondiendo quizá a la necesidad de superar la compleja organización administrativa vinculada a la gestión del agua que había devenido en un enredo de instituciones y de normas legales, luego de varios cambios, la cual resultaba insostenible.

El artículo 10 de la Ley de Recursos Hídricos señala la finalidad del Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos: “el aprovechamiento sostenible, la conservación y el incremento de los recursos hídricos, así como el cumplimiento de la política y estrategia nacional de recursos hídricos y el plan nacional de recursos hídricos en todos los niveles de gobierno y con la participación de los distintos usuarios del recurso”. El citado artículo empieza con una importante precisión: “El Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos es parte del Sistema Nacional de Gestión Ambiental”, lo que intenta romper con una mirada estrictamente sectorial del tema de la gestión del agua.

El siguiente artículo de la Ley establece que el mencionado Sistema está conformado por el conjunto de instituciones, principios, normas, procedimientos, técnicas e instrumentos mediante los cuales el Estado desarrolla y asegura la gestión integrada, participativa y multisectorial, el aprovechamiento sostenible, la conservación, la preservación de la calidad

2 El referido Decreto Legislativo N° 1081 fue derogado en marzo de 2009, al aprobarse la Ley de Recursos Hídricos, aunque mucho de su contenido fue recogido en la mencionada Ley.

y el incremento de los recursos hídricos. Sin desconocer la importancia del Sistema, pensamos que la Ley debió considerar también en esa definición a los particulares, puesto que los usuarios también hacen parte del Sistema, como se puede apreciar del listado siguiente.

El artículo 11 de la Ley de Recursos Hídricos lista, en efecto, a los integrantes del Sistema de Gestión de los Recursos Hídricos:

- a) La Autoridad Nacional;
- b) los Ministerios del Ambiente; de Agricultura; de Vivienda, Construcción y Saneamiento; de Salud; de la Producción; y de Energía y Minas;
- c) los gobiernos regionales y gobiernos locales a través de sus órganos competentes;
- d) las organizaciones de usuarios agrarios y no agrarios;
- e) las entidades operadoras de los sectores hidráulicos, de carácter sectorial y multisectorial;
- f) Las comunidades campesinas y comunidades nativas; y
- g) Las entidades públicas vinculadas con la gestión de los recursos hídricos.

La Autoridad Nacional está definida en el artículo 14 de la Ley como el “ente rector y la máxima autoridad técnico normativa” del Sistema. No lo menciona la Ley, pero la Autoridad Nacional del Agua o ANA, por sus siglas, hace parte del Ministerio de Agricultura, por mandato del Decreto Legislativo N° 997³.

La organización de la ANA se encuentra desarrollada en el Capítulo II del Título III. El artículo 17 detalla su “estructura básica”, la que considera los siguientes órganos:

- a) Consejo Directivo;
- b) Jefatura;
- c) Tribunal Nacional de Resolución de Controversias Hídricas;
- d) Órganos de apoyo, asesoramiento y línea;
- e) Órganos desconcentrados, denominados Autoridades Administrativas del Agua; y

3 La Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley de Recursos Hídricos señala que “La Autoridad Nacional puede adscribirse al Ministerio del Ambiente una vez culminado el proceso de implementación y operatividad de dicho Ministerio”. La norma, empero, es facultativa y no obligatoria.

- f) Administraciones Locales de Agua que dependen de las Autoridades Administrativas del Agua.

Llama poderosamente la atención que no se mencione en el artículo 17 como órganos de la ANA a los Consejos de Cuenca.

El Consejo Directivo es la máxima instancia de la Autoridad Nacional, tal como define el artículo 19 de la Ley. El mencionado Consejo Directivo está conformado por los siguientes miembros:

- a) Un representante del Ministerio de Agricultura, quien asume la presidencia del Consejo Directivo.
- b) Un representante del Ministerio del Ambiente.
- c) Un representante del Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento.
- d) Un representante del Ministerio de Energía y Minas.
- e) Un representante de los sectores públicos productivos.
- f) Un representante de los sectores públicos de salud y de saneamiento.
- g) Un representante de los gobiernos regionales, elegido entre los presidentes regionales.
- h) Un representante de las municipalidades rurales.
- i) Un representante de las organizaciones de usuarios agrarios y uno de los no agrarios.
- j) Un representante de las comunidades campesinas.
- k) Un representante de las comunidades nativas.
- l) Un representante de la Autoridad Marítima Nacional.

La reducida participación de los usuarios en el Consejo Directivo de la ANA contradice el principio de participación de la población y cultura del agua, así como el principio de gestión integrada participativa por cuenca hidrográfica, mencionados en el artículo III del Título Preliminar de la Ley.

Tras casi tres años de vigencia de la Ley, solo puede señalarse que mucho de ese diseño aún se ha quedado en el papel. En concreto, no se ha instalado el Consejo Directivo de la ANA y queda por instalarse la mayoría de las Autoridades Administrativas del Agua–AAA.

Adicionalmente, la Ley de Recursos Hídricos dejó al Reglamento la labor de detallar las funciones y atribuciones de las Autoridades Administrativas de

Agua –AAA– y de las Administraciones Locales de Agua –ALA. Sin embargo, la Primera Disposición Complementaria Transitoria de la Ley estableció que en tanto se implementen las Autoridades Administrativas del Agua y el Tribunal Nacional de Resolución de Controversias Hídricas, las funciones de primera instancia administrativa serían asumidas por las administraciones locales de agua, que son los antes denominados Administradores Técnicos de los Distritos de Riego o ATDR.

Los ámbitos de las 14 AAA en que se ha organizado las distintas cuencas hidrográficas han sido aprobados mediante la Resolución Jefatural N° 0546-2009-ANA, publicada en agosto de 2009, de acuerdo al siguiente detalle y al mapa correspondiente, tomados del sitio web de la ANA:

Código	Denominación	Área Km2	%
I	Caplina – Ocoña	93 130	7,2
II	Cháparra – Chíncha	48 479	3,8
III	Cañete – Fortaleza	39 937	3,1
IV	Huarmey – Chicaza	37 110	2,9
V	Jequetepeque – Zarumilla	62 156	4,8
VI	Marañón	85 599	6,7
VII	Amazonas	280 659	21,8
VIII	Huallaga	89 416	7,0
IX	Ucayali	232 744	18,1
X	Mantaro	34 363	2,7
XI	Pampas – Apurímac	64 373	5,0
XII	Urubamba – Vilcanota	58 735	4,6
XIII	Madre de Dios	111 933	8,7
XIV	Titicaca	46 582	3,6
		1 285 216	100,0



MACROCUENCAS HIDROGRÁFICAS DEL PERÚ

Delimitación de los ámbitos territoriales de las AAA aprobada por Resolución Jefatural N° 546-2009-ANA

Fue una sorpresa que al publicarse el Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, mediante el Decreto Supremo N° 01-2010-AG, en marzo de 2010, no se consignaran las funciones y atribuciones de estos dos órganos de la ANA, las AAA y las ALA. Recién en el artículo 36 del Reglamento de Organización y Funciones –ROF– de la ANA⁴ se detalló las funciones de las AAA, mientras que en el artículo 40 se hace lo propio para las ALA. Pero además el artículo 37 de esa norma desarrolla la estructura orgánica de las AAA: Dirección de la Autoridad Administrativa del Agua, Órganos de Asesoramiento, Órganos de Apoyo, Órganos de línea y las Administraciones Locales de Agua. Esa complejidad puede explicar que la instalación de las Autoridades Administrativas del Agua venga tomando tanto tiempo.

Aunque en la Ley el Subcapítulo IV del Título II está dedicado a los Consejos de Cuenca “con un solo artículo, el 24”, el Reglamento le dedica mayor atención, llamándolos Consejos de Recursos Hídricos de Cuenca.

En verdad, el tratamiento que da la Ley a los Consejos de Cuenca es breve y un tanto general. Ni siquiera se los incluyó en el listado de los órganos que componen la estructura básica de la ANA (artículo 17), como se ha mencionado, y lo que de ellos se dice en el único artículo dedicado a estas instancias, es limitado. El artículo 24 de la Ley consigna lo siguiente sobre los Consejos de Cuenca:

Los Consejos de Cuenca son órganos de naturaleza permanente integrantes de la Autoridad Nacional, creados mediante decreto supremo, a iniciativa de los gobiernos regionales, con el objeto de participar en la planificación, coordinación y concertación del aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos en sus respectivos ámbitos.

Los Consejos de Cuenca son de dos (2) clases:

1. Consejo de Cuenca Regional, cuando el ámbito de la cuenca se localiza íntegramente dentro de un (1) solo gobierno regional.

4 Nos referimos al ROF aprobado por Decreto Supremo N° 06-2010-AG, publicado el 8 de julio de 2010, el cual derogó el anterior, que fuera aprobado por el Decreto Supremo N° 039-2008-AG, de diciembre de 2008, esto es antes de la aprobación de la Ley de Recursos Hídricos.

2. Consejo de Cuenca Interregional, cuando dentro del ámbito de la cuenca, existen dos (2) o más gobiernos regionales.

Los decretos supremos que crean los Consejos de Cuenca Regional o Interregional establecen su estructura orgánica y su conformación, la que considera la participación equilibrada de los representantes de las organizaciones de usuarios y de los gobiernos regionales y gobiernos locales que lo integran.

La finalidad de los Consejos de Cuenca, a pesar de los cambios que introdujo el Reglamento, no es del todo clara. El artículo 24 de la Ley presenta una entidad de naturaleza consultiva, cuyo objeto es: “participar en la planificación, coordinación y concertación del aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos en sus respectivos ámbitos”. El Reglamento ha colocado en su artículo 31 un largo listado de funciones, pero una lectura detenida de ellas muestra que la gran mayoría son de naturaleza consultiva o colaborativa. La función que parece más concreta resulta en una mera labor de promoción: “c) Implementar acciones para conseguir los consensos y establecer compromisos, entre sus integrantes, que aseguren la conformidad del proyecto del Plan de Gestión de Recursos Hídricos en la Cuenca”.

La más importante de las funciones del Consejo de Cuenca es la elaboración del Plan de Gestión de Recursos Hídricos en la Cuenca, en torno al cual giran varios de los demás incisos del artículo 31 del Reglamento de la Ley. Pero dicho Plan, como señala la Ley y el artículo 32 del Reglamento (inciso 32.1) es aprobado por la Jefatura de la ANA.

Como vimos en los párrafos anteriores, la Ley de Recursos Hídricos se limitaba a decir que la conformación de los Consejos de Cuenca debía considerar “la participación equilibrada de los representantes de las organizaciones de usuarios y de los gobiernos regionales y gobiernos locales que lo integran”. Una vez más, corrigiendo o “mejorando” la Ley⁵, el Reglamento amplió la composición del mismo para considerar a:

5 Desde el punto de vista normativo, los reglamentos únicamente pueden desarrollar las leyes, sin transgredirlas ni desnaturalizarlas, conforme establece la Constitución Política (artículo 118, inciso 8).

- a) Un representante de la Autoridad Nacional del Agua.
- b) Un representante de cada gobierno regional.
- c) Un representante de los gobiernos locales por cada ámbito de gobierno regional.
- d) Un representante de las organizaciones de usuarios de agua con fines agrarios por cada ámbito de gobierno regional.
- e) Un representante de las organizaciones de usuarios de agua con fines no agrarios por cada ámbito de gobierno regional.
- f) Un representante de los colegios profesionales por cada ámbito de gobierno regional.
- g) Un representante de las universidades por cada ámbito de gobierno regional.

Además ese artículo contempla que cuando se trate de Consejos de Recursos Hídricos de Cuenca que comprendan cuencas transfronterizas, se incluirá un representante del Ministerio de Relaciones Exteriores; cuando en su ámbito existan comunidades campesinas, se incluirá un representante de las referidas comunidades, lo mismo que de existir comunidades nativas, se incluirá un representante de las referidas comunidades. Por último, de existir en el ámbito del Consejo proyectos especiales que operen infraestructura hidráulica pública, se incluirá un representante de esos proyectos especiales.

Considerando que la composición de los Consejos de Recursos Hídricos de Cuenca puede ser variable (dependiendo sobre todo del número de gobiernos regionales y locales que lo integren), no puede dejar de mencionarse que la participación de los representantes de los usuarios, tanto agrarios como no agrarios, es minoritaria.

La Ley ha considerado adicionalmente en el artículo 25 una norma que simplemente complementa lo dicho respecto de los Consejos de Recursos Hídricos de la Cuenca:

“Los gobiernos regionales y gobiernos locales, a través de sus instancias correspondientes, intervienen en la elaboración de los planes de gestión de recursos hídricos de las cuencas. Participan en los Consejos de Cuenca y desarrollan acciones de control y vigilancia, en coordinación con la Autoridad Nacional, para garantizar el aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos.

La infraestructura hidráulica mayor pública que transfiera el gobierno nacional a los gobiernos regionales es operada bajo los lineamientos y principios de la Ley, y las directivas que emita la Autoridad Nacional.”

Como se puede apreciar, ambos niveles de gobierno subnacional (tanto regional como local) ven limitada su participación a la elaboración de los planes de gestión de recursos hídricos. En el caso de los gobiernos regionales, ello guarda concordancia con la ambigua atribución que se estableció en la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales, al detallar las funciones específicas de dichos Gobiernos en materia agraria, en particular respecto del agua: “participar en la gestión sostenible del recurso hídrico en el marco de las entidades de cuencas y las políticas de la autoridad nacional de aguas”.

No puede negarse que algo que dificulta tener una mayor claridad en las funciones en materia de gestión de los recursos hídricos por los gobiernos regionales es la transitoriedad de la demarcación de dichos gobiernos, habida cuenta que contamos con gobiernos regionales pero no con Regiones propiamente dichas, merced a la fórmula política pragmática que se adoptó en la reforma constitucional del capítulo referido a la descentralización realizada en marzo de 2002.⁶

De acuerdo a la Ley, los Consejos de Cuenca se crean por decreto supremo pero “a iniciativa de los gobiernos regionales”. Resulta preocupante que la Novena Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento de la Ley establezca un plazo de 10 años desde la entrada en vigencia del mismo (esto es, hasta marzo de 2020) para la conformación de estos Consejos en todo el territorio nacional.

Aunque un análisis a profundidad del marco institucional relativo a la gestión del ambiente escapa al objeto del presente informe, debemos referirnos al mismo, recordando su relativa novedad. En efecto, como señala Carlos Chirinos, la gestión ambiental en el país debe verse en dos momentos: antes y después del Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (CMARN) que fue promulgado en 1990. Sin embargo, citando a Manuel Pulgar-Vidal,

6 El texto del segundo párrafo del artículo 190 de la Constitución, modificado por la Ley 27680, señala: “El proceso de regionalización se inicia eligiendo gobiernos en los actuales departamentos y la Provincia Constitucional del Callao. Estos gobiernos son gobiernos regionales”.

Chirinos recuerda que el CMARN surgió como una respuesta del Congreso de la República frente a una propuesta para crear un Ministerio del Ambiente en el año 1986, asumiendo que el Perú carecía de normas e instituciones que trataran de manera concreta y sistemática la materia ambiental.

Según Chirinos, a través del CMARN se introdujo en la escena ambiental peruana una serie de instrumentos, entre los que destaca el reconocimiento por primera vez de la exigencia de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y propuestas como la del sistema e institucionalidad ambiental. El sistema nacional del ambiente estaría integrado, de esta forma, por todas las instituciones estatales dedicadas a la investigación, evaluación, vigilancia y control de los recursos naturales y del medio ambiente, con el objeto de coordinar la ejecución de la política nacional ambiental y garantizar el cumplimiento de las funciones que se asignaba a las dependencias de los gobiernos con competencias ambientales. Complementariamente, se creó en la Contraloría General de la República una repartición especializada en la defensa del medio ambiente y los recursos naturales con la función de velar por el cumplimiento a nivel nacional de las disposiciones del CMARN (Chirinos, 2008, pág. 251).

La evaluación que hace Chirinos de la aplicación del CMARN no es del todo positiva. En efecto, este autor recuerda que:

“Por un lado se postergó para un Decreto Supremo la creación de un ente coordinador del sistema, pero ello no se hizo operativo. De otro lado, las competencias asignadas a la Contraloría General de la República generaron tal controversia con el sector productivo privado, que mediante la Ley Marco de Crecimiento de la Inversión Privada [se refiere al Decreto Legislativo N° 757] se derogó el Capítulo XXII del CMARN referido al sistema de gestión ambiental y se instauró en el Perú la sectorización administrativa de la gestión ambiental, al establecer que las competencias ambientales son ejercidas por los propios ministerios del Estado y no por una autoridad ambiental de carácter nacional”.

Como se ha mencionado ya, a partir de la aprobación de la Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, Decreto Legislativo N° 757, de noviembre de 1991, se estableció que las autoridades competentes en materia ambiental “referidas en el Código del Medio Ambiente y Recursos Naturales vigente a esa fecha” serían los sectores (ministerios) o los fiscalizadores de las actividades

empresariales, sin perjuicio de las competencias de los Gobiernos Regionales y Locales.

En noviembre de 1992, por Decreto Ley N° 25902, se creó el Instituto Nacional de Recursos Naturales –INRENA–, adscrito al Ministerio de Agricultura, al que se encargó “promover el uso racional y la conservación de los recursos naturales con la activa participación del Sector Privado. Asimismo, podrá realizar estudios de preinversión en las áreas de pequeñas obras de irrigación, mejoramiento de infraestructura de riego y drenaje, recuperación de tierras afectadas por problemas de salinidad y drenaje, aprovechamiento de aguas subterráneas y de aguas servidas tratadas”. Para ello, se aprobó su Reglamento de Organización y Funciones, organizándolo en torno a tres intendencias: La Intendencia Forestal, la Intendencia de Recursos Hídricos y la Intendencia de Áreas Naturales Protegidas.

Luego de la aprobación de la Constitución de 1993, mediante la Ley N° 26410, se creó en 1994 el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM), inicialmente encargado de proponer, coordinar, dirigir y evaluar la Política Nacional Ambiental y el Plan Nacional de Acción Ambiental. Posteriormente, mediante las leyes 26786, 26839 y 27314, se le dio atribuciones adicionales en materia del marco general de evaluación y gestión ambiental, manejo de residuos sólidos y coordinación intersectorial de la diversidad biológica, manteniéndose sin embargo en los ministerios y otras instituciones el licenciamiento y fiscalización de las actividades desarrolladas por las empresas u otros que generen impactos ambientales (Barandiarán 2008, págs. 27-28).

La creación del CONAM como entidad articuladora de la gestión ambiental de los sectores e instituciones de la administración pública, en opinión de Chirinos respondió a la lógica del momento: sectores políticamente fortalecidos para la gestión ambiental y una “autoridad” que los coordina. Como señala con toda claridad Chirinos (2008, pág. 252):

“... el CONAM no fue expresamente creado como un ente rector de la política nacional. Se creó para coordinar entre los distintos sectores con competencias ambientales y se le restringió cualquier capacidad sancionadora y fiscalizadora. Fue recién a partir de 1996 que se asumió la iniciativa de fortalecer al CONAM a través de un convenio de cooperación internacional no reembolsable con el BID”.

Agrega Chirinos que uno de los productos más interesante del convenio de cooperación con el BID fue la creación del marco institucional de gestión ambiental (MEGA) que hoy forma parte del Sistema Nacional de Gestión Ambiental - SNGA.

Haciendo una gruesa evaluación de ese período, Barandiarán señala que la estructura de la institucionalidad ambiental peruana “no funcionó al ritmo de los retos y necesidades planteados en la realidad del país”. Ello dio pie a que distintas instituciones y personas vinculadas a los temas ambientales solicitaran hacer reformas estructurales en la referida institucionalidad, con el ánimo de lograr una mejora sustancial en la gestión ambiental del país, tomando en consideración la experiencia generada desde la vigencia del CMARN, así como en las dinámicas nacionales e internacionales. Sin embargo, este pedido fue permanentemente desoído por los sucesivos gobiernos.

En diciembre de 2007 el entonces Presidente García anunció la decisión de crear el Ministerio del Ambiente, lo que fue valorado por la mayor parte de los expertos y de la ciudadanía. Detrás del anuncio, Barandiarán considera que los planteamientos del Banco Mundial influyeron en esta reforma institucional, recogiendo así los cuestionamientos que el BID, EXIMBANK y la Corporación Financiera Internacional habían hecho para mejorar la gestión estatal en megaproyectos (Barandiarán, pág. 29). Para ello, se creó un Grupo de Trabajo Multisectorial presidido por Antonio Brack Egg, al que se encargó la elaboración de una propuesta de norma para la creación del Ministerio del Ambiente.

Antes del vencimiento del plazo otorgado, el mencionado Grupo de Trabajo Multisectorial entregó a la Presidencia del Consejo de Ministros su propuesta. Sin embargo, a los pocos días, el 13 de marzo de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 997, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Agricultura. En dicho Decreto Legislativo se definió como ámbito de competencia del Ministerio de Agricultura, entre otros, lo relacionado a las tierras forestales, los recursos forestales y su aprovechamiento, la flora y la fauna, y los recursos hídricos, restándole de esta manera, en opinión de Barandiarán, parte de las competencias y funciones que requería el futuro Ministerio del Ambiente para una efectiva gestión ambiental y de la diversidad biológica. Más aún, en la Primera Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 997 se creó la Autoridad Nacional del Agua, como organismo público adscrito al Ministerio de Agricultura.

El 14 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1013, por el que se aprueba la Ley de Creación, Organización y Funciones del Ministerio del Ambiente. Como se puede ver en la página web de la Sociedad Peruana de Derecho Ambiental:⁷

“Es a partir de la creación del Ministerio del Ambiente - MINAM, en mayo del 2008, que se reestructuró el marco institucional ambiental en el Perú, el mismo que durante años se había caracterizado por tener un esquema sectorizado, una regulación normativa dispersa y abundante, y competencias superpuestas de las entidades estatales.

Con el marco legal vigente, el organismo del sector ambiental es el MINAM. El sistema funcional del sector ambiental es el Sistema Nacional de Gestión Ambiental, el mismo que integra al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, al Sistema Nacional de Información Ambiental, al Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, al Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos y aunque no señalado expresamente al Sistema de Evaluación y Fiscalización Ambiental; así como la gestión de los recursos naturales, de la biodiversidad, entre otras materias temáticas.”

Cabe recordar que al conformarse la llamada Comisión Brack (para proponer la ley de creación del Ministerio del Ambiente) se le encargó elaborar: 1) un Diagnóstico Ambiental del Perú; 2) la Política Ambiental y 3) una propuesta legal de creación del Ministerio del Medio Ambiente. Como opina Chirinos, “lo ideal hubiese sido que el Ministerio del Medio Ambiente responda a lo establecido en una Política Ambiental previamente aprobada. Ello hubiese permitido definir previamente el tipo de institución que se requería. Sin embargo, este no ha sido el caso, aunque ello no debe ser argumento para no enfrentar la tarea de consolidar el MINAM (pág. 250).

Asimismo, Chirinos recordaba que en el Perú no había definido ni aprobado una Política Ambiental, a pesar de existir un mandato constitucional desde 1993 para ello. Según el mencionado autor, se plantearon propuestas como

7 SPDA. Manual de Legislación Ambiental; en el sitio web: <http://www.legislacionambiental-spda.org.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=802:institucionalidad-ambiental-en-el-peru&catid=42:inicio>

la elaborada por el CONAM en el 2003, aunque en realidad es un borrador muy general. Ello habría dificultado que el tema ambiental constituya y sea reconocido como política de Estado y como eje indispensable en las políticas de desarrollo. Por ello agrega:

La Ley General del Ambiente refuerza la relevancia de la Política Ambiental y la define como el conjunto de lineamientos, objetivos, estrategias, metas, programas e instrumentos de carácter público, que tiene como propósito definir y orientar el accionar de las entidades del gobierno nacional, regional y local, del sector privado y de la sociedad en materia ambiental. Complementando el mandato constitucional y legal en torno al diseño de una política ambiental nacional y de la institucionalidad que la sustenta, en el Acuerdo Nacional se reconoce que la política nacional del ambiente se integra en las políticas económicas, sociales y culturales y de ordenamiento territorial, para contribuir a superar la pobreza y lograr el desarrollo sostenible del país (pág. 250).

Por todo ello, reconocemos como un importante avance que el Ministerio del Ambiente tenga por principal objetivo: “diseñar, establecer, ejecutar y supervisar la política nacional y sectorial ambiental, asumiendo la rectoría con respecto a ella” (Decreto Legislativo N° 1013, Artículo 2, 2.1).

Sin embargo, se debe actualizar el comentario crítico de Chirinos, tomando en cuenta para ello que mediante el Decreto Supremo N° 012-2009-MINAM de 23 de Mayo de 2009, se aprobó la “Política Nacional del Ambiente del Perú”.⁸

Yendo un paso más allá, si se define al Ministerio del Ambiente como el ente rector de la política nacional y sectorial ambiental no podemos obviar la necesidad de referirnos a las consecuencias de ello. En ese sentido, cabe reconocer que, como parte del proceso de descentralización, en el ámbito de sus respectivas competencias, las autoridades sectoriales, los gobiernos regionales y locales ejercen funciones de carácter ambiental. En materia de fiscalización, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental -OEFA-

8 No se encontrará en el documento menciones a los caudales ecológicos. Lo más cercano a este tema es lo contenido en el punto c) en lo relativo al control Integrado de la contaminación (Realizar acciones para recuperar la calidad del agua, aire y suelos en áreas afectadas por pasivos ambientales).

es el ente rector del Sistema de Evaluación y Fiscalización Ambiental y ejerce las funciones de fiscalización, supervisión, evaluación, control y sanción. Sin embargo, como reconoce la Sociedad Peruana de Derecho Ambiental, “Los retos para una correcta implementación de las funciones y un eficiente desempeño de la gestión ambiental son diversos, siendo clave el trabajo coordinado de las entidades basado en un ordenamiento jurídico coherente entre sí”.⁹

Antes de cerrar este punto queremos citar una vez más a Chirinos, con quien coincidimos plenamente en su evaluación del modelo de gestión ambiental que se impuso en la década de 1990 y que con la plena implementación y vigencia del Ministerio del Ambiente se debe corregir (pág. 252):

“Entonces, el modelo de gestión ambiental que se impuso a inicios de los noventa y que se espera quebrar con el MINAM, se sustentó en el rol hegemónico de las autoridades sectoriales en el tema ambiental, lo cual ha generado una de las más severas críticas a la institucionalidad ambiental en general y es que cada sector se constituye como juez y parte al asumir el rol promotor de la inversión y el rol de supervisión y fiscalizador de la gestión.

Este sistema explica alguna de las características de la gestión e institucionalidad ambiental que se aspira modificar con la creación del MINAM. Ocurre que actualmente las autoridades sectoriales constituyen las reales autoridades ambientales bajo la premisa que la adopción de regulaciones ambientales no debe ahuyentar la inversión. Dicha lógica también contribuyó a la creación de una autoridad ambiental débil con un rol meramente coordinador, funciones poco precisas y limitaciones severas en cuanto al acceso a la justicia ambiental”.

Como complemento a lo anterior no puede dejar de mencionarse que normas posteriores han hecho modificaciones parciales a la normativa ambiental, siguiendo aquí el texto de Barandiarán (pág. 35). Así, por el Decreto Legislativo N° 10789 se modificó la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto

9 SPDA. Manual de Legislación Ambiental; en el sitio web: <http://www.legislacionambiental-spda.org.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=802:institucionalidad-ambiental-en-el-peru&catid=42:inicio>

Ambiental, incorporando al mencionado sistema la Evaluación Ambiental Estratégica -EAE- como instrumento de evaluación de los impactos ambientales de las políticas, planes y programas del nivel nacional, regional y local. La autoridad proponente de esas políticas, planes y programas es quien debe aplicar la EAE, correspondiendo al MINAM emitir previamente un Informe Ambiental que “orientará la adecuada toma de decisiones que prevenga daños al ambiente”. Asimismo, el Decreto Legislativo N° 1039 modificó la Ley de Creación del Ministerio del Ambiente, incorporando como una función de dicho Ministerio la posibilidad de revisar de manera aleatoria los EIA aprobados por otras autoridades, sin señalar empero cómo se definirán su selección ni el proceso a seguir. Por último, a través del Decreto Legislativo N° 1079 el Ministerio del Ambiente recuperó parte de sus atribuciones en materia de patrimonio forestal y de fauna silvestre, asignándola al Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas del MINAM.

Tal como se ha podido apreciar en los párrafos precedentes, la creación del Ministerio del Ambiente ha generado expectativas importantes, lo que, sin embargo, no debe hacer perder de vista que se requiere todavía impulsar cambios en distintos aspectos, lo que supone en principio revisar y actualizar una legislación que se ha ido haciendo por partes.

4. Caudales ecológicos en el Derecho internacional

En las últimas décadas se ha expresado una gran preocupación en los foros internacionales por los temas ambientales y especialmente por la temática del agua. Además de numerosas reuniones internacionales dedicadas a estos temas, a nivel del Derecho Internacional se han dado pasos importantes mediante la aprobación de instrumentos internacionales que se encuentran vigentes y que en cierta forma constituyen un marco de referencia.

En efecto, hay avances importantes en materia de cursos de aguas internacionales que se han plasmado por lo menos en dos instrumentos internacionales: las “Reglas de Helsinki sobre el Uso de las Aguas de los Ríos Internacionales”, adoptadas por la Asociación de Derecho Internacional en 1966, y la Convención sobre el Derecho de los Usos de los Cursos de Agua Internacionales para fines distintos de la Navegación, adoptada la Asamblea General de las Naciones Unidas en 1997, aunque aún no se encuentra vigente, por falta de ratificación del número mínimo de países, que es de 35.

