

# ANÁLISIS DE LAS FACILIDADES Y BARRERAS PARA LA INVERSIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS: UNA REVISIÓN DE LA AGENDA PENDIENTE

---

FIGURELLA MOLINELLI ARISTONDO\*

## Resumen

*Este artículo aborda la problemática de la inversión en centrales hidroeléctricas en el Perú, analizando las principales barreras a la entrada y los riesgos que ésta enfrenta actualmente y que impiden el pleno desarrollo de la capacidad de generación hidráulica con la que cuenta el país. Asimismo, se resumen las acciones adoptadas por el Estado durante los últimos años con el fin de reducir las barreras a la entrada y atenuar los riesgos de la inversión en este sector; entre las que destacan la fijación de precios firmes como resultado de licitaciones por periodos de 20 años, el establecimiento en dichas subastas de una bonificación especial a favor de las centrales hidroeléctricas, la promulgación de la Ley de Recursos Hídricos, así como la adopción de medidas de incentivo a la inversión en fuentes de energía renovable. La agenda pendiente en el sector para continuar reduciendo las barreras a la entrada y los riesgos de la inversión incluye, entre otros aspectos, la simplificación de trámites administrativos vinculados a la obtención de autorizaciones y concesiones, además de la reducción de los espacios de discrecionalidad de la autoridad en los procedimientos vinculados a la protección ambiental.*

## I. Antecedentes

Las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico se dividen en generación, transmisión, distribución, comercialización de electricidad y operación del sistema.

---

\* Asesora de la Presidencia del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Las opiniones vertidas en este documento son de exclusiva responsabilidad de la autora y no necesariamente son compartidas por dicha institución, ni la compromete. La autora agradece la eficaz asistencia de Max Arturo Carbajal Navarro, así como los invalorable comentarios de Gonzalo Ruiz y Raúl García.

La generación involucra la producción de electricidad a través de las diversas fuentes de energía, denominadas fuentes primarias. Así, por ejemplo, la generación hidráulica utiliza el agua como fuente de energía; la eólica, el viento; la térmica, el calor que produce la combustión de distintos combustibles como el Diésel, el carbón, el gas natural, etcétera; la generación geotérmica utiliza el calor del centro de la tierra; la nuclear, el calor producto de la fisión de combustibles nucleares como el plutonio o el uranio, entre otros.

La energía es producida, por lo general, lejos de los centros de consumo, por lo que se necesitan “carreteras” por donde transportar la electricidad. Esta actividad se realiza a través de las líneas de transmisión eléctrica y requiere utilizar elevados niveles de voltaje para aminorar las pérdidas de energía que se producen en ella.

Una vez que la electricidad se encuentra cerca de los centros de consumo, debe ser repartida entre los diferentes usuarios a través del sistema de distribución eléctrica, que la traslada a menores tensiones debido principalmente a razones de seguridad.

A su vez, la comercialización de electricidad se divide en mayorista y minorista. La primera se refiere a la comercialización entre generadores y distribuidores, y la segunda a la que existe con los usuarios finales del servicio. En el Perú, la actividad de comercialización minorista es considerada parte de la actividad de distribución eléctrica.

Por otro lado, la energía eléctrica presenta características que tienen implicancias relevantes para la organización y funcionamiento de este mercado. Una de las más resaltantes es que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables y, por lo tanto, se debe consumir en el momento en el que se produce.

Un actor importante en la organización de la industria de energía eléctrica es el operador del sistema. En efecto, en el Perú el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) se encarga del despacho económico,<sup>1</sup> es decir, de llamar a producir a las centrales en orden de mérito con respecto a sus costos variables, hasta que se logre cubrir la demanda en cada momento.

El presente artículo aborda la problemática de la inversión en centrales hidroeléctricas en el Perú, analizando las principales barreras a la entrada y los

---

<sup>1</sup> Ordenamiento de la producción de la manera más eficientemente posible.

riesgos que ésta enfrenta actualmente y que impiden el pleno desarrollo de la capacidad de generación eléctrica con la que cuenta el país.

A continuación se hace una breve descripción de las principales características del sector eléctrico en el Perú.

### **1.1 La organización del sector eléctrico en el Perú**

El marco regulatorio peruano contempla que la inversión en la actividad de generación eléctrica es libre, de modo que cualquier operador que cumpla ciertos requisitos (contar con concesión o autorización, según sea el caso) puede competir o ampliar su capacidad en este mercado libremente. Ello se debe a que la generación eléctrica presenta economías de escala que se agotan rápidamente, por lo que este segmento se considera potencialmente competitivo.

En contraste, las actividades de transmisión y distribución presentan características de monopolio natural, con significativas economías de escala<sup>2</sup> y altos costos de inversión (muchos de los cuales son hundidos). La distribución está sujeta a un régimen de regulación de precios,<sup>3</sup> mientras que en la transmisión coexisten dos regímenes: uno de regulación de precios<sup>4</sup> y otro de subastas por el mercado.<sup>5</sup>

El servicio de comercialización de energía eléctrica presenta también las características de un potencial mercado competitivo: sus muy bajos costos de inversión permiten la entrada de varios operadores al mercado; sin embargo, como ya se indicó, la comercialización minorista en nuestro país se encuentra comprendida dentro de la actividad de distribución eléctrica.

El Gráfico 1 muestra la separación de actividades en función de sus características.

---

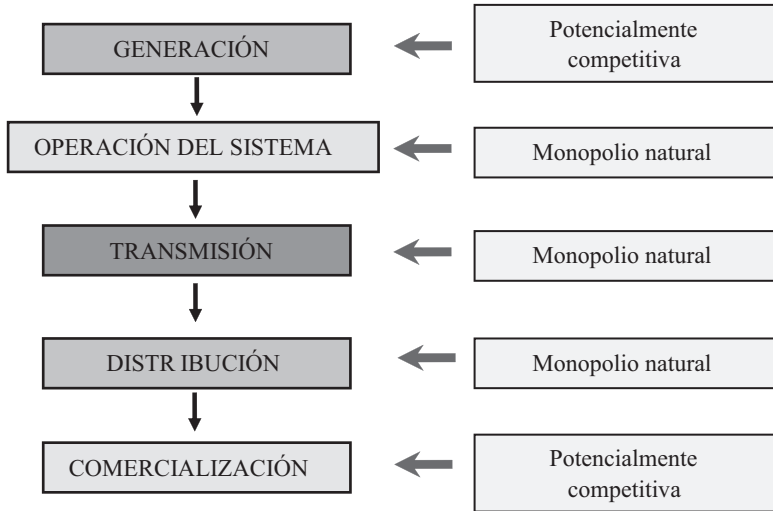
<sup>2</sup> Producto de sus grandes inversiones en activos fijos.

<sup>3</sup> Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>4</sup> *Ibid.*

<sup>5</sup> Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

**GRÁFICO 1.**  
**SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO**

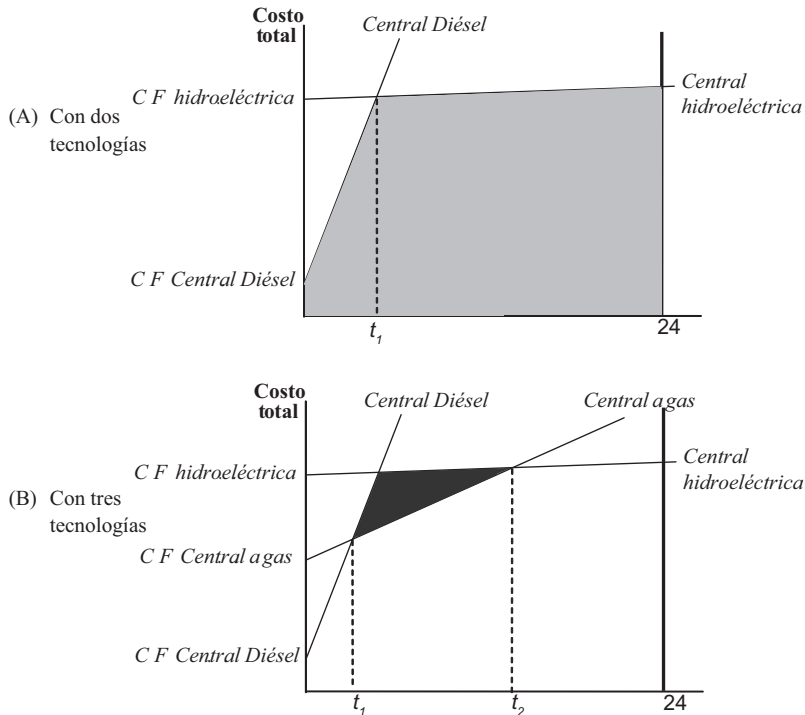


Elaboración propia.

### 1.2 La minimización de costos

Aunque, intuitivamente, puede pensarse que solo se debería utilizar aquella tecnología con menores costos variables, de acuerdo con la teoría del *Peak Load Pricing*, la manera óptima de proveer energía y potencia es a través de un *mix* o combinación de tecnologías. El Gráfico 2 permite ilustrar mejor la idea. Observemos la parte (A) del gráfico, donde si solo se tuviese centrales hidroeléctricas (la de menor costo variable), el costo total por generar con esta tecnología sería igual a toda el área bajo la línea de costo variable de dicha tecnología. Si se añade una segunda tecnología (que tiene costos variables mayores), se puede apreciar que los costos totales en los que se incurre, representados por el área bajo las curvas de costos, disminuyen. En el caso de introducir una tercera tecnología (con un costo variable intermedio entre ambas tecnologías que ya operan), los costos totales disminuyen en el área del triángulo de la parte (B) del gráfico.

**GRÁFICO 2.**  
**MINIMIZACIÓN DE COSTOS**



Elaboración propia.

El hecho de que se produzca energía eléctrica con un *mix* o combinación de tecnologías es consecuencia de una serie de factores, entre ellos la ya mencionada característica de la electricidad de no poder ser almacenada a costos razonables y que la demanda fluctúa durante el día. La proporción en que se utiliza cada una de las tecnologías debería ser resultado de sus respectivos costos variables y fijos.

