

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATÓLICA DEL PERÚ**

Escuela de Posgrado



**LAS SUBASTAS DE CONTRATOS COMO MECANISMO PARA LA
GARANTÍA DE SUMINISTRO: EL CASO PERUANO**

Tesis para obtener el grado académico de Magíster en Regulación de los
Servicios Públicos que presenta:

Josias Luis Olivares Ramos

Asesor:

Raul Lizardo Garcia Carpio

Lima, 2022

Resumen

En este trabajo de tesis se realiza una evaluación del desempeño del mecanismo de Licitaciones de Largo Plazo realizadas en el marco de la Ley 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” que permite identificar aspectos que podrían estar afectando la competencia por los contratos de largo plazo. Estos contratos se encuentran próximos a su vencimiento por lo que es necesario reevaluar el diseño de las licitaciones de largo plazo en un contexto en el que el 60% de la energía producida en el Perú proviene de centrales hidroeléctricas y en el que las tecnologías que utilizan Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como la solar fotovoltaica y eólica, deberían estar en condiciones de competir con las centrales convencionales sin barreras que limiten su ingreso al parque generador.

Se han revisado las experiencias internacionales de Brasil y Chile, países en los cuales ha habido un fuerte ingreso de tecnologías ERNC con precios competitivos. En Chile a diferencia de Brasil estas tecnologías compiten sin ningún tipo de ayudas o subsidios. En mercados con un parque generador compuesto predominantemente por centrales hidroeléctricas, solar fotovoltaicas y eólicas, el pago por capacidad debería estar orientados a asegurar el suministro de energía firme en periodos de baja afluencia de agua y poca disponibilidad de irradiación solar fotovoltaica y viento mientras que la remuneración de potencia firme solo correspondería a aquellas centrales que contribuyen a cubrir la máxima demanda del sistema eléctrico, tales como las centrales térmicas que utilizan gas natural. En ese contexto y estando próximo el vencimiento de los Contratos de Suministro de las Licitaciones de Largo Plazo, se recomienda hacer ajustes en el mecanismo de licitaciones de modo que:

- Los desajustes de la demanda sean cubiertos con las Licitaciones de Corto Plazo contempladas en la Ley 28832 en lugar de la suscripción de contratos bilaterales con tope en el Precio en Barra, esto permitirá incorporar las señales de escasez o abundancia del Mercado de Corto Plazo en las tarifas que pagan los usuarios regulados.
- Se realicen ajustes en las licitaciones de largo plazo que promuevan el ingreso de centrales de generación que utilizan ERNC, como la solar fotovoltaica y eólica. Esta recomendación se realiza sobre la base de la experiencia registrada en Brasil y Chile en cuyas últimas licitaciones se ha tenido una participación importante de estas tecnologías con precios competitivos aun cuando su ingreso debe complementarse con una mayor cantidad de reservas operativas y servicios auxiliares y complementarios adicionales.

Estos ajustes incluyen la responsabilidad del Regulador en la conducción e implementación de las licitaciones, la migración a un mecanismo de contratación de energía con potencia asociada por bloques horarios, la incorporación de las restricciones de las líneas de transmisión y la evaluación de la incidencia de la aplicación de las fórmulas de indexación en la adjudicación de las ofertas.



Abstract

In this thesis, a performance evaluation of long-term auctions based on Law 28832 has been made in order to identify key aspects that could be affecting competition for long-term contracts.

In Perú, where hydroelectric power plants supply the 60% of energy produced at The National Electric Power Interconnected (SEIN) and long-term contracts are about to expire, there is the need to reassess the design of these auctions in order to removing the barriers to market entry to the technology of non-conventional renewable energy sources, such as wind and solar photovoltaic.

Brazil and Chile experiences have been reviewed with the goal to learn about auctions used to promote the entry of these technologies. In Chile, this technologies don't have any kind of aids and subsidies. In electric markets with high levels of hydropower, solar photovoltaic and wind, the capacity payment for generators should remunerate the firm energy delivery to the electric system in stress condition when there is a lack of water, sun and wind; even though they need additional operational stocks and ancillary services. The payment of firm capacity will only be for generators that contribute to cover the maximum demand of the interconnected electric system, such as natural gas thermal plants and others with diesel and carbon when they are required.

Taking into account that contracts are about to expire, the following recommendations are made.

- The mismatch of electric demand should be covered with short-term auctions based on Law 28832 instead of signing bilateral contracts with cap on the Base Price. Make some adjustments in the bidding mechanism to remove entry barriers for non-conventional renewable energy sources. These adjustments include the responsibility of the Regulator for management the auctions, moving to contract blocks of energy with power associated, adding the restrictions of transmission lines and the evaluation of the effect of indexing formulas in the allocation mechanism.

Índice

RESUMEN	II
ÍNDICE	V
LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE GRÁFICOS	VIII
INTRODUCCIÓN	9
PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN	14
CAPÍTULO I	14
LA CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO Y LAS LICITACIONES COMO HERRAMIENTA PARA LA ADQUISICIÓN DE RECURSOS DE ADECUACIÓN DE LARGO PLAZO	14
1.1 La confiabilidad del suministro	14
1.2 Las licitaciones como herramienta para la adecuación de largo plazo	17
CAPÍTULO II	22
LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL	22
2.1 Brasil	22
2.2 Chile	25
2.3 Evaluación comparativa de los mecanismos de licitación utilizados en Brasil y Chile	29
2.4 Precios de las licitaciones en Brasil y Chile	33
SEGUNDA PARTE: IDENTIFICACION DEL PROBLEMA	35
CAPÍTULO III	35
LAS LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN PERÚ	35
3.1 La Ley de Concesiones Eléctricas y los Precios en Barra	35
3.2 La Ley 28832 y los Precios Firmes resultantes de los procesos de licitación	37
3.3 Otras modalidades de licitación	48
3.4 Mecanismos implementados en Brasil, Chile y Perú	50
3.5 Identificación de puntos críticos del mecanismo de licitaciones	54

TERCERA PARTE: PROPUESTA DE DISEÑO	68
CAPÍTULO IV	68
PROPUESTA DE DISEÑO PARA LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN PERÚ	68
4.1 Promover las licitaciones de corto plazo	68
4.2 Incorporar las señales de precios de las tecnologías que contribuirán a la expansión del sistema eléctrico	69
CONCLUSIONES	73
RECOMENDACIONES	76
REFERENCIAS	77
GLOSARIO DE TERMINOS Y ABREVIATURAS	81

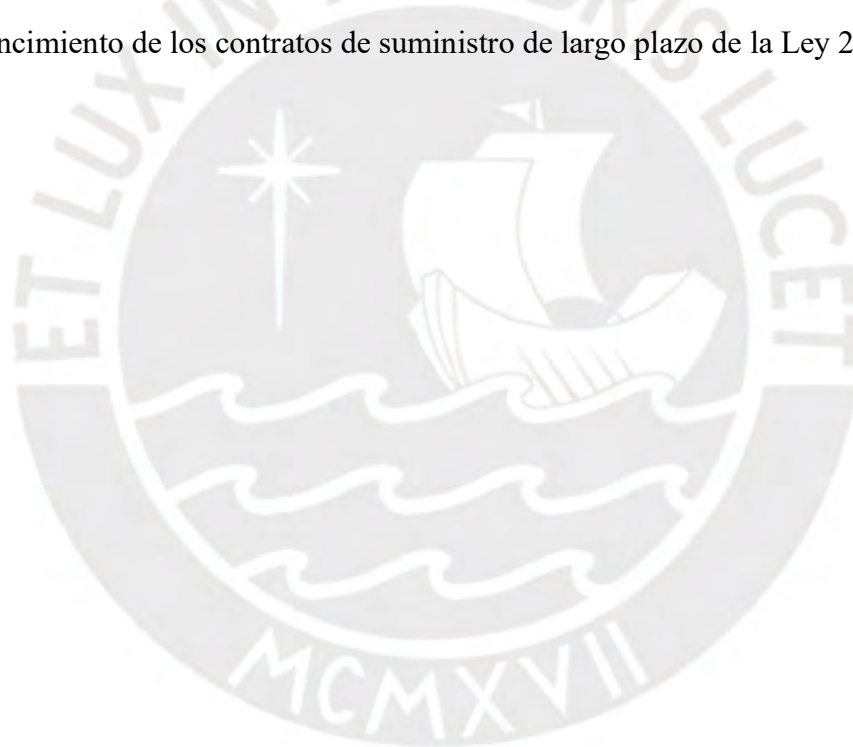


Lista de Tablas

Tabla 1 Bloques de suministro horario de la Licitación 2017 en Chile.....	26
Tabla 2 Energía licitada en la Licitación 2017 en Chile en (GWh).....	26
Tabla 3 Periodos de carencia y duración de los contratos en Chile.....	31
Tabla 4 Precios promedio por tecnología en Brasil entre 2005 y 2021 (en USD/MWh)	34
Tabla 5 Precios promedio por tecnología en Chile en las licitaciones (en USD/MWh).....	34
Tabla 6 Modalidades de contratación según la Ley 28832.....	39
Tabla 7 Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2006.....	42
Tabla 8 Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2007.....	42
Tabla 9 Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2008.....	43
Tabla 10 Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2009.....	43
Tabla 11 Licitaciones en el marco del régimen general de la Ley 28832.....	44
Tabla 12 Postores y potencia adjudicada en las licitaciones de largo plazo	45
Tabla 13 Nuevos emprendimientos en generación de las licitaciones de largo plazo	46
Tabla 14 Precio medio de la energía adjudicada en las licitaciones de largo plazo	47
Tabla 15 Nuevos emprendimientos adjudicados por ProInversión	48
Tabla 16 Contratos del Nodo Energético del Sur adjudicados por ProInversión	49
Tabla 17 Contratos de Reserva Fría de Generación adjudicados por ProInversión	49
Tabla 18 Mecanismos de licitación implementados en Brasil, Chile y Perú.....	51
Tabla 19 Plazo de carencia de las licitaciones de largo plazo de la Ley 28832	64
Tabla 20 Plazo de carencia de las licitaciones a cargo de ProInversión	65
Tabla 21 Propuesta de bloques horarios para la contratación de energía y potencia.....	70

Lista de Gráficos

Gráfico 1 Subasta de reloj descendente	19
Gráfico 2 Precio de reserva y su efecto en la adjudicación de ofertas	28
Gráfico 3 Precios regulados y costos marginales, periodo 1994-2008	36
Gráfico 4 Mecanismo de contratación bilateral con tope en el Precio en Barra	55
Gráfico 5 Precios de las licitaciones de largo plazo y libre en el periodo 2014-2021	57
Gráfico 6 Usuarios Libres en el periodo 2014-2020	58
Gráfico 7 Precios del Mercado de Corto Plazo, Libre y Licitaciones entre 2014 y 2021	62
Gráfico 8 Incentivo a la convocatoria anticipada prevista en la Ley 28832	63
Gráfico 9 Vencimiento de los contratos de suministro de largo plazo de la Ley 28832	66



Introducción

Las reformas de primera generación del sector eléctrico latinoamericano, a excepción de Chile, acontecieron en la década de los noventa y estuvieron marcadas por el rediseño de los mercados eléctricos, la introducción de competencia en determinados segmentos y la promoción de la inversión privada.

En el Perú, dichas reformas se introdujeron en el año 1992 a través de la Ley N° 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas” que sirvió para liberalizar el mercado eléctrico peruano sobre la base de instrumentos regulatorios clásicos que establecían un marco de libre competencia para la generación eléctrica e incluían, además, la regulación de precios para la comercialización de electricidad a usuarios con consumos menores a 1 000 KW.

La legislación establecía que la provisión de la demanda de los usuarios regulados debía asegurarse mediante contratos bilaterales sujetos a Precios en Barra que eran fijados administrativamente por el Regulador sobre la estimación de los costos marginales de largo plazo. Estos precios trasladados a tarifas no podían diferir en más de 10% de los precios libres vigentes, entendiéndose que éstos debían ser la mejor estimación de los costos de largo plazo.

Desde el año 2003 se comenzó a observar que los costos marginales de corto plazo, con los cuales se valorizaban las transferencias de energía en el Mercado de Corto Plazo, superaban paulatinamente los Precios en Barra como resultado del crecimiento no previsto de la demanda y de la baja afluencia hidrológica que afectó la generación eléctrica. Esta coyuntura reveló la existencia de problemas para asegurar el suministro eléctrico. Si bien existía capacidad instalada de suministro, las centrales hidroeléctricas no estaban en condiciones de entregar energía dada la baja afluencia hidrológica.

De este modo, los generadores perdieron el interés en suscribir contratos con los distribuidores para el suministro de energía y potencia para los usuarios del Servicio Público de Electricidad toda vez que les resultaba más atractivo el precio del Mercado de Corto Plazo. Por otro lado, los distribuidores, que legalmente estaban obligados a mantener contratos vigentes con empresas generadoras, no consiguieron renovarlos y se vieron forzados a realizar retiros de energía sin respaldo contractual desde el año 2004.

Frente a esta coyuntura se emitieron normas que buscaron atenuar transitoriamente el problema mientras se trabajaba en reformas estructurales. Dichas normas establecieron que los generadores estatales asumieran los retiros de energía a Precios en Barra y que se suspendiera,

entre los años 2005 y 2007, la sanción de caducidad de la concesión de los distribuidores por no tener contratos vigentes con los generadores que garantizaran su requerimiento total de potencia y energía, por los siguientes 24 meses como mínimo.

Es en ese contexto, que, en el año 2006, con la publicación de la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación”, se introdujeron las reformas de segunda generación en el sector eléctrico. Estas reformas a diferencia de las primeras están basadas en instrumentos alternativos a la generación clásica e incorporan mecanismos de competencia por el mercado y una serie de incentivos para la promoción de la inversión privada en generación para atender el suministro de los usuarios regulados del Servicio Público de Electricidad.

La legislación modificó el rol del Regulador, de regulador de precios a regulador de conductas en el proceso de fijación de precios. Las tarifas dejan de fijarse administrativamente para dar paso a precios que resultan de los procesos de licitación que tienen lugar en un ambiente de competencia.

Las licitaciones son convocadas por las empresas distribuidoras y supervisadas por el Regulador, que tiene a su cargo la determinación del Precio de Reserva, precio por encima del cual no se adjudica la licitación. Las empresas distribuidoras estiman la demanda a contratar y es el mercado el que define el precio como resultado del proceso de licitación. La idea central al implementar este mecanismo fue alentar nuevas inversiones en generación al liberar las barreras a la entrada al mercado de generación y reducir el riesgo que representaba la volatilidad de los precios del Mercado de Corto Plazo para los inversionistas, quienes requerían que sus proyectos tuviesen flujos de caja más estables que permitieran financiar sus proyectos. No obstante, lo previsto en la Ley 28832, la mayor parte del suministro de electricidad fue cubierto por centrales de generación existentes y pocos nuevos emprendimientos, totalizando 4 633 MW.

El Estado Peruano, a través del Decreto Legislativo 1002, promovió a través de licitaciones de largo plazo el ingreso de centrales de generación que utilizan Energías Renovables No Convencionales (ERNC), adjudicando 1 200 MW. Asimismo, las licitaciones de Largo Plazo realizadas por ProInversión han adjudicado un total de 4 332 MW de nueva generación entre centrales hidroeléctricas, Reserva Fría de Generación y el Nodo Energético del Sur del Perú. El ingreso de esta capacidad sumada a los 4 633 MW adjudicados en las licitaciones de largo plazo han provocado una sobreoferta de generación en un contexto de detracción del crecimiento de la demanda de electricidad.

Existe una tendencia mundial a cuidar el medio ambiente y proteger al planeta y a los seres vivos que habitan en ella de los efectos del cambio climático. En ese contexto, en todo el mundo se han implementado políticas orientadas a la descarbonización del sector eléctrico que incluye la integración de ERNC en la matriz energética. En Perú, el ingreso de estas centrales ha estado sujeto a un mecanismo de subsidio que ha sido financiado con el aporte de los usuarios libres y regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este subsidio se denomina Prima RER y compensa la diferencia entre los precios adjudicados en las licitaciones y el Costo Marginal de Corto Plazo. Los costos de estas tecnologías ERNC, en especial la solar-fotovoltaica y eólica, se han venido reduciendo en los últimos años, haciendo posible que en algunos países como Chile compitan con centrales de generación convencional existentes sin subsidios ni ayudas.

Los contratos de suministro de largo plazo suscritos en el marco de la Ley 28832 tienen la modalidad de potencia con energía asociada. Sí bien el suministro de energía se remunera sobre la base de las ofertas de precios en horas de punta y fuera de punta adjudicadas en el proceso de licitación, la capacidad se remunera a través del pago por potencia que fija el regulador.

Las ofertas adjudicadas en estas licitaciones se constituyen en Precios Firmes que no pueden ser modificados durante la vigencia de los contratos, esto es entre 8 y 12 años, y son trasladadas a los usuarios regulados a través de las tarifas eléctricas. No obstante, que estos precios han estado al alza como resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización, los precios del Mercado de Corto Plazo han estado a la baja como consecuencia de la sobreoferta de generación en el SEIN. Los usuarios libres que están habilitados para negociar directamente con generadores y distribuidores el suministro de su energía, se han beneficiado de la reducción de los costos marginales de corto plazo registrados desde el año 2016, los cuales aún con la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación” (PR-31) brindan señales de abundancia en el Mercado de Corto Plazo.

Perú es un país en el que el 65% de la energía producida proviene de centrales hidroeléctricas, solares fotovoltaicas y eólicas con tendencia a incorporar una mayor participación de tecnologías ERNC en el futuro. En ese contexto, cabe reflexionar sobre si el pago por capacidad debería seguir remunerando la capacidad necesaria para cubrir la máxima demanda del SEIN o debería migrarse a un esquema que tenga por objetivo asegurar durante la vigencia del contrato el suministro de energía firme en situaciones de estrés derivadas de una baja afluencia

del agua y de poca disponibilidad de los recursos solares y eólicos, reservando los pagos por potencia firme para aquellos generadores que contribuyen a cubrir la máxima demanda del SEIN.

Objetivo

Este trabajo de tesis tiene por objetivo realizar una evaluación del desempeño del mecanismo de Licitaciones de Largo Plazo a efectos de presentar una propuesta de mejora que contribuya a incorporar las señales del Mercado de Corto Plazo en las tarifas que pagan los usuarios regulados y proponer ajustes en su diseño que permitan reducir las barreras a la entrada de las tecnologías ERNC.

Limitación del estudio

Recientemente, mediante el Decreto Supremo 063-2021-PCM se aprobó el Reglamento que desarrolla el Marco Institucional que rige el Proceso de Mejora de la Calidad Regulatoria y establece los Lineamientos Generales para la aplicación del Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante.

Esta tesis no tiene por objetivo realizar un Análisis de Impacto Regulatorio de las propuestas presentadas. No obstante, si en su oportunidad alguna entidad decide que dichas propuestas pasen a una etapa de evaluación normativa, correspondería realizar el Análisis de Impacto Regulatorio.

Hipótesis del trabajo

Se pueden incorporar las señales del Mercado de Corto Plazo en las tarifas que pagan los usuarios regulados si se hace uso de las Licitaciones de Corto plazo previstas en la Ley 28832 en lugar de la contratación bilateral con tope en el Precio en Barra.

Se pueden eliminar las barreras a la entrada para el ingreso de tecnologías ERNC si se realizan ajustes en el mecanismo de Licitaciones de Largo Plazo.



PRIMERA PARTE: MARCO DE LA INVESTIGACIÓN

CAPÍTULO I

LA CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO Y LAS LICITACIONES COMO HERRAMIENTA PARA LA ADQUISICIÓN DE RECURSOS DE ADECUACIÓN DE LARGO PLAZO

1.1 La confiabilidad del suministro

La confiabilidad está relacionada con dos atributos: la seguridad y la adecuación. La seguridad se relaciona con la operación del sistema eléctrico en el corto plazo, mientras que la adecuación está relacionada con las inversiones requeridas para atender la demanda pico, considerando el crecimiento de la demanda y la capacidad suficiente de generación a largo plazo (Vásquez, Ormeño, & Vilchez, 2014).

Los mercados eléctricos de solo energía reflejan los costos marginales de producción en todo momento del tiempo, lo que incluye la máxima demanda del SEIN. En situaciones de escasez, el precio de la energía excede el costo marginal de la última central en operación, generándose las denominadas rentas de escasez que contribuyen a cubrir los costos fijos de la central de punta (Borenstein, 1999). Estos eventos tienen muy corta duración durante un año por lo que no incentivan a los generadores a invertir en capacidad adicional dada la dificultad de recuperar sus costos fijos. Los mercados de sola energía presentan una serie de imperfecciones tanto por el lado de la demanda como por el lado de la oferta (Stoft, 2002).

