



"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"

"Año de la unidad, la paz y el desarrollo"

Lima, 24 de marzo 2023

OFICIO N° 075 -2023 -PR

Señor
JOSÉ DANIEL WILLIAMS ZAPATA
Presidente del Congreso de la República
Presente. -

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 107° de la Constitución Política del Perú, a fin de someter a consideración del Congreso de la República, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, el Proyecto de Ley que modifica la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.

Mucho estimaremos que se sirva disponer su trámite con el carácter de URGENTE, según lo establecido por el artículo 105° de la Constitución Política del Perú.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para renovar los sentimientos de nuestra consideración.

Atentamente,

DINA ERCILIA BOLUARTE ZEGARRA
Presidenta de la República

LUIS ALBERTO OTÁROLA PEÑARANDA
Presidente del Consejo de Ministros



Ley

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

Artículo 1. – Objeto

La presente Ley tiene por objeto modificar la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.

Artículo 2. – Finalidad

La presente Ley tiene por finalidad garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico, y promover la diversificación de la matriz energética.

Artículo 3. – Modificar la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica

Modificar el numeral 3.1 del artículo 3, el numeral 4.4 del artículo 4, el artículo 5, los numerales I y II del artículo 8, el artículo 31 y la Segunda y Séptima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, en los términos siguientes:

"Artículo 3. – De los contratos

3.1 Ningún Generador puede contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia **firme y/o** energía firme que las propias y las que tiene contratadas con terceros.
(...).

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

4.4 Cada Distribuidor **tiene la facultad de** establecer sus requerimientos y modalidades de **contratación de suministro**, así como los plazos contractuales a licitar, **los cuales pueden considerar la compra en bloques de energía, y de potencia o energía en forma separada, en las condiciones que establece el Reglamento.**

Los Distribuidores deben publicar anualmente una programación de los procesos de licitaciones a convocar para los próximos diez (10) años a fin de abastecer a los Usuarios Regulados, considerando las cantidades a requerir y los plazos de duración del suministro. Dicha programación es vinculante, sin perjuicio de que se pueda actualizar previa aprobación del OSINERGMIN, de acuerdo con las condiciones que desarrolla el Reglamento.
(...)."



"Artículo 5. – Plazo para inicio de Licitaciones y duración de contratos

5.1 Las licitaciones de largo plazo deben ser iniciadas por el Distribuidor con una anticipación mínima de tres (3) años, con un plazo contractual máximo de quince (15) años de duración.

5.2 Las licitaciones de mediano plazo deben ser iniciadas por el Distribuidor con una anticipación mínima de dos (2) años, con un plazo contractual máximo de cinco (5) años de duración.

5.3 Las licitaciones de corto plazo deben ser iniciadas por el Distribuidor con una anticipación mínima de un (1) año, con un plazo contractual máximo de tres (3) años de duración.

5.4 Los porcentajes máximos de requerimiento para cubrir la demanda total de los usuarios regulados del Distribuidor, para los plazos indicados en el presente artículo son establecidos en el Reglamento.

5.5 Los contratos sin licitación del Distribuidor, sólo se pueden suscribir de manera subsidiaria a las licitaciones, en cuyo caso se realizan con una anticipación mínima de (1) año y tienen un plazo contractual no mayor a dos (2) años."

"Artículo 8.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación

(...)

I. Plazos de suministro de hasta quince (15) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales puede ser modificado por acuerdo de las partes a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deben transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

II. Precio de potencia ofertado tiene como límite máximo el Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la licitación, el cual tiene carácter de Precio Firme.
(...)."

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





Ley

Los Distribuidores con participación accionaria del Estado bajo el ámbito del FONAFE deben contratar el suministro eléctrico para sus Sistemas Aislados mediante nuevas centrales de generación que se desarrollan en cumplimiento de contratos resultantes de licitaciones, en los términos siguientes:

a) Las licitaciones de suministro que convoca el Distribuidor deben observar los términos, plazos, condiciones y obligaciones señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley y conforme lo establece el Reglamento.

b) Las licitaciones de suministro que convoca el Ministerio, deben considerar los requerimientos de generación que defina el OSINERGMIN, así como los plazos para iniciar las licitaciones conforme lo establece el Reglamento; en cuyo caso se debe priorizar generación con el uso de Recursos Energéticos Renovables."

"DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

(...)

"SEGUNDA. – Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra

El Precio en Barra a nivel generación que fija OSINERGMIN, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos de los Usuarios Libres, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento."

