

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

LEY QUE MODIFICA LA LEY N° 28832, LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

1 OBJETIVO

La presente propuesta de ley tiene por objetivo modificar la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, a fin de garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico; y promover la diversificación de la matriz energética.

2 JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA DE LEY

2.1. Participación de la generación con recursos energéticos renovables (RER) no convencionales en las licitaciones de suministro para el mercado regulado¹

Para la elaboración del presente capítulo se ha tenido en cuenta lo desarrollado en los informes del Grupo de Trabajo Especializado: Generación Eléctrica de la Comisión Multisectorial para la Reforma del Sector Eléctrico.

2.1.1 El mercado eléctrico y los contratos de suministro

Los contratos de suministro son un elemento clave para determinar la viabilidad de un proyecto de generación de energía eléctrica, ya que para el financista es un componente esencial que permitirá lograr su bancabilidad. La bancabilidad de un proyecto es importante debido a que, aun cuando una empresa capital propio, puede escoger desarrollar el proyecto sin usar como respaldo su patrimonio, de modo que el mismo no se vea afectado por el proyecto (a esta modalidad se le conoce como project finance). De igual manera, puede ser preferible para los prestamistas relacionarse con una sociedad de propósito especial creada específicamente para el proyecto, que se encuentre libre de obligaciones con otros prestamistas. Por lo tanto, en este caso la disponibilidad de financiamiento se sustenta en los resultados del proyecto, y por ello es importante contar con un flujo de ingresos predecible y estable, el cual proviene de un contrato de suministro, así como con una asignación de riesgos adecuada.²

¹ Para la formulación de la propuesta se ha tenido en cuenta los informes: (i) Informe sobre Promoción de Energías Renovables no convencionales en Sistemas Aislados, (ii) Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía y (iii) Esquema de Mejoras en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad; del GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, publicados en el portal web de la CRSE. Dicha consideración se ajusta a evaluar los análisis contenidos en tales informes, sin que ello se considere una limitación del MINEM a ejercer sus competencias exclusivas de diseñar y formular políticas públicas para el subsector electricidad, considerando que el art. 35 de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, establece que las Comisiones Multisectoriales tienen la función de emitir informes, cuyas conclusiones "carecen de efectos jurídicos frente a terceros".

Ver en el siguiente enlace: <http://www.minem.gob.pe/detalle.php?idSector=6&idTitular=9608&idMenu=sub9329&idCateg=1812>

²GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 9. Link: t.ly/cNzK.

En relación con la asignación de riesgos adecuada, es importante que el proyecto de generación de energía eléctrica ofrezca el producto del que dispone, y no asuma riesgos innecesarios al comprometer un producto del que no dispone. En ese sentido, cada tecnología para la generación eléctrica debe tener la oportunidad de suscribir contratos de suministro con Distribuidores o Usuarios Libres, ya sea pactando compromisos solo de potencia firme, o sólo de energía, o incluso de ambos productos, lo cual dependerá de sus posibilidades para afrontar los riesgos que el acuerdo contractual supone, considerando su disponibilidad de potencia firme y de energía firme durante el plazo contractual.³

El diseño del mercado eléctrico previsto en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y la Ley N° 28832 conserva una estructura común aplicada a nivel internacional, en la cual los Mercados Eléctricos Mayoristas se constituyen cuando menos por un mercado de transacciones de energía y de mecanismos de asignación de Servicios Complementarios, tal como se expresa en los artículos 13 y 14 de la Ley N° 28832, los cuales encargan funciones de interés público y administrativas al Comité de Operación Económica del Sistema (COES)⁴.

De acuerdo con la LCE y la Ley N° 28832, el mercado de transacciones (compra y venta) de potencia y energía inmediatas (Mercado de Corto Plazo o MCP) es administrado centralizadamente por el COES, entidad que determina los precios de energía aplicables, mientras que Osinergmin establece los precios de potencia. Este mercado es obligatorio para ciertos agentes (generadores, distribuidores y consumidores) y, si bien la forma como se construyen estos precios busca promover un sistema eléctrico con capacidad de producción que sea suficiente para abastecer el consumo eléctrico, los precios varían constantemente a lo largo de cada día, lo que supone una fuente de riesgo para las empresas que compran y venden electricidad en éste para recuperar las inversiones que hubieran realizado e inclusive conseguir el financiamiento necesario para en principio realizarlas.

En este contexto, **los contratos (de suministro o PPA) tienen por finalidad servir como un instrumento de cobertura contra la volatilidad presente en los precios del mercado mayorista de electricidad**, intercambiando los precios variables del MCP por el precio estable (tarifa) del contrato. Es decir, permite, por un lado, que los productores estabilicen sus ingresos por venta de electricidad y, por el lado de los consumidores, estabilizar sus pagos. De este modo, la obligación principal del comprador es pagar la tarifa acordada, en tanto la del vendedor es entregar el producto de acuerdo con las condiciones pactadas.

Si bien, los plazos de duración de estos contratos pueden ser múltiples, de acuerdo con las necesidades de las partes, **los contratos de suministro se constituyen en un instrumento fundamental para promover la inversión en generación eléctrica** y, de ese modo, garantizar suficiente electricidad para abastecer la demanda de los consumidores, a la vez de incrementar la competencia en el mercado eléctrico al facilitar el ingreso de nuevos agentes. Para este fin son **especialmente importantes los contratos por plazos de suministro suficientemente largos** que aseguren un flujo de efectivo para pagar la deuda tomada al realizar la inversión en activos de generación eléctrica.

³GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 9. Link: t.ly/cNzK.

⁴ El COES es una entidad privada a la cual se le han delegado por ley algunas funciones públicas.

Al respecto, es importante señalar que el ordenamiento jurídico vigente tiene como objetivo promover el desarrollo de los contratos de suministro, por lo cual ha establecido los siguientes principios:

- a) Generadores: se ha establecido la limitación de no vender en los contratos más potencia firme o energía firme de la que disponen.
- b) Distribuidores: se ha establecido la obligación de tener contratados la totalidad de sus requerimientos de potencia firme y energía para el suministro de sus Usuarios Regulados, y tener contratada, al menos, la parte de su demanda de energía y de potencia firme que no pueden adquirir en el MCP para atender a sus Usuarios Libres.
- c) Usuarios Libres: se ha establecido la obligación de tener contratados la totalidad de sus requerimientos de potencia firme y de energía para su suministro, al menos por la parte de su demanda de energía y de potencia firme que no pueden adquirir en el MCP.⁵

En virtud de lo señalado previamente, podemos observar que tanto el mandato legal de los Distribuidores y Usuarios Libres de tener cubierta su demanda con potencia firme y energía, como el interés de los generadores de contar con flujos de caja razonablemente ciertos, deberían fomentar que ambas partes suscriban contratos de compra venta de los productos potencia firme y energía, conforme a la disponibilidad de dichos productos por parte de los generadores.⁶

Sin embargo, la experiencia ha evidenciado que, como resultado de la regulación vigente, la mayor parte de los contratos suscritos no han permitido que los generadores puedan negociar de manera independiente (cuando aún era posible) los productos de los que efectivamente disponen, ya que se le exigió a todos los generadores por igual que suscriban los denominados "contratos de potencia con energía asociada" (o "full requirement", en inglés), los cuales contemplan obligaciones de venta conjunta de potencia firme y de energía.⁷

De hecho, a fin de dar cumplimiento a las disposiciones de la regulación vigente⁸ del RLCE, aplicable a aquellos casos en que el cliente es atendido por múltiples suministradores, se utiliza la potencia contratada con el cliente como el componente de proporcionalidad para distribuir la energía mensual que le corresponde a cada suministrador, lo que tiene como consecuencia que sea la potencia contratada lo que determina los contratos full requirement.

⁵GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 9. Link: t.ly/cNzK.

⁶GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 9. Link: t.ly/cNzK.

⁷GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 9-10. Link: t.ly/cNzK.

⁸"En los consumos que fueran abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, el COES deberá verificar que la energía total abastecida sea efectuada manteniendo mensualmente la misma proporción para cada uno de los suministradores. Quien tuviera un contrato diferente, deberá adecuarlo a lo prescrito en el presente artículo."

A la par, al haberse optado por esta modalidad de contratos, la obligación contenida en la regulación obliga a que el generador necesariamente disponga de potencia firme.⁹

La presente situación es aún más evidente en las regulaciones establecidas para los contratos destinados al suministro de los Usuarios Regulados (como las resoluciones emitidas por el Osinergmin que regulan las condiciones de aplicación de los Precios en Barra y las licitaciones de suministro llevadas a cabo en el marco de la Ley N° 28832), en las cuales se establece que, como resultado de las restricciones impuestas por el marco regulatorio vigente, la modalidad "full requirement" es la única forma contractual cuando el destinatario final del suministro sea la demanda de los Usuarios Regulados.¹⁰

En relación a este tema, el Libro Blanco¹¹, elaborado en el año 2005 por la Comisión para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica creada por Ley N° 28447, ya indicaba que los distribuidores y los usuarios están acostumbrados, y limitados por la legislación, a pagar por la electricidad sobre la base de contratos full requirement, y propuso como una alternativa los contratos en los cuales se especifiquen los requerimientos de energía por bloques horarios. De este modo la Comisión propuso que se especifique la posibilidad de suscribir contratos por bloques de energía como una alternativa, realizando la siguiente recomendación: *"Los contratos de suministro de electricidad, destinada a los Usuarios Libres y a los Usuarios Regulados, deberán especificar, en forma separada para cada uno de los mercados, los compromisos de capacidad y de energía, así como los plazos comprometidos."*¹². No obstante, dicha propuesta aún no ha sido implementada en el ordenamiento jurídico, lo que, como se explicará a continuación, ha restringido las posibilidades de competencia entre los generadores y también ha limitado los efectos que dicha competencia produce en los precios de los consumidores finales.¹³

2.1.2. El Decreto Legislativo N° 1002 y la tarifa del usuario eléctrico

El Decreto Legislativo N° 1002 estableció, en su artículo 5°, un mecanismo para el desarrollo de proyectos de generación renovable no convencional (biomasa, eólica, solar, mareomotriz, geotérmica y pequeña hidroeléctrica – minihidro –) basado en el otorgamiento de un pago adicional a los pagos que reciben en el Mercado de Corto Plazo las centrales de generación eléctrica por energía y potencia, bajo **el entendido que los precios del mercado eléctrico eran insuficientes para poder compensar los costos de inversión en estas tecnologías debido a que especialmente la eólica y la fotovoltaica, aún estaban en fase de despliegue a nivel mundial**. Este subsidio denominado Prima, es cargado en las tarifas de los usuarios finales y resulta de un proceso de subasta convocado por el Ministerio de Energía y Minas.

Entre los años 2009 y 2015 se iniciaron una serie de subastas en el marco del Decreto Legislativo N° 1002 para el desarrollo de centrales eólicas, fotovoltaicas y minihidros. Como

⁹GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 10.

¹⁰ GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 10. Link: t.ly/cNzK.

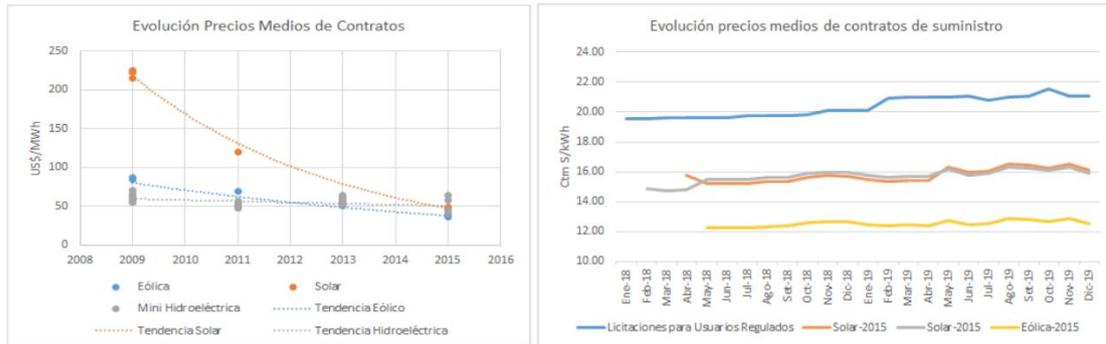
¹¹ Ver apartados referidos a "Medidas y contratos para vigilar la suficiencia de generación".

¹²COMISIÓN MEM-OSINERG CREADA POR LEY N° 28447, 2005, Libro Blanco. Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, p. 135.

¹³GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 10. Link: t.ly/cNzK.

muestran las figuras siguientes, **los precios de las tecnologías renovables eólica y fotovoltaica mostraron una tendencia a su reducción al irse consolidando la tecnología a nivel mundial**; de este modo, en el año 2015 **los precios que ofertaron estas tecnologías renovables se mostraron altamente competitivos**, e inclusive por debajo de los precios promedio de los contratos suscritos por la generación convencional en el marco de las licitaciones de la Ley N° 28832.