Por el lado de la demanda, muchos consumidores enfrentan problemas de tarificación y medición en tiempo real, lo que impide que las señales de precio del mercado mayorista se trasladen completamente a los consumidores (Vásquez, Ormeño, & Vilchez, 2014). En Perú, el 56% de los usuarios regulados son del tipo residencial y cuentan con la opción tarifaria BT5B que solo contiene un cargo por energía activa que no les permiten ser sensibles de los costos de la energía en las horas de punta y fuera de punta¹. La inelasticidad de la demanda se reduce

¹ En la regulación de la Distribución Eléctrica se ha previsto que los cargos de energía en punta y fuera de punta de algunas opciones tarifarias se ponderen por las ventas de electricidad que se obtienen a partir de un balance de energía. El resultado es lo que se conoce como Factor de Ponderación de la Energía “Ep” y permite obtener un cargo único de energía activa para los usuarios residenciales del sector eléctrico peruano.

en la medida que los usuarios tengan acceso a sistemas de medición con diversas funcionalidades a un costo razonable que les permita ser sensibles a los precios del mercado. Recientemente, el Regulador Peruano aprobó la opción tarifaria BT5F, que incluye dos cargos horarios diferenciados: uno de horas de punta y otro, de horas fuera de punta. Esta opción permite trasladar los precios de los contratos de suministro que resultaron de las licitaciones realizadas en el marco de la Ley 28832 a la tarifa que pagan estos usuarios regulados.

Por el lado de la oferta, la incertidumbre de la demanda genera riesgos a los inversionistas que no les permite realizar una previsión adecuada de sus ingresos (Cramton & Steven, 2007). Esta incertidumbre es reforzada por la existencia de ciclos de inversión que son el resultado de precios altos de la energía seguidos de periodos de sub-inversión cuando éstos se reducen (De Vries, 2007).

Las imperfecciones de los mercados de sola energía no promueven un adecuado desarrollo del sector, por lo que adicionan mecanismos de capacidad para incentivar la entrada de generación y obtener un sistema confiable que permita cubrir la máxima demanda a largo plazo.

Los mecanismos de capacidad son de dos tipos: pagos por capacidad y cobertura por volumen de capacidad. En el primer mecanismo, el Regulador determina el precio y el mercado determina el volumen mientras que, en el segundo mecanismo, la cantidad es determinada por el Regulador en tanto el precio lo determina el mercado. Este último mecanismo tiene dos modalidades que incluyen por un lado Licitaciones Restringidas orientadas a obtener Reservas Estratégicas y por otro, Mecanismos de Mercado, dentro de los cuales se encuentran las subastas de capacidad.

En Perú, la capacidad se remunera a través de un Pago por Potencia y además se tienen reservas estratégicas denominadas Reserva Fría de Generación.

1.1.1 Pago por capacidad

Regulatoriamente, el pago por capacidad corresponde al Pago por Potencia y éste es un componente de las Tarifas en Barra, valido para contratos bilaterales y contratos de suministro de largo plazo suscritos en el marco de la Ley 28832. Las ofertas de los postores en las licitaciones de largo plazo solo incluyen el componente de energía en horas de punta y fuera de punta, por lo que el componente de potencia corresponde al pago por capacidad determinado por el Regulador sobre la base de una estimación de la cantidad de reserva que será necesaria para cubrir la máxima demanda que asegure la confiabilidad del SEIN.

El Pago por Potencia representa el costo de expansión del sistema y se calcula sobre la base de la anualidad de la inversión de una central de turbogas a la que adiciona los costos fijos de operación y mantenimiento anual. El valor obtenido se ajusta teniendo en consideración los factores de indisponibilidad fortuita y el Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN.

Vásquez, Ormeño, & Vilchez (2014), distinguen características de aplicación de este pago en dos periodos. El primero, comprendido entre los años 1993 y 1998, en el cual todas las centrales instaladas en el SEIN participaban en la distribución de ingresos por potencia. Las centrales térmicas eran remuneradas en proporción a su potencia firme y la parte restante se distribuía entre las centrales hidroeléctricas. En el segundo periodo, adoptado desde 1999 en adelante, la capacidad se remunera a partir de los ingresos recaudados en la Tarifa en Barra por todos los generadores que tienen contratos con distribuidores y clientes libres. Se crea una “Bolsa de Capacidad” en la que los generadores depositan mensualmente en el COES lo recaudado y este monto se distribuye sobre la base de criterios administrativos. El 70% de este monto representa el Ingreso Garantizado y se reparte entre las centrales que cubren la máxima demanda más el margen de reserva y el restante 30% representa el Ingreso Adicional y se entrega a las centrales que despacharon energía.

A diciembre de 2020, el Precio por Potencia fue de 6 570 USD/MW-mes, valor que podría ser insuficiente para atraer nuevas inversiones en el parque de generación. Al respecto, varios autores han propuesto que este pago sea el resultado de licitaciones en un mercado de capacidad.

1.1.2 Reservas estratégicas

Adicionalmente al Pago por Potencia se cuenta con un mecanismo de cobertura por volumen de capacidad. Este último ha dado lugar a la adquisición de reservas estratégicas de capacidad en la modalidad de Reserva Fría de Generación.

Esta reserva fría tiene garantizada la recuperación de costos a través de un contrato suscrito entre el Estado Peruano y sus operadores, los cuales no pueden firmar contratos de energía de largo plazo ni participar explícitamente en el mercado de corto plazo. Estos contratos fueron licitados por ProInversión e incluyen las centrales de generación Ilo y Puerto Bravo, instaladas en el Nodo Energético del Sur, además de las centrales de Talara, Ilo, Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa.

1.1.3 El ingreso de tecnologías ERNC y el pago por capacidad

El parque de generación peruano tiene un importante componente hidroeléctrico. Según datos de Osinergmin al cuarto trimestre de 2020², la generación hidroeléctrica produjo el 58% del total de la energía consumida en el SEIN. La parte restante fue producida por centrales térmicas (37%) y centrales que utilizan ERNC (5%) del tipo solar fotovoltaico, eólico y biomasa.

El ingreso gradual que podrían tener las tecnologías que utilizan ERNC y la importante participación del componente hidroeléctrico revelan la necesidad de contar con mecanismos que garanticen el suministro de energía firme en condiciones de baja afluencia y de poca disponibilidad de los recursos solar y eólico de modo que se eviten problemas con el suministro eléctrico como el que tuvo lugar en el 2004.

La adecuación a largo plazo se debería centrar en garantizar un suministro adecuado de energía para satisfacer la demanda durante todas las horas del año, en lugar de tener suficiente capacidad de generación instalada para cubrir las demandas máximas anuales.

1.2 Las licitaciones como herramienta para la adecuación de largo plazo

Una licitación es un proceso que siguiendo un conjunto de reglas permite a una organización seleccionar una o varias de las ofertas presentadas por los postores que participan en la misma con la finalidad de cubrir el requerimiento de un bien o servicio determinado. Generalmente, las licitaciones se utilizan para comprar un bien mientras las subastas tienen por finalidad venderlo.

En el sector eléctrico, los términos licitación y subasta suelen utilizarse indistintamente para llevar a cabo procesos que permitan adquirir determinados productos dentro de los cuales se cuentan el suministro de energía o potencia. En ese contexto, cabe realizar una revisión de los diferentes tipos de subastas a efectos de identificar aquellos que son utilizados en las licitaciones de suministro de energía.

Existen diferentes tipos de subastas que se diferencian en su diseño y metodología para obtener el precio de cierre o despeje. En el mercado eléctrico a nivel internacional, se utilizan todos los tipos de subastas que se describen a continuación; la más usada es la subasta inglesa.

² Documento Procesamiento y Análisis de la Información Comercial al cuarto trimestre de 2020 disponible en <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>.

Subasta inglesa: Los compradores van emitiendo ofertas en orden ascendente de precios, la subasta termina cuando ningún comprador puede superar el precio del último ofertante, y este adquiere el bien. En este tipo de subasta existe asimetría de información, porque cada participante conoce cuánto valora el bien, pero desconoce la valoración de sus rivales; por su lado, el vendedor desconoce cuánto están dispuestos a ofrecer los compradores, pero puede especificar un precio de reserva, debajo del cual el bien no será vendido.

Subasta holandesa: El vendedor va anunciando diferentes precios en orden descendente, parte de un precio elevado y va reduciendo hasta que el precio es lo suficientemente bajo para que alguno de los compradores lo acepte, gane la subasta y compre el bien. Al igual que la subasta inglesa, existe asimetría de información, pero se diferencia en que los agentes no pueden ir obteniendo información a medida que la subasta avanza. En este tipo de subasta, el vendedor especifica un precio de reserva, el cual determina el precio mínimo al que está dispuesto a vender. Subasta de primer precio: Es uno de los mecanismos más usados. Se le conoce como la subasta a sobre cerrado. Cada comprador puede realizar solamente una oferta que formula al mismo tiempo que los demás, sin saber qué han ofertado estos. El bien se adjudica a la oferta más alta, siendo el precio de venta el precio de la oferta.

Subasta Vickrey o de segundo precio: Bajo esta modalidad cada comprador realiza una única oferta en sobre cerrado, al mismo tiempo que los demás; gana el comprador que hizo la oferta más alta, pero el precio de venta lo determina la oferta del comprador que quedó segundo. Este tipo de subasta induce a que los compradores revelen su verdadero valor de reserva; cada comprador piensa que si su valoración es la mayor de todas puede ofrecerla, porque termina pagando el segundo precio.

Subasta en reversa: Este mecanismo es cada vez más común en las subastas del sector eléctrico cuando el objetivo es buscar el aumento de participantes. Permite buscar bienes y servicios al menor costo posible. El comprador elabora la lista de bienes que desea comprar y los vendedores presentan una oferta; el que haya ofrecido el menor precio ganará la subasta. En esta subasta, el comprador decide las especificaciones exactas del bien que necesita. En el caso peruano, los postes son adjudicados por las cantidades y precios que ofrecen hasta cubrir la demanda licitada. Subasta inglesa en reversa: El comprador realizará una subasta en la que indica las especificaciones del bien, y ganará el vendedor que presente la menor oferta de precio.

Subasta holandesa en reversa: El comprador especifica el precio máximo, oferta inicial y la cantidad o demanda del bien que está dispuesto a comprar. Los vendedores, por su parte, realizan sus ofertas considerando el precio mínimo al cual están dispuestos a vender y la referencia es el precio máximo establecido por el comprador. La subasta termina cuando los vendedores que han ofrecido el menor precio ganan el derecho a vender los bienes.

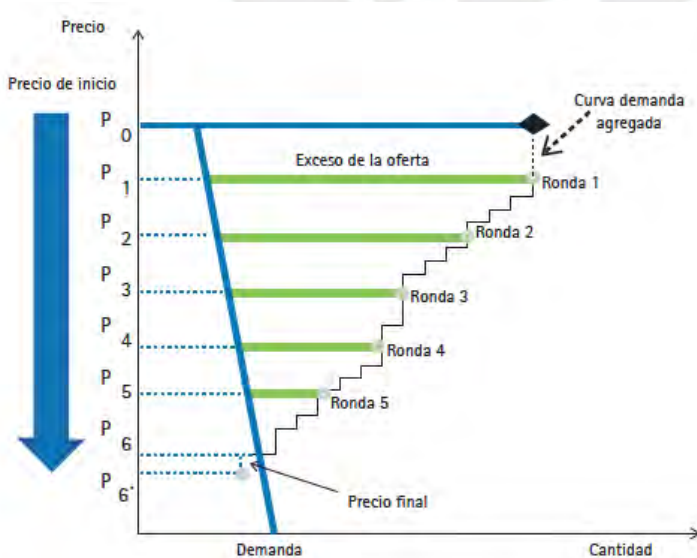
Subasta del reloj descendente: Este tipo de subasta establece un procedimiento en el cual los vendedores tienen la oportunidad de reflejar mejores precios entre rondas y ajustar sus estrategias con la información obtenida de las rondas previas.

La subasta comienza con un precio P_1 , al cual todos los vendedores están dispuestos a ofrecer determinada cantidad. Si los vendedores ofrecen una cantidad tal que al totalizar la oferta excede la demanda, el precio es reducido a un precio P_2 ante el cual los vendedores ofrecen sus cantidades deseadas ante esta nueva expectativa de precio. El proceso continúa bajando los precios hasta que la oferta sea igual a la demanda. En este tipo de subastas es importante modular adecuadamente los decrementos de precios, pues pasos grandes conlleva a que la subasta concluya en pocas rondas generando potencialmente ineficiencias (Ramos & Salinas, 2015).

En el siguiente gráfico se muestra la forma cómo funciona la Subasta de Reloj Descendente (CREG-Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2019).

Gráfico 1

Subasta de reloj descendente



Fuente: CREG (2019)

1.2.1 Las licitaciones en Latinoamérica

Diversos países han adoptado el mecanismo de licitaciones para la contratación del suministro de energía o potencia en el largo plazo. A nivel latinoamericano cuentan Colombia, Chile y Brasil entre otros.

En Colombia un generador puede obtener sus ingresos a través de Contratos de Corto Plazo en una Bolsa de Energía donde diariamente oferta precios por la energía que pone a disposición de este mercado y contratos de suministro de largo plazo de carácter financiero cuyos precios son acordados con sus clientes. Para el segmento regulado, puede suscribir contratos de largo plazo como resultado de su participación y selección en los procesos de subasta implementados y conducidos por un subastador designado por el Ministerio de Energía y Minas de Colombia.

Colombia tiene implementado el Cargo por Confiabilidad cuya remuneración hace viable la inversión en los recursos de generación eléctrica que son necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, normalmente de baja afluencia del agua dada la preponderancia de centrales hidroeléctricas en su parque generador. Este cargo brinda señales de largo plazo que aseguran un ingreso a las nuevas unidades de generación por un plazo de hasta 20 años adicional al que perciben por la venta de su energía a través de contratos y en la Bolsa de Energía.

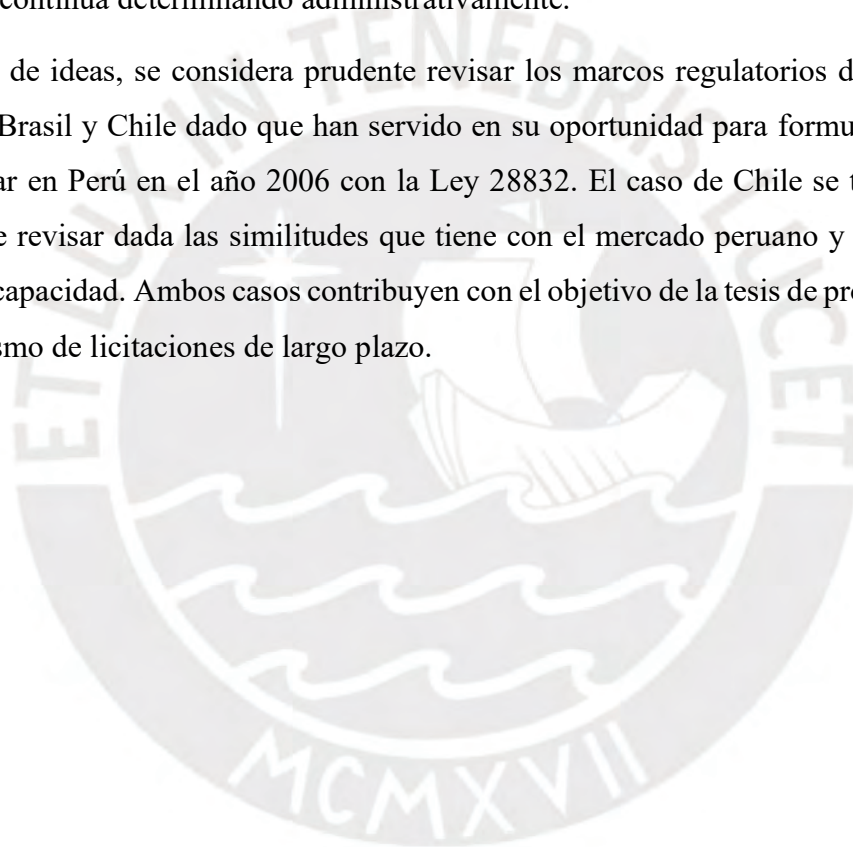
Brasil realiza licitaciones de energía en las que diferencia su suministro a partir de centrales existentes y nuevos proyectos de generación. Estas licitaciones se realizan de manera conjunta, en un esquema centralizado conducido por una entidad estatal que agrupa toda la demanda a licitar. No obstante, una vez concluida la licitación, cada empresa generadora adjudicada suscribe contratos con cada empresa distribuidora a través de un reparto proporcional a la energía ofertada.

En Brasil, la demanda de energía de los usuarios regulados se cubre a través de dos tipos de contratos: los contratos de cantidades energía y los contratos de disponibilidad de energía. En el primer contrato, el generador se compromete a suministrar un determinado volumen de energía y asume el riesgo de desabastecimiento derivado de condiciones hidrológicas adversas y baja afluencia de agua en los embalses, que podría reducir el suministro de la energía contratada. En el segundo contrato, normalmente se aplica a las centrales térmicas, en las que el generador se compromete a tener disponible un determinado nivel de capacidad y el riesgo de la cantidad queda a cargo de la empresa distribuidora. En el mercado brasileño no existen

remuneraciones específicas adicionales a la capacidad de generación (Florez, Gómez, & García, 2006).

En Chile, las licitaciones de energía se basan en principios de neutralidad tecnológica, no discriminación, competencia y eficiencia económica que conllevan a no diferenciar energía nueva de existente. Inicialmente, la conducción de las licitaciones estaba a cargo de las empresas distribuidoras, pero a partir de 2015, esta responsabilidad fue delegada a la Comisión Nacional de Energía. Además, se migró de un esquema de contratación de potencia con energía asociada a uno de energía con potencia asociada que permitió el ingreso de centrales de generación con ERNC con una reducción importante en los precios de la energía. El pago por capacidad se continúa determinando administrativamente.

En ese orden de ideas, se considera prudente revisar los marcos regulatorios de las subastas aplicadas en Brasil y Chile dado que han servido en su oportunidad para formular la reforma que tuvo lugar en Perú en el año 2006 con la Ley 28832. El caso de Chile se torna aún más interesante de revisar dada las similitudes que tiene con el mercado peruano y el tratamiento del pago por capacidad. Ambos casos contribuyen con el objetivo de la tesis de proponer ajustes en el mecanismo de licitaciones de largo plazo.



CAPÍTULO II

LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

2.1 Brasil

2.1.1 Diseño institucional

Dentro de la estructura institucional del mercado eléctrico brasileño, el Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil define el tipo de licitación, la modalidad contractual (energía y disponibilidad) y los plazos contractuales. La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) tiene a su cargo la conducción de las subastas en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) con el objetivo de comprar energía proveniente de centrales de generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólicas y termoeléctricas (gas natural y carbón mineral) para cubrir la demanda de los usuarios regulados en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR)³.

Las empresas de distribución para las cuales se contrata el suministro de electricidad, suscriben Contratos de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEAR).

Para el caso de nuevos emprendimientos de generación, la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tiene a su cargo el registro de proyectos para la subasta.

2.1.2 Principales elementos del diseño de las subastas en Brasil

El objetivo de las subastas es garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica a un precio competitivo que se traduzca en una reducción de las tarifas que pagan los usuarios del ACR.

El mecanismo de subastas se utiliza para contratar toda la energía y potencia requerida en el ACR e incluye los siguientes tipos de subasta:

- Subastas de energía nueva

Tienen por finalidad cubrir el crecimiento de la demanda y son de los tipos A-6 y A-5, es decir, se convocan con una anticipación de 6 y 5 años, respectivamente, para luego dar inicio al suministro. Están destinadas a promover el ingreso de proyectos

³ Dentro del marco de la Ley 10.848 del año 2004.

hidroeléctricos con plazos contractuales de 15 a 30 años. También están las subastas del tipo A-3 que permiten el ingreso de pequeñas centrales térmicas.

- Subastas de energía existente

Son del tipo A-1 y están diseñadas para compensar los desajustes entre las proyecciones de demanda y el consumo real. Estas subastas están dirigidas a generadores cuyas inversiones ya han sido amortizadas e inician al siguiente año de realizada la subasta. Tienen plazos de duración de hasta 2 años.

- Subastas de energía de reserva

Están orientadas a centrales existentes y nuevos emprendimientos de generación y tienen por finalidad incrementar la seguridad de suministro.