Adicionalmente puede mencionarse a la Convención y Estatuto de Barcelona sobre el Régimen de Vías Fluviales Navegables de Interés Internacional y a la Convención relacionada con el desarrollo de energía hidráulica que afecta a más de un Estado, que aunque fueron aprobados en la década de 1920 se mantienen vigentes. Ello tiene que ver con el hecho que en el desarrollo del llamado derecho fluvial internacional, la primera preocupación de los Estados fue garantizar el uso de las aguas con fines de navegación.

Hay también un cuerpo de tratados internacionales que no están vinculados a los ríos o cursos de agua pero que tienen importancia para efectos de los caudales ecológicos o ambientales. Así, entre los principales instrumentos internacionales que se refieren o abordan la temática de los caudales ecológicos se puede mencionar a los siguientes:

- Convención sobre Humedales de Importancia Internacional, Convención Ramsar, adoptada en 1971, la cual trata de asegurar la utilización de todos los humedales y establece la conservación más rigurosa de los humedales listados en la Lista de Humedales de Importancia Internacional, además de adoptar varias directrices voluntarias que proponen revisar leyes e instituciones nacionales con el fin de promover la conservación y uso juicioso de los humedales;
- Convención sobre la Protección del Patrimonio Cultural y Natural Mundial, adoptado en noviembre de 1972, también incorpora un listado de sitios específicos, aunque contiene un régimen más riguroso e independiente para su selección, imponiendo obligaciones más rigurosas a las Partes, lo que incluye estipulaciones referentes a informes e inspección;
- Convención sobre la Conservación de Especies Migratorias de Animales Silvestres, conocida también como Convención de Bonn, la cual puede ser de utilidad para la conservación de caudales ambientales cuando ríos y humedales constituyen el hábitat de especies protegidas y cuando el mantenimiento de caudales de agua es necesario para asegurar la supervivencia de una especie migratoria; y
- Convenio sobre Diversidad Biológica (CDB), es un tratado marco que se orienta al logro de la conservación de la diversidad biológica de la tierra. Sus objetivos son muy amplios y las obligaciones fundamentales de las Partes se expresan en términos muy generales, pese a lo cual se refiere a la

diversidad biológica terrestre, marina y otras fuentes acuáticas, por lo cual tiene relación con los caudales ambientales.

Nuestro país ha suscrito y ratificado varios de estos instrumentos internacionales, por lo cual, de conformidad con nuestro marco constitucional, dichos instrumentos pasan a incorporarse a nuestro ordenamiento legal.

En efecto, el artículo 55 de la Constitución Política de 1993 dispone que los tratados celebrados por el Estado y en vigor forman parte del derecho nacional. Con la excepción de los tratados que versan sobre Derechos Humanos, la doctrina ha aclarado que los tratados se incorporan a nuestro ordenamiento legal con el rango de ley. Resultan de esta manera, cuando han sido aprobados o ratificados, a todas luces normas obligatorias.

5. Caudales ecológicos en el Derecho comparado

Una rápida revisión de la forma como el tema de los caudales ecológicos se viene tratando en otros países, nos lleva principalmente a Europa y Norteamérica. En efecto, como mencionan Gabriela Jamett y Alexandra Dominguez:

“En países como Estados Unidos, Canadá y la Unión Europea hace tres décadas atrás se ha aplicado un instrumento denominado “instream flow” para intentar garantizar esos usos ambientales manteniendo una cierta cantidad de agua (caudal) dentro de un cauce (Lamb, 1995). En países como Chile y Brasil, este instrumento se adopta a finales de los años 90 bajo el nombre de caudal ecológico con el objetivo final de conservar los ecosistemas de agua dulce. (CONAMA-Chile, 1998; Benetti, et al., 2003).” (Evaluación del instrumento caudal ecológico, panorama legal e institucional en Chile y Brasil, pág. 2).

Si revisamos la legislación española encontraremos, en efecto, tratado el tema. Así, podemos afirmar que el texto refundido de la Ley de Aguas de España (de 1985) contempla la necesidad de mantener un caudal mínimo que garantice la conservación del medio natural. De acuerdo a esta ley, los caudales se fijan de acuerdo con las previsiones de los planes hidrológicos:

“Los Organismos de cuenca, en las concesiones y autorizaciones que otorguen, adoptarán las medidas necesarias para hacer compatible el aprovechamiento con el respeto del medio ambiente y garantizar los

caudales ecológicos o demandas ambientales previstas en la planificación hidrológica. En la tramitación de concesiones y autorizaciones que afecten al dominio público hidráulico que pudieran implicar riesgos para el medio ambiente, será preceptiva la presentación de un informe sobre los posibles efectos nocivos para el medio, del que se dará traslado al órgano ambiental competente para que se pronuncie sobre las medidas correctoras que a su juicio deban introducirse como consecuencia del informe presentado. Sin perjuicio de los supuestos en que resulte obligatorio conforme a lo previsto en la normativa vigente, en los casos en que el Organismo de cuenca presuma la existencia de un riesgo grave para el medio ambiente, someterá igualmente a la consideración del órgano ambiental competente la conveniencia de iniciar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental” (artículo 90).

Más recientemente, se aprobó en España la Orden ARM/2656/2008, de 10 de setiembre de 2008, en la que se aprueba la instrucción de planificación hidrológica. Allí encontramos la siguiente definición de caudal ecológico: “caudal que contribuye a alcanzar el buen estado o buen potencial ecológico en los ríos o en las aguas de transición y mantiene, como mínimo, la vida piscícola quede manera natural habitaría o pudiera habitar en el río, así como su vegetación de ribera”. La citada definición no hace otra cosa que recoger uno de los objetivos de la protección del dominio público hidráulico contenidos en el artículo 84 de la Ley de Aguas: “a) Prevenir el deterioro del estado ecológico y la contaminación de las aguas para alcanzar un buen estado general”. De manera complementaria en la definición de buen estado ecológico la Orden ARM/2656/2008 considera:

“el estado de una masa de agua superficial cuyos indicadores de calidad biológicos muestran valores bajos de distorsión causada por la actividad humana, desviándose solo ligeramente de los valores normalmente asociados a condiciones inalteradas en el tipo de masa correspondiente...”.

Josep Maria Franquet Bernis opina, sin embargo, que “la legislación española actual carece de definiciones precisas, ni cualitativas ni cuantitativas, de los caudales mínimos, aunque varias Comunidades Autónomas ya han presentado algunas propuestas (Principado de Asturias, Diputaciones Forales de Navarra y Guipúzcoa, etc.) en general muy similares a las adoptadas en las legislaciones suiza y francesa” (El caudal mínimo medio ambiental del tramo inferior del río

Ebro, 2009. Edición electrónica gratuita. Texto completo en www.eumed.net/libros/2009b/564/).

En los EE.UU. de Norteamérica se ha llegado a exponer la teoría que cada río tiene sus propias peculiaridades físicas y biológicas durante ciertos períodos. Esas peculiaridades obligan a variar la técnica de determinación del caudal ecológico.

En Francia, la ley N° 84-512 de junio de 1984, relativa a la pesca en agua dulce y a la gestión de los recursos hidrobiológicos, trata el tema de los caudales ecológicos. En ella se establece que el caudal mínimo no será inferior a la décima parte del caudal medio interanual evaluado en un período mínimo de cinco años, o a la totalidad del caudal fluyente si este fuese menor. En ríos con caudal medio interanual inferior a 80 m³/s. podrán fijarse (por Decreto del Consejo de Estado) valores menores, pero nunca por debajo del veinteavo del caudal medio.

En la legislación portuguesa (D.L. 46/94 de mayo, sobre caudales mínimos) por su parte se estipula que el caudal ecológico o de mantenimiento no deberá ser inferior al 2,5% o 5% del caudal medio.

La Ley Federal de Protección de Aguas de Suiza constituye una de las legislaciones más pormenorizadas. En esta norma se legisla sobre el caudal ecológico en base a fórmulas y relaciones porcentuales, como se mostrará más adelante. En este caso los caudales se definen en función del caudal Q₃₄₇, es decir el que es superado solo 347 días al año.

En Sudáfrica el Departamento de Asuntos Hídricos y Silvicultura define objetivos de acuerdo con diferentes metas ecológicas de gestión. La normativa de Sudáfrica define cuatro clases de metas, A-B-C y D. Dos clases más, E y F, describen la situación ecológica actual pero no se consideran una meta (por el marcado deterioro de las condiciones de dichas aguas). Los recursos hídricos que se encuentran en la actualidad en la categoría E o F plantean el reto de transformarse en clase D o superior.

En América Latina puede afirmarse que también hay esfuerzos que se vienen realizando en distintos países y que buscan, coincidentemente, definir y determinar los caudales ecológicos. Es el caso de Brasil, Perú, Colombia, Ecuador y Chile. Adicionalmente, cabe mencionar el importante aporte que

ha brindado la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza -UICN- en estos países, mediante el asesoramiento y capacitación.

Quizás el caso más destacado sea el de Ecuador, país que en su nueva Constitución (Art. 318) incorpora una clara disposición a favor de los caudales ecológicos, como se puede apreciar a continuación:

“El agua es patrimonio nacional estratégico de uso público, dominio inalienable e imprescriptible del Estado y constituye un elemento vital para la naturaleza y para la existencia de los seres humanos. Se prohíbe toda forma de privatización del agua.

El Estado a través de la autoridad única del agua será el responsable directo de la planificación y gestión de los recursos hídricos que se destinarán a consumo humano, riego que garantice la soberanía alimentaria, caudal ecológico y actividades productivas, en este orden de prelación. “

Chile es otro país que viene trabajando el tema, luego de producida, en el año 2005, la modificación de su Código de Aguas de 1981. El nuevo texto del artículo 129, bis 1: establece que:

“Al constituir los derechos de aprovechamiento de aguas, la Dirección General de Aguas velará por la preservación de la naturaleza y la protección del medio ambiente, debiendopara ello establecer un caudal ecológico mínimo, el cual sólo afectará a los nuevos derechos que se constituyan, para lo cual deberá considerar también las condiciones naturales pertinentes para cada fuente superficial”.

En el “Manual de Normas y procedimientos para la Administración de Recursos Hídricos” del Departamento de Administración de Recursos Hídricos de la DGA se define el caudal ambiental como: “Caudal mínimo que debieran tener los ríos para mantener los ecosistemas presentes, preservando la calidad ecológica” (Axel Dourojeanni, 2008. Antecedentes para seleccionar una cuenca con potencial de implementación del caudal ambiental en Chile, pág. 12). Adicionalmente, debe mencionarse que en la Ley de creación del nuevo Ministerio del Medio Ambiente de Chile se dispone crear un grupo de trabajo que elabore un reglamento o norma relacionada a los caudales ecológicos.

En efecto, la Ley N° 20.417 que modificó la ley de Bases del Medio Ambiente 19.300 y creó el Ministerio de Medio Ambiente establece la existencia de un reglamento que dictará los criterios por los cuales se regirá la determinación del caudal ecológico mínimo para el otorgamiento de derechos de aprovechamiento de aguas, de conformidad con los preceptos establecidos en el artículo 129 bis 1 del Código de Aguas.¹⁰ En este sentido las nuevas solicitudes de aprovechamiento de recurso hídrico se regirán por dicho reglamento, que actualmente está elaborando Ministerio de Medio Ambiente con la Dirección General de Aguas.

De acuerdo a información proporcionada por un funcionario del Ministerio del Medio Ambiente de Chile, para los proyectos de inversión que ingresen al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) se mantiene la evaluación del caudal ecológico de manera independiente al reglamento señalado en el punto anterior, por lo que en dicha evaluación ambiental se determinara un caudal según el requerimiento específico para ese proyecto en evaluación (independiente del caudal ecológico que se asignó al momento de obtener el derecho de aprovechamiento de aguas).

En Brasil se viene trabajando intensamente el tema. Destacan los talleres y reuniones impulsadas para avanzar en la determinación de los caudales ecológicos. En esas reuniones se aceptó que la definición de este tema debe enmarcarse dentro del concepto de Gestión Integrada de Recursos Hídricos (GIRH).

El interés que llevó a esas reuniones en Brasil era poder definir las competencias y las responsabilidades en torno a flujos ambientales (Vazoesambientais). En ese sentido, llegaron a acordar como definición de los mismos la siguiente: "Es el flujo que asegura la calidad y la cantidad de agua, en el tiempo y en el espacio, necesaria para mantener los componentes, las funciones y los procesos de los ecosistemas acuáticos".

10 En la ley 19.300 (modificada por la ley 20.417) se señala en el capítulo "Otros Artículos de la Ley N° 20.417" Artículo octavo." Modifícase el artículo 129 bis 1 del Código de Aguas, en el siguiente sentido: a) Agrégase, en el inicio del inciso segundo, el siguiente párrafo: "Un reglamento, que deberá llevar la firma de los Ministros del Medio Ambiente y Obras Públicas, determinará los criterios en virtud de los cuales se establecerá el caudal ecológico mínimo."

Pero, continuando con el intento por mayor clarificación, los participantes en los mencionados talleres aceptaron que era necesaria una distinción entre flujo ecológico y flujo ambiental. Así, llegaron a la conclusión de que el primero debe proporcionar elementos para pactos y acuerdos a nivel local sobre el flujo ambiental, en base a los diversos usos, involucrando a los distintos usuarios del agua.

En Colombia, en 2010 se aprobó la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, la cual considera como una de las estrategias en materia de conservación la definición de los caudales mínimos necesarios para el mantenimiento de las corrientes superficiales y sus ecosistemas acuáticos asociados, e implementar medidas para garantizarlos. En la actualidad, el Gobierno colombiano viene impulsando la aprobación de un reglamento sobre caudales ambientales.

6. Consideraciones para la determinación de caudales ecológicos en el Perú

Luego de haber revisado el marco legal e institucional relacionado con la determinación y monitoreo de los caudales ambientales, en esta parte del informe revisaremos las dificultades que, de manera general, se plantea a la definición de los mismos. Luego de ello veremos las consecuencias que puede tener sobre los derechos de aprovechamiento del agua en nuestro país la definición de dichos caudales.

6.1 Los retos para la determinación de caudales ecológicos

Para determinar los caudales ecológicos se han utilizado distintos métodos y enfoques en diferentes países, habiendo dado lugar a que se pueda hacer distintas clasificaciones de los mismos. En efecto, puede distinguirse los siguientes métodos, siguiendo en este caso las pautas de la Comisión Mundial de Embalses:

Métodos hidrológicos

- Método de Curva de Permanencia
- Método de caudal mínimo de 7 días con período de ocurrencia de 10 años (7Q10)

- Método de Tennant
- Método de Aproximación por Rangos de Variabilidad (Range of Variability Approach- RVA)
Métodos hidráulicos
- Método del Perímetro Mojado
Métodos de simulación de hábitat
- InstreamFlow Incremental Methodology
- PHABSIM
Métodos holísticos
- Método de BuildingBlock~ *Aproximación Bottom-up*
- Benchmarking~ *Aproximación Top-down.*
- *DRIFT.*

Cabe mencionar que la aplicación de esos distintos métodos puede llevar a resultados distintos. Por ello, luego de la revisión del tratamiento del concepto de caudales ecológicos en la legislación nacional y de observar los esfuerzos que se vienen desarrollando para incorporar dicho concepto a la realidad de otros países, consideramos pertinente citar nuevamente el documento de la UICN sobre esta materia:

“Como se sabe, existe una diversidad de métodos para la determinación de caudales ecológicos, que se han desarrollado en diferentes partes del mundo. Se dispone, pues, de toda una serie de métodos, enfoques y marcos para determinar el caudal ambiental. Ahora bien, ¿cuál será el método más apropiado para un caso específico? ¿Cuál es el proceso para desarrollar un conjunto de métodos en un país donde hasta la fecha no hay ningún método?

Lamentablemente, no hay respuestas simples a estas preguntas, de igual modo que no existe una elección simple de qué método es el mejor o más apropiado” (Caudal, Elementos esenciales de Caudales ambientales, UICN, 2003, pág. 26).

Tal como se ha podido apreciar en las páginas anteriores, debe reconocerse que la determinación de los caudales ecológicos es un tema directamente vinculado a la gestión integrada de los recursos hídricos (GIRH), por lo que no es un tema estrictamente técnico. No obstante, se debe reconocer también que en la tarea de determinar caudales ecológicos o ambientales intervienen una serie de conceptos técnicos, relacionados a diferentes disciplinas. Así

se requiere recurrir a conceptos biofísicos, hidrológicos, ambientales, pero también al aporte de otras disciplinas como la economía, la sociología y la antropología.

En efecto, la literatura internacional nos muestra que, como suele ocurrir en otros campos, el concepto de caudal ecológico es más fácil de diseñar que de operativizar y de implementar, por lo cual los países en los cuales se ha aplicado muestran resultados mixtos en su implementación. Por ello, como afirma una autora “no hay una estrategia estándar o una receta de cómo organizar su implementación”. La misma investigadora afirma:

“Los diseños de política y legislación del agua con reconocimiento de los caudales ambientales, sofisticadas metodologías de evaluación, programas de monitoreo, arreglos institucionales, involucramiento de actores relevantes y planes de implementación no garantizan la exitosa implementación si los planes de implementación no están cuidadosamente alineados con las capacidades existentes (fondos, tecnología, recursos humanos) y el contexto socio-económico de un país” (Marielena Lucen Bustamante, *Environmental Flows: policy implications and institutional arrangements in the Water Legislation of Peru*, UNESCO-IHE, 2011, pág. 81).

Adicionalmente, en el caso peruano destacan algunos hechos deben tomarse en cuenta para la determinación de los caudales ecológicos y en los que no hemos puesto suficiente énfasis en las páginas anteriores.

En primer lugar, no puede pasarse por alto las grandes variaciones en los caudales de muchos ríos en la costa y en parte de la sierra, fundamentalmente en el llamado período de estiaje, en el cual algunos ríos prácticamente desaparecen. En ese sentido, puede ser importante determinar el “flujo de base” como un componente básico del hidrograma (esto es, la relación caudal - tiempo). Adicionalmente, como fue mencionado por uno de los participantes en el taller de febrero, quizá sea necesario fijar distintos valores para los caudales ambientales atendiendo a distintos tramos de los ríos.

Lo anterior se ve aún más complicado por la ausencia de información, de información consistente, que permita aplicar métodos o fórmulas para la determinación de los caudales ecológicos, en el supuesto que esta fuera una tarea centralmente técnica. Pero como mencionamos, para llegar a una

determinación realmente útil, se requerirá la participación de los distintos actores relevantes, lo que complica aún más la tarea, debido a que dichos datos y cifras (en caso de tenerse) pueden ser cuestionadas por cualquiera de las partes intervinientes en el proceso.

En segundo lugar, como mencionaron algunos participantes en el taller realizado en diciembre de 2011, debe tomarse en cuenta que la casi totalidad de los ríos de las tres vertientes (Pacífico, Atlántico y Titicaca) se encuentran intervenidos por actividades antrópicas que degradan los ecosistemas fluviales desde hace siglos. En ese sentido, resulta valiosa la sugerencia de realizar una evaluación de los recursos naturales a nivel de cuencas a fin de conocer las características de los ecosistemas y sus interrelaciones con los recursos hídricos a fin de mejorar el régimen de los ríos para su aprovechamiento sostenible.

Una conclusión de lo anterior es la necesidad de contar con una clasificación de los distintos ríos en el país, a efectos de determinar las condiciones en que se encuentran, algo que se intentó incluir en el texto de la Ley de Recursos Hídricos, cuando se discutía entre los años 2003-2005. Ello puede permitir enfrentar mejor la necesidad de trabajar en la restauración de la calidad los mismos, siendo por tanto una estrategia adecuada el establecimiento de caudales ecológicos o ambientales. Esa clasificación puede permitir luego determinar algunas prioridades de actuación, estableciendo experiencias piloto que pudieran luego irse ampliando a otras cuencas.

Finalmente, otra dificultad a enfrentar para la determinación de los caudales ecológicos tiene que ver con la existencia de una gran cantidad de derechos de aprovechamiento de agua que han sido otorgados en las últimas décadas, sin tomar en cuenta consideraciones ambientales y, por supuesto, sin haber considerado los caudales ecológicos. Esa es una complejidad que rápidamente abordaremos en el siguiente apartado del presente informe.

6.2 Consecuencias de la determinación de caudales ecológicos en los derechos de aguas

Como se ha visto en las páginas anteriores, el mayor avance normativo en la temática que nos ocupa lo constituye el encargo a la ANA, para que en coordinación con el Ministerio del Ambiente puedan llegar a la determinación de los caudales ecológicos, mandato contenido en el Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos. Hay, sin embargo, una cantidad de complicaciones que

pueden atentar contra los esfuerzos por implementarlos en el país y uno de ellos, como vimos en los párrafos anteriores tiene que ver con los derechos de aguas reconocidos por el Estado peruano.

La derogada Ley General de Aguas estableció como norma general que para poder usar el agua se requería contar con un derecho otorgado por la autoridad de aguas, sea una licencia, un permiso o una autorización. La única excepción a esa regla la constituía la atención a las necesidades primarias de las personas.

Siguiendo la misma lógica de su antecesora, la Ley de Recursos Hídricos exige que para el aprovechamiento del agua se requiere de una licencia de uso de agua, de un permiso de uso o de una autorización de uso de agua. De esos tres derechos, el más importante lo constituye la licencia de uso de agua, por tratarse de un derecho que faculta a usar el agua en forma permanente. Pero, conforme vimos en las páginas anteriores, para el otorgamiento de la licencia, una de las condiciones que la Ley de Recursos Hídricos exige es “que la fuente de agua a la que se contrae la solicitud tenga un volumen de agua disponible que asegure los caudales ecológicos, los niveles mínimos de reservas o seguridad de almacenamiento y las condiciones de navegabilidad, cuando corresponda y según el régimen hidrológico” (artículo 53, inciso 2).

Dado que recién en el Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos se define lo que debe entenderse por caudales ecológicos, cabría esperar que allí se fijen dichos caudales. Pero, como mencionamos repetidamente, el mencionado Reglamento encarga a la ANA la determinación de los referidos caudales ecológicos, en coordinación con el Ministerio del Ambiente, con la participación de las autoridades sectoriales competentes.

Evidentemente, la gran mayoría de licencias de uso de agua, así como permisos y autorizaciones fueron otorgadas antes de la vigencia de la Ley de Recursos Hídricos y de su Reglamento, por lo que no les resultarían aplicables (en principio) dichas normas. Para decirlo con mayor claridad, los titulares de esas licencias, permisos y autorizaciones tienen derechos firmes, obtenidos en forma totalmente legal.

Del mismo modo, podemos pensar en todas las personas que gestionaron y obtuvieron sus derechos de uso del agua luego de la entrada en vigencia de la Ley de Recursos Hídricos: sus derechos fueron obtenidos legalmente. Incluso

aquellos que los obtuvieron luego de la entrada en vigencia del Reglamento de la Ley, que define ya lo que son caudales ecológicos y encarga a la ANA su determinación, habrían obtenido esos derechos en forma legal.

La pregunta que se impone entonces es ¿esos derechos de uso del agua respetan los caudales ecológicos? En la medida que no han sido determinados y sancionados legalmente, esa pregunta no puede responderse. Hay, sin embargo, muchos indicios que nos mueven a pensar que no se ha respetado lo que en la literatura internacional se empieza a denominar “derechos de la naturaleza”. Uno de los participantes en el Taller de diciembre de 2011 se refirió en particular a las intervenciones antrópicas que han afectado por siglos a la gran mayoría de ríos del país.

Avanzando un paso más en la revisión de la legislación vinculada al tema que nos ocupa, debemos referirnos al Reglamento de Procedimientos para el Otorgamiento de Derechos de Uso de Agua, que fue aprobado por Decreto Supremo N° 579-2010-ANA. El citado Reglamento se ocupa de los trámites para el otorgamiento de licencia de uso de agua superficial (sea para autorización de ejecución de estudios de aprovechamiento hídrico, aprobación de estudios de aprovechamiento hídrico, autorización de ejecución de obras con fines de aprovechamiento hídrico y servidumbre de agua forzosa, y el otorgamiento de licencia de uso de agua superficial), para la obtención de licencia de uso de agua subterránea (sean autorización de ejecución de estudios de aguas subterráneas, aprobación de estudios y autorización para la ejecución de obras de alumbramiento de agua subterránea y servidumbre de agua forzosa, y otorgamiento de licencia de uso de agua subterránea), y para la obtención de otros derechos de uso de agua (para permiso de uso de agua y otorgamiento de autorización de uso de agua).

Resulta curioso que a pesar de que el Reglamento de Procedimientos para el Otorgamiento de Derechos de Uso de Agua fue aprobado en setiembre de 2010, es decir casi seis meses después que el Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, no haya ninguna mención en aquel a los caudales ecológicos. Tan solo el inciso 2 del artículo 15 del citado Reglamento de Procedimientos para el Otorgamiento de Derechos de Uso de Agua se refiere a los casos en que hubiera concurrencia de solicitudes, y de no haber disponibilidad para atender a todos los proyectos se pronunciará tomando en cuenta los usos prioritarios definidos por el Reglamento de la Ley. No hay pues ninguna alusión a los caudales ecológicos.

Por supuesto que una vez que se apruebe la norma que determine los caudales ecológicos en los cursos de agua del país la situación cambiará. En adelante, una vez que entren en vigencia dichas normas, no será posible asignar u otorgar nuevos derechos sin considerar los caudales ecológicos, cualquiera sea la fórmula o método adoptado por la ANA (siempre en coordinación con el Ministerio del Ambiente y las autoridades sectoriales competentes). Ello es así en virtud del principio de irretroactividad de las normas legales, las cuales resultan obligatorias desde la fecha de su vigencia (salvo que la propia norma disponga un plazo de vigencia mayor, a lo que se denomina *vacatio legis*).

Al mismo tiempo, en el momento que entren en vigencia las normas que determinan los caudales ecológicos, no solo la ANA sino que todas las autoridades sectoriales competentes deberán aplicar dichas normas en forma obligatoria. Recordemos que son las autoridades sectoriales y eventualmente regionales las que otorgan la certificación ambiental. Pero, incluso en casos en que la autoridad ambiental fuera otra, la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales exige que los otros sectores involucrados (en este caso, la ANA) emitan opinión previa a la decisión final (artículo 13). Ello porque además el artículo 29 de dicha Ley condiciona el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales a la utilización del recurso de acuerdo al título, garantizando el mantenimiento de los procesos ecológicos esenciales, así como reiterando la exigencia de cumplir con los procedimientos de evaluación de impacto ambiental.

De manera mucho más precisa, el Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, señala en su artículo 53 que: “De conformidad con lo establecido en el artículo 81° de la Ley N° 29338, Ley de Recursos Hídricos, para la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental relacionados con el recurso hídrico se debe contar con la opinión favorable de la Autoridad Nacional del Agua, respecto de la gestión del recurso hídrico”.

No habrá entonces ninguna posibilidad por parte de la ANA ni de ninguna autoridad sectorial ni de gobiernos subnacionales a cargo de la aprobación de un EIA de obviar los caudales ecológicos una vez que estos sean aprobados.

Queda todavía un aspecto que abordar respecto de las consecuencias de la aprobación de los caudales ecológicos en el futuro inmediato. Ello tiene que ver con la pregunta de si esos criterios serán exigibles a quienes han obtenido ya su

derecho de uso de agua, especialmente a quienes cuentan con una licencia de uso de agua. El tema tiene relación con el principio de irretroactividad de las normas legales, consagrado constitucionalmente. En efecto, el artículo 103 de la Constitución Política vigente (conforme a la modificación introducida por la Ley N° 28389) estipula que:

“La ley, desde su entrada en vigencia, se aplica a las consecuencias de las relaciones y situaciones jurídicas existentes y no tiene fuerza ni efectos retroactivos, salvo, en ambos supuestos, en materia penal cuando favorece al reo”.

Cabe recordar, empero que el artículo III de la Ley de Recursos Hídricos ha consagrado el principio de seguridad jurídica entendido como que “El Estado consagra un régimen de derechos para el uso del agua. Promueve y vela por el respeto de las condiciones que otorgan seguridad jurídica a la inversión relacionada con su uso, sea pública o privada o en coparticipación”.

La lectura de las normas citadas, tanto de la Constitución como de la Ley de Recursos Hídricos, nos llevarían a afirmar que no cabría aplicar las normas que se aprueben sobre los caudales ecológicos a quienes cuenten con un derecho de uso de aguas. Hacerlo implicaría una aplicación retroactiva de la norma legal. El punto resulta discutible.

Analizando el complejo problema de la aplicación del sistema jurídico en el tiempo, Marcial Rubio Correa destaca el que en determinadas circunstancias colisionan la fuerza mandatoria de la legislación con una cierta situación preestablecida que crea expectativas razonables en un sujeto. Por ello agrega que “La teoría del Derecho ha ensayado diversas respuestas a lo largo de la historia, ninguna de las cuales ha dado respuesta concluyente, indiscutible y exenta de excepciones” (El sistema jurídico. Introducción al Derecho, pág. 303). Dos teorías contrapuestas se enfrentan en este aspecto, la teoría del derecho adquirido, que defiende la seguridad jurídica, y la teoría del hecho cumplido, que opta por defender la obligatoriedad de la norma reciente así como la atribución del Estado de alterar los mandatos.

