

RETIROS DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL, SIN RESPALDO CONTRACTUAL PARA LA ATENCIÓN DEL MERCADO REGULADO, LLEVADOS A CABO POR LAS EMPRESAS PERUANAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: ANTECEDENTES, CAUSAS Y CONSECUENCIAS

WITHDRAWALS OF ELECTRIC POWER AND ENERGY NATIONAL INTERCONNECTED CONTRACT WITHOUT BACK CARE SYSTEM REGULATED MARKET HELD BY THE PERUVIAN ELECTRIC DISTRIBUTION COMPANIES: BACKGROUND: CAUSES AND CONSEQUENCES

*Giancarlo Vignolo Cueva*¹

Giancarlo.vignolo@gmail.com

Abogado por la Universidad de Piura, Perú.

Divide las dificultades que examines en tantas partes
como sea posible para su mejor solución.

René Descartes²

Recibido: 25 de agosto de 2015

Aceptado: 25 de setiembre de 2015

SUMARIO

Introducción

Antecedentes del caso planteado

Causas y consecuencias de los retiros físicos de potencia y energía sin respaldo contractual realizados por las empresas de distribución eléctrica

Conclusiones

Referencias bibliográficas

RESUMEN

El objeto del presente artículo consiste en mostrarle al lector un panorama general sobre un problema que ocurrió en el sector eléctrico peruano en el 2004 y que lamentablemente aún produce efectos prácticos y jurídicos en el ordenamiento vigente, pues no ha podido ser resuelto y solucionado de manera integral y definitiva. Nos referimos a los retiros físicos de potencia y energía del SEIN, destinados a la atención del mercado regulado, por parte de

las distintas empresas distribuidoras, sin que tengan un contrato de suministro (PPA) firmado y vigente con alguna empresa generadora.

PALABRAS CLAVE

Crisis de los contratos; retiros sin contrato; costos marginales de corto plazo; mercado spot; tarifa en barra; PPA; SEIN

ABSTRACT

The subject of this article is to show an overview of a problem that occurred in the Peruvian Electricity Sector in 2004 and, unfortunately, still produces practical and legal effects in the current system. We refer to the “physical withdrawals of capacity and energy from the SEIN for the attention of the regulated market”, by the different distribution companies without having a PPA signed and valid with any generating power company.

1. Especialista en Derecho Administrativo y Regulatorio. Magister en Finanzas y Derecho Corporativo con especializaciones en Regulación de Servicios Públicos y Gestión de Asociaciones Público-Privadas por la Universidad ESAN. Profesor universitario. Abogado del Departamento Legal de la empresa Duke Energy Egenor S. en C. por A. El autor deja expresa constancia de que las opiniones vertidas en el presente trabajo son completamente personales y no son necesariamente compartidas o avaladas por la compañía donde labora.

2. El autor expresa un especial agradecimiento al ingeniero Américo Cérica Apolaya, pues sin su valiosa colaboración y documentación no habría sido posible la materialización de este documento.

KEYWORDS

Crisis of PPA; physical withdrawals without PPA; marginal costs of short-term; spot market; bus bar tariff; PPA; SEIN

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un elemento de vital importancia para cualquier nación en el mundo que intente desarrollarse y alcanzar altos estándares de calidad de vida y bienestar social, toda vez que permite la cobertura de las necesidades básicas de la población (comenzando por encender la bombilla de un foco en horas nocturnas para efectuar diversas actividades) hasta la automatización e industrialización de un país con sus directas consecuencias en el aumento del empleo, otorgamiento de valor agregado a los productos, entre otros. Por esta razón, no pocos miembros de la sociedad, principalmente los economistas, señalan que el crecimiento de un país está íntimamente relacionado con el crecimiento del sector eléctrico, pues el segundo llega a convertirse y se configura como el motor del primero.

Esta energía eléctrica, que finalmente se configura como un bien mueble, se comercializa en un mercado muy especializado en el que confluyen ofertantes (generadores eléctricos), conectores de la oferta y la demanda (transmisores eléctricos) y los demandantes de energía eléctrica (usuarios regulados y clientes libres, a través de las distribuidoras eléctricas³).

Debemos mencionar que una de las principales características del mercado eléctrico es que siempre debe estar balanceado⁴, pues hasta la fecha no es posible almacenar la energía eléctrica de una manera económicamente eficiente y en volúmenes importantes, a efectos de transmitirla en un periodo posterior a su generación.

3. Debemos efectuar la salvedad de que, bajo determinadas condiciones, los clientes libres pueden negociar la compra y suministro de energía y potencia no solo con las distribuidoras eléctricas sino también, directamente, con las empresas de generación eléctrica.

4. La oferta eléctrica siempre debe coincidir con la demanda. Es decir, el mercado no debe saturarse (más energía que demanda) ni desabastecerse (más demanda que energía), y todo lo que producen las centrales de generación eléctrica debe ser consumido, en tiempo real, por la demanda eléctrica.

Con la finalidad de lograr que el mercado eléctrico se encuentre balanceado, la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), aprobada mediante el Decreto Ley N.º 25844, y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado mediante el Decreto Supremo N.º 009-93-EM, crearon un organismo independiente en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) denominado Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)⁵, el cual hasta la actualidad tiene como principal función coordinar la operación de las centrales de generación eléctrica y de los sistemas de transmisión eléctrica, a efectos de minimizar el costo de la operación del SEIN, preservando y garantizando la seguridad del suministro de energía eléctrica, y aprovechando de esa manera más eficientemente los recursos energéticos.