"SÉPTIMA. – Reglas aplicables a la compra-venta de energía de empresas del Estado en el mercado eléctrico

Las empresas con participación accionaria del Estado, titulares de concesiones o autorizaciones de generación o de distribución, en sus operaciones de compraventa de electricidad y/o convocatoria a las licitaciones se adecuarán a las condiciones establecidas en la presente Ley y los Reglamentos que se expidan. En los casos en que resulten aplicables, dichas empresas quedan autorizadas a negociar y pactar los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado."

Artículo 4. – Incorporaciones a la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica

Incorporar el numeral 7.3 al artículo 7 y el artículo 32 a la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, en los términos siguientes:



"Artículo 7. – Precio máximo para adjudicar contratos en una Licitación y casos de nueva convocatoria
(...)

7.3. En las licitaciones para el suministro de electricidad, las ofertas adjudicadas son aquellas que de manera conjunta representan el mínimo costo para atención de la demanda licitada durante todo el plazo de suministro."

"Artículo 32. – Coordinación de la operación en los Sistema Aislados

32.1 En los casos que en un Sistema Aislado operen dos o más Generadores, el Ministerio puede encargar al COES la coordinación de la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El Reglamento aprueba los procedimientos para la programación y coordinación de la operación en tiempo real, así como los aportes que deben efectuar al COES los Agentes del Sistema Aislado.

32.2 En los Sistemas Aislados cuya operación no sea encargada al COES, el Distribuidor es el responsable de coordinar la operación al mínimo costo."

DISPOSICION COMPLEMENTARIA FINAL

ÚNICA. – Mediante Decreto Supremo, refrendado por el/la titular del Ministerio de Energía y Minas, se aprueba el reglamento de la Ley, en un plazo máximo de ciento ochenta (180) días calendario, contados desde la fecha de su publicación.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA. – Durante la coexistencia de los contratos vigentes con los nuevos contratos a suscribirse con las Distribuidoras a partir de la entrada en vigor de la presente Ley, se aplica un mecanismo de repartición de la energía y/o potencia consumida que debe respetar los términos y condiciones de los contratos vigentes. Este mecanismo es reglamentado por el Ministerio de Energía y Minas.

SEGUNDA. – Los contratos de suministro suscritos con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley no pueden ser prorrogados, ni incrementados en las cantidades comprometidas en los mismos por ningún motivo.



DINAERCILIA BOLUARTE ZEGARRA
Presidenta de la República



LUIS ALBERTO OTÁROLA PEÑARANDA
Presidente del Consejo de Ministros



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.

2 FINALIDAD

La finalidad de la ley que se propone es garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico; y promover la diversificación de la matriz energética.

3 JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA DE LEY

3.1. Base Legal

- a) Constitución Política del Perú.
- b) Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.
- d) Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo.
- e) Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas.
- f) Decreto Supremo N° 009-93-EM, que aprueba el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- g) Decreto Supremo N° 031-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas.
- h) Decreto Supremo N° 008-2006-JUS, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 26889, Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa.
- i) Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, que aprueba el Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General.
- j) Decreto Supremo N° 064-2010, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.
- k) Decreto Supremo N° 009-2022-JUS, Decreto Supremo que incorpora una Disposición Complementaria Transitoria al Decreto Supremo N° 007-2022-JUS y modifica el numeral 13.2 del artículo 13 del Reglamento de la Ley N° 26889, Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa.
- l) Resolución Ministerial N° 0424-2013-MEM, que aprueba la Directiva N° 003-2013-MEM/DM, "Directiva que establece los Lineamientos para la Producción Normativa en el Ministerio de Energía y Minas".



3.2. 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 apartado 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.

3.2.1. Seguridad de suministro y Potencia Firme

El mecanismo para incentivar la inversión en generación eléctrica es el sistema de precios de electricidad. En ese sentido, en principio, un mercado eléctrico que remunera solo la energía eléctrica producida puede guiar la evolución del mercado (las decisiones de inversión, operación y consumo); pero para ello es necesario que los precios de energía sean eficientes y que reflejen los costos marginales y utilidades marginales de los participantes del mercado (oferta y demanda, respectivamente).