Adhiriendo a la postura de Marcial Rubio frente a esta contraposición de opiniones, optamos por transcribir sus planteamientos:

“Personalmente, opinamos que la teoría del hecho cumplido, a pesar de sus relativas indeterminaciones, es más clara que la del derecho adquirido,

por cuanto, combina de manera más acertada la necesidad de vigencia efectiva de las normas jurídicas, con una medición más exacta de los hechos reales desde el punto de vista temporal, al establecer como punto de referencia el momento en que la norma nueva entra en vigencia. Esta es, de otra parte, la solución adoptada por la Constitución en el artículo 103 ya citado, según la modificación aprobada por la ley 28389, en la parte que dice: 'La ley, desde su entrada en vigencia, se aplica a las consecuencias de las relaciones y situaciones jurídicas existentes'. La ley nueva, una vez vigente, rige las relaciones y situaciones jurídicas existentes: no se sigue aplicando la ley anterior. Constitucionalmente, entonces, la regla general será la aplicación de la teoría de los hechos cumplidos" (El sistema jurídico. Introducción al Derecho, pág. 305).

La consecuencia del párrafo que acabamos de transcribir al tema que nos ocupa es que es posible que la futura determinación de los caudales ecológicos implique la adecuación de los derechos de uso de agua a las nuevas normas. Aunque podría haber (y sin duda los habrá) cuestionamientos a esos intentos de adopción de nuevas normas a los derechos de agua, pensamos que su aplicación resulta no solo posible sino necesaria. En efecto, resultaría inútil la determinación de caudales ecológicos en el país y al mismo tiempo atentatorio contra los principios de valoración del agua y de gestión integrada del agua, de sostenibilidad, de eficiencia y de gestión integrada participativa por cuenca hidrográfica, si se quisiera oponer los derechos otorgados por el Estado antes de la vigencia de esos estándares o caudales ecológicos, invocando el principio de seguridad jurídica.

Cabe mencionar que en muchos países la sociedad (incluidos usuarios con derechos constituidos) se han impuesto la tarea de determinar y aplicar caudales ecológicos con la finalidad de restaurar o recuperar los ríos, considerando como uno de los objetivos fundamentales mantener los servicios ecosistémicos que provee la cuenca o el río para atender precisamente los derechos de agua asignados para los diferentes usos.

Por lo demás, junto con las reiteradas declaraciones en la Ley de Recursos Hídricos de la necesidad de la gestión integrada de los recursos hídricos y la búsqueda de eficiencia y sostenibilidad en su uso, hay que recordar que la misma Ley dispone que "Los derechos de uso de agua se otorgan, suspenden, modifican o extinguen por resolución administrativa de la Autoridad Nacional, conforme a ley" (artículo 44).

7. Conclusiones y recomendaciones

A manera de conclusiones, luego de la revisión de distintos temas abordados en el presente informe puede señalarse las siguientes.

1. Aunque a nivel internacional no se ha logrado una definición unívoca de los caudales ecológicos, postulándose en forma alternativa el uso de caudales ambientales, en el Perú la legislación ha adoptado una, contenida en el Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos: “Se entenderá como caudal ecológico al volumen de agua que se debe mantener en las fuentes naturales de agua para la protección o conservación de los ecosistemas involucrados, la estética del paisaje u otros aspectos de interés científico o cultural.”
2. El tratamiento del tema de los caudales ecológicos en nuestra legislación aún es deficiente. La Ley de Recursos Hídricos alude al concepto sin definirlo, determinando que sea el Reglamento de dicha Ley la que lo haga, encargando a la ANA, en coordinación con el Ministerio del Ambiente y la participación de las autoridades ambientales sectoriales la determinación de los caudales ecológicos, algo que aún está pendiente.
3. La legislación ambiental producida en las dos últimas décadas tampoco aborda en forma sistemática el tema de los caudales ambientales. En el Reglamento de la Ley del Sistema de Evaluación de Impacto ambiental se encuentran las mayores precisiones, encargando a la ANA emitir opinión favorable previamente a la aprobación de los estudios de impacto ambiental.
4. En la legislación ambiental peruana no se ha definido una sola autoridad ambiental. Por el contrario, como una suerte de herencia, se mantienen las pautas establecidas por el Decreto Legislativo N° 757, por el cual los distintos ministerios y otros organismos regulatorios o de fiscalización ejercen funciones y atribuciones ambientales sobre las actividades que le son propias, en lo que se convierten simultáneamente en promotores de la inversión privada y en fiscalizadores de sus efectos ambientales. Por ello, el sistema legal ha optado por un modelo de coordinación transectorial en materia ambiental, el cual incluye no solo al nivel del Gobierno Nacional sino también a los Gobiernos Regionales y Locales.

5. Con la aprobación de la Ley de Recursos Hídricos se ha avanzado en la superación del desorden en la institucionalidad vinculada a la gestión de los recursos hídricos. Sin embargo, se requiere que el diseño institucional contenido en la Ley se ponga en aplicación. En concreto, se requiere la instalación de las Autoridades Administrativas de Aguas mencionadas en la Ley y que la ANA ha definido que serán 14 en todo el territorio nacional.
6. Un aspecto sumamente importante para el pleno funcionamiento de la institucionalidad pública relacionada a la gestión del agua es la instalación y funcionamiento de los Consejos de Cuenca o Consejos de Recursos Hídricos de Cuenca. Pero, consideramos necesaria una revisión del tratamiento de los mismos en la Ley, para dotarlos de facultades que vayan más allá de la sola participación, como entidades consultivas, en la elaboración de los planes de gestión de cuenca. Por el contrario, si estos Consejos llegaran a fortalecerse y asumir mayores funciones podrían apoyar firmemente el proceso de establecimiento de los caudales ecológicos.
7. La determinación de los caudales ecológicos resulta una tarea bastante compleja de emprender. Existen muy distintos métodos para determinarlos que se han ensayado en varios países, sin que pueda establecerse uno como el mejor o el recomendable. Por otra parte, la experiencia internacional muestra que definir caudales ecológicos es más fácil que operativizarlos e implementarlos.
8. La aplicación de los caudales ecológicos en nuestro país, debido a su gran diversidad puede implicar una tarea de gran complejidad, lo que supone un trabajo previo para definir los métodos y criterios más adecuados. De acuerdo a nuestra definición legal no solo se tratará de fijarlos para los ríos sino en general para todas las fuentes de agua, como lagos y lagunas, pero también para las aguas subterráneas, pues ellas hacen parte de la cuenca. Ello sin embargo, se enfrenta a la urgente necesidad de contar con la información suficiente y confiable para avanzar en su definición.
9. Pero la determinación de los caudales ecológicos no es una labor exclusivamente técnica. Como se ha probado en otras latitudes, su definición y aplicación supone la participación de los distintos actores vinculados al uso y gestión del agua, lo cual no puede ser la excepción en el país. Como fue ratificado en el taller de expertos sostenido el 9 de diciembre de 2011, el establecimiento de los caudales ecológicos no es un asunto de fórmulas

o metodologías, sino que es mucho más complejo, que involucra los usos actuales y futuros del agua. En ese sentido, es preciso considerar que la determinación de los caudales ecológicos no es solo tarea de la ANA y del MINAM, pues involucra a otras instituciones y sobre todo a los usuarios.

En base a lo presentado en el informe así como en las conclusiones que arriba se señala, es posible hacer algunas recomendaciones.

- a) La primera y principal recomendación es que los organismos encargados de determinar los caudales ecológicos, esto es, la ANA y el Ministerio del Ambiente, puedan dotarse de una estrategia progresiva para adoptarlos en el país. Una consideración adicional a favor de esta estrategia progresiva es el hecho de que la propia legislación sobre el agua definió un horizonte de diez años para la plena aplicación de la Ley de Recursos Hídricos, más precisamente el Reglamento de la Ley, al señalar un plazo máximo de 10 años para la instalación de los Consejos de Cuenca.
- b) Simultáneamente se requiere avanzar en algunos temas que resultan determinantes para el logro del objetivo final. Uno de ellos es el tema de la información, el cual resulta fundamental. En cualquiera de los métodos que finalmente se adopte para la determinación de los caudales ecológicos se requiere contar con información confiable y consistente por un mínimo número de años. No se cuenta actualmente con esa información y recogerla tomará algún tiempo. En este aspecto no puede soslayarse la importancia que le dio el legislador en la Ley de Recursos Hídricos al tema de la información y que requiere ser acopiada por la ANA y el Ministerio del Ambiente en los plazos más breves posibles. Ello es más importante si como señala un funcionario, la determinación del caudal ecológico debe desarrollarse en base a modelos propios es decir como resultado de la investigación, prefiriéndose aquellos modelos donde intervengan los factores físicos, biológicos y químicos, y donde se incluya los caudales de agua requeridos para las actividades antrópicas que se desarrollan aguas abajo de dichas captaciones.
- c) El marco normativo respecto de la definición de los caudales ecológicos es algo que requiere también una revisión. Si bien el marco normativo previo a la aprobación de la Ley de Recursos Hídricos reconoce la competencia de los distintos sectores para la aprobación de los estudios de impacto ambiental, con la clara intención de promover las inversiones, se cuida

de considerar la necesaria opinión de otras autoridades en el caso de que el recurso natural sirva a otros usos, como es el caso del agua. De manera más precisa debe considerarse en este punto el texto del artículo 81° de la Ley de Recursos Hídricos, el cual exige para la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental relacionados con el recurso hídrico que se debe contar con la opinión favorable de la Autoridad Nacional del Agua, respecto de la gestión del recurso hídrico. En esa línea, se requiere de una reflexión mayor respecto de la institucionalidad ambiental (y su necesaria actualización y perfeccionamiento) y en particular respecto de la determinación, aplicación y monitoreo de los caudales ambientales.

- d) Un punto particularmente delicado en la determinación de los caudales ecológicos es el relativo a la prescripción contenida en el artículo 153.2 del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos. Allí se establece que la Autoridad Nacional del Agua, en coordinación con el Ministerio del Ambiente, establecerá los caudales de agua necesarios que deban circular por los diferentes cursos de agua, así como, los volúmenes necesarios que deban encontrarse en los cuerpos de agua, para asegurar la conservación, preservación y mantenimiento de los ecosistemas acuáticos estacionales y permanentes. La literalidad de la norma es clara, asignando la responsabilidad de establecer los caudales ecológicos a la ANA. Pero no se define en la norma la forma como esa coordinación se llevará a cabo, por lo cual puede recomendarse la conveniencia de la conformación de una Comisión dirigida por la ANA y el Ministerio del Ambiente e integrada por diferentes autoridades ambientales sectoriales, para que en un plazo razonable propongan a las organizaciones de usuarios agrarios y no agrarios la determinación de los caudales ecológicos. Definidos éstos, sería conveniente que se aprobaran por Decreto Supremo refrendado por el Ministerio del Ambiente, de modo de garantizar su revisión en el futuro, toda vez que el concepto de caudales ecológicos es dinámico.
- e) Retomando el tema de la imprecisión del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos respecto de los caudales ecológicos, más allá de encargar esta tarea a la ANA en coordinación con el Ministerio del Ambiente, es preciso subrayar la importancia y complejidad de este tema. Por ello se sugiere la posibilidad de que las normas relacionadas a la determinación de los caudales ecológicos se recojan en un reglamento especial, aprobado por Decreto Supremo, como se menciona en la recomendación anterior. Ello puede permitir superar las actuales insuficiencias de la reglamentación

actual, la cual por ello mismo deja un margen muy amplio espacio a la discrecionalidad del funcionario.

- f) Reiterando que la definición de caudales ambientales no es solamente una cuestión técnica ni meramente metodológica, recogiendo las experiencias de otros países, se requiere de una tarea de sensibilización dirigida a las autoridades, legisladores, organizaciones de usuarios y público en general para luego de ello llegar a definir lo que nuestra sociedad considera como aceptable, en términos de calidad y de mínimos para la sostenibilidad de los ecosistemas asociados al agua. Esa labor puede iniciarse simultáneamente al funcionamiento de la Comisión mencionada en las recomendaciones anteriores.
- g) Lo anterior exige la búsqueda del más amplio consenso para poder avanzar en su determinación e implementación. En este aspecto es preciso reconocer que hay algunos usos o usuarios que se ven más directamente involucrados en este tema, como es el caso de las irrigaciones, las actividades de generación de energía eléctrica y los usos agrarios. Con ellos es imprescindible llevar adelante una estrategia de información y sensibilización, de modo de arribar a consensos, lo que no significa necesariamente unanimidad.
- h) Es necesario involucrar a otros actores en estos debates, en particular a las universidades que parecen estar de espaldas a las necesidades del país. Este tema requiere la participación de distintas especialidades y experiencias que se encuentran en nuestros centros de estudios superiores de todo el país, que rara vez se involucran institucional y activamente en estas discusiones, lo cual no ayuda al enriquecimiento del debate y a la búsqueda de soluciones adaptadas a las diferentes realidades ambientales y sociales del Perú. En este sentido, como producto de alianzas entre universidades, organizaciones de la sociedad civil y entidades gubernamentales, se podrían integrar la capacidad científica, el contacto con la población local y las bases de datos requeridas para la investigación hidrológica, para mejorar la toma de decisiones con sustento técnico y social. No resulta impertinente recomendar la creación de un instituto especializado en la temática de los caudales ecológicos.
- i) El tema del agua ha cobrado mucha relevancia en los últimos años en el Perú debido a los conflictos en torno al agua. Se han dado entre gobiernos

regionales, entre distintos usuarios (particularmente entre agricultores y empresas mineras y entre agricultores y pobladores por el acceso al agua potable. La Defensoría del Pueblo sigue reportando los conflictos sociales, muchos de los cuales están asociados a problemas por el agua (disminución de su cantidad, pero sobre todo temas relacionados a la contaminación de la misma). En ese contexto, resulta importante definir metas y plazos para avanzar en la implementación de los caudales ecológicos en el Perú.

Referencias Bibliográficas

Barandiarán, Alberto. 2008. Análisis de la institucionalidad ambiental en los Decretos Legislativos de la implementación del TLC Perú – EEUU. Lima, 89 págs.

Centro de Conservación de Energía y del Ambiente – CENERGIA. Resumen Ejecutivo del Estudio “Evaluaciones Ambientales Complementarias del Proyecto Agroenergético Central Hidroeléctrica Pucará”, s/f, 39 págs.

Chirinos Arrieta, Carlos. 2008. “Con pantalones largos y una agenda por definir: nació el Ministerio del Ambiente” en Revista de Derecho Administrativo, N° 6, págs. 249-259

Dourojeanni, Axel. 2008. Antecedentes para seleccionar una cuenca con potencial de implementación del caudal ambiental en Chile, UICN, 89 págs.
ENDESA. 2011. Introducción al cálculo de Caudales Ecológicos. Un análisis de las tendencias actuales, Santiago, 184 págs.

España. 2008. 15340 ORDEN ARM/2656/2008, Ministerio del Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, BOE núm. 229, pág. 38477.

Espinoza, R. 2005. Análisis crítico al derecho de aprovechamiento de aguas en el código de 1981, a la luz de la reforma hecha por la ley 20.017, Talca, 91 págs.

Jamett, G. y Finotti, A.s/ f. Evaluación del instrumento caudal ecológico, panorama legal e institucional en Chile y Brasil (sin información), 25 págs.

Lucen B., M. 2011. Environmental Flows: policy implications and institutional arrangements in the Water Legislation of Peru, UNESCO-IHE, 89 págs.

Ministerio del Ambiente, 2010. Política Nacional del Ambiente, 44 págs.

Rubio C., M. 2009. El Sistema Jurídico. Introducción al Derecho. Pontificia Universidad Católica del Perú. 346 págs.

Saldías, A. 2004. Seminario técnico N° 1 "Caudal ecológico, metodologías y casos aplicados", Santiago, unidad de medio ambiente, 26 págs.

Sociedad Peruana de Derecho Ambiental. Manual de Legislación Ambiental, s/f en el sitio web: <http://www.legislacionambientalspda.org.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=802:institucionalidad-ambiental-en-el-peru&catid=42:inicio>

UICN. 2003. Caudal, Elementos esenciales de Caudales ambientales, 126 págs.

Vílchez, G. 2010. Servicio de consultoría para la sistematización y seguimiento de la aplicación de metodologías de determinación del caudal ecológico en cuencas hidrográficas en el marco de las acciones de seguimiento e intervención, MINAM, dirección general de calidad ambiental, 30 págs.

ANEXO N° 1

Consulta a profesionales que trabajan con el concepto de caudal ecológico/ambiental

Como parte de las tareas de la Consultoría se realizó un Taller, al que se invitó a funcionarios de ANA, del INAM, MEM y otras entidades públicas vinculadas a la temática de los caudales ecológicos, así como a consultores privados y académicos. Esta actividad se realizó el 9 de diciembre de 2011.

Viendo la necesidad de ampliar el debate se preparó y aplicó una encuesta a un grupo de profesionales, con el fin de enriquecer y comparar las ideas y los aportes recibidos en el taller del 9 de diciembre del año pasado. De esta forma se envió la encuesta de 6 preguntas que se presenta abajo, a 16 profesionales que trabajan en temas vinculados al concepto de caudal ecológico/ambiental.

Se obtuvo respuestas de 7 de ellos, entre gerentes de empresas, consultores y académicos, con carreras o especialidades en ingeniería ambiental, agrícola, civil, forestal, pesquería/limnología y ecología. Las respuestas muestran que no necesariamente existen coincidencias en sus puntos de vista. Se puede concluir de ello que no existe en el país una tendencia clara sobre conceptos, objetivos o metodologías relacionados al caudal ecológico.

Las preguntas fueron:

1. ¿Qué concepto o nombre prefieren emplear: Caudal Ecológico (CE), Caudal Ambiental (CA) o Régimen Ecológico (RE)?
2. En caso lo consideren así, ¿qué diferencias básicas de fondo puntualizarían entre los tres conceptos o nombres arriba mencionados?
3. ¿Cuáles son los tres métodos que ustedes considerarían los más apropiados para calcular el CE, CA o RA, teniendo en cuenta la diversidad fluvial en Perú?
4. ¿Cuáles son las carencias o dificultades que ustedes considerarían las más serias para aplicar estos cálculos o sus estimaciones?
5. En qué curso(s) ven el tema (indicar el nombre del curso y si es de pre o postgrado) y cuántas horas le dedican al tema?
6. ¿Alguna sugerencia o consideración adicional desde su campo y a partir de su experiencia en el tema?

Las respuestas obtenidas a dichas preguntas, que se sintetizan más abajo, fueron diversas y sólo reflejan los puntos de vista personales de los 7 especialistas entrevistados.

1. ¿Qué concepto o nombre prefieren emplear: Caudal Ecológico (CE), Caudal Ambiental (CA) o Régimen Ecológico (RE)?

Para algunos el concepto “caudal ambiental” es el mejor empleado ya que incorpora todas las variables: la preservación de la flora, fauna, microfauna, los usos y costumbres agropecuarias y también el consumo humano. Según indican los que señalan esta preferencia, los demás nombres generan confusiones. Hay también defensores de “caudal ecológico” con los mismos argumentos.

Se defienden también los conceptos de “régimen natural de caudales” o “régimen ecológico” y el de “régimen ambiental”. El primero porque vendría a ser la condición del río sin alteración humana y el segundo es el régimen que se restablece con fines de uso considerando el sostenimiento del medio ambiente.

2. En caso lo consideren así, ¿qué diferencias básicas de fondo puntualizarían entre los tres conceptos o nombres arriba mencionados?

Es señalado por unos que el problema central del concepto de caudal ecológico es la no incorporación de los usos y costumbres agropecuarias y el consumo humano. Las personas no se incluyen en el término “ecológico”, que se considera muy cerrado y poco flexible y que se limita sólo a la conservación de la flora y la fauna. Otros indican que caudal ecológico se entiende como la condición natural del río. Por otro lado, se señala también que el concepto de caudal ambiental es el caudal ecológico más el caudal empleado por la población según los usos del agua; y que el concepto de régimen ecológico es la representación de caudales mínimos diarios. Una opinión adicional es que el término caudal ambiental es muy general, mientras que el de régimen ecológico es interesante pero que no se debe perder el objetivo central que es siempre contar con un volumen mínimo de agua de modo que cualquier intervención genere el menor impacto posible.

Existe también el criterio que dentro de caudal ecológico se puede considerar el régimen de agua de un río que permita mantener el ecosistema y sus beneficios donde hay competencia por el uso de agua y donde los caudales son regulados. Se añade que técnicamente la definición de caudal ecológico indica el flujo que debe mantenerse en cada sector hidrográfico para permitir que no haya alteraciones significativas en la dinámica del ecosistema y que pueda mantenerse el objetivo ambiental establecido para esa estación, de acuerdo con el estado de referencia requerido.

3. ¿Cuáles son los tres métodos que ustedes considerarían los más apropiados para calcular el CE, CA o RA, teniendo en cuenta la diversidad fluvial en Perú?

En esta respuesta se muestra una diversidad de puntos de vista que responde mayormente a la especialidad del entrevistado.

- El método del “Índice de habitabilidad” es el más adecuado ya que incorpora varios conceptos interesantes como el monitoreo permanente, la geomorfología del cuerpo de agua, el concepto de especies sensibles y las actividades y el consumo humano. Se señala que el método de “balance hídrico” es el menos recomendado ya que esconde la dinámica del río o cuerpo de agua.
- Los métodos se clasifican en función a la característica del río y a la información existente, pues hay mucha información que no se puede generar en el corto tiempo que dan para los estudios. El método de permanencia es el recomendable para ríos de selva donde el modelamiento hidráulico es limitado por el requerimiento de información. El método del perímetro mojado se recomienda en ríos alterados que aún mantienen las especies hidrobiológicas, ya que otorga una comprensión de la variabilidad del cauce al cual se han adaptado las especies. En caso de restauración de ríos o en estudios ambientales se recomienda la aplicación del Phabsim o el Rhabsim, donde se pueden aplicar las curvas de preferencia de la especie tipo que se desea conservar.
- Las metodologías usadas por los españoles resultan ser las de más fácil aplicación, mientras que las americanas están orientadas a contar con mayor información y por lo general están diferenciadas para sólo una especie de pez.
- Para aplicar los métodos apropiados es necesario hacer un trabajo previo de ecología fluvial. Se debe hacer una planificación de estudios que permitan llevar a cabo un buen levantamiento de información base, para luego ir por etapas, ponderando las necesidades energéticas, de riego, etc. Definitivamente la costa es la más adelantada y en la que más errores se han cometido, sería bueno analizar cómo se ha visto afectada la ecología de los ríos, por los encausamientos, la interrupción del flujo, etc.

4. ¿Cuáles son las carencias o dificultades que ustedes considerarían las más serias para aplicar estos cálculos o sus estimaciones?

Una opinión que tiende a ser la predominante indica que el principal problema es la falta de información confiable (meteorológica, hidrológica e hidrobiológica), requiriéndose al menos uno o dos años de monitoreo antes de establecer el caudal ecológico. Para algunos es necesario contar con registros hidrológicos diarios, así como información topográfica para el modelamiento hidráulico del río; y estudios hidrobiológicos que permitan definir líneas de base para las especies más importantes de cada sitio. Otro inconveniente es la falta de personal calificado en el tema en las empresas usuarias (hidroeléctricas por ejemplo), en las consultoras (que ejecutan los estudios) y en las Autoridades (las que revisan). Y el tercer inconveniente es la dificultad de entendimiento de las poblaciones involucradas (incluido las autoridades locales).

Se indica también como una carencia o falla importante el factor económico, ya que para los estudios de impacto ambiental en los que se incluye el de caudal ecológico se destina muy pocos fondos. Asimismo, se señala como dificultad a la actitud renuente de las empresas (hidroeléctricas, mineras, agrícolas, etc.) a la aplicación de metodologías holísticas bajo el argumento de falta de información biológica.

5. ¿En qué curso(s) ven el tema (indicar el nombre del curso y si es de pre o post-grado) y cuántas horas le dedican al tema?

En varias carreras o grados avanzados se dan cursos sobre caudal ecológico/ambiental de distinta duración y con incidencia en temas teóricos y prácticos pero con distintas intensidades. Se indica que en algunos casos sólo se trata superficialmente el tema. En general, para estos cursos se requiere como base conceptos de hidrología, hidráulica, topografía e hidrobiología para entender a cabalidad todos los conceptos.

Como aspecto académico interesante se puede indicar que en algunas empresas se realizan estudios sobre caudal ecológico generándose información desde hace aproximadamente 2 años sobre los procesos ecológicos.

6. Alguna sugerencia o consideración adicional desde su campo y a partir de su experiencia en el tema.

La determinación de una metodología para el establecimiento de caudales ambientales debe ser participativa e inclusiva, y más si esta podría finalizar en dispositivos legales.

Se debe establecer la exigencia de un estudio integral de régimen de caudales en los principales ríos del país, ya que un país sin información de sus recursos no puede avanzar en la investigación de estos temas complejos ni en la aplicación de los resultados de investigaciones serias que ayuden a tomar decisiones en políticas públicas. También debe motivar a las personas para hacer estudios de restauración de ríos, sobre todo en aquellos que se encuentran en zonas urbanas. Debería existir capacitación a nivel de maestría de ecohidrología y ecohidráulica.

La principal recomendación es desarrollar líneas base ambientales con la información de las presas que operan hoy en día para determinar si los flujos de descarga son suficientes. También se podría hacer un análisis de la retención de nutrientes, a través de la retención de sedimentos, ya que la reducción de la fertilidad de los cauces agua abajo también es un efecto a tomar en consideración.

Existen estrategias que se han planteado con éxito en algunos proyectos concretos que podrían estar al alcance de cualquier otro como modelo o como idea a adaptar. En ese sentido lo que se generó en un caso fue una observación de las condiciones acuáticas de acuerdo a la descarga una presa para determinar el impacto y el alcance del mismo. En ese caso específico lo importante fueron los diversos aportes que tenía la cuenca después de la presa y que compensaban la retención del flujo, por lo cual las condiciones mínimas para el desarrollo de la vida acuática estaban aseguradas, así como el uso humano aguas abajo.

Para casos de estudios con un mínimo de datos es necesario por lo menos una evaluación de un año hidrológico junto con un estudio hidrobiológico básico, siendo por cierto necesario también la consideración de temas locales sociales, usos, costumbres, etc.

ANEXO N° 2

Recomendaciones de la Tesis MSc. Marielena Lucen Bustamante “Environmental Flows: policy implications and institutional arrangements in the Water Legislation of Peru”, UNESCO-IHE, 2011

- El MINAM, la ANA y los científicos peruanos que trabajan en estos temas, deben definir conjuntamente metas socio-ambientales en base a la clasificación de las condiciones de los ecosistemas hídricos estableciendo de este modo la relación entre el ambiente y las necesidades humanas.
- El MINAM, la ANA, el SENAMHI y el MINSA deberían prever las necesidades de monitoreo y de información sobre la calidad y el caudal del agua del río, así como la salud del mismo con miras al diseño de programas para medir los caudales ambientales.
- La ANA debería concentrar sus esfuerzos en precisar una definición clara de los roles y responsabilidades de todas las organizaciones involucradas en el tema; en la creación de mecanismos de coordinación entre ellas; y en el planeamiento cuidadoso del proceso de implementación de sus actividades y encargos.
- Para arribar a decisiones que sean justas para todos los actores sociales en la selección de las metodologías a usar para el cálculo de caudales ambientales, se debería contar con una autoridad supra-sectorial con facultades para tomar decisiones inapelables. La coordinación de esta metodología debería estar a cargo del MINAM, de un representante de la autoridad supra-sectorial y uno de la comunidad científica.
- En las normas legales peruanas sobre el agua y en los planes estratégicos para su aplicación, se debería considerar la instalación de cuencas piloto que permitan investigar los efectos que distintos caudales ambientales (sobre o subestimados) pueden tener en el ecosistema acuático, para apurar el proceso de su implementación sobre bases seguras.

Asimismo, los resultados obtenidos podrían extrapolarse a otras cuencas. Esta actividad debería estar a cargo del MINAG, del MINAM, del SENAMHI y de consultores externos.

- Con el fin de involucrar a todos los actores sociales, la ANA debería generar normas específicas sobre procesos de participación que permitan mostrar y promover los beneficios obtenidos por la implementación de caudales ambientales. En esto se debería considerar tanto a los que contaminan

como a los que no lo hacen, así como a los usuarios del agua que más la demandan tales como los agricultores y mineros.

ANEXO N° 3 DECLARACIÓN DE BRISBANE¹¹

Los Caudales Ecológicos¹² son Esenciales para la Salud de los Ecosistemas de Agua Dulce y el Bienestar Humano.

Esta declaración presenta un resumen de conclusiones y una relación de acciones globales que tratan de la urgente necesidad de proteger los ríos en todo el mundo, tal como han sido proclamadas en el 10° Simposio Internacional de Ríos y en la Conferencia Internacional de Caudales Ecológicos, celebrados en Brisbane, Australia, del 3 al 6 de septiembre de 2007. A la Conferencia asistieron más de 750 científicos, economistas, ingenieros, gestores de recursos y creadores de políticas de más de 50 países.

Conclusiones clave:

Los Ecosistemas de agua dulce son los cimientos de nuestro bienestar social, cultural y económico. Los ecosistemas sanos de agua dulce - ríos, lagos, llanuras de inundación, humedales y estuarios - proporcionan agua pura, alimento, fibra y otros muchos beneficios que mantienen economías y medios de subsistencia en todo el mundo, por lo que son esenciales para la salud y el bienestar humano.

Los Ecosistemas de agua dulce están seriamente deteriorados y su degradación continúa a un ritmo alarmante. Las especies acuáticas disminuyen más rápidamente que las terrestres y las marinas. Al degradarse las aguas dulces, las comunidades humanas pierden importantes beneficios sociales, culturales y económicos, los estuarios pierden productividad y prospera la invasión de plantas y animales.

11 Tomada de < http://www.icid.org/brisbane_decl_sp.pdf> el 14.02.2012.

12 Caudales ecológicos (o medioambientales) son los flujos de agua, el momento de aplicación y la calidad del agua precisos para mantener los ecosistemas de agua dulce y de los estuarios, así como los medios de subsistencia y bienestar de las personas que dependen de tales ecosistemas.