Dentro de este marco conceptual y normativo, las empresas de generación eléctrica ostentan básicamente tres (3) segmentos del mercado, en los cuales pueden transar la energía y la potencia eléctrica que producen:

- *El mercado libre*: en este existe un régimen de libertad de precios en condiciones de competencia; las empresas de generación eléctrica pueden negociar directamente los precios de la potencia y energía a vender con los usuarios libres⁶. Dichas condiciones, finalmente, se plasman en un Contrato de Suministro de Potencia y Energía (PPA)⁷ suscrito por ambas partes. Debe tenerse presente que los PPA representan solamente un compromiso financiero, toda vez que la producción de cada unidad de generación en el SEIN depende de las decisiones que adopte el COES-SINAC, a fin de minimizar los costos de abastecimiento. Las diferencias

5. El 17 de agosto de 1993 se creó el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), que integra a empresas de generación y transmisión eléctrica, las cuales fundaron un organismo denominado COES-SICN. Posteriormente, con fecha 9 de octubre de 1995, se creó el Sistema Interconectado Sur (SIS) fundándose el COES-SUR. En octubre de 2000 se produjo una interconexión entre el SICN y el SIS debido a la puesta en servicio de la Línea de Transmisión Mantaro-Socabaya, producto de lo cual se creó el COES-SINAC.

6. De conformidad con el artículo 3º del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado mediante el Decreto Supremo N.º 022-2009-EM, para adquirir la categoría de *usuario libre*, la demanda anual de estos debe ser superior a los 2500 kW.

7. Siglas en inglés que derivan de *purchase power agreement*.

entre los compromisos contractuales de las empresas de generación y su nivel de producción serán subsanados con compras de potencia y energía en el mercado *spot*.

- *El mercado spot*: en este se transa energía y potencia al costo marginal de corto plazo⁸ que el COES-SINAC calcula a intervalos de horarios determinados (cada 15 minutos). Las transacciones se llevan a cabo entre las empresas generadoras superavitarias y las deficitarias de energía y potencia (mercado de balance) y el COES-SINAC valoriza las transferencias de potencia y energía, y determina qué generadora debe pagar a otra luego de realizar diversas inyecciones y retiros de potencia y energía.
- *El mercado regulado*: en este mercado, la energía generada es destinada al servicio público de electricidad. Las empresas de distribución eléctrica adquieren la potencia y energía, y las destinan al suministro de los usuarios regulados. Para esto, antes de la dación de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N.º 28832, las empresas de distribución eléctrica tenían que celebrar un PPA con alguna empresa de generación eléctrica a efectos de garantizar el suministro a sus usuarios regulados. Los precios a los que se transaban la energía y potencia entre la empresa generadora y la distribuidora eran fijados administrativamente por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (*Osinergmin*) y estos precios eran denominados tarifas en barra⁹.

8. De acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1 del Procedimiento Técnico N.º 07 del COES-SINAC, el costo marginal de corto plazo se configura como el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía. Básicamente, el costo marginal lo determina la última central que ingresa en el minuto 15 del cálculo, y este monto es pagado a los generadores superavitarios que inyectaron energía en dicho periodo. Sin perjuicio de lo anterior, es oportuno mencionar que, a la fecha del presente artículo y mediante la dación del Decreto de Urgencia N.º 049-2008, los costos marginales en el Perú se encuentra «idealizados».

9. Las tarifas en barra eran el precio por el cual se realizaban las ventas de las empresas generadoras a las empresas distribuidoras, de la energía y potencia eléctrica destinadas al servicio público de electricidad. Este precio correspondía a un promedio ponderado de costos marginales futuros esperados de operación, necesarios para satisfacer las demandas de energía y de potencia en hora punta de las empresas distribuidoras. Los precios así obtenidos debían financiar los costos de operación y arrojar un excedente que rente las inversiones de generación con una tasa del 12 % anual.

En este contexto, en el 2004, los costos marginales de corto plazo calculados por el COES-SINAC experimentaron un incremento exponencial en una relación de 4 a 1 o incluso más (Vargas, 2012) que no tenía precedente alguno¹⁰, ello en relación con las tarifas en barra calculadas por el *Osinergmin*. Esta situación trajo como consecuencia que las empresas generadoras no celebraran PPA con las empresas distribuidoras o no renovasen los PPA que vencían en dicha fecha (lo que se denominó crisis de los contratos) toda vez que, a partir de una decisión económica razonable, era más beneficioso vender la potencia y energía eléctrica al mercado *spot* (pues la inyección de energía se pagaría al precio de los costos marginales altísimos, vía valorizaciones de transferencias de potencia y energía en el COES-SINAC) que al mercado regulado.

Cabe mencionar que, debido a la estructura que ostentaba y ostenta el mercado eléctrico peruano, es decir, ya que las empresas de generación llamadas a despachar por orden de COES-SINAC inyectan directamente la energía producida al SEIN (a través de los sistemas de transmisión), era imposible que los generadores pudiesen interrumpir o cortar el suministro de potencia y energía a las empresas distribuidoras que retirasen dichos bienes del SEIN sin respaldo contractual.

Para mayor abundamiento debemos manifestar que el fundamento que utilizaron las empresas distribuidoras para efectuar los retiros físicos de potencia y energía del SEIN, sin un respaldo contractual, se basó en la situación de proveer un servicio público y, además, en la obligatoriedad de prestar el servicio público eléctrico al mercado regulado, entre otras cuestiones, en condiciones de continuidad¹¹.

10. A modo de ejemplo podemos señalar que los costos marginales promedio mensuales de los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre del 2006 fueron 281 %, 199 %, 206 %, 258 %, 408 % y 141 % más altos que las tarifas en barra promedio para la energía calculadas por *Osinergmin*.

11. Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N.º 25884

Artículo 2º. Constituyen servicios públicos de electricidad:

[...]

- El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento;

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N.º 009-93-EM

Artículo 64º. Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el artículo 12º de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

Sin embargo, al mismo tiempo, con su actuar, las empresas de distribución eléctrica estaban inobservando los artículos 34° y 36° de la LCE, que establecían la obligación de tener contratos de suministro vigentes con las empresas generadoras que le garanticen, como mínimo, su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses bajo sanción de que el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, el MEM) declare la caducidad de su respectivo contrato de concesión, lo cual, vale la pena señalar, el MEM nunca ejecutó, incumpliendo así una norma jurídica de orden público que tal vez pudo evitar esta situación y su agravamiento.