En el caso del sector eléctrico, la tecnología con mayor inversión en costos fijos es la hidráulica, que es también, sin embargo, la que presenta los menores costos variables. En contraste, la tecnología con menores costos fijos es la térmica a Diésel, pero ésta es también la que muestra los mayores costos variables.

A modo de ejemplo, el Cuadro 1 muestra los costos de inversión por kilowatt (KW) instalado, los costos fijos anuales correspondientes al año 2007, el periodo de construcción en años, la vida útil, el factor de anualidad y, finalmente, el costo anual de capital o anualidad de la inversión de cada una de las tecnologías de generación

eléctrica que se utilizan en nuestro país: centrales hidroeléctricas (CH), centrales a carbón (CARBÓN), centrales a residual (RESIDUAL), centrales a gas de ciclo simple (CGCS) y centrales a gas de ciclo combinado (CGCC).

**CUADRO 1.  
COSTOS DE INVERSIÓN**

Tecnología	Inversión (US\$/KW)	Costos fijos anuales (US\$/KW-año)	Período de construcción (años)	Vida útil (años)	Factor de anualidad	Costo Anual de capital (US\$/KW-año)
GNCC	550	17	2	20	0,1175	91
GNCS	300	9	1	20	0,1175	48
RESIDUAL	300	6	1	20	0,1175	45
CARBÓN	1.000	30	2	30	0,1061	153
CH	1.200	12	4	50	0,1009	166

Fuente: De la Cruz y Mori (2007).

Quienes desean invertir en la construcción de una planta de generación eléctrica se encuentran con distintas variables que producen incertidumbre respecto de la rentabilidad del sector, como los precios de los combustibles para la generación térmica (carbón, gas natural, Diésel y residual), la disponibilidad de agua en el caso de la hidráulica, el tipo de cambio y el costo de inversión (obras civiles y equipo). Este último puede resultar significativo cuando se trata de centrales hidroeléctricas.

## II. La producción de energía y potencia en el Perú

### 2.1 La producción de energía en el Perú

En el caso del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), las tecnologías con las que se opera son la hidroeléctrica y la termoeléctrica a carbón, a gas natural de ciclo simple, a gas natural de ciclo combinado, a Diésel y a residual.

El Cuadro 2 presenta estadísticas de la producción de electricidad para el periodo 1989-2008. Como se puede ver, se ha dividido la producción en hidroeléctrica y térmica. Un primer dato que merece ser destacado es que la producción de energía es predominantemente hidráulica, modalidad que superó en 1991 el 93% de la producción total. Sin embargo, este porcentaje ha decrecido persistentemente durante los últimos años, hasta llegar al 61% en 2008, debido al crecimiento de la producción térmica como resultado del inicio de la producción del gas natural de Camisea, cuyos costos de producción son menores que los de otros combustibles.

La producción de energía hidroeléctrica creció en más del 59% en el periodo 1989-1999, y 18% entre 2000 y 2008. En cambio, la termoeléctrica se incrementó en 340% en el primero de estos periodos y en 369% en el segundo. Si se toma el crecimiento total del periodo 1989-2008, se verifica que fue de 110% para la producción hidroeléctrica y de 1496% en el caso de la térmica, de donde se colige que la producción hidroeléctrica ha crecido a tasas mucho menores que la térmica.

**CUADRO 2.**  
**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GWH)**

Año	Producción (GWh)			Participación (%)		Variación anual (%)	
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
<b>1989</b>	8.848,1	748,7	<b>9.596,8</b>	92,20%	7,80%		
<b>1990</b>	8.821,6	776,0	<b>9.597,6</b>	91,91%	8,09%	-0,30%	3,65%
<b>1991</b>	9.846,4	641,0	<b>10.487,4</b>	93,89%	6,11%	11,62%	-17,40%
<b>1992</b>	8.388,1	1.174,5	<b>9.562,6</b>	87,72%	12,28%	-14,81%	83,23%
<b>1993</b>	10.369,2	883,4	<b>11.252,5</b>	92,15%	7,85%	23,62%	-24,79%
<b>1994</b>	11.568,7	966,8	<b>12.535,4</b>	92,29%	7,71%	11,57%	9,44%
<b>1995</b>	11.486,7	1.531,9	<b>13.018,5</b>	88,23%	11,77%	-0,71%	58,45%
<b>1996</b>	11.807,4	1.456,7	<b>13.264,1</b>	89,02%	10,98%	2,79%	-4,91%
<b>1997</b>	12.210,2	3.048,6	<b>15.258,9</b>	80,02%	19,98%	3,41%	109,28%
<b>1998</b>	13.337,5	3.436,8	<b>16.774,3</b>	79,51%	20,49%	9,23%	12,73%
<b>1999</b>	14.074,2	3.296,7	<b>17.370,9</b>	81,02%	18,98%	5,52%	-4,08%
<b>2000</b>	15.692,5	2.545,5	<b>18.238,0</b>	86,04%	13,96%	11,50%	-22,78%
<b>2001</b>	17.134,1	1.996,8	<b>19.130,9</b>	89,56%	10,44%	9,19%	-21,56%
<b>2002</b>	17.552,9	2.757,8	<b>20.310,8</b>	86,42%	13,58%	2,44%	38,11%
<b>2003</b>	18.086,8	3.218,6	<b>21.305,4</b>	84,89%	15,11%	3,04%	16,71%
<b>2004</b>	17.067,9	5.497,3	<b>22.565,2</b>	75,64%	24,36%	-5,63%	70,80%
<b>2005</b>	17.531,6	6.224,2	<b>23.755,8</b>	73,80%	26,20%	2,72%	13,22%
<b>2006</b>	19.125,8	6.432,9	<b>25.558,7</b>	74,83%	25,17%	9,09%	3,35%
<b>2007</b>	19.080,2	9.029,9	<b>28.110,1</b>	67,88%	32,12%	-0,24%	40,37%
<b>2008</b>	18.561,7	11.946,7	<b>30.508,4</b>	60,84%	39,16%	-2,72%	32,30%

Fuente: OSINERGMIN.

Elaboración propia.

Como se ha mencionado las cifras de producción de energía hidráulica dependen críticamente del comportamiento de la hidrología, es decir, de si se tiene un año seco o uno húmedo. A juzgar por este criterio, se aprecia una variación alta entre las cifras producidas de un año a otro, incluso si no se toma en cuenta aquélla que corresponde a la capacidad productiva (potencia). No obstante ello, para

analizar la evolución de la oferta no solo se debe evaluar la producción de energía, sino también la evolución de la potencia instalada en cada tecnología. En el caso del Perú, las cifras de producción de energía: las cifras de potencia instalada revelan la falta de inversión en centrales hidroeléctricas.

## 2.2 Potencia instalada

En el periodo 1995-2008, la potencia instalada total en el sector eléctrico peruano ha crecido en casi 60%, incremento que se explica sobre todo por el aumento de la potencia instalada de origen térmico, que creció 95% desde 1995, mientras que la generación hidráulica se incrementó en apenas 31% en el mismo periodo. Las cifras de potencia instalada para el mercado nacional se muestran en el Cuadro 3.

**CUADRO 3.**  
**POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA (KW)**

Año	Tipo de central		Total	Variación anual (%)		
	Hidroeléctrica	Térmica		Hidroeléctrica	Térmica	Total
1995	2.479	1.982	4.462			
1996	2.493	2.170	4.662	0,54%	9,45%	4,50%
1997	2.513	2.679	5.192	0,81%	23,49%	11,37%
1998	2.572	2.943	5.515	2,35%	9,84%	6,22%
1999	2.673	3.068	5.742	3,93%	4,26%	4,11%
2000	2.857	3.209	6.066	6,86%	4,57%	5,64%
2001	2.966	2.940	5.906	3,83%	-8,38%	-2,63%
2002	2.997	2.938	5.935	1,02%	-0,04%	0,49%
2003	3.032	2.937	5.969	1,19%	-0,04%	0,58%
2004	3.056	2.960	6.016	0,78%	0,77%	0,78%
2005	3.207	2.993	6.200	4,95%	1,11%	3,06%
2006	3.216	2.441	5.657	0,28%	-18,42%	-8,75%
2007	3.234	3.793	7.027	0,55%	55,37%	24,21%
2008	3.240	3.867	7.107	0,20%	1,94%	1,14%

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Dada esta coyuntura, cabe preguntarse: ¿Por qué las inversiones en centrales hidroeléctricas no están aumentando al mismo ritmo que lo hacen las térmicas? Interrogante que adquiere mayor relevancia si se toma en cuenta el gran potencial hidroeléctrico sin aprovechar que tiene el Perú.



### 2.3 Potencial hidráulico

Nuestro país cuenta con un enorme potencial energético cuyo origen es el agua, y que puede ser aprovechado con la construcción de centrales hidroeléctricas. Según estudios de la Cooperación Técnica Alemana-GTZ (1979), la mayor parte (97,8%) del recurso hídrico nacional se encuentra en la vertiente del Atlántico, en tanto la vertiente del Pacífico y el lago Titicaca solo representan el 2,2% del potencial hidroeléctrico nacional (véase el Cuadro 4).

**CUADRO 4.  
RECURSOS HÍDRICOS NACIONALES**

Vertiente	Masa anual (km <sup>3</sup> /año)	Caudal	
		(m <sup>3</sup> /seg)	%
Pacífico	35	1.098	1,7
Atlántico	1.999	63.379	97,8
Titicaca	10	323	0,5
<b>Total</b>	<b>2.044</b>	<b>64.800</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (1979).

El país ha aprovechado menos del 5% de este potencial hidrológico, razón por la cual, en principio, el argumento de la falta de condiciones naturales para invertir en centrales hidroeléctricas debería ser descartado como hipótesis. Estas cifras, a pesar de que requieren ser actualizadas, muestran el gran potencial hidráulico que tiene el Perú (OSINERGMIN, 2008).

### III. Inversión en centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas con las que cuenta hoy el país deben su existencia a la iniciativa del sector privado y del Estado.

Según el Ministerio de Energía y Minas (MEM), en los últimos 10 años el sector privado ha invertido unos 2.401 millones de dólares en la construcción de centrales hidroeléctricas, no obstante lo cual el desarrollo de activos de generación ha sido insuficiente para atender la creciente demanda de energía eléctrica.