El agua que fluye al mar *no se desperdicia.* El agua dulce que fluye a los océanos nutre a los estuarios, que son fuentes abundantes de alimento e infraestructuras amortiguadoras de las tormentas y de los oleajes de marea, y sirven para diluir y evacuar contaminantes.

La alteración de los caudales pone en peligro los ecosistemas de agua dulce y de estuarios. Estos ecosistemas han evolucionado con, y dependen de los caudales naturales variables de agua dulce de alta calidad. Se debe prestar mayor atención a las necesidades de agua de los ecosistemas siempre que se intente gestionar inundaciones; abastecer a las ciudades, a las explotaciones agrarias y a las industrias; generar energía; y facilitar la navegación, el ocio y el drenaje.

La gestión de los caudales ambientales proporciona los flujos de agua necesarios para mantener los ecosistemas de agua dulce y de estuario en coexistencia con la agricultura, la industria y los núcleos urbanos. El objetivo de la gestión de los caudales medioambientales es restaurar y mantener los beneficios que la sociedad aprecia de aquellos ecosistemas de agua dulce que pueden ser recuperados por una decisión compartida, basada en razones científicas sólidas. Para gestionar los caudales ecológicos deben gestionarse de forma integral las aguas subterráneas y las llanuras de inundación.

El cambio climático aumenta la urgencia. Una gestión adecuada de los caudales medioambientales supone una defensa contra posibles daños potenciales, graves e irreversibles, a los ecosistemas de aguas dulces, derivados de los efectos del cambio climático, al mantener y estimular su capacidad de recuperación.

Se ha progresado, pero se precisa mucha mayor atención. Algunos gobiernos han implantado innovadoras políticas de agua que reconocen explícitamente las necesidades de los caudales medioambientales. En el desarrollo de las infraestructuras hidráulicas se presta una atención creciente a las necesidades de caudales ecológicos, que se mantienen o se restablecen mediante la liberación de caudales de los embalses, la limitación de extracciones y derivaciones de aguas subterráneas o superficiales y la gestión de las prácticas del uso del suelo. Incluso así, los progresos realizados hasta ahora quedan muy cortos ante el esfuerzo mundial que se necesita para mantener ecosistemas sanos de agua dulce, así como las economías, los medios de subsistencia y el bienestar humano que dependen de ellos.

ANEXO N° 4

LA REPRESA DE ANGOSTURA Y EL PROYECTO MAJES II¹³

El criterio utilizado en el Estudio de “Actualización de Impacto Ambiental y de Gestión Ambiental de la Represa Angostura”, elaborado por ECSA Ingenieros (en el año 2006), es de 10% del caudal medio anual,¹⁴ es decir **1.14 m³/s**, en base a una serie de datos hidrológicos de más de 50 años. Este estudio fue aprobado mediante la Resolución Gerencial N° 021-06-INRENA-OGATEIRN, de fecha 01/03/2006, por la Oficina de Gestión Ambiental Transectorial, Evaluación e Información de Recursos Naturales (OGATEIRN) del Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA) del Ministerio de Agricultura.

En ejecución de una sentencia judicial, en el año 2010 el estudio “Confrontación de Oferta y Demanda de la Cuenca del Apurímac al Rio Salado”, equivalente al estudio de Balance Hídrico, elaborado por la Agua y Agro Asesores Asociados SAC, empleando un criterio hidráulico y la trucha como especie referente, propone un caudal ambiental de **1.374 m³/s**. Este estudio es aprobado por Resolución Jefatural N° 507-2010-ANA de la Autoridad Nacional del Agua, ente rector y máxima autoridad técnico-normativa del Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos, adscrita al Ministerio de Agricultura. Asimismo, también en ejecución de la sentencia anteriormente mencionada, mediante el “Estudio de Impacto Ambiental de la Represa de Angostura y de Gestión Ambiental a Nivel Definitivo”, elaborado por CESEL S.A. utilizando el método Holístico, aprobado por el órgano ambiental competente, la Dirección General de Asuntos Ambientales Agrarios del Ministerio de Agricultura, mediante Resolución General N° 049-10-AG- DVM-DGAA, del 16/07/2010, establece entre otros aspectos un caudal ecológico o ambiental de **2.40 m³/s**. La diferencia de los valores caudales ambientales mencionados anteriormente, se sustentan en los diferentes criterios o métodos empleados, pero todos ellos (1,14; 1,374; 2,40 m³/s) han sido aprobados por órganos competentes, adscritos al Ministerio de Agricultura.

A continuación se presentan esas tres resoluciones administrativas.

13 Información proporcionada por el Ing. Carlos Vargas, asociado de IPROGA.

14 El caudal medio anual del río Apurímac en la zona de represamiento Angostura es de 11.06 m³/s (antes era de 11.4 m³/s).



N° 01027

RESOLUCIÓN GERENCIAL N° 021-06-INRENA-OGATEIRN

Lima, 01 MAR. 2006

Visto el Informe N° 089-06-INRENA-OGATEIRN-UGAT, mediante el cual se recomienda a aprobar la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental, presentado por la Autoridad Autónoma de Majes - AUTODEMA, elaborado por la empresa ECSA Ingenieros:

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 17° de la Ley Orgánica del Ministerio de Agricultura, establece que el Instituto Nacional de Recursos Naturales - INRENA es un Organismo Público Descentralizado del Ministerio de Agricultura;

Que, el artículo 3° Funciones Transitorias, del Decreto Supremo N° 002-2003-AG, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Recursos Naturales - INRENA, establece que la competencia de autoridad ambiental del Sector Agricultura, se mantendrá a cargo del INRENA, en tanto se constituya el respectivo órgano de línea del Ministerio de Agricultura;

Que el artículo 4° del Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Recursos Naturales - INRENA, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 002-2003-AG, establece que el INRENA es la autoridad pública encargada de realizar y promover las acciones necesarias para el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables, la conservación de la diversidad biológica silvestre y la gestión sostenible del medio ambiente rural, mediante un enfoque de ordenamiento territorial por cuencas y su gestión integrada;

Que, mediante Oficio N° 299-2005-GRA-AUTODEMA-2.1/2.6.3 de fecha 14 de junio de 2005, la Autoridad Autónoma de Majes, solicita al INRENA la evaluación de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental, cuyo objetivo es la construcción de obras que permitirán incorporar nuevas tierras a la agricultura, dentro de una extensión aproximada de 34 000 hectáreas, mediante la construcción de una represa, túnel y canal de derivación;

Que, mediante Memorando N° 1094-05-INRENA-OGATEIRN, de fecha 22 junio del 2005, la Oficina de Gestión Ambiental Transectorial, Evaluación e Información de Recursos Naturales - OGATEIRN remite a la Intendencia Recursos Hídricos la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental, para su conocimiento y opinión en los aspectos de su competencia, respondido mediante Memorando N° 1340-2005-INRENA-IRH-DIRHI;

Que, mediante Oficio N° 681-05-INRENA-OGATEIRN/UGAT, de fecha 26 de julio del 2005, la Oficina de Gestión Ambiental Transectorial, Evaluación e Información de Recursos Naturales remite la Observación Técnica N° 091-05-INRENA-OGATEIRN/UGAT, a la Autoridad Autónoma de Majes, la misma que incluye el resultado de la evaluación efectuada;

Que, mediante Oficio N° 662-05-INRENA-OGATEIRN de fecha 19 de setiembre del 2005, la Oficina de Gestión Ambiental Transectorial, Evaluación e Información de Recursos Naturales coordinó con la Autoridad Autónoma de Majes, mediante Oficio N° 532-2005-GRA-AUTODEMA-2.1/2.6.3, en su calidad de titular del proyecto el desarrollo de la Audiencia Pública en el centro Poblado de Pusa - Pusa del distrito de Caylloma, departamento de Arequipa el día 25 de octubre del 2005, lugar donde se emplazará la represa a ser construida;



Que, mediante Oficio N° 514-2005-GRA-AUTODEMA-2.1/2.6.3, de fecha 30 de setiembre del 2005, la Autoridad Autónoma de Majes, remite al INRENA el levantamiento observaciones de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental;

Que, con fecha 14 de octubre del 2005, la Autoridad Autónoma de Majes hace de conocimiento público la sustentación de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental, mediante la publicación en el Diario Oficial El Peruano y en el diario Correo de difusión regional;

Que, mediante Oficio N° 985-05-INRENA-OGATEIRN y Oficio N° 986-05-INRENA-OAGTEIRN, ambos de fecha 18 de octubre del 2005, se convocó a la Administración Técnica de Control Forestal y Fauna Silvestre - Arequipa y Administración Técnica del Distrito de Riego Colca-Siguas-Chivay, respectivamente para que coordinen en el ámbito local el desarrollo de la Audiencia Pública de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental. Asimismo, con Memorandum N° 2072-05-INRENA-OGATEIRN de fecha 19 de octubre del 2005, la OGATEIRN convocó a la Intendencia de Recursos Hídricos a dicha audiencia pública;

Que, mediante Acta de Audiencia Pública de Sustentación de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental, de fecha 25 de octubre se asienta todo lo actuado de la Audiencia Pública;

Que, mediante Oficio N° 1018-05-INRENA-OGATEIRN, de fecha 04 de noviembre del 2005, el INRENA comunica a la Autoridad Autónoma de Majes que se debe realizar una Audiencia Pública adicional, en la ciudad de Arequipa para el día 18 de noviembre en el Auditorio del Colegio de Ingenieros;

Que, mediante Oficio N° 1032-05-INRENA-OGATEIRN de fecha 08 de noviembre del 2005, se convocó a la Administración Técnica de Control Forestal y Fauna Silvestre - Arequipa, para que coordinen en el ámbito local el desarrollo de la Audiencia Pública de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental. Asimismo, con Memorando N° 2298-05-INRENA-OGATEIRN de fecha 15 de noviembre del 2005, la OGATEIRN convocó a la Intendencia de Recursos Hídricos a dicha audiencia pública;

Que, mediante el diario Oficial El Peruano de fecha 09 de noviembre del 2005 y en un diario de la región Arequipa, se hace de conocimiento público del desarrollo de la Audiencia Pública a ser desarrollada el día 18 de noviembre del 2005, en el Auditorio del Colegio de Ingenieros de Arequipa, a las 10:30 horas;

Que, mediante Acta de Audiencia Pública de Sustentación de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental, de fecha 18 de noviembre del 2005 se asienta todo lo actuado de la Audiencia Pública;

Que, mediante Oficio N° 397-2005-INRENA-ATFFS-AREQUIPA y Oficio N° 401-2005-INRENA-ATFFS-AREQUIPA, de fecha 10 y 11 de noviembre del 2005 respectivamente, la Administración Técnica Forestal y de Fauna Silvestre de Arequipa, remite documentación de personas afectadas por el proyecto represa Angostura, a fin de ser considerado en el consolidado de observaciones que deben ser absueltas por la Autoridad Autónoma de Majes, en su calidad de titular del proyecto.

Que, mediante Oficio N° 008-2006-GRA-AUTODEMA-2.1/2.6.2, de fecha 16 de enero de 2006, la Autoridad Autónoma de Majes, reitera el pedido de pronunciamiento del levantamiento de observaciones de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental.





Que mediante Memorando N° 0045-2006-INRENA-IRH-DIRHI, de fecha 18 de enero de 2006, la Intendencia de Recursos Hídricos remite a la OGATEIRN el resultado de evaluación del levantamiento de observaciones en los aspectos de su competencia. Asimismo, mediante Memorando N° 0213-2006-INRENA-IRH-DIRHI, de fecha 03 de febrero de 2006, la Intendencia de Recursos Hídricos remite informe sobre el levantamiento de observaciones obtenida como resultado de la evaluación de la información complementaria (Informe Final del Proyecto Majes II Etapa y Estudio y Proyecto Definitivo de la Presa de Angostura y Derivación Angostura - Colca, elaborado por la Asociación HARZA - MISTI) alcanzada por la Autoridad Autónoma de Majes, en una reunión sostenida el día 24 de enero de 2006, con los representantes de AUTODEMA, la empresa ECSA Ingenieros, Intendencia de Recursos Hídricos y la OGATEIRN;

Que, mediante Oficio N° 051-06-INRENA-OGATEIRN, de fecha 20 de enero de 2006, la Oficina de Gestión Ambiental Transectorial, Evaluación e Información de Recursos Naturales remite la Observación Técnica N° 057-06-INRENA-OGATEIRN/UGAT, a la Autoridad Autónoma de Majes para el levantamiento de las observaciones planteadas, las mismas que son absueltas a través del Oficio N° 051-2006-GRA-AUTODEMA-2.1/2.6.3, de fecha 17 de febrero de 2006, remitido por la Autoridad Autónoma de Majes;

Que, mediante Informe N° 089-06-INRENA-OGATEIRN-UGAT, de fecha 28 de febrero de 2006, se concluye que las observaciones han sido absueltas, recomendando la aprobación de la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental a nivel de factibilidad, debiéndose posteriormente remitir al INRENA, el Estudio de Impacto Ambiental definitivo del Proyecto en forma integral;

En uso de las atribuciones conferidas en el artículo 3° del Decreto Supremo N° 002-2003-AG, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Instituto Nacional de Recursos Naturales - INRENA;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental a nivel de factibilidad, de la Autoridad Autónoma de Majes, elaborado por la empresa ECSA Ingenieros.

Artículo 2°.- La Autoridad Autónoma de Majes, en su calidad de titular del proyecto queda obligada a:

- Comunicar a INRENA toda actividad diferente a las definidas en la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental y en el levantamiento de observaciones.
- Remitir a INRENA, copia de los resultados del monitoreo especificados en el Plan de Manejo Ambiental (Programa de Monitoreo Ambiental), considerando los parámetros y cronograma propuesto.
- Brindar las facilidades a la Oficina de Gestión Ambiental Transectorial, Evaluación e Información de Recursos Naturales del INRENA para las acciones de vigilancia y seguimiento del cumplimiento de los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental.

Artículo 3°.- Los derechos de uso de agua se registrarán por lo dispuesto en la Ley General de Agua vigente, Decreto Ley N° 17752 y sus reglamentos.



Artículo 4°. - Los derechos de propiedad de las tierras se regirán por las normas legales vigentes.

Artículo 5°. - Los Estudios de Impacto Ambiental de los proyectos definitivos que se elaboren, deben considerar los siguientes aspectos:

- a. Información actualizada de la temática hidrológica, climatológica, pluviométricas y otros que caractericen la línea base ambiental. En cuanto al balance hidrológico considerar el análisis para una situación "sin proyecto" y "con proyecto", luego de lo cual se identifican los impactos derivados de la implementación del proyecto sobre la disponibilidad del recurso hídrico.
- b. Estudios actualizados relacionados a los eventos extremos, tránsito de avenidas, procesos erosivos aguas abajo de la presa, rotura de presa, balance hidrológico en el ámbito del embalse y en la zona de entrega del recurso hídrico. Asimismo, emplear metodologías alternativas de análisis de precipitaciones máximas que actualicen los resultados de las crecidas de diseño del aliviadero y para el periodo de construcción, para que finalmente se proceda con la correspondiente identificación y evaluación de los impactos que ocurrirán en las etapas de construcción y operación de la presa ante la presencia de una avenida máxima (considerar el periodo de retorno de 500 años).
- c. Análisis de alternativas para la ubicación definitiva de las diferentes instalaciones, sean estos campamentos, áreas de explotación de material agregado y depósitos de material excedente, entre otros.
- d. Desarrollo con mayor nivel de detalle sobre la caracterización de la geomorfología de la cuenca de los ríos como el Índice de Compacidad y el Factor de Forma, de tal manera que se pueda describir adecuadamente la geometría de las cuencas o subcuencas, a fin de tener un buen manejo y control del sistema hidrológico. Describir los aspectos fisiográficos para que ayuden a entender correctamente el componente físico (geología y geomorfología) y los procesos de geodinámica interna y externa.
- e. El aporte de sedimentos de la cuenca mediante la calibración de los métodos utilizados, con resultados de muestreos de sedimentos de los diferentes ríos afluentes a la presa proyectada, asimismo, determinar la disminución de la cantidad de material transportado aguas abajo de la presa que podría provocar la pérdida de la fertilidad de las tierras ribereñas, que durante las avenidas eran inundables.
- f. Análisis con mayor precisión del tránsito de las descargas aguas arriba del aliviadero y aguas abajo de la presa, la misma que permitirá conocer tanto la magnitud de la avenida y la forma de la misma, ya sea para estudios de control de inundaciones, el diseño o revisión hidrológica de las obras hidráulicas. Así como, analizar los impactos de cada uno de los casos simulados en el tránsito en el embalse (el caso más crítico es cuando descarga 509.1 m³/s, pues implica que el embalse esta lleno y se presenta la máxima avenida probable) además de elaborar los correspondientes planes de contingencia y mitigación.
- g. En el régimen de caudal ecológico, incluir el análisis que permita garantizar el normal arrastre del material sólido del curso del río aguas abajo de la presa, de tal manera que se eviten problemas de sedimentación o de erosión (capacidad de conducción de sólidos), contribuyendo a no alterar la pendiente natural del río y su entorno ambiental.





- h. En la evaluación y análisis de los impactos así como en el plan de contingencias, los aspectos técnicos y de ingeniería relacionados a un a posible rotura de la presa como consecuencia a avenidas máximas extraordinarias no contempladas en el diseño, por lo cual se requiere identificar las zonas potencialmente inundables y afectadas por la propagación de la onda de rotura, con la correspondiente elaboración de los mapas de inundación a fin de determinar los alcances de los impactos.
- i. El Estudio Hidrogeológico, debe brindar información detallada de las características y comportamiento de los acuíferos en el área del proyecto, así como para prever la ocurrencia de fenómenos naturales u otros incidentes, dado a que el agua, muchas veces actúa como detonante perturbador en las grandes obras de ingeniería. Asimismo, considerar se incluya la evaluación de la calidad de las aguas, dado que el proyecto tiene como objetivo principal el crecimiento de frontera agrícola, para lo cual es preciso se garantice una adecuada calidad de dicho recurso.
- j. Los usos de agua existentes aguas abajo del proyecto (represa Angostura), señalando sus potenciales impactos y medidas de control ambiental a ser implementadas. Asimismo, identificar si aguas abajo (quebrada Andamayo) por disminución de la napa freática se perdería superficies agrícolas o pecuarias, e incluso analizar las medidas de control ambiental a ser implementadas.
- k. Información recopilada en los trabajo de campo a nivel detallado, sobre los potenciales impactos ambientales que produciría la derivación de las aguas al río Colca, y evaluar sus medidas de control ambiental a ser implementadas.
- l. Resultados de los monitoreos de las variables ambientales, agua, flora y fauna silvestre, que incluya puntos de evaluación en las áreas de influencia directa e indirecta, los mismos que deben estar debidamente cartografiadas.

Artículo 7°.- El incumplimiento de los compromisos establecidos en la Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y la Gestión Ambiental, levantamiento de observaciones y en la presente Resolución Gerencial, será causal para dejar sin efecto la presente Resolución Gerencial, sin perjuicio de las sanciones previstas en el artículo 136° de la Ley N° 28611 "Ley General del Ambiente" y de las acciones judiciales que correspondan.

Esta Condicionalidad y término responde a que se trata de asegurar con ello el cumplimiento del fin público que persigue este acto administrativo, según dispone el inciso 2.1, Artículo 2° de la Ley del Procedimiento Administrativo General - Ley N° 27444.

Artículo 8°.- La presente Resolución Gerencial se expide sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a otras autoridades competentes en materias conexas.

Se respalda y comuníquese.



(19) **Miguel Cabrera Sandoval**
Gerente
Oficina de Gestión Ambiental Transectorial,
Evaluación e Información de Recursos Naturales



MINAG - DVM	
DGAA	2

RESOLUCIÓN DE DIRECCIÓN GENERAL N° 049-10-AG-DVM-DGAA

Lima, 16 JULIO 2010

Visto el Informe N° 186-10-AG-DVM-DGAA-DGA, mediante el cual se recomienda aprobar el Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo y emitir la correspondiente Resolución Directoral; y,

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Supremo N° 031-2008-AG, se aprobó el Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del Ministerio de Agricultura el cual, en su artículo 63°, establece que la Dirección General de Asuntos Ambientales, es el órgano de línea encargado de ejecutar los objetivos y disposiciones del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, en el ámbito de su competencia. Asimismo, el literal b) del artículo 64° del referido Reglamento, establece que compete a la Dirección General de Asuntos Ambientales, aprobar los estudios de impacto ambiental del Sector Agrario;

Que, el artículo 50° del Decreto Legislativo N° 757 "Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada", establece que las autoridades sectoriales competentes para conocer sobre los asuntos relacionados con la aplicación de las disposiciones sobre el Medio Ambiente y los Recursos Naturales son los Ministerios de los sectores correspondientes a las actividades que desarrollan las empresas;

Que, asimismo, el artículo 52° de la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente, establece que las competencias ambientales son ejercidas por sus sectores correspondientes;

Que, el Principio de Presunción de Veracidad, dispuesto en el numeral 1.7. del artículo IV del Título Preliminar de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, establece que en la tramitación del procedimiento administrativo, se presume que los documentos y declaraciones formuladas por los administrados, responden a la verdad de los hechos que afirman;

Que, mediante Oficio N° 126-2010-ANA/J-DEPHM del 03 de marzo del 2010, la Autoridad Nacional del Agua, solicitó a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura, la evaluación del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo; precisando mediante Oficio N° 277-2010-ANA-SG/DEPHM, presentado con fecha 10 de marzo del 2010, que la Autoridad Autónoma de Majes - Gobierno Regional de Arequipa, asumirá los compromisos que se establezcan en el estudio de impacto ambiental;

Que, con Memorando N° 218-10-AG-DVM-DGAA-12287 de fecha 09 de marzo del 2010, la Dirección General de Asuntos Ambientales remite a la Dirección General Forestal y de Fauna Silvestre del Ministerio de Agricultura, el Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, a fin que emita opinión en los aspectos de su competencia; absolviendo la mencionada Dirección General el requerimiento presentado, según Oficio N° 627-2010-AG-DGFFS-DGEFFS, con el cual adjunta el Informe N° 1805-2010-AG-DGFFS-DGEFFS, que da cuenta del levantamiento de las observaciones formuladas;

Que, mediante Oficio N° 301-10-AG-DVM-DGAA-12287 del 09 de marzo del 2010, la Dirección General de Asuntos Ambientales solicita a la Autoridad Nacional del Agua (ANA) que realice una Audiencia Pública, como parte del proceso de evaluación del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a nivel definitivo;

Que, mediante Oficio Múltiple N° 003-10-AG-DVM-DGAA-12287 y Carta Múltiple N° 004-10-AG-DVM-DGAA-12287, ambos de fecha 10 de marzo del 2010, se comunicó a diversas autoridades de Arequipa y Cusco, la realización de la Audiencia Pública del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo;

Que, con fecha 13 de marzo del 2010, se publicó en el Diario Oficial El Peruano y en el diario Correo de Arequipa, el aviso de realización de la Audiencia Pública del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, a llevarse a cabo a las 10:00 horas del día 20 de Marzo del 2010, en el Auditorio de la Municipalidad de Chivay, sito en la localidad de Chivay, provincia de Caylloma, departamento de Arequipa;

Que, con Oficio N° 321-10-AG-DVM-DGAA-12287, se remitió a la Autoridad Nacional del Agua, con comunicación a CESEL S.A., la Observación Técnica N° 074-10-AG-DVM-DGAA-DGA relacionada al resultado de la evaluación realizada al Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, conteniendo 121 observaciones a fin que proceda a absolver las mismas, adjuntándose además, copia del Oficio N° 057-2010-GRA/PEMS-GG que contiene 56 observaciones al EIA, presentadas por la Autoridad Autónoma de Majes AUTODEMA, para su levantamiento respectivo;

Que, mediante Oficio N° 817-2010-ANA-SG/DEPHM, la Autoridad Nacional del Agua (ANA), alcanza a la Dirección General de Asuntos Ambientales el Oficio N° 166-2010-GRA/PEMS-GG que comunica que todas las observaciones han sido absueltas;

Que, con fecha 20 de marzo del 2010, se realizó la Audiencia Pública del Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, en el Auditorio de la Municipalidad de Chivay, que contó con doscientos ochenta y nueve (289) participantes. Los resultados de la mencionada audiencia, constan en el Informe N° 098-10-AG-DVM-DGAA-DGA, según el cual, en dicho evento, quedó pendiente de absolución un total de cuatro (04) observaciones, las mismas que fueron formuladas por parte de diversos asistentes, las mismas que son levantadas mediante Carta AA.096200.019.10, presentada por la empresa consultora CESEL S.A. a la Dirección General de Asuntos Ambientales;

Que, mediante Oficio N° 0222-2010-GR_CUSCO/PER_IMA - DE, presentado con fecha 22 de abril de 2010, el Instituto de Manejo de Agua y Medio Ambiente (IMA) del Gobierno Regional Cusco, remite a la Dirección General de Asuntos Ambientales las observaciones al Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, las mismas que son respondidas mediante Oficio N° 764-10-AG-DVM-DGAA-12287, de fecha 04 de Junio de 2010 y con Oficio N° 365-2010-GR_CUSCO/PER_IMA-DE, de fecha 10 de Junio de 2010, el Instituto de Manejo de Agua y Medio Ambiente (IMA) del Gobierno Regional del Cusco, comunica que han sido absueltas 8 observaciones de 11, indicando que tres resultaron insuficientes;

Que, mediante Carta AA.096200.019.10, presentada el 04 de Junio de 2010, la empresa CESEL S.A. remite el documento de Levantamiento de las Observaciones formuladas por la Dirección General de Asuntos Ambientales a través de la Observación Técnica N° 074-10-AG-DVM-DGAA-DGA, absolviendo las mismas;

Que, mediante Oficio N° 838-10-AG-DVM-DGAA-12287, de fecha 16 de Junio de 2010, en cumplimiento de las formalidades establecidas en la normatividad, se solicita a la Autoridad Nacional del Agua, emita Opinión sobre el Estudio de Impacto Ambiental Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, cuya opinión favorables consta en Oficio N° 814-2010-ANA-SG/DCPRH, remitido por la Autoridad Nacional del Agua (ANA);

Que, con Informe N° 186-10-AG-DVM-DGAA-DGA, la Dirección de Gestión Ambiental Agraria indica que se han absuelto las observaciones formuladas y recomienda aprobar el Estudio de Impacto Ambiental de la Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo;

En uso de las atribuciones conferidas en los artículos 63° y 64° del Reglamento Organización y Funciones del Ministerio de Agricultura, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2008-AG,

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Estudio de Impacto Ambiental Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, cuyo titular del proyecto es la Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa.

Artículo 2°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, queda obligada al estricto cumplimiento de los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, levantamiento de observaciones y en la documentación complementaria que sustenta el levantamiento de observaciones y que forma parte del mencionado Estudio de Impacto Ambiental.





MINAG - DVM	
DGAA	3

Artículo 3°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, asume su responsabilidad ambiental en el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta la legislación ambiental que regula la actividad, así como los alcances del Principio de Responsabilidad Ambiental, establecido por el artículo IX del Título Preliminar de la Ley N° 28611 Ley General del Ambiente.

Artículo 4.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, debe tener en cuenta la aplicación del Principio Precautorio, establecido por el numeral 8, del artículo III del Título Preliminar de la Ley N° 29338, Ley de Recursos Hídricos, según el cual la ausencia de certeza absoluta sobre el peligro de daño grave o irreversible que amenace las fuentes de agua no constituye impedimento para adoptar medidas que impidan su degradación o extinción.

Artículo 5°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, debe cumplir lo establecido en los programas de monitoreo de la calidad del aire, de calidad ambiental sonora, de calidad de agua, de la eutrofización y calidad del agua en el embalse Angostura, del caudal y granulometría, batimétrico, de la cobertura vegetal, de la fauna silvestre, hidrobiológico, hidrogeológico y del entorno paisajístico visual, durante la etapa de construcción y operación del proyecto. Dichos resultados deben ser reportados trimestralmente a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura.

Artículo 6° .- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, debe realizar los monitoreos asociados al hábitat en el río Apurimac durante el periodo de ejecución de obra y operación de represa como parte del Programa de Implementación de Caudal Ecológico, obligándose a remitir los resultados de dicho monitoreo en época seca como humedad a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura; asimismo, deberá garantizar la regulación del régimen hidrológico del río Apurimac en el tramo entre el pie de represa y la desembocadura del río Salado con la finalidad que se atiendan las demandas hídricas.

Artículo 7°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, debe complementar durante la etapa de construcción y operación del proyecto el estudio de levantamiento de suelos siguiendo las pautas establecidas en el Reglamento de Ejecución de Levantamiento de Suelos - Decreto Supremo N° 035-85-AG y en el Reglamento de Clasificación de Tierras por Capacidad de Uso Mayor - Decreto Supremo N° 017-2009-AG, teniendo en cuenta el nivel de detalle.

Artículo 8°.- La Autoridad Autónoma de Majes - Gobierno Regional Arequipa, debe complementar el plan de contingencias con un modelo de simulación ante la ruptura de la presa; así como, elaborar un manual para la prevención y el control de contingencias, y la programación de simulacros.

Artículo 9°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, titular del proyecto, en coordinación con las entidades públicas y privadas debe realizar un manejo y disposición adecuada y eficiente de los residuos sólidos generados y cumplir con los dispositivos legales vigentes sobre la materia, remitiendo a la Dirección General de Asuntos Ambientales-DGAA del Ministerio de Agricultura, dentro de los primeros quince (15) días hábiles de cada año, una declaración de Manejo de Residuos Sólidos, acompañada del respectivo Plan de Manejo de Residuos Sólidos correspondiente al año siguiente, debiendo tener en cuenta las medidas establecidas en la Ley N° 27314, Ley General de Residuos Sólidos y su Reglamento de manejo de residuos sólidos, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2004-PCM y modificatorias.