Pues bien, el presente artículo, entre otras cuestiones y con el debido rigor científico, intentará presentarle al lector todos los antecedentes, causas y consecuencias que trajo consigo la situación planteada, además de los posibles cambios al SEIN que podrían darse.

ANTECEDENTES DEL CASO PLANTEADO

Primera crisis de los contratos: año 1998

Si bien el presente artículo determina, en su introducción, que la crisis de los contratos se produjo en el 2004, podemos señalar que las primeras señales de la referida crisis se presentaron o avizoraron en 1998.

En dicho periodo, las empresas distribuidoras experimentaron dificultades para poder celebrar o renovar los PPA con las empresas generadoras. Así fue el caso de las empresas públicas de distribución Hidrandina, Electronorte S. A. y Electronoroeste S. A., cuyos contratos con la empresa de generación Egenor S. A. concluían en agosto de 1998. En ese entonces, la empresa Egenor no tenía intenciones de renovar los contratos y las empresas distribuidoras no encontraban a otro generador que quisiera contratar con ellas.

Con la intervención de la empresa Electroperú S. A. y con un incentivo a la contratación, se logró que Egenor vuelva a contratar con dos de las tres empresas públicas de distribución hasta febrero del 2002. La empresa Hidrandina celebró un contrato de suministro con la empresa Electroperú. Esta vendría a ser la primera crisis de los contratos.

Segunda crisis de los contratos: año 2004¹²

Desde el 2002 se tiene evidencia de que existía cierta reticencia de las empresas generadoras para renovar o suscribir PPA con las empresas de distribución eléctrica, pues las primeras consideraban que existía falta de predictibilidad y estabilidad en las tarifas en barra calculadas por el Osinergmin. En dicho año, nuevamente las empresas Hidrandina, Electronorte S. A. y Electronoroeste S. A. tuvieron dificultades para contratar; no obstante, dichas distribuidoras intentaron establecer condiciones o descuentos sobre la tarifa regulada al momento de negociar sus contratos. En vista de lo anterior, quien finalmente contrató con dichas empresas fue Electroperú, por un plazo de dos años, el cual venció en febrero del 2004.

A finales del 2003, se presentó una escasez de lluvias que configuró una sequía severa, situación imprevisible que, entre otros factores, generó un inusitado incremento de la brecha entre los costos marginales de corto plazo del mercado *spot* y las tarifas en barra fijadas por Osinergmin para el mercado regulado.

Comenzando el 2004, la referida situación desincentivó a las empresas de generación eléctrica para contratar potencia y energía con el mercado regulado, ello originó que algunas empresas de distribución eléctrica realicen retiros físicos de energía y potencia del SEIN para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos PPA, así se creó un problema económico y financiero grave, extraordinario y no previsto por la normatividad vigente en dicha época, consistente en el rompimiento de la cadena de pagos que hacía peligrar la estabilidad y continuidad del servicio público de electricidad y del modelo eléctrico en general.

Cabe señalar que las primeras empresas de distribución que realizaron retiros físicos de potencia y energía del SEIN sin contar con el respectivo respaldo contractual fueron Hidrandina y Electronorte (empresas de propiedad pública) y la empresa Electro Sur Medio S. A. (empresa de propiedad privada que, en dicho momento, se encontraba sometida

12. Cabe mencionar que existen antecedentes en el mundo sobre crisis de contratos en el sector eléctrico. Estos antecedentes los podemos ubicar en países como Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Estados Unidos (California).

a un procedimiento concursal ante el Indecopi¹³). Dichos retiros fueron de aproximadamente 105.8 MW, lo cual equivalía a casi el 5 % de la máxima demanda de las empresas distribuidoras (García, 2006, pp. 193-220).

Tercera crisis de los contratos: años 2005-2006

En los años 2005 y 2006, como consecuencia de un mecanismo de solución temporal que debía implementar el COES-SINAC (asignación *forzosa* de los retiros sin contrato a las distintas empresas de generación eléctrica), la creciente demanda de potencia y energía por parte del mercado regulado (crecimiento vegetativo) y el vencimiento de otros contratos de suministro durante los años 2005-2006, las empresas de distribución eléctrica continuaron y aumentaron los retiros físicos de potencia y energía del SEIN sin contar con un respaldo contractual, lo cual acrecentó y agravó el problema suscitado.

Asimismo, en diciembre del 2004, en el marco de una Comisión Especial conformada por el MEM y el Osinergmin, la empresa Electroperú firmó un acta de compromiso que la obligaba a suscribir los PPA hasta el 31 de diciembre de 2007 con las empresas de distribución eléctrica que no tuviesen contratos vigentes para la atención de la demanda del mercado regulado, por un plazo de tres años, así como renovar hasta el 31 de diciembre de 2007 aquellos contratos de abastecimiento de potencia y energía para la atención del Servicio Público de Electricidad que estuviesen vigentes al 1 de enero de 2005.

Sobre el particular debemos mencionar que Electroperú no cumplió con renovar sus PPA con las empresas públicas de distribución eléctrica del Grupo Distriluz, las cuales representaban el abastecimiento de aproximadamente el treinta por ciento (30 %) de la totalidad de los usuarios regulados del país. Esta situación ocasionó nuevos retiros de potencia y energía del SEIN sin contar con respaldo contractual.

Asimismo, el 7 de febrero del 2006, debido a una serie de fuertes lluvias, se produjo un deslizamiento de piedras y lodo que inundó las instalaciones de la tubería forzada, patio de llaves, reservorio, canal de aducción hacia Aricota 2 y el sótano y primer nivel de la Central Hidroeléctrica

Aricota 1, de titularidad de la empresa de generación pública Egesur S. A., que la dejó fuera de servicio. Tal situación ocasionó que Egesur S. A. quedara desprovista de capacidad para atender sus compromisos de suministro de potencia y energía con empresas distribuidoras, por ello resultó indispensable resolver el PPA con la empresa pública de distribución Electro Sur S. A. por causal de fuerza mayor. En virtud de lo anterior, Electro Sur S. A. comenzó a efectuar retiros de potencia y energía del SEIN sin contratos que los respaldaran, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio público de electricidad dentro de sus zonas de concesión.