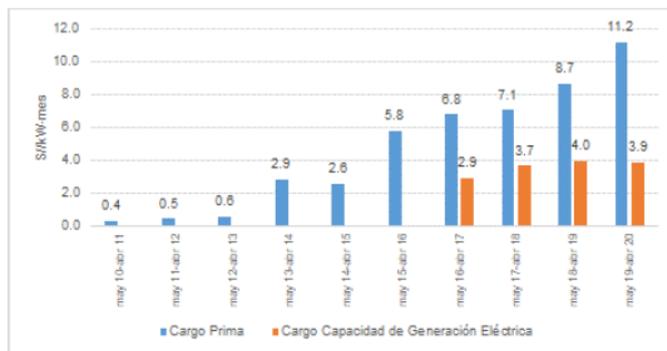
Figura 1. Evolución de precios de contratos



Fuente: Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad¹⁴.

A partir del año 2015, se evidencia que **la inversión en generación eólica y fotovoltaica debe realizarse sustentándose únicamente en la suscripción de contratos de suministro procurados bajo la Ley N° 28832, y no a través del Decreto Legislativo N° 1002**, pues de hacerse bajo esta última modalidad se mantendría el incremento de la tarifa del usuario eléctrico tanto al perder la posibilidad de contratar energía económica proveniente de energías renovables, como por incrementar su tarifa al tenerse que ampliar el subsidio (Prima) innecesariamente para que estas tecnologías se sigan desarrollando. La figura siguiente muestra como la mencionada Prima se incrementó durante los últimos años producto de los proyectos eólicos y fotovoltaicos subastados.

Figura 2. Evolución de la Prima por RER



Fuente: Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad.

2.1.3. La competencia en la actividad de generación eléctrica

Actualmente, el marco regulatorio del subsector eléctrico no permite que, por ejemplo, las centrales que no disponen de potencia firme o que disponen de la misma en cantidades modestas (por ejemplo, las centrales que utilizan Recursos Energéticos Renovables) puedan

¹⁴ La Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrico integra representantes del Ministerio de Energía y Minas, del Ministerio de Economía y Finanzas y del Osinergmin. Fue constituida por Resolución Suprema N° 006-2019-EM al amparo del artículo 35 de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo.

obligarse a contratar solo energía, y tampoco permiten que las unidades de reserva que disponen de potencia firme, pero que difícilmente producirán energía de forma regular, puedan obligarse a contratar solo potencia firme.¹⁵

La situación descrita brinda una ventaja a las empresas que disponen de una combinación de tecnologías respecto de aquellas empresas que sólo desarrollan una tecnología, siendo habitual que las primeras sean empresas que concentran una parte importante de la oferta de generación eléctrica, mientras que las segundas suelen ser empresas que están iniciando su actividad en el mercado eléctrico.¹⁶

En principio, esta limitación sería posible de superar si la empresa que carece de un producto adquiriese de dicho producto de otra empresa conforme lo habilita la Ley N° 28832; sin embargo, es una situación poco realista ya que esa operación implicaría que la empresa que venda el producto faltante le dé acceso al mercado de contratos a un agente adicional que incrementaría la competencia en dicho mercado.¹⁷

Por lo tanto, es posible apreciar que la aplicación de la regulación vigente restringe la posibilidad de las diferentes tecnologías de generación de competir entre ellas, y dicha limitación de la competencia perjudica, claramente, al usuario final.¹⁸

La relevancia de limitación de la competencia se incrementa cuando consideramos que, acorde a la literatura especializada, se prevén reducciones significativas en los costos de las tecnologías de origen renovable, que como ya se ha indicado, no pueden acceder a los contratos de suministro debido a su poca o nula disponibilidad de potencia firme.¹⁹

Por ejemplo, en el caso de la tecnología eólica "on-shore", es decir, en tierra, luego de un incremento de costos entre los años 2004 a 2010, se evidenció una de los mismos al punto que, según la Agencia de la Administración de la Energía de Estados Unidos, al año 2017 los costos son más competitivos. De igual forma, el Laboratorio Nacional de Energía Renovables de Estados Unidos (National Renewable Energy Laboratory - NREL) estima que, al año 2030, los costos nivelados de producción de la tecnología eólica disminuirán hasta en un 24% respecto de los costos del año 2014, en un escenario medio, y hasta en 44% en un escenario optimista.²⁰

A continuación, presentamos las Figuras 3 y 4 que fueron incluidas en el "Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía" elaborado por el Grupo de Trabajo Especializado: Generación Eléctrica. Respecto a la Figura 3, en ella se

¹⁵GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 10-11. Link: t.ly/cNzK.

¹⁶GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 11. Link: t.ly/cNzK.

¹⁷GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 11. Link: t.ly/cNzK.

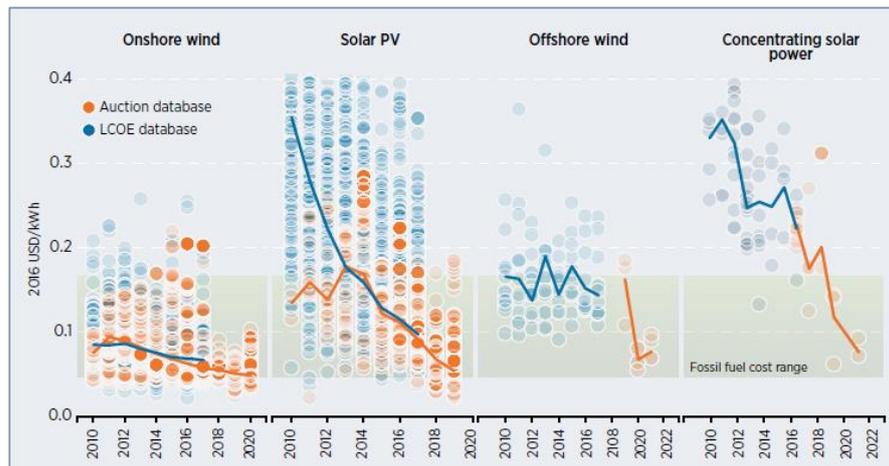
¹⁸GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 11. Link: t.ly/cNzK.

¹⁹GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 11. Link: t.ly/cNzK.

²⁰GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 11. Link: t.ly/cNzK.

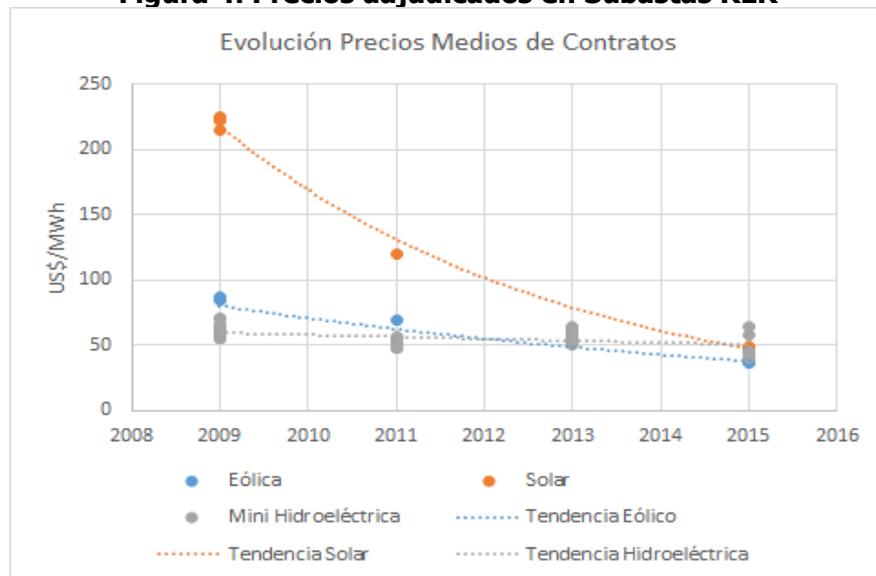
muestra una comparación entre los costos nivelados de producción estimados por la International Renewable Energy Agency (IRENA) y los precios obtenidos en las subastas efectuadas en diversos países del mundo desde el año 2010 hasta el presente año. Cabe indicar que, los precios de las subastas se asocian al año de puesta en servicio de la instalación ofrecida²¹. Por su parte, la Figura 4 muestra que el Perú tuvo la misma tendencia en las subastas efectuadas al amparo del Decreto Legislativo N° 1002, siendo notoria la evolución de los precios para la tecnología solar fotovoltaica.²²

Figura 3. Costo Nivelado Estimado versus Precios de Subastas



Fuente: IRENA. Renewable Power Generation - Costos en 2017.

Figura 4. Precios adjudicados en Subastas RER



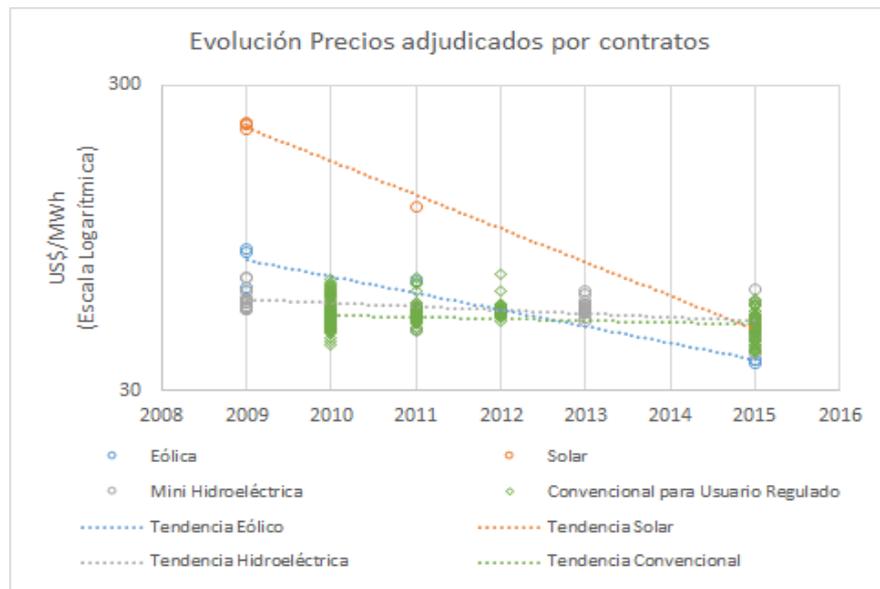
*Fuente: Osinergmin - Subastas RER.

²¹IRENA hace hincapié en tomar en cuenta que los resultados de subastas realizadas se ven influenciadas no solo por el costo de inversión y operación, sino también por las condiciones particulares que el marco regulatorio de cada mercado eléctrico establece.

²²GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 11. Link: t.ly/cNzK.

En ese sentido, al comparar los precios de las tecnologías que actualmente afrontan el problema de acceso a los contratos de suministro (por ejemplo, las tecnologías eólica y solar), es posible notar en la Figura 5 que, desde el año 2012 la tecnología eólica ofrece precios competitivos respecto de las tecnologías tradicionales (convencionales). La misma situación se presenta con la tecnología solar fotovoltaica desde el año 2015, para efectos de los contratos de suministro. No obstante, debido a las limitaciones previamente indicadas, estas tecnologías no han accedido directamente al mercado eléctrico mediante la suscripción de contratos de suministro, sino que han requerido de las subastas realizadas al amparo del Decreto Legislativo N° 1002.²³

Figura 5. Precios adjudicados de contratos en Perú²⁴



*Fuente: Osinergmin - Precios en Barra y Precios a Nivel Generación.

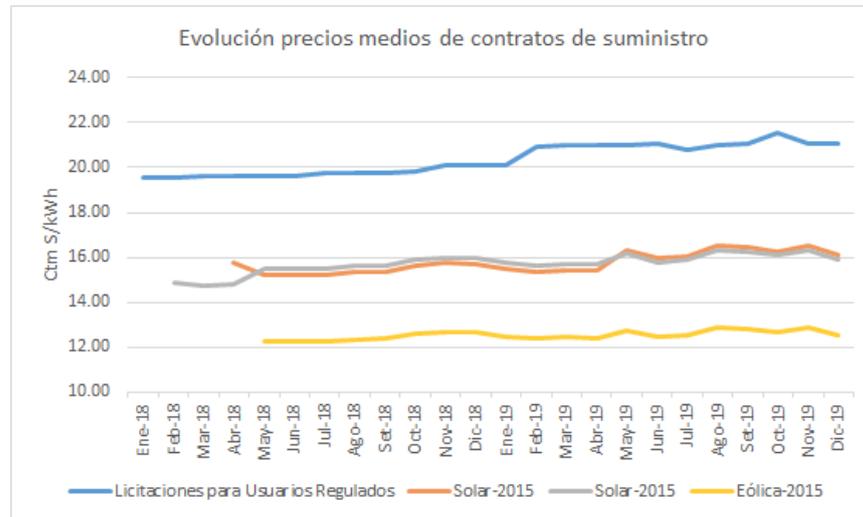
Por ejemplo, en el caso particular de los Usuarios Regulados, los últimos precios obtenidos para las nuevas tecnologías son menores que los precios promedio contractuales aplicados a estos y derivados de subastas en las que no se posibilita la participación de las nuevas tecnologías (ver Figura 6). Sin embargo, la reducción de precios no ha favorecido el incremento de la competencia en el mercado de contratos en beneficio de los Usuarios, lo cual se debe a las ya mencionadas restricciones que impone el RLCE en la modalidad contractual.²⁵

²³GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 12. Link: t.ly/cNzK.

²⁴GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 13. Link: t.ly/cNzK.