Artículo 10°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, evaluará permanentemente la validez de las medidas de control ambiental propuestas, así como debe detectar los impactos no previstos y proponer sus medidas de control ambiental correspondientes, comunicando oportunamente a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura.



Artículo 11°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, está obligada a informar a la Dirección General de Asuntos Ambientales del MINAG sobre cualquier modificación al Estudio de Impacto Ambiental Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo y/o a la infraestructura y funcionamiento del proyecto, previo al desarrollo de las actividades que tengan implicancias ambientales, debiendo implementar las medidas preventivas, de control ambiental y de mitigación pertinentes. Asimismo, debe solicitar la opinión técnica favorable de la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura, o quien haga sus veces, si las modificaciones involucran la generación de impactos ambientales en el área de influencia directa e indirecta del proyecto.

Artículo 12°.- La Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional Arequipa, asume el compromiso de exigir el estricto cumplimiento, tanto a su personal como a sus contratistas, de lo precisado en el Estudio de Impacto Ambiental Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo y en los levantamientos de observaciones, en especial de los compromisos de carácter ambiental y de la conservación de los recursos naturales renovables.

Artículo 13°.- La Autoridad Autónoma de Majes - Gobierno Regional Arequipa, facilitará a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura la realización de las acciones de Vigilancia y Seguimiento a los compromisos asumidos en el Estudio de Impacto Ambiental Represa Angostura y Gestión Ambiental a Nivel Definitivo, en los respectivos levantamientos de observaciones y en la documentación complementaria que sustenta el levantamiento de observaciones.

Artículo 14°.- La obtención de la certificación ambiental otorgada por la autoridad ambiental competente, que para este caso es la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura, no exceptúa a la Autoridad Autónoma de Majes, de cumplir con la presentación de su expediente para gestionar ante las autoridades competentes las autorizaciones y licencias que estén reguladas expresamente por normas específicas de carácter nacional, regional y local.

Artículo 15°.- La presente Resolución Directoral se expide sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a otras autoridades competentes en materias conexas.

Regístrese y comuníquese,


Ing. Antonieta Noli Hinostroza
Directora General de Asuntos Ambientales (e)





02116

RESOLUCIÓN JEFATURAL Nº 507 -2010-ANA

Lima, 05 AGO. 2010

VISTO:

El Memorandum Nº 681-2010-ANA-DEPHM de la Dirección de Estudios de Proyectos Hidráulicos Multisectoriales; y,

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 14º de la Ley Nº 29338, Ley de Recursos Hídricos, establece que la Autoridad Nacional del Agua, es el ente rector y la máxima autoridad técnico-normativa del Sistema Nacional de Gestión de Recursos Hídricos;

Que, conforme al artículo 21º del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos, aprobado por Decreto Supremo Nº 01-2010-AG, es función de la Autoridad Nacional del Agua, ejercer jurisdicción administrativa exclusiva en materia de recursos hídricos;

Que, el literal j) del artículo 6º del Reglamento de Organización y Funciones de la Autoridad Nacional del Agua, aprobado por Decreto Supremo Nº 06-2007-AG, establece como función de esta Autoridad, ejercer jurisdicción administrativa exclusiva en materia de aguas, desarrollando acciones de administración, fiscalización, control y vigilancia, para asegurar la conservación y protección del agua, en cuanto a su cantidad y calidad, de los bienes naturales asociados a ésta y de la infraestructura hidráulica multisectorial;

Que, la Sala Mixta de Canchis Sicuani de la Corte Superior de Justicia del Cusco, con Resolución Nº 85 de fecha 17.03.2009 (Expediente Nº 2008-3529-0-1007-SP-CI.1), dispuso que "las autoridades del Gobierno Central a través de Proinversión, los Gobiernos Regionales de Cusco y Arequipa y Alcaldías de las provincias de Espinar y Caylloma y el Ministerio de Agricultura cumplan con realizar un estudio técnico de balance hídrico integral de la cuenca del río Apurímac que determine las necesidades del uso y consumo de la demanda hídrica de la Provincia de Espinar y los requerimientos del proyecto Majes Siguan II";

Que, asimismo la precitada resolución dispone la realización de un Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Majes Siguan II Etapa, que permita la conservación del caudal ecológico y el goce del derecho al medio ambiente, en su contenido de preservación del mismo, aclarando que luego de dicho estudio corresponde la realización del estudio de balance hídrico integral;

Que, con Resolución de Dirección General Nº 049-10-AG-DVM-DGAA de fecha 16.07.2010 de la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura,





se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental Represa Angostura y Gestión Ambiental a nivel definitivo cuyo titular del proyecto es la Autoridad Autónoma de Majes del Gobierno Regional de Arequipa;

Que, con fecha 13.05.2009, se celebra el "Convenio para realizar por encargo el Estudio de Balance Hídrico de la Cuenca Alta del Río Apurímac y la Transferencia de Fondos entre los Gobiernos Regionales de Cusco y Arequipa y la Autoridad Nacional del Agua";

Que, de acuerdo a la cláusula sexta del precitado convenio, los gobiernos regionales se comprometen a cumplir y hacer cumplir los resultados del Estudio y designar a sus representantes para que conformen una "Comisión de Seguimiento y Validación" que efectúe labores de seguimiento al Estudio;

Que, la precitada cláusula señala como obligación de la Autoridad Nacional del Agua revisar y aprobar el Estudio. Precisa que de existir observaciones se consignarán en un acta, dándose un plazo prudencial de subsanación, previo conocimiento de la "Comisión de Seguimiento y Validación";

Que, con adenda al convenio, de fecha 30.11.2009 se modificó la denominación del Estudio por "**Confrontación de Oferta y Demanda de la Cuenca del Apurímac al Río Salado**";

Que, de acuerdo a los términos de referencia del precitado estudio, la supervisión del desarrollo del mismo, estará a cargo de un equipo técnico designado por la Autoridad Nacional del Agua, que actuará en permanente coordinación con la "Comisión de Seguimiento y Validación" constituida por un representante de: Gobierno Regional de Arequipa, Gobierno Regional de Cusco, Municipalidad Provincial de Espinar, Municipalidad Provincial de Caylloma y Autoridad Nacional del Agua, quien la presidirá;

Que, con carta N° 026-2010/GG-AA de fecha 12.02.2010 la empresa consultora presentó el Estudio "Confrontación de Oferta y Demanda de la Cuenca del Apurímac al Río Salado", el mismo que fue materia de observaciones por la Comisión de Seguimiento y Validación;

Que, con carta N° 074-2010/GG-AA de fecha 14.05.2010 la empresa consultora presentó el informe final del Estudio conteniendo el levantamiento de las observaciones efectuadas por la Comisión de Seguimiento y Validación;

Que, con Oficio N° 127-2010-GRA/PEMS-GG de fecha 16.06.2010 el Gobierno Regional de Arequipa señala que el precitado informe final levanta satisfactoriamente las observaciones de fondo; por su parte, el Gobierno Regional de Cusco, con Oficio N° 009-2010-GRCUSCO/PERPM-DE de fecha 16.06.2010 mantiene las observaciones presentadas al Estudio;





Que, en este contexto, se realizaron reuniones de trabajo entre la "Comisión de Seguimiento y Validación" y el equipo técnico de supervisión, precisándose, en actas de fechas 21.06.2010 y 19.07.2010, que "con las observaciones y comentarios de los Gobiernos Regionales de Arequipa y Cusco y la Supervisión, la Autoridad Nacional del Agua, procederá a resolver conforme a sus atribuciones y competencias";

Que, con oficios N° 013-2010-GR-CUSCO/PERM-DE y 014-2010-GR-CUSCO/PERPM-DE de fechas 22.07.2010 y 27.07.2010 respectivamente, el Gobierno Regional de Cusco ratifica las observaciones efectuadas con Oficio N° 009-2010-GRCUSCO/PERPM-DE;

Que, el Informe Técnico N° 03-2010-ANA/DEPHM-EDCR de la Supervisión del Estudio "Confrontación de Oferta y Demanda de la Cuenca del Apurímac al Río Salado"; concluye en lo siguiente:

- a) El estudio fue elaborado de acuerdo a los términos de referencia aprobados por los Gobiernos Regionales de Arequipa, Cusco y los Gobiernos Locales Provinciales de Espinar y Caylloma.
- b) Las observaciones presentadas por la Comisión de Seguimiento y Validación, fueron levantadas en su totalidad por el Consultor, precisando que el Gobierno Regional de Arequipa ha manifestado su conformidad y que el Gobierno Regional del Cusco mantiene algunas objeciones, pero que sin embargo dichas objeciones no afectan los resultados que se derivan del Estudio.
- c) En el tramo comprendido entre la Presa Angostura y la confluencia de los ríos Apurímac y Salado, para los proyectos actuales y futuros del Gobierno Regional de Cusco, abastecidos por gravedad con aguas del río Apurímac, existe un déficit hídrico de 12,88 hm³ proponiendo cubrir este déficit con la construcción de una presa en el sitio denominado: "Cuarto Cañón", con un volumen útil de almacenamiento estimado en 15 hm³.
- d) En las cuencas afluentes al río Apurímac, existen suficientes recursos hídricos que pueden ser almacenados y regulados, para satisfacer plenamente las demandas futuras de la provincia de Espinar. La determinación de estos recursos, deberán ser estudiados con mayor detalle en un estudio de afianzamiento hídrico que puedan llevar adelante los Gobiernos Regionales involucrados.



Que, con el Memorándum del Visto, la Dirección de Estudios de Proyectos Hidráulicos Multisectoriales da conformidad al Informe Técnico N° 03-2010-ANA/DEPHM-EDCR, por lo que corresponde aprobar el Estudio "Confrontación de Oferta y Demanda de la Cuenca del Apurímac al Río Salado"; y,



Estando a lo opinado por la Oficina de Asesoría Jurídica y con los vistos de la Dirección de Estudios de Proyectos Hidráulicos Multisectoriales y Secretaría General, así como en uso de las atribuciones y funciones conferidas por el artículo 11° del Reglamento de Organización y Funciones de la Autoridad Nacional del Agua, aprobado por Decreto Supremo N° 006-2010 -AG.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Estudio "Confrontación de Oferta y Demanda de la Cuenca del Apurímac al Río Salado" elaborado en cumplimiento del convenio celebrado entre los Gobiernos Regionales de Cusco y Arequipa y la Autoridad Nacional del Agua con fecha 13 de mayo del 2009.

Artículo 2°.- Recomendar que los Gobiernos Regionales de Arequipa y Cusco ejecuten:

- 2.1 Una obra de almacenamiento que compense el déficit establecido en el estudio materia de aprobación.
- 2.2 El estudio de afianzamiento hídrico que permita satisfacer las demandas futuras de la provincia de Espinar.

Artículo 3°.- Notificar la presente resolución a: Ministerio de Agricultura, Proinversión, Gobierno Regional de Arequipa, Gobierno Regional de Cusco, Municipalidad Provincial de Espinar y Municipalidad Provincial de Caylloma.



Regístrese y comuníquese.



JAVIER GARRASCO AGUILAR
Jefe
Autoridad Nacional del Agua

MISCELANEA

El Estado como empresario en las actividades eléctricas

Fidel Antonio Rocha Miranda*

Es objeto del presente artículo analizar la participación que ha tenido el Estado a lo largo del tiempo, ejerciendo el rol de empresario, en las actividades del sector eléctrico, así como la importante participación que a la fecha mantiene. Considerando la relevancia de la energía eléctrica como factor de producción indispensable para sostener el crecimiento del país, y siendo que una parte significativa de la provisión y distribución de electricidad se mantiene en poder el Estado, este artículo analiza si la regulación de la actividad empresarial estatal ofrece las condiciones propicias para permitir el crecimiento de la capacidad instalada y desarrollo de la infraestructura indispensable para acompañar el crecimiento del país.

Finalmente, se concluye identificando y explorando los puntos de la regulación de la actividad empresarial estatal que son sensibles a la posibilidad de ingreso de capital privado en las empresas eléctricas estatales como mecanismo de financiar la inversión en infraestructura necesaria, para lo cual se toma como referencia el caso colombiano en donde se puede encontrar más de una década de experiencia implementando modelos de participación privada en empresas públicas, especialmente en los sectores energéticos y de telecomunicaciones.

I. Introducción

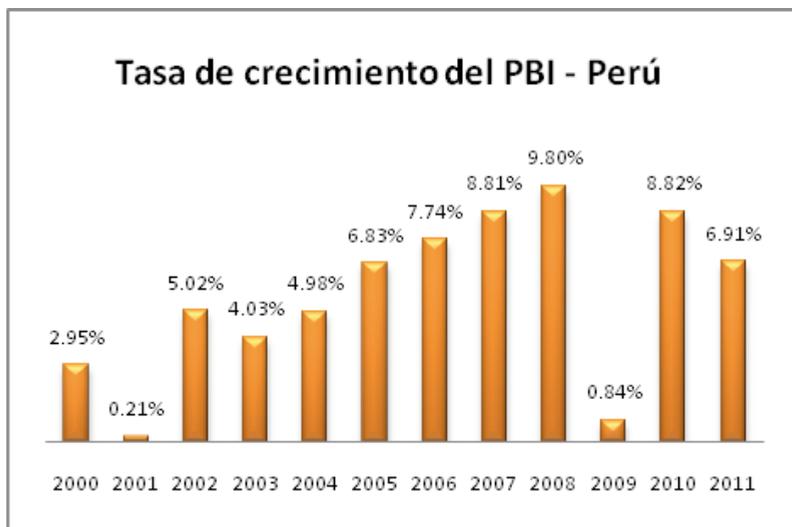
En los últimos años hemos presenciado un crecimiento sostenido del Perú, basado en una política con conceptos macroeconómicos claros, sustentados en el orden fiscal y promoción de la inversión privada en infraestructura y servicios. Asimismo, pese a la crisis económica financiera internacional, el Perú ha experimentado un ritmo crecimiento sostenido a diferencia de la

* Abogado por la Universidad de Lima. Magister en Finanzas y Derecho corporativo y Magister en Administración de Negocios por la Universidad ESAN. Asociado senior de Santiváñez Abogados.

Con la colaboración del Bachiller en Derecho por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Guido Maeda Morales.

mayoría de países de la región y del mundo. Para corroborar ello, basta con revisar la evolución de su Producto Bruto Interno (PBI), apreciándose que en los últimos 7 años las tasas de crecimiento han estado por encima del 6%, con excepción del año 2009 en la que se produjo una marcada desaceleración de la economía producto del estallido de la crisis norteamericana.

Mantener este ritmo de crecimiento del país solo es posible si es acompañado de los recursos necesarios para atender el crecimiento de la demanda de los factores de producción que requieren las industrias, tales como fuerza laboral y materias primas. Entre los factores de producción debemos destacar la especial necesidad de contar con energía eléctrica que haga posible la transformación de las materias primas en productos terminados, los mismos que serán comercializados, dinamizando la economía del país.



Fuente: Elaboración propia según datos del Banco Mundial.

Para atender la creciente demanda electricidad será indispensable incrementar la capacidad instalada de las centrales de generación, así como la capacidad de transformación, y de las líneas de transmisión y distribución. Esta ampliación en infraestructura requiere contar con empresas que tengan la capacidad de conseguir los recursos financieros suficientes para realizar dichas inversiones, las mismas que por las características del negocio eléctrico serán remuneradas en muchos casos con tasas de retornos fijadas por el Estado vía la imposición de tarifas, y cuyos plazos de repago de inversión pueden fluctuar entre 10 a 20 años.

En este sentido, es necesario contar con actores que estén en la capacidad de tener costos de capital por debajo de las tasas de retorno que ofrece las distintas actividades del sector eléctrico, a fin de garantizar la inversión en la infraestructura necesaria.

Sobre esto último, resulta importante tener en cuenta que actualmente la provisión de los recursos energéticos requeridos por la economía del país depende en un porcentaje significativo de empresas públicas que son controladas por el Estado y que están sujetas al régimen de la actividad empresarial del Estado, puntualmente en las actividades de generación y de distribución eléctrica.

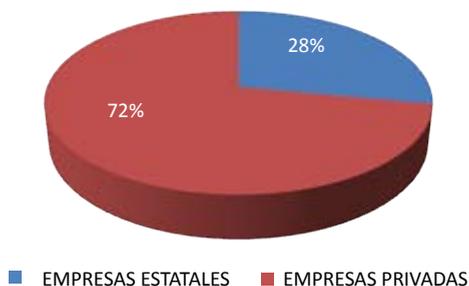
II. La participación empresarial del Estado en el sector eléctrico

Con la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas en el año 1992 se dispuso a través de una disposición transitoria que las Empresas de Servicio Público de Electricidad, las mismas que eran de propiedad del Estado, debían someterse a un proceso de desintegración vertical de sus actividades, la que tuvo lugar en el año 1993. Producto de este proceso de reestructuración y desintegración resultaron veintisiete compañías eléctricas, diez empresas generadoras, dos empresas de transmisión y trece distribuidoras.

Luego de la desintegración de las empresas estatales se inició un proceso de privatización a cargo de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada - Copri, que condujo a la transferencia al sector privado a las empresas de generación Cahua, Edegel, Etevensa, Egenor y Epsa; las empresas transmisoras Etecen y Etesur; y las distribuidoras Edelnor, Edelsur (ahora Luz del Sur), EdeChancay, EdeCañete, Electro Sur Medio (ahora Electro Dunas) Electro Norte, Electro Norte Medio, Electro Centro y Electro Nor Oeste, estas últimas cuatro bajo un proceso de privatización fallido que concluyó en el año 2001 con la devolución de las acciones a propiedad del Estado, quien aun mantiene su titularidad.

Este proceso de privatización se vio bruscamente interrumpido con el frustrado intento de transferencia al sector privado de las empresas generadoras Egasa y Egesur, lo cual significó el último esfuerzo privatizador de empresas del sector eléctrico realizado por el Estado hasta la fecha.

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA en GW.h
(Enero - Setiembre 2012)



Fuente: Elaboración propia según datos del COES.

Esta situación determinó que a la fecha el Estado mantenga bajo su control seis de las treintaempresas de generación que forman parte del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), y diez de las catorce empresas distribuidoras que operan en el país.

Esta participación estatal en términos de generación efectiva de energía eléctrica tiene una relevante significación, por cuanto de acuerdo a los datos del COES de enero a setiembre del 2012, el 28% de los 27,885.53 GWh de energía efectivamente producida para atender la demanda nacional ha sido producida por generadoras estatales

Por otro lado, en la actividad de distribución eléctrica, en la cual se ha logrado los menores avances en términos de participación de capitales privados, veintidós de los veinticuatro departamentos son atendidos a través de empresa del Estado, siendo únicamente Lima e Ica los que son servidos por empresas privadas, además de la localidad de Rioja en el departamento de San Martín. Según la Ley de Concesiones Eléctricas, los concesionarios de distribución tienen el monopolio del servicio público de distribución eléctrica en su zona de concesión. De esta forma, toda vez que las zonas de concesión de las empresas distribuidoras privadas abarcan únicamente los departamentos de Lima e Ica, y la localidad de Rioja en el departamento de San Martín, las empresas controladas por el Estado se encargan, en principio, de abastecer a los clientes regulados del resto del Perú¹.

1 Ello sin perjuicio de las distribuidoras municipales (Empresa de Servicios Eléctricos Muni-

Tomando en consideración lo anterior, así como los datos del último censo realizado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)², se advierte que las empresas controladas por el Estado atienden al 67.12% de la población total del Perú, la cual representa el 59.29% de las viviendas con alumbrado eléctrico.

	En el Perú	En las zonas de concesión de distribuidoras privadas			
		Lima	Ica	Rioja	TOTAL
Población	28,220,764	8,445,211	727,824	104,882	9,277,917
Viviendas con alumbrado eléctrico	4,741,730	1,787,542	128,004	15,041	1,930,587

Fuente: Elaboración propia según datos del INEI.

Bajo este contexto, considerando el papel preponderante que juega la energía eléctrica como factor de producción que sustenta el crecimiento del país, y a la luz de la todavía importante participación del Estado a través de actividad empresarial en el sector eléctrico, pasa a tener especial importancia analizar si la actividad empresarial del Estado está en capacidad de garantizar la provisión de los recursos suficientes para solventar la necesidad de inversión en infraestructura para atender a la creciente demanda de energía eléctrica, ya que los recursos con los que cuenta requieren ser destinados a otras áreas en donde se necesita su acción directa, tales como salud, educación, seguridad, entre otros.

III. La actividad empresarial del Estado y los riesgos inherentes a su regulación

La actividad empresarial que realiza el Estado se caracteriza por estar enmarcada en un ordenamiento regulatorio específico, caracterizado por controles tanto previos como posteriores de entidades gubernamentales, que restan flexibilidad

principales de Paramonga S.A. - EMSEMSA, Empresa de Servicio de Electricidad de Tocache S.A. y Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A.C.), las concesionarias de distribución rurales (La Dirección General de Electrificación Rural del MINEM y la Empresa de Interés Local Hidroeléctrica S.A. de Chacas).

2 Dicha información se encuentra disponible en el portal web del INEI: <<http://www.inei.gob.pe/>>

y capacidad de respuesta a los administradores de las empresas estatales y que, en algunos casos, pueden dar lugar a una gestión ineficiente de las mismas. Considerando ello, resulta relevante identificar las disposiciones que pueden limitar una gestión eficiente.

Recordemos que uno de los principales riesgos que afrontan las empresas privadas al momento de decidir sobre la realización de inversiones, es el riesgo regulatorio. Este riesgo representa la incertidumbre que se tiene sobre el accionar del Estado en las reglas del país y la industria donde se realizará la inversión, ya que muchas veces los cambios en la regulación pueden determinar la variación de las proyecciones de ingresos de las compañías y en consecuencia las tasas de retorno de sus inversiones.

Este riesgo se ve incrementado cuando el objeto de inversión se encuentra sujeto a la normativa aplicable a la actividad empresarial estatal. En esta situación el riesgo que se afronta no solo es el de los posibles cambios en el marco normativo de la industria, sino que el riesgo también está relacionado a las condiciones propias de las reglas de la actividad empresarial del Estado y al comportamiento del propio Estado, ya no solo en su rol de regulador, sino también de empresario.

Conforme a lo antes señalado, la actividad empresarial del Estado se encuentra sujeta al principio de subsidiariedad, en virtud del cual el Estado sólo está autorizado a realizar subsidiariamente actividad empresarial, de forma directa o indirecta, cuando medie ley expresa sustentada en el alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional.

La Constitución Política de 1993 decreta la igualdad en el tratamiento legal de la actividad empresarial pública y no pública. Al analizar el marco de la actividad empresarial pública, se puede concluir que el precepto constitucional de igualdad entre las actividades empresariales económicas privadas y públicas no se refiere a un tratamiento idéntico, sino que tiene por finalidad evitar que se brinde un trato preferencial a un tipo de actividad respecto de la otra. Sin embargo, las empresas estatales, así como las extranjeras, tienen ciertas regulaciones especiales.

La actividad empresarial del Estado se encuentra normada y dirigida por el Fondo de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, el cual está encargado principalmente de aprobar las normas de gestión de las

empresas en las que el Estado tiene participación accionaria mayoritaria, así como ejercer la titularidad de dichas acciones.

En este contexto el FONAFE, a través de su Directorio que está conformado por los Ministros relacionados a los sectores productivos, dictan una serie de directivas las cuales son de obligatoria observancia para las empresas que conforman la actividad empresarial del Estado. Estas directivas deben ser aprobadas siguiendo los lineamientos establecidos en el Decreto Legislativo No. 1031, norma que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo No. 176-2010-EF.

Dentro de las materias que se encarga de regular el FONAFE de manera especial para la actividad empresarial del Estado, podemos advertir algunas que son de especial relevancia para la gestión eficiente y que se pueden identificar como sensibles a la posibilidad de incorporación de capitales privados. Estas regulaciones son las referidas a:

- Procesos de adquisiciones y contrataciones.
- Autorizaciones para endeudamiento.
- Aprobación de gastos de capital.
- Política de dividendos.
- Sistema de auditoría gubernamental.

A continuación analizaremos los principales aspectos de la normativa aplicable a la actividad empresarial del Estado que podrían desincentivar el ingreso de inversionistas privados, para en función a dicho análisis identificar los posibles mecanismos para su mitigación.

Procesos de adquisiciones y contrataciones.

En atención a las facultades normativas otorgadas a FONAFE, dicho organismo ha aprobado la Directiva de Gestión y Proceso Presupuestario de las Empresas bajo el ámbito de FONAFE³. En esta directiva se regula las adquisiciones y contrataciones de bienes, servicios, consultorías, arrendamientos y obras que realizan las empresas de la actividad empresarial del Estado, estableciéndose la obligatoriedad de sujeción a las disposiciones de la normativa de contratación estatal.

3 Aprobado mediante Acuerdo de Directorio N° 003-2005/018-FONAFE.

El sistema de contratación estatal incluye una serie de formalidades y procedimientos para la realización de las contrataciones que las empresas requieren para su funcionamiento, que pasan por la obligación de realización de licitaciones y concursos públicos. Si bien es cierto se podría considerar que el sistema de concursos y licitaciones es un sistema eficiente por cuanto incentiva la competencia en beneficio de la reducción de costos, en la práctica la obligatoriedad de estos sistemas de contratación resta agilidad al manejo de las empresas, derivando en posibles retrasos en la obtención de los recursos necesarios para las actividades propias del negocio, o retrasos en el cumplimiento de los programas de inversiones, los cuales en muchos casos derivan en sobrecostos.

Es así que, los beneficios que pudieran significar la competencia originada por la utilización de los sistemas de concursos y licitaciones públicas, se ve afectada en forma adversa por los retrasos en la obtención de los bienes o servicios a ser contratados. En efecto, un esquema como el antes señalado no considera aspectos tales como la oportunidad de la obtención del bien o servicio, la calidad de determinados bienes respecto de otros, así como las economías de escala que se pueden lograr mediante la contratación a un solo proveedor para la provisión de bienes y servicios que pudieran o no ser complementarios o relacionados entre sí. La poca flexibilidad del proceso estatal de contrataciones, independientemente de la calidad de los productos o servicios ofrecidos, resta agilidad al proceso de contratación y afecta en forma negativa su eficiencia.

Sin perjuicio de lo indicado, quizás la mayor objeción al sistema de contratación estatal está en el sistema de observaciones a las bases e impugnaciones de los actos administrativos realizados desde la convocatoria hasta la celebración del contrato. En lo que respecta a las observaciones a las bases y actuados del proceso de selección, los postores tienen la posibilidad de recurrir al Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado (OSCE) como segunda instancia que revisaría si las observaciones realizadas tienen fundamentos o no.

En lo que concierne a las impugnaciones, los postores tienen la posibilidad, luego de otorgada la buena pro, de recurrir en vía de apelación cualquiera de los actos realizados desde la convocatoria hasta antes de la celebración del contrato. Este recurso de apelación será resuelto por el Tribunal de Contrataciones del Estado, y deja en suspenso el proceso de selección en tanto sea resuelta la impugnación.

Este sistema de observaciones e impugnación pueden derivar en retrasos en los procesos de contratación e inversión, volviéndolos impredecibles y generando efectos negativos en la propia gestión de las empresas. No contar con los insumos necesarios para el desarrollo de las actividades de manera oportuna, o con los servicios y bienes requeridos para la ejecución de inversiones, puede derivar en la disminución de ingresos por operación deficiente, falta de atención oportuna de la demanda, además de la imposición de sanciones administrativas en el caso de negocios regulados o postergación de ingresos previstos por retrasos en las inversiones.

En definitiva, posibilitar el ingreso de fondos privados en la gestión de empresas estatales requiere de un sistema de contratación eficiente y previsible, que sirva de manera adecuada a la gestión.

Autorizaciones para endeudamiento.

Uno de los principales aspectos que debe velar un buen administrador a lo largo de la gestión es cuidar que el nivel de apalancamiento y la combinación de deuda de largo y corto plazo sea la óptima, a fin de optimizar el uso de los recursos financieros.

En el caso de las empresas sujetas a la normativa de la actividad empresarial del Estado las autorizaciones de endeudamiento a mediano y largo plazo, es decir por periodos superiores a un año, se encuentran sujetas a la Ley de Endeudamiento del Sector Público.

Como consecuencia de ello, cualquier requerimiento de deuda mayor a un año debe contar con la autorización previa del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), ello en razón de que este tipo de endeudamientos de empresas de propiedad mayoritaria del Estado se consideran pasivos en las cuentas nacionales de la República y tienen un impacto en las cifras de endeudamiento mostradas por el Estado Peruano.

El trámite de autorización seguido ante el MEF no se encuentra regulado y no existen criterios o requisitos que deban ser cumplidos para lograr con total predictibilidad su otorgamiento. De esta manera se ha observado en la práctica que esta solicitud de autorización puede ser rechazada por dicha entidad a su solo criterio y que los ocasionales casos en los que se ha aprobado dicho endeudamiento han sido fundamentalmente por criterios políticos. De esta

manera no existe un procedimiento que, de ser seguido escrupulosamente, asegure la obtención de la aprobación gubernamental para celebrar tal endeudamiento, toda vez que se encuentra supeditado al cumplimiento de metas macroeconómicas.