- Subastas de fuentes alternativas

Están destinadas a promover el ingreso de proyectos de generación a partir de fuentes alternativas como caña de azúcar y energía eólica, con plazos contractuales de 10 a 30 años. Cabe precisar, que varios de estos emprendimientos se han adjudicado en las Subastas de Energía Nueva.

A continuación, se presenta un resumen de los elementos más importantes contemplados en el diseño de estas subastas.

- Participantes

Las licitaciones son responsabilidad de la Aneel, sin embargo, quienes participan como compradores son las Empresas Distribuidoras para cubrir la demanda de electricidad de sus usuarios regulados en el ACR y por el lado de los vendedores, son las empresas generadoras existentes o empresas con emprendimientos en generación. También pueden participar empresas comercializadoras que realizan importación desde otros países.

- Producto y plazo de los contratos

Contratos de suministro de energía eléctrica con potencia asociada con plazos contractuales de entre 15 y 30 años para centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Para centrales de generación eólica y fotovoltaica, por un plazo de 20 años.

Los contratos se suscriben en moneda local (el Real Brasileño) y los precios se actualizan anualmente sobre la base del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Las modalidades contractuales son las siguientes: a) Contratos por cantidad (contratos de energía) que son contratos del tipo “take or pay” donde el comprador paga un monto en reales por MWh fijo por

la energía contratada y Contratos por disponibilidad que son contratos en los que el comprador paga una cantidad fija en reales por MW y paga a la central de generación por los costos variables de operación cuando se requiere su despacho. Este tipo de contrato es equivalente a una opción de compra de energía en el Mercado de Corto Plazo.

- Fases de la Subasta y Precio Máximo

Hochberg & Poudineh (2018) señalan que históricamente Brasil ha empleado un mecanismo de licitaciones híbrido en dos fases que combina una licitación del tipo reloj descendente y una de sobre cerrado. No obstante, del año 2017 en adelante, el mecanismo de adjudicación de las licitaciones fue perfeccionado. La nueva metodología es una subasta inversa continua que tiene dos fases.

La primera fase corresponde a una licitación del tipo sobre cerrado en la que la ANEEL hace público el precio máximo y a partir de dicha publicación, los postores presentan sus ofertas de precio y cantidad. Las ofertas se ordenan de menor a mayor precio hasta cubrir la demanda de la subasta, luego de lo cual se presentan a los ganadores de esta etapa, “ganadores temporales”, sin dar a conocer los precios ni las cantidades. Los precios y cantidades se mantienen en reserva con la finalidad de promover la competencia.

La segunda fase, es una del tipo reloj descendente en la que los postores que no fueron seleccionados en la primera fase tienen entre 3 y 5 minutos para presentar una oferta que desplace alguna de las ganadoras de la primera etapa. Este proceso que se repite hasta que ningún postor presente una nueva oferta concluyendo con la adjudicación de los ganadores de la licitación. Este mecanismo fue introducido con la finalidad de mitigar el poder de mercado que ejercían los postores en las licitaciones antes de su implementación (Hochberg & Poudineh, 2018).

- Indexaciones

Las ofertas presentadas por los postores están sujetas a la evaluación de sus fórmulas de indexación para la adjudicación.

- Garantías

Los postores deben aportar garantías financieras del orden del 1% del monto de inversión del proyecto.

2.2 Chile

2.2.1 Diseño institucional

En mayo de 2005, se publicó en Chile la Ley 20.018 que tuvo por finalidad promover el ingreso de nuevas centrales de generación para asegurar el suministro de electricidad a precios competitivos utilizando para ello el mecanismo de Licitaciones. Durante los años 2006 y 2007 se realizaron los primeros procesos de licitaciones para cubrir la demanda de los usuarios regulados, procesos que estuvieron a cargo de las empresas distribuidoras.

En enero de 2015, se publicó la Ley 20.805 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos con la finalidad de perfeccionar las licitaciones inicialmente diseñadas con la Ley 20.018. La entidad encargada de implementar estas Licitaciones es la Comisión Nacional de Energía (CNE) a partir de un diseño que contempla la cantidad de energía a licitar, los bloques de suministro, los plazos contractuales y la evaluación de la indexación de los precios en la adjudicación.

Estas Licitaciones están sustentadas en un informe elaborado por la CNE que incluye las proyecciones de demanda realizadas por las empresas distribuidoras y prevé las licitaciones que tendrán lugar en un horizonte de 4 años. Las Distribuidoras tienen la obligación de monitorear y proyectar permanentemente su demanda e informarla a la CNE, de no hacerlo se encuentran sujetas a sanción administrativa. Asimismo, la CNE fija un valor tope de referencia (precio de reserva) para las ofertas que realicen los postores para cada bloque de suministro, el que se mantiene reservado hasta la apertura de las ofertas.

2.2.2 Principales elementos del diseño de las subastas en Chile

A continuación, se presenta un resumen de los elementos más importantes contemplados en el diseño de estas subastas.

Las subastas son del tipo “pay as bid” que dan origen a contratos que suscriben los Licitantes y los Adjudicatarios de la Licitación en cada uno de los puntos de compra. Los precios ofertados son ajustados con el cociente de los factores de modulación de energía del Punto de Compra y del Punto de Oferta. El precio resultante se expresa en dólares de los Estados Unidos de América (USD/MWh).

A continuación, se presenta un resumen de los elementos más importantes contemplados en el diseño de estas subastas.

- Participantes

Las bases son elaboradas por la CNE. Los compradores son las Empresas Distribuidoras y los vendedores son empresas con generación existente y nuevos emprendimientos en generación.

- Producto y plazo de los contratos

El producto son contratos de suministro de energía eléctrica con vigencia de hasta 20 años. No se diferencia generación existente de nueva generación, sin embargo, los plazos contractuales permiten financiar los nuevos emprendimientos.

El suministro de energía se realiza en bloques de suministro que cubren los requerimientos anuales de energía con potencia asociada, la máxima a entregar. Asimismo, estos bloques están compuestos por un componente fijo y uno variable, éste último tiene por finalidad cubrir los incrementos de demanda no previstos al momento de realizar las proyecciones y no puede exceder el 10% del componente fijo. La potencia contratada se paga en función de la máxima demanda registrada en horas punta y corresponde al valor fijado por la CNE en la fijación de precios de nudo (el equivalente al Precio en Barra en el modelo peruano).

La licitación incluye hasta 3 bloques estacionales que cubren las 24 horas del día con los componentes fijo y variable, como se muestra a continuación para la Licitación realizada en 2017.

Tabla 1

Bloques de suministro horario de la Licitación 2017 en Chile

Bloque de suministro	1-A	1-B	1-C
Horas del día	00:00 y 07:59	08:00 y 17:59	18:00 y 22:59

Fuente: CNE (Elaboración propia)

Tabla 2

Energía licitada en la Licitación 2017 en Chile en (GWh)

Componente/Bloque de suministro	1-A	1-B	1-C
Base	1 000	1 473	745
Variable	100	147	75

Fuente: CNE (Elaboración propia)

Las ofertas se realizan en los puntos de entrega previamente establecidos por la CNE y los puntos de compra que corresponden a las barras o nudos contenidos en el decreto de precio de nudo de corto plazo vigentes al momento de realizar la facturación.

Los contratos son bilaterales del tipo financiero ya que el despacho se realiza siguiendo criterios de eficiencia que permiten reducir el costo total de producción del sistema eléctrico en conjunto. No obstante, en caso de no salir despachada una determinada central de generación con contratos adjudicados como resultado de la Licitación, ésta puede comprar la energía en el Mercado de Corto Plazo a efectos de asumir sus compromisos contractuales. Los balances y pagos que resultan de la producción y transferencias de potencia y energía entre generadores están a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y los riesgos de congestión son asumidos por los usuarios regulados. Cualquier modificación de los contratos debe ser aprobada por la CNE.

Los contratos prevén que el inicio del suministro se realice 5 años después de la adjudicación con la finalidad de permitir que los inversionistas puedan obtener el financiamiento necesario para la construcción de las centrales de generación.

Un aspecto relevante de estos contratos es que contienen una cláusula de equilibrio económico financiero que permite reducir los riesgos derivados de cambios importantes en el costo de capital derivados de modificaciones en la estructura tributaria o leyes que impacten en el equilibrio original al momento de adjudicarse el suministro.

En las bases suele preverse que en caso se adjudiquen nuevos emprendimientos de generación, el periodo de carencia puede extenderse hasta por un plazo máximo de 2 años, cuando las causas que lo generen no sean imputables al adjudicatario.

- Precio Máximo

La CNE determina este precio sobre la base de estimaciones de costos eficientes en un acto administrativo de carácter reservado y es aplicable para cada bloque de suministro del periodo licitado. Este mecanismo fue implementado en las licitaciones que tuvieron lugar de 2015 en adelante.

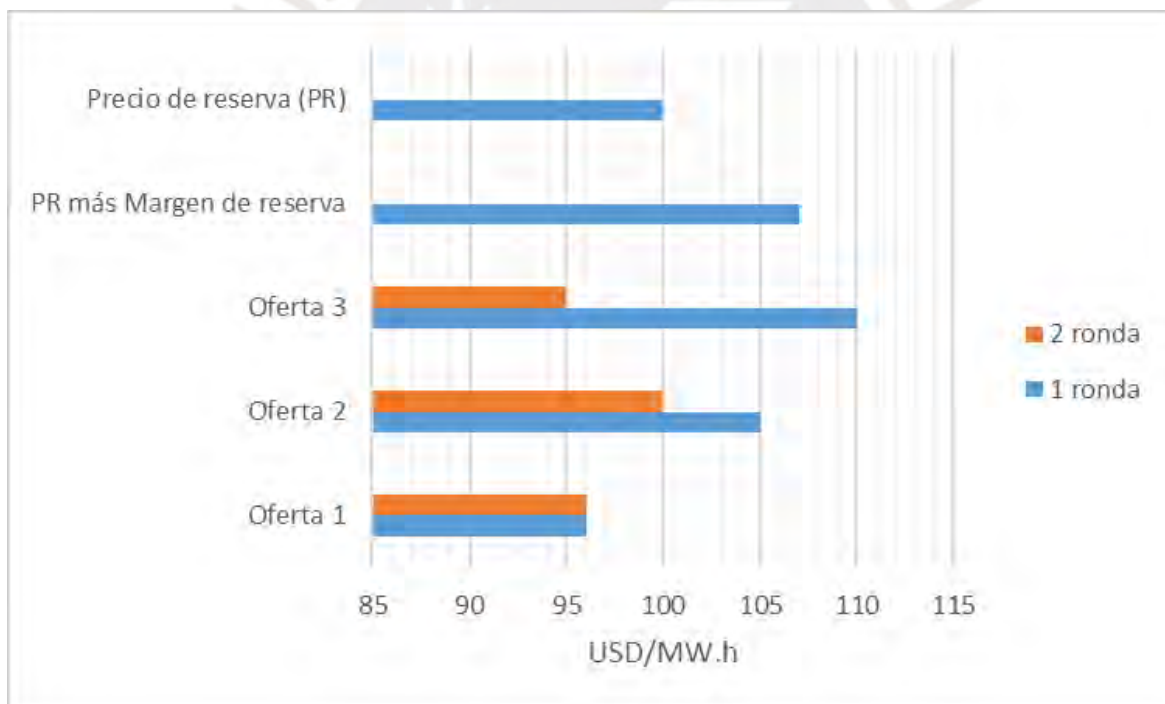
En CNE-Comisión Nacional de Energía (2017) se describe el funcionamiento de este mecanismo en las licitaciones que tuvieron lugar en el año 2015. Además del precio máximo o precio de reserva, se establece un margen de reserva, es decir un porcentaje del precio de reserva sobre dicho precio. Este margen es revelado junto con el precio de reserva,

comunicándole a todos los proponentes la posibilidad de modificar los precios de sus ofertas económicas que se encuentren por encima del precio de reserva de un bloque determinado. Los proponentes con ofertas económicas que superen el precio de reserva, pueden rebajar su oferta al precio de reserva manteniendo los volúmenes de energía ofertados. Por su lado, los proponentes con ofertas económicas con un precio que supera el precio de reserva en un porcentaje mayor al margen de reserva, pueden modificar el precio de su oferta siempre que se rebaje el mismo a un valor del precio de reserva reducido en 3% manteniendo los volúmenes de energía ofertados. Este límite fue incrementado a 5% en la última Licitación de Suministro 2019/1 (Resolución Exenta N° 273 del 26/04/2019).

En el gráfico que se presenta a continuación se muestra gráficamente la aplicación de este mecanismo.

Gráfico 2

Precio de reserva y su efecto en la adjudicación de ofertas



Fuente: CNE (Elaboración propia)

- Indexaciones

Al realizar la evaluación económica de las ofertas, se incluye el efecto de las fórmulas de indexación a lo largo del periodo de suministro. Estas fórmulas son aplicables a los componentes de potencia y energía.

En CNE-Comisión Nacional de Energía (2017) se describe como la CNE decidió aplicar las fórmulas de indexación en la evaluación de las ofertas, al valorar que las expectativas de los postores en dichas fórmulas podrían influir en la evolución del precio adjudicado. La comparación se realiza con los precios nominales que incorporan la indexación de la inflación y el precio de los combustibles en el largo plazo, denominados “precios nivelados”. Para ello, la CNE utiliza para la inflación el índice Consumer Price Index (CPI) publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA y para los combustibles, las proyecciones publicadas por la Agencia de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) en el Annual Energy Outlook y la tasa de descuento aprobada en la Ley General de Servicios Eléctricos (10%).

- Garantías

La CNE no exige garantías de suministro tales como certificados de energía firme. Sin embargo, a requerimiento del Distribuidor o de la CNE, los postores podrían presentar algunas garantías financieras.

2.3 Evaluación comparativa de los mecanismos de licitación utilizados en Brasil y Chile

A continuación, se muestra una evaluación comparativa de los mecanismos de licitación utilizados en Brasil y Chile sobre la base de los siguientes elementos de diseño.

2.3.1 La centralización de las licitaciones y la responsabilidad de su conducción

El grado de centralización que tenga un proceso de licitación es determinante para obtener precios eficientes porque permiten la agregación de la demanda de varias empresas distribuidoras.

Moreno, R., et al. (2010), señala que cuando se decide agregar la demanda en los procesos de licitación, el grado de centralización puede producir resultados diferentes dependiendo del diseño de la licitación y la estrategia de los participantes. Explica que, en presencia de contratos estandarizados, es posible agregar toda la demanda en un solo bloque lo que limita el comportamiento estratégico de los postores. Por otro lado, cuando se trata de contratos no estandarizados, con diferentes periodos y condiciones de suministro, los postores pueden tener preferencias por contratos específicos que dependiendo del nivel de competencia pueden revelar precios más económicos frente a otros que pueden resultar menos económicos. Estas preferencias pueden estar relacionadas con la calidad de pago del distribuidor, la integración

vertical entre distribuidores y generadores, la estimación de la demanda y las modalidades de contratación.

Respecto de las ventajas de optar por una licitación con mayor grado de centralización, la realización de licitaciones de manera simultánea, coordinada y centralizada en Brasil han contribuido a mitigar el poder de ejercicio de poder de mercado (Arellano & Serra, 2009). Por otra parte, un menor grado de centralización puede conllevar a que no toda la demanda se adjudique lo que daría espacio a nuevas licitaciones, pero por menores cantidades, situación que podría propiciar el comportamiento colusivo de los postores mitigando en menor medida el poder de mercado que estos pueden ejercer. Otra ventaja de optar por un proceso centralizado es que, al agregar la demanda en un gran bloque, se atrae el interés de una mayor cantidad de postores, situación que beneficia a los usuarios, que pueden acceder a menores precios, y a las empresas distribuidoras, que, por su tamaño, no estarían en la capacidad de atraer ofertas. Otro aspecto a favor de centralizar las licitaciones se soporta en el hecho de que las mismas no solo tienen por objetivo garantizar el suministro de energía con centrales existentes, sino atraer nuevas inversiones que contribuyan a garantizar la adecuación del suministro eléctrico en su conjunto, situación que no está alineada con el rol de los distribuidores.

En Chile, con la reforma del año 2005, las licitaciones estaban a cargo de las distribuidoras y se realizaban de manera conjunta. Posteriormente, con la reforma del año 2015, estas licitaciones son diseñadas, coordinadas y dirigidas por la CNE, similar al caso de Brasil que también sigue un esquema centralizado. Esta decisión se tomó luego de que regulador verificará que las proyecciones de demanda realizadas por las distribuidoras eran demasiado optimistas y que las mismas generaban condiciones para la sobrecontratación en un contexto oligopólico del parque generador.

En ese orden de ideas, para la propuesta de mejora en el caso peruano se recomienda que las licitaciones se realicen de manera centralizada bajo la dirección del regulador.

2.3.2 Productos licitados, periodos de carencia y duración de los contratos

En Brasil, una de las condiciones para asegurar la confiabilidad del suministro es que la totalidad de la demanda se encuentre contratada y respaldada por Certificados de Energía Firme (FEC, por sus siglas en inglés). Estos certificados son acreditados por el Ministerio de Energía y Minas (MME), son negociables durante la vigencia de los contratos y reflejan la capacidad de producción en condiciones de estrés del sistema eléctrico generadas por poca afluencia del

agua para las centrales hidroeléctricas y por la indisponibilidad de las centrales térmicas producidas por mantenimientos y fallas de operación.

En Brasil, el producto corresponde a un contrato de suministro que resulta de las licitaciones realizadas por la ANEEL con la finalidad de contratar energía proveniente de centrales existentes y nuevos emprendimientos en generación. Los contratos tienen una duración de hasta 20 años y dada la diferenciación de los tipos de licitaciones, promueven directamente el ingreso de nueva capacidad que en el caso de las energías renovables no convencionales está estrechamente relacionado con los Contratos de Cantidad de Energía.

En Chile, el producto corresponde a un contrato de suministro que resulta de las licitaciones realizadas por la CNE, sin hacer diferencias en la contratación a partir de centrales existentes y nuevos emprendimientos de generación. Esto responde a una decisión de política del gobierno que se sustenta en los principios de neutralidad tecnológica, no discriminación, competencia y eficiencia económica.

Los proyectos de generación que utilizan ERNC, en especial, la solar fotovoltaica y eólica, compiten en las licitaciones de largo plazo en la modalidad de contratación de energía con potencia asociada a través de los denominados bloques horarios. Los contratos tienen una duración de hasta 20 años y los periodos de carencia son diferentes dependiendo del objetivo de la licitación. A continuación, se presentan las diversas combinaciones de plazos de carencia y duración de los contratos.

Tabla 3

Periodos de carencia y duración de los contratos en Chile

Objetivo de la licitación	Periodo de carencia (años)	Duración del contrato (años)
Reducir precios y promover el ingreso de nuevas centrales de generación	5	20
Resolver problemas de ajuste de la demanda y la oferta contratada	3	15
Resolver problemas coyunturales	1	4
Resolver desajustes entre los consumos realizados y la estimación de la demanda.	1	1

Fuente: Ley 20.805 (Elaboración propia)

En Chile, también existen también licitaciones de corto plazo cuyos periodos de carencia y duración de los contratos son potestad de la CNE.

Tanto en Brasil como en Chile, el mecanismo de licitaciones tiene por objetivo garantizar el suministro de energía de largo plazo a través de contratos con duraciones de hasta 20 años, cuyos periodos de carencia promueven el ingreso de nueva capacidad. En ambos casos, las diferencias entre los montos contratados y la energía producida se liquidan en el Mercado de Corto Plazo.

En estos países existe un tratamiento diferenciado para los pagos por capacidad. En Brasil, la regulación no contempla un reconocimiento del mismo, por lo que dicho componente esta interiorizado en la oferta de energía firme que realiza el postor. Por otro lado, en Chile sí hay un pago por potencia en horas de punta que solo puede ser facturado por los suministradores cuyos bloques contratados suministran energía durante las horas de punta del sistema eléctrico.

En ese orden de ideas, para la propuesta de mejora en el caso peruano se evalúa implementar una modalidad de contratación diferente a la de potencia con energía asociada, asimismo, se realiza una evaluación de los plazos de carencia contemplados en la ley 28832 con la finalidad de determinar si son suficientes para atraer nuevas inversiones.

2.3.3 Precio de reserva y su revelación

Las experiencias de Brasil y Chile muestran diferentes mecanismos de adjudicación para las licitaciones, en las cuales el precio de reserva influye de modo diferente. En ambos casos, el precio de reserva tiene por finalidad disminuir la posibilidad de que los postores puedan ejercer poder de mercado en las licitaciones que conlleven a precios que no sean eficientes.