²⁵GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 13. Link: t.ly/cNzK.

Figura 6. Evolución de Precios adjudicados de contratos en Perú²⁶



*Fuente: Osinermin - Precios en Barra y Precios a Nivel Generación

2.1.4. Los recursos energéticos renovables y los Contratos en el marco de la Ley N° 28832

La LCE estableció que los consumidores de electricidad se clasifican en dos categorías: i) los usuarios regulados, cuyos precios son determinados por Osinermin, y que solo pueden adquirir electricidad de la empresa de distribución eléctrica a la que se encuentran conectados, y ii) los usuarios libres, quienes tienen libertad de comprar electricidad a cualquier suministrador al precio que libremente acuerden con éste.

Los contratos de suministro destinados para la atención de los usuarios regulados son suscritos por la correspondiente empresa de distribución con las empresas de generación de electricidad. Los precios aplicados a estos contratos inicialmente se limitaban a aquellos determinados por Osinermin sobre la base de estimaciones de los costos de suministrar la demanda²⁷; sin embargo, la Ley N° 28832 posteriormente introdujo el mecanismo de licitaciones como medio alternativo para determinar estos precios y a la vez asegurar el suministro de los usuarios regulados. Asimismo, dispuso que para cubrir hasta el 100% de la demanda de los usuarios regulados debían ser convocadas por los Distribuidores con suficiente anticipación (al menos de 3 años, largo plazo) para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación de electricidad. Complementariamente se estableció la posibilidad de efectuar licitaciones con menor anticipación (de corto plazo), pero solo hasta por 10% de la demanda de los usuarios regulados. De este modo, las licitaciones de suministro tienen dos objetivos: i) En el largo plazo, promover inversiones en generación, la competencia por el mercado y asegurar la cobertura de la demanda de los usuarios regulados y ii) En el corto plazo, cubrir las desviaciones de lo contratado a largo plazo respecto de la demanda que finalmente se materialice en el tiempo.

²⁶GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 13. Link: t.ly/cNzK.

²⁷ En estricto, en base de los costos adicionales que se incurrirían debido a que la demanda se incrementase. Costos conocidos como costos marginales.

Estas licitaciones son supervisadas por Osinergmin, quien además aprueba las bases, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de licitación, fórmulas de actualización de precios firmes; así como cautelar que durante todo el proceso de la Licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

El Artículo 3 de la Ley N° 28832 señala que ningún generador puede contratar más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.

"Artículo 3.- De los contratos

3.1 Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas;

b) Contratos resultantes de Licitaciones."

La potencia firme y la energía firme son cantidades calculadas por el COES y representan cuánto puede producir el generador a lo largo de su vida con cierto nivel de seguridad, de modo que se garantice que la probabilidad de sufrir cortes de suministro (apagones)²⁸ sea pequeña. Su cálculo depende de las características de cada tecnología de generación eléctrica, y si bien todas las tecnologías de producción de electricidad cuentan con un valor de energía firme, es posible que en el caso de algunas centrales que utilizan fuentes renovables de energía carezcan de potencia firme o esta sea muy pequeña, en contraste con la generación eléctrica convencional (termoeléctrica e hidroeléctrica) que siempre poseen potencia firme.

La Ley N° 28832 establece que el distribuidor debe comprar potencia y energía a la vez cuando lleve adelante licitaciones de suministro:

"Artículo 4.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

(...)

*4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de **compra de potencia y energía**, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco*

²⁸ De ahí la importancia de realizar un cálculo adecuado y no reconocer potencia firme o energía firme que no se dispone, puesto que se expone al sistema a eventos más frecuentes de corte de suministro.

por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.

(...)”

Esta disposición restringe la modalidad contractual y ha ocasionado que se exija a los generadores que dispongan tanto de potencia firme, como de energía firme, para poder participar de los procesos de licitaciones en el marco de la Ley N° 28832.

Lo anterior limita que La Ley N° 28832 logre su objetivo de incrementar la competencia en el mercado de generación y como resultado de esa competencia beneficiar a los usuarios regulados. En las condiciones actuales, el precio de la generación mediante tecnología renovable es cada vez más competitivo, sin embargo, los precios de los contratos resultantes de las licitaciones de suministro no se han beneficiado de los nuevos precios de la generación renovable debido que, como se ha explicado ya, se ha obligado la contratación de potencia y energía de manera conjunta durante las 24 horas por lo que la principal barrera que presenta la generación renovable es esta modalidad de contratación.

La **experiencia internacional muestra que es conveniente que se flexibilice las modalidades de contratación**, es decir, que no sea única y que se pueda amoldar al logro de diversos objetivos. En el caso de los mercados más avanzados se permite la **contratación independiente de la potencia y la energía, lo que facilita la competencia entre los generadores de electricidad.**

Por ejemplo, durante los últimos años Chile viene atravesando un proceso de transición energética impulsando generación de electricidad mediante energías renovables sustentado, entre otros, en mecanismos de licitación similares a los de la Ley N° 28832, pero que permiten la contratación de energía y de potencia de manera separada, bajo un formato de bloques de demanda de energía que se adecuan al perfil de producción de las distintas tecnologías de generación eléctrica. Este modelo ha permitido que, al cierre del año 2019, la generación eólica y solar contribuyera con el 20% de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional de dicho país, y que las centrales eólicas y solares contribuyeron con el 14% de la demanda de anual de energía eléctrica.

La modalidad de contratación implementada consiste en adquirir potencia y el derecho a consumir energía realizando un seguimiento de la curva horaria de demanda hasta el límite de la potencia contratada. Esta modalidad ha permitido incrementar las inversiones en generación y a fin de promover el ingreso de mayor oferta de generación eficiente requiere ser ampliada con otras modalidades que permitan poder capturar los costos de cada tecnología a fin de promover mayor competencia en el mercado de comercialización mayorista y con ello obtener mayores beneficios para el servicio público de electricidad.

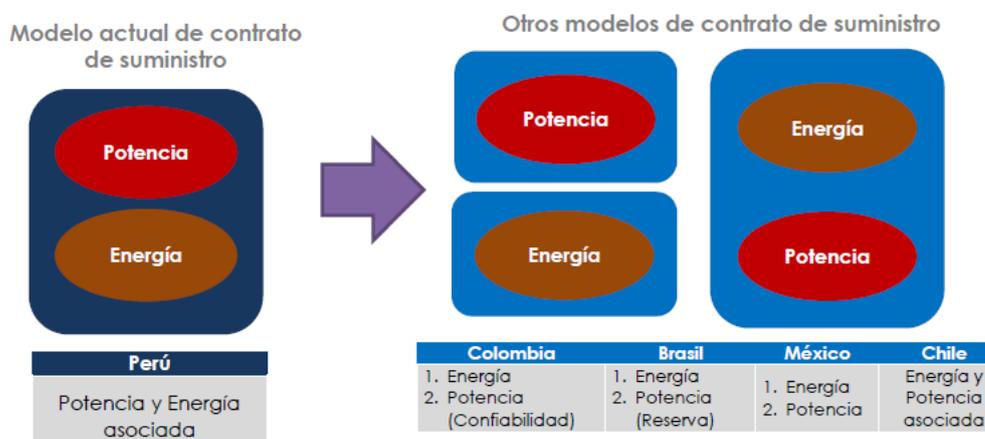
En las licitaciones de suministro desarrolladas al amparo de la Ley N° 28832, no ha sido posible que participen los proyectos que hacen uso de fuentes renovables (RER) como la energía fotovoltaica o eólica, ya que la modalidad de contratación utilizada en las licitaciones

de suministro exige contar con potencia firme para poder contratar, mientras que la energía contratada es una consecuencia de la potencia contratada.²⁹

Asimismo, a fin de garantizar la eficiencia a la que se refiere el artículo 2 de la ley 28832 se debe establecer para el suministro de electricidad mediante la modalidad por bloques horarios y/o por la modalidad de separación de potencia y energía, que el criterio de adjudicación sea aquella que de manera conjunta representen el mínimo costo para las 24 horas del día durante todo el periodo de vigencia del suministro de electricidad.

Por este motivo, se recomienda implementar modalidades contractuales que faculten a los nuevos generadores ofrecer el (los) producto(s) de que disponen, diferenciando las obligaciones de potencia firme y de energía.³⁰

Figura 7: Modalidades de contratación



Fuente: Osinergmin

Por lo tanto, se recomienda adoptar el modelo de contratación de energía por bloques horarios a efectos de realizar el reparto de la curva horaria de las distribuidoras, sobre la base de las prácticas de los otros mercados eléctricos. En la modalidad contractual recomendada, la potencia firme se contrataría solo en el bloque horario de punta del sistema, debido a que es sobre la base de la demanda coincidente con este bloque horario que el generador se obliga a efectuar aportes a la bolsa de potencia del Mercado de Corto Plazo.³¹

De igual manera, el cambio en la forma de contratación requerirá establecer una disposición normativa de transición del modelo vigente al nuevo, tomando en cuenta que los contratos vigentes iniciarán su proceso de caducidad a partir de los años 2022 o 2023, por lo que se recomienda que dichos contratos sean liquidados primero, y posteriormente aquellos que

²⁹GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, p. 28-29. Link: t.ly/WyGX.

³⁰GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, p. 29. Link: t.ly/WyGX.

³¹GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, p. 29. Link: t.ly/WyGX.

hayan adoptado la nueva modalidad contractual, además no se debe permitir la renovación de los contratos suscritos bajo la modalidad de potencia con energía asociada.³²

Por esta razón, es **conveniente que se modifique el artículo 4.4 de la Ley N° 28832** para permitir que los generadores puedan contratar solo potencia, solo energía o ambas, manteniendo como límite tanto la potencia firme, como la energía firme, de que disponen.

Debido a que, al momento en que se haga efectiva esta precisión, se contará con contratos de suministro aún vigentes, y con la finalidad de que esta modificación normativa no implique un perjuicio originado por un cambio regulatorio, es recomendable mantener los derechos de estos contratos sobre la demanda asegurándoles que, durante su vigencia, tendrán prioridad por sobre los contratos suscritos con posterioridad a la modificación del artículo 4.4 de la Ley N° 28832, **no pudiendo ser prorrogados ni incrementadas las cantidades comprometidas en los mismos por ningún motivo**. Esto permitirá establecer un mecanismo de transición progresivo desde la modalidad hoy imperante hacia las nuevas modalidades contractuales.

2.1.5. Los usuarios regulados que pueden migrar y los contratos de suministro de las distribuidoras

La Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 estableció que aquellos usuarios que se ubiquen dentro de los límites de consumo de potencia que establezca el Reglamento, pueden optar por cambiar, a su voluntad y cuando lo determinen, entre las categorías de usuario libre o de usuario regulado.

"PRIMERA.- Nueva opción para Usuarios Libres

Los Usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el Reglamento podrán acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. *El cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un (1) año, según los términos que establezca el Reglamento. En caso de que el Usuario cambie de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor de tres (3) años." (subrayado y énfasis agregado).*

Si bien esta medida permite que este segmento de usuarios eléctricos pueda tomar ventaja de las condiciones de precios existentes para los usuarios regulados y los usuarios libres, en la práctica introduce un elemento que afecta la efectividad de las licitaciones destinadas a la atención de los usuarios regulados, debido a que el distribuidor enfrenta la incertidumbre en cuanto a la potencia que debe contratar para cumplir con la obligación que le impone el artículo 34 de la LCE.

"Artículo 34.- Los Distribuidores están obligados a:

³²³²GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, p. 29. Link: t.ly/WyGX.

(...)

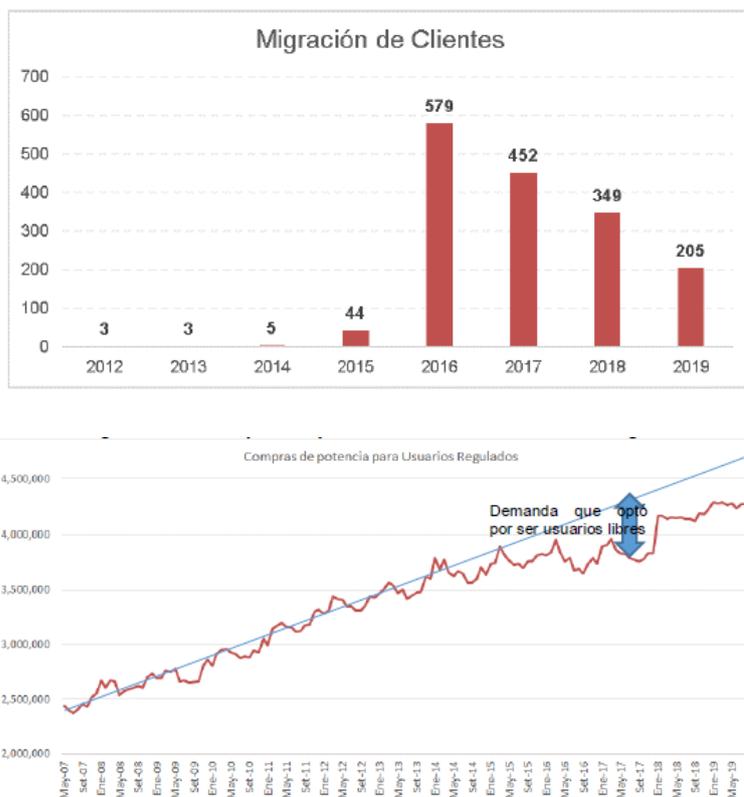
b) Garantizar la demanda para sus usuarios regulados por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;

(...)”