**CUADRO 5.**  
**CENTRALES HIDROELÉCTRICAS PRODUCTO DE INVERSIÓN PRIVADA**

Ítem	Central hidroeléctrica	Propietario	Ubicación	Potencia MW
01	Callahuanca <sup>1/</sup>	EDEGEL	Lima	82,6
02	Matucana	EDEGEL	Lima	128,6
03	Huampaní	EDEGEL	Lima	30,2
04	Huinco	EDEGEL	Lima	247,3
05	Moyopampa	EDEGEL	Lima	64,7
06	Cañón del Pato	DEI EGENOR	Áncash	263,5
07	Macchu Picchu	EGEMSA	Cuzco	87,8
08	Aricota 1	EGESUR	Tacna	22,5
09	Aricota 2	EGESUR	Tacna	12,4
10	Chimay	EDEGEL	Junín	150,9
11	Yanango	EDEGEL	Junín	42,6
12	Huanchor	EDEGEL <sup>3/</sup>	Lima	19,6
13	Poechos	SINERSA <sup>4/</sup>	Piura	15,4
14	Gallito Ciego	ENERGIA PACASMAYO	Cajamarca	38,1
15	Carhuaquero <sup>2/</sup>	DEI EGENOR	Lambayeque	105,1
16	Yuncán	ENERSUR	Pasco	136,8
17	Malpaso	ELECTROANDES	Junín y Pasco	48
18	La Oroya	ELECTROANDES	Junín	9,5
19	Pachachaca	ELECTROANDES	Junín	9,7
20	Yaupi	ELECTROANDES	Junín y Pasco	104,9
21	Curumuy	SINERSA <sup>4/</sup>	Piura	12,5
22	Santa Rosa I	ELECTRICIDAD STA. ROSA	Lima	1
23	Santa Rosa II	ELECTRICIDAD STA. ROSA <sup>4/</sup>	Lima	1,7
24	Cahua	EGECAHUA	Lima y Áncash	43,1
25	Pariac	EGECAHUA	Áncash	5
26	Misapuquio	EGECAHUA <sup>3/</sup>	Arequipa	3,9
27	San Antonio	EGECAHUA <sup>3/</sup>	Arequipa	0,6
28	San Ignacio	EGECAHUA <sup>3/</sup>	Arequipa	0,4
29	Huayllacho	EGECAHUA <sup>3/</sup>	Arequipa	0,2

<sup>1/</sup> Potencia efectiva después de repotenciamiento 2005.

<sup>2/</sup> Potencia efectiva después de repotenciamiento 2008.

<sup>3/</sup> Representadas en el COES-SINAC por las empresas señaladas, no siendo dichas centrales de su propiedad.

<sup>4/</sup> No forma parte del COES-SINAC.

Fuente: MEM y OSINERGMIN.

Elaboración propia.

Por su parte, en la última década las empresas estatales han invertido en generación hidroeléctrica un total de 1.296 millones de dólares. Cabe indicar que

la aprobación de los proyectos de inversión del Estado en centrales hidroeléctricas está sujeta a las normas del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP), que tiene como objetivo optimizar el uso de los recursos públicos destinados a la inversión. Así, en estos casos el procedimiento de la inversión comprende las siguientes etapas: fase de preinversión, de viabilidad, de inversión y, por último, de post-inversión. Además, las entidades y empresas estatales que ejecutan estas inversiones se encuentran sujetas a las regulaciones en materia de contrataciones y presupuesto público.

**CUADRO 6.**  
**CENTRALES HIDROELÉCTRICAS PRODUCTO DE LA INVERSIÓN PÚBLICA**

Ítem	Central hidroeléctrica	Propietario	Ubicación	Potencia MW
01	Mantaro	ELECTROPERÚ	Huancavelica	650,5
02	Restitución	ELECTROPERÚ	Huancavelica	215,4
03	Charcani I	EGASA	Arequipa	1,7
04	Charcani II	EGASA	Arequipa	0,6
05	Charcani III	EGASA	Arequipa	4,6
06	Charcani IV	EGASA	Arequipa	15,3
07	Charcani V	EGASA	Arequipa	144,6
08	Charcani VI	EGASA	Arequipa	8,9
09	San Gabán	SAN GABÁN	Áncash	113,1

Fuente: MINEM y OSINERGMIN.

Elaboración propia.

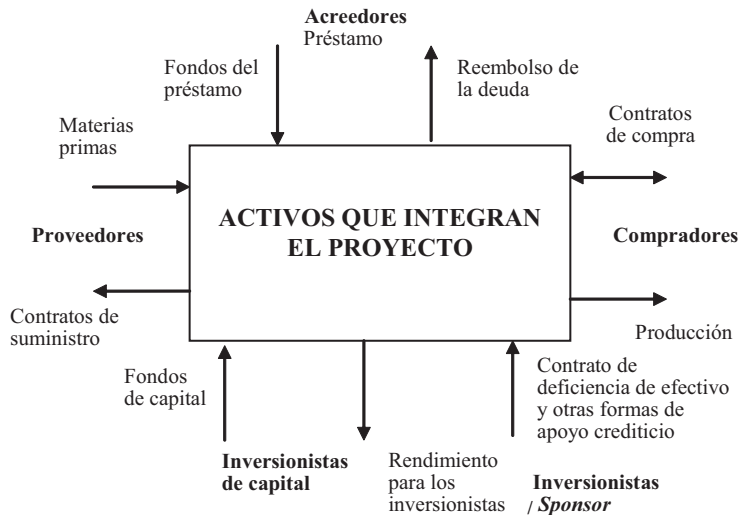
### 3.1 Las finanzas corporativas y el *Project Finance*

Existen básicamente dos alternativas para el financiamiento de una inversión en una central hidroeléctrica: a) las finanzas corporativas, opción tradicional por la que la propia empresa se hace cargo del financiamiento; y, b) el *Project Finance*, en el que es el mismo proyecto la fuente que permite captar recursos para la realización de la inversión.

En efecto, el *Project Finance* es un mecanismo de financiamiento basado en la capacidad del mismo proyecto para generar recursos, que deben ser suficientes para cubrir los rendimientos de capital y el beneficio del operador, así como la recuperación del capital invertido. Dicho de otro modo: para financiar el proyecto no se recurre a garantías adicionales a las que ofrece el mismo proyecto (flujos de caja potenciales del proyecto).

Este mecanismo de financiamiento se puede aplicar a proyectos privados y públicos (o a los de capitales mixtos), y es idóneo para los proyectos de infraestructura, en los que se necesitan inversiones de gran envergadura. El Gráfico 4 muestra los principales elementos del Project Finance.

**GRÁFICO 4.**  
**PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN PROJECT FINANCE**



Fuente: OSINERGMIN (2008a).

Entre las principales ventajas que ofrece el Project Finance como mecanismo de financiamiento se encuentran:

- Se da la posibilidad de poner en marcha proyectos que necesitarían una inversión inicial elevada, por encima de la capacidad de financiamiento o endeudamiento propio.
- Es “el Proyecto” el que avala la deuda, a través de sus flujos futuros.
- Las personas que promueven el proyecto reducen su deuda financiera.

Entre las principales desventajas del Project Finance se pueden mencionar:

- El nivel de ponderación de los riesgos del proyecto es mucho mayor que el de los proyectos evaluados bajo el enfoque de las finanzas corporativas.
- El proceso para la implementación del proyecto bajo esta modalidad es laborioso y complejo.

- El elevado costo de los promotores, como consecuencia del mayor riesgo que deben asumir los prestamistas y, por consiguiente, el mayor esfuerzo y despliegue necesario para la promoción del Proyecto.

Dependiendo de la modalidad de financiamiento por la que opte la empresa, las barreras y riesgos a las que estará expuesta serán distintos, en tanto el uso de cada mecanismo involucra procesos y costos diferentes. No obstante ello, consideramos que el mecanismo de Project Finance ofrece mayores ventajas que las alternativas de financiamiento tradicional, en especial para empresas que no pueden respaldar grandes operaciones de crédito mediante el uso de garantías reales. En ese sentido, la adopción de medidas regulatorias o de política que brinden facilidades a las empresas para hacer uso del Project Finance como mecanismo de financiamiento contribuye a reducir los riesgos y a atraer nueva inversión al sector.

#### **IV. Barreras de entrada para las inversiones en centrales hidroeléctricas**

Stigler (1968)<sup>6</sup> define barreras a la entrada como aquellos costos que enfrentan las empresas interesadas en entrar al mercado y que no deben ser asumidos por las empresas ya establecidas.

El principal problema con el que se encuentra quien desea llevar a cabo un proyecto de inversiones en centrales hidroeléctricas es el acceso al financiamiento, pues las obras exigen niveles de inversión muy elevados. Bajo el enfoque del Project Finance, en el proceso de evaluación del proyecto para conseguir financiamiento es necesario mostrar que el proyecto es rentable; aun así, habrá que enfrentar distintas barreras que podrían retrasar o impedir la inversión.

##### **4.1 Requisitos y barreras administrativas**

Las barreras administrativas a la entrada son definidas como aquellas disposiciones establecidas por el Estado (en cualquiera de los niveles de gobierno) que afectan la entrada o la permanencia de las empresas en el mercado. En el caso de la inversión en energía hidráulica, los principales requisitos y barreras que se presentan para instalar una central hidroeléctrica son los siguientes:

---

<sup>6</sup> Stigler, Joseph (1968). *The organization of the industry*. Illinois: Homewood III: Richard Irwin. Para una discusión conceptual sobre la definición de barreras a la entrada, véase Church, J. y Ware R. (2000). *Industrial organization: a strategic approach*, capítulo 14. Illinois: Irwin McGraw Hill.

### *a) Derechos de agua*

Según lo establecido en el artículo 44° de la Ley 29338, Ley de Recursos Hídricos promulgada en marzo de 2009, para hacer uso del agua, salvo en el caso del uso primario, es necesario contar con un derecho otorgado por la Autoridad Administrativa del Agua con participación del Consejo de Cuenca Regional o Interregional, según corresponda.