En ese orden de ideas, para la propuesta de mejora en el caso peruano se evalúa la metodología implementada en el caso de Chile.

2.3.4 Las ofertas y sus fórmulas de indexación

Evaluar el efecto de la indexación en los precios ofertados por los postores es relevante porque la expectativa de riesgo que estos tienen de la evolución de los índices macroeconómicos y del precio de los combustibles puede generar precios elevados en el largo plazo.

Tanto Brasil como Chile incorporan la evaluación de las fórmulas de actualización al momento de adjudicar ofertas en las licitaciones.

Sí bien en los países analizados y en general en Latinoamérica, los gobiernos implementan a través de sus bancos centrales políticas orientadas a preservar la credibilidad crediticia de la política monetaria y mantener las expectativas de inflación ancladas, la variación de los índices inflacionarios y del precio de los combustibles durante los últimos años ha generado reajustes tarifarios en Perú.

En ese orden de ideas, para la propuesta de mejora en el caso peruano se evalúa la incorporación de las fórmulas de indexación en la adjudicación de las ofertas.

2.3.5 Restricciones de las líneas de transmisión

Una señal correcta de los costos de transmisión es de gran importancia en la selección de los proyectos de generación más económicos, por tanto, la incorporación de estas señales impacta directamente en el diseño de las licitaciones.

En Chile, cuando se adjudica un contrato, se especifica la barra en la cual se realizará la entrega de energía, mientras que, en Brasil, las licitaciones se realizan sin indicar el punto de entrega, estableciéndose un precio único por la energía y las señales de ubicación están dadas por los cargos de transmisión.

Nótese que la diferencia entre uno y otro sistema depende de los arreglos en el sistema de transmisión, que en Chile están basados en sistema de precios marginales localizados y en Brasil, en un sistema de precios marginales zonales.

En ese orden de ideas, para la propuesta de mejora en el caso peruano se evalúa la incorporación de precios marginales localizados.

En el Capítulo III, luego de la revisión de la experiencia peruana, se presenta una tabla que muestra la comparación de los mecanismos de licitaciones de Brasil, Chile y Perú. Esta comparación permite identificar aquellos elementos que se han perfeccionado en los dos primeros países a efectos de evaluar su incorporación al mecanismo peruano.

2.4 Precios de las licitaciones en Brasil y Chile

Hochberg & Poudineh (2018) documentan los precios promedio por tecnología que resultaron de las licitaciones realizadas en Brasil entre los años 2004 y 2017. Con esta información y con la contenida en CCEE-Cámara de Comercialización de Energía (2021) se ha elaborado el siguiente cuadro, en el que se puede apreciar una reducción en los precios de las tecnologías solar fotovoltaica, eólica y biomasa.

Tabla 4*Precios promedio por tecnología en Brasil entre 2005 y 2021 (en USD/MWh)*

Tecnología	2004-2017	2005-2021
Gas natural	No disponible	53,19
Hidroeléctrica	46,87	46,46
Solar fotovoltaica	93,96	27,76
Eólica	52,62	32,02
Biomasa	69,27	50,09

Fuente: Hochberg & Poudineh (2018) y CCEE (2021). Elaboración propia

Se observa una reducción del orden del 28% en los precios medios obtenidos en las licitaciones entre los años 2017 y 2021. Cabe precisar que en la Licitación N° 35, de la cual se han obtenido la información de precios, se cubrió toda la energía licitada.

Respecto de los precios medios de las licitaciones de energía obtenidos en Chile, se ha utilizado para la Licitación 2015/01 y 2015/02, la información contenida en el documento CNE-Comisión Nacional de Energía (2017); para la Licitación 2017/01, la información de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento – ACERA (2019) y para la Licitación 2021/01, la información de CNE-Comisión Nacional de Energía (2021).

Tabla 5*Precios promedio por tecnología en Chile en las licitaciones (en USD/MWh)*

Tecnología	2015/01	2017/01	2021/01
Generación existente (GE)	50,70	54,00	-
Hidroeléctrica	71,00	-	-
Solar fotovoltaica	29,10	32,10	26,80
Solar fotovoltaica Hídrico	38,10	-	21,28
Solar fotovoltaica Eólico	54,90	34,70	31,43
Solar fotovoltaica Almacenamiento	-	-	14,84
Eólica	41,10	-	25,20
Promedio sin GE	47,59	32,50	23,78

Fuente: CNE (2017), ACERA (2019) y CNE (2021). Elaboración propia

Se observa una reducción del orden del 27% en los precios obtenidos en la licitación del año 2021 respecto de la realizada en el año 2017. Cabe precisar que en la Licitación 2021/01 se cubrió toda la energía licitada.

SEGUNDA PARTE: IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

CAPÍTULO III

LAS LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN PERÚ

En esta sección se realiza una evaluación del desempeño de las licitaciones llevadas a cabo en el Perú en el marco de la Ley 28832 y a partir de una comparación con las características de las licitaciones realizadas en Brasil y Chile se identifican puntos críticos que permitan realizar una propuesta de mejora para las licitaciones que se realicen en los próximos años.

3.1 La Ley de Concesiones Eléctricas y los Precios en Barra

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) del año 1992 marca el hito principal de la reforma del sector eléctrico peruano. Antes de la emisión de la LCE, la industria eléctrica estaba caracterizada por niveles casi nulos de inversión en infraestructura derivados en buena parte de la ausencia de tarifas adecuadas que promovieran nuevas inversiones. Con la LCE, se inicia un proceso de reestructuración del monopolio estatal integrado verticalmente con la finalidad de promover inversión privada en toda la cadena de suministro, generando competencia en los segmentos de generación y comercialización, brindando libre acceso a las redes de transmisión.

En la LCE se estableció que los precios de la potencia y energía que podían transar como máximo generadores y distribuidores para el suministro a los usuarios regulados del servicio público de electricidad era el Precio en Barra. Este precio inicialmente se fijaba cada 6 meses, 2 veces al año, y reflejaban las condiciones de escasez o abundancia del agua de los embalses que dependía de los ciclos hidrológicos propios de la oferta de generación con un horizonte de 48 meses para la estimación de los costos marginales. A partir de 2004, la fijación del Precio en Barra se realiza anualmente y utiliza un horizonte de simulación de 36 meses, 12 con información histórica y 24 de estimaciones futuras.

Desde el año 2003, algunas empresas distribuidoras experimentaron problemas para renovar los contratos de suministro de energía que tenían suscritos con las empresas generadoras. En esa coyuntura, tres empresas de distribución estatales se encontraron retirando energía del SEIN sin el respaldo de un contrato por una cantidad de 105,8 MW, la misma que representaba

en aquel momento el 5% de la máxima demanda de las distribuidoras, registrándose costos marginales promedios de hasta 108 USD/MWh (Dammert, Gallardo, & García, 2005).

Efectivamente, en el año 2004, a raíz de una fuerte sequía, los costos marginales se incrementaron significativamente por encima de los precios de los contratos suscritos entre generadores y distribuidores, situación que originó la ruptura de la cadena de pagos y la decisión de un grupo importante de generadores de no renovar los contratos existentes. En el siguiente gráfico se puede observar como durante el año 2004, los costos marginales superaban largamente los precios regulados.

Gráfico 3

Precios regulados y costos marginales, periodo 1994-2008



Fuente: COES

Una situación similar ocurrió entre 2004 y 2005 en Chile, que tenía el mismo concepto de tarifa en barra. En este caso, el precio spot de la energía estuvo sujeto a las restricciones del gas argentino, que influyeron notablemente en la reducción de los incentivos a contratar.

La tesis de García (2008) refiere que el gobierno peruano optó por implementar algunas de las medidas de Libro Blanco que contenía el “Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, destinadas a solucionar el problema de los contratos de suministro mediante la realización de licitaciones con precios firmes que correspondían a las ofertas realizadas por los postores, las mismas que no podían ser modificadas por el Regulador.

El Libro Blanco fue elaborado por la Comisión MEM-OSINERG creada por Ley 28447 (Comisión MEM-OSINERG, 2005).

Como resultado de esta coyuntura, se observó que el Precio en Barra no recogía adecuadamente las señales de escasez del Mercado de Corto Plazo y que los precios de los contratos no eran suficientes para incentivar nuevas inversiones, por lo que era necesario realizar una nueva reforma del sector eléctrico. Esta reforma tuvo lugar con la publicación de la Ley 28832 “Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.

3.2 La Ley 28832 y los Precios Firmes resultantes de los procesos de licitación

En el año 2006, se publicó la Ley 28832 “Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” (en adelante Ley 28832) con la que se realizó la segunda reforma del sector eléctrico peruano. Esta ley tiene por finalidad promover la competencia efectiva en el segmento de generación, asegurar la suficiencia de generación eficiente y reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado.

La Ley 28832 introdujo importantes cambios en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) que incluyen:

- a) La fijación de los precios de la electricidad a partir de la suscripción de contratos de largo plazo, adjudicados previamente a través de un mecanismo de Licitaciones que permite asegurar el suministro de los Usuarios Regulados a Precios Firmes⁴.
- b) La regulación del segmento de transmisión. A diferencia de lo que se establecía en la LCE sobre la inclusión del efecto de las pérdidas eléctricas en la estimación de los costos marginales, con la Ley 28832 se incorpora el efecto de la congestión en la capacidad de transmisión eléctrica con la finalidad de brindar una señal de precios que promueva el ingreso de nuevos emprendimientos de generación de manera localizada.
- c) La administración y funcionamiento del mercado eléctrico.

⁴ La Ley 28832 define como Precios Firmes a aquellos que corresponden a los precios de energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.

Las licitaciones implementadas en la Ley 28832 tenían por finalidad promover la entrada de nueva generación o por lo menos brindar los incentivos para que dicha entrada sea posible en un entorno de competencia por el mercado (Camac, Espinoza, & Ormeño, 2006).

García (2006) señala que el esquema de licitaciones es utilizado en países como Brasil, Francia y México y ha probado ser exitoso en la atracción de inversiones. Asimismo, precisa que en estos países el proceso de reforma del sector eléctrico aún se encuentra en una etapa intermedia que podría considerarse equivalente a un esquema de Comprador Único, en el cual el Estado asume un rol planificador, de manera que las compras de capacidad proceden de forma centralizada. En Perú, las licitaciones son de responsabilidad de las empresas distribuidoras, no obstante, que la proyección de la demanda y las bases se encuentran sujetas a la aprobación del regulador.

Ramos & Salinas (2015) hacen una evaluación de las licitaciones entre empresas generadoras y distribuidoras en el mercado mayorista regulado del sector eléctrico que muestra las diferencias entre los precios que resultaron de las licitaciones realizadas en el marco de la Ley 28832 y los precios en barra determinados por Osinergmin sobre la base de la aplicación del Decreto de Urgencia 049-2008, con información hasta el año 2012.

En el presente trabajo de tesis, se realiza una evaluación del desempeño de las licitaciones realizadas en el marco de la Ley 28832, se revisan los resultados de las licitaciones realizadas por ProInversión con información hasta el año 2015 y se toma en consideración las licitaciones que promovieron el ingreso de centrales que utilizan ERNC en Chile y Brasil con la finalidad de realizar una propuesta de mejora en el mecanismo actual de licitaciones orientada a promover el ingreso de este tipo de generación en las próximas licitaciones que tendrán lugar en Perú.

3.2.1 Descripción del mecanismo de licitaciones

La Ley 28832 contempla dos tipos de licitaciones. Las Licitaciones de Largo Plazo que tienen por objetivo promover el ingreso de nuevos proyectos de generación eléctrica que garanticen el suministro de electricidad durante la vigencia de los contratos y las Licitaciones de Corto Plazo, que buscan incorporar las señales de escasez o abundancia que pueden tener lugar en el mercado de corto plazo.

A continuación, se presenta un cuadro resumen de las modalidades de contratación.

Tabla 6*Modalidades de contratación según la Ley 28832*

Modalidad	Plazo contractual	Anticipación de los contratación	Cantidad a contratar
Largo plazo	Hasta 20 años	Anticipada de al menos 3 años	No indica
	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25% de demanda total de sus Usuarios Regulados
Corto plazo	Lo define Osinergmin	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10% de demanda total de sus Usuarios Regulados

Fuente: Ley 28832 (Elaboración propia)

Estas modalidades de contratación se encuentran sujetas a límites en cuanto al plazo contractual, la anticipación de la contratación respecto del inicio del suministro y la cantidad a contratar.

De acuerdo con el numeral 4.1 de la Ley N° 28832 son llevadas a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

En este nuevo contexto, Osinergmin pasó de ser una entidad encargada de la regulación de precios a un regulador de conductas en el proceso para determinar los precios, buscando el abastecimiento de los usuarios regulados al menor precio.

La adopción del mecanismo de licitaciones no eliminó el cálculo administrativo de las tarifas en barra. De modo tal, que los generadores están habilitados para contratar con los distribuidores de dos modos: el primero, a través de contratos bilaterales cuyos precios no excedan el umbral de Precios en Barra, fijado administrativamente por el regulador y; el segundo, a través del proceso de licitaciones establecido por la Ley N° 28832.

El mecanismo de licitaciones fue implementado en dos etapas.

La primera, que abarcó el periodo comprendido entre los años 2006 y 2009, fue una etapa transitoria que busco cubrir el déficit de oferta generado por la falta de contratos que dio lugar a la crisis del año 2004. Durante esta etapa, la duración de los contratos no debía exceder los

5 años y la entrada en funcionamiento de dichos proyectos debía realizarse en un plazo no mayor de 3 años. El tipo de Licitación seleccionado para llevar a cabo estos procesos era del tipo de sobre cerrado de primer precio, en el que los generadores podían realizar ofertas sobre la base de cantidades mensuales, que no decrecieran en el tiempo, y cuyos precios se determinaban también mensualmente.

La segunda etapa, se aplica para las licitaciones que tuvieron lugar de 2009 en adelante y son aplicables los siguientes principios básicos:

- a) Los Distribuidores convocan los procesos de licitación que incluyen la proyección de la demanda a ser contratada y el tipo de subasta, sin embargo, el proceso está sujeto a la aprobación y supervisión del Osinergmin. Esta licitación es del tipo sobre cerrado.
- b) Las Licitaciones se realizan con una anticipación mínima de tres años y luego de la adjudicación, suscriben contratos cuya duración no debería ser menor de 5 años ni mayor de 20 años para los contratos de largo plazo. En el caso de los contratos de corto plazo, la vigencia de los mismos es definida por Osinergmin.
- c) La presentación de ofertas es en sobre cerrado bajo la modalidad “pay as bid” donde cada postor cobra el valor ofertado.
- d) Los Distribuidores pueden agregar sus demandas para participar conjuntamente en un mismo proceso de licitación. Los usuarios libres pueden solicitar la incorporación de su demanda en los procesos de licitación convocados por las distribuidoras.
- e) Osinergmin establece un precio máximo para cada licitación, es decir un precio de reserva, por encima del cual no se aceptan las ofertas propuestas por los postores. Este nivel de referencia se revela solo si no se cubre toda la demanda o por lo menos una de las propuestas exceden dicho precio. En el caso de ocurrir la situación descrita, se convoca a una nueva licitación. No hay restricciones para participar en una nueva invitación para el nuevo proceso. Asimismo, si una empresa participa en la primera invitación, no está obligada a participar en la siguiente convocatoria. La idea de establecer un precio máximo tenía por objetivo proteger a los usuarios regulados de precios excesivos que podrían resultar como consecuencia del nivel de composición de empresas de generación.
- f) El producto adjudicado es un contrato que incluye la demanda, la cual está asociada tanto a la energía en punta como en fuera de punta, dos (2) bloques horarios. Los requerimientos de energía tienen dos componentes: una parte fija mínima y una

variable, esta última es opcional y puede ser requerida por el distribuidor hasta el 20% de la parte fija. La parte fija es del tipo take or pay, mientras que la variable se paga solamente cuando es requerida.

- g) El precio de la potencia se fija administrativamente y corresponde al de la fijación de los Precios en Barra.
- h) Los precios de los contratos adjudicados por la componente de energía están sujetos a fórmulas de actualización que contribuyen a mantener su valor real durante la vigencia de los mismos y sirven, a su vez, de referencia para la fijación de los Precios en Barra, los cuales no pueden exceder del 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. No se evalúan los efectos de la indexación al momento de realizar la adjudicación.
- i) Se aceptan ofertas hasta cubrir el total del requerimiento de energía fija o hasta que no haya más ofertas.
- j) La aplicación de un factor de descuento para nuevos proyectos hidroeléctricos cuya finalidad es comparar sus ofertas con los precios de energía ofertada por otros postores. Si bien se busca reconocer los costos de inversión de las centrales hidroeléctricas frente a los proyectos térmicos, los pagos que recibe el generador son los que se adjudica en la licitación y corresponden al precio de sus ofertas.

Respecto de la aplicación del factor de descuento para nuevos proyectos hidroeléctricos, Batlle, Barroso, & Echevarría (2012) señalan que en el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad se han establecido los criterios que rigen para determinar este factor de descuento, dentro de los que se cuentan: (i) El precio monómico a nivel de generación vigente, (ii) los costos eficientes de inversión, la tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la LCE, un periodo comercial de 30 años, así como los costos de operación y mantenimiento; y (ii) el factor de descuento no debe ser mayor a uno (1).

3.2.2 Licitaciones realizadas entre los años 2006 y 2009

Durante la etapa de transición prevista en la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832, entre los años 2006 y 2009 se llevaron a cabo varios procesos licitatorios con una anticipación menor a 3 años para cubrir la totalidad de la demanda no contratada de sus usuarios regulados con contratos cuya vigencia no podía ser mayor de 5 años. Las ofertas fueron realizadas por operadores de centrales de generación existentes o aquellas que se encontraban en construcción, sobre la base de ofertas: precio – cantidad, sin límite por proceso.

En las siguientes tablas se presenta un resumen de los resultados de los procesos de licitación en el marco de la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832.

Tabla 7

Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2006

Licitación	Convocatoria	Fecha de adjudicación	Cobertura	Precio medio (ctm S//kWh)	Precio de reserva (ctm S//kWh)
Distriluz y Electro Sur	1	18/12/2006	99,20%	9,11	Revelado
Luz del Sur y Electro Sur Medio	1	18/12/2006	70,30%	9,11	Revelado
	2	16/03/2007	Desierto	-	No revelado
		Total	70,30%	-	-

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Tabla 8

Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2007

Licitación	Convocatoria	Fecha de adjudicación	Cobertura	Precio medio (ctm S//kWh)	Precio de reserva (ctm S//kWh)
Edelnor y Luz del Sur	1	6/09/2007	66,70%	10,31	Revelado
	2	18/11/2007	13,10%	10,51	Revelado
	3	6/12/2007	Desierto	-	Revelado
	4	27/12/2007	15,80%	10,27	Revelado
	5	28/02/2008	3,50%	9,62	Revelado
	6	31/03/2008	0,90%	9,52	No revelado
	-	Total	100%	10,3	-
Luz del Sur y Electro Sur Medio	1	13/12/2007	74,30%	10,29	No revelado
	1	27/12/2007	Desierto	-	No revelado
Coelvisac	2	12/02/2008	Desierto	-	No revelado
	3	8/04/2008	Desierto	-	No revelado
	4	9/05/2008	Desierto	-	No revelado
	5	30/05/2008	Desierto	-	No revelado

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Tabla 9*Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2008*

Licitación	Convocatoria	Fecha de adjudicación	Cobertura	Precio medio (ctm S./kWh)	Precio de reserva (ctm S./kWh)
Hidrandina, Electronoroeste, Electrocentro y Electro Ucayali	1	04/01/2008	Desierto	-	No revelado
	2	28/02/2008	Desierto	-	No revelado
	3	31/03/2008	19,10%	9,93	No revelado
	4	30/04/2008	3,30%	10,13	Revelado
	-	Total	22,40%	9,96	-
Electro Sur Este, Seal, Electrosur y Electro Puno	1	04/01/2008	Desierto	-	No revelado
	2	31/03/2008	Desierto	-	No revelado
	3	28/04/2008	Desierto	-	No revelado
Electro Sur Medio	1	24/10/2008	Desierto	-	No revelado
	2	01/12/2008	Desierto	-	No revelado
	3	12/01/2009	Desierto	-	No revelado
Luz del Sur	1	22/10/2008	30%	12,87	Revelado
	2	12/12/2008	Desierto	-	No revelado
	-	Total	30%	12,87	-

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Tabla 10*Licitaciones de la cuarta disposición transitoria de la Ley 28832-Año 2009*

Licitación	Convocatoria	Fecha de adjudicación	Cobertura	Precio medio (ctm S./kWh)	Precio de reserva (ctm S./kWh)
Distriluz, Seal, Electrosureste y Electro Puno	1	30/01/2009	Desierto	-	Revelado
	2	27/02/2009	8,10%	11,44	Revelado
	-	Total	8,10%	11,44	-
Edelnor	1	26/03/2009	Desierto	-	Revelado

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Los resultados fueron mixtos. Algunos procesos tuvieron un bajo nivel de cobertura y otros fueron declarados desiertos por lo que fue necesario volver a invitar a los postores a un nuevo proceso licitatorio con la consecuente revelación del precio de reserva en más de una oportunidad.