De este modo se limita la capacidad de estas licitaciones para comprometer contratos por periodos que permitan promover inversiones en nueva capacidad de generación eléctrica que brinde potencia firme al sistema; especialmente cuando la migración de estos clientes se produce de manera significativa como ocurrió entre los años 2016 y 2019, que, como muestra la figura siguiente, redujo la demanda de potencia contratada, lo que finalmente implica un riesgo innecesario, ya sea para el distribuidor al tener que pagar por potencia contratada que finalmente no requiere producto de las decisiones de sus usuarios que inicialmente se encontraban en la categoría de regulados, o un riesgo para el generador eléctrico que realiza una inversión para satisfacer esta demanda y no facturar por la potencia comprometida.

Por ejemplo, en el caso de las licitaciones efectuadas a la fecha, la experiencia ha mostrado que efectivamente la migración de clientes de usuarios regulados a libres ocasionó que las empresas de distribución quedarán con obligaciones de pago de potencia que no se habrían producido de no haberse realizado la migración. En este caso, el incentivo económico llevó a algunos generadores, con los cuales la empresa distribuidora se había obligado a pagar por la potencia contratada, a fomentar la migración de estos usuarios para que convirtieran en sus clientes, logrando en ese caso que el nuevo usuario migrado le pagará al generador por potencia contratada y simultáneamente que la empresa distribuidora también pagara por esa potencia que había contratado previamente para servir al cliente migrado por incentivo del propio generador.

Figura 8. Migración de cliente e impacto en potencia contratada



Fuente: Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad.

Complementariamente, también resulta en una desventaja para el usuario que migra entre categorías, debido a que los costos de transacción³³, asociados a la suscripción de contratos de suministro de potencia con una multiplicidad de usuarios con pequeñas demandas, es mayor que los costos de transacción de suscribir un único contrato por una mayor demanda, aspecto que se hace más evidente cuando el usuario busca volver a la categoría de regulado, en cuyo caso el distribuidor actúa como un suministrador de último recurso³⁴.

En ese sentido, para mitigar estos riesgos en mercados eléctricos, como el de Panamá, se establece que aquellos **usuarios que se conectan a la red del distribuidor están obligados a contratar su potencia con éste a un precio regulado por un plazo determinado, no menor a tres (3) años según lo establezca el Reglamento con el sustento correspondiente, siendo objeto posible de negociación para estos usuarios que optan por ser libres, solo el precio de la energía.**

De este modo, para mejorar la efectividad de las licitaciones que se efectúen al amparo de la Ley N° 28832 se requiere precisar que los usuarios a que se refiere Primera Disposición complementaria Final de la Ley N° 28832 están obligados a contratar permanentemente sus

³³ Se refiere a todos los costos en que se incurren para poder llevar a cabo el intercambio de un bien o servicio y por vigilar el cumplimiento de lo convenido (p.e. los costos legales de elaborar el contrato).

³⁴ Este término es común en mercados en que todos los usuarios son libres sin excepción, y se refiere a aquella empresa que se encuentra obligada a dar el servicio eléctrico a un precio regulado a todo aquél que se lo solicite.

requerimientos de potencia con la empresa de distribución. Asimismo, se debe disponer que aquellos usuarios que actualmente cuentan con contratos de potencia bajo la modalidad de usuarios libres mantendrán dichos contratos hasta su vencimiento, momento a partir del cual se adecuarán a la nueva disposición de contratar su potencia con las empresas distribuidoras.

2.1.6. Predictibilidad de las Licitaciones de Suministro para promover inversiones en generación eléctrica

El literal b) del artículo 44 de la LCE establece la obligación de las distribuidoras de garantizar el suministro de sus usuarios regulados, para lo cual de acuerdo con el artículo 3 de la Ley N° 28832 **el distribuidor puede suscribir contratos mediante el mecanismo de licitaciones o directamente sin hacer uso de dicho mecanismo**. En concordancia con ello, la Ley N° 28832 ha dispuesto también lo siguiente:

- **El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones, que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo, con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados** (artículo 4.1).
- Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor (artículo 4.4)
- **Es obligación del Distribuidor iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos** (artículo 5.1).
- El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos Osinergmin aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor (artículo 5.2).
- En los casos en que, como resultado de la Licitación, no se obtuvieran ofertas de abastecimiento suficientes a un precio inferior o igual al precio máximo para cubrir toda la demanda licitada, se priorizará la asignación de las ofertas ganadoras a la atención de la demanda de los Usuarios Regulados. En estos casos, se efectuará una nueva convocatoria dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, debiendo incorporarse las modificaciones que sean necesarias al proceso de Licitación, las que deberán ser aprobadas por el Osinergmin (artículo 7.2).

De una interpretación sistemática de todas las disposiciones legales antes citadas, debiera quedar claro que el abastecimiento oportuno y eficiente de la demanda de los usuarios regulados se consigue primero a través de los procesos de licitación, tanto de largo y corto plazo, y luego subsidiariamente se debe recurrir a contratos no licitados, pues de acuerdo a la Ley N° 28832, **la licitación es el vehículo reservado legalmente para garantizar el abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para los usuarios regulados; asimismo, es el instrumento 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 de los usuarios regulados, conforme a los objetivos señalados en el artículo 2 de la Ley N° 28832.

Al respecto, **el desarrollo oportuno de nuevos proyectos de generación requiere de un nivel razonable de predictibilidad respecto de las contrataciones que realizará la empresa distribuidora** para atender a sus usuarios regulados, tanto en lo referido a la cantidad a demandar como su correspondiente plazo contractual. De este modo, la definición de un programa de licitaciones permite a los desarrolladores de proyectos realizar los estudios y gestiones necesarias para participar adecuadamente de estos procesos competitivos.

No obstante, **ha sido práctica común de las empresas de distribución atribuirse la facultad de decidir si inician o no procesos de licitación para la contratación del suministro de sus usuarios regulados en función de los beneficios que les reporte ello**, no tomando en cuenta el mandato del artículo 5 de la Ley N° 28832, amparándose en la lectura aislada del artículo 4 de la misma ley, y limitando la posibilidad de mayor participación por parte de los proyectos de generación eléctrica.

Esto ha motivado la **falta de una programación de licitaciones por parte de las empresas de distribución que es contraria a la práctica estándar en otros mercados eléctricos** que utilizan este tipo de procesos competitivos como medio para promover inversión en nueva generación y garantizar el abastecimiento de los usuarios regulados. Así, **la legislación de países como Chile, Brasil y Panamá claramente establecen la obligación de poner a disposición del mercado un programa de licitaciones**, ya sea elaborado directamente por la autoridad regulatoria o aprobado por esta a propuesta de las empresas distribuidoras.

Este tipo de disposición debe hacerse expresa en la Ley N° 28832 para que se logren sus objetivos, precisando que el Distribuidor debe convocar los diferentes procesos de licitación contemplados en la ley de acuerdo con un programa anual sujeto a aprobación y revisión del regulador y, como excepción, suscribir contratos sin licitación.

Finalmente, y solo con la finalidad de tener una mayor claridad en cuanto a las dos modalidades de licitaciones de largo plazo previstas en la Ley N° 28832, es conveniente que éstas sean referidas como de mediano y largo plazo, en función del tiempo cuyo suministro se pretende asegurar. Así, se debe precisar en la Ley N° 28832 que son de mediano plazo aquellas licitaciones cuyo suministro sea por un periodo menor o igual a 5 años, y de largo plazo, aquellos cuyos suministros sean por un plazo mayor a 5 años.

Respecto de los contratos derivados de licitaciones con plazos mayores a 5 años, si bien actualmente se permite que puedan alcanzar como plazo máximo el de 20 años, la experiencia práctica ha mostrado que se han realizado por plazos de suministro mucho menores, siendo que la mayor de las veces el plazo contractual fue próximo a 10 años (como muestra la figura siguiente), sin que ello impidiera la participación de proyectos de generación en estas licitaciones. Por ello, es necesario modificar el plazo máximo contractual actualmente previsto en la Ley N° 28832 e incluir un plazo de hasta 15 años.

Figura 9. Plazos de licitaciones de suministro de largo plazo



Fuente: Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad

2.1.7. Precios en Barra y precios de usuarios libres

La Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 establece que,

"El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento."

Esta disposición buscaba asegurar que la tarifa establecida por Osinergmin aplicable a los contratos entre generador y distribuidor que no fueran resultado de una licitación, denominada Precio en Barra, reflejara las condiciones de competencia en el mercado de contratos derivados de las licitaciones. Ello en el entendido que se dispondría de múltiples señales (de corto y largo plazo) que permitirían reflejar con mayor precisión el valor de la electricidad al momento de calcularse esta tarifa; sin embargo, la experiencia ha demostrado que no existe tal diversidad en los contratos que han sido suscritos a través de licitaciones, en contraposición con la alta diversidad que sí exhiben los contratos de suministro con usuarios libres, que se derivan de la actividad competitiva de los generadores y que reflejan igualmente plazos contractuales de corto y de largo plazo.

Esta distorsión se produce porque el mercado de contratos de suministro con usuarios libres opera con mucha mayor frecuencia (es más dinámico) que las licitaciones de suministro que efectúan los distribuidores, lo que ha ocasionado que durante los últimos años los Precios en Barra hayan mostrado una tendencia creciente en contraste con los precios medios de los contratos con los usuarios libres que han venido disminuyendo desde el año 2016. Para corregir esta distorsión es conveniente modificar la Ley N° 28832, precisando que los Precios en Barra se ajustarán teniendo como referencia el promedio ponderado de los precios de las licitaciones y del mercado libre.

2.1.8. Promoción de nueva generación en Sistemas Aislados y Coordinador de la operación

En la actualidad, los Sistemas Aislados, es decir los sistemas eléctricos no interconectados con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), cubren toda o parte de su demanda

de electricidad mediante generación termoeléctrica que utiliza combustibles líquidos derivados del petróleo; asimismo, por economías de escala, todos sus consumidores son servidos por una única empresa de distribución eléctrica que, en términos casi generales, integra activos de transmisión y generación eléctrica, así como la labor de operación del sistema eléctrico. En estos sistemas, actualmente todos los consumidores son usuarios regulados.

Estos sistemas cubren un amplio rango de potencia que van desde unos pocos miles de Vatios hasta decenas de millones de vatios. En sistemas eléctricos como el del Iquitos, el tamaño del mismo ha permitido que además del distribuidor se haya conectado otra empresa de generación eléctrica que mantiene la propiedad de los activos de generación y transmisión, y vende toda su producción a la empresa distribuidora. Asimismo, dado que el costo de desarrollo de la generación eléctrica mediante fuentes energéticas renovables se ha reducido, particularmente con tecnología fotovoltaica, se está haciendo cada vez más viable su incorporación en los Sistemas Aislados medianos bajo la forma de desarrollos privados con contratos de suministro con el distribuidor.

Este nuevo escenario plantea la necesidad de establecer, por un lado, cómo se realizarán las licitaciones de suministro de energía que dispone la Ley N° 28832, y por otro, qué entidad será la encargada de realizar la coordinación de la operación del sistema eléctrico aislado.

Sobre el primer punto, el artículo 31 de la Ley N° 28832 señala que en los sistemas aislados rigen las mismas reglas aplicables al SEIN.

"Artículo 31.- Licitaciones para la nueva generación en Sistemas Aislados

31.1 Los Distribuidores de Sistemas Aislados podrán convocar Licitaciones considerando los términos, plazos, condiciones y obligaciones señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

31.2 En los procesos de Licitación para Sistemas Aislados, OSINERG tiene las mismas responsabilidades señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley."

Como consecuencia de ello las empresas distribuidoras pueden hoy en día libremente convocar licitaciones supervisadas por Osinergmin para asegurar nueva generación en Sistemas Aislados o suscribir contratos bilaterales (sin licitaciones) con generadores en base a precios regulados establecidos por Osinergmin, siendo estos los únicos compradores de electricidad presentes en sus respectivos sistemas. En ese contexto, se presenta el problema de que el acceso de los nuevos agentes generadores se encuentra sujeto a la voluntad del distribuidor de permitir suscribir un contrato de suministro con plazo suficiente para realizar inversiones.

Por lo anterior, al no tener el generador nuevo otras alternativas para colocar su energía (como si ocurre en el SEIN), se requiere que sea una entidad independiente la encargada de decidir en qué momento se deben realizar las licitaciones de suministro y si es conveniente o no que se haga uso de recursos renovables considerando que su adopción implica reducir el gasto en combustibles líquidos y, en consecuencia, en el uso de recursos destinados al subsidio de las tarifas eléctricas de estos sistemas establecidos por el artículo 30 del Ley N°

28832, los cuales provienen de aportes que podrían destinarse a ejecutar obras de electrificación rural³⁵. Esto último requiere de una labor de planificación energética que hoy en día es responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas, razón por la cual esta entidad debe ser la que decida sobre las licitaciones en los sistemas aislados.