Para asegurar un uso sostenible y eficiente del agua, los titulares de los derechos de uso de este recurso realizan pagos por los siguientes conceptos: retribución económica por el uso del agua, retribución económica por el vertimiento de uso de agua residual, tarifa por el servicio de la distribución del agua en los usos sectoriales, tarifa por la utilización de la infraestructura hidráulica mayor y menor, y tarifa por el monitoreo y gestión de uso de aguas subterráneas.

En el caso de que surgiera alguna controversia por el uso del agua, en primer lugar, se la destinará a uso primario (satisfacción de las necesidades primarias de la población, como consumo directo y aseo personal). Siguen en orden de prioridad el uso poblacional (captación del agua de una fuente o red pública con el fin de satisfacer las necesidades humanas básicas), el uso productivo (en los sectores agrario, acuícola y pesquero, energético, industrial, medicinal, minero, recreativo, turístico y de transporte) y, por último, para cualquier otro uso, según lo dispuesto en la Ley 29338.

### *b) Requisitos administrativos*

La normatividad vigente en el Perú establece procedimientos alternativos para la obtención de autorizaciones y concesiones (temporal y definitiva) para la generación eléctrica:

- Procedimiento para obtener autorización de generación eléctrica

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, los requisitos para obtener una autorización contemplan solicitudes, declaraciones juradas, memorias, ubicación de instalaciones, estadísticas, estudio de impacto ambiental, autorizaciones y calendario de ejecución de obras.

Todos estos procesos y trámites no deben tomar más de 30 días calendario. La autorización tiene una vigencia indefinida, y el autorizado, según se establece en la Ley, posee los mismos derechos que los de la concesión.

**CUADRO 7.**  
**PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS QUE CUENTAN CON AUTORIZACIÓN<sup>1/</sup>**

Nº	Titular de la autorización	Central	Tipo	Potencia Instalada (MW)	Ubicación	Inversión Millones US\$	Resolución Ministerial	Fecha de Puesta en Servicio <sup>2/</sup>
1	Agroindustrias Maja S.A.C.	Roncador	Hidro-eléctrica	3,8	Lima	2,5	499-2005-MEM/DM (16.12.2005)	17.12.2006
2	Andean Power S.A.	Carhuac	Hidro-eléctrica	20	Lima	28,95	573-2007-MEM/DM (30.12.2007)	31.07.2011
3	Compañía Minera Raura S.A.	Raura II	Hidro-eléctrica	12,15	Lima	18,94	542-2007-MEM/DM (11.12.2007)	12.10.2010
4	Duke Energy Egenor S. en C. Por A.	San Diego	Hidro-eléctrica	3,24	Áncash	2,93	520-2005-MEM/DM (30.12.2005)	30.06.2007
5	Generación Taymi S.R.L.	Pálapo	Hidro-eléctrica	1,02	Lambayeque	0,77	388-2004-EM/DM (16.10.2004)	30.09.2006 <sup>3/</sup>
6	Siif Andina S.A.	Gratón	Hidro-eléctrica	5	Lima	4,72	210-2005-MEM/DM (09.06.2005)	25.09.2006 <sup>3/</sup>

1/ Proyectos con autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica, en etapa de ejecución de obras.

2/ Según cronograma de ejecución de obras.

3/ En trámite solicitud de prórroga de fecha ejecución de obras, en el Gobierno Regional correspondiente.

Fuente: Dirección de Concesiones Eléctricas de la DGE.

En el Cuadro 8 se resume el número de autorizaciones vigentes por año de otorgamiento para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con centrales hidroeléctricas.

**CUADRO 8.**  
**AUTORIZACIONES VIGENTES ENTREGADAS POR AÑO**

<b>Año de expedición</b>	<b>N° de autorizaciones</b>	<b>Suma de potencia instalada (MW)</b>
1993	9	18,46
1994	16	36,278
1995	10	23,37
1996	5	12,03
1997	12	22,86
1998	8	10,03
1999	1	1,1
2000	7	33,29
2001	5	8,1
2002	1	1,34
2003	8	35,522
2004	6	7,48
2005	4	7,04
2006	6	16,59
2007	0	0
2008	1	0,71
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>234,2</b>

Fuente: Dirección de Concesiones Eléctricas de la DGE.

- Procedimiento para obtener concesión temporal

Para solicitar una concesión temporal de generación se deben seguir varios procedimientos; entre ellos, presentación de documentos formales de solicitud, memorias, autorizaciones, requerimiento de servidumbres, descripción y cronograma de estudios por ejecutar, presupuesto y garantías.



**CUADRO 9.**  
**CONCESIONES TEMPORALES EN ETAPA DE ESTUDIO<sup>1/</sup>**

N°	Central hidroeléctrica	Titular de la concesión	Potencia instalada (MW)	Ubicación	Resolución Ministerial	Fecha de inicio de estudios	Fecha de culminación de estudios <sup>2/</sup>
1	CH Alis I	Aruntani S.A.C.	20,5	Lima	582-2008-MEM/DM (25.12.2008)	26.12.2008	26.12.2010
2	CH Alis II	Aruntani S.A.C.	60	Lima	581-2008-MEM/DM (25.12.2008)	26.12.2008	26.12.2010
3	CH Pías II	Aguas y Energías Perú S.A.	16,6	La Libertad	422-2007-MEM/DM (15.09.2007)	16.09.2007	16.09.2009
4	CH Belo Horizonte	Compañía Energética del Centro S.A.C.	180	Huánuco	039-2009-MEM/DM (28.01.2009)	29.01.2009	29.01.2011
5	CH Vera Cruz	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	730	Cajamarca y Amazonas	185-2009-MEM/DM (25.04.2009)	26.04.2009	26.04.2011
6	CH Aram II	Compañía Geológica Minera, Metalúrgica y de Construcción E.I.R.L.	25	Arequipa	379-2009-MEM/DM (emit. 03.09.2009)	11.09.2009	11.09.2011
7	CCHH Tambo I, Tambo II, Tambo III, Tambo IV	Compañía Minera Caudalosa S.A.	94,5	Ica y Huancavelica	052-2009-MEM/DM (11.02.2009)	12.02.2009	12.02.2011
8	CH Huallaga	Chancadora Centauro S.A.C.	372	Huánuco	203-2009-MEM/DM (08.05.2009)	09.05.2009	09.05.2011
9	CH Pacobamba	Chancadora Centauro S.A.C.	98,7	Apurímac	495-2008-MEM/DM (08.11.2008)	09.11.2008	09.11.2010
10	CH Curibamba	Edegel S.A.A.	163	Junín	606-2008-MEM/DM (06.01.2009)	07.01.2009	07.01.2011
11	CCHH en Cascada Tinyapay, Jarhuac, Pirca y La Capilla y Embalses	Electropampas S.A.	1203,97	Ayacucho e Ica	244-2008-MEM/DM (30.05.2008)	31.05.2008	31.05.2010

12	CCHH En Cascada Lluta I, Lluta II, Llucila I y Llucila II	Empresa de Generación de Arequipa S.A.	560	Arequipa	369-2008-MEM/DM (10.08.2008)	12.02.2009	12.02.2010
13	CH Eléctrica Cheves II	Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A.	75	Lima	267-2009-MEM/DM (17.06.2009)	19.05.2009	19.05.2010
14	CH Eléctrica Cheves III	Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A.	123,6	Lima	206-2007-MEM/DM (17.05.2007)	18.05.2007	19.03.2010
15	CH Santa María	Energía Azul S.R.L.	750	Ayacucho y Apuřimac	405-2008-MEM/DM (11.09.2008)	12.09.2008	12.09.2010
16	CH Inambari	Empresa de Generación Eléctrica Amazonas Sur S.A.C.	1500 (estimada)	Cusco, Puno y Madre de Dios	287-2008-MEM/DM (18.06.2008)	19.06.2008	19.06.2010
17	CH Chaglla	Empresa de Generación Huallaga S.A.	360	Huánuco	289-2009-MEM/DM (26.06.2009)	27.06.2009	27.06.2010
18	CCHH Tarucani, Querque, Lluta y Llucila	Generador de Energía del Perú S.A. - Gepsa	484	Arequipa	586-2008-MEM/DM (26.12.2008)	27.12.2008	27.12.2010
19	CH Las Joyas	Geofun S.A.C	61	La Libertad y San Martín	255-2008-MEM/DM (11.06.2008)	12.06.2008	12.06.2010
20	CH Las Orquideas I	Consorcio Energetico de Huancavelica S.A.	13,77	San Martín	403-2008-MEM/DM (12.09.2008)	13.09.2008	13.09.2010
21	CH Mazán	Electro Oriente S.A.	150	Loreto	206-2008-MEM/DM (11.05.2008)	12.05.2008	12.05.2010
22	CH Púcará II	Acres Investments S.A.	69,9	Cuzco	505-2007-MEM/DM (17.11.2007)	18.11.2007	18.11.2009
23	CH San Gabán III	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	187,9	Puno	256-2009-MEM/DM (20.06.2009)	21.06.2009	21.06.2011
24	CH San Gabán IV	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	130	Puno	272-2008-MEM/DM (13.06.2008)	14.06.2008	14.06.2010
25	Ch Uchuhuerta	Electroandes S.A.	30	Pasco	233-2009-MEM/DM (30.05.2009)	05.05.2009	05.05.2010

26	CH El Caño	Electroandes S.A.	100	Pasco	244-2009-MEM/DM (05.06.2009)	05.05.2009	05.05.2010
27	CH Colpa	Hidroeléctricas Peruanas S.A.C.	4,8	Huánuco	258-2009-MEM/DM (18.06.2009)	19.06.2009	19.06.2011
28	CH Illapani	Hydrotech S.A.	327,9	Cuzco	356-2009-MEM/DM (22.08.2009)	23.08.2009	23.08.2010
29	CH M3-Cerro El Águila	Kallpa Generación S.A.	345	Huancavelica	296-2009-MEM/DM (09.07.2009)	08.01.2009	08.01.2010
30	CH Oco 2010	Ocoña Hydro S.A.	154,5	Arequipa	383-2008-MEM/DM (27.08.2008)	28.08.2008	28.08.2010
31	CH Paquizapango	Paquizapango Energía S.A.C.	379	Junín	546-2008-MEM/DM (03.12.2008)	04.12.2008	04.08.2010
32	CH Oreja de Perro I	Project Investment Perú S.A.C.	100	Ayacucho, Cuzco y Apurímac	355-2009-MEM/DM (18.08.2009)	28.08.2009	28.08.2011
33	CH Churo	Rc Hydro S.A.C.	35,5	Lima	494-2008-MEM/DM (29.10.2008)	30.10.2008	30.10.2010
34	CH Retamal	Swiss Hydro S.A.C.	188,59	Cuzco	442-2008-MEM/DM (16.10.2008)	17.10.2008	17.10.2009
35	CH San Gában IV	Swiss Hydro S.A.C.	204	Puno	498-2008-MEM/DM (30.10.2008)	31.10.2008	31.10.2009
36	CH El Chorro	V De V & Asociados S.A.C.	150	Ancash	039-2008-MEM/DM (04.02.2008)	05.02.2008	05.02.2010
37	CH Mayush	V De V & Asociados S.A.C.	103,8	Lima y Ancash	237-2008-MEM/DM (28.05.2008)	29.05.2008	29.05.2010

1/ Proyectos con concesión temporal para realizar estudios de centrales de generación y líneas de transmisión de energía eléctrica.