Se calcula que en el 2005 los retiros de potencia y energía sin contrato fueron del orden de aproximadamente 48 MW y en el 2006 fue de orden de 730 MW, lo cual representaba alrededor del veinte por ciento (20 %) de la demanda máxima del SEIN.

¿Qué ha pasado desde el 2007 hasta la actualidad?

Apesar de todas las medidas que el Estado peruano emitió, las cuales desarrollaremos más adelante, las empresas de distribución eléctrica continuaron retirando potencia y energía del SEIN sin efectuar pago alguno a las empresas generadoras, lo que produjo nuevamente un rompimiento de la cadena de pagos en el mercado eléctrico. Muchas de estas deudas aún se encuentran impagas, lo cual es considerado por algunos expertos como un beneficio extraordinario tanto de las empresas distribuidoras públicas como de las concesionadas.

Además, es oportuno mencionar que los retiros antes descritos se mantienen, si bien en menor volumen, hasta la fecha del presente trabajo, por lo que es palpable y evidente que no se ha alcanzado una solución satisfactoria, integral y definitiva al problema planteado.

CAUSAS Y CONSECUENCIAS DE LOS RETIROS FÍSICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA SIN RESPALDO CONTRACTUAL REALIZADOS POR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Posibles causas del problema propuesto

Si bien no se ha vertido mucha tinta respecto a las posibles causas de la crisis de los contratos

13. En la actualidad dicha empresa se denomina Electro Dunas S. A. A. Véase: <<http://www.electrodunas.com/historia.html>>

en la literatura eléctrico-jurídica peruana, existen algunos consensos sobre cuáles serían estas y la importancia de cada una. Dichas causas podrían agrupar las siguientes:

- Cuestiones climatológicas: a finales del 2003, como ya se ha señalado anteriormente, se presentó una condición climatológica desfavorable al SEIN consistente en una escasez de lluvias que decantó una sequía severa en la sierra del Perú (año seco).

Teniendo en cuenta que en dicho periodo el SEIN estaba conformado principalmente por centrales hidroeléctricas, al escasear el insumo básico para generar energía eléctrica (recurso hídrico), el COES-SINAC ordenó el despacho de unidades de generación térmicas más costosas y obsoletas que utilizaban combustibles fósiles (cuyos costos también estaban elevados en dicho lapso), lo que incrementó exponencialmente los costos marginales de corto plazo.

Sin embargo, no es menos cierto que esta causa fue meramente coyuntural, pues en los años siguientes en los que no hubo escasez hídrica, el problema subsistió y, por el contrario, se agravó.

- Falta de oferta y reserva eléctrica eficiente: luego de llevada a cabo la privatización de una serie de empresas públicas de generación eléctrica por parte del Estado peruano (años noventa) y hasta la entrada en operación comercial del Proyecto Camisea (año 2004), el Perú no atrajo grandes inversiones nacionales o extranjeras para desarrollar el mercado de la generación eléctrica y su correspondiente reserva fría. En consecuencia, situaciones hidrológicas excepcionales y eventos desfavorables o externalidades de las centrales hidroeléctricas existentes (como paradas o indisponibilidades de plantas de generación) provocaban que los costos marginales de corto plazo se incrementaran en demasía.

Sin embargo, es oportuno señalar que, a pesar de que a partir del 2006 se desarrollaron una serie de centrales termoeléctricas al sur de la ciudad de Lima (Chilca), cuyo insumo básico fue el gas proveniente del Proyecto Camisea

(operado por la empresa Pluspetrol), transformándose incluso la matriz energética (de una matriz eminentemente hídrica a una mixta equilibrada con térmicas), el problema de los retiros físicos de potencia y energía sin respaldo contractual se mantiene hasta la actualidad. Es más, el SEIN actualmente se encuentra con una fuerte capacidad instalada, pero el problema subsiste.

- No ejecución o aplicación de los artículos 34° y 36° de la LCE: algunos autores consideran también que el presente problema se originó o agravó debido a que el MEM, en la fecha de aparición de los primeros indicios de retiros de potencia y energía del SEIN sin respaldo contractual, no aplicó a dichas distribuidoras los artículos de la LCE que establecían la obligación de tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen, como mínimo, su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses, bajo sanción de declarar caducos sus respectivos contratos de concesión.

Sobre el particular debemos manifestar que el Estado era y sigue siendo un actor relevante en la distribución eléctrica del mercado peruano, pues gran parte de las empresas distribuidoras en el país eran y son de propiedad pública (bajo el alcance del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado -Fonafe). Esto podría explicar por qué el Estado, erróneamente, no aplicó o ejecutó los artículos antes mencionados a las empresas de distribución eléctrica que realizaron retiros sin contrato; sin embargo, tampoco los utilizó para el caso de las empresas distribuidoras que habían sido concesionadas al sector privado.

Este incentivo negativo puede que no haya evitado los primeros retiros físicos de energía y potencia sin respaldo contractual, pero sí podría haber evitado los siguientes retiros o la complicación del problema.

Sin embargo, no es menos cierto que, frente a este supuesto de hecho (retiros de potencia y energía sin respaldo contractual), existía una laguna normativa, pues el legislador peruano no había

contemplado la materialización de esta posibilidad en el SEIN y no existían normas expresas aplicables de inmediato por las autoridades competentes a efectos de mitigar o extinguir los efectos perversos de esta situación (rompimiento de la cadena de pagos).

- Forma de cálculo de la tarifa en barra por parte del Osinergmin: existe un consenso casi unánime que precisa que la principal causa de la crisis de los contratos fue la falta de credibilidad en la forma en que Osinergmin calculaba las tarifas en barra, ello respecto a los costos marginales de corto plazo, lo cual enviaba una señal económica inadecuada al mercado eléctrico peruano, pues i) no reflejaba la escasez del recurso hídrico al usuario final¹⁴ y ii) se traducían en un mensaje de no invertir y postergar inversiones para los generadores debido a la presencia de una tarifa insuficiente en contraposición a incrementar ganancias extraordinarias por la venta de potencia y energía al mercado *spot*.