En cuanto al segundo punto, y como se mencionó previamente, la LCE y la Ley 28832 no establecen qué entidad en los sistemas aislados estará a cargo de coordinar la operación y despacho de los mismos, no obstante, prevé que las actividades de generación, transmisión y distribución podrían ser realizadas por diferentes agentes.

La incorporación de nuevos agentes generadores en sistemas aislados mayores, sean convencionales o RER, requiere que las reglas de operación y despacho sean establecidas con anticipación, determinando la entidad responsable y bajo qué condiciones lo hará. En caso no se defina tal aspecto, nos encontramos ante un problema de falta de predictibilidad, por lo que en tal supuesto resulta necesario que se prevean reglas generales que se apliquen de forma predecible a todos los agentes.

Al respecto, se podrían considerar algunas alternativas para abordar la situación descrita, la cual debe basarse en los principios de la LCE, que tiene por objetivo lograr el mínimo costo de producción, garantizar la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Dentro de dichas alternativas a considerar, destacan las siguientes:

- (i) Crear una organización independiente, similar al COES, con personería jurídica propia.

Si bien, tiene como aspecto positivo, el garantizar la independencia del organismo y la neutralidad para las acciones de programación, coordinación, monitoreo y asignación de responsabilidades ante fallas. No obstante, el aspecto negativo está referido a que la creación de dicho organismo va necesitar de un proceso de implementación que podría tomar un tiempo mayor que el requerido para el cumplimiento de la responsabilidad que se propone encomendarle.

- (ii) Crear una Unidad como parte de la organización de la Distribuidora que opere en el Sistema Aislado.

Si bien, tiene como aspecto positivo, la posibilidad de implementarse en forma inmediata a través de la empresa Distribuidora con la creación de una Unidad de Coordinación como parte de su organización. No obstante, el aspecto negativo está referido a una eventual falta de independencia ante los Agentes que concurren al sistema, si consideramos que también tendría a su cargo resolver, en primera instancia, reclamos o desacuerdos con la labor de coordinación, que requieran ser dilucidados por un ente imparcial. Asimismo, ante la concurrencia de más de un agente pueden presentarse mayores complejidades técnicas que requieran contar con un equipo de profesionales con la calificación y experiencia necesaria para coordinar la operación del sistema.

- (iii) Encargar las funciones de coordinación al COES, extendiendo sus funciones actuales.

³⁵ Los fondos a que se refiere el artículo 30º provienen de los aportes que efectúan los consumidores eléctricos para efectos del fondo de electrificación rural, y tienen como límite el 50% de dichos aportes.

Esta opción tiene como gran ventaja el aprovechar los recursos técnicos, experiencia, y organización de un organismo que viene cumpliendo las funciones de coordinación de la operación del SEIN por muchos años.

En ese sentido, sería necesario incorporar en la Ley 28832 una disposición que extienda las funciones del COES en el SEIN a los sistemas aislados, que le permita de forma exclusiva y transparente aplicar los criterios de operación y de remuneración a los participantes de estos sistemas aislados.

Por lo expuesto, es necesario efectuar estas precisiones en la Ley N° 28832.

2.2. Creación de soluciones de mercado y planificación de Servicios Complementarios con participación de la demanda y de sistemas de almacenamiento de energía

2.2.1. Los Servicios Complementarios

La operación segura y confiable del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional requiere de la coordinación de múltiples elementos con la finalidad de abastecer los centros de consumo. Esta coordinación implica mantener un permanente balance entre la energía producida y consumida, considerando que la energía eléctrica se distribuirá en la red de acuerdo con leyes físicas y que no puede ser almacenada en cantidades significativas, de modo que ante variaciones en la capacidad de producción (o de la demanda eléctrica) debe contarse con servicios de respaldo que permitan garantizar el permanente balance de energía en el sistema (abastecimiento de la demanda) manteniendo de este modo la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico. Los servicios más importantes distinguen entre servicios de balance de frecuencia y servicios de balance de voltaje.

Al respecto, la Ley N° 28832 en el año 2006 definió en su artículo 1, numeral 31:

"31. Servicios Complementarios. – Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad."

Se estableció por primera vez una definición y reconocimiento expreso de estos servicios como parte de los necesarios para la correcta operación del sistema eléctrico³⁶, y se encargó su planificación y administración al Comité de Operación Económica del Sistema (COES)³⁷:

"Artículo 14.- Funciones operativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones:

(...)

³⁶ Estos servicios se venían ya prestando como parte normal de la operación del sistema eléctrico, pero no se reconocían como elementos que ameritaban un tratamiento específico en el diseño del mercado eléctrico peruano a nivel legal.

³⁷ El COES es una entidad privada creada por la Ley N° 28832 que se encarga de administrar la operación del sistema eléctrico y del mercado eléctrico mayorista. Ello como parte de funciones públicas y administrativas que le han sido delegadas por la ley.

j) Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN; y,

(...)”

No obstante, la prestación de estos servicios tradicionalmente ha sido realizada por las centrales de generación eléctrica, aunque el avance de la tecnología ha introducido nuevas fuentes alternativas, lo que ha incrementado la necesidad de abordar adecuadamente su regulación.

2.2.2. Las nuevas tecnologías y los servicios complementarios

En la actualidad cerca del 5% de la producción de energía en el Sistema Interconectado Nacional (en adelante SEIN) proviene de centrales eólicas y solares fotovoltaicos. La reducción de los costos de desarrollo de estas tecnologías que se ha registrado durante los últimos años muestra que ya se encuentran en condiciones competitivas frente al resto de tecnologías, sin la necesidad de recurrir a ayudas como las del Decreto Legislativo N° 1002³⁸, sino soportadas en los precios del mercado de electricidad.

Por ejemplo, en los últimos años se ha incrementado los proyectos de generación renovable, de modo tal que, por ejemplo, en el plan de transmisión 2021 – 2030 elaborado por el COES, se considera un escenario de incremento de la capacidad de generación renovable al 2030 que se distribuye como sigue: 1700 MW de generación eólica en la zona norte, 2050 MW de generación eólica en la zona centro y 1850 MW de generación solar fotovoltaica en la zona Sur.

El incremento de la generación renovable variable, eólicas o solares fotovoltaicos, en los mercados eléctricos agrega un nivel adicional de incertidumbre a la operación de los sistemas eléctricos. La variabilidad en la producción de las centrales de generación que hacen uso de fuentes de energía renovables variables, hace necesario la implementación de mecanismos que permitan incrementar la flexibilidad de los sistemas eléctricos, con la finalidad de garantizar su operación segura.

La experiencia acumulada en aquellos sistemas en los cuales se ha incrementado de manera importante el ingreso de estas tecnologías, que además se acompaña del retiro de unidades de generación convencionales, nos muestra lo siguiente:

- i. La reducción progresiva de la respuesta inercial del sistema eléctrico, lo cual expone al sistema a enfrentar reducciones (o incrementos), más rápidas y profundas, de frecuencia durante los primeros segundos posteriores a un desbalance de energía, debido a la disminución de unidades que cuentan con energía almacenada de muy rápida entrega mediante el uso de masas giratorias con que cuentan las unidades de generación convencionales y que se carecen en el caso de la generación renovable.

³⁸ Consistente en el aseguramiento de un ingreso anual garantizado a aquellos proyectos que se construyan como consecuencia de subastas convocadas por el Ministerio de Energía y Minas.

- ii. Las variaciones en curva de carga a ser atendidas por la generación convencional se han incrementado producto de la generación renovable, tanto por su perfil esperado de producción, como por la incertidumbre de la misma. Esto implica la necesidad de una capacidad del sistema de contar con unidades de generación flexibles que permitan asumir rampas de carga y descarga más pronunciadas respecto de las rampas usualmente bastante previsibles de la demanda durante la operación del sistema eléctrico.

Al respecto, señala NERC³⁹ (2014), que en un posible futuro con una mayor participación de nuevas tecnologías de generación eléctrica, si bien se puede contar con suficiente energía para abastecer la demanda, se ira evidenciando carencias en la disponibilidad de servicios complementarios de parte del parque de generación debido a que algunas tecnologías no podrán proveer la variedad de servicios complementarios que en la actualidad sí proveen las tecnologías convencionales de generación eléctrica.

Esta situación lleva a reconsiderar que la actual abundancia de los servicios complementarios se puede agotar, con lo que deberán hacerse explícitos como productos que requerirán los sistemas eléctricos (como posiblemente el peruano en el futuro) y cuya adquisición debe regularse adecuadamente de modo que se haga uso de mecanismos de competencia que beneficien al consumidor final, cuando ello sea técnica y económicamente factible, y sujetos a regulación de precios, cuando no lo sea así.

Tomando en cuenta la reciente experiencia europea y norteamericana, IRENA⁴⁰ (2019) plantea que los servicios complementarios se definan de modo que aseguren que los futuros sistemas eléctricos permitan la adecuada incorporación de la generación renovable y otras nuevas tecnologías asociadas a la gestión de la demanda (p.e. electromovilidad, microrredes, etc.) sin afectar la seguridad del sistema eléctrico.

En ese sentido, la experiencia en sistemas eléctricos más avanzados muestra que la prestación de servicios complementarios puede ser ampliada a nuevos agentes como son los sistemas de almacenamiento, a plantas eólicas y solares fotovoltaicas con dispositivos electrónicos capaces de aportar "inercia sintética" al sistema y rampa rápida, de plantas solares fotovoltaicas o baterías con capacidad de brindar control de la tensión, así como de respuesta de demanda que puede brindar servicios de regulación de frecuencia y de rampa rápida al hacerse uso de las nuevas tecnologías de información y de control.

Si bien el disponer de una mayor variedad de proveedores que puedan prestar servicios complementarios al sistema eléctrico es conveniente pues amplía la competencia y promueve su prestación a precios más eficientes, la posibilidad de que agentes distintos de los generadores provean servicios complementarios no ha sido expresada en la Ley 28832, razón por la cual es necesario efectuar esta precisión en el artículo 1 de la mencionada ley.

2.2.3. Sistemas de almacenamiento de electricidad

Las tecnologías de almacenamiento de electricidad utilizados en sistemas eléctricos de potencia son variadas, siendo la más antigua las centrales hidroeléctricas de bombeo,

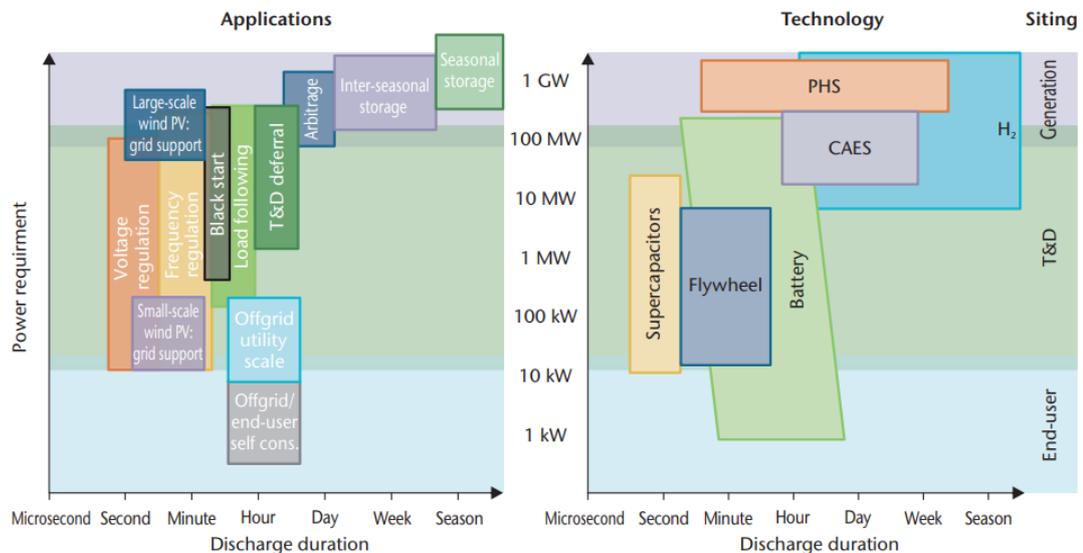
³⁹ Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norte América (North American Electric Reliability Corporation).

⁴⁰ Agencia Internacional de las Energías Renovables (International Renewable Energy Agency).

mientras que las baterías de Ion Litio se han desarrollado significativamente durante las últimas décadas. Sin embargo, también se dispone de tecnologías de supercapacitores, volantes de inercia, aire comprimido, y de gas hidrógeno.

Cada tecnología se puede aplicar a diferentes escalas de potencia y con capacidades de almacenamiento de distinta duración, lo que permite brindar distintos servicios (tal como muestra la figura siguiente), entre los cuales se cuentan los servicios complementarios.

Figura 10. Características de las distintas tecnologías de almacenamiento⁴¹



Note: CAES = compressed air energy storage; PHS = pumped hydro energy storage.

Fuente: Agencia Internacional de la energía (2015).

La aplicación de sistemas de almacenamiento principalmente se ha realizado en mercados más desarrollados, como el europeo y los norteamericanos. En ambos casos se ha considerado conveniente precisar una definición clara de lo que implica "almacenamiento"⁴², así como su reconocimiento como una actividad distinta de las tradicionales (generación, transmisión y distribución) y que su tratamiento debe ser el mismo que el dado a las unidades de generación eléctrica.