Esta situación genera que las empresas del Estado no puedan, o les sea muy difícil, obtener endeudamientos de mediano y largo plazo. De esta manera, se les hace imposible lograr un calce financiero entre los proyectos de inversión que tienen periodos de maduración de largo plazo con el financiamiento necesario para dichos proyectos. Lo anterior conlleva a que los gestores de las empresas del Estado limiten el desarrollo de proyectos a aquellos de muy corta maduración y emprendan un número limitado de proyectos de largo plazo (usualmente los relacionados con el desarrollo de infraestructura) en función a los recursos propios de la empresa estatal.

La otra alternativa que tienen los gestores de estas empresas es realizar inversiones de largo plazo con recursos obtenidos por préstamos corrientes. Como es evidente, la adopción de una política de esta naturaleza pone en riesgo el desarrollo saludable de la empresa y deteriora su capacidad de maniobra financiera, incrementando su riesgo y por tanto el costo del financiamiento de corto plazo que pudiera obtener.

En este sentido, resulta claro que las limitaciones en cuanto a la capacidad de tomar deuda por parte de las empresas eléctricas estatales, representa una importante dificultad para su gestión, y por consiguiente a su capacidad de crecer. Esta limitación representa un problema para el desarrollo de la actividad de generación eléctrica, por cuanto estas empresas ven afectadas sus decisiones de ampliación de capacidad instalada; sin embargo, más grave aún son los efectos en las actividades de distribución, ya que dicha actividad se desarrolla bajo el esquema de monopolio, por lo tanto en la áreas atendidas con empresas distribuidoras estatales no es viable suplir las deficiencias de inversión con iniciativas de empresas privadas.

Sistema de aprobación de gastos de capital.

La decisión respecto a en qué y cómo invertir es una de las principales decisión en una gestión eficiente, y significa la diferencia entre la rentabilización o no de la inversión.

Las administraciones eficientes suelen tomar decisiones de inversión considerando los flujos futuros que generaran las mismas, así como el efecto de éstas en la rentabilidad de la empresa o negocio en su conjunto. Para esto, tienen en cuenta carteras de proyectos, los mismos que son priorizados de acuerdo a su rentabilidad y urgencia, a fin de dar el mejor uso a los recursos económicos y financieros.

Bajo el sistema de la actividad empresarial del Estado, los gastos de capital de las empresas eléctricas deben decidirse y aprobarse de acuerdo a las normas del Sistema Nacional de la Inversión Pública (SNIP). El SNIP se encuentra regulado por la Ley No. 27293, su Reglamento aprobado por Decreto Supremo No. 102-2007-EF, la Directiva para la Programación Multianual de la Inversión Pública y la Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública aprobada por el MEF.

Para el caso específico de la aplicación del SNIP a las empresas no financieras de la actividad empresarial del Estado, como son las empresas del sector eléctrico, se ha creado la OPI-FONAFE, la misma que se encarga de evaluar y emitir informes técnicos sobre los estudios de preinversión, así como declarar la viabilidad de los programas de inversión cuyas fuentes de financiamiento no requieran endeudamiento con aval del Estado.

La OPI-FONAFE fue creada mediante una disposición complementaria de la norma que aprobó la Ley Marco de Asociaciones Público-Privadas. La creación de una Oficina de Programación de Inversiones específica para las empresas no financieras de la actividad empresarial del estado, significa un avance en el reconocimiento de la necesidad de tener procesos ágiles de toma de decisiones en materia de inversiones; sin embargo, consideramos que este sistema ad-hoc no es suficiente para garantizar eficiencia en las decisiones de inversión, por los motivos que desarrollamos en los párrafos siguientes.

Como hemos mencionado, los criterios que se tienen en cuenta al momento de tomar una decisión de inversión y definir la cuantía de la misma, su plazo y la rentabilidad mínima que se exigirá a dicho proyecto de inversión, son las decisiones que diariamente se tienen que afrontar en el manejo empresarial. Las respuestas a estas interrogantes y las decisiones que se adopten antes estas respuestas, representan el incremento o no en la rentabilidad de las compañías y de los negocios en su conjunto.

Si revisamos el procedimiento administrativo de aprobación de proyectos de inversión establecido bajo el SNIP, advertimos que si bien es cierto la empresa es quien tiene la iniciativa en la formulación y proposición de proyectos de inversión, la decisión de viabilidad de los proyectos, es decir la decisión de si se invierte o no, escapa al control de la administración de la empresa. Esta decisión es tomada por un organismo externo, en este caso por la OPI-FONAFE.

Esta situación representa otra limitante a la gestión de empresas eléctricas del Estado. La decisión final respecto a en qué proyectos se invertirá los recursos de la empresa, no es adoptada por la administración de ésta, sino que depende de una aprobación externa.

Dada esta situación, cobra especial importancia analizar los criterios que el SNIP considera para otorgar la viabilidad o no de los proyectos de inversión. Como hemos dicho, un administrador diligente decide en qué invertir considerando principalmente la priorización que realice de su cartera de posibles proyectos bajo criterios de rentabilidad de la inversión. Es decir, los mayores flujos futuros generados por la inversión realizada, descontados a una tasa que satisfaga el costo de oportunidad de la empresa, deberán merecer la decisión de inversión.

Siendo así, esto que parece elemental no es tan evidente bajo las reglas del SNIP. El artículo 4 de la Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública establece que todos los proyectos que se ejecutan en el marco del SNIP se rigen por las prioridades que establecen los planes estratégicos nacionales, sectoriales, regionales y locales. Así mismo, el artículo 11 del Reglamento de la Ley del SNIP señala que solamente pueden ser declarados viables los proyectos de inversión que evidencien ser socialmente rentables, sostenibles y compatibles con los Lineamientos de Política. Adicionalmente, el artículo 14 del mismo dispositivo legal, al regular la evaluación ex post de los proyectos de inversión ejecutados, establece que la finalidad de dicha evaluación es la verificación de la generación de beneficios sociales durante la vida útil del proyecto.

Como se puede advertir de la regulación general del SNIP, los criterios que deben tenerse en cuenta para la declaración de viabilidad y priorización de las inversiones no se relacionan a criterios de rentabilidad económica, sino más bien objetivos contenidos en planes estratégicos nacionales o sectoriales, los cuales están definidos con criterios sociales y no económicos.

Ahora bien como hemos indicado, en el año 2008 con la aprobación de la Ley Marco de Asociaciones Público-Privadas, se creó la OPI-FONAFE, como entidad encargada de evaluar y emitir informes técnicos sobre los estudios de preinversión, así como declarar la viabilidad de los programas de inversión cuyas fuentes de financiamiento no requieran endeudamiento con aval del Estado.

La creación de esta oficina especial para las empresas de la actividad empresarial del Estado se sustentó en un reconocimiento de que los criterios de inversión de las empresas son distintos a los criterios de inversión de las demás dependencias de la administración pública y que, por consiguiente, los criterios para la declaratoria de viabilidad y priorización de los proyectos de inversión debían regularse de manera distinta.

En este sentido la Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública⁴, aprobada por el MEF, regula de manera separada las disposiciones aplicables al denominado “Sector FONAFE” en materia de inversión pública, estableciendo que los proyectos de inversión que formulen las empresas del Sector Público bajo el ámbito de FONAFE, deberán enmarcarse en los fines y objetos sociales de dichas empresas.

Consideramos que esta referencia a los objetivos sociales de las empresas es adecuada, sin embargo no es suficiente. La creación de un tratamiento específico para la evaluación de los proyectos de inversión de la actividad empresarial solo se podría justificar si se incluye en la regulación, criterios de rentabilidad.

La Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública, en su numeral 34.3, establece que el Directorio de FONAFE, en su calidad de Órgano Resolutivo del Sector FONAFE, aprueba los lineamientos de la política empresarial para la inversión pública en las empresas, sin perjuicio de la aplicación obligatoria de los lineamientos de política sectoriales aprobados por los demás Sectores.

4 La Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública ha sido aprobada por la Directiva No. 001-2011-EF/68.01 del Ministerio de Economía y Finanzas, y tiene por objeto establecer las normas técnicas, métodos y procedimientos de observancia obligatoria aplicable a las Fases de Preinversión, Inversión y Postinversión y a los órganos conformantes del SNIP.

Esta disposición faculta a FONAFE a aprobar criterios de evaluación de los proyectos de inversión de las empresas no financieras de la actividad empresarial del Estado, pudiendo incorporar criterios de rentabilidad en los mismos a efectos de declarar su viabilidad y priorización. Sin embargo, hasta la fecha el Directorio de FONAFE no ha aprobado una directiva donde se establezcan criterios especiales para la evaluación de los proyectos de las empresas bajo su ámbito, remitiéndose a los criterios aprobados en los planes estratégicos de cada uno de los sectores a los que pertenecen sus empresas.

Esta falta de definición de criterios determinados, más adecuados para la actividad empresarial, hace que la creación de un sistema específico para la actividad empresarial no tenga más efecto que un descongestionamiento del sistema general, más no un verdadero beneficio en los criterios de evaluación de los proyectos de las empresas, que podrían redundar en gestiones más eficientes y en decisiones de inversión más adecuadas.

De acuerdo a lo expuesto, la aplicación del SNIP a las empresas eléctricas de la actividad empresarial del Estado, representa un limitante a la participación de capitales privados, toda vez que excluye las decisiones de inversión del ámbito de control de la administración. Por otro lado, los criterios de aprobación de las inversiones y de su priorización se sustentan en criterios distintos a los de rentabilidad económica, lo cual perjudica el retorno de las inversiones.

Política de dividendos

La política de dividendos de una empresa es un plan de acción que debe adoptarse y que regula la capacidad de autogeneración de recursos de la empresa y la distribución de los mismos. En una gestión eficiente la política debe considerarse tomando en cuenta dos objetivos básicos: maximizar el beneficio de los propietarios de la empresa y proporcionar suficiente financiamiento a la compañía para su adecuada operación y sano crecimiento.

La política de dividendos de las empresas se ven sujetas a restricciones legales, contractuales e internas, las perspectivas de crecimiento de la empresa y consideraciones de mercado.

Para el caso de las empresas eléctricas de la actividad empresarial del Estado sus políticas de dividendos son aprobadas por sus respectivas Juntas de Accionistas; sin embargo, éstas deben respetar lo establecido en la Ley No. 27170. El artículo

4 del mencionado dispositivo legal establece la obligatoriedad de transferir de manera automática a FONAFE, antes del 30 de abril de cada año, el total de la utilidades distribuibles obtenidas en el ejercicio anterior, sobre la base de estados financieros auditados.

Estos recursos transferidos a FONAFE pueden ser retornados a las empresas vía transferencias corrientes, aportes de capital o financiamiento, para lo cual deberá realizarse la respectiva sustentación técnica, económica y financiero. O en su defecto, el Tesoro Público podrá solicitar la transferencia de dichos recursos para cubrir sus necesidades presupuestales.

En este sentido, por mandato legal está negada la posibilidad de contar con una política de dividendos que contemple la obligación de reinversión de utilidades no distribuidas, sin perjuicio de las necesidades de financiamiento y crecimiento de las empresas.

Creemos que esta restricción a la política de dividendos perjudica la sostenibilidad de las empresas, por cuanto se les resta una fuente de financiamiento importante consistente en la autogeneración de sus recursos. Asimismo, consideramos que la disposición contenida en la ley citada respecto a que el retorno de los recursos económicos a la empresa esté supeditada a la decisión de FONAFE, no garantiza que la empresa tenga a su disposición dichos recursos para atender sus necesidades de financiamiento y crecimiento, más aún cuando dicho procedimiento no obliga a FONAFE a retornar los recursos aun cuando existan sustentos técnicos, económicos y financieros. Por otro lado, la priorización del destino de los recursos recibidos por FONAFE podría realizarse con criterios políticos o de otra índole que no se ajusten necesariamente a criterios de eficiencia en la inversión, llegándose a situaciones de subsidios cruzados entre las empresas del Estado.

Este tema es sumamente sensible en la perspectiva de crear un modelo que permita el ingreso de fondos privados como accionistas de las empresas del Estado. Parte de los riesgos que deberán mitigarse para hacer viable este modelo pasa por permitir que las empresas tengan políticas de dividendos que estén orientadas a maximizar el beneficio de los propietarios de la empresa, pero también proporcionar suficiente financiamiento a la compañía para su adecuada operación y sano crecimiento.

Sistema de auditoría gubernamental

De conformidad con lo establecido en la Ley No. 27785, Ley Orgánica del Sistema Nacional de Control y de la Contraloría General de la República, este sistema es aplicable también a las empresas del Estado, así como aquellas empresas en las que éste participe en el accionariado, cualquiera sea la forma societaria que adopten, por los recursos y bienes materia de dicha participación. En este sentido, no solo el accionar de los administradores de las empresas del Estado están sujetos a las acciones de control de las Oficinas de Control Institucional bajo los criterios recogidos por las Normas de Auditoría Gubernamental (NAGU) y el Manual de Auditoría Gubernamental (MAGU), sino que los estados financieros de las empresas estatales deben ser auditados por sociedades de auditoría elegidas por la Contraloría General de la República.

De acuerdo a la NAGU y la MAGU son tres los tipos de auditoría aplicables, las auditorías financieras, las de gestión y las especiales destinadas a determinar deficiencias de carácter operativo, incumplimientos de la normatividad legal, investigaciones de denuncias y controles de gestión.

El sesgo de los procedimientos de control gubernamental, condiciona el accionar de los administradores, así como la toma de las decisiones respecto a la posibilidad de asumir riesgos. Los administradores de las empresas del Estado, en el proceso de toma de decisiones, deben analizar los efectos que estas decisiones tendrán en una posible acción de control, limitando su capacidad de asumir riesgos, aún cuando estos sean medibles y aceptables, por temor a verse involucrados en una acción de control posterior.

De esta forma, los administradores de las empresas eléctricas del Estado muchas veces prefieren dejar pasar oportunidades de negocios que podrían ser interesantes y beneficiosas para la compañía, por el hecho que éstas representan tomar ciertos riesgos que dentro de la actividad privada hubiera resultado razonable asumir, sin embargo dentro de un sistema de gestión público resulta más difícil.

No solo las decisiones de los administradores de las empresas estatales se ven afectadas por las características del Sistema Nacional de Control, sino que el hecho que sus estados financieros sean revisados y auditados por sociedades de auditoría designadas en concursos efectuados por la Contraloría General

de la República, afectan sus posibilidades de recurrir al sistema financiero o mercado de capitales en busca de obtener los recursos financieros necesarios para solventar sus programas de inversiones y asumir sus costos operativos.

El tema señalado en el párrafo anterior no sería así si producto del proceso de selección de la Contraloría General de la República, las empresas eléctricas del Estado pudieran contar con sociedades de auditoría de primer nivel, cuyos informes agreguen valor a la compañía y sirvan como una herramienta de apalancamiento financiero, sin embargo la realidad es distinta.

La experiencia demuestra que las condiciones para el desarrollo del servicio de auditoría, así como los montos aprobados como contraprestación de estos servicios, originan que las sociedades de auditoría con mayor prestigio no vean como un mercado atractivo examinar a este tipo de empresas, con lo cual los informes emitidos por las sociedades de auditoría que si participan en el concurso de la Contraloría General de la República pocas veces sirven para estructurar un financiamiento.

IV. Las empresas eléctricas estatales como destino de capitales privados

Como hemos visto, el ámbito de la actividad empresarial del Estado no ofrece las condiciones adecuadas para que las empresas eléctricas de propiedad estatal puedan garantizar el acceso a los recursos necesarios que permitan acompañar el crecimiento del país. Por el contrario, sus limitaciones para tomar endeudamiento de mediano y largo plazo las condenan a tener esquemas de deuda descalzadas con los plazos de recuperación de sus inversiones, generando que estas empresas tengan problemas de liquidez y posibilidades de crecimiento.

Sin embargo, especialmente en la actividad de distribución, no podemos desconocer que juegan un rol importante en la provisión del suministro de electricidad, la misma que no puede ser suplida por empresas privadas, considerando el modelo de monopolio bajo el cual se desarrolla esta actividad.

En este sentido, resulta pertinente analizar la posibilidad de lograr que las empresas eléctricas del Estado recuperen su destino como receptoras de

capitales privadas, el mismo que fue truncado hace más de 10 años con los procesos de privatización frustrados de las empresas Egasa y Egesur.

Los posibles esquemas para la captación de recursos privados en las empresas eléctricas estatales son diversos, que van desde tomar deuda del sistema financiero o el mercado de capitales, ya sea vía emisión de bonos corporativos o de titulización, hasta esquemas más complejos que pueden ser el ingreso de capitales privados en el accionariado de las empresas, sean estos bajo esquemas de participación minoritaria o mayoritaria.

Sin embargo, cualquiera de estos esquemas solo serán viables en la medida que existan las condiciones adecuadas para mitigar los riesgos que rodean el esquema regulatorio de la actividad empresarial del Estado que hemos desarrollado en los párrafos precedentes.

Adicionalmente a los riesgos inherentes a la regulación de la actividad empresarial del Estado, es necesario considerar otros riesgos existentes en relación a la participación privada en las empresas controladas por el Estado. Así podemos señalar el riesgo político social consistente en tener al Estado como socio, lo cual podría significar que cada periodo de gobierno podría revisarse las condiciones de la sociedad, lo cual generaría un contexto de incertidumbre en las inversiones realizadas.

Por otro lado, no podemos dejar de mencionar el hecho que existe un concepto de satanización de las privatizaciones, el cual podía afectar la aceptación política social del esquema propuesto. Esta satanización se ha originado, entre otros factores, por la poca experiencia regulatoria del Estado en dichos procesos que se han traducido en un menor beneficio percibido de los frutos de la privatización, el deficiente enfoque social del Estado al privatizar y el elevado costo que el Estado ha tenido que asumir por la existencia de pasivos ocultos.

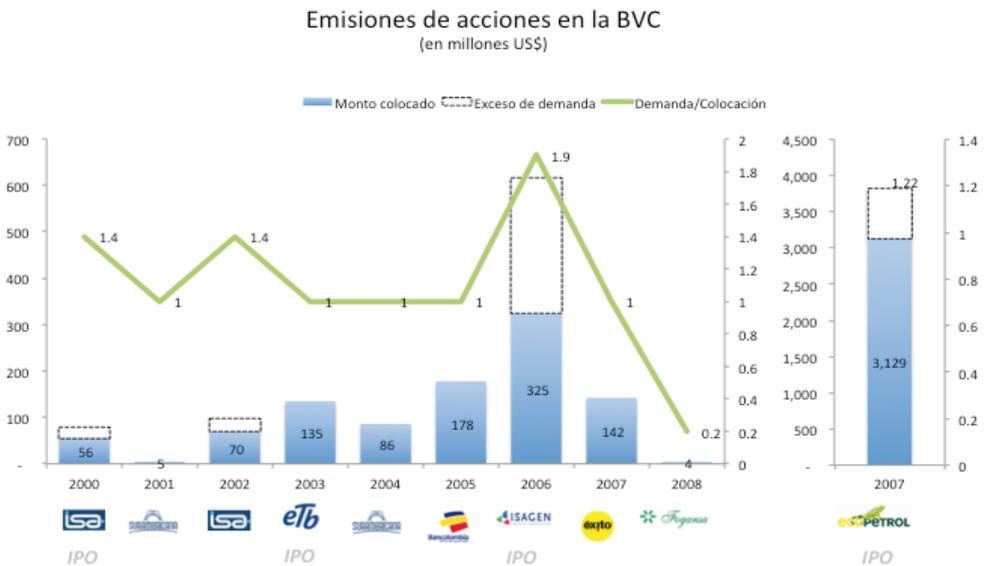
En relación con el ámbito económico, debe también considerarse el hecho que el Estado no cuenta con una cartera de inversiones a mediano y largo plazo, que se sustente en evaluaciones financieras que apoyen la estructuración de cualquier financiamiento y que permita conocer el destino de los recursos a ser captados. En ese sentido, se hace complicado estimar con certeza las verdaderas necesidades de recursos de las empresas estatales y garantizar niveles de retorno adecuados por las inversiones a ser realizadas con los recursos captados.

Con la paralización de los procesos de privatización de las empresas eléctricas, se ha perdido más de una década en la que hubiera podido ingresar recursos financieros frescos a las empresas, en procura de la modernización de sus procesos e infraestructura.

Sobre este punto basta con mirar la experiencia colombiana en materia de promoción de inversiones privadas en el sector eléctrico, hidrocarburos y telecomunicaciones. A continuación comentamos los que llamamos el caso colombiano.

V. El caso colombiano

En Colombia, desde hace más de una década, se han efectuado con éxito diversas estructuraciones de financiamiento de empresas estatales a través de emisiones de acciones en las que han intervenido inversionistas privados. Estas estructuraciones están vinculada principalmente a empresas del sector energético y telecomunicaciones, tales como Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P - ISA, Empresa de Teléfonos de Bogotá - ETB, la empresa de generación de energía ISAGEN y la empresa de exploración y explotación de hidrocarburos ECOPETROL.



Fuente: Bancolombia.

Las emisiones efectuadas han permitido que las mencionadas empresas, a lo largo de la década pasada, obtengan fondos privados por más de US\$ 4,000 Millones, excediendo en algunos casos la demanda por las acciones en casi 100%, como fue el caso de la emisión realizada por la empresa generadora ISAGEN en el año 2006. En siguiente gráfico (fuente Bancolombia) se puede apreciar las operaciones realizadas en la Bolsa de Valores de Colombia por las distintas empresas y los excesos de demanda no satisfechas.

Analizando los factores que han determinado el éxito de las emisiones realizadas en Colombia podemos señalar que estas estructuraciones tienen como sustento un marco legal e institucional que permite que los inversionistas privados tengan certeza respecto a que los fondos invertidos van a ser eficientemente aplicados; y, que los niveles de rentabilidad obtenidos serán los estimados al momento de la decisión de inversión.

Así, en Colombia se ha aprobado un marco jurídico de derecho administrativo claro donde las empresas con capital inferior al 90% del Estado son administradas con los estándares de las sociedades privadas. Esto permite que la Administración de las empresas se desempeñe con criterios empresariales de buen gobierno corporativo y que las decisiones no se adopten con criterios políticos sino de mercado.

Otra característica de estas emisiones es la implementación obligatoria de estándares adecuados de gobierno corporativo que favorecen la flexibilidad en la administración de estas empresas y maximizan el valor de las mismas para sus inversionistas, además de una historia de negocio exitosa y una administración profesional de las empresas con anterioridad a su oferta pública.

Estas condiciones hicieron que no fuera necesario otorgar a los nuevos inversionistas derechos de control o de voto adicionales a los propios de sus acciones ordinarias.

En el caso de las emisiones de ISA, ETB e ISAGEN, estas empresas emitieron acciones con derechos especiales, obligatoriamente convertibles en acciones ordinarias después de un término de 1 a 3 años. Para el caso de Ecopetrol la estructuración contempló únicamente la emisión de acciones ordinarias.

En el año 1998 el Gobierno Colombiano aprobó la Ley No. 489⁵ mediante la cual se dictaron normas sobre la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional, y se expedieron las disposiciones, principios y reglas generales para el ejercicio de las atribuciones constitucionales referidas a la supresión o fusión de entidades u organismos administrativos nacionales y la modificación de la estructura de los ministerios, departamentos administrativos y demás entidades u organismos administrativos nacionales.

De conformidad con la legislación colombiana, son denominadas entidades descentralizadas entre otras, las empresas industriales y comerciales del Estado, las sociedades públicas, las sociedades de economía mixta y las empresas oficiales de servicios públicos, cuyo objeto principal sea el ejercicio de funciones administrativas, la prestación de servicios públicos o la realización de actividades industriales o comerciales con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio. En este sentido, las empresas del Estado como órganos del Estado están sujetas al control político y a la dirección del órgano de la administración al cual están adscritas.

Sin embargo, con la aprobación de la Ley No. 489 en el año 1998 únicamente las empresas que mantenían capital del Estado entre 90% y 100% conservaban una administración netamente pública, con un Gerente que es agente del Presidente de la República, y de quien depende su nombramiento y remoción. En estos casos los contratos se sujetan al Estatuto General de la Contratación de las entidades estatales

En cambio, las empresas en las que el Estado mantiene una participación menor al 90% de su accionariado, están sujetas al régimen de Sociedades de Economía Mixta, pudiendo desarrollar sus actividades de naturaleza industrial o comercial conforme a las reglas de derecho privado.

Con la aprobación de la mencionada Ley, los procesos de adquisiciones, autorizaciones de endeudamiento e inversión, que son los principales aspectos limitantes para el ingreso de capitales privados en las empresas estatales peruanas, quedaron regidas únicamente por los requisitos exigidos para las empresas privadas.

Como se puede apreciar, la imposición de un régimen privado a las empresas en las que capitales privados tenían más del 10% del accionariado representa

5 Ley aprobada por el Congreso de la República Colombiana

una garantía para los inversionistas que las empresas tendrán las herramientas necesarias para una gestión profesional y eficiente.

Otro aspecto fundamental del modelo colombiano se refiere a la implementación de normas de gobierno corporativo cada vez más exigentes para las empresas que pretendían captar fondos privados. Hasta el año 2001 la regulación en materia de gobierno corporativo en Colombia se limitaba a las normas generales de las sociedades comerciales contenidas en el Código de Comercio Colombiano. En este contexto se realizó la oferta pública primar de acciones de ISA en el año 2000. A partir de dicho año, con la aprobación de la Resolución 275 se estableció los requisitos que debían acreditar las personas jurídicas públicas y privadas que pretendían ser destinatarias de la inversión de recursos de los fondos de pensiones en cuanto a la adopción de medidas específicas de gobierno corporativo, bajo el modelo de “cumpla y explique”. En este contexto se realizó la estructuración de ETB en el año 2003.

A partir del 2005 con la entrada en vigencia de la Ley 964, se estableció mejores estándares de gobierno obligatorios para todos los emisores de valores. En este contexto se realizaron las operaciones de ISAGEN y ECOPETROL en el año 2007.

Finalmente desde el año 2007, con la dación de la Circular Externa 028 de la Superintendencia Financiera de Colombia (con sus modificaciones posteriores) se derogó la Resolución 275 e introdujo prácticas de gobierno corporativo bajo el modelo “cumpla o explique”, indicando que la divulgación anual del cumplimiento o no de estas prácticas es obligatoria para emisores de valores en Colombia.

Como protección a los derechos de los accionistas minoritarios, el Estado Colombiano, en su calidad de accionista mayoritario adoptó obligaciones específicas y vinculantes a favor de los potenciales inversionistas. En la medida que los estándares de gobierno corporativo se hicieron más exigentes en Colombia, que las normas aplicables contemplaban mecanismos específicos de protección a los accionistas minoritarios y que el mercado colombiano se desarrolló, estos compromisos se hicieron menos rígidos. ISA, ETB y ECOPETROL adoptaron compromisos unilaterales vinculantes, mientras que ISAGEN celebró un acuerdo de accionistas mediante la figura de oferta mercantil.

Como se puede apreciar de lo antes señalado, la viabilidad de esquemas de financiamiento como el visto en el caso colombiano radica en la seguridad que su marco normativo es capaz de generar en los inversionistas privados.

A esto debe añadirse los incentivos generados para el ingreso de inversionistas privados, al permitir una administración mixta cuando el capital social no es íntegramente del Estado, así como la adopción de estándares de buen gobierno corporativo.

VI. Conclusiones

1. La actividad empresarial del Estado mantiene bajo su control un número importante de empresas que participan en el mercado eléctrico, tanto en las actividades de generación como en las actividades de distribución. Sin embargo, no cuenta con recursos suficientes para garantizar que estos servicios acompañen el crecimiento del país.
2. El marco normativo aplicable a la actividad empresarial del Estado relativo a (i) sistema de contratación; (ii) autorización de endeudamiento; (iii) aprobación de inversiones; (iv) política de dividendos; y, (v) sistema de auditoría, afecta su gestión eficiente y competitividad, así como la posibilidad de conseguir los recursos financieros necesarios para asegurar su crecimiento.
3. Las restricciones de las empresas del Estado para obtener financiamiento eficiente es uno de los aspectos que más limita su capacidad de crecimiento y generación de valor.
4. La estructuración de esquemas de participación de capitales privados en empresas eléctricas del Estado está supeditada a generar un contexto en donde se mitiguen los riesgos y ineficiencias producto de la normatividad de la actividad empresarial del Estado.
5. Debe tomarse como referencia el caso de Colombia, que ha logrado eficientemente estructurar financiamientos de empresas estatales a través de la participación de capitales privados mediante la adopción de un marco legal e institucional que está sustentado en: (i) la aplicación de las normas de la actividad privada; y, (ii) que dichos capitales tengan la certeza respecto a que los fondos invertidos van a ser eficientemente aplicados.

La Ley de Concesiones Eléctricas y su rol en la Seguridad Energética del Perú

Abel M. Venero Carrasco*

Una de las múltiples contribuciones de la Ley de Concesiones Eléctricas al sector energía en el país es su impulso a la institución y desarrollo de una política energética en el país. Dentro de este marco de política, uno de los aspectos en el que se puso mayor énfasis es la Seguridad Energética. Actualmente, se considera que la implementación de mayores ajustes a la Ley de Concesiones Eléctricas podría fortalecer y ampliar la promoción que actualmente ésta brinda a la Seguridad. El presente artículo busca presentar estos ajustes a través del análisis teórico del concepto de Seguridad y su desempeño a la luz de Ley. Además, dilucida la relación del concepto y la Ley con la actual política de largo plazo para el sector eléctrico nacional. Luego de este desarrollo, se concluye que las posibles reformas a la Ley que permitirían mejorar las condiciones de Seguridad se darían en el sistema de habilitación y en las obligaciones de los actores habilitados.