La revelación del precio de reserva respondía al diseño del producto. Los postores podían ofertar bloques de energía sin restricciones en su tamaño, de modo tal que en varias

oportunidades se ofertaron bloques pequeños con precios altos con el objetivo de revelar el precio de reserva.

En la Licitación Edelnor-Luz del Sur del año 2007, de las seis (6) convocatorias, en cinco (5) de ellas se reveló el Precio de Reserva.

3.2.3 Licitaciones realizadas entre los años 2009 y 2015

Del año 2009 en adelante, se realizaron licitaciones del régimen general de la Ley 28832.

Estas licitaciones se realizaron con una anticipación mayor de 3 años y se suscribieron contratos con plazos de vigencia entre 8 y 12 años. La revelación del precio de reserva fue menos frecuente que en las licitaciones realizadas en el marco de la Cuarta Disposición Transitoria de la Ley 28832 y los niveles de cobertura alcanzaron el 100%, salvo dos procesos en los que se registró un 95% de cobertura.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de las licitaciones, en términos de cobertura, precio de la adjudicación y precio de reserva.

Tabla 11

Licitaciones en el marco del régimen general de la Ley 28832

Año	Licitación	Convocatoria	Fecha de adjudicación	Cobertura	Precio medio (ctm S/./kWh)	Precio de reserva (ctm S/./kWh)
2009	Licitación Edelnor ED-01-2009-LP:2014-2021 (8 años)	1	14/04/2010	100%	11,12	No revelado
	Licitación Edelnor ED-02-2009-LP:2014-2023 (10 años)	1	14/04/2010	100%	11,68	No revelado
	Licitación Edelnor ED-03-2009-LP:2014-2025 (12 años)	1	14/04/2010	95%	12,17	12,50
		2	2/09/2010	100%	10,01	No revelado
	Licitación Distriluz: 2013-2022 (10 años)	1	14/04/2010	95%	11,51	12,80
		2	2/09/2010	100%	11,21	No revelado
2010	Licitación Luz del Sur-01-2010-LP: 2014-2021 (8años)	1	18/11/2010	100%	10,95	No revelado
	Licitación Electro Dunas-01-2010-LP: 2014-2018 (4 años y 11 meses)	1	21/02/2011	100%	11,19	No revelado
2011	Licitación Luz del Sur-01-2011-LP: 2018-2027 (10 años)	1	15/12/2011	100%	11,59	11,67
		2	1/06/2012	100%	11,09	No revelado
2012	Licitación Edelnor-01-2012-LP: 2016-2027 (12 años)	1	17/12/2012	100%	11,10	No revelado

Año	Licitación	Convocatoria	Fecha de adjudicación	Cobertura	Precio medio (ctm S./kWh)	Precio de reserva (ctm S./kWh)
2015	Licitación Edelnor-01-2015-LP:2022-2031 (10 años)	1	21/12/2015	100%	11,06	No revelado

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

A continuación, se presenta una evaluación del desempeño de estas licitaciones.

- Postores y Potencia Adjudicada

En las licitaciones realizadas en el marco del Régimen General de la Ley 28832 se adjudicaron 4 633 MW con un número considerable de postores. En la tabla que se muestra a continuación se presentan los postores y la potencia adjudicada en cada una de las licitaciones.

Tabla 12

Postores y potencia adjudicada en las licitaciones de largo plazo

Año	Licitación	Postores adjudicados	Potencia Adjudicada (MW)
2009	Licitación Edelnor ED-01-2009-LP:2014-2021 (8 años)	Electroperú, Enersur, Kallpa Generación, Termochilca, Edegel, Chinango y Egasa	1213
2009	Licitación Edelnor ED-02-2009-LP:2014-2023 (10 años)	Edegel, Chinango, Kallpa Generación, Enersur, Eepsa y Egasa	662
2009	Licitación Edelnor ED-03-2009-LP:2014-2025 (12 años)	Edegel, Chinango, Eepsa, Chinango, Egasa y SN Power	650
2009	Licitación Distriluz: 2013-2022 (10 años)	Electroperú, SDF Energía, Egenor, Termoselva, Celepsa, Egemsa y Enersur	558
2010	Licitación Luz del Sur-01-2010-LP: 2014-2021 (8años)	Minera Corona, Fenix Power, Egenor, Termoselva, Egasa, Egesur y San Gabán	670
2010	Licitación Electro Dunas-01-2010-LP: 2014-2018 (4 años y 11 meses)	Electrica Machupicchu	30
2011	Licitación Luz del Sur-01-2011-LP: 2018-2027 (10 años)	Cerro del Aguila, Celepsa, Egesur, Enersur, Fenix Power y Enersur	388
2012	Licitación Edelnor-01-2012-LP: 2016-2027 (12 años)	Eepsa, Ege Junin, Edegel, Fenix Power y Kallpa Generación	161
2015	Licitación Edelnor-01-2015-LP:2022-2031 (10 años)	Hidroeléctrica Maraón, Celepsa, San Gabán, Electro Perú, Edegel, Eepsa, SDF Energía y Cerro del Aguila	300

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

De los 4 633 MW adjudicados, 1 164 MW corresponden a nuevas centrales de generación.

En Osinergmin. (2021), se documentan los proyectos nuevos de generación que entraron en operación comercial como resultado de las licitaciones de largo plazo realizadas en el marco de la Ley 28832.

Se observan dos tipos de tecnologías. La hidroeléctrica dentro de las que se cuentan, la Central Hidroeléctrica de Quitaracsa (112 MW) y la Central Hidroeléctrica Cerro del Aguila (202 MW) y, la térmicas de ciclo combinado, dentro de las que se cuentan Termochilca (184 MW), Kallpa (280 MW) y Chilca Fénix (317 MW y 50 MW).

En la siguiente tabla se presenta información sobre los nuevos emprendimientos de generación en términos de la tecnología utilizada, la potencia adjudicada y la fecha de puesta en operación comercial.

Tabla 13

Nuevos emprendimientos en generación de las licitaciones de largo plazo

Año	Central	Tecnología	Potencia Adjudicada (MW)	Puesta de Operación Comercial
2009	Quitaracsa	Hidroeléctrica	112	2015
2009	Termochilca	Térmica de ciclo combinado	184	2014
2009	Kallpa	Térmica de ciclo combinado	280	2012
2010	Chilca Fénix	Térmica de ciclo combinado	317	2014
2011	Cerro del Aguila	Hidroeléctrica	202	2016
2011	Chilca Fénix	Térmica de ciclo combinado	50	2014
2015	Marañón	Hidroeléctrica	18,4	2017

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

- Precio de reserva, precio de las ofertas y cobertura

Posteriormente en el año 2009, en las licitaciones realizadas en el marco del Régimen General de la Ley 28832 se observa una menor revelación del Precio de Reserva.

Ormeño (2010) señala que este precio máximo no era un valor fácilmente predecible dado que el mismo se fijaba para las condiciones de suministro de la demanda que se encontraban en la licitación, no siendo este un bloque preestablecido, sino que correspondía a una demanda variable que tenía la forma remanente de la demanda después de haber adjudicado la buena pro de la convocatoria previa.

A partir del año 2012, se observan resultados más firmes en el sentido que no fue necesario revelar el Precio de Reserva en la Licitación Edelnor-01-2012-LP: 2016-2027 y en la Licitación Edelnor-01-2015-LP: 2022-2031, en esta última licitación se alcanzó un valor de 32,70 USD/MWh.

En la siguiente tabla se muestran los precios medios de la energía adjudicada en las licitaciones realizadas en el marco general de la Ley 28832.

Tabla 14

Precio medio de la energía adjudicada en las licitaciones de largo plazo

Licitación	Año	Precio medio de la energía (USD/MWh)
Licitación Edelnor ED-01-2009-LP:2014-2021 (8 años)	2009	39,06
Licitación Edelnor ED-02-2009-LP:2014-2023 (10 años)	2009	39,06
Licitación Edelnor ED-03-2009-LP:2014-2025 (12 años)	2009	39,06
Licitación Distriluz: 2013-2022 (10 años)	2009	39,06
Licitación Luz del Sur-01-2010-LP: 2014-2021 (8años)	2010	39,16
Licitación Electro Dunas-01-2010-LP: 2014-2018 (4 años y 11 meses)	2010	39,16
Licitación Luz del Sur-01-2011-LP: 2018-2027 (10 años)	2011	41,42
Licitación Edelnor-01-2012-LP: 2016-2027 (12 años)	2012	41,16
Licitación Edelnor-01-2015-LP:2022-2031 (10 años)	2015	32,70

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

- Formulas actualización

En la Norma “Procedimiento para Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el Marco de la Ley 28832”, se ha previsto la aplicación de las fórmulas de actualización en los precios obtenidos en las licitaciones. Estas fórmulas tienen los mismos componentes que se utilizan en el proceso de regulación de Fijación de los Precios en Barra e incluyen la variación del precio de los combustibles para el componente de energía. Para el componente de potencia, que es fijado administrativamente, se utiliza la variación de los indicadores macroeconómicos, como el tipo de cambio y el índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy).

Los ponderadores de estas fórmulas son propuestos por los postores y la suma de los mismos debe ser 100%, sin embargo, no necesariamente la asignación de un ponderador a un determinado combustible en la fórmula de actualización guarda coherencia con el combustible utilizado que para generar electricidad. Por ejemplo, en la Licitación Edelnor-01-2015-LP:

2022-2031, pueden encontrarse ofertas de centrales hidroeléctricas cuyas fórmulas de actualización estuvieron indexadas en un 100% al gas natural o en otros casos, repartida entre el tipo de cambio y este combustible. Sí bien es comprensible que el postor busque diversificar su riesgo, esta asignación debería ser coherente con el combustible utilizado. Actualmente, la Ley 28832 prevé que los postores propongan los ponderadores de estas fórmulas, sin embargo, el impacto de la indexación no se incluye en la evaluación de las ofertas.

3.3 Otras modalidades de licitación

Dammert, García, & Pérez-Reyes (2006) proponen una serie de medidas para reducir las barreras a la entrada y promocionar el desarrollo de centrales hidroeléctricas. Una de éstas fue continuar con los mecanismos de promoción directa tales como las subastas llevadas a cabo por la Agencia de la Promoción de la Inversión Privada (en adelante, ProInversión).

ProInversión, en el marco del Decreto Supremo 032-2010-EM, organizó procesos de licitaciones específicos con la finalidad de desarrollar proyectos hidroeléctricos. Estas licitaciones han tenido su propio diseño que ha incluido periodos más largos para la puesta en operación comercial del proyecto, principalmente proyectos hidroeléctricos.

Como resultado de estos procesos se adjudicaron 1 686 MW Hidroeléctricos, de los cuales 1 228 MW han entrado en operación comercial y solo 653 MW se encuentran contratados con Electro Perú. Los proyectos de las centrales Pucará (178 MW) y Molloco (280 MW) no registran avance en las obras de construcción. Por su parte, la central Santa Teresa (91 MW) solo mantiene contratos con clientes libres.

Tabla 15

Nuevos emprendimientos adjudicados por ProInversión

Nombre de la central	Potencia adjudicada (MW)	Contratado con Electro Perú	Fecha de Puesta en Operación Comercial (POC)	Plazo de suministro (desde POC)	Precio medio (USD/MWh)
C.H. Cheves	168	168	2015	15 años	60,47
C.H. Chaglla	456	284	2016	15 años	58,60
C.H. Cerro del Águila	513	200	2016	15 años	64,04
C.H. Santa Teresa	91	0	2015	15 años	Libre
C.H. Pucara	178	60	-	Sin avance	-
C.H. Molloco	280	0	-	Sin avance	-

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Asimismo, en el marco de la Ley 29970: “Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País”, ProInversión, por encargo del Minem, organizó licitaciones que tuvieron por objetivo: incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía y promover la desconcentración geográfica de la producción de energía.

Se trata de subastas de capacidad en las que los ingresos de los inversionistas se obtienen de dos fuentes: a) el ingreso de potencia de acuerdo a lo establecido en el artículo 47° de la LCE y b) el Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que se incluye en el peaje por conexión al sistema principal de transmisión. En total se han adjudicado 1 498 MW en el Nodo Energético del Sur.

Tabla 16

Contratos del Nodo Energético del Sur adjudicados por ProInversión

Nombre de la central	Potencia instalada (MW)	Precio por potencia (USD/MW-mes)	Puesta en Operación Comercial (POC)	Plazo de suministro
C.T. Puerto Bravo	788	5 750	2016	20 años desde POC
C.T. Ilo 4	710	6 899	2016	20 años desde POC

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Asimismo, ProInversión adjudicó 1 148 MW en centrales de Reserva Fría de Generación en el marco de lo establecido en el Decreto de Urgencia 121-2009 y Decreto de Urgencia 001-2011.

Tabla 17

Contratos de Reserva Fría de Generación adjudicados por ProInversión

Nombre de la central	Potencia instalada (MW)	Puesta en Operación Comercial	Plazo de suministro
C.T. Ilo 3	564	2013	20 años desde POC
C.T. Talara	200	2013	20 años desde POC
C.T. Eten	240	2015	20 años desde POC
C.T. Pucallpa	46	2016	20 años desde POC
C.T. Puerto Maldonado	20	2016	20 años desde POC
C.T. Iquitos	78	2017	20 años desde POC

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

La coexistencia de varios marcos normativos para promover las inversiones de nuevos emprendimientos en generación puede explicar porque la Ley 28832 no ha tenido la efectividad requerida para atraer nuevas inversiones.

Por otro lado, la legislación en Perú, también, permite el suministro de energía a partir de tecnologías específicas para lo cual se llevan a cabo procesos de licitaciones especialmente diseñados con tal finalidad. La diferencia entre este tipo de licitaciones y aquellas destinadas a satisfacer la demanda de los usuarios regulados, radica en el hecho de que es el gobierno (a través del Ministerio de Energía y Minas) quien define la demanda a ser subastada y que las inyecciones de energía de estas centrales no participan ni en el mercado regulado ni en el mercado libre, sino en el Mercado de Corto Plazo. Este es el caso de las licitaciones realizadas en el marco del Decreto Legislativo N° 1002 “Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”.

En estas licitaciones se han adjudicado 1 200 MW y los ingresos de estas centrales se obtienen de la valorización de las inyecciones de energía que hacen al mercado de corto plazo y una Prima RER que se carga al Peaje Principal del SEIN. Esta prima se calcula como la diferencia entre el valor de la oferta adjudicada y el costo marginal de corto plazo.

Estas licitaciones se mencionan en este trabajo de tesis porque marcan un hito en el ingreso de las ERNC en Perú, cuyas tecnologías hay mostrado precios a la baja en las últimas licitaciones realizadas en Chile, país en el que compiten con las tecnologías convencionales sin ningún tipo de subsidio. Es de esperar que en las próximas licitaciones de largo plazo que tengan lugar en Perú, estas tecnologías compitan por algún bloque del mercado.

3.4 Mecanismos implementados en Brasil, Chile y Perú

A partir de la revisión de los mecanismos de licitación implementados en Brasil y Chile y de la descripción del mecanismo peruano, en el siguiente cuadro se presentan las diferencias identificadas entre estos países.

Tabla 18*Mecanismos de licitación implementados en Brasil, Chile y Perú*

Característica	Brasil	Chile	Perú
Máxima demanda (diciembre 2020)	86,96 GW	10,40 GW	7,13 GW
	Total: 174,41 GW	Total: 24,90 GW	Total: 15,20 GW
Capacidad Instalada de Generación (diciembre 2020)	Hidroeléctrica: 59%	Hidroeléctrica: 23%	Hidroeléctrica: 36%
	Térmica: 25%	Térmica: 47%	Térmica: 60%
	ERNC: 16%	ERNC: 30%	ERNC: 4%
	Total: 670,85 TWh	Total: 75,44 TWh	Total: 53,07 TWh
Composición de la matriz de generación eléctrica (diciembre 2020)	Hidroeléctrica: 75%	Hidroeléctrica: 27%	Hidroeléctrica: 58%
	Térmica: 14%	Térmica: 55%	Térmica: 37%
	ERNC: 11%	ERNC: 18%	ERNC: 5%
Objetivo de la Contratación	Garantizar la confiabilidad del suministro	Garantizar la confiabilidad del suministro	Garantizar la confiabilidad del suministro
Producto	Energía con potencia asociada	Energía con potencia asociada	Potencia con energía asociada
Mecanismo de licitación	Mecanismo híbrido de subasta inversa con dos fases, sobre cerrado y reloj descendente.	Sobre cerrado	Sobre cerrado
Modalidad de contratación	Contrato del tipo Pay as Bid.	Contrato del tipo Pay as Bid	Contrato del tipo Pay as Bid
Periodos de carencia	Hasta 6 años para nuevos emprendimientos de generación. Un (1) año para generación existente.	Hasta 5 años para licitaciones de largo plazo. Definido por el Regulador para licitaciones de corto plazo.	Por lo menos 3 años para las licitaciones de largo y corto plazo.
Plazos de contratación	Hasta 30 años para nueva generación. Entre 3 y 15 años para generación existente.	Hasta 20 años.	Hasta 20 años.
Diferenciación entre generación existente y nuevos emprendimientos	Si	No. Participan generadores existentes y nuevos emprendimientos.	No. Participan generadores existentes y nuevos emprendimientos.

Característica	Brasil	Chile	Perú
Responsabilidad de la Licitación y grado de centralización	Regulador y centralizada	Regulador y centralizada	Distribuidor y descentralizada
Proyección de la demanda	A cargo del Distribuidor pero aprobada por el Regulador	A cargo del Distribuidor pero aprobada por el Regulador	A cargo del Distribuidor pero aprobada por el Regulador
Nivel de contratación de la demanda regulada	100% contratada	100% contratada	100% contratada. Permite incorporar la demanda de los usuarios libres del Distribuidor.
Precio de reserva	Si. Es de conocimiento de los postores una vez iniciado el proceso de Licitación, en la fase de sobre cerrado.	Si. Es de conocimiento de los postores una vez completada la etapa de rectificación de ofertas.	Si. Se hace público solo si por lo menos uno de los postores excede su valor.
Fórmulas de actualización	Se evalúan los efectos de la indexación de las ofertas	Se evalúan los efectos de la indexación de las ofertas	No son consideradas en el proceso de adjudicación
Garantía de suministro	El postor debe acreditar el suministro de electricidad a través de certificados de energía.	No se requieren certificados, solo la evaluación realizada por el Distribuidor	No se requieren certificados, solo la evaluación realizada por el Distribuidor
Estandarización de los contratos	Los contratos están estandarizados	Los contratos están estandarizados	Contratos estandarizados con diferentes plazos de carencia y vigencia
Localización de los precios	No considera	Dependen de la barra de entrega	No considera
Otros tipos de licitaciones	Específicas por tecnología y tipos de proyecto	Aplica principios de neutralidad tecnológica y no discriminación	Las licitaciones de Largo Plazo en el Marco de la Ley 28832, licitaciones de ERNC y las conducidas por ProInversión

Lo primero que resalta de esta comparación es el tamaño del mercado. La capacidad instalada, la máxima demanda y la energía producida en Brasil es casi 12 veces la de Perú. Son mercados bastante distintos en la composición de sus matrices energéticas. En términos de capacidad instalada, Brasil tiene un fuerte componente hidroeléctrico (59%) mientras que la participación en Chile (23%) y Perú (36%) es más conservadora.

Por el lado de la producción, las ERNC representan el 11% del total de energía consumida en Brasil, el 18% en Chile y el 5% en Perú. La poca participación de ERNC en Perú se explica porque los contratos de largo plazo suscritos con generadores hidroeléctricos y de gas natural se encuentran vigentes por lo que no ha sido necesario convocar a nuevas licitaciones. En Chile, la situación es distinta porque tiene reservas limitadas de gas natural y por tanto suele estar sometido al estrés de las sequías, razón por la cual ha logrado atraer el ingreso de centrales de ERNC. Para ello, Chile tuvo que modificar la forma de realizar sus licitaciones. En la licitación 2015/01, el Regulador asumió la responsabilidad de las licitaciones, se migró a la modalidad de contratación de energía con potencia asociada y se perfeccionó la metodología del precio de reserva a efectos de alcanzar mayores niveles de cobertura. Este mecanismo, podría aplicarse en Perú, dadas las similitudes entre los marcos normativos de ambos países.