2/ Fecha de acuerdo con la publicación de la Resolución Ministerial.

3/ En trámite de modificación de concesión.

Fuente: Dirección de Concesiones Eléctricas de la DGE.

El procedimiento para la concesión temporal no debe exceder los 30 días calendario. Ésta se concede por un máximo de dos años con opción a renovar por un periodo adicional si el concesionario no hubiera concluido con sus estudios en el plazo asignado por causas de fuerza mayor. El proceso deberá iniciarse 30 días antes del vencimiento de la concesión mediante la presentación de un informe sustentatorio, y ser aprobado o rechazado dentro de los siguientes 30 días calendario.

- Procedimiento para obtener la concesión definitiva

El otorgamiento de la concesión permanente para actividades de generación de energía eléctrica exige seguir los procedimientos que se establecen en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, entre los que se encuentran solicitudes, autorizaciones, memorias, cronograma de ejecución de obras, presupuesto, servidumbres, Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobado, delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM, contrato formal de suministro de energía y garantías.

El plazo máximo para la realización de los trámites es de 90 días calendario. La concesión definitiva tiene carácter indefinido y se otorgará a personas naturales o jurídicas que se desenvuelvan o desarrollen actividades en el sector eléctrico.

En cada uno de los procedimientos recién descritos, para solicitar los derechos de concesión es necesario realizar pagos por los siguientes conceptos: solicitud dirigida a la Dirección General de Electricidad y garantía en beneficio del MEM, cuyos montos se muestran en el Cuadro 10:

**CUADRO 10.**  
**COSTO DE PROCEDIMIENTOS PARA OBTENER UNA CONCESIÓN**

<b>Derechos</b>	<b>Pago de TUPA (% UIT)</b>	<b>Garantía</b>
Concesión definitiva	50	1% del presupuesto del proyecto, con un tope de 50 UIT
Concesión temporal	40	1% del presupuesto del estudio, con un tope de 25 UIT

En el cuadro 11 aparecen las centrales hidroeléctricas con concesión definitiva en operación que desarrollan la actividad de generación de energía eléctrica.

**CUADRO 11,  
CONCESIÓN DEFINITIVA. PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS<sup>1/</sup>**

Nº	Central hidroeléctrica	Titular de la concesión	Potencia instalada (MW)	Ubicación	Inversión <sup>2/</sup> (millones US\$)	Resolución Suprema <sup>3/</sup>	Fecha de Inicio de obras <sup>2/</sup>	Fecha de Puesta en Servicio <sup>2/</sup>
1	Centaurus I, II y II	Corporación Minera Del Perú S.A. - Cormipesa	12,5 (1a etapa) 12,5 (2a etapa)	Ancash	3	047-2007-EM (21.11.2007)	01.09.2002	31.03.2009 <sup>4/</sup> (1a etapa) 31.12.2011 <sup>4/</sup> (2a etapa)
2	Cheves	Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A.	168,2	Lima	392,5	064-2009-EM (04.09.2009)	15.09.2009	31.12.2012
3	G1 El Platanal	Compañía Eléctrica El Platanal S.A.	220	Lima	200	032-2007-EM (25.07.2007)	01.09.2006	30.03.2010
4	Huanza	Empresa de Generación Huanza S.A. Emghuanza	86	Lima	56,2	050-2009-EM (02.07.2009)	30.03.2010	28.02.2013
5	La Virgen	Peruana de Energía S.A.A.	64	Junín	93	055-2009-EM (pub.11.07.2009)	29.01.2009	15.06.2011
6	Marañón	Hidroeléctrica Marañón S.R.L.	96	Huánuco	78	063-2009-EM (04.09.2009)	30.03.2010	28.02.2013
7	Morro de Arica	Cementos Lima S.A.	50	Lima	128	036-2003-EM (04.10.2003)	01.01.2006	31.12.2008
8	Pías 1	Aguas y Energía Del Perú S.A.	11	La Libertad	13,38	011-2006-EM (23.02.2006)	24.10.2009	24.02.2012
9	Pucará	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cuzco -	130	Cuzco	136,4	022-2009-EM (22.04.2009)	01.04.2010	30.09.2013
10	Quitaraesa I	Quitaraesa S.A. Empresa De Generación Eléctrica	112	Ancash	108,65	029-2009-EM (22.05.2009)	28.02.2011	31.10.2014

11	San Gabán I	Empresa de Generación Macusani S.A.	150	Puno	145,69	026-2008-EM (27.05.2008)	01.07.2009	30.06.2011
12	Santa Rita	Electricidad Andina S.A.	255	Ancash	365,29	009-2008-EM (04.03.2008)	01.04.2008	31.05.2011 <sup>4/</sup>

1/ Proyectos con concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica.

2/ Información de acuerdo con el contrato de concesión.

3/ Resolución Suprema de otorgamiento de concesión definitiva o su modificatoria, y fecha de publicación.

4/ Con solicitud de modificación de contrato de concesión, debido a prórroga de puesta en operación.

Fuente: Dirección de Concesiones Eléctricas de la DGE.

#### CUADRO 12. CONCESIÓN DEFINITIVA. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN OPERACIÓN<sup>1/</sup>

N°	Central Hidroeléctrica	Titular de la Concesión	Potencia Instalada (MW)	Ubicación	Resolución Suprema (2)
1	Aricota I	EGESUR S.A.	23,8	Tacna	092-95-EM (28.11.1995)
2	Aricota II	EGESUR S.A.	11,9	Tacna	004-96-EM (26.01.1996)
3	Cahua	CAHUA S.A.	39,6	Lima y Ancash	156-2001-EM (14.09.2001)
4	Callahuanca	EDEGEL S.A.A	67,55	Lima	051-94-EM (05.09.1994)
5	Cañon del Pato	DUKE ENERGY EGENOR S. en C. por A.	256,55	Áncash	014-2006-EM (23.02.2006)
6	Carhuauquero	DUKE ENERGY EGENOR S. en C. por A.	95	Cajamarca	150-2001-EM (31.08.2001)
7	Curumuy	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	12	Piura	160-97-EM (08.01.1998)
8	Charcani IV	EGASA	14,4	Arequipa	033-95-EM (08.05.1995)
9	Charcani V	EGASA	135	Arequipa	039-95-EM (01.06.1995)
10	Chimay	CHINANGO S.A.C.	149	Junín	032-2009-EM (24.05.2009)

11	Gallito Ciego	CAHUA S.A.	34	Cajamarca	009-2006-EM (21.01.2006)
12	Huampaní	EDEGEL S.A.A	31,36	Lima	049-94-EM (03.09.1994)
13	Huanchor	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	16,2	Lima	163-2001-EM (25.10.2001)
14	Huimco	EDEGEL S.A.A	258,4	Lima	047-94-EM (26.08.1994)
15	Machupicchu	EGEM S.A.	107,2	Cuzco	076-94-EM (08.11.1994)
16	Malpaso	ELECTROANDES S.A.	54,4	Junín y Pasco	026-2006-EM (27.05.2006)
17	Mantaro (Santiago Antúñez de Mayolo)	ELECTROPERÚ S.A.	798	Huancavelica,	035-2009-EM (27.06.2009)
18	Matucana	EDEGEL S.A.A	120	Lima	050-94-EM (04.09.1994)
19	Moyopampa	EDEGEL S.A.A	63	Lima	046-94-EM (26.08.1994)
20	Pachachaca	ELECTROANDES S.A.	12,0(3)	Junín	041-2003-EM (05.12.2003)
21	Poechos I	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	15,4	Piura	RS 030-2009-EM (2009.05.22)
22	Restitución	ELECTROPERU S.A.	210,4	Huancavelica	059-94-EM (04.10.1994)
23	San Gabán Ii	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	110	Puno	045-2003-EM (12.12.2003)
24	Yanango	EDEGEL S.A.A	40,5	Junín	035-98-EM (08.04.1998)
25	Yaupi	ELECTROANDES S.A.	108	Junín y Pasco	027-2006-EM (27.05.2006)
26	Yuncán	ENERSUR S.A.	130	Pasco	059-2005-EM (12.10.2005)

1/ Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica.

2/ Resolución Suprema de otorgamiento o su modificatoria, y fecha de publicación.

3/ Con solicitud de disminución de potencia instalada de 12 MW a 9 MW.

Fuente: Dirección de Concesiones Eléctricas de la DGE.

*c) Regulación de protección ambiental para las actividades eléctricas*

El sector eléctrico en el Perú se encuentra normado por la Resolución Directoral 008-97-EM, Establecimiento de Límites Máximos Permisibles de Emisión para Actividades Eléctricas, y por el Decreto Supremo 029-94-EM, Documento Base para la Actualización del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas.

El organismo encargado de la aprobación de los EIA en el caso de las actividades eléctricas es la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del MINEM, que debe pronunciarse en un plazo de 145 días en el caso de Declaración de Impacto Ambiental (DIA<sup>7</sup>) y 45 días cuando se trata de Planes de Manejo Ambiental (PMA<sup>8</sup>). Cualquier observación realizada por la DGAAE deberá ser absuelta en un plazo máximo de 90 días.