En Estados Unidos de América, las Orden FERC 841 del año 2018 define al almacenamiento eléctrico como "un recurso capaz de recibir energía eléctrica de la red y almacenarla para la posterior inyección de energía eléctrica de vuelta a la red"⁴³. De modo similar, la Directiva Europea 2019/944 define el almacenamiento de energía en el sistema eléctrico como "diferir el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o la conversión

⁴¹ PHS: Central hidroeléctrica de bombeo, CAES: sistema de aire comprimido, H₂: gas hidrogeno, Battery: batería, Flywheel: volante de inercia, Supercapacitors: supercapacitores.

⁴² Esta distinción es importante debido a que las centrales hidroeléctricas con embalse también almacenan energía, pero en su forma primaria conservando el agua fluyente hacia la central en reservorios que permiten su utilización cuando así lo determine el operador del sistema eléctrico, sin que previamente haya sido necesario bombear agua haciendo uso de energía eléctrica.

⁴³ Order 841, p. 26, "a resource capable of receiving electric energy from the grid and storing it for later injection of electric energy back to the grid."

de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar, el almacenamiento de esa energía y la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica o su uso como otro vector energético". En la región, Chile mediante Ley 20936 también ha introducido el concepto de sistemas de almacenamiento en su legislación eléctrica como actividad independiente que implica un "Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, ..."

En el caso peruano ni la LCE, ni la Ley N° 28832, se ha definido lo que se debe entender por almacenamiento eléctrico, ni las reglas básicas para su participación como proveedor de servicios eléctricos en el mercado de electricidad, lo que dificulta aprovechar los beneficios que brinda esta tecnología, especialmente en la prestación de servicios complementarios como un complemento que permite enfrentar la incertidumbre que introducen los recursos renovables variables.

Por esta razón se requiere modificar la definición de Servicios Complementarios prevista en la Ley N° 28832, así como incluir las definiciones legales de Sistema de Almacenamiento y de Proveedores de Servicios Complementarios, de acuerdo al siguiente detalle:

Sistema de Almacenamiento de Energía. – Equipamiento tecnológico que es capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía y almacenarla con el objeto de convertirla nuevamente en energía eléctrica, cuando sea necesaria, e inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema eléctrico.

Proveedores de Servicios Complementarios. – Titular de instalaciones y equipamiento que prestan Servicios Complementarios.

Sobre esta última inclusión en la Ley N° 28832, se prevé que no necesariamente tendría que otorgarse un título habilitante, como una concesión definitiva o autorización, para los Proveedores de Servicios Complementarios realicen dicha actividad; sino que, la regulación en el presente caso se orientaría a que el Reglamento establezca las condiciones técnicas u otras necesarias que resulten mínimas y razonables para que tales agentes puedan realizar dicha actividad.

2.2.4. Consideraciones para habilitar mecanismos de competencia en la provisión de servicios complementarios

Un mercado eléctrico eficiente debe promover tres aspectos: i) el consumo eficiente en el corto plazo, ii) la producción eficiente en el corto plazo, y iii) la inversión eficiente en el largo plazo⁴⁴. Las herramientas que el mercado utiliza como medio para lograr estos objetivos son los precios de los distintos servicios. Cuando posible, es conveniente que estos precios sean descubiertos a través de mecanismos de competencia, y solo cuando ello no sea posible aplicar precios regulados.

⁴⁴ Stoft (2002).

Asimismo, si bien es conveniente permitir que los precios derivados de mecanismos de competencia fluctúen libremente para que actúen como las señales que coordinan las decisiones de consumo y producción, no debe dejarse de lado la necesidad de contemplar mecanismos que permitan evitar la manipulación de los precios como consecuencia de prácticas anticompetitivas (que muchas veces se reflejan no solo como precios muy elevados, sino también como precios muy deprimidos).

Especial atención se debe prestar a determinar las causas de las condiciones de competencia existentes en el mercado, pues algunas veces la falta de competencia no se deriva de la estructura del mercado, sino de una mala definición de los servicios complementarios, lo que genera barreras administrativas que evitan el acceso de otros competidores. Solo en caso, se determine un problema estructural (p.e posición monopólica o dominante), es necesario recurrir a la aplicación de precios regulados administrativamente basados en la estimación del costo del servicio requerido o su costo de oportunidad.

La constitución de mecanismos de competencia para la provisión de algún servicio complementario requiere de una labor de monitoreo permanentemente que permita identificar fallas de diseño que puedan estar alejando los resultados observados de los esperados, así como de conductas de los agentes y la estructura del mercado que afecten las condiciones de competencia. Como resultado de ello se pueden adoptar medidas preventivas en caso se dé la presencia de agentes dominantes, ya sea de forma individual o colectiva, tales como los índices de demanda residual o el de pivotancia (que identifican si un agente o un grupo reducido de agentes concentra tal cantidad de oferta, que sin su participación no sería posible abastecer la demanda del mercado)⁴⁵.

Este tipo de monitoreo es realizado en mercados más avanzados como los norteamericanos y europeos, y en la región en el mercado de Chile; sin embargo, no se establece esta obligación en la legislación peruana.

En ese sentido, ante el eventual nuevo escenario de mayor disponibilidad de los Servicios Complementarios por requerimiento de las energías renovables, en tanto el almacenamiento y la gestión de demanda se constituyen en nuevos proveedores de los mismos que pueden ayudar a cubrir esta mayor demanda; es conveniente adecuar las disposiciones pertinentes de la Ley N° 28832, para reconocer las nuevas fuentes de oferta de servicios complementarios a la vez de establecer los mecanismos de seguimiento de las condiciones de mercado que permitan en la medida de lo posible implementar mecanismos de competencia para su provisión.

2.3. Procedimiento sectorial para implementar los proyectos del Plan de Transmisión

2.3.1. Evolución normativa y procedimiento actual de las APP

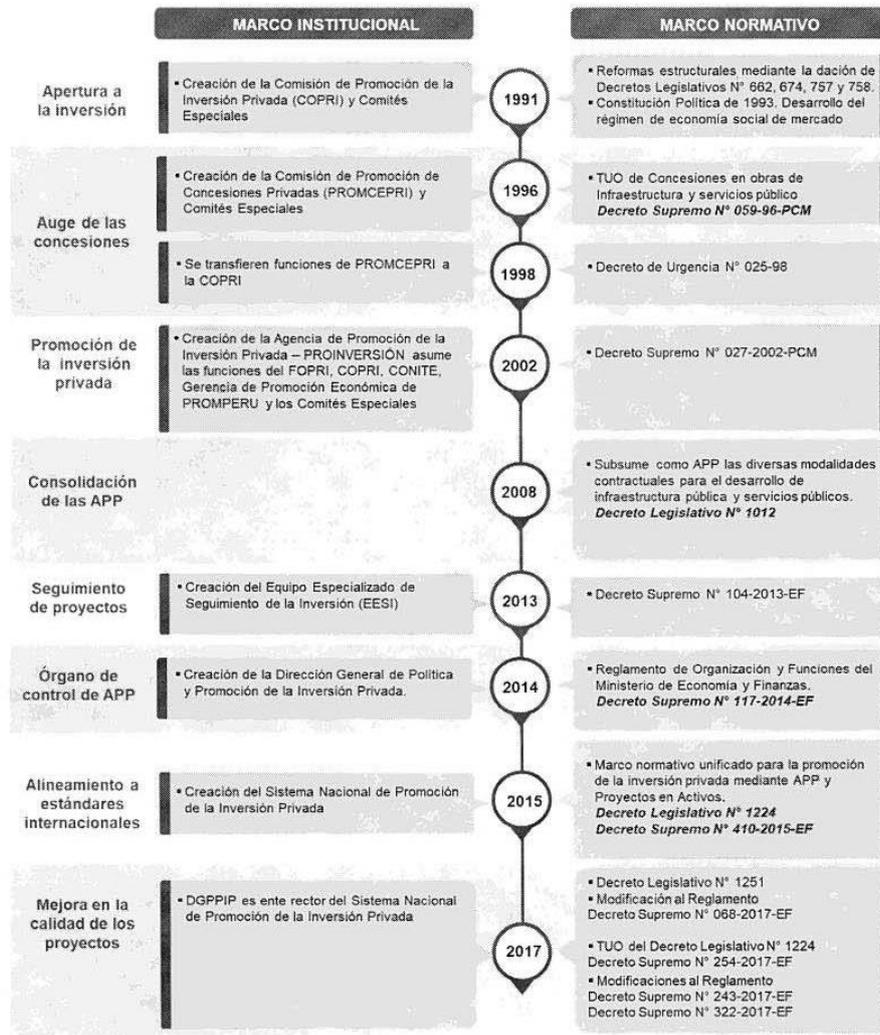
La licitación de los proyectos de transmisión del sector eléctrico ha venido siendo realizados bajo el esquema de una Asociación Público Privada (APP), el cual a la fecha, se rige de acuerdo con lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1362 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 240-2018-MEF, el cual regula el Sistema Nacional de Promoción de la

⁴⁵ Muy común en los mercados eléctricos de Norteamérica.

Inversión Privada, cuyo ente rector es la Dirección General de Política de Promoción de la Inversión Privada del Ministerio de Economía y Finanzas.

En la siguiente figura se puede apreciar la evolución del marco institucional y normativo desde el año 1991 hasta la fecha. En ella se puede identificar no solo las primeras instituciones creadas para el desarrollo de los proyectos como el Comité de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), hoy la actual Proinversión, sino también, la continua evolución de las normas que regulaban el esquema de APP.

Figura 11. Evolución del Marco Institucional y Normativo para la promoción de la Inversión Privada en el Perú desde la década de 1990



Fuente: Exposición de Motivos del Decreto Supremo N° 240-2018-MEF

Esta evolución ha traído como consecuencia no solo un mayor desarrollo del procedimiento a cumplir por parte de los actores involucrados para llegar a la licitación y adjudicación de los proyectos de líneas de transmisión, sino también un mayor desarrollo de contenidos de los informes de sustento e incluso en el diseño de los contratos, a través de lineamientos y

directivas⁴⁶. Inclusive, las adecuaciones al marco legal vigente han llevado a adecuaciones en la organización institucional de alguno de los actores⁴⁷.

De acuerdo con el marco normativo vigente, el desarrollo de una APP tiene cinco fases. En ellas concurren diferentes actores esenciales para llevar adecuadamente todo el proceso desde el encargo de los proyectos hasta la licitación y adjudicación tales como: Proinversión, ministerios, gobiernos regionales, gobiernos locales y el Ministerio de Economía y Finanzas, siendo este último, como ya se ha señalado, el ente rector del Sistema Nacional de Promoción de la Inversión Privada. En el caso de los proyectos de transmisión, los actores directos involucrados son el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Proinversión, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y, de manera indirecta, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES)⁴⁸.

Las fases indicadas y sus correspondientes hitos son los siguientes:

- (i) Planeamiento y Programación: comprende la planificación de los proyectos y de los compromisos, firmes o contingentes, correspondientes a una APP. Dicha planificación se articula con la Programación Multianual de Inversiones y se materializa en el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas. El Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas (IMIAPP) incluye los proyectos a ejecutarse mediante las modalidades de Asociación Público Privada y de Proyectos en Activos. En el caso de los proyectos de transmisión, el IMIAPP es actualizado de manera periódica una vez que se lleva a cabo la publicación de los planes de transmisión. El contenido para la elaboración del IMIAPP se rige de acuerdo con lo dispuesto en los lineamientos aprobados mediante Resolución Directoral N° 001-2017-EF/68.01. Este incluye el desarrollo de una sección de planeamiento que comprende un diagnóstico de la infraestructura, estrategias para el cierre de brechas, listado de indicadores claves de desempeño para, finalmente, identificar y seleccionar los potenciales proyectos a ser ejecutados vía APP. La fase de Planeamiento y Programación culmina con la aprobación del IMIAPP mediante una resolución ministerial.
- (ii) Formulación: esta fase tiene como objetivo determinar, desde un punto de vista técnico, económico, financiero, regulatorio, social y ambiental, entre otros, si es viable desarrollar un proyecto bajo el mecanismo de APP. Para alcanzar el objetivo antes mencionado, la fase de Formulación comprende el diseño y/o evaluación del proyecto que sustente la viabilidad, y la determinación de la

⁴⁶ A la fecha se tiene aprobado lineamientos y directivas que regulan contenidos para, entre otros: la elaboración del Informe Multianual de Inversiones en APP (Resolución Directoral N° 001-2017-EF/68.01); la aplicación de los criterios de elegibilidad para los proyectos de APP (Resolución Directoral N° 004-2016-EF/68.01); lineamientos para el desarrollo de las fases de formulación y estructuración de los proyectos de APP (Resolución Directoral N° 005- 2016-EF/68.01); lineamientos para el diseño de contratos de APP (Resolución Directoral N° 001-2019- EF/68.01); lineamientos para la asignación de riesgos en los contratos de APP (Resolución Ministerial N° 167-2016-EF/15); Guía Metodológica de APP (Resolución Directoral N° 004 -2020-EF/68.01).