En los 3 países analizados, la proyección de la demanda es realizada por el distribuidor. Sin embargo, solo en Perú, las licitaciones son responsabilidad de los distribuidores. En Perú, tampoco se evalúa el efecto de las fórmulas de indexación en los precios de las ofertas. En Brasil, este efecto ha sido considerado en las licitaciones de su segunda reforma, que tuvo lugar en 2004 y en Chile, esta evaluación se incorporó en las licitaciones realizadas en el año 2015 y en la más reciente, la Licitación 2021/01.

Un aspecto que vale la pena resaltar de la experiencia de Chile es que no diferencia entre el suministro eléctrico entre generación existente y nuevos emprendimientos de generación, modalidad que es adoptada sobre la base de los principios de neutralidad tecnológica y no discriminación. Esta modalidad es importante para Perú, primero, porque el tamaño de mercado es similar; segundo, por el nivel de concentración de su parque generador que tiene un carácter oligopólico y finalmente, porque las tecnologías ERNC se están masificando en el mundo cada vez con menos subsidios y ayudas para su implementación dada la reducción de sus costos de inversión.

3.5 Identificación de puntos críticos del mecanismo de licitaciones

3.5.1 La modalidad de contratación y el pago por capacidad

En los países analizados el producto licitado ha sido un contrato de suministro de energía de largo plazo. En Brasil, no se reconoce un pago por capacidad a los postores que se adjudican una licitación mientras que, en Chile y Perú, éste reconocimiento se realiza a través del pago por potencia que es fijado administrativamente por el Regulador y que tiene por finalidad brindar una señal económica para la expansión del sistema eléctrico.

Las licitaciones que han tenido lugar en Brasil y Chile durante los últimos años ha mostrado un fuerte componente de generación que utiliza ERNC con precios altamente competitivos en relación a las centrales de generación convencionales. Esta situación hace prever que en las próximas licitaciones que tengan lugar en Perú, se tendrá una participación importante de estas tecnologías, por lo que es importante proponer ajustes en el mecanismo de licitaciones que reduzcan las barreras a su entrada.

En ese contexto, cabe reflexionar sobre el producto a licitar y la modalidad de su contratación. ¿Debería mantenerse la contratación de potencia con energía asociada o debería migrarse a una modalidad de energía con potencia asociada? Las centrales de generación que utilizan ERNC pueden entregar energía firme cuando disponen del recurso natural que les permite generarla. Una central solar fotovoltaica naturalmente solo podrá entregar energía en horas del día cuando dispone de irradiación solar suficiente para generar energía eléctrica. Una situación similar ocurre con las centrales de generación eólica, cuya producción dependerá de la disponibilidad del viento. En este tipo de mercados, con una participación moderada de ERNC, el componente de energía firme toma una mayor relevancia en el aseguramiento de la adecuación de largo plazo del suministro eléctrico.

Diversos autores citados en este trabajo de tesis sugieren la creación de un mercado de capacidad que permita despejar de manera eficiente los precios para la prestación de este servicio. No obstante, al asegurar el suministro eléctrico a través de las licitaciones de largo plazo por su componente de energía, se considera prudente que el pago por potencia se continúe fijando administrativamente, en tanto se evidencie un mayor grado de competencia y madurez del mercado que permita alcanzar precios eficientes por el componente de capacidad.

En ese contexto, se recomienda implementar la modalidad de contratación de energía con potencia asociada y que la fijación del pago por potencia continúe a cargo del Regulador.

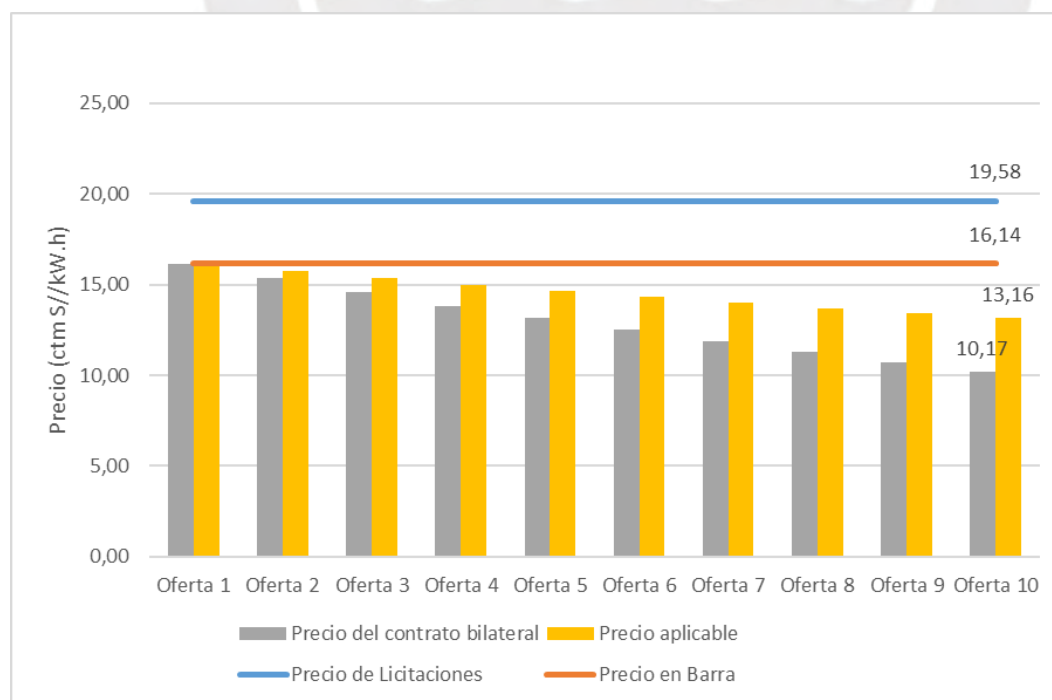
3.5.2 Preferencia de los distribuidores a suscribir contratos bilaterales en lugar de realizar licitaciones de corto plazo

El Perú, las licitaciones de corto plazo previstas en la Ley 28832 están orientadas a cubrir los desajustes derivados de las desviaciones de la proyección de la demanda y permiten contratar hasta un 10% de la demanda de los usuarios regulados. No obstante, la existencia de este mecanismo, las empresas distribuidoras prefieren realizar licitaciones fuera del marco de la Ley 28832 que concluyen con la suscripción de contratos bilaterales cuyos precios tienen tope en el Precio en Barra. A la fecha de redacción de esta tesis no se ha registrado ninguna licitación de corto plazo en el marco de la Ley 28832.

Solo el 5% de la demanda de sus usuarios regulados se cubre con estos contratos bilaterales mientras que el 95% restante corresponde a las licitaciones de largo plazo. El precio máximo al cual se pueden firmar estos contratos es el Precio en Barra, no obstante, si el distribuidor consigue precios menores al Precio en Barra, los ahorros se distribuyen equitativamente entre los usuarios regulados y el distribuidor. En el siguiente gráfico, se puede apreciar el efecto de este mecanismo. Se ha tomado como referencia el Precio de las Licitaciones y Precio en Barra en la Barra de Referencia de Generación de Lima vigentes a diciembre de 2020.

Gráfico 4

Mecanismo de contratación bilateral con tope en el Precio en Barra



Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Como se puede observar, el incentivo para el distribuidor consiste en que puede retener mayor margen siempre que consiga menores precios.

Dentro de las razones que explican porque un distribuidor prefiere suscribir contratos bilaterales en lugar de realizar Licitaciones de Corto Plazo, se cuentan las siguientes:

- a) El hecho de que administrativamente no hay diferencias para llevar a cabo una Licitación de Largo Plazo o una de Corto Plazo, lo que implica realizar un gran esfuerzo para requerir volúmenes pequeños de energía.
- b) El incentivo para convocar con anticipación una licitación solo es aplicable a las licitaciones de largo plazo.
- c) Ante la existencia de empresas integradas verticalmente, el distribuidor puede preferir firmar contratos bilaterales. Con la Ley 28832, la referencia para la comparación del Precio en Barra es el promedio ponderado de los precios de las Licitaciones de los cuales no puede diferir en más de 10%. Esta situación hace que, durante la vigencia de los contratos de largo plazo, ambos precios mantengan la misma tendencia como resultado de la aplicación de sus fórmulas de actualización. Para una empresa distribuidora, firmar contratos a Tarifa en Barra resulta más conveniente que realizar licitaciones de corto plazo.

Respecto de la integración vertical que puede existir entre generadores y distribuidores, cabe mencionar que, en 2020, Indecopi emitió la Resolución 007-2020/CLC_INDECOPI mediante la cual autorizó una operación de concentración empresarial en el sector eléctrico, presentada por China Yangtze Power International Co (CYPC). Esta autorización significó la transferencia de las subsidiarias de Sempra Energy en el Perú a CYPC que incluyen la empresa de distribución Luz del Sur e Inland Energy S.A.C., ésta última propietaria de la central hidroeléctrica Santa Teresa. La autorización estuvo sujeta a que el suministro de electricidad por parte de Inland Energy S.A.C. para los usuarios regulados de Luz del Sur se realizase a través de Licitaciones en el marco del régimen general de la Ley 28832 o concursos privados, previamente informados a la Secretaria Técnica de Libre Competencia de Indecopi. Antes de dicha operación Luz del Sur tenía Contratos Bilaterales suscritos con Inland Energy S.A.C. fuera del marco de las licitaciones de corto plazo de la Ley 28832.

Partiendo de la base de que las licitaciones de la Ley 28832 tienen por objetivo descubrir el precio del mercado, se recomienda que las contrataciones de las desviaciones de la demanda

se realicen a través de licitaciones de corto plazo en el marco de la Ley 28832. Estas licitaciones deberían permitir acceder a las señales de escasez o abundancia del Mercado de Corto Plazo.

3.5.3 Sobrecontratación de los distribuidores y su relación con los precios del Mercado Libre

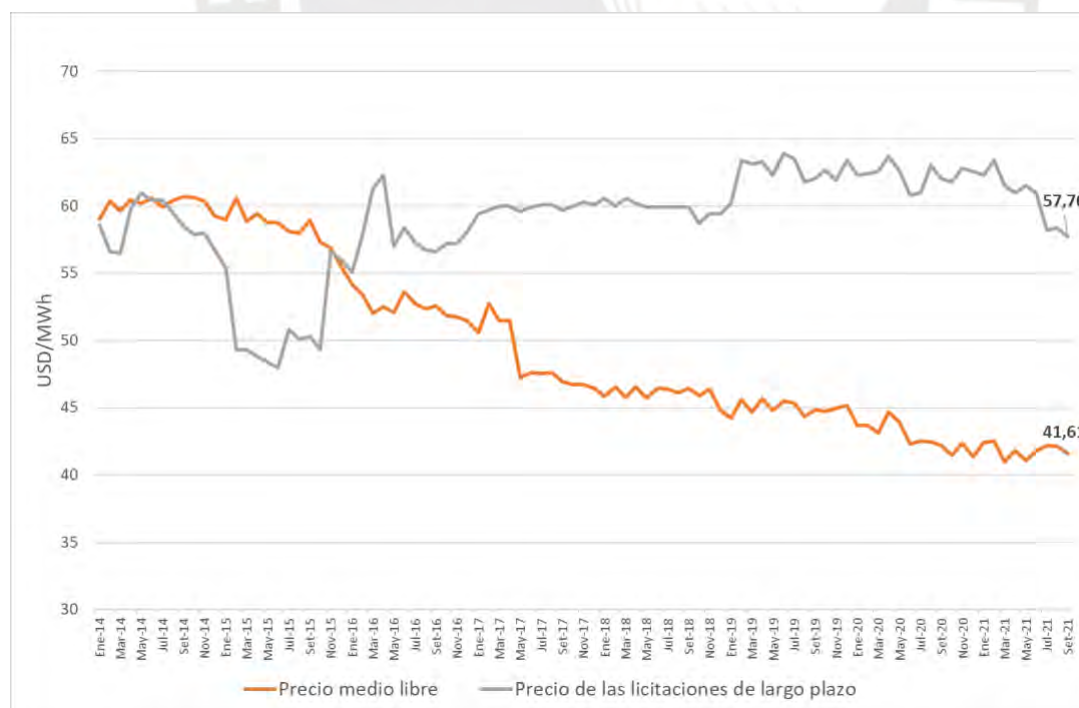
Desde el año 2016, en el mercado eléctrico peruano se ha registrado una diferencia notoria de precios entre los precios del mercado regulado y libre. Esta situación ha promovido la migración de usuarios regulados al mercado libre, quedando los distribuidores expuestos a una sobrecontratación de la demanda.

La sobrecontratación deriva de la obligación contractual que tienen los generadores de suministrar potencia fija a los distribuidores hasta la potencia contratada, en una modalidad de contrato del tipo “take or pay” y de la proyección optimista de demanda.

En los siguientes gráficos se muestra el efecto que ha tenido la diferencia de precios entre el mercado regulado y el mercado libre en la migración de los usuarios regulados. A setiembre del año 2021, los precios en el mercado libre son 28% más bajos que en el mercado regulado.

Gráfico 5

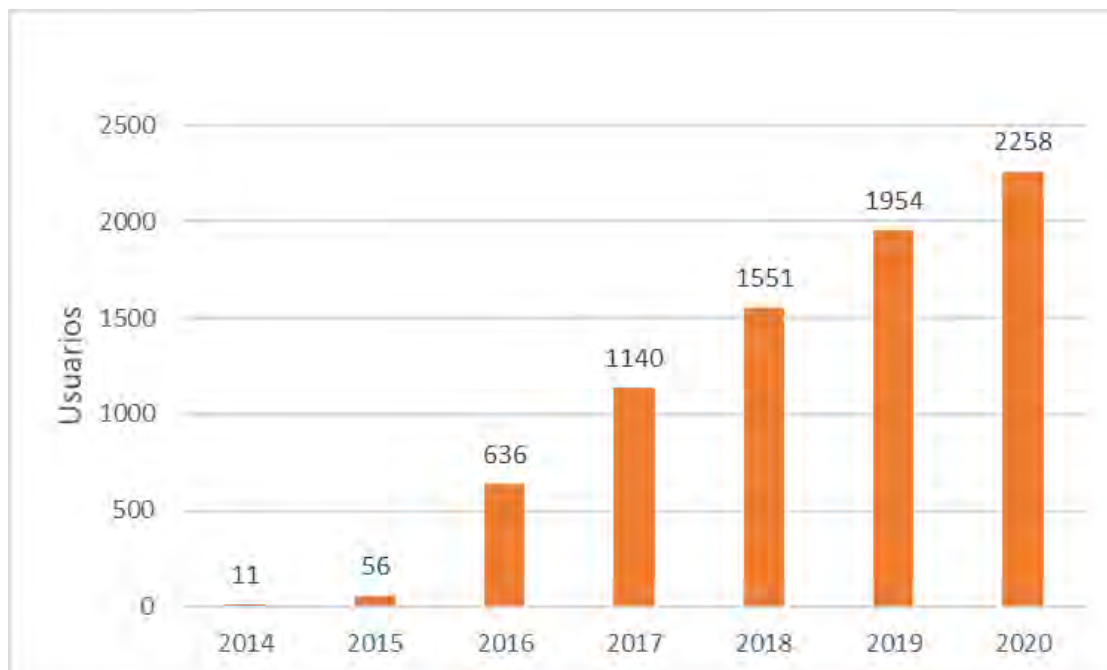
Precios de las licitaciones de largo plazo y libre en el periodo 2014-2021



Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Gráfico 6

Usuarios Libres en el periodo 2014-2020



Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Al cambiar de mercado, los riesgos por las cantidades demandadas por los nuevos usuarios libres son asumidas por los nuevos suministradores, en este caso, los generadores. Las señales de precios corresponden a las del Mercado de Corto Plazo, precisamente estas señales de abundancia han contribuido a la migración de los usuarios regulados.

El desacople de precios entre ambos mercados responde a la Ley de la Oferta y la Demanda.

Por el lado de la oferta, existe un exceso de capacidad instalada derivada de la emisión de varios dispositivos gubernamentales, adicionales al mecanismo de contratación de largo plazo que se realizó en el marco de la Ley 28832.

Por el lado de la demanda, durante los últimos años se ha registrado una contracción de la economía por el retraso en el ingreso de varios proyectos mineros, situación que se intensificó.

durante el año 2020 por la declaratoria del Estado de Emergencia Nacional ante el brote de la enfermedad COVID-19⁵.

Según datos contenidos en Osinergmin (agosto 2021), el 18% de los contratos de usuarios libres vencerá en los próximos dos años mientras que el 62% vencerá dentro de 5 años. Los usuarios que han migrado al mercado libre han asumido el beneficio de menores precios a cambio de renunciar a los precios del mercado regulado, esta situación podría cambiar dependiendo de la evolución de precios del Mercado de Corto Plazo.

3.5.4 Impacto de la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 en las licitaciones de largo plazo

En esta sección de la tesis se hace una breve revisión de los eventos que dieron lugar a la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación” (PR-31) y los efectos que podría tener en las licitaciones de Largo Plazo.

En la tesis de Butrón & Cerida (2020) se explica como el Decreto Supremo 016-2000-EM estableció que los generadores que utilizan gas natural como combustible debían presentar información sobre un precio único de dicho combustible, puesto en el punto de entrega de cada central, una fórmula de reajuste e información relativa a la calidad del combustible. Este precio no debía superar los costos realmente incurridos en molécula, transporte y distribución y constituía una declaración de precios que se informaba al COES a efectos de la optimización del despacho. Este mecanismo funcionó desde el año 2000 hasta el año 2017, año en el cual, algunas centrales de gas natural no eran despachadas dada la sobreoferta de generación existente en ese momento.

El problema con estas centrales que no eran despachadas radicaba en el hecho de que tenían honrar sus contratos de suministro del tipo “take or pay” y transporte del tipo “ship or pay”. A esto, se sumaba las compras de potencia y energía que tenían que realizar en el Mercado de Corto Plazo para cumplir con los contratos suscritos con sus clientes,

⁵ Según la Organización Mundial de la Salud, la COVID-19 es la enfermedad causada por el nuevo coronavirus conocido como SARS-CoV-2. La OMS tuvo noticia por primera vez de la existencia de este nuevo virus el 31 de diciembre de 2019, al ser informada de un grupo de casos de «neumonía vírica» que se habían declarado en Wuhan (República Popular China).

configurándose estos aspectos en un incentivo a declarar precios muy bajos con la finalidad de ser despachados. Esta situación influía en la remuneración de las centrales de base, las centrales hidroeléctricas, cuya expectativa de ingresos depende del costo marginal del corto plazo.

En ese contexto, el Ministerio de Energía y Minas emitió el Decreto Supremo 019-2017-EM y 043-2017-EM, este último deroga al primero, con la finalidad de mantener el esquema de declaración anual de precios y un mecanismo para fijar un valor mínimo al precio único del gas natural por central que dependía del porcentaje “take or pay”. Según Butrón y Cerida (2020) este mecanismo no contribuyó a mejorar los costos marginales de corto plazo, sin embargo, el mecanismo evitó que los mismos se redujeran aún más.

La empresa Luz del Sur S.A.A. interpuso una demanda de acción popular contra el Decreto Supremo 043-2017-EM por considerarlo inconstitucional. Esta demanda fue resuelta por la Corte Suprema de Justicia de la República al declarar inconstitucional este decreto y ordenar al Estado Peruano la regulación del precio de gas natural. En cumplimiento de este mandato, el MINEM mediante Decreto Supremo 031-2020-EM ordenó al COES remitir a Osinergmin la propuesta de modificación del procedimiento técnico relacionado con la determinación del precio del gas natural para la generación eléctrica, el Procedimiento Técnico del COES N° 31, en virtud del régimen de costos auditados establecido en el Reglamento de la LCE.

En la propuesta del COES se incluyó como parte de los costos variables, aquella parte de los costos de suministro y de transporte en los que incurre el generador que utiliza gas natural. Este aspecto fue incorporado en la Resolución 092-2021-OS/CD, que aprobó la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31.