Según García (2006):

[...] el precio en barra no refleja los costos marginales proyectados, pues las tarifas en barra se [vinieron] reduciendo

*por la entrada del gas natural y de otras inversiones consideradas en el «Plan de Obras», que sufrieron retrasos o incluso no llegaron a ingresar al sistema¹⁵. También se argumenta que las proyecciones de la demanda eran conservadoras y, por lo tanto, las tarifas en barra no han reflejado los verdaderos costos de suministro. El impacto era mayor cuando el horizonte de proyección para el cálculo de las tarifas era de cuatro años y no de dos años [...] lo cual hacía más atractivo para los generadores vender en el mercado *spot*, más aún en un año seco (pág.196).*

Asimismo, en relación con el precio de potencia o cargo de capacidad (uno de los componentes de la tarifa en barra consistente en los costos de inversión y los costos fijos de una central marginal), se señalaba que la metodología de cálculo introducía incertidumbre sobre la recuperación de costos y estaba sujeta a decisiones muy discrecionales de parte del Osinergmin.

En el siguiente cuadro, se puede apreciar la evolución de las tarifas en barra y de los costos marginales de corto plazo desde el año 2004 y siguientes, los cuales originaron la crisis de los contratos:

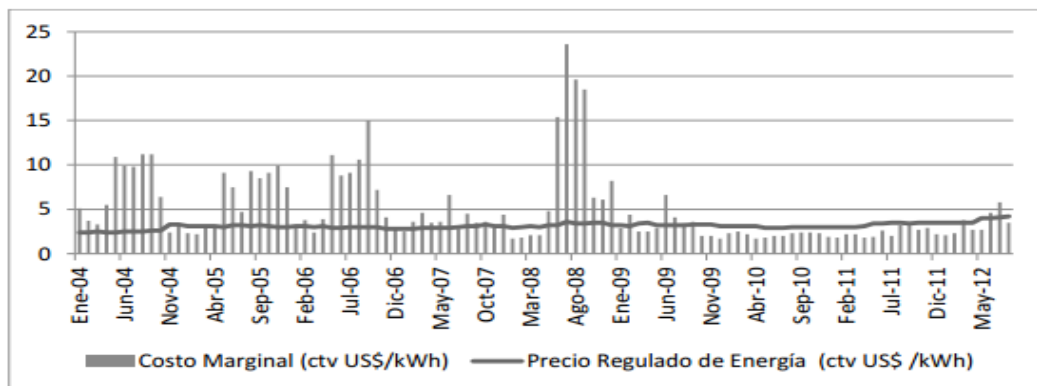


Figura 1. Evolución de los costos marginales y precio regulado de energía

Fuente: COES (2012), p. 115.

14. Los expertos señalan que los mercados competitivos no funcionan adecuadamente si los usuarios finales (consumidores) están completamente aislados por la regulación de los precios del mercado mayorista. Ello ocurría en la determinación de las tarifas en barra.

15. Por ejemplo, la Central Hidroeléctrica Yuncán de 130 MW se incluyó por primera vez en el plan de obras correspondiente al proceso de fijación tarifaria de mayo de 1998. Su puesta en marcha se programó para abril de 2002, pero recién ingresó a operar en agosto de 2005.

Consecuencias del problema propuesto

Desde la aparición de la segunda crisis de los contratos, el Estado comenzó a adoptar una serie de medidas de carácter práctico y normativo, a efectos de poder mitigar o eliminar el problema antes descrito. Entre dichas medidas encontramos las siguientes:

- Decreto de Urgencia N.º 007-2004: antes de la emisión de la presente norma, el MEM convenció a las empresas de generación eléctrica que asumiesen, al precio de tarifa en barra, los retiros de potencia y energía del SEIN efectuadas por las distribuidoras entre los meses de enero a junio del 2014.

Posteriormente, con fecha 20 de julio de 2004, el MEM publicó en el Diario Oficial El Peruano el Decreto de Urgencia N.º 007-2004, a través del cual ordenó al COES-SINAC que atribuyese a todas las empresas de generación cuyas acciones fueran administradas o de propiedad del Fonafe (principalmente Electroperú), a la tarifa en barra determinada por Osinergmin, todos los retiros de potencia y energía destinados a atender el servicio público de electricidad efectuados sin contratos vigentes por las distintas empresas de distribución, durante los meses de julio a diciembre del 2004.

Cabe mencionar que las acciones previas a la emisión de la presente norma y la dación de esta resolvieron las contingencias presentadas durante el 2004, pero no evitaron que se presente nuevamente el problema y que se agrave en los años posteriores, pues i) no implicaron la suscripción de PPA de largo plazo entre las empresas generadoras y las distribuidoras, ii) la demanda de energía crecía vegetativamente y iii) en los años 2005 y 2006 los plazos de varios PPA vencían y no serían renovados.

- Ley N.º 28447: en noviembre del 2004, la Comisión Especial Proinversión del Parlamento Nacional abordó, conjuntamente con el MEM, Osinergmin y las empresas de generación y de distribución involucradas, el problema de la crisis de los contratos a efectos de brindar una serie de soluciones.