No más de 30 días después de terminada la construcción del proyecto de generación, la empresa debe enviar un informe a OSINERGMIN en el que se detalle el cumplimiento de las medidas recomendadas en el Estudio Ambiental (EA), así como las posibles medidas de control y mitigación.

Específicamente, los proyectos de construcción de centrales hidroeléctricas deben considerar en su EA una sección en la que tomen en cuenta el “Enfoque de Manejo de Cuenca”, en el que se han de incluir las medidas por tomar para evitar el desequilibrio en el sistema hidrológico e hidrobiológico. Además, deberán tener un plan de manejo y administración de las aguas.

Todos los posibles daños medioambientales, así como las medidas para su corrección, deben ser recogidos en los EIA.

En términos generales, podemos afirmar que las actuales normas resultan poco claras con respecto al cuidado del medio ambiente, y dejan amplio espacio para la discrecionalidad de la autoridad. Asimismo, como se puede apreciar, la entrega de

---

<sup>7</sup> La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) es un documento que tiene el carácter de Declaración Jurada en la que se expresa que el proyecto de inversión cumple con la legislación ambiental y que es susceptible de generar impactos ambientales negativos poco significativos, de acuerdo con los criterios de protección ambiental y la normativa ambiental vigente.

<sup>8</sup> El PMA es el plan operativo que contempla la ejecución de prácticas ambientales, elaboración de medidas de mitigación, prevención de riesgos, contingencias y la implementación de sistemas de información ambiental para el desarrollo de las unidades operativas o proyectos con el fin de cumplir con la legislación ambiental y garantizar que se alcancen los estándares que se establezcan.



permisos y autorizaciones demanda plazos significativos que deben ser considerados como un costo de entrada para los inversionistas interesados en prestar el servicio de energía hidráulica.

#### *d) Aspectos tributarios*

En julio de 2006 se promulgó la Ley 28876, que establecía un régimen tributario favorable para las inversiones en las centrales hidroeléctricas. Posteriormente, en marzo de 2007 se instituyó el régimen especial de recuperación anticipada del IGV con la promulgación del Decreto Legislativo 973, y se amplió este régimen a todos los sectores de la economía, pero sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos como una inversión mínima de 5 millones de dólares, el cumplimiento de un plazo que debe incluir una etapa preproductiva de por lo menos dos años desde el comienzo del cronograma de inversiones, además de asignarse a operaciones que se encuentren afectadas con el IGV o que, en su defecto, se destinen al mercado externo.

Aunque el régimen de devolución anticipada del IGV es una medida que tiene como objetivo promover la realización de inversiones de largo plazo, se han presentado dificultades al momento de su aplicación debido a la demora en el proceso de trámite y devolución de los montos retenidos. Para poder acceder a este régimen se requiere una Resolución Suprema que apruebe el número de empresas que serán beneficiadas; además de los bienes, servicios y contratos de construcción que se incluirán en la devolución anticipada del IGV.

En virtud de lo anterior, si bien el régimen de devolución anticipada del IGV constituye un mecanismo que reduce costos para la realización de inversiones, los procedimientos para su aplicación han venido ocasionando egresos importantes a las empresas que invierten en energía hidráulica, por lo que resulta importante el establecimiento de mecanismos que agilicen su aplicación.

## **V. Identificación de riesgos de la inversión en centrales hidroeléctricas en el Perú**

Los principales riesgos identificados en el estudio de OSINERGMIN (2008a)<sup>9</sup> que podrían enfrentar los inversionistas que desean instalar una central hidroeléctrica se pueden agrupar en las siguientes categorías, según la fuente de la que proviene el riesgo:

<sup>9</sup> OSINERGMIN (2008a).

- a) Riesgo de demanda;
- b) Riesgo preconstructivo;
- c) Riesgo constructivo;
- d) Riesgo legal y regulatorio;
- e) Riesgo monetario y financiero;
- f) Riesgo político y riesgo país;
- g) Riesgo operativo y de oferta.

### 5.1 El riesgo de demanda

El riesgo de demanda está asociado a factores como:

- **Formación de la tarifa:** El establecimiento de la tarifa regulada lleva consigo un componente de incertidumbre, pues se basa en la estimación del comportamiento de la demanda, la hidrología, la entrada de nuevas centrales, entre otros, para los siguientes años.
- **La variación de la demanda:** En este caso, el principal riesgo consiste en que en la determinación de la tarifa no se considere una demanda cercana a la real, lo que induciría a menores o mayores ingresos.
- **La volatilidad de las tarifas:** El principal problema que surge por la variación de los precios año a año es la poca predictibilidad de los ingresos futuros, lo que originaría una gran variación en los flujos de caja esperados. Vale la pena mencionar la doble causalidad y circularidad entre la fijación de tarifas y los ingresos futuros, ya que las primeras se fijan en función de los ingresos futuros y, al mismo tiempo, los determinan.

### 5.2 El riesgo preconstructivo

El riesgo preconstructivo está asociado a factores como:

- **El descalce entre la fecha del contrato y la necesidad de energía del cliente:** En estos casos los ingresos del proyecto deben hacerse efectivos a partir de la fecha en que el cliente requiere la energía y no en la fecha de puesta en servicio de la central (el riesgo de descalce lo asume la empresa hidroeléctrica). Si la central opera entre la fecha de puesta en servicio y la de inicio de contratos, recibirá un precio que puede ser mayor o menor que los precios en barra o pactados en ellos.
- **La entrega de permisos y licencias temporales y definitivos:** Las empresas enfrentan el riesgo de competencia, porque otros interesados

pueden solicitar la concesión de la misma área de estudio o proyecto. Adicionalmente a esto, también es necesaria la obtención de permisos y licencias por parte de los gobiernos locales, lo que lleva a un mayor tiempo en la ejecución del proyecto.

- **La aprobación del EIA:** El plazo para la realización del EIA puede ser considerable, y las empresas no tienen certeza del tiempo que tomará su aprobación.
- **La entrega de servidumbres:** Los problemas que se presentan con el establecimiento de servidumbres, en el caso de grandes proyectos de generación, se deben a lo complicado de la negociación<sup>10</sup> y a la demora que significa para el inicio de operaciones comerciales de la central.
- **El inadecuado diseño de la planta:** El riesgo asociado a la posibilidad de un mal diseño puede tener repercusiones en mayores costos y/o la necesidad de nuevas inversiones no previstas en los estudios de factibilidad del proyecto, de modo que afecte la rentabilidad del proyecto.

### 5.3 Riesgo constructivo

El riesgo constructivo está asociado al comportamiento de ciertas variables que pueden generar incertidumbre y retraso en la construcción de las instalaciones de la central hidroeléctrica, tales como:

- **El incumplimiento de la fecha en la terminación de la obra:** El riesgo de no terminar la construcción de la central en los plazos previstos podría originar que se ejecuten sanciones por no entregar la energía en la fecha pactada con los clientes. Como estas sanciones son económicas, se traducen en mayores costos para el proyecto.
- **El abandono de la obra:** Existe siempre el riesgo de que la empresa contratista encargada de la construcción de las instalaciones de la central abandone la obra y la deje inconclusa. Este riesgo debe ser asumido por la empresa hidroeléctrica.
- **El incremento imprevisto de costos:** Por una serie de eventos no controlables por el inversionista, como la escasez de materias primas requeridas en la construcción de las instalaciones y el surgimiento de nuevas tecnologías más eficientes en las maquinarias y equipos, los costos del proyecto pueden variar.

---

<sup>10</sup> Por ejemplo, con los pobladores aledaños a la central.

- **El represamiento:** La construcción de una represa puede generar impactos ambientales negativos que deben ser analizados para poder mitigarlos con el consiguiente aumento en los costos del proyecto y un mayor plazo para la ejecución de la obra.

#### 5.4 Riesgo legal y regulatorio

El riesgo legal está asociado a la evolución de aquellas normas que pudieran entorpecer el desarrollo de las actividades de las centrales hidroeléctricas, tales como:

- **Limitaciones legales que impiden una mayor y mejor utilización de las centrales hidroeléctricas:** Diversas disposiciones en materia medioambiental y de uso de aguas limitan las capacidades de los generadores hidráulicos de manejar eficientemente la cuenca y aprovechar mejor los volúmenes de agua mediante la construcción de reservorios y, de esta manera, poder incrementar el factor de utilización de las centrales.
- **Administración de las tarifas reguladas:** El marco regulatorio vigente ha dado lugar a un considerable margen de discrecionalidad en la fijación de las tarifas. Ello se refleja por ejemplo, en aspectos tales como los supuestos que se consideran para las proyecciones de costos variables de generación, los precios del mercado libre considerados para efectos de hacer la comparación dispuesta por el marco legal, entre otros.
- **Aplicación de la Garantía por Red Principal (GRP) del gas de Camisea:** Ello puede constituirse en una barrera a la entrada, toda vez que afecta negativamente los ingresos de las centrales hidroeléctricas, debido a que parte del costo de transporte de gas de las centrales térmicas es subsidiado por las centrales hidroeléctricas.
- **Riesgo por variación regulatoria:** Los cambios de las reglas aplicables para efectos de la remuneración de las unidades de generación pueden incrementar los riesgos de operación en las centrales hidráulicas.
- **Riesgo por la inestabilidad del marco legal aplicable a las inversiones en generación:** En el caso de las empresas concesionarias de generación eléctrica, sus contratos de concesión no tienen el carácter de contrato-ley, por lo que enfrentan un mayor riesgo derivado de la variación del marco legal y, como consecuencia de ello, de la modificación de las reglas y estándares establecidos en el momento de la firma del contrato. Esta situación puede tener un impacto directo en la variación de las condiciones de sus proyectos de inversión, máxime si se considera que los contratos de concesión para la generación eléctrica son contratos de largo plazo.