En el Informe Técnico 278-2021-GRT, emitido por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, la inclusión de los componentes de suministro y transporte en el Costo Variable Combustible (CVC) se sustentan en las normativas de la LCE y su Reglamento, normas que no establecen la exclusión de los costos fijos contenidos en los contratos particulares suscritos entre los titulares de generación con la empresa suministradora, transportista y de distribución de gas natural. Esta situación era consistente con la información declarada por estas generadoras en el periodo 2000-2020 en el marco del Decreto Supremo 016-2000.

La modificación de este procedimiento no ha estado exenta de críticas. Vásquez (2021) explica que la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 transgrede la teoría económica y los principios regulatorios sobre la formación de precios de la energía en un mercado competitivo, los cuales establecen que los costos marginales de la generación

eléctrica, asociados a los costos variables, son los que determinan el precio de la electricidad, por lo que no es adecuado incorporar a los costos variables, los costos fijos de transporte y distribución de gas. Advierte también que con esta modificación los costos marginales de corto plazo subirían y que esto no solo afectaría la contratación de los clientes libres sino también los precios en las licitaciones de largo plazo venideras, además de crear presiones inflacionarias en el mercado interno por el incremento en los precios de los productos producidos por los clientes libres, el incremento de los costos marginales afectaría de demanda por gas natural, lo que no permitiría sostener la economía de los sistemas de distribución de gas natural que existen en las ciudades de Lima e Ica.

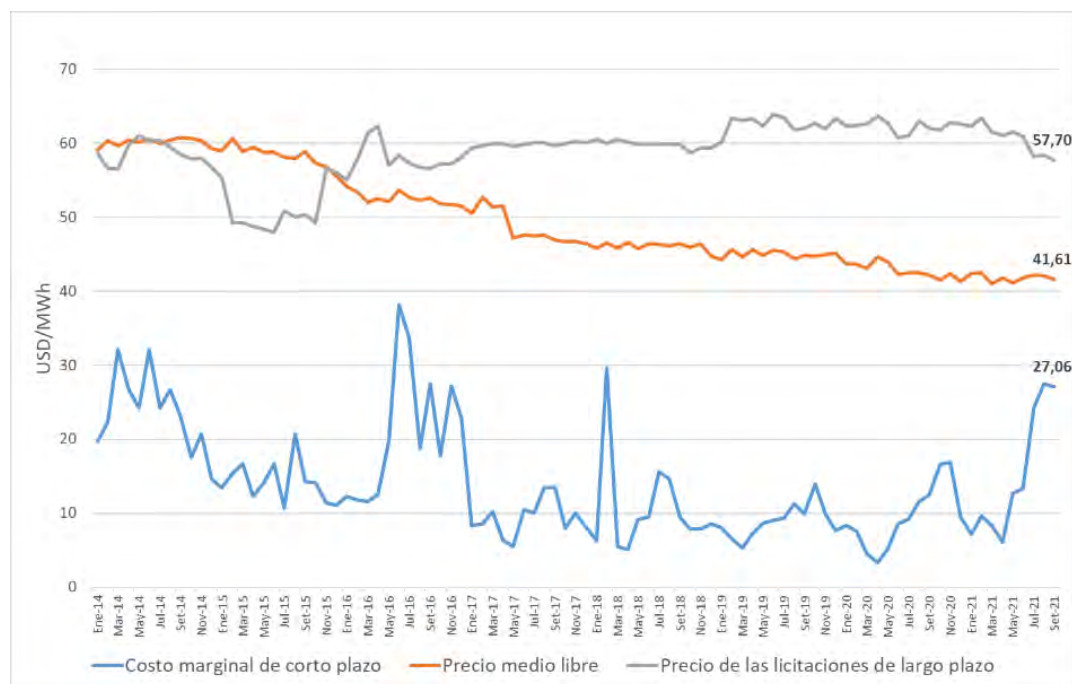
Sikora, Campos, & Bustos (2017) en un estudio que tenía por objetivo encontrar los determinantes del precio spot de la electricidad en Chile en un contexto de caída de los costos marginales del Sistema Interconectado Central (SIC), precisa que el costo marginal se percibe como una señal de corto plazo, pero a la vez influye en el precio de los contratos de suministro de mediano y largo plazo. Una conclusión del estudio es que caídas significativas en el precio spot podrían reducir la señal de precios en favor de mayor inversión en capacidad de generación. Sin embargo, producto de la necesidad de asegurar capacidad en el mercado chileno, la introducción de licitaciones por contratos de suministro de largo plazo en 2006 (y reformado en 2014), está llevando a que el precio de los contratos sea la señal relevante para la decisión de inversión en el largo plazo y no el costo marginal de corto plazo.

Lo expresado por Sikora, Campos, & Bustos (2017) puede extenderse al caso peruano. En el siguiente gráfico, se puede apreciar que, a setiembre de 2021, el costo marginal de corto plazo se encuentra en 27,06 USD/MWh, el precio promedio de los clientes libres, en 41,61 USD/MWh y el precio de las licitaciones, que es la señal de largo plazo en 57,70 USD/MWh.

Sí bien la aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 vigente tendría el efecto de ajustar los costos marginales, resulta prudente esperar que los precios que se despejen en futuras licitaciones de largo plazo reflejen la expectativa de los postores de proveer el suministro eléctrico en horizontes de largo plazo que les permitan retornar sus inversiones con una rentabilidad razonable. Las ofertas que se realicen dependerán de los costos de inversión de las tecnologías que participen en la licitación y de las estimaciones de los costos de operación y mantenimiento, entre otros.

Gráfico 7

Precios del Mercado de Corto Plazo, Libre y Licitaciones entre 2014 y 2021



Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

3.5.5 Incentivos a la contratación anticipada

La Ley 28332 prevé que las licitaciones de largo plazo se realicen con una anticipación de al menos 3 años y promueve su convocatoria anticipada a través de un régimen de incentivos que autoriza la incorporación de un cargo adicional que el Distribuidor puede incluir en los precios que se trasladan a las tarifas de sus usuarios regulados.

Este cargo no puede ser superior al tres (3%) del precio de la energía adjudicada y se calcula con la siguiente expresión:

$$CA(\%) = \frac{6^{-3}}{2} \times (MA - 36)^2$$

Donde:

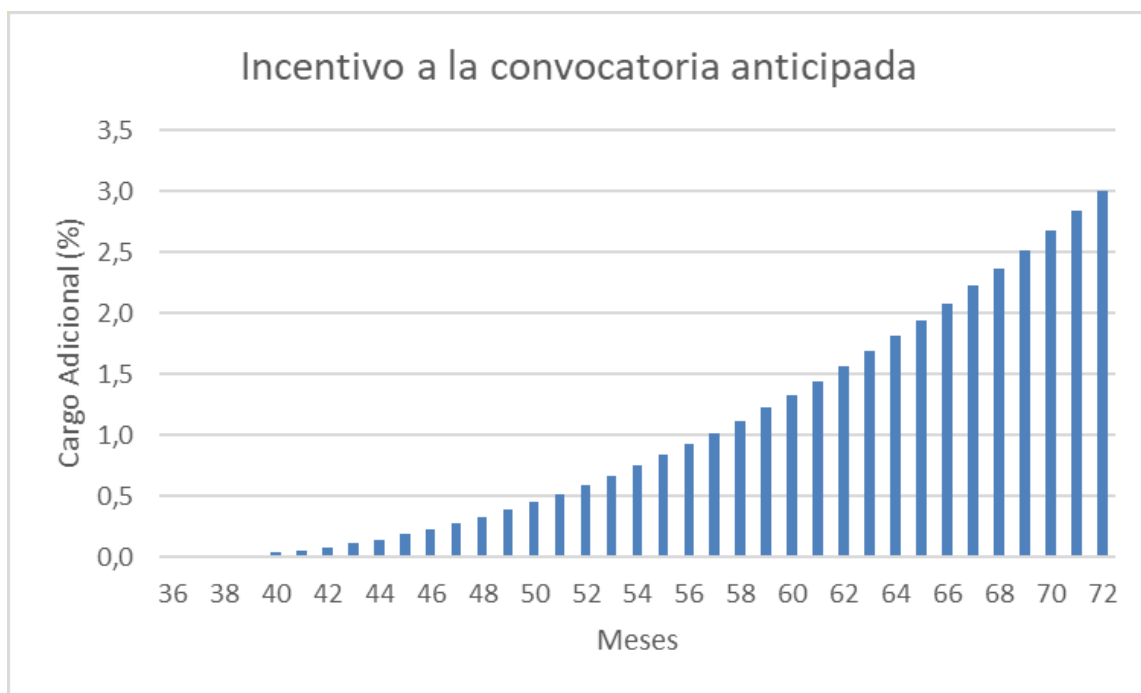
CA: Cargo adicional expresado porcentualmente (%) redondeado a dos (2) cifras decimales.

MA: cantidad de meses que media entre la fecha de la convocatoria y la fecha de inicio del suministro.

Dado que este cargo no puede exceder del 3% de los precios resultantes de la licitación, la anticipación con la que se convoca la licitación no puede ser menor de 36 meses ni mayor de 72 meses o su equivalente a 6 años. En el siguiente gráfico se muestra la correspondencia entre el plazo con que se realiza la convocatoria y el cargo adicional que se sirve de incentivo a la convocatoria anticipada.

Gráfico 8

Incentivo a la convocatoria anticipada prevista en la Ley 28832



Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Las Licitaciones realizadas en el marco del régimen general de la Ley 28832 han sido convocadas con una anticipación entre 36 y 88 meses, habiéndose excedido en dos (2) licitaciones el plazo de 72 meses. Los plazos de carencia se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 19*Plazo de carencia de las licitaciones de largo plazo de la Ley 28832*

Licitación	Fecha de la convocatoria (a)	Fecha de inicio de suministro (b)	Plazo de carencia (b)-(a)	Cargo adicional (%)
Licitación Edelnor 2009-LP:2014-2021 ED-01-	10/09/2009	1/01/2014	51	0,52%
Licitación Edelnor 2009-LP:2014-2023 ED-02-	18/10/2009	1/01/2014	50	0,45%
Licitación Edelnor 2009-LP:2014-2025 ED-03-	18/10/2009	1/01/2014	50	0,45%
Licitación Distriluz: 2013-2022	9/10/2009	1/01/2013	38	0,04%
Licitación Luz del Sur-01-2010-LP: 2014-2021	20/07/2010	1/01/2014	41	0,06%
Licitación Electro Dunas-01-2010-LP: 2014-2018	29/12/2010	1/01/2014	36	0,00%
Licitación Luz del Sur-01-2011-LP: 2018-2027	5/08/2010	1/01/2018	88	3,00%
Licitación Edelnor-01-2012-LP: 2016-2027	2/04/2012	1/01/2016	44	0,06%
Licitación Edelnor-01-2015-LP:2022-2031	8/08/2015	1/01/2022	76	3,00%

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

A efectos de evaluar los plazos de carencia de las Licitaciones realizadas en el régimen general de la Ley 28832, se hace una comparación con los plazos de carencia de los proyectos adjudicados por ProInversión en Licitación Pública Internacional “Energía de Centrales Hidroeléctricas”.

Los plazos de carencia de la Licitación de Proinversión se encuentran entre 59 y 72 meses, siendo que en ningún caso se habría excedido los seis (6) años contemplados para el régimen general de la Ley 28832. Estos plazos de carencia han dado lugar a nuevos proyectos de generación con centrales hidroeléctricas con plazos de vigencia de 15 años.

Tabla 20*Plazo de carencia de las licitaciones a cargo de ProInversión*

Nombre de la central	Fecha de la convocatoria (a)	Fecha de Puesta en Operación Comercial (b)	Plazo de carencia (b)-(a)
C.H. Cheves	6/10/2010	22/08/2015	59
C.H. Chaglla	6/10/2010	24/09/2016	72
C.H. Cerro del Águila	8/10/2010	25/08/2016	72

Fuente: Osinergmin (Elaboración propia)

Es importante resaltar que el incentivo a la convocatoria anticipada no necesariamente está alineado con el objetivo de promover competencia entre los postores que se traduzcan en una reducción de precios de la energía. Por el contrario, mientras mayor sea el cargo, esto es sobre el 3%, menor será el incentivo del Distribuidor a contratar a menores precios toda vez que sus ingresos son directamente proporcionales al precio de la energía adjudicado en la licitación.

En ese contexto, resulta razonable mantener el umbral de 72 meses como incentivo para la convocatoria anticipada de las licitaciones de Largo Plazo, toda vez que los Distribuidores han convocado en el marco del régimen general de la Ley 28832 hasta con 88 meses de anticipación, con el incentivo en su máximo nivel, 3%.

3.5.6 Vencimiento de los Contratos de Suministro

Luego de la dación de la Ley 28832, las licitaciones fueron reglamentadas mediante el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad aprobado con el Decreto Supremo 052-2007-EM. En el artículo 18 de este decreto se contempló la modificación de los plazos contractuales o precios firmes establecidos en los Contratos de Suministro previa autorización de Osinergmin.

En el año 2018, mediante Decreto Supremo 022-2018-EM se modificó el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad con la finalidad de establecer criterios para la modificación de los contratos de suministro de largo plazo respecto de las potencias contratadas, las fórmulas de actualización, plazos contractuales y precios firmes, previstos en la versión inicial de este reglamento.

Se estableció un procedimiento transitorio para la evaluación de las adendas que incluyó precisiones sobre la modificación de la potencia contratada. Este procedimiento disponía que las fórmulas de reajuste de los precios consignados en los contratos de suministro no podían

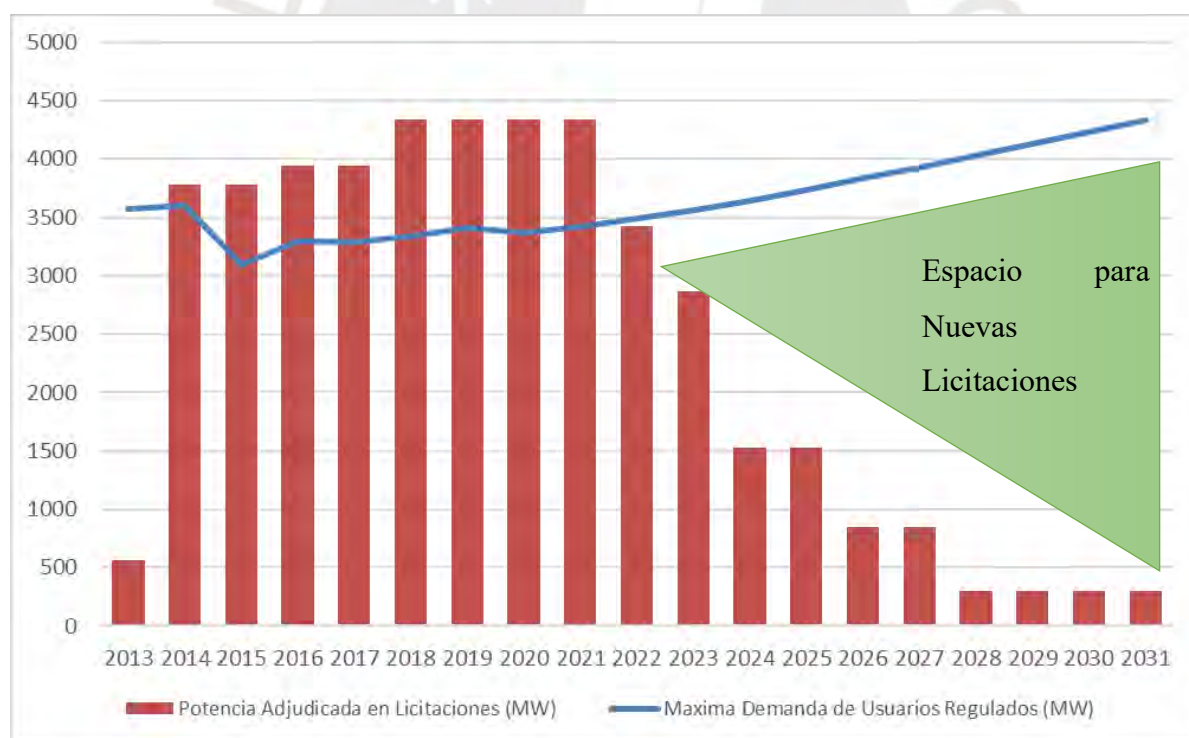
modificarse y que la vigencia de estos contratos podía superar un plazo de 20 años. Las Adendas podían suscribirse desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo 022-2018-EM hasta el 31 de diciembre de 2018.

En ese contexto, se suscribieron Adendas a los Contratos de Suministro suscritos por las empresas distribuidoras: a) Luz del Sur (Licitación Luz del Sur-01-2010-LP: 2014-2021 y Licitación Luz del Sur-01-2011-LP: 2018-2027), b) Enel Distribución y Seal (Licitación Edelnor ED-01-2009-LP:2014-2021, Licitación Edelnor ED-02-2009-LP:2014-2023 y Licitación Edelnor ED-03-2009-LP:2014-2025), c) Distriluz (Licitación Distriluz: 2013-2022). Estas adendas implicaron un traslado de bloques de potencia sobre-contratada en el periodo comprendido desde la suscripción de la Adenda hasta el 31 de diciembre de 2031.

En el siguiente gráfico se muestran los años de vencimiento de los contratos de suministro de largo plazo.

Gráfico 9

Vencimiento de los contratos de suministro de largo plazo de la Ley 28832



Fuente:

Demanda Histórica: COES y Sistema de Clientes Libres de Osinergmin (SICLI)

Proyección de Demanda: Informe N° 226-2021-GRT que sustenta la Resolución N° 067-2021-OS/CD.

Elaboración propia

Se puede apreciar que a partir del 31/12/2022, vencen 1 471 MW de los 4 333 MW disponibles en 2021 para atender la demanda de los usuarios regulados, lo que significa que aproximadamente 695 MW quedarían sin contratos. Esta coyuntura dará lugar a nuevos procesos de licitaciones donde las centrales de generación renovables que funcionan con recursos energéticos no convencionales podrán competir sin subsidios con las centrales de generación convencionales.



TERCERA PARTE: PROPUESTA DE DISEÑO

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DE DISEÑO PARA LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN PERÚ

Sobre la base del análisis de resultados de las licitaciones realizado en el capítulo IV, se presenta una propuesta de diseño para las licitaciones de suministro de electricidad.

4.1 Promover las licitaciones de corto plazo

Sí bien los costos marginales del Mercado de Corto Plazo han tenido una tendencia al alza en los últimos meses del año 2021, luego de haber tenido valores conservadores entre 3,37 y 16,85 USD/MWh entre los años 2019 y 2020, los usuarios regulados no se han beneficiado de estas señales de abundancia porque los precios de la energía que pagan en sus tarifas están sujetas a los precios firmes que resultaron de las licitaciones de largo plazo realizadas en el marco de la Ley 28832. Es de destacar que estas señales en otro contexto pudieron ser escasez y de ser incorporadas en las tarifas de los usuarios regulados habría significado un incremento de las mismas.

Más allá de que se traten de señales de abundancia o escasez, lo relevante es que las mismas sean sensibilizadas por los usuarios cuando hacen uso de la electricidad. En ese contexto, resulta razonable que las contrataciones que actualmente realizan los distribuidores hasta por el 10% de la demanda de sus usuarios regulados, se realice a través de las licitaciones de corto plazo dejando de lado la contratación bilateral que tiene como tope el Precio en Barra. La incorporación de los precios resultantes de esta licitación se reflejará en el Precio a Nivel de Generación y su traslado a las tarifas finales.

No se propone indexar las licitaciones de largo plazo a los costos marginales del Mercado de Corto Plazo, que brinda señales para los precios de los usuarios libres, porque se trata de mercados diferentes con objetivos diferentes.

4.2 Incorporar las señales de precios de las tecnologías que contribuirán a la expansión del sistema eléctrico

El 58% de la energía producida en el SEIN proviene de centrales hidroeléctricas, seguida por un 37% de generación térmica a gas natural y un 5% de centrales ERNC. El sistema eléctrico peruano es un sistema mixto con predominancia de generación hidroeléctrica que se encuentra expuesto a situaciones de sequía.

Las energías ERNC han ido en avance desde que se emitió el Decreto Legislativo 1002, acumulando desde 2009 hasta 2021, 1200 MW de capacidad instalada, lo que, sumado a reducción de precios de estas tecnologías y su fuerte ingreso en las últimas licitaciones realizadas en Brasil y Chile con precios competitivos, hace prever que las ERNC competirán con las centrales convencionales en las próximas licitaciones que tengan lugar en Perú, aun cuando se requiera contar con reservas operativas adicionales y la contratación de servicios auxiliares y complementarios, coyuntura donde la generación a gas natural tendrá también un papel relevante.