Así, un diseño de mercado basado únicamente en precios de energía que reflejen la abundancia o escasez presentes en el mercado debiera ser suficiente para incentivar decisiones de inversión en nueva capacidad de generación. No obstante, ello supone que se debe producir escasez periódicamente y que en esta condición se debe permitir que los precios se incrementen lo suficiente como para reflejar la disposición a pagar de los consumidores eléctricos frente a la alternativa de no contar con la energía eléctrica que requieren. Es decir, al menos desde el punto de vista teórico, la competencia entre los consumidores por obtener electricidad es lo que impulsa el precio al alza; en tanto la competencia entre los generadores por vender electricidad impulsa los precios a la baja.

En un diseño basado solo en precios de energía, se espera que una parte importante de los ingresos de los generadores eléctricos provenga de los periodos de escasez (los cuales no son predecibles en cuanto a cuándo ocurrirán). En la práctica, generalmente los mercados reales están sujetos a la aplicación de precios límites por parte de las agencias reguladoras. Esto brinda poca certeza de que los precios, con suficiente frecuencia, alcancen niveles suficientemente elevados para pagar los costos de inversión de un proyecto, dificultando así que el mercado provea capacidad como resultado de la escasez. Este problema es el conocido como "Missing Money" (dinero insuficiente).

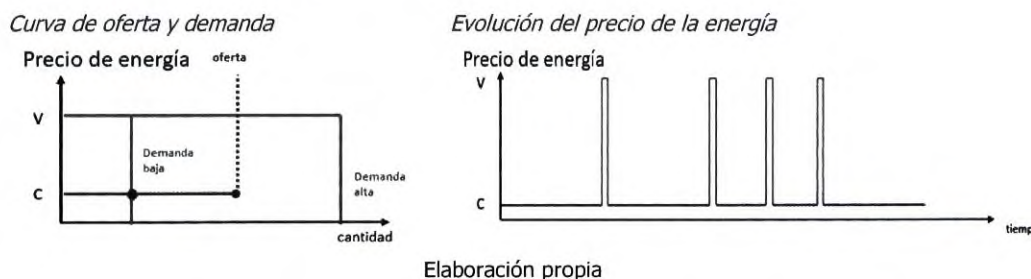
De este modo, en la práctica, los mercados basados solo en precios de energía deben enfrentar recurrentemente problemas de falta de energía para suministrar la demanda, acompañado de precios de energía muy por encima de los normalmente observados, lo que muchas veces es políticamente insostenible o indeseable.

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>



La Figura N° 1 muestra un ejemplo simplificado en el cual "c" es el costo marginal de producción, "v" es la disposición máxima de la demanda a pagar para tener suministro de energía. Cuando la demanda excede la capacidad de generación disponible el precio es establecido por la disposición de pago de la demanda, mientras el resto del tiempo es establecido por el costo marginal de producción. Si el precio no puede alcanzar el valor "v" cuando hay escasez y, además, sostenerse por el tiempo suficiente para compensar los costos de inversión en nueva capacidad de generación, entonces permanentemente el sistema no podría suministrar la totalidad de su demanda.

Figura N° 1



Elaboración propia

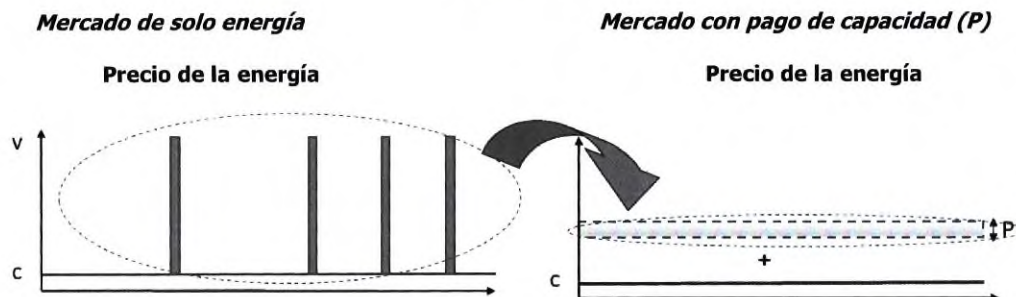
Una alternativa al diseñar un mercado eléctrico es complementar el pago de la energía generada con un pago por capacidad que provea a los generadores eléctricos de un flujo adicional de ingresos con la finalidad de resolver el problema del *Missing Money* y la incertidumbre asociada a los altos precios en periodos de escasez. En este caso, debido a que la retribución se constituye en una forma de anticipar los flujos monetarios inciertos que un modelo de solo energía produce sobre aquellos generadores que pudieran producir energía en situación de escasez, la recepción del pago por capacidad se vincula a alguna obligación de parte de los generadores en cuanto a brindar "firmeza" en su capacidad de producción de energía durante aquellos periodos en que el sistema se encuentra expuesto a escasez.