## 5.5 Riesgo monetario y financiero

El riesgo financiero del proyecto está asociado a la evolución de ciertas variables monetarias y financieras que podrían afectar de manera negativa el desarrollo de la inversión y su rentabilidad. Éstas son, entre otras, las siguientes:

- **Variaciones en la tasa de interés:** Los grandes proyectos de inversión requieren de grandes montos de financiamiento de largo plazo; estos préstamos suelen ser acordados a tasas variables. Debido a ello, cualquier cambio en las tasas de interés internacionales hará que la empresa tenga que enfrentar mayores costos financieros.
- **Variaciones en precios:** Ocasionan que los insumos y materiales requeridos para la inversión en la central hidroeléctrica suban de precio, lo que genera un incremento de los costos y menores flujos de ingresos para el inversionista.
- **Variaciones en el tipo de cambio:** Un aumento del tipo de cambio puede generar pérdidas o sobrecostos en la adquisición de maquinarias y equipos comprados en dólares o importados necesarios para la construcción y operación del proyecto. Esta posibilidad genera un riesgo respecto de los recursos presupuestados *versus* los realmente ejecutados.

## 5.6 Riesgo político

El riesgo político es determinado, por los siguientes, entre otros:

- **La inestabilidad política:** Aunque transversal al resto de sectores de la economía, este factor afecta relativamente más a las inversiones de mayor envergadura y que requieren de plazos de maduración más largos.
- **El riesgo país:** Está asociado a la incertidumbre originada por la voluntad y la capacidad institucional de un país de respetar sus compromisos financieros y legales.

## 5.7 Riesgo operativo y de oferta

El riesgo operativo está asociado a aquellos factores que pueden afectar de manera negativa el desarrollo de las operaciones de las centrales hidroeléctricas. Algunos ejemplos se presentan a continuación:

- **El comportamiento de la hidrología:** Con base en este comportamiento se predice cuánta energía se generará en la central, más aun si es una central de pasada. Esto puede acarrear el riesgo de que si en un año hay escasez de lluvias, la central hidráulica no produciría su capacidad total.
- **La saturación de las redes de transmisión:** Este problema crea islas en el sistema, como resultado de lo cual, al incrementarse la demanda, no despacharía la unidad más económica del sistema sino la de la zona que ha sido aislada. La mayoría de las veces ésta es la más cara, de modo que se diferencian los costos marginales por zonas. Cuando hay congestión, el principal riesgo para una central es no poder despachar por saturación de la capacidad de la línea.
- **La volatilidad en el pago de conexión de una central al SEIN:** Debido a la incertidumbre respecto de los costos de conexión en los que incurrirá la central hidroeléctrica, considerando que debe montarse allí donde se encuentren las caídas de agua.
- **Fallas propias en la operación de la central:** Es posible que ocurran fallas propias de la operación, en los equipos y en las maniobras de los equipos de operación. Asimismo, pueden existir fallas exógenas a la producción: derrumbes ocasionados por desastres naturales, inundaciones en las salas de máquinas, atentados terroristas, entre otras.

## VI. Promoción de la inversión en centrales hidroeléctricas

Durante los últimos años se han adoptado en el sector eléctrico un conjunto de medidas que han buscado incidir positivamente en la disminución de los riesgos y barreras a la entrada identificados.

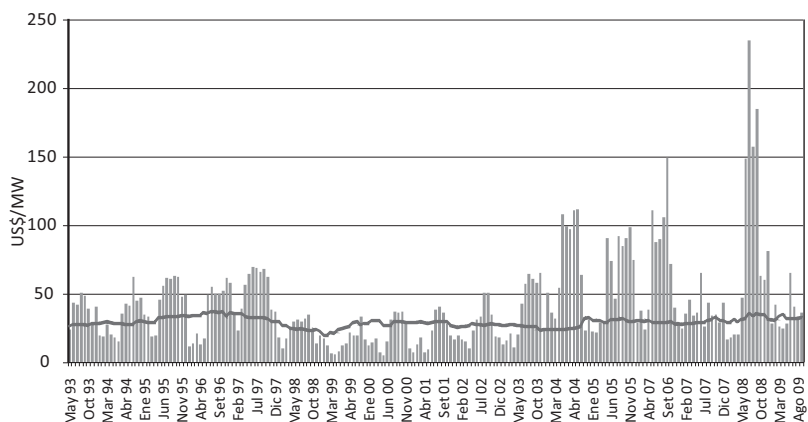
### 6.1 Subastas en el sector eléctrico: ley 28832

Hasta antes de 2006, los precios que servían de referencia a los inversionistas eran los precios en barra (regulados) y los precios *spot* (costos marginales de corto plazo), ya que, dependiendo de las condiciones, los generadores recibirían sus ingresos en función de esos precios.

Cabe resaltar que, en el año 2004, la brecha entre el costo marginal de generación y el precio en barra fue muy grande, tal como se muestra en el gráfico 4, lo que ocasionó que la mayoría de los generadores no tuviera incentivos para firmar contratos con los distribuidores a los precios en barra, pues los precios en el mercado *spot* les aseguraban mayores ingresos por ventas de energía. Con

ello se puso en peligro el suministro de energía y se desincentivó la inversión de las empresas generadoras. A esto debe agregarse que, en vista del incremento de los precios del petróleo a partir del año 2007, el consumo de gas natural se ha incrementado exponencialmente y ha copado casi toda la capacidad del ducto de transporte.

**GRÁFICO 4.**  
**PRECIOS EN BARRA Y COSTOS MARGINALES**



Fuente: OSINERGMIN.

En este contexto se publicó el diagnóstico del sector eléctrico en el *Libro Blanco del Sector Eléctrico* (Comisión MEM-OSINERG, agosto de 2005), que fue la base para la posterior promulgación de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley 28832 de julio de 2006.

Esta Ley tuvo por objeto aminorar la volatilidad de precios del mercado eléctrico peruano, reducir el nivel de intervención (y, con ello, la posibilidad de discrecionalidad), y promover la competencia y la inversión eficiente en el sector eléctrico.

El mecanismo propuesto en la Ley es el de subasta por sobre cerrado. El mecanismo consiste en que cada postor, sin conocer el monto propuesto por los demás, realiza su puja escribiéndola en un sobre cerrado que se abre al mismo tiempo que el del resto de competidores. En estos casos gana la licitación el postor que ofrece el menor precio. Si no se lograra cubrir toda la demanda, se añaden las ofertas más próximas del resto de postores.

El sustento teórico de la Ley 28832 es el concepto de competencia *por el mercado* planteado por Demsetz (1968).<sup>11</sup> Se espera, con él, alcanzar un precio cercano al costo medio de producción, para lograr la eficiencia asignativa e incentivar la eficiencia productiva a través de la competencia *ex ante*. Williamson (1976)<sup>12</sup> critica la propuesta de Demsetz basándose en la presencia de imperfecciones en los contratos<sup>13</sup> y en su carácter incompleto, de donde se deriva la necesidad *ex post* de regular.

En el caso de las subastas de energía en el sector eléctrico peruano, OSINERGMIN es el encargado de supervisar estos mecanismos.

Una empresa de generación puede ofrecer electricidad solamente por medio de tres fuentes: su capacidad actual de generación (capacidad instalada), sus planes de inversión y los contratos que tienen con terceros (otras generadoras o distribuidores). La segunda posibilidad sería la alternativa necesaria para la inversión, en especial en centrales hidroeléctricas.

## 6.2 Precios producto de las licitaciones: los precios firmes

Los precios que resultan de las licitaciones son llamados *precios firmes* y son un promedio ponderado de las distintas pujas adjudicatarias. Estos precios no están sujetos a regulación, pero sí son supervisados y varían en el tiempo en función de un índice de ajuste que depende del tipo de cambio, de los índices de precios y de los costos de los combustibles utilizados en la generación térmica.

El objetivo de establecer precios firmes es que éstos promuevan la eficiencia de largo plazo, en la medida en que incentiven la inversión en capacidad de generación eléctrica. Ello contribuye a la inversión en generación hidráulica, pues al estabilizarse los ingresos se reduce el riesgo por demanda al que se podrían encontrar expuestos en caso de enfrentar los precios *spot* o los precios en barra. Además, el establecimiento de los precios firmes disminuye el riesgo legal y regulatorio, ya que se deja actuar a los mecanismos de mercado y no hay posibilidad de discrecionalidad o administración de tarifas.

---

<sup>11</sup> Demsetz, Harold (1968). "Why regulate utilities?". *Journal of Law and Economics*, vol. 11.

<sup>12</sup> Williamson, Oliver (1976). "Franchise bidding for natural monopolies-in general and with respect to CATV". *Bell Journal of Economics*, volumen 7.

<sup>13</sup> Para los contratos a largo y corto plazo.



La duración de los contratos que se derivan de las licitaciones varía, y se ha ampliado el plazo máximo hasta 20 años para posibilitar e incentivar la participación de los generadores hidroeléctricos.<sup>14</sup> Los plazos de las licitaciones, la cantidad por contratar y el objetivo de cada uno aparecen en el Cuadro 13.

**CUADRO 13.**  
**TIPOS DE LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO**

<b>Tipo</b>	<b>Plazo contractual</b>	<b>Convocatoria</b>	<b>Cantidad por contratar</b>	<b>Objetivo</b>
Larga duración	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado.
Mediana duración	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados con antelación respecto de lo estimado.
Corta duración	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado.

Fuente: OSINERGMIN.

### **6.3 Bonificación en subastas y depreciación acelerada**

Con el fin de promover la inversión en proyectos hidroeléctricos, se ha determinado que éstos reciban una bonificación en las subastas de energía.

Por otro lado, la actividad de generación hidroeléctrica goza de un régimen especial de depreciación acelerada para efectos del impuesto a la renta. La tasa especial de depreciación como tasa anual global será no mayor de 20%, lo que significa que las empresas podrán depreciar sus activos en cinco años, y así se reduce nuevamente el riesgo por demanda al incrementar sus ingresos en los primeros años y reducir su riesgo monetario y financiero.

### **6.4 Promoción de la generación eléctrica con recursos energéticos renovables (RER)**

El Decreto Legislativo 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, define como

<sup>14</sup> Decreto Legislativo 1041.