La orientación del pago por capacidad podría cambiar del modelo actual en que se busca asegurar capacidad firme para cubrir la máxima demanda del SEIN a un esquema en el que busque garantizar el suministro confiable de energía firme durante la vigencia del contrato.

En ese contexto, se propone hacer ajustes al mecanismo actual de licitaciones a efectos de reducir las barreras a la entrada de centrales de generación con ERNC, en los siguientes términos:

4.2.1 Centralización de las licitaciones

La propuesta es que sea el Regulador quien asuma la responsabilidad de la conducción e implementación de las licitaciones de largo plazo lo que permitirá conseguir precios más competitivos en la medida que se puede agregar mayor demanda.

Las licitaciones se realizarían sobre la base de un el Plan de Licitaciones que tenga un horizonte de cuatro años. En una primera etapa, el Distribuidor realizaría la proyección de la demanda sobre la base de registros históricos y modelos de proyección. Luego, en una segunda etapa, el regulador revisaría dicha proyección y de no encontrar observaciones, aprobaría un Informe de Licitaciones cuya conclusión sería realizar o no realizar un proceso de licitación. Finalmente, en una tercera etapa, el Regulador adjudica las ofertas con mejores precios y da paso a la suscripción de contratos entre distribuidores y suministradores.

El Plan de Licitaciones permitiría al Regulador a) estandarizar los productos a licitar, incluyendo bloques de energía y el suministro de potencia en horas de punta, b) la oportunidad en la que realizan las licitaciones de largo y corto plazo, de modo que se reduzcan los incentivos del distribuidor a suscribir contratos bilaterales que tienen como tope el Precio en Barra, c) aprovechar las economías de escala a partir de la agregación de la demanda de varias Distribuidoras con la consecuente reducción de precios y d) reducir el riesgo de sobrecontratación del Distribuidor cuando éste realiza una proyección muy optimista de la demanda.

Un aspecto a resaltar de la propuesta es que al ser el Regulador el responsable de la Licitación, ya no se mantendría el incentivo a la contratación anticipada (hasta el 3% del precio de la energía), lo que significaría una reducción de las tarifas que pagan los usuarios regulados.

4.2.2 Contratación por bloques horarios en la modalidad de energía con potencia asociada

Incorporar la modalidad de contratación de energía con potencia asociada en las licitaciones de largo plazo permitirá el ingreso de centrales del tipo ERNC, fotovoltaicas y eólicas. Se propone la creación de tres (3) bloques horarios.

Tabla 21

Propuesta de bloques horarios para la contratación de energía y potencia

Primer bloque	Segundo bloque	Tercer bloque
De 00:00 a las 07:59 horas y de 23:00 a las 23:59 horas	Desde 08:00 a las 17:59 horas	Desde 18:00 a las 22:59 horas

Elaboración propia

Las centrales fotovoltaicas estarían en capacidad de despachar energía en el segundo bloque. La entrega de energía de las centrales eólicas se podría dar en cualquiera de los bloques sobre la base de su curva de producción y las demás tecnologías contribuirían a cumplir con la exigencia de potencia firme en el bloque de punta del sistema eléctrico. La integración de las ERNC no desplaza a las centrales de base, como las hidroeléctricas con embalses, cuya producción es regular durante todas las horas del día.

La energía proveída por cualquiera de las centrales debe ser firme, es decir debe acreditarse que se puede suministrar en condiciones de estrés del sistema eléctrico derivada la escasez de

recursos para su producción. En ese contexto, podría transitoriamente mantenerse los pagos por potencia en tanto se desarrollan las condiciones para un mercado de capacidad.

4.2.3 Incorporación de los efectos de las fórmulas de indexación al momento de evaluar las ofertas

Siguiendo la experiencia internacional revisada en este trabajo de tesis, resulta conveniente incorporar los efectos de las fórmulas de indexación al momento de evaluar las ofertas de los postores. Para ello en las bases de la licitación deberá especificarse las referencias de los índices macroeconómicos y precios de los combustibles que se utilizarán para realizar la evaluación.

Siguiendo el modelo de Chile podrían emplearse el índice Consumer Price Index (CPI) publicado por el Bureau of Labor Statistics of USA y las proyecciones publicadas por la Agencia de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) en el Annual Energy Outlook. La tasa de descuento sería la establecida en el artículo 79 de la LCE.

4.2.4 Ajustes en el mecanismo del Precio de Reserva

En Perú, tres (3) empresas concentran el 50% de la capacidad instalada del parque generador, Engie, Enel y Kallpa, situación que hace razonable mantener el mecanismo del precio de reserva al tratarse de un parque generador de carácter oligopólico.

Los ajustes en este precio, pueden realizarse sobre la base de la metodología contenida en el documento CNE-Comisión Nacional de Energía (2017). El precio de reserva va acompañado de un margen de reserva, es decir un porcentaje del precio de reserva sobre dicho precio. Este margen es revelado junto con el precio de reserva, comunicándole a todos los proponentes la posibilidad de modificar los precios de sus ofertas económicas que se encuentren por encima del precio de reserva de un bloque determinado. Los proponentes con ofertas económicas que superen el precio de reserva, pueden rebajar su oferta al precio de reserva manteniendo los volúmenes de energía ofertados. Por su lado, los proponentes con ofertas económicas con un precio que supera el precio de reserva en un porcentaje mayor al margen de reserva, pueden modificar el precio de su oferta siempre que se rebaje el mismo a un valor del precio de reserva reducido entre 3% y 5%, manteniendo constantes el volumen de energía ofertado.

4.2.5 El diseño de las licitaciones debería incorporar las restricciones de las líneas de transmisión.

Una señal correcta de los costos de transmisión es de gran importancia en la selección de los proyectos de generación más económicos porque impactan directamente en el diseño de las

licitaciones. En Chile, cuando se adjudica un contrato se especifica la barra en la cual se realizará la entrega de energía, mientras que, en Brasil, las licitaciones se realizan sin indicar el punto de entrega, estableciéndose un precio único por la energía y las señales de ubicación están dadas por los cargos de transmisión. Nótese que la diferencia entre uno y otro sistema depende de los arreglos en el sistema de transmisión que en Chile están basados en sistema de precios marginales localizados y en Brasil, precios marginales zonales. En ese sentido, se debe proponer migrar a un esquema de precios marginales nodales.



CONCLUSIONES

Las licitaciones de largo plazo realizadas en el marco del régimen general de la Ley 28832 han tenido un buen desempeño en términos de cobertura y precio, habiéndose reducido el precio medio de la energía adjudicada en las licitaciones del año 2009 de 39,60 USD/MWh a 32,70 USD/MWh en la última licitación que tuvo lugar en el año 2015. Estas licitaciones han permitido contratar 4 633 MW en la modalidad de potencia con energía asociada a través de contratos con una duración entre 8 y 12 años entre generación existente y nuevos proyectos de generación.

Las ofertas presentadas por los postores en estas licitaciones han estado compuestas por cargos de energía en horas de punta y fuera de punta, siendo que el pago por capacidad se haya realizado a través del pago por potencia que es fijado administrativamente por el Regulador. Este pago representa la señal de expansión del SEIN y de manera conjunta con las ofertas de energía de las licitaciones de largo plazo han permitido adjudicar 1 164 MW en nuevas inversiones en el marco de la Ley 28832.

Las licitaciones realizadas en el marco de la Ley 28832 han coexistido con otros mecanismos de licitación promovidos por el Estado Peruano a través de ProInversión que han permitido la adjudicación de 1 686 MW hidroeléctricos, de los cuales, 1 228 MW han entrado en operación comercial. De estos 1 228 MW, 653 se encuentran contratados con Electro Perú para atender la demanda de los usuarios regulados. ProInversión también ha adjudicado 1 498 MW en el Nodo Energético del Sur y 1 148 MW de Reserva Fría de Generación. El ingreso de esta capacidad sumada a los 4 633 MW adjudicados en las licitaciones de largo plazo han provocado una sobreoferta de generación en un contexto de detracción del crecimiento de la demanda de electricidad.

La sobreoferta de generación ha provocado una fuerte competencia en el Mercado de Corto Plazo con la consecuente disminución de los costos marginales de corto plazo, que en abril de 2020 alcanzó el valor de 3,37 USD/MWh, producto de la baja demanda por la pandemia de la COVID19. Estos costos marginales representan la señal de precios para la contratación en el Mercado Libre, cuyo precio medio en setiembre de 2021 fue 41,61 USD/MWh frente a los 57,70 USD/MWh de las licitaciones de largo plazo, lo que permite apreciar el desacople de las señales del Mercado de Corto Plazo y el Mercado Regulado. En ese contexto, los usuarios regulados no se han podido beneficiar de las señales de abundancia del Mercado de Corto

Plazo, dado que los precios que resultaron de la adjudicación de las licitaciones de largo plazo son Precios Firmes.

La experiencia internacional de Brasil y Chile muestran que en las licitaciones de largo plazo se vienen adjudicando varios proyectos de generación que utilizan ERNC con precios que compiten con las tecnologías convencionales cada vez con menos ayudas o subsidios. Es razonable esperar que las licitaciones que se realicen en el Perú tras el vencimiento de los contratos de largo plazo tengan un componente importante de este tipo de tecnologías.

Las centrales que utilizan ERNC requieren para su operación de reservas operativas, además de servicios auxiliares y complementarios que permitan superar las inflexibilidades que provocan en el sistema eléctrico toda vez que no están en capacidad de producir energía durante todas las horas del día como si lo hacen las centrales convencionales. Esta condición natural de este tipo de tecnologías y el hecho de que el 58% de la energía producida en Perú proviene de centrales hidroeléctricas, nos lleva a reflexionar sobre el rol del pago por capacidad. En una configuración alternativa a la actual, con un parque generador con un alto componente hidroeléctrico, solar-fotovoltaica y eólico, expuesto a la disponibilidad de recursos para producir energía (baja afluencia de agua, disponibilidad de irradiación solar fotovoltaica y viento), resulta razonable que la confiabilidad del sistema eléctrico dependa de contar con energía firme disponible durante todas las horas del año en lugar de capacidad instalada para cubrir la máxima demanda del sistema.

El 31/12/2022 vencen 1 471 MW de los 4 333 MW que se encontraban disponibles en el año 2021 para atender la demanda de los usuarios regulados, lo que significa que aproximadamente 695 MW quedarían sin contratos. Esta coyuntura dará lugar a nuevos procesos de licitaciones en los que se deberían reducir las barreras a la entrada a las tecnologías de generación ERNC a efectos de puedan competir sin subsidios con las centrales de generación convencionales. En ese sentido, se recomienda realizar ajustes en el diseño actual de las licitaciones.

Temas pendientes

A diciembre de 2020, las centrales hidroeléctricas han contribuido a cubrir el 58% de la demanda de energía en el SEIN, sí a esto se agrega la contribución del 5% de las centrales que utilizan ERNC, las contribuciones de estas fuentes alcanzan el 63% con un total de 33,43 TWh de los 53,07 TWh que se demandan en el SEIN. Las propuestas presentadas en esta tesis están orientadas a promover una mayor participación y cobertura de centrales que utilizan ERNC en las próximas licitaciones de energía que se realicen. En ese contexto, queda espacio para

analizar y evaluar el alcance de un mercado de servicios complementarios que contribuya a atender la intermitencia de este tipo de centrales teniendo en cuenta la participación de los Recursos Energéticos Distribuidos.

En el mercado eléctrico peruano, la capacidad se remunera a través de un Pago por Potencia cuyo cálculo está a cargo del Regulador. Las nuevas inversiones en capacidad se han dado en el marco de las licitaciones realizadas por ProInversión en términos de reservas estratégicas denominadas Reserva Fría de Generación con una orientación diferente a la de la Ley 28832. En ese contexto, convendría realizar un análisis y evaluación de la conveniencia de implementar un mercado de capacidad.



RECOMENDACIONES

Promover las Licitaciones de Corto Plazo contempladas en la Ley 28832 en lugar de la suscripción de contratos bilaterales con tope en el Precio en Barra a efectos de que las tarifas que pagan los usuarios regulados incorporen las señales de escasez o abundancia de este mercado. Estas señales se incorporan en las tarifas eléctricas a través del Precio a Nivel de Generación.

Realizar ajustes en las licitaciones de largo plazo que promuevan el ingreso de centrales de generación que utilizan ERNC, como la solar fotovoltaica y eólica. Esta recomendación se realiza sobre la base de la experiencia registrada en Brasil y Chile en cuyas últimas licitaciones se ha tenido una participación importante de estas tecnologías con precios competitivos. En ese contexto se recomienda:

- Migrar a un mecanismo de contratación de energía con potencia asociada por bloques horarios que tome en consideración la contratación de energía firme no siendo necesario acreditar potencia firme en estos bloques. La exigencia de potencia firme, será solo para las centrales que contribuyen a cubrir la máxima demanda.
- Que la responsabilidad de conducción e implementación de las licitaciones este a cargo del Regulador y que la proyección de la demanda continúe a cargo del distribuidor.
- Ajustar el mecanismo del precio de reserva a efectos de agregar un margen de reserva similar al mecanismo utilizado en Chile que contribuya a alcanzar mayores niveles de cobertura.
- Evaluar la incidencia de la aplicación de las fórmulas de actualización para la adjudicación de las ofertas.
- Migrar a un esquema de precios marginales nodales.

Referencias

- ACERA. (2019). *Resultados del Proceso de Licitación 2017/01*. Obtenido de <https://acera.cl/wp-content/uploads/2019/04/ACERA-Minuta-licitaci%C3%B3n-2017-01.pdf>
- Arellano, M., & Serra, P. (2009). *Long-term contract auctions and market power in regulated power industries*. Obtenido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/147944>
- Battle, C., Barroso, L., & Echevarría, C. (2012). *Evaluación del marco normativo e institucional del Perú para la promoción de energía eléctrica a partir de recursos renovables*. Obtenido de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evaluaci%C3%B3n-del-marco-normativo-e-institucional-del-Per%C3%BA-para-la-promoci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica-a-partir-de-recursos-renovables.pdf>
- Borenstein, S. (1999). *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets*. Obtenido de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=506283
- Butrón, C., & Cerida, A. (2020). *Propuesta de un marco regulatorio que incentive las inversiones eficientes en generación eléctrica en el Perú Tesis de Maestría, Pontificia Universidad Católica del Perú*. Obtenido de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/16948>
- Camac, D., Espinoza, L., & Ormeño, V. (2006). *Assuring the efficient development of electricity generation in Peru*. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/1708977>
- CCEE-Cámara de Comercialización de Energía. (2021). *Resultados de la Licitación de Energía Nueva (A-5)*. Obtenido de https://www.ccee.org.br/documents/80415/919432/InfoLeil%C3%A3o_35_LEN_A-5.pdf/02192fc9-5a79-221a-0b5b-586e087d5ae3
- CNE-Comisión Nacional de Energía . (2017). *Nueva Ley Chile de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Regulados: Un Caso de Éxito*. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>

- CNE-Comisión Nacional de Energía . (2021). *Acta de Adjudicación de Ofertas Económicas de la Licitación 2021/01*. Obtenido de <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2020/>
- CNE-Comisión Nacional de Energía. (2017). *NUEVA LEY CHILENA DE LICITACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES REGULADOS: UN CASO DE ÉXITO*. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>
- Comisión MEM-OSINERG. (2005). *Libro Blanco: Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*. Obtenido de <http://www2.osinerg.gob.pe/novedades/volumen%20-%20libro%20blanco.pdf>
- Cramton, P., & Steven, S. (2007). *Colombia Firm Energy Market*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/221177668_Colombia_Firm_Energy_Market
- CREG-Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2019). *Mecanismo de subasta de Reloj Descendente*. Obtenido de http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm
- Dammert, A., Gallardo, J., & García, R. (2005). *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano. Documento de Trabajo N° 5*. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_05.pdf
- Dammert, A., García, R., & Pérez-Reyes, R. (2006). *Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en Centrales Hidroeléctricas. Documento de Trabajo N° 24*. Obtenido de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1399872/Documento%20de%20Trabajo%2024.pdf>
- De Vries, L. (2007). *Generation adequacy: Helping the market do its job*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957178706000488>
- Florez, M., Gómez, M., & García, J. (2006). *Análisis comparativo de diferentes esquemas de suficiencia en generación eléctrica: Algunas reflexiones para el mercado eléctrico en Colombia*. Obtenido de https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11318/MonicaPaola_FlorezEstrada_BeatrizMercedes_GomezDuque_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y

- García, R. (2006). *¿Por qué no Firman Contratos los Generadores con las Distribuidoras de Electricidad?* Revista Peruana de Derecho de la Empresa. N° 62: Hidrocarburos y Electricidad.
- García, R. (2008). *Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad. Tesis de Maestría, Pontificia Universidad Católica del Perú.* Obtenido de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/832>
- Hochberg, M., & Poudineh, R. (2018). *Renewable Auction Design in Theory and Practice: Lessons from the Experiences of Brazil and Mexico.* Obtenido de <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/04/Renewable-Auction-Design-in-Theory-and-Practice-Lessons-from-the-Experiences-of-Brazil-and-Mexico-EL-28.pdf>
- Moreno, R., Barroso, L., Rudnick, H., & Mocarquer, S. (2010). *Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences.* *Energy Policy* (2010), *doi:10.1016/j.enpol.2010.05.026.* Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/222514294_Auction_approaches_of_long-term_contracts_to_ensure_generation_investment_in_electricity_markets_Lessons_from_the_Brazilian_and_Chilean_experiences/link/5d05d08592851c90043f426d/download
- Ormeño, V. (2010). *Problemática de las Subastas de Contratos de las Distribuidoras en el Perú.* Obtenido de <https://www.ariae.org/servicio-documental/problematika-de-las-subastas-de-contratos-de-las-distribuidoras-en-el-peru>
- Osinermin (2021). (2021). *Reporte Estadístico de Mercado Libre de Electricidad (información: agosto 2021).* Obtenido de https://www2.osinermin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/MerLibElectricidad/ReporteLib102021_actualiz-01122021.pdf
- Osinermin. (2021). (2021). *upervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica.* Obtenido de https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf

- Ramos, D., & Salinas, C. (2015). *Evaluación de las Licitaciones entre Empresas Generadoras y Distribuidoras en el Mercado Mayorista Regulado del Sector Eléctrico. Trabajo de Investigación para optar al Grado Académico de Magíster en Regulación de Servicios Públicos.* Obtenido de https://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/1521/Daniel_Tesis_maestria_2015.pdf?sequence=5
- Sikora, I., Campos, J., & Bustos, J. (2017). Determinantes del Precio Spot Eléctrico en el Sistema Interconectado Central de Chile. . *Revista de Análisis Económico Volumen 32.* Obtenido de https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-88702017000200003
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity.* Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/book/5264048>
- Vásquez, A. (2021). La nueva propuesta de regulación de la declaración de los precios del gas natural para la generación termoeléctrica y sus potenciales impactos en la economía peruana. *Blog de la Maestría en Regulación de los Servicios Públicos.* Obtenido de <http://blog.pucp.edu.pe/blog/mregulacionsp/2021/04/28/la-nueva-propuesta-de-regulacion-de-la-declaracion-de-los-precios-del-gas-natural-para-la-generacion-termoelectrica-y-sus-potenciales-impactos-en-la-economia-peruana/>
- Vásquez, A., Ormeño, V., & Vilchez, C. (2014). *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales.* Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-32.pdf

GLOSARIO DE TERMINOS Y ABREVIATURAS

Distribuidor: Titular de una concesión de distribución de energía eléctrica (cuando la demanda supere los 500 kW) con carácter de Servicio Público de Electricidad.

Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

Generador: Titular de una concesión o autorización de generación. Horas de punta del Sistema: Son las definidas por el MEM.

Mercado de Corto Plazo: Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.

Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento.

Precios Firmes: Corresponden a los precios que resulten de los procesos de las Licitaciones de la Ley 28832 y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador; por tanto, garantiza que los precios establecidos no podrán ser modificados por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de Osinergmin.

Take or Pay: Tipo de contrato en el que el Distribuidor se obliga a pagar la energía contratada con el Generador aun cuando no la retire.

Precios en Barra: Son tarifas fijadas administrativamente por el Osinergmin en mayo de cada año como precio máximo para las ventas de energía de generadores a los distribuidores, destinadas al Servicio Público de Electricidad que no sean resultado de las licitaciones de largo plazo creadas por la Ley N° 28832.

Transmisor: Titular de una concesión de transmisión de energía eléctrica y/o requieran la imposición de servidumbre por parte del estado.

Usuarios Libres: Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Usuarios Regulados: Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.