En el seno de esta comisión se expidió la Ley N.º 28447, publicada en el Diario Oficial El Peruano, con fecha 30 de diciembre de 2004, la cual modificaba parcialmente la LCE de acuerdo con lo siguiente:

- Con relación al procedimiento de fijación de la tarifa en barra por parte de Osinergmin, se estableció que el COES-SINAC proyectaría la oferta y la demanda para un periodo menor (de 48 meses se redujo a 24), considerando como constantes tanto la oferta como la demanda extranjera sobre la base de las transacciones históricas. Asimismo, el procedimiento de fijación de la tarifa se efectuaría una vez al año, con antelación al 30 de abril, y para el cálculo 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 (las proyecciones deberían actualizarse al 31 de marzo del año respectivo).
- Asimismo, se suspendieron los efectos del inciso f) del artículo 36º de la LCE hasta el 31 de diciembre de 2007. Dicho artículo establecía la facultad del MEM de caducar los contratos de concesión de las empresas distribuidoras que no cuenten con PPA vigentes que le garanticen, como mínimo, su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses.
- Se crea la figura del fideicomiso para cubrir los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual, sin embargo, no se puso en práctica por falta de regulación.
- Finalmente, a través de esta ley se creó una comisión conformada por el MEM y Osinergmin (Comisión MEM-Osinergmin) con el objeto de estudiar, desarrollar y presentar un proyecto de norma destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú, mediante un planteamiento estructurado, integral y definitivo que incentivase a las empresas generadoras

a suscribir PPA de largo plazo con las empresas distribuidoras y atrajese inversión nueva para el sector de generación eléctrica.

Cabe mencionar que en el seno de la Comisión MEM-Osinergmin, las empresas de generación eléctrica (incluida Electroperú) firmaron un acta de compromiso, a través de la cual se obligaron a suscribir PPA con las empresas distribuidoras que no tuviesen contratos vigentes para la atención del mercado regulado, por un plazo de tres años, hasta el día 31 de diciembre de 2017, así como renovar hasta dicha fecha aquellos PPA vigentes al 1 de enero de 2005, con la finalidad de asegurar todos los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual hasta el 31 de diciembre de 2017, mientras se realizaban todos los ajustes necesarios a la legislación vigente para evitar futuras crisis de contratos.

Con posterioridad a la suscripción de la referida acta, todas las empresas de generación eléctrica, a excepción de Electroperú, cumplieron con celebrar o renovar los PPA para atender al mercado regulado de las empresas distribuidoras. Electroperú no cumplió con renovar los PPA que había suscrito con las empresas públicas de distribución del Grupo Distriluz, PPA que representaban, en dicho periodo, aproximadamente el treinta por ciento (30 %) de la totalidad del mercado regulado en el Perú.

La situación antes desarrollada generó la complicación del problema de la crisis de contratos, pues las empresas del Grupo Distriluz retiraron físicamente el doble de potencia y energía del SEIN, sin un respaldo contractual, en comparación al 2004 y además se previó que la empresa Electro Sur S. A., empresa pública de distribución efectuaría retiros de potencia y energía del SEIN sin ostentar un PPA vigente, toda vez que, como se ha explicado anteriormente, su suministrador, la Central Hidroeléctrica Aricota 1, quedó fuera de servicio.

- Decreto de Urgencia N.º 007-2006: con fecha 10 de mayo de 2006 se publicó en el Diario Oficial El Peruano el Decreto de Urgencia N.º 007-2006, que reguló un sistema de licitaciones públicas a través de las cuales las empresas de generación y distribución pudiesen negociar y suscribir

libremente, dentro de ciertos parámetros, PPA de largo plazo. Dichos parámetros fueron los siguientes:

- Los PPA debían tener plazos mínimos de cinco años.
- Los PPA debían respetar un precio tope establecido por Osinergmin, tomando en consideración la tarifa en barra y una fórmula de reajuste que sería diagramada por Osinergmin.
- Trasladar el precio firme al usuario regulado.
- Contemplar un mecanismo de compensación entre usuarios regulados a efectos de homogeneizar el precio regulado en el SEIN.
- Las bases de la licitación pública debían ser aprobadas por Osinergmin.

Según Vargas (2012), para la elaboración del Decreto de Urgencia N.º 007-2006, el Poder Ejecutivo tomó en consideración la siguiente información:

[...] (i) durante el año 2005, [lo] retirado 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 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 Osinergmin y (iii) durante el año 2007, se preveía que los retiros del SEIN sin contratos de respaldo llegarían a implicar US\$200 millones en nuevas transacciones eléctricas sin posibilidad de pago, valorizadas según las tarifas en barra fijada por Osinergmin (pág. 62).

Cabe mencionar que lo regulado por la presente norma nunca llegó a ponerse en práctica debido a que, casi en simultáneo,

se emitió la Ley N.º 28832, que derogó tácitamente el presente Decreto de Urgencia.

Ley N.º 28832: en el marco de la Comisión MEM-Osinergmin, y teniendo como sustento el *Libro Blanco* de agosto del 2005, se expidió la Ley N.º 28832, publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 23 de julio de 2006, a través de la cual se estableció un sistema de licitaciones públicas (de corto, mediano y largo plazo) a ser realizadas por iniciativa de las empresas de distribución eléctrica, con una antelación de tres años a la verificación del vencimiento de sus respectivos PPA para la atención del mercado regulado, con el objeto de que los distribuidores suscriban con los generadores PPA, principalmente, de mediano y largo plazo.

Las ofertas que presenten las empresas generadoras, en el marco de las licitaciones públicas, no deben superar un precio tope establecido por Osinergmin, el cual estará contenido en un sobre cerrado custodiado por un notario público.

A mayor abundamiento, el objetivo de estas licitaciones era y es asegurar un precio estable, predecible y de mercado (relativamente bajo) por un plazo largo (que beneficiaría finalmente a los usuarios regulados), eliminando la incertidumbre de las tarifas en barra calculadas por el Osinergmin (reducción de la intervención administrativa en el SEIN), además de introducir competencia en el mercado de la generación eléctrica, pues se incentiva la instalación de nuevas unidades de generación eléctrica en el Perú. En definitiva, al tener un PPA firmado con una distribuidora, dichos proyectos tienen una alta bancabilidad y es relativamente sencillo conseguir financiamiento de las entidades del sistema financiero para construirlos y ponerlos en funcionamiento.