RER a la biomasa, la energía eólica, la energía solar, la energía geotérmica, la energía mareomotriz y la energía hidráulica. Sin embargo, esta última solo se refiere al caso de las pequeñas centrales hidráulicas, aquéllas que cuentan con una capacidad instalada menor o igual de 20 MW. El citado Decreto Legislativo tiene como objeto la promoción de la inversión en este tipo de recursos en la matriz energética de electricidad. Tal promoción se realizará a través de la asignación de un porcentaje de la demanda eléctrica que debe ser abastecida con energías renovables no convencionales, y estos derechos se otorgan por medio de mecanismos de subastas en los que se asigna un ingreso garantizado a los ganadores a través del pago de primas calculadas por OSINERGMIN.

### **6.5 Otras medidas con impacto favorable en la Inversión Hidráulica**

A continuación se describen algunas de las medidas adicionales aprobadas que resultan favorables a la inversión hidroeléctrica:

*a) Despacho diario con RER*

Se considera que la generación de energía eléctrica con RER tiene un costo variable de producción igual a cero, por lo que se le brinda prioridad en el despacho diario efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Ello implica una reducción en el riesgo en las centrales hidroeléctricas pequeñas.

*b) Derechos de agua*

La Ley 29338, Ley de Recursos Hídricos promulgada en marzo de 2009, constituye un avance con respecto a la normativa anterior (el Decreto Ley 17752), que no otorgaba la preferencia debida para el uso del agua. Ahora ésta se encuentra en el tercer grupo de prioridades, después del uso primario y del poblacional, y no en el último. Se priorizan así temas como la eficiencia, la generación de empleo y el impacto ambiental.

*c) Posibilidad de exportación a países vecinos y diseño de convenios o mecanismos que faciliten inversiones en centrales de magnitud apreciable*

El Perú ha elaborado un marco normativo que respalda la exportación de energía eléctrica a otros países de la región. Esta exportación incentiva la inversión en centrales hidroeléctricas, dado que el promotor se vería beneficiado por los mayores precios que percibiría del exterior, en virtud de que en los países vecinos la energía tiene un precio mayor que en el Perú, a lo que se suma que nuestro país ha registrado el mayor crecimiento económico de la región.

En el marco de esta política, se ha impulsado la firma de convenios entre el Perú y Brasil,<sup>15</sup> en los que se ha acordado la construcción de seis centrales de generación hidroeléctrica: la de Inambari (Cusco, Puno y Madre de Dios), la de Paquizapango y la de Sumabeni (Junín), la de Urubamba (Cusco), la de Cuquipampa (Huancavelica) y la de Vizcatán (Huancavelica), con potencias instaladas de 2.000, 2.000, 1.074, 940, 800 y 750 MW, respectivamente.<sup>16</sup>

*d) Mercado de bonos de carbono*

El Protocolo de Kyoto estableció el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para lograr la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que se producen en la generación de energía mediante la quema de combustible, dando cabida a un mercado de bonos de carbono.

Este sistema brinda a las empresas privadas incentivos económicos para que contribuyan con la reducción de la contaminación mundial, colocando el derecho a contaminar al nivel de un bien que se puede transar a un precio que se establece en el mercado mundial.

La transacción de los referidos bonos permite reducir la producción de gases de efecto invernadero. Esto plantea una gran oportunidad para los generadores hidroeléctricos, pues podrían incrementar sus ingresos mediante la venta de bonos de carbono y reducir así el riesgo por demanda y el riesgo monetario y financiero. En el caso de las inversiones, los MDL podrían llegar a reducir en aproximadamente 4% el costo de inversión, si se actualizan dichos ingresos.

Según el Fondo Nacional del Ambiente (FONAM), en 2007 el Perú ocupaba el octavo lugar en el mundo en la oferta de proyectos de MDL.

## **VII. Conclusiones**

A modo de conclusión, se puede afirmar lo siguiente:

- Dado el gran potencial hidráulico del mercado peruano, su escaso aprovechamiento (menos del 5%), las condiciones actuales y futuras del sector eléctrico (rápido

<sup>15</sup> En abril del presente año.

<sup>16</sup> Las centrales de Inambari y de Paquizapango actualmente tienen concesión temporal para desarrollar estudios de factibilidad (RM 287-2008-MEM/DM y RM 546-2008-MEM/DM, respectivamente).

crecimiento de la demanda con una baja inversión en la oferta, con reducciones significativas en los márgenes de reserva) y la creciente preocupación por el impacto de la actividad de generación de energía sobre el medio ambiente, resulta prioritaria la promoción de la construcción de centrales hidroeléctricas. Por ello, urge definir una agenda para reducir o eliminar las principales barreras y riesgos que impiden o retrasan esa inversión, identificadas en este artículo.

- Es necesario realizar un estudio actualizado del potencial hidroeléctrico en el Perú, que identifique los lugares y áreas en las que existen oportunidades de inversión. Sumado a lo anterior, es prioritario adoptar medidas para minimizar los riesgos asociados a estas inversiones (riesgo de demanda, riesgo preconstructivo, riesgo constructivo, riesgo legal y regulatorio, riesgo monetario y financiero, riesgo político y riesgo país, y riesgo operativo y de oferta). Solo atacando este tipo de riesgos, el financiamiento de proyectos mediante mecanismos de Project Finance se torna una alternativa factible.
- Entre los principales avances para incentivar la inversión en centrales hidroeléctricas, destaca la promulgación de la Ley de Recursos Hídricos, que significa un paso positivo en la dirección de fortalecer la definición de derechos de propiedad en el sector. Otro paso importante se ha dado en el campo tributario. Asimismo, la Ley 28832 ha contribuido a incentivar la inversión en generación, al establecer los precios firmes resultado de licitaciones. También se ha ampliado el plazo máximo de los contratos que resultan de estas licitaciones hasta 20 años, y se bonifica a las centrales hidroeléctricas en las subastas. La promoción de Recursos Energéticos Renovables (RER) ayuda a incentivar la inversión en las pequeñas centrales hidráulicas (menos de 20 MW de potencia). La posibilidad de exportar energía hidroeléctrica a países vecinos también puede constituirse en un mecanismo importante de promoción de los proyectos hidroeléctricos, principalmente en la zona oriental de nuestro país.
- A pesar de los avances en materia de promoción de la inversión de centrales hidroeléctricas, queda aún una amplia agenda pendiente, en la que aparecen, entre otros, temas como la adopción de medidas tendientes a reducir las barreras administrativas, incluyendo el perfeccionamiento de los procedimientos para obtener autorización, concesión temporal y concesión definitiva de generación eléctrica. En esa dirección, urge adoptar medidas de simplificación administrativa que, al reducir tiempos y costos, permitirían aminorar las barreras a la entrada en este sector. Otro tema importante es la regulación de la protección ambiental para las actividades eléctricas, que deja espacios muy amplios para la discrecionalidad

de la autoridad. Finalmente, el mercado de bonos de carbono puede constituir una importante fuente de ingresos para los generadores hidráulicos, a la que debería darse una mayor promoción y difusión.

## REFERENCIAS

- CHURCH, J. y R. WARE R. (2000) *Industrial organization: a strategic approach*, capítulo 14. Illinois: Irwin McGraw Hill.
- COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA-COES (2009) “Determinación de la capacidad máxima de generación eólica en el SEIN”.
- DAMMERT LIRA, Alfredo (en prensa) “Generación eléctrica con energías renovables no convencionales: El mecanismo de subasta”. *Athina*, revista de Derecho de los alumnos de la Universidad de Lima.
- DAMMERT LIRA, Alfredo (en prensa) “Las subastas de energía en el sector eléctrico peruano”. *CDA*, revista de la Asociación Círculo de Derecho Administrativo de los alumnos de la PUCP.
- DAMMERT, Alfredo, GARCÍA CARPIO, Raúl y MOLINELLI, Fiorella (2008) *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP).
- DE LA CRUZ S., Ricardo y MORI U. Anthony (2007) *¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo? La composición del parque generador es importante*. Lima: Centro de Investigación Económica y Social (CIES).
- DEMSETZ, Harold (1968) “Why regulate utilities?”. *Journal of Law and Economics*, volumen 11, número 1, pp. 55-65.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (1979). “Evaluación del potencial hidroenergético nacional”, Lima. Mimeo.
- (1997) Resolución Directoral 008-97-EM. Establecimiento de límites máximos permisibles de emisión para actividades eléctricas. Lima: MINEM.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS-MINEM (2009a) “Proyecto de bases para la subasta de suministros de electricidad con recursos energéticos renovables”. Lima: MINEM.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS-MINEM (2009b) “Bases para la subasta de suministros de electricidad con recursos energéticos renovables”. Lima: MINEM.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS-MINEM (2009c) Resolución Viceministerial 078-2009-MEM/VME. Aprueban las bases para la primera subasta de suministros de electricidad con recursos energéticos renovables. Lima: MINEM.

- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS-MINEM/GTZ (1979) *Evaluación del potencial hidroeléctrico nacional*. Lima: MINEM/GTZ.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA-OSINERG-OFICINA DE ESTUDIOS ECONÓMICOS (2005) “Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano”. Lima: OSINERG. Documento de trabajo número 3, junio.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA-OSINERG, Alfredo DAMMERT, GARCÍA Raúl y PÉREZ REYES Raúl (2006) “Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en centrales hidroeléctricas”. Lima: OSINERG. Documento de trabajo número 24, diciembre.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA-OSINERGMIN (2009) *Infosinergmin*. Edición especial dedicada a las energías renovables, año 11, número 9, septiembre.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA-OSINERGMIN-OFICINA DE ESTUDIOS ECONÓMICOS (2008a) “Análisis de barreras de entrada para la inversión en centrales hidroeléctricas”. Lima: OSINERGMIN, julio.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (2008b) Resolución OSINERGMIN 688-2008-OS/CD. Procedimientos para licitaciones de largo plazo de suministros en el marco de la Ley 2883.
- STIGLER, Joseph (1968) *The organization of the industry*. Illinois: Richard Irwin.
- VICKREY, William (1961) “Counterspeculation, auctions, and Competitive sealed tenders”. *Journal of Finance*, número 16, pp. 8-37.
- WILLIAMSON, Oliver (1976) “Franchise Bidding for Natural Monopolies-in General and with Respect to CATV”. *Bell Journal of Economics*, volumen 7.