De este modo, cuando se cuenta con un modelo de mercado basado en precios de energía complementado con un pago por capacidad, el pago por capacidad remunera el producto denominado Potencia Firme. Esta Potencia Firme es la capacidad que el receptor del pago garantiza con un nivel de confiabilidad pre establecido y que puede entregar durante los periodos críticos (de escasez) en el largo plazo.

Esto se muestra esquemáticamente en la Figura N° 2, en la cual se limita el precio de la energía al valor "c" en todo momento, debido a que a través del pago por Potencia Firme ("P") se está garantizando el pago de la inversión, anticipando los ingresos que produciría una situación de escasez. Lo cual implica entonces promover la inversión oportuna en nueva capacidad de generación, reduciendo la volatilidad de los precios de energía (los cuales idealmente se mantendrían en el valor "c") y evitando la escasez de suministro de energía en el tiempo.



Figura N° 2



Tomando en cuenta lo señalado, ahora es necesario señalar que el diseño del mercado eléctrico peruano es el de un mercado de energía complementado con un pago por capacidad y, en consecuencia, implica la remuneración de dos productos claramente diferenciados: i) la energía generada, que es un producto de corto plazo, y, ii) la Potencia Firme, que es un producto de largo plazo. El primero es la energía que se consume realmente, mientras el segundo es una promesa (un seguro) de que se dispondrá de capacidad de generación de energía suficiente para su consumo cuando efectivamente se demande en el tiempo.

Los dos productos antes mencionados se reconocen como los remunerados a través del Mercado de Corto Plazo del SEIN, mediante las denominadas transferencias de potencia y energía, según indica la Ley 28832:

- **"Artículo 1. Definición 16. Mercado de Corto Plazo.** – Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES." [Declaración de dos productos diferenciados]
- **"Artículo 11.2. La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales."** [Define el precio aplicable al producto energía]
- **"Artículo 11.3. Los retiros de potencia que se efectúen en el Mercado de Corto Plazo, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento."** [Define que el producto potencia se remunera con un precio distinto al de la energía]

Complementando estas disposiciones, el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que el precio básico de potencia se determina en base de costos de inversión en una central que ofrezca potencia adicional (capacidad de producir energía) durante las horas de máxima demanda; mientras el artículo 111 del Reglamento de la LCE indica que el precio de las transferencias de potencia es el precio básico de potencia.

El Decreto Supremo N° 044-2017-EM, de manera concordante con lo previamente explicado, precisa que la máxima demanda a que se refiere la Ley es aquella que ocurre dentro del denominado periodo de las "horas de punta" del sistema eléctrico. De este modo, la energía que pueden entregar las unidades de generación con su capacidad instalada durante las horas punta determina su Potencia Firme.



Las horas de punta son establecidas periódicamente por Ministerio de Energía y Minas sobre la base de un análisis técnico que determina los periodos que se esperaría estén sujetos a escasez. En la actualidad (y hasta el año 2025) las horas punta están definidas como el período comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas de acuerdo con la Resolución Ministerial N° 153-2021-MINEM/DM.

En ese sentido, la Potencia Firme que aportan las unidades de generación se vincula con la energía esperada que puedan aportar durante dicho lapso, tal como lo establecen el artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y los procedimientos técnicos del COES. Como consecuencia de ello, es completamente posible que una unidad de generación carezca de Potencia Firme, porque no puede producir energía en las horas de punta, pero pueda producir energía en otras horas; en ese caso carecerá del producto Potencia Firme, pero si puede ofrecer el producto energía.

3.2.2. El mercado eléctrico y los contratos de suministro

Un contrato de suministro o PPA (*Power Purchase Agreement*, por sus siglas en inglés) es un contrato entre dos partes, una compradora y otra vendedora, que tiene por finalidad servir como un instrumento de cobertura contra la volatilidad presente en los precios del mercado mayorista de electricidad.

Así, en un mercado eléctrico en el cual, por defecto, tanto los productores como los consumidores de electricidad se hallan directamente expuestos a precios del mercado, existe incertidumbre en cuanto al flujo de efectivo que estos precios² pueden generar. Por esta razón, los productores de energía tienen el incentivo de establecer contratos que estabilicen sus ingresos; en tanto, los consumidores tienen el incentivo de estabilizar sus pagos.

De este modo, la obligación principal del comprador es pagar la tarifa acordada, en tanto la del