Cabe mencionar que la primera licitación se llevó a cabo en diciembre del 2006 por iniciativa de las distribuidoras Luz del Sur S. A. A., Electro Sur Medio S. A., Hidrandina, Electronorte S. A., Electronoroeste S. A. y Electro Sur S. A., adjudicándose en total un aproximado de 833.54 MW. Las empresas generadoras que

se adjudicaron dichos PPA fueron Edegel S. A. A., Electroperú, Termoselva S. R. L., Duke Energy Egenor S. en C. por A., Enersur S. A. y la Empresa Eléctrica de Piura S. A.

A la fecha del presente documento, existe una convocatoria a una licitación de largo plazo (para diez años), realizada por la empresa distribuidora Edelnor S. A. A., tal como se puede observar en la página web del Osinergmin, por lo que el mecanismo de las licitaciones públicas sigue funcionando y generando nueva inversión en el sector de generación eléctrica del Perú.

- Decreto de Urgencia N.º 035-2006: con fecha 16 de diciembre de 2006 se publicó en el Diario Oficial El Peruano el presente decreto, a través del cual se ordenó al COES-SINAC que asignara a las empresas generadoras públicas la totalidad de retiros de potencia y energía sin contrato, destinados al servicio público de electricidad, que se generen entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006 y que vinieran efectuando las empresas distribuidoras de propiedad del Estado, producto del crecimiento vegetativo de la demanda. Para tal efecto, se estableció que las empresas de generación públicas debían facturar a las referidas distribuidoras los retiros de potencia y energía sin contrato más los cargos por transmisión, valorizados a las tarifas en barra calculadas por Osinergmin, vigentes cada mes.

Asimismo, se ordenó al COES-SINAC que asignara a las empresas generadoras privadas, en proporción a su potencia firme, la totalidad de retiros de potencia y energía sin contrato, destinados al servicio público de electricidad, que viniera efectuando Electro Sur S. A., empresa distribuidora de propiedad del Estado. Para tal efecto, se estableció que las empresas de generación privadas debían facturar a la referida distribuidora los retiros de potencia y energía sin contrato más los cargos por transmisión, valorizados a las tarifas en barra calculadas por Osinergmin, vigentes cada mes.

Respecto a esto último debemos señalar que el Estado peruano, mediante la

dación de la presente norma con rango de ley, habría vulnerado flagrantemente el derecho fundamental de la libertad de contratación (aplicable completamente a las personas jurídicas), reconocido tanto en el inciso 14 del artículo 2° como en el artículo 62° de la Constitución Política del Perú¹⁶, pues sin tener en cuenta la voluntad de las empresas de generación privadas, ordenó al COES-SINAC que les asignara retiros de potencia y energía de una empresa distribuidora que «no tenía contrato alguno y/o contrato vigente» con las primeras empresas.

En definitiva, mediante la dación de una ley, se obligó a las empresas generadoras a contratar con un tercero sin que las primeras tengan voluntad de contratar con este, y sin brindarles la posibilidad de negarse a aceptar dicha asignación o contrato, o establecer las condiciones de dicha contratación (contenido del contrato) además de, en la práctica, legalizar o normalizar una conducta que, en principio, debería estar prohibida, como son los retiros de potencia y energía del SEIN sin respaldo contractual.

En virtud de lo anterior, es oportuno señalar que, durante el 2006, muchas de las valorizaciones de retiros de potencia y energía sin respaldo contractual, elaboradas por el COES-SINAC, fueron impugnadas por algunas empresas generadoras y finalmente objetadas en un arbitraje llevado a cabo ante el Centro de Análisis y Resolución de Conflictos de la

Pontificia Universidad Católica del Perú (Caso N.º 033-2006), el cual hasta la fecha se encuentra en trámite¹⁷.

- Ley N.º 29178: con fecha 3 de enero de 2008 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la presente norma que, entre otras cuestiones, reactivó la causal de caducidad de los contratos de concesión de las empresas de distribución que no acrediten tener PPA vigentes que garanticen el suministro de su mercado regulado, estableciéndose como única excepción el hecho que dichas empresas de distribución demostrasen haber participado en las licitaciones a las que hace referencia la Ley N.º 28832 y no hayan conseguido el suministro suficiente para cubrir su demanda.
- Ley N.º 29179: en la misma fecha que la norma anterior, se publicó la presente ley, con vigencia hasta el día 31 de diciembre de 2008, que determinó que la demanda de potencia y energía relacionada a la atención del mercado regulado, que no haya sido contratada en virtud de las licitaciones de la Ley N.º 28832, sería asumida directamente por todas las empresas de generación del SEIN, conforme al procedimiento que aprobó el Osinergmin¹⁸.

Adicionalmente, se precisó que el monto faltante de las transferencias de energía, valorizadas por el COES-SINAC a las tarifas en barra, debido a los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual, se asignarían a cada generador en proporción a su energía firme eficiente anual menos su correspondiente energía por contrato.

16. De conformidad con lo señalado por el Tribunal Constitucional del Perú en el Fundamento 7 del Expediente N.º 02175-2011-PA/TC, el derecho a la libre contratación: «[...] se fundamenta en el principio de autonomía de la voluntad, el que, a su vez, tiene un doble contenido: "a. Libertad de contratar, también llamada libertad de conclusión, que es la facultad de decidir cómo, cuándo y con quién se contrata; y b. Libertad contractual –que forma parte de las denominadas libertades económicas que integran el régimen económico de la Constitución (cfr. STC 01405-2010-PA/TC, Fundamento 12)–, también conocida como libertad de configuración interna, que es la facultad para decidir, de común acuerdo, el contenido del contrato" [SSTC 00026-2008-PI/TC y 00028-2008-PI/TC (acumulados), fundamento 52; STC 2185-2002-AA/TC, fundamento 2]. Desde esta perspectiva, según este Tribunal, "el derecho a la libre contratación se concibe como el acuerdo o convención de voluntades entre dos o más personas naturales y/o jurídicas para crear, regular, modificar o extinguir una relación jurídica de carácter patrimonial. Dicho vínculo –fruto de la concertación de voluntades– debe versar sobre bienes o intereses que posean apreciación económica, tengan fines lícitos y no contravengan las leyes de orden público" (STC 7339-2006-PA/TC, fundamento 47)».