1. Introducción

El presente artículo parte de una premisa bastante simple: la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante 'LCE' o la 'Ley') es una de las piezas fundamentales para la institución y desarrollo de una política energética en el país. Los lineamientos de esta política se interrelacionan con elementos legislativos del mismo sector energía (básicamente la Ley Orgánica de Hidrocarburos) y otros desarrollos normativos derivados del régimen económico expresado en la Constitución Política de 1993 (por ejemplo, los decretos legislativos que restringen las prácticas monopólicas y reprimen la competencia desleal). Frente a este escenario en el cual elementos de política económica y energética se entrelazan, este artículo se enfocará en un elemento clave en todas las políticas energéticas nacionales, incluida la peruana: la Seguridad Energética (a la que en adelante nos referiremos con las siglas SE o simplemente como 'seguridad').

* Abogado por la Pontificia Universidad del Perú. Candidato al grado *LLM in EnergyLaw and Policy* por el *Centre forEnergy, Petroleum and MiningLaw and Policy* (CEPMLP) de la Universidad de Dundee, Escocia.

La contribución que se persigue es la de presentar aquellos avances que la LCE supuso, de manera intencional o no, para diferentes aspectos de SE en el país. Una vez conocidos y desarrollados estos avances, se procura alcanzar al debate elementos que permitan reforzar y complementar el rol de la LCE en el ámbito de la política energética nacional.

La estructura a seguir en el presente es la siguiente. Un primer acápite presentará el concepto de SE y sus diferentes enfoques, tratando principalmente de mostrar que la práctica legislativa de identificar dicho concepto con la seguridad física del suministro yerra por atenerse a un solo aspecto del concepto. Un siguiente punto presentará los diversos aspectos de SE en las que la LCE significó un cambio y en las que impulsó un avance. El método a seguir en este análisis consistirá básicamente en la comparación histórica entre los regímenes previo y posterior al advenimiento de la Ley. Por último, con los resultados de las observaciones anteriores y con el análisis del lugar que ocupa la SE en la política energética nacional en el largo plazo, se presentarán propuestas para que la Ley se mantenga su preeminencia en la política sectorial.

2. La Seguridad Energética

2.1 Los recientes productos legislativos

En el primer semestre del año 2012 se incorporó al ordenamiento una norma¹ impulsada por el Poder Ejecutivo la cual, entre sus diversas disposiciones, busca movilizar recursos financieros para el desarrollo e implementación de proyectos de infraestructura en materia de hidrocarburos. Es importante destacar que la Exposición de Motivos de dicha norma establece que por seguridad energética se debe entender un elemento que responde a principios constitucionales. Específicamente, aquel principio que asigna al Estado el deber de promover el bienestar general que se fundamenta entre otros, en el desarrollo integral y equilibrado de la Nación. Del mismo modo, en el Dictamen de la Comisión de Energía y Minas del Congreso, se establece que la ley se enmarca en la política sectorial de mantener la competitividad del país para atraer inversiones².

1 'Ley 29852. "Ley que Crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético". Publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 13 de abril del 2012.

2 Tanto la Exposición de Motivos de la referida Ley como el Dictamen de la Comisión de

Frente a los documentos citados, es inevitable preguntar ¿qué entienden el legislador y el gobierno cuando citan la SE? ¿Cómo creen que se logrará la SE?, ¿mediante la promoción de competitividad?, ¿la provisión de infraestructura? ¿Cómo incide todo lo mencionado en el bienestar general?

Lamentablemente, las preguntas formuladas quedan sin respuesta dada las breves extensión y argumentación de los documentos que motivan la ley. No obstante, la cita a dicho ejemplo legislativo permite plantear el desarrollo del concepto de SE y sus alcances así como el sitio preferencial que ocupa en la política sectorial de largo plazo.

2.2 Definiendo el concepto

Por décadas, la academia viene considerando a la SE como uno de los principales objetivos de política pública, encontrándose incluso en la misma prioridad que otros objetivos como el desarrollo económico y la protección ambiental³. Se llega a indicar que “la atención internacional en el presente está centrada en la seguridad energética que incorpora elementos tecnológicos, económicos y políticos, como: la eficiencia energética, I&D, innovación energética, diversificación y precios; geopolítica e interdependencia, entre otros.”⁴ En este marco, brindar una definición exacta de SE es difícil en tanto ha tenido diferentes significados para diferentes personas en diferentes momentos⁵.

El concepto de SE se presenta comúnmente como “la provisión confiable y adecuada de energía a precios razonables”⁶. Un concepto sencillo sobre el que, sin embargo, se ha generado debate sobre su contenido.

Energía y Minas pueden hallarse en el Expediente Digital alojado en la web del Congreso.

<<http://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/CLProLey2011.nsf>>

3 BIELECKI, Janusz, ‘Energy Security: Is the Wolf at the Door?’, *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42 (2002).

4 LUYO, Jaime E., ‘Seguridad Energética: Determinante Para El Desarrollo Nacional’, (Competitiveness and Sustainable Development Institute, 2011), p. 7 (p. 1).

5 KRUYT, Bert y otros, ‘Indicators for Energy Security’, *Energy Policy*, 37 (2009), 2167. La frase citada sin traducirse: “an exact definition of energy security is hard to give as it has different meanings to different people at different moments in time”

6 BIELECKI. (traducido por el autor)

Por ejemplo, ¿en qué consiste una provisión confiable y adecuada? La respuesta mayoritariamente aceptada es aquella que establece que la energía se suministra de manera confiable y adecuada cuando se realiza de manera continua y, además, responde a las necesidades de la demanda energética⁷. En cambio, encontrar un consenso mayoritario respecto a “precios razonables” se hace más difícil debido a que cada autor, dependiendo de su rama de especialización, tiene su respuesta particular frente a la pregunta ¿en qué consiste un precio razonable? Para efectos de este artículo se utiliza el canon económico de precio eficiente es decir que un precio razonable es aquel que se obtiene en una situación de equilibrio de mercado y en condiciones competitivas en las cuales la oferta y la demanda se encuentran en igualdad de condiciones⁸.

Tomando en cuenta lo anterior, el interés por obtener SE en un país o región radica en que, un ambiente seguro, garantiza que los usuarios de energía obtendrán el mejor suministro de energía posible dadas las condiciones en las que se encuentran y el precio que han sufragado.

2.3 Enfocando el concepto

En la práctica, el concepto abstracto y académico de SE, si bien didáctico y muy profundo, no ofrece mayor utilidad. En ese sentido, esta preocupación ha sido enfocada de manera distinta en diversos lugares y en diversas épocas. A lo largo de las décadas la SE se ha visto desarrollada desde diversas dimensiones e intereses desde la política pública hasta los fueros militar y tecnológico⁹.

En lo que respecta al ámbito de la política, tal como se dijo, el interés en colocar como uno de los principales objetivos a la SE se debe a los resultados positivos que genera. Se debe tener en cuenta, sin embargo, que cada país y/o región tiene distintos contextos, cuenta con sus propios intereses y, por todo ello, asume formas particulares para garantizar su propia seguridad. Es decir, cada país y/o región establece su propia agenda de política para obtener seguridad.

7 BHATTACHARYYA, Subhes, *Energy Economics : Concepts, Issues, Markets and Governance*, (Springer, 2011), p. 463.

8 En *ibid.* 464, se puede hallar la frase sin traducir: “*Economically [a reasonable price] would mean market-clearing price in a competitive market where supply and demand balances*”

9 BIELECKI, p. 237.

Por ejemplo, “la principal dimensión de seguridad energética para los países consumidores ha sido la de seguridad de abastecimiento, a la que se tiende a dar un contenido básicamente geopolítico”¹⁰. En cambio, en un país con una economía en transición como China “la seguridad energética radica ahora en su habilidad para adaptarse rápidamente a su reciente dependencia a mercados globales, lo que significa un cambio mayúsculo respecto a su anterior políticas de autosuficiencia”¹¹.

El esfuerzo de la academia ha sido sistematizar estas diferentes desarrollos de la SE como parte de una política energética nacional y/o regional particular. Con ello, se ofrece la categorización de cuatro elementos clave de la SE en cuanto parte de una estrategia sectorial¹²:

- Disponibilidad: La seguridad radica en prever la existencia física, disposición geológica y factibilidad para la explotación de recursos energéticos.
- Accesibilidad: La atención se encuentra puesta en cómo crear y mantener vínculos físicos entre los lugares de existencia de los recursos y los lugares de consumo. El punto de vista predominante es la geopolítica y también puede incluirse un interés tecnológico.
- Asequibilidad: El enfoque se halla en las formas en las que se distribuyen y sufragan los costos que se originan con la producción y con el consumo. El matiz de seguridad es económico.
- Aceptación: El interés se encuentra puesto en asegurar la sostenibilidad de la provisión de energía, para ello se toman en cuenta los aspectos socio ambientales del sector.

Debe recalarse que cada versión de política energética responde a un contexto en específico, con lo cual la presencia o énfasis de uno de

10 ESCRIBANO, Gonzalo, ‘Seguridad Energética: Concepto, Escenarios e Implicaciones para España y la UE’, *Documentos de Trabajo del Área de Economía y Comercio Internacional*, (2006), 3.

11 YERGIN, Daniel, ‘Ensuring Energy Security’, *Foreign Affairs*, 85 (2006). (traducido por el autor)

12 Esta clasificación corresponde a la institución Asia PacificEnergyResearch Centre y se halla recogida en: KRUYT y otros p. 2167.

estos aspectos no puede calificarse por sí mismo como adecuado o idóneo. Es más, para algunos resulta clara la existencia de incompatibilidad entre algunos de estos elementos¹³.

La pretensión de este artículo, de evaluar la LCE a la luz de la seguridad del suministro, será llevada a cabo desde un enfoque que combina la política y la economía. En ese sentido, se muestran posibles sinónimos del término SE dependiendo de la perspectiva¹⁴:

Perspectivas	Política	Económica
Sectorial	Sostenibilidad del Régimen	Juridicidad del Régimen
Transectorial	Seguridad de Suministro	Estabilidad del Mercado

La Sostenibilidad del Régimen se refiere al nivel de confiabilidad y continuidad del suministro. Se considera que los indicadores de sostenibilidad de un régimen son aquellos que señalan una baja exposición en términos de dependencia y los niveles de concentración/diversificación del suministro¹⁵. A lo largo del tiempo, tanto en la teoría como en la práctica de la industria eléctrica, se han adoptado diversos medios legislativos con el fin de crear un régimen sostenible en los términos expuestos. Un ejemplo claro de estos medios son la separación de las actividades eléctricas y, complementariamente, el control de concentraciones.

La existencia de Juridicidad¹⁶ en un régimen se refiere “al predominio de las soluciones de estricto derecho”¹⁷, es decir al establecimiento de un ambiente basado en normas jurídicas. En este caso, el objetivo es lograr que los actores

13 Quizás la más clara incompatibilidad la reflejan los elementos socioambientales (aceptación) frente a la visión económica y utilitaria de la SE (asequibilidad). Por ejemplo, en *ibid.* 2168 se establece que “claramente existe tensión entre los objetivos ambientales y los costos bajos de energía. Enfrentar los retos ambientales (cambio climático y otros) lleva, en general, a mayores costos en el sistema energético.” (*traducido por el autor*)

14 El presente esquema se inspira en la cátedra de Andrey Belyi, ‘International Developments in Energy Policy’ (CEPMLP - Dundee), (Mayo 2012).

15 La sostenibilidad del régimen es la forma clásica y común de medir el grado de SE de un sector energético. Estos indicadores son descritos a profundidad en Bhattacharyya, p. 464.

16 Esta es una traducción personal del término en inglés ‘governance’. Si bien dicho término ha sido asimilado al español con los términos ‘governabilidad’ y ‘governanza’, estos no expresan con la precisión necesaria lo que se desea transmitir en este acápite.

17 ‘Juridicidad’. *DRAE 2010*, (Real Academia de la Lengua Española).

confíen y encuentren que su interacción se halla regida por los principios generales del derecho. La medida más saltante en el ámbito legislativo, y quizás la única que puede ser evaluada en términos objetivos, es la creación y fortalecimiento de instituciones públicas que velen por la creación y mantenimiento de un ambiente jurídico.

La Seguridad del Suministro es la perspectiva a la que mayor relevancia se le ha prestado históricamente en el tema de seguridad. No es casualidad que la premisa que subyace en cualquier definición de SE es la necesidad de una respuesta de protección o de adaptación a amenazas sobre la cadena de provisión de energía¹⁸. La implementación legislativa de este tipo de seguridad se realiza a través de la adopción de regulación sectorial específica como, por ejemplo, la exigencia de parámetros mínimos para garantizar la prevalencia de instalaciones físicas. Específicamente, la estandarización de los parámetros técnicos y el cumplimiento de reglas de seguridad contribuyen a la SE, en tanto generan un sistema físico idóneo para el suministro confiable y continuo de energía. Del mismo modo, este aseguramiento es factible de implementarse a través de la intervención en otros sectores tales como la defensa nacional y/o el sistema de respuesta frente a emergencias.

Por último, la Estabilidad del mercado avala la obtención de SE a través de la intervención estatal con el fin de mitigar las fallas de mercado que comprometen la continuidad del sistema. Sea que el régimen del mercado de energía se base en la libre competencia o en la planificación central, es ilusorio¹⁹ y contraproducente que el Estado sea halle desligado de la industria energética, existen riesgos derivados de fallas de mercado (por ejemplo un bajo nivel de inversiones, incapacidad financiera o crediticia, reservas no explotables económicamente; etc.) que requieren de algún grado de intervención por parte de la autoridad estatal.

Nótese que en las descripciones analizadas anteriormente no se incluyen medidas que exceden el ámbito legislativo como el desarrollo tecnológico, la implementación de infraestructura o la planificación estatal. Esto se debe a que, primero, van más allá de los alcances de este artículo y, además, que estas

18 WINZER, Christian, 'Conceptualizing Energy Security', *Energy Policy*, 46 (2012), 41.

19 HELM, Dieter, 'Energy Policy: Security of Supply, Sustainability and Competition', *Energy Policy*, 30 (2002), 174.

disposiciones son factibles de implementar más de una de las perspectivas de SE señaladas.

La implementación de una política de seguridad, desde todas estas perspectivas, a través de distintos medios incluidos o promovidos por la LCE, son materia de un análisis a profundidad a continuación.

3. El Rol de la Ley de Concesiones Eléctricas en la Seguridad Energética

La LCE es una pieza fundamental en la institución y desarrollo de una política energética del país. Esta afirmación se sostiene básicamente en dos fundamentos:

- La LCE recoge la regulación básica para el desarrollo de la industria eléctrica de país puesto que dicha norma deroga y reemplaza la Ley General de Electricidad. La ley derogada abarcaba “todo lo referente al aprovechamiento de los recursos energéticos con fines de producción de electricidad”²⁰.
Por los principios de jerarquía normativa y aplicación de las normas en el tiempo²¹, la LCE se convirtió en la pieza legislativa principal del régimen energético relativo a la electricidad, primando sobre cualquier desarrollo normativo anterior y/o de rango inferior.
- La LCE se inscribe en el contexto de cambio constitucional. La Constitución entrada en vigor el año previo a la emisión de la ley, y que se mantiene vigente en la actualidad, le atribuye al Estado la posibilidad de actuar en el ámbito de servicios públicos²², pero restringiendo su rol empresarial a ser subsidiario a la iniciativa privada²³.

20 Art. 1. Ley 23406. “Ley General de Electricidad”. Publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 29 de mayo del 1982.

21 Tomando en cuenta que una parte importante de los nuevos preceptos establecidos en la LCE no podían ser puestas en práctica inmediato, se previó una serie de Disposiciones Transitorias que mantenían en vigor ciertos aspectos del anterior régimen por un periodo de tiempo determinado.

22 Art. 58. “Constitución Política del Perú”, entrada en vigor el día 31 de diciembre de 1993.

23 Ibid. Art. 60.

La Ley General de Electricidad fue concebida colocando al Estado como único encargado por la provisión del servicio público de electricidad a través de actividad empresarial²⁴, poco antes de su derogación se incluyó también como encargados a los particulares autorizados por ley²⁵. El rol prioritario del Estado en la ley derogada era incompatible con el nuevo régimen económico.

La LCE, en cambio, guarda relación con el nuevo régimen económico general motivo por el cual muchas de sus disposiciones introdujeron elementos novedosos en el sector. Estos cambios estaban dirigidos a modificar una industria en la cual una iniciativa privada que, por años se había mantenido como minoritaria, debía ser considerada desde entonces como prioritaria.

Esta preeminencia de la LCE en el régimen energético implica que cualquier nueva condición o disposición que ella contenga es un cambio en el modelo de la industria eléctrica. Para efectos de este artículo interesa resaltar condiciones o disposiciones novedosas que incidieron e inciden en la obtención de SE.

3.1 La LCE fortaleció la juridicidad en el sector a través de la reforma institucional

El primer aporte de la LCE a la SE en el país fue el fortalecimiento de la juridicidad en el sector. Sin un ambiente jurídico, la seguridad se ve negativamente afectada cuando, por ejemplo, los actores encargados del suministro resolverán sus conflictos de una manera menos predecible que aquella que deriva de un sistema jurídico. La incidencia en seguridad de esta situación es el aumento de los niveles de predictibilidad en el suministro de energía.

Antes de la LCE, el ambiente jurídico sectorial se había visto negativamente afectado por diversas situaciones. Uno de los ejemplos más claros de estas es la debilidad institucional del sector. La fragilidad a la que nos referimos se hace evidente, por ejemplo, al analizar uno de los temas más sensibles para el correcto funcionamiento de la industria eléctrica: la fijación tarifaria. Dado su carácter fundamental, es deseable, respecto a las tarifas, que las instituciones

24 Art. 2. "Ley General de Electricidad".

25 Modificación al Art. 2. "Ley General de Electricidad" mediante la Ley N° 25304, publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 09 de febrero de 1991.

desarrollen su función de manera adecuada y que no se encuentren debilitadas frente al resto de actores.

Antes de la reforma, el régimen eléctrico en el Perú no contaba con un sistema tarifario estructurado, teniendo como único mecanismo de balance y socialización de costos, el Fondo de Compensación en Generación²⁶. La estructura institucional del antiguo régimen tenía como organismo principal a la Comisión de Tarifas Eléctricas que tenía una amplia discrecionalidad para realizar sus funciones²⁷ sin que se haya establecido previamente parámetros que guíen su accionar²⁸. Del mismo modo, el aparato estatal no contaba con medidas generales que evitasen que este fuera permeable frente a la influencia de intereses particulares.

Estas características no permitieron que los procesos de fijación de tarifas se realizaran de manera adecuada creando, por ejemplo, la coexistencia de “una diversidad de tarifas de acuerdo a la actividad de las empresas (industrial, comercial residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario)”²⁹. La práctica inadecuada en cuanto a tarifas trajo consigo la escasez de recursos financieros, creando a su vez problemas para la cobertura de costos y afectando negativamente los niveles de inversión. Un tema tan sensible como la fijación tarifaria “no tenía mayores fundamentos económicos y obedecía en mayor grado a criterios políticos y presión de determinados grupos económicos”³⁰.

Teóricamente, la debilidad institucional genera graves distorsiones en el ambiente jurídico de cualquier sector. Las relaciones entre los actores de la industria y las autoridades políticas no son orientadas por principios que derivan del derecho, ni existe un sentido de respeto a las normas jurídicas. Esta situación, de acuerdo al modelo teórico de SE, resulta adversa para la implementación de una política de seguridad.

26 DAMMERT, Alfredo, GALLARDO José, y GARCÍA Raúl, *Reformas Estructurales En El Sector Eléctrico Peruano*, (Lima: OSINERG, 2005), p. 61.

27 Títulos IV en la Ley General de Electricidad y su Reglamento (DS 031-82-EM/VM).

28 La única limitación impuesta a la Comisión de Tarifas Eléctricas es que la fundamentación de sus decisiones debe de realizarse a través de la revisión de un listado de documentos que con esta finalidad debían presentársele. Estas se hallan establecidas en el Art. 106 de la Ley y ampliadas en el Art. 184 de su Reglamento.

29 DAMMERT, GALLARDO, Y GARCÍA, p. 62.

30 Ibid. 62

El contexto en el cual se emite la LCE es el de la hegemonía de un Poder Ejecutivo “con una visión clara de la importancia de promover la inversión privada en el servicio público de electricidad, ante la ausencia de recursos”³¹. En los hechos se llevo a cabo el rediseño completo del sector “a partir de un marco normativo-tarifario muy preciso y un marco institucional que controlara principalmente la acción arbitraria del gobierno y, en general, los riesgos de politización dados los antecedentes previos”³². A través de este rediseño, la LCE contribuyó a fortalecer el ambiente jurídico en el sector electricidad.

En el ámbito del sistema tarifario, la versión inicial de la LCE se enfocó en superar los problemas de discrecionalidad de la autoridad. A pesar de mantener como encargado principal a la Comisión de Tarifas Eléctricas³³, se dieron pautas para aumentar la predictibilidad en el accionar de esta institución. Específicamente, se estableció un sistema de precios³⁴ con una serie de procedimientos y parámetros específicos para la fijación de tarifas en el sector electricidad. De la amplia discrecionalidad otorgada a la Comisión por la Ley General de Electricidad, se realiza un salto cualitativo hacia una discrecionalidad reglada con límites previos instaurados por ley.

Si bien la LCE estableció la reforma inicial, esta no enfrentó ni solucionó el problema de la permeabilidad del sector frente a intereses particulares. El rediseño que permitiría controlar la acción arbitraria, no se llevaría a cabo sino hasta el año 2000 a través de la fusión de la Comisión de Tarifas de Energía³⁵ y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) en un solo organismo regulador³⁶. El diseño de esta agencia se concibió con la finalidad de

31 QUINTANILLA, Edwin, “Autonomía del Organismo Regulador de Energía de Perú: Un estudio de caso”, (Universitá Ramón Llull, 2006), p. 154.

32 Ibid. 154.

33 Título II. Dley 25844. “Ley de Concesiones Eléctricas” Publicado en el Diario Oficial El Peruano el día 19 de noviembre de 1992

34 El Título V de la LCE establece de manera exhaustiva qué precios se encuentran sujetos a regulación así como los procedimientos y parámetros que la Comisión de Tarifas Eléctricas debía de tener en cuenta.

35 La Comisión cambiaría su denominación en el año 1999 por efecto de la Ley 27116 que incluye entre las funciones de la Comisión la fijación de tarifas en materia de hidrocarburos.

36 Tercera Disposición Final. Ley 27332. “Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos”. Publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 29 de julio del 2000.

que mantenga autonomía funcional y administrativa³⁷ frente al resto del aparato estatal, evitando con ello que sus actividades sean influenciadas por otros actores. Este arreglo institucional complementa el cambio iniciado por la LCE.

La juridicidad en el sector, que se había visto negativamente afectada por diversos factores en los años previos a la emisión de esta norma, mejoró. Esto, debido a que la reforma institucional iniciada por la LCE contribuyó a fortalecer un ambiente en el cual las relaciones entre los actores del sector y la autoridad se encuentran orientadas por normas de valor jurídico.

3.2 La LCE estableció pautas para la sostenibilidad del régimen al desconcentrar la industria

Tal como se estableció líneas arriba, la sostenibilidad de un régimen se mide en términos de independencia energética y concentración/diversificación del suministro³⁸. En términos prácticos, si se verificase una situación de conflicto en las naciones exportadoras, el régimen de país importador de electricidad sufrirá un mayor impacto en su economía que aquellos países que cuentan con mayor autosuficiencia productiva. Del mismo modo, una repentina subida en el precio de un determinado combustible es un factor que desestabiliza con mayor fuerza a una economía que utiliza dicho combustible primordialmente que uno que cuenta con una matriz más diversificada. Por último, un régimen energético que cuenta con una gran concentración de productores es más vulnerable a eventos que afecten a estos actores que una economía con mayor desconcentración en la etapa productiva.

Se debe tener en cuenta que las formas de medición de independencia y concentración/diversificación difieren entre las diversas especialidades que abordan el sector eléctrico. Si nos ceñimos a una perspectiva económica, un régimen energético sostenible, en los términos planteados, es aquel que i) presenta menor riesgo en cuanto a precio y cantidad de los recursos energéticos, así como ii) unos niveles de concentración bajo (comúnmente medido utilizando el índice Herfindahl – Hirschman – HHI) y diversificación alto (el método de medición preferido es la índice Shannon-Wiener)³⁹.

37 Ibid. Art. 2.

38 Supra 2.4.

39 Como se señaló, la sostenibilidad del régimen es la forma clásica y común de medir el grado de SE de un sector energético. Estos indicadores son descritos a profundidad en Bhattacharyya, p. 464.

El régimen previo a la LCE establecía como modelo el mercado verticalmente integrado, encontrándose la industria eléctrica nacional concentrada en su totalidad. El control de la industria era ejercida por el Estado a través de la Empresa Eléctrica del Perú – ELECTROPERU⁴⁰ directamente, o a través de sus filiales regionales y/o subsidiarias⁴¹. De acuerdo al modelo teórico planteado, dicha estructura del mercado no ofrece sostenibilidad en términos de eficiencia. Una de las razones para esta insostenibilidad es la que se deriva de la ausencia de incentivos a la empresa monopólica para mejorar su rendimiento, puesto que internaliza que el gobierno de turno la apoyará en cualquier eventualidad⁴².

En esta situación, la LCE plantea la desconcentración del mercado mediante la disposición de que las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad no podrían efectuarse simultáneamente por un mismo titular⁴³, es decir se proscribió la concentración vertical con unas pocas excepciones. Esta novedosa disposición de la LCE se aplicó en la industria a través de la reorganización del monopolio estatal. “ELECTROPERÚ, que en un momento había detentado más del 80% de la participación en el sector eléctrico peruano a través de la generación y la transmisión, siendo propietaria de diez empresas regionales de distribución, inició el proceso de transferencia al sector privado de dichas empresas y de centrales de generación”⁴⁴, del mismo modo, los activos de transmisión de la empresa fueron transferidos a dos empresas creadas con la finalidad exclusiva de ser privatizadas⁴⁵.

Sin embargo, poco tiempo después, la medida de desconcentración introducida por la LCE fue reformada y ampliada. La prohibición se extendió para cubrir también a aquellos quienes ejerzan directa o indirectamente el control de una empresa que ya realizaba alguna actividad eléctrica, pero a su vez excluyó de

40 El monopolio estatal se estableció en el país el año 1972 con la creación de ELECTROPERU a través de la fusión de las empresas CORMAN, Servicios Eléctricos Nacionales (creada en el gobierno del Arq. Fernando Belaunde, como un primer intento de ampliar la cobertura de electrificación al ámbito rural), la Corporación Peruana del Santa y la Corporación de Reconstrucción y Fomento del Cusco (Hidalgo:2007).

41 Art. 3. Ley General de Electricidad.

42 BHATTACHARYYA, p. 771.

43 Redacción original del Art. 122. Ley de Concesiones Eléctricas.

44 HIDALGO, Neydo, *Tejedores De Luz 1886 / 2007: Homenaje a Los Forjadores De La Transmisión Eléctrica En El Perú.*, (Lima: Red de Energía Perú, 2007), p. 91.

45 Ibid.

la interdicción a las concentraciones tanto verticales como horizontales que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en el mercado eléctrico⁴⁶. Con el fin de implementar esta reforma en contra de la concentración, la LCE fue complementada con el mecanismo de control de fusiones establecida el año 1997⁴⁷. La agencia de competencia, encargada de realizar este control ha venido aplicando sostenidamente en sus decisiones, entre otros parámetros, el análisis de la concentración del mercado a través del HHI y análogos⁴⁸.

Respecto a la diversificación del sistema, la LCE no significó una real reforma en ese ámbito. Podría considerarse que la creación de un régimen específico para la provisión de generación termoeléctrica fue un medio para lograr esta diversidad de fuentes energéticas. Sin embargo, llevar a cabo este análisis requiere colocar los resultados del sector en perspectiva histórica, tarea que excede los alcances de este artículo.

En definitiva, la LCE implementó pautas dirigidas a obtener SE en el sistema. Al introducir la separación de actividades, como una medida de vanguardia en la industria eléctrica nacional, la LCE implementó un medio de sostenibilidad del régimen eléctrico, generando con ello una reforma estructural orientada a garantizar la seguridad en el sistema.

3.3 Los desarrollos posteriores en materia de parámetros técnicos inspirados en la LCE fortalecieron la seguridad del suministro

Líneas arriba se describió que esta es una perspectiva que puede ser abordada de manera sectorial, así como desde una perspectiva que involucre un conjunto mayor de sectores⁴⁹. Al referirnos al aporte de la LCE en esta perspectiva, el enfoque tratará de ser sectorial, sin embargo el contexto previo al cambio de régimen obliga a realizar un análisis global. Teóricamente, la medida sectorial

46 Redacción del art. 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas reformada por la Ley 26876.

47 'Ley N° 26876. "Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico". Publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 06 de noviembre de 1997.

48 La práctica de la agencia de competencia es sostenida en el sentido que el análisis del HHI y/o análogos se encuentra presente en todas las resoluciones emitidas hasta la fecha en aplicación de las normas referidas al control de fusiones. Estas resoluciones son de la Comisión de Libre Competencia de INDECOPI: 030-2001, 031-2001, 016-2002, 020-2002, 003-2006, 026-2006, 052-2006, 058-2009, 082-2009001-2010, 027-2011.

49 Supra 2.4.

de seguridad de suministro es la disposición de parámetros técnicos en la instalación de equipos físicos.

El régimen de aseguramiento anterior a la LCE fue puesto a prueba en lo que se conoce como una etapa trágica para el país en general y una etapa de retos para el desarrollo de la industria eléctrica del país. La amenaza principal eran los actos de sabotaje perpetrados por los grupos terroristas Sendero Luminoso y el MRTA, a través de atentados contra las torres de alta tensión. “La consigna del sector fue no permitir nunca que un sistema destruido se abandonase, para demostrarle al enemigo terrorista que hiciera lo que hiciera, no llegaría a apagar la energía en el Perú”⁵⁰, para ello la respuesta provino de acciones transectoriales encabezadas por la Fuerza de Seguridad Energética (FUSE) de la Guardia Republicana y los empleados del sector. Asimismo se dieron respuestas sectoriales tales como la implementación de innovaciones tecnológicas destinadas a mantener la continuidad del suministro^{51,52}.

El relato anterior tiene como principal objetivo plantear el contexto en el cual se emite la LCE. La prioridad de las acciones era mantener la continuidad del suministro a toda costa, dejando de lado el cumplimiento de los parámetros técnicos⁵³ de instalación en un plano secundario. En estas circunstancias, los objetivos del legislador original de la LCE respecto al aseguramiento se hallaban más en fortalecer la respuesta transectorial que en modernizar los parámetros técnicos para asegurar el soporte físico de la electricidad.

50 HIDALGO, p. 79.

51 Una de las innovaciones técnicas que mayor admiración ha despertado es el proceso llamado “bypass” realizado entre los sistemas de transporte operados por ELECTROPERU y los sistemas operados por Electro Lima. Su gran utilidad ha hecho que sea replicada en varios países que sufren similares situaciones de sabotaje. *Ibid.* p. 80. 80.

52 El relativo éxito con el cual se respondió a la amenaza continua contra la seguridad del suministro puede ser producto de la existencia de integración entre las actividades de transmisión y generación. En este ambiente de concentración, teóricamente los costos para brindar una respuesta a eventos son mucho menores que en los casos de desconcentración del mercado (Hunt y Shuttleworth: 1996). Un análisis comparativo entre las situaciones anterior y posterior a la reforma, sin embargo, resulta difícil puesto que se requeriría replicar eventos adversos en la misma escala y la misma intensidad.

53 Estos parámetros técnicos se encontraban recogidos en el Código Eléctrico Nacional. Los capítulos referentes a generación y transmisión provenían del año 1955, mientras que en 1978, se incorporaron regulaciones específicas para la actividad de distribución.

Por ejemplo, el diseño institucional para la supervisión del cumplimiento de estos parámetros, en el anterior régimen, facultaba como autoridad a la Dirección General de Electricidad⁵⁴, encontrándose sujeta a la permeabilidad de intereses particulares que hemos descrito anteriormente⁵⁵. El diseño institucional de la LCE, en cambio, encarga en general al MINEM⁵⁶ la tarea de velar por el cumplimiento de las disposiciones de la Ley. Con ello no se realizó una reforma significativa en este ámbito.

No obstante, la LCE tiene el mérito de distribuir adecuadamente las obligaciones para el cumplimiento de los parámetros técnicos por parte de los actores del sector⁵⁷. Los desarrollos legislativos posteriores terminarían completando el diseño que la LCE estableció. Por ejemplo la creación del OSINERG⁵⁸ complementa el diseño institucional en esta materia delegando fiscalización y supervisión del cumplimiento de estas obligaciones a una agencia independiente. Otro ejemplo se encuentra en las sucesivas actualizaciones del Código Nacional de Electricidad que van incorporando nuevos conceptos técnicos así como el perfeccionamiento progresivo de estas provisiones⁵⁹. En el ámbito señalado, la LCE contribuyó a sentar las bases para la implementación de SE a través de las disposiciones de aseguramiento del sistema físico.

3.4 La LCE estabilizó el mercado al permitir una mayor movilización de recursos financieros

Una de las formas en las que un mercado estable contribuye a la continuidad del suministro, es a través de la cobertura de la demanda. Si las condiciones económicas favorecen la oportuna inversión en infraestructura productiva, la cobertura de la demanda energética se halla asegurada. En este sentido,

54 Art. 116. Ley General de Electricidad.

55 Supra 3.1

56 Art 1. Ley de Concesiones Eléctricas.

57 Por ejemplo, el artículo 31.e de la LCE señala los concesionarios y autorizados deben dar cumplimiento de las disposiciones técnicas del Código Nacional de Electricidad.

58 'Ley 26734. "Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía – OSINERG". Publicado en el Diario Oficial El Peruano el día 31 de diciembre de 1996.

59 Es el caso del Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011) el cual tiene como mérito "aclarar y precisar algunos aspectos relacionados con la seguridad y actualizar el referido Código Nacional de Electricidad (Suministro) [vigente desde 2006] considerando el nivel de tensión de 500 kV" según la RM 214-2011-MEM-DM.

asumiendo a la SE desde una perspectiva de estabilización del mercado, la LCE contribuyó a mejorar la seguridad del régimen peruano.

Tal como se sostuvo en líneas anteriores, la situación previa a la emisión de la LCE es una en la cual había escasez de recursos financieros en el sector⁶⁰. La LCE implica la adopción de medidas que se enmarcan en un rediseño completo del régimen económico peruano. “En cierto modo, la nueva política económica fue definida fundamentalmente por la ausencia de opciones”⁶¹ y en el sector eléctrico las opciones se restringían a promover el ingreso de la mayor cantidad posible de competidores al sector con el fin de movilizar mayores recursos financieros.

La adopción de la reforma de la LCE se enmarca en la búsqueda de “promover la participación privada en el sector en el convencimiento de que el Estado no contaba con los recursos necesarios para afrontar las inversiones requeridas”⁶². La reforma del mercado eléctrico peruano tenía como base la presunción que “los incentivos para la eficiencia estarían asegurados por el interés de los empresarios privados y serían parcialmente transferidos al consumidor mediante la competencia en los segmentos del mercado [en aquellos que fuera factible] (...) o a través de la regulación por incentivos en los segmentos monopolísticos”⁶³. Esta transformación en la industria eléctrica no sólo responde a un criterio sectorial, esta se enmarca en un cambio global de régimen económico, respondiendo también a un criterio transectorial.

La opción de la LCE es la de crear un mercado con competencia mayorista⁶⁴. La reforma peruana se caracteriza por la diferenciación de la industria eléctrica en diferentes etapas productivas⁶⁵; la imposición de barreras administrativas

60 Supra 3.1

61 ABUSADA, Roberto, ed., Fritz Du Bois, ed., y Eduardo Morón, ed., *La Reforma Incompleta : Rescatando Los Noventa*, (Lima: Universidad del Pacífico. IPE, 2000), p. 17.

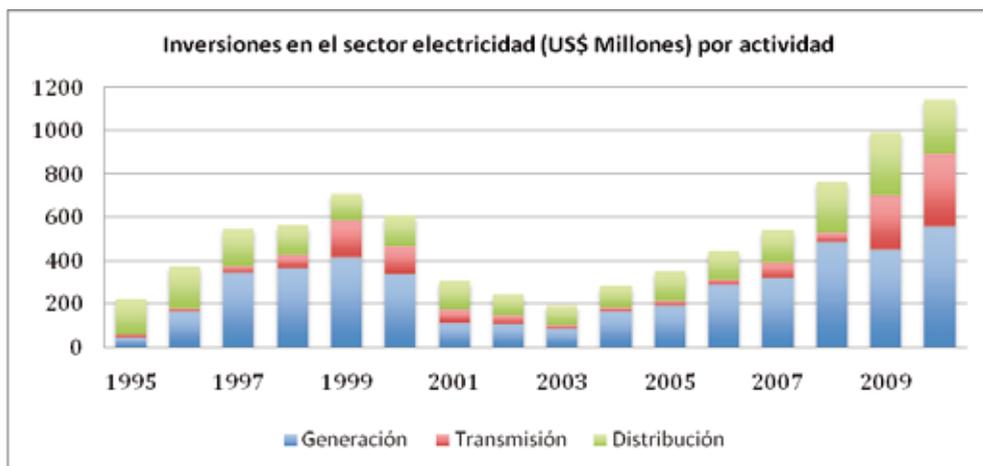
62 DAMMERT, GALLARDO, Y GARCÍA, p. 80.

63 MILLÁN, Jaime, *Entre el Mercado y el Estado : Tres Décadas de Reformas en el Sector Eléctrico de América Latina*, (Washington, DC, USA: Inter-American Development Bank, 2006), p. 35.

64 Una explicación didáctica en español sobre las implicancias de este modelo de mercado se encuentra en DAMMERT, Alfredo, GARCÍA, Raúl, y MOLINELLI, Fiorella, *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*, (Lima: Fondo Editorial PUCP, 2008), p. 79. En inglés, uno de los trabajos pioneros en esta clasificación de organización del Mercado eléctrico (la denominación de este mercado en inglés es *Wholesale Competition*) se halla en Sally Hunt y Graham Shuttleworth, *Competition and Choice in Electricity*, (Wiley, 1996), p. 49.

65 Art. 1. Ley de Concesiones Eléctricas.

para el ejercicio de las actividades de generación, transmisión y distribución⁶⁶; la regulación de precios de las actividades de las actividades en red; y la libertad de precios de generación para la venta a ciertos clientes⁶⁷. Con estas modificaciones, el nivel de inversión privada y pública en el país ha venido creciendo de manera sostenida, tal como se aprecia en el gráfico anterior⁶⁸:



Fuente: Elaboración propia con datos de MINEM, 'Evolución de los Indicadores del Mercado Eléctrico 1995-2010'

La LCE ha logrado mejorar las condiciones de mercado respecto a la movilización de recursos financieros. En la práctica, estas medidas de reforma "lograron restablecer el balance energético y permitieron prever un incremento constante en los niveles de demanda"⁶⁹. En ese sentido, dicha norma contribuyó a la SE en la industria peruana a través de la estabilización del mercado.

66 Art. 3. Ibid.

67 Art. 8. Ibid.

68 Tal como se aprecia, el crecimiento de la inversión en la industria eléctrica ha venido siendo sostenida desde el año 1993. Sin embargo, en el periodo entre los años 2000 y 2003 se verifica una desaceleración en este crecimiento debido, entre diversos factores, a los bajos niveles de crecimiento económico del país.

69 VASQUEZ, Arturo, *Los Vínculos Entre el Crecimiento Económico y la Infraestructura Eléctrica en el Perú 1940-200*, (Lima: OSINERG, 2004), p. 34.

En esa misma línea, posteriores desarrollos⁷⁰ en la LCE han buscado mejorar la estabilidad del mercado a través del establecimiento de barreras administrativas más estrictas en cuanto a financiamiento y solvencia crediticia de los productores entrantes. Sin embargo, analizar el impacto de estas medidas en las condiciones de mercado y su efectividad en la estabilización del mismo es prematuro dada su reciente emisión.

4. Los retos futuros de la LCE en materia de SE

Tal como se señaló, la LCE es una de las piezas legislativas más importantes para la adopción de una política energética en el país. Sin embargo, desde su emisión los preceptos en los cuales significó una reforma fueron ampliados por desarrollos legislativos posteriores. Con el fin de plantear los retos futuros de la ley en el ámbito de la SE se debe determinar cuáles son las políticas del sector para el futuro en el rubro de seguridad que pueden ser implementadas total o parcialmente a través de la LCE:

4.1 La SE y la política energética peruana

Para llevar a cabo el análisis de política energética orientada a SE desde una perspectiva nacional, es necesario analizar la estrategia del sector. Actualmente, el sector energético del país cuenta con un marco de política sectorial de largo plazo cuya principal visión es la de contar con:

“Un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua.”⁷¹ (*resaltado del autor*)

70 Introducidos a través del DL 1002. “Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”. Publicado en el Diario Oficial El Peruano el día 02 de mayo de 2008. Estas exigencias se hallan en el art. 3 de la LCE. Específicamente, para se concesionario se requiere presentar a la autoridad j) sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras, tratándose de concesión de generación; k) informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del solicitante, tratándose de concesión de generación.

71 DS 064-2010-EM. “Política Energética Nacional 2010-2040”. Publicado en el Diario Oficial El Peruano el 24 de noviembre de 2010.

Las características deseadas para el sistema nacional coinciden con aquellas señaladas en la definición establecida para la SE. Asimismo, se hace énfasis en la aceptación del sistema al incorporar expresamente el desarrollo sostenible como una dimensión del mismo. Por último, la política energética peruana añade que esta SE será soportada por elementos, como desarrollo tecnológico y planificación que en la perspectiva teórica han sido presentadas como medidas de seguridad que exceden el ámbito legislativo y, por lo tanto, fuera de los límites del presente artículo.

Según este marco de política, este sistema energético previsto será implementado a través de nueve (09) políticas, cada una con lineamientos específicos. La forma de implementación de esta política, en la práctica, coincide en muchos aspectos con el esquema teórico de enfoques de SE. Para graficar esta afirmación, se ha realizado la clasificación de estas políticas en el esquema de enfoques tomando en cuenta los lineamientos señalados para cada una de ellas.

Teniendo en cuenta este marco de política de largo plazo, será posible presentar una propuesta para armonizar los contenidos de la actual LCE con el objetivo de lograr, al menos en el subsector electricidad, un régimen energético basado en SE en el largo plazo.

4.2 Complementando a la LCE para los retos de política en SE

La política energética a largo plazo en el país, en cuanto a SE, plantea diversas posibilidades para reformar la LCE. A continuación, se presentan los ejemplos más resaltantes de medidas incluíbles en esta norma con el fin de coadyuvar la obtención de los objetivos de política.

- Respecto a la Sostenibilidad del Régimen

Tal como se ha señalado, el mérito de la LCE ha sido implementar un régimen de separación de actividades que ha incidido principalmente en la desconcentración de la industria. Asimismo, se ha señalado que probablemente la LCE haya significado un empuje a la diversificación del suministro al incluir parámetros para autorizar la generación termoeléctrica.

En general, se requiere realizar un análisis de resultados en los temas de competencia incluidos en la LCE. Sólo a través de esta podría evaluarse hasta que punto se requiere ajustar aspectos de esta norma. Justamente, esa parece ser la intencionalidad detrás del lineamiento de “establecer

un marco normativo que aliente el libre acceso, la competencia y minimice la concentración del mercado, así como favorezca la transparencia en la formación de precios⁷².

Entrando a mayor detalle, uno de los lineamientos consiste en “priorizar la construcción de centrales hidroeléctricas eficientes como base para la generación eléctrica nacional⁷³. Este podría ser implementado a través de modificaciones en el sistema de habilitación hacia uno adaptado a las particularidades de la inversión en energía hidráulica⁷⁴. En general, al establecer la necesidad de “promover proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada y en base a energías renovables convencionales y no convencionales⁷⁵, se debe considerar la opción de implementar un sistema de habilitación que tome en cuenta las particularidades de las diferentes fuentes de energía.

Asimismo, a través de la política de “Involucrar a las empresas del sector energético y usuarios en los programas de eficiencia energética mediante mecanismos promotores e incentivos⁷⁶, se genera la posibilidad de incrementar los beneficios de la desconcentración. Reformar el sistema de tarificación de la LCE con el fin de incluir dichos incentivos, es una opción para dicha implementación.

– Respecto a la Juridicidad del Régimen

Previamente se señaló que la LCE ha tenido el acierto de implementar una reforma institucional que fortaleció el ambiente jurídico al establecer límites a la discrecionalidad de la autoridad en el tema tarifario. Las políticas de largo plazo en este tema⁷⁷ presentan la necesidad de profundizar en estas reformas, sin embargo estas inciden en el tema administrativo el cual resulta ajeno a la LCE.

72 Se halla incluido dentro del Objetivo 2: Contar con un abastecimiento energético competitivo.

73 Incluido en el Objetivo 1: Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética

74 Particularmente, los altos costos de inversión y los largos periodos de vida útil de la infraestructura.

75 Incluido en el Objetivo 1.

76 Incluido en el Objetivo 4: Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.

77 Agrupadas en el Objetivo 8: Fortalecer la institucionalidad del sector energético.

Clasificación de las políticas como medios para alcanzar SE

Perspectivas	Política	Económica
Sectorial	Sostenibilidad del Régimen	Juridicidad del Régimen
	1. Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. 2. Contar con un abastecimiento energético competitivo. 4. Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía. 5. Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos. 6. Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible*. 7. Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente**. 9. Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo***.	6. Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible****. 8. Fortalecer la institucionalidad del sector energético.
Transectorial	Seguridad de Suministro	Estabilidad del mercado
	3. Acceso universal al suministro energético****.	9. Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo*****.

Fuente: Elaboración propia con la información del DS 064-2010-EM. Política Energética Nacional 2010-2040, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 24 de noviembre de 2010.

* Se debe hacer énfasis en que la Sostenibilidad del Régimen es un concepto distinto al de Desarrollo Sostenible. Mientras el primero se ocupa de aspectos estructurales en el régimen de un sector determinado, el otro tiene una visión holística impactando no solo en un determinado ámbito sectorial sino en todos los sectores. La inclusión de esta política bajo esta perspectiva se ha dado puesto que uno de sus lineamientos: "Promover e incentivar el uso de residuos sólidos y líquidos para la producción de energía" incide en la diversificación del sector.

** Sobre esta política, interesa para esta perspectiva que se busque incluir al gas natural como un recurso energético adicional impactando en términos de diversidad de fuentes.

*** Esta política se encuentra clasificada como un medio para implementar SE en la perspectiva señalada, en tanto la integración con mercados vecinos trae consigo la posibilidades de ampliar la oferta y la demanda de un sistema nacional. Esta ampliación impacta en los niveles de concentración y poder de mercado que pueden detentar productores y/o consumidores [Sioshansi y Pfaffenberger : 2006]³⁰ (Sioshansi & Pfaffenberger, 2006) (Sioshansi and Pfaffenberger)²⁹ antes de la integración.

**** Esta política se encuentra clasificada como un medio para implementar SE en la perspectiva señalada, en tanto uno de sus lineamientos es: "Priorizar la construcción de sistemas de transporte que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector eléctrico". Esta medida influye en el grado de resistencia y respuesta frente a amenazas.

**** Esta política se encuentra clasificada como un medio para implementar SE en la perspectiva señalada, en tanto uno de sus lineamientos es: “Promover las relaciones armoniosas entre el Estado, las comunidades y empresas del sector energía”. Consideramos que esta promoción, por tratarse de la actuación estatal, deberá de realizarse prioritariamente a través del fortalecimiento de un ambiente jurídico.

***** Esta política se encuentra clasificada como un medio para implementar SE en la perspectiva señalada, en tanto la integración de los mercados trae consigo la posibilidad de movilizar mayores recursos superando las limitaciones financieras o crediticias de un solo país.

En cambio, el lineamiento de “promover las relaciones armoniosas entre el Estado, las comunidades y empresas del sector energía”⁷⁸ involucra la acción de la LCE. Esta norma puede ser reformada en cuanto a las exigencias socio ambientales requeridas para la habilitación. El ordenamiento nacional cuenta con diversos mecanismos para lograr que las relaciones entre empresas y comunidades se realicen en un ambiente jurídico⁷⁹ que debieran ser referenciados y adaptados al sector a través de la reforma de la Ley.

– Respecto a la Seguridad del Suministro

Si bien esta perspectiva de SE es la que mayor atención ha suscitado, su implementación en el sector se restringe principalmente a minimizar los riesgos de amenazas a la provisión continua y confiable de electricidad. Las políticas de largo plazo no han presentado un mayor desarrollo en este tema.

Una reforma que no ha sido implementada desde la LCE y que se halla dirigida a implementar SE desde este enfoque es la de integrar a los actores de la industria en la cadena de respuesta frente a emergencias⁸⁰. Una reforma a la LCE que permitiese mejorar las condiciones de seguridad es incluir dentro de las obligaciones de los concesionarios el deber de adoptar medidas de prevención y protección cuando el sistema de emergencia nacional alerte sobre posibles eventualidades.

78 Incluido en el Objetivo 6: Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible

79 Es inevitable la referencia a la Ley 29785. “Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios, Reconocido en el Convenio 169 de la Organización Internacional Del Trabajo (OIT)”. Publicada el 07 de setiembre de 2011. Sin embargo, también es necesario resaltar previos esfuerzo legislativos por obtener esta armonización como la Ley 27446. “Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental”. Publicada el día 23 de abril de 2001.

80 Ley 29664. “Ley que crea el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SINAGERD)”. Publicada en el Diario Oficial El Peruano el día 19 de febrero de 2011.

– Respecto a la Estabilización del mercado

Tal como se señaló, la importancia de la LCE para la SE desde esta perspectiva ha sido permitir la movilización de recursos financieros que han permitido balancear la producción con la demanda. Dentro de las políticas de largo plazo se ha propuesto como objetivo el impulsar la integración del mercado eléctrico peruano con mercados de países vecinos. Este objetivo permitiría profundizar la reforma de la LCE, en tanto la integración de los mercados trae consigo la posibilidad de movilizar mayores recursos, superando con ello las limitaciones financieras o crediticias de un país.

En el marco de este objetivo de política, sin embargo, plantea como lineamiento el ‘establecer acuerdos que permitan lograr paulatinamente una integración de mercados’⁸¹. La adopción de estos acuerdos generarán la necesidad de emitir reglas específicas para la compatibilización de los regímenes extranjeros y el régimen eléctrico nacional⁸². Mediante una reforma en la LCE debería establecerse pautas mínimas para que la compatibilización requerida por la integración de los mercados respete un mínimo de condiciones beneficiosas para el país. Por ejemplo, se podría establecer en el sistema de habilitación que ninguna de las plantas de generación instaladas en territorio nacional sirvan exclusivamente a la exportación, sino que se encuentren interconectadas al sistema nacional.

5. Conclusiones

A continuación, se presentan las conclusiones del presente artículo. Se han arribado a estas a través de un análisis teórico sobre el concepto de SE y, posteriormente, la evaluación del impacto de la LCE en la política energética nacional respecto a la seguridad. Conjuntamente a las acciones descritas,

81 Incluido en el Objetivo 9: Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo

82 Esta necesidad ha aparecido, por ejemplo, derivada del artículo 10 del “Acuerdo Entre el Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa del Brasil para el Suministro de Electricidad al Perú y Exportación de Excedentes al Brasil”. Suscrito el día 16 de junio 2010.

también se ha evaluado la política energética nacional de largo plazo a la luz del marco teórico de SE y, con ello, se han mencionado una serie de reformas a la Ley a fin de garantizar la seguridad en el sistema.

La SE es un concepto que ha tenido diferentes contenidos, en diferentes épocas y en diferentes contextos. Sin embargo, el núcleo básico del mismo es la provisión confiable y adecuada de energía a precios razonables.

Aplicando un marco teórico de seguridad, se ha evaluado aquellos rubros en los cuales la LCE ha tenido una incidencia positiva. Así, la LCE ha mejorado la juridicidad del régimen al introducir un régimen institucional con una discrecionalidad limitada. Del mismo modo, la ley ha incidido positivamente en la sostenibilidad del régimen en tanto introdujo disposiciones que han servido para la desconcentración de la industria. Por otro lado, la LCE ha inspirado la imposición de un sistema de seguridad de suministro basado en el cumplimiento de parámetros físicos de instalación. Por último, la ley ha permitido una mayor movilización de recursos financieros, mejorando las condiciones que estabilizan el mercado.

Luego de analizar la política energética nacional a largo plazo tomando en cuenta el marco de SE, se han encontrado posibles reformas a la LCE que permitirían la obtención de los objetivos de esta estrategia. Las principales reformas se dan en el sistema de habilitación para las actividades eléctricas así como las obligaciones que se generan para los actores habilitados.

Bibliografía

ABUSADA, Roberto, ed., DU BOIS, Fritz, ed., y MORÓN, Eduardo, ed., *La Reforma Incompleta : Rescatando Los Noventa*. 2 vols (Lima: Universidad del Pacífico. IPE, 2000).

“Acuerdo Entre El Gobierno De La República Del Perú Y El Gobierno De La República Federativa Del Brasil Para El Suministro De Electricidad Al Perú Y Exportación De Excedentes Al Brasil”. Suscrito El Día 16 De Junio 2010).

BELYI, Andrey, ‘International Developments in Energy Policy’ (Cepmlp - Dundee), Mayo 2012).

BHATTACHARYYA, Subhes, *Energy Economics : Concepts, Issues, Markets and Governance* (Springer, 2011).

BIELECKI, Janusz, 'Energy Security: Is the Wolf at the Door?', *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42 (2002).

"Constitución Política Del Perú", Entrada En Vigor El Día 31 De Diciembre De 1993.

DAMMERT, Alfredo, GALLARDO, José, and GARCÍA, Raúl, *Reformas Estructurales En El Sector Eléctrico Peruano* (Lima: OSINERG, 2005), p. 165.

DAMMERT, Alfredo, GARCÍA, Raúl, and MOLINELLI, Fiorella, *Regulación Y Supervisión Del Sector Eléctrico* (Lima: Fondo Editorial PUCP, 2008), p. 367.

DL 1002. "Decreto Legislativo De Promoción De La Inversión Para La Generación De Electricidad Con El Uso De Energías Renovables". Publicado En El Diario Oficial El Peruano El Día 02 De Mayo De 2008.

Dley 25844. 'Ley De Concesiones Eléctricas' Publicado En El Diario Oficial El Peruano El Día 19 De Noviembre De 1992.

DS 064-2010-EM. Política Energética Nacional 2010-2040. Publicado En El Diario Oficial El Peruano El 24 De Noviembre De 2010.

ESCRIBANO, Gonzalo, 'Seguridad Energética: Concepto, Escenarios E Implicaciones Para España Y La Ue', *Documentos de Trabajo del Área de Economía y Comercio Internacional* (2006).

HELM, Dieter, 'Energy Policy: Security of Supply, Sustainability and Competition', *Energy Policy*, 30 (2002), 173-84.

HIDALGO, Neydo, *Tejedores De Luz 1886 / 2007: Homenaje a Los Forjadores De La Transmisión Eléctrica En El Perú*. (Lima: Red de Energía Perú, 2007), p. 108.

HUNT, Sally, and SHUTTLEWORTH, Graham, *Competition and Choice in Electricity* (New York: Wiley, 1996) p. 450.

"Juridicidad". *Drae 2010*, Real Academia de la Lengua Española.

KRUYT, Bert, D. P. van Vuuren, H. J. M. de Vries, and H. Groenenberg, 'Indicators for Energy Security', *Energy Policy*, 37 (2009), 2166-81.

Ley 23406. "Ley General De Electricidad", Publicada En El Diario Oficial El Peruano El Día 29 De Mayo Del 1982..

Ley 26734. 'Ley Del Organismo Supervisor De Inversión En Energía - OSINERG', Publicada En El Diario Oficial El Peruano El Día 31 De Diciembre Del 1996.

Ley 27332. "Ley Marco De Los Organismos Reguladores De La Inversión Privada En Los Servicios Públicos". Publicada En El Diario Oficial El Peruano El Día 29 De Julio Del 2000.

Ley 27446. "Ley Del Sistema Nacional De Evaluación Del Impacto Ambiental". Publicada El 23 De Abril De 2001.

Ley 29664. "Ley Que Crea El Sistema Nacional De Gestión Del Riesgo De Desastres (SINAGERD)". Publicada En El Diario Oficial El Peruano El Día 19 De Febrero De 2011.

Ley 29785. "Ley Del Derecho a La Consulta Previa a Los Pueblos Indígenas U Originarios, Reconocido En El Convenio 169 De La Organización Internacional Del Trabajo (OIT)". Publicada El 07 De Setiembre De 2011.

Ley 29852. "Ley Que Crea El Sistema De Seguridad Energética En Hidrocarburos Y El Fondo De Inclusión Social Energético", Publicada En El Diario Oficial El Peruano El Día 13 De Abril Del 2012.

Ley N° 26876. "Ley Antimonopolio Y Antioligopolio Del Sector Eléctrico". Publicado En El Diario Oficial El Peruano El Día 06 De Noviembre De 1997.

LUYO, Jaime E., 'Seguridad Energética: Determinante Para El Desarrollo Nacional', *Competitiveness and Sustainable Development Institute*, (2011), p. 7.

MILLÁN, Jaime, *Entre El Mercado Y El Estado : Tres Décadas De Reformas En El Sector Eléctrico De América Latina* (Washington, DC, USA: Inter-American Development Bank, 2006).

MINEM, 'Evolución De Los Indicadores Del Mercado Eléctrico 1995-2010' (2011) <[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/EvolucionesMercEl%C3%83%C2%A9ctrico_1995 - 2010.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/EvolucionesMercEl%C3%83%C2%A9ctrico_1995_-_2010.pdf)> [Accessed 26/04 16:00 2012].

QUINTANILLA, Edwin, "Autonomía Del Organismo Regulador De Energía De Perú: Un Estudio De Caso", (Universitá Ramón Llull, 2006), p. 278.

SIOHANSI, Fereidoon P., and PFAFFENBERGER, Wolfgang, *Electricity Market Reform : An International Perspective*, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series (Elsevier, 2006).

VASQUEZ, Arturo, *Los Vínculos Entre El Crecimiento Económico Y La Infraestructura Eléctrica En El Perú 1940-200* (Lima: OSINERG, 2004), p. 95.

WINZER, Christian, 'Conceptualizing Energy Security', *Energy Policy*, 46 (2012), 36-48.

YERGIN, Daniel, 'Ensuring Energy Security', *Foreign Affairs*, 85 (2006), 69-82.

SE TERMINÓ DE IMPRIMIR EN LOS TALLERES GRÁFICOS DE
TAREA ASOCIACIÓN GRÁFICA EDUCATIVA
PASAJE MARÍA AUXILIADORA 156 - BREÑA
CORREO E.: tareagrafica@tareagrafica.com
PÁGINA WEB: www.tareagrafica.com
TELÉF. 332-3229 FAX: 424-1582
NOVIEMBRE 2012 LIMA - PERÚ