⁴⁷ Por ejemplo, en el marco de lo establecido en la Sexta Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1251 (hoy reemplazado por el Decreto Legislativo N° 1362), se dispuso otorgar un plazo de 240 días a Proinversión para que pueda realizar la reforma, cambios o reorganizaciones que fueran necesarias para optimizar sus recursos y funciones, a fin de dar cumplimiento a las funciones y responsabilidades estipuladas en dicho marco normativo.

⁴⁸ En ocasiones es convocado a las discusiones de carácter técnico de los proyectos de transmisión en licitación.

modalidad de ejecución del proyecto, mediante APP u obra pública tradicional. El documento que consolida todo este análisis es el Informe de Evaluación. Dicho documento es desarrollado con mayor profundidad conforme se vayan avanzando en las fases subsiguientes (bajo el nombre de Informe de Evaluación Integrado).

El contenido mínimo del Informe de Evaluación, conforme lo señalado en el artículo 44 del Reglamento de APP es:

- Resumen Ejecutivo.
- Descripción del Proyecto, el cual incluye una descripción de la importancia y consistencia del proyecto con las prioridades nacionales, regionales o locales, según corresponda, definidas en los planes nacionales, sectoriales, planes de desarrollo concertados regionales y locales, asimismo, se incluye un diagnóstico sobre la provisión actual de la infraestructura o servicio público identificando las características de la demanda y la oferta existente en términos de cobertura y calidad.
- Evaluación técnica del proyecto, el cual incluye una evaluación de alternativas y una evaluación preliminar de la definición de los niveles de servicios esperados.
- Análisis de brechas de recursos que sustentan la autosostenibilidad del proyecto, el cual incluye un análisis de la demanda del servicio, proyección de ingresos, estimación de costos de inversión, operación y mantenimiento, estimación de costos de supervisión, análisis del mecanismo de recuperación de las inversiones propuesto, vía tarifas, peajes, precios cobrados directamente a los usuarios o indirectamente a través de empresas, cofinanciamiento o combinación de éstos y evaluación sobre la viabilidad legal de ejercer dichos cobros y; una evaluación económica financiera preliminar del proyecto como APP.
- Análisis de riesgos preliminar del proyecto.
- Análisis de la capacidad presupuestal para dar cumplimiento con los compromisos del proyecto a ser asumidos por la entidad pública respectiva.
- Análisis de valor por dinero, a través de la aplicación de los criterios de elegibilidad.
- Cronograma para el desarrollo del Proceso de Promoción.
- Plan de implementación del proyecto.

Para el desarrollo de los contenidos descritos es de aplicación los lineamientos para el desarrollo de las fases de formulación y estructuración de los proyectos de APP, aprobado mediante Resolución Directoral N° 005- 2016-EF/68.01; el lineamiento para la asignación de riesgos, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 167-2016-EF/15 y el lineamiento para la aplicación de los criterios de elegibilidad para los proyectos de APP, aprobado mediante Resolución Directoral N° 004-2016-EF/68.01. La fase de Formulación culmina con la incorporación del proyecto al proceso de promoción.

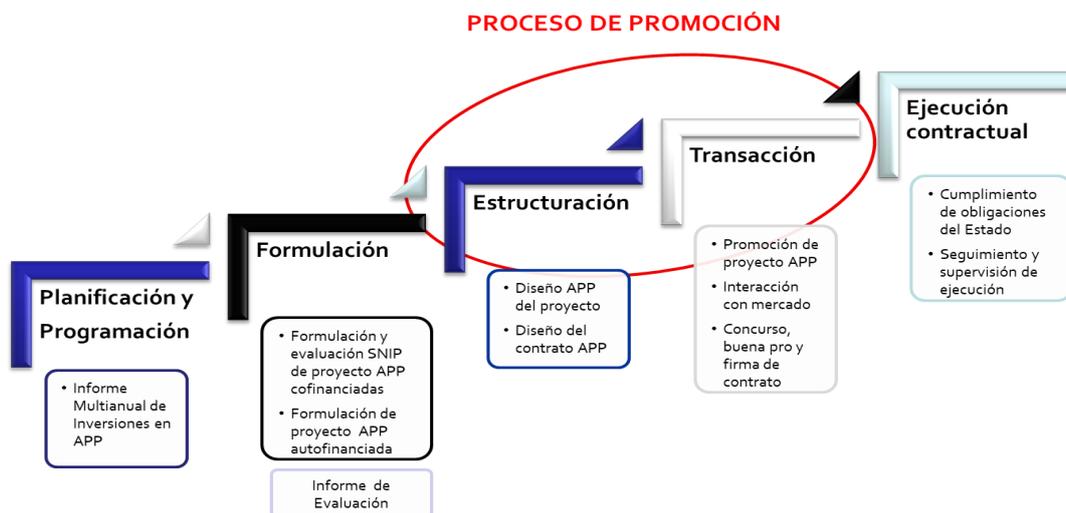
- (iii) Estructuración: es la fase en la que se estructura el proyecto como APP, el cual debe ofrecerle rentabilidad al inversionista a largo plazo y, a la vez, ser viable desde el punto de vista del usuario. Esta etapa fija las obligaciones de inversión, operación y mantenimiento; la asignación de riesgos y los mecanismos de retribución al socio privado. Cabe señalar que durante esta etapa el organismo encargado de la licitación del proyecto - que en el caso de los proyectos de

transmisión es Proinversión - convoca a la entidad pública titular del proyecto, organismo regulador de corresponder, y al MEF a reuniones de coordinación para recibir comentarios, sugerencias y apreciaciones generales sobre el diseño del Contrato y su correcta ejecución, para lo cual, administra y gestiona las solicitudes de información sobre los temas de competencia de cada una de las entidades. En esta fase se incorpora una evaluación detallada de los riesgos del proyecto como APP, así como aspectos comerciales y financieros a ser incorporados en el contrato. Asimismo, se determinan los estándares de servicio requerido a los inversionistas y las condiciones del proceso de licitación. La fase de Estructuración culmina con la publicación de la versión inicial del contrato a través de la convocatoria al proceso de licitación.

- (iv) Transacción: comprende la apertura del proyecto ante los potenciales inversionistas, el proceso de licitación y la adjudicación de la APP. Cabe señalar que, en esta etapa, se culmina con la determinación de las principales variables de competencia y la versión final del contrato. La fase de transacción culmina con la suscripción del contrato.
- (v) Ejecución contractual: esta fase comprende el periodo de vigencia del contrato APP, bajo responsabilidad de la entidad pública titular del proyecto. Asimismo, comprende el seguimiento y supervisión de las obligaciones contractuales. La fase de ejecución contractual culmina con la caducidad del respectivo contrato.

En la siguiente figura se resume cada una de las fases descritas y las actividades que conlleva:

Figura 12. Fases en el desarrollo de una APP



Fuente: Reglamento de APP. Elaboración Propia.

2.3.2 De los plazos de licitación bajo el marco normativo vigente

Como resultado de lo descrito en los párrafos precedentes, se debe considerar que el marco normativo vigente conlleva a un mayor desarrollo de contenidos e interacciones entre los actores que las realizadas en las primeras adjudicaciones de los proyectos de transmisión en los años noventa y hasta antes de la creación del Sistema Nacional de Promoción de la Inversión Privada.

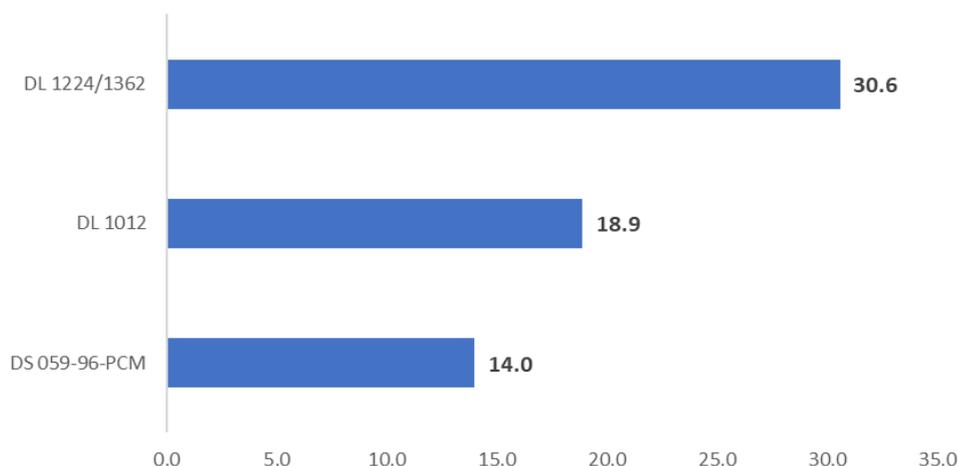
En consecuencia, al demandar un mayor desarrollo de los contenidos de los informes de sustento y las adecuaciones institucionales de los diferentes actores del sistema en aplicación del actual marco normativo, genera mayores plazos en los cronogramas de los procesos de adjudicación de los proyectos de transmisión a cargo de Proinversión, los cuales superan en exceso a las fechas de puesta en operación comercial previstas en el Plan de Transmisión, cuyos retrasos generan sobrecargas en las instalaciones existentes y como consecuencia de ello incrementos tarifarios por adoptar medidas de emergencia, así como falta de capacidad de transmisión para evacuar energía eléctrica en los polos energéticos renovables.

Este incumplimiento de plazos afecta los servicios de abastecimiento del sistema, lo que perjudica a la confiabilidad, seguridad y economía del sistema; más aún si se tiene previsto una alta penetración de energías renovables no convencionales que se estima potencialmente en 3,000 MW, en las zonas operativas del norte y centro del SEIN.

En las siguientes figuras se puede apreciar cómo han ido variando los plazos, de acuerdo con el marco normativo correspondiente, en la adjudicación de los proyectos del SGT desde el año 2008.

Figura 13.

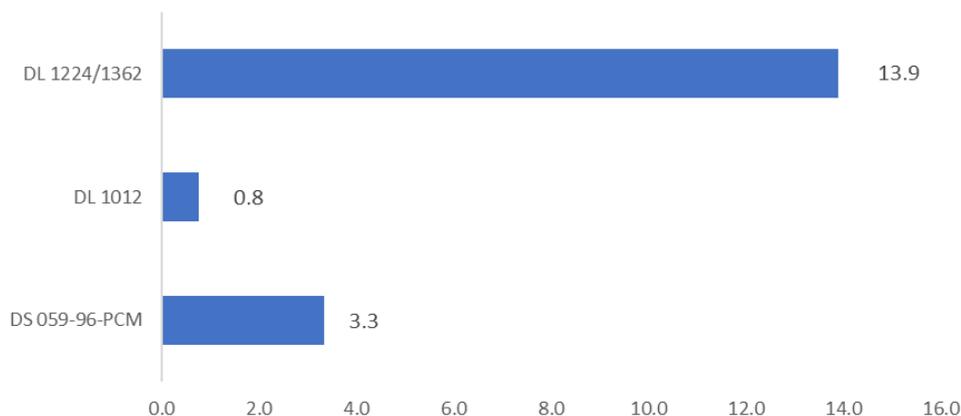
Duración de los procesos de licitación desde el encargo hasta la adjudicación según marco normativo (meses promedio)



Fuente: Elaboración propia.

Figura 14.

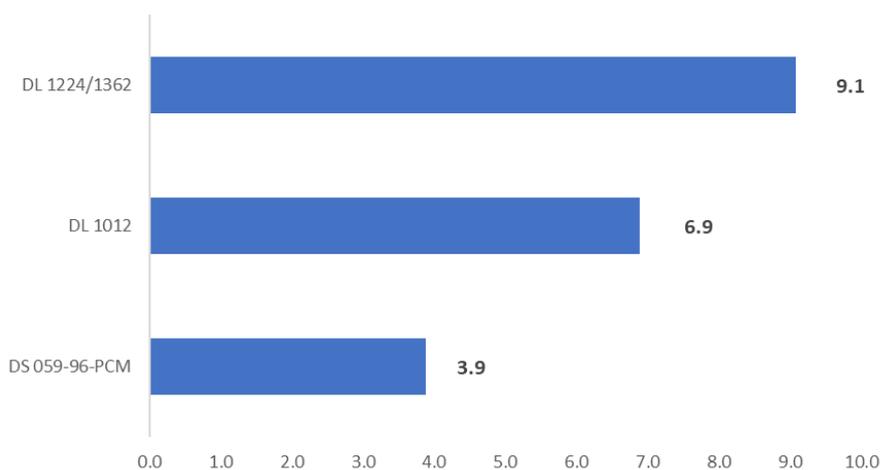
Duración de los procesos desde el encargo hasta la incorporación al proceso de promoción según marco normativo (meses promedio)



Fuente: Elaboración propia.

Figura 15.

Duración de los procesos desde la incorporación al proceso de promoción hasta la convocatoria según marco normativo (meses promedio)



Fuente: Elaboración propia.

En líneas generales, los procesos de adjudicación han pasado de 14 meses en promedio a 30.6 meses, desde que el MINEM hace el encargo. La evolución de los procedimientos y el desarrollo de mayores contenidos han influenciado en los mayores procedimientos y evaluaciones que, si bien mejoran la calidad de los proyectos, aplazan la puesta en operación

comercial, cuya fecha resulta de los análisis de planeamiento elaborados por el COES, revisados por Osinergmin y aprobados por el MINEM.

2.3.3. De las propuestas de modificación

Visto la situación actual de los plazos que conlleva el uso de la modalidad de APP para la adjudicación de los proyectos para su ejecución, el MINEM plantea ampliar el espectro de alternativas que pueden ser utilizadas para la ejecución de los proyectos producto de la planificación sectorial. En ese sentido, se busca incluir, además de la modalidad de APP, un procedimiento sectorial de concurrencia de interesados, el cual, de acuerdo con determinadas condiciones, podrá ser utilizado para la licitación de los proyectos en los plazos requeridos.

Para tal efecto, se propone que se considere al COES como un actor más que brinde asistencia y soporte en todo el proceso al MINEM, dado su condición de ente planificador de la transmisión, es el que mejor información y conocimiento tiene sobre los proyectos del Plan de Transmisión. En ese sentido, es necesaria e indispensable su participación en los procesos que conduzca el MINEM para la implementación de los mismos.

Cabe señalar que a la fecha el COES participa de la estructuración de los procesos de promoción correspondientes a los proyectos del Plan de Transmisión que le han sido encargados por el MINEM. Ello redundará de forma positiva en la función que puede realizar para brindar soporte al MINEM en la conducción de los procedimientos orientados a implementar la ejecución de los proyectos.

Finalmente, debe resaltarse que el MINEM ya ha participado en procedimientos sectoriales para la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica. Tal es el caso de las subastas RER que han tenido hasta 4 subastas, la última realizada en el año 2016⁴⁹. La experiencia adquirida en dichas subastas servirá para poder corregir y mejorar los procedimientos de concurrencia señalados.

3. ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS, COSTOS Y EFECTOS DEL PROYECTO DE LEY

En esta sección se analiza el impacto de la aprobación de la propuesta normativa, para ello se establecen los objetivos que se pretenden alcanzar, las alternativas que solucionen la problemática descrita, y se evalúan los beneficios y costos para cada alternativa.

3.1. OBJETIVOS GENERALES

Garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico y promover la diversificación de la matriz energética, y promover tarifas más competitivas para los usuarios de electricidad.

Viabilizar el cumplimiento de la ejecución y puesta en operación de los proyectos del Plan de Transmisión que formula el COES, revisa Osinergmin y aprueba el MINEM; lo cual a su vez propicia la efectiva competencia en el mercado de generación con un sistema de transmisión robusto y confiable.

⁴⁹ Realizadas en el marco del Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables y su Reglamento.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Promover la competencia el segmento de generación y en la provisión de servicios complementarios.
- Facilitar el desarrollo de inversiones con recursos energéticos renovables.
- Fortalecer la seguridad del suministro mediante la incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía como proveedores de servicios complementarios.
- Evitar retrasos excesivos en la ejecución de los proyectos del Plan de Transmisión a través de un procedimiento sectorial.
- Brindar predictibilidad técnica y económica en la coordinación de la operación en los sistemas aislados.

4. OPCIONES DE POLÍTICA

Se han analizado dos opciones de política, las cuales se detallan a continuación:

4.1. OPCIÓN 0: ESCENARIO BASE

Escenario base, consiste en no realizar ninguna modificación al marco legal vigente, es decir, permitir que se mantenga la problemática señalada y el no aprovechamiento de la oportunidad de mejora regulatoria detectada.

4.2. OPCIÓN 1: ESCENARIO DE APROBACIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA

Este escenario consiste en modificar la Ley N° 28832, además de establecer medidas complementarias que permitan la progresiva aplicación de las modificaciones previamente indicadas, de modo que se aborde:

- La posibilidad de los distribuidores para contratar de potencia y energía de manera independiente en las licitaciones de suministro. Además, incluye la flexibilización y predictibilidad de las licitaciones de suministro.
- La definición de servicios complementarios sobre la base de mercados eléctricos competitivos y la incorporación del sistema de almacenamiento de energía como proveedores de estos servicios.
- La definición de las licitaciones como mecanismo para el desarrollo de generación en Sistemas Aislados, además, de las obligaciones de programación y coordinación de la operación de los distribuidores o de un operador independiente.
- La posibilidad de que el MINEM asuma la conducción de un procedimiento sectorial, orientado a viabilizar la ejecución de los proyectos del Plan de Transmisión, contando para tal efecto con la asistencia que le brinde el COES.

5. EVALUACIÓN DE LAS OPCIONES DE POLÍTICA

5.1. EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN 0

La opción base implica no realizar modificaciones al marco legal vigente manteniendo la problemática descrita. De esta manera se mantiene un marco normativo que limita la posibilidad de aprovechar la producción de electricidad en base de energías renovables y su

participación en los procesos de licitación. Por lo que, el principal efecto de esta inacción será preservar incentivos que incrementen y asignen ineficientemente las tarifas de electricidad.

De este modo, al no existir un marco normativo consistente y completo se dificulta el desarrollo de la generación que utiliza fuentes renovables de energía.

5.1.1. Beneficios esperados

No se esperan beneficios para el sector eléctrico.

5.1.2. Costos esperados

Se limita la competencia por el suministro de los consumidores finales al restringir la posibilidad de que la generación con fuentes renovables de energía pueda suscribir contratos de suministro y participar de las licitaciones realizadas por las empresas de distribución de electricidad.

Manteniendo las condiciones vigentes se incrementará las tarifas de electricidad debido a que la inserción de generación renovable en el mercado eléctrico solo dependerá del mecanismo de subsidios a las energías renovables presente en el marco normativo.

5.2. EVALUACIÓN DE LA OPCIÓN 1

La Opción 1 consiste en modificar los marcos regulatorios establecidos en la Ley N° 28832 con el objetivo de mejorar la competencia en el mercado eléctrico y en la predictibilidad de las inversiones en generación eléctrica.

5.2.1. Beneficios esperados

- En el segmento de generación, se incrementará la competencia mediante el desarrollo de generación que utilice recursos energéticos renovables debido a la posibilidad de suscribir contratos de suministro potencia y/o energía de manera independiente a través de las licitaciones de suministro convocadas por los Distribuidores y de acuerdo con la programación publicada anualmente por las empresas distribuidoras. Como resultado de la propuesta normativa se aprovechará la tendencia decreciente de los costos de desarrollo de tecnología renovable para establecer mejores tarifas a los consumidores reduciendo la aplicación de los subsidios a las energías renovables del marco normativo vigente.
- En los Sistemas Aislados, se promueve la competencia por el mercado eliminando la discrecionalidad del Distribuidor para acceder al mercado en generación eléctrica. Con esto se reduce la necesidad de utilizar combustibles fósiles y se sustituirá por generación de origen renovable, lo que permitirá reducir los subsidios destinados para las tarifas de estos sistemas. Por otro lado, se prevé mayor predictibilidad de las inversiones de generación en Sistemas Aislados mediante Licitaciones de suministro convocadas por el MINEM. De esta manera, se utilizará de manera eficiente los recursos disponibles, liberando fondos para otros proyectos que mejorarán el bienestar de la ciudadanía como la electrificación rural.

- Respecto a la seguridad del sistema eléctrico, ante el despliegue de las energías renovables variables en el mercado eléctrico peruano, se prevé la incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía y la gestión de demanda como nuevos agentes proveedores de servicios complementarios. Con la incorporación de nuevos participantes en el mercado eléctrico, se promoverá la competencia por la provisión de los servicios complementarios.
- En el segmento de transmisión, se podrá gestionar de forma eficiente los retrasos en el desarrollo de los proyectos de los Planes de Transmisión, habilitando al MINEM como ente conductor de procedimientos de concurrencia que permitan su pronta adjudicación y con ello la puesta en operación oportuna de la infraestructura.

5.2.2. Costos esperados

No se esperan costos para el sector eléctrico ya que la incorporación de nuevos participantes en el mercado como la generación renovable en el segmento de generación o sistemas de almacenamiento de energía en la provisión de servicios complementarios se promueven en el marco de la libre competencia con igualdad de condiciones entre los participantes y no implica ningún cargo o contribución adicional a las ya existentes.

5.3. BALANCE

La presente propuesta de modificación del marco regulatorio permitirá facilitar el desarrollo de proyectos de generación con energías renovables. Esta propuesta fortalece la libre competencia en el mercado eléctrico peruano e igualdad entre todas las tecnologías, eliminando barreras regulatorias. En tal sentido, la propuesta permitirá el acceso a mejores tarifas y reducirá la dependencia de combustibles fósiles beneficiando a la ciudadanía producto de la conservación del medio ambiente.

Asimismo, las modificaciones que se propone no serán inmediatamente aplicables a aquellas obligaciones contractuales y decisiones de inversión realizadas con anterioridad a su vigencia.

Los efectos esperados se orientan a brindar a los consumidores finales de electricidad la posibilidad de beneficiarse de: (i) menores tarifas producto de una mayor competencia en la provisión de electricidad, ii) un suministro más confiable como resultado de habilitar la implementación de medidas que permita desarrollar oportunamente la red de transmisión prevista en el Plan de Transmisión.

El balance resulta favorable a la aprobación de la opción 1, en tanto los beneficios superan a los costos señalados.

6. PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE LEY

El MINEM, como integrante del Poder Ejecutivo, tiene la obligación de cumplir con el principio de participación y transparencia, contenido en el Artículo IV de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, el cual define sus alcances con el texto normativo siguiente "Las personas tienen derecho a vigilar y participar en la gestión del Poder Ejecutivo, conforme a

los procedimientos establecidos por la ley. Para ello, las entidades del Poder Ejecutivo actúan de manera que las personas tengan acceso a información, conforme a ley”.

El principio de participación también ha sido recogido en el numeral 1.12 del artículo IV del Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, el cual lo define en los siguientes términos:

"(...)

1.12. Principio de participación.- *Las entidades deben brindar las condiciones necesarias a todos los administrados para acceder a la información que administren, sin expresión de causa, salvo aquellas que afectan la intimidad personal, las vinculadas a la seguridad nacional o las que expresamente sean excluidas por ley; y extender las posibilidades de participación de los administrados y de sus representantes, en aquellas decisiones públicas que les puedan afectar, mediante cualquier sistema que permita la difusión, el servicio de acceso a la información y la presentación de opinión.”*

(...)”

En ese sentido, el Estado tiene la obligación de garantizar la participación de los ciudadanos en las decisiones que adopte y que puedan afectarlos, por lo que debe permitir su acceso a la información pública que posee, de modo que los ciudadanos puedan contribuir a la formación de la voluntad de las entidades, mediante la presentación de opiniones, consejos, información, etc.

En aplicación del principio de participación, el MINEM debe ejercer su competencia normativa de conformidad con las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General.

Con relación a la publicación de los proyectos normativos, el numeral 1 del artículo 14 del Reglamento mencionado previamente establece que las entidades públicas dispondrán la publicación de los proyectos de normas de carácter general que sean de su competencia en el diario oficial El Peruano, en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta (30) días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, salvo casos excepcionales. Las entidades permitirán que las personas interesadas formulen comentarios sobre las medidas propuestas.

En relación al plazo para que los interesados presenten sus comentarios a la propuesta normativa, teniendo en cuenta el alcance general del mismo; y al ser una iniciativa legislativa del Poder Ejecutivo, en atención a lo establecido en los artículos 8 numeral 2) literal b), y 12 de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo y el artículo 107 de la Constitución Política, se propone que dicho plazo sea de treinta (30) días calendario, sin lugar a prórroga, contado desde el día siguiente de la publicación en el diario oficial El Peruano.

7. EFECTO DE LA VIGENCIA DE LA NORMA

La aprobación de la Ley producirá cambios normativos a través de modificatorias en los numerales 1 y 31 del artículo 1, el numeral 3.1 del artículo 3, el numeral 4.4 del artículo 4,

el artículo 5, el literal a) del artículo 13, el literal j) del artículo 14, el artículo 22, el literal a) numeral 25.1 del artículo 25, el numeral 27.1 del artículo 27, el artículo 31 y la Primera, Segunda y Séptima Disposición Complementaria Final de la Ley 28832. Asimismo, se efectúa la incorporación de dos definiciones en los numerales 39 y 40 del artículo 1 y el numeral 7.3 al artículo 7 de la Ley 28832.

Al respecto, a continuación, se mencionan los aspectos en los cuales los cambios normativos tienen un impacto:

- i. Se refuerza la competencia en el segmento de generación eléctrica, tanto por los contratos de suministro destinados a los usuarios regulados, como por los servicios complementarios que se requieren para la operación segura del sistema eléctrico.
- ii. Se promueve la generación eléctrica con fuentes renovables de energía.
- iii. Se promueve la participación de los Usuarios en el mercado libre, sin afectar los contratos de suministro por potencia (capacidad) ya suscritos por los Distribuidores y Generadores.
- iv. Se establece como función de interés público del COES y la modificatoria de las disposiciones correspondientes, para que dicho ente brinde al MINEM la asistencia necesaria que le permita conducir un procedimiento sectorial de libre competencia, orientado a viabilizar la ejecución de los proyectos de transmisión aprobados para el Sistema Garantizado de Transmisión.
- v. Se incorpora las definiciones de "Sistema de Almacenamiento de Energía" y "Proveedores de Servicios Complementarios"; asimismo se considera a estos últimos dentro de la definición legal de Agentes.