17. Cabe mencionar que la empresa Enersur S. A. obtuvo, de parte del Cuarto Juzgado Civil de la Corte Superior de Justicia de Lima, una medida cautelar de no innovar fuera de proceso por la que suspende la eficacia de once (11) acuerdos de Directorio del COES-SINAC «[...] en cuanto atribuye a la solicitante, en su calidad de empresa conformante del COES-SINAC, los retiros de electricidad que efectúen las empresas distribuidoras sin contar con el respectivo respaldo contractual y considera tales retiros como si fuesen pérdidas del sistema», y dispone que el COES-SINAC se abstenga de atribuir a la empresa Enersur S. A., en cualquier proporción o medida, cualquier retiro o consumo de electricidad que efectúen las empresas distribuidoras, o cualquier otra persona o entidad con quienes Enersur S. A. no mantenga relación contractual para el suministro de electricidad. Cabe señalar que existieron otras medidas cautelares solicitadas por distintos generadores, tal como se puede apreciar en la Carta COES/DO/STR-051-2009 de fecha 7 de marzo de 2009.

18. Con fecha 25 de enero de 2008 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución N.º 025-2008-OS/CD que aprobó el Procedimiento para la Asignación de los Retiros de Potencia y Energía sin Contratos para el Mercado Regulado.

Cabe mencionar que, sobre la presente norma jurídica, es aplicable completamente la crítica efectuada al Decreto de Urgencia N.º 035-2006.

- Decreto de Urgencia N.º 049-2008 y Decreto de Urgencia N.º 079-2010: con fecha 18 de diciembre de 2008 se publicó el Decreto de Urgencia N.º 049-2008, con vigencia hasta el día 31 de diciembre de 2011, el cual replicó, con sus matices, lo ya establecido por la Ley N.º 29179; es decir, ordenó al COES-SINAC asignar los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual a todas las empresas generadoras del SEIN.

Adicionalmente, el presente decreto estableció y definió lo que, en la actualidad, se conocen como los costos marginales idealizados, determinando que los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinarían considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad y que no pueden ser superiores a un valor límite que definido por el MEM mediante una Resolución Ministerial¹⁹.

La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados y dichos costos marginales serían cubiertos mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión²⁰.

El Decreto de Urgencia N.º 079-2010, que fue publicado con fecha 16 de diciembre de 2010, simplemente prorrogó la vigencia del contenido del Decreto de Urgencia N.º 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013.

Cabe mencionar que, sobre las presentes normas jurídicas, es aplicable completamente la crítica efectuada al Decreto de Urgencia N.º 035-2006.

19. Mediante la Resolución Ministerial N.º 607-2008-MEM-DM se estableció que el valor límite de los costos marginales de corto plazo del SEIN es de 313.50 nuevos soles/MW.

20. Con fecha 9 de enero de 2009 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución N.º 001-2009-OS/CD que aprobó los Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato.

- Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N.º 30115: la Ley N.º 30115, Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014, publicada el 2 de diciembre de 2013, prorrogó la vigencia del contenido del Decreto de Urgencia N.º 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2016.

Sobre la presente disposición, también es aplicable la crítica efectuada al Decreto de Urgencia N.º 035-2006.

CONCLUSIONES

Ahora bien, una vez desarrollados y analizados todos los antecedentes, causas y consecuencias del problema denominado crisis de los contratos, podemos enumerar una serie de conclusiones, que pasamos a detallar:

La principal causa, aunque no la única, que generó la crisis de los contratos fue la forma en que Osinergmin calculaba las tarifas en barra, en pos de proteger a los usuarios regulados de la alta volatilidad de los precios. Dichas tarifas tenían un descalce exponencial con los costos marginales de corto plazo, calculados por el COES-SINAC, que finalmente se constituían en un incentivo para que las empresas generadoras no contratasen ni renovasen sus PPA con las distintas empresas de distribución eléctrica.

Consideramos un error que el Estado peruano, a través del MEM, no haya aplicado en su debido momento los artículos 34º y 36º de la LCE a las empresas de distribución (públicas o concesionadas) que efectuaron los primeros retiros de potencia y energía sin respaldo contractual. Su ejecución podría haber desincentivado mayores retiros físicos de energía y potencia en el SEIN.

A pesar de todas las acciones ejecutadas por las empresas integrantes del COES-SINAC y las normas dictadas por el Estado peruano, desde el 2004 hasta la actualidad, no se ha logrado alcanzar una solución integral y definitiva al problema de los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual, toda vez que, hasta la fecha, las empresas de distribución eléctrica siguen efectuando dichos retiros.

Algunas normas dictadas como medidas de solución, incluido el Decreto de Urgencia

N.º 049-2008, vigente hasta la actualidad, tendrían serios vicios de constitucionalidad que deberían ser revisados en su momento.

Aún existen saldos impagos de retiros de potencia y energía sin respaldo contractual de los periodos 2004-2007, sin contar los saldos generados hasta la fecha, lo cual no ayuda a reducir la incertidumbre en la confiabilidad de la cadena de pagos en el mercado eléctrico nacional.

En virtud de lo anterior, el autor considera que debería formarse un grupo de expertos de carácter multidisciplinario (ingenieros, economistas, abogados, entre otros) que, analizando el problema y los ordenamientos jurídicos más desarrollados sobre la materia de manera integral (Estados Unidos, Europa, entre otros), propongan una solución definitiva al problema. Dicha solución podría abarcar desde un nuevo diseño de la organización del

SEIN y del sector eléctrico peruano en general hasta la inclusión o utilización de mecanismos híbridos o heterodoxos adaptados al mercado interno.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GARCÍA CARPIO, R. (2006). «¿Por qué no firman contratos los generadores con las distribuidoras de electricidad?». *Revista Peruana de Derecho de la Empresa: Hidrocarburos y Electricidad* (62), pp. 193-220.

VARGAS RODRÍGUEZ, A. (2012, noviembre). «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?». *Revista Peruana de la Energía* (1), pp. 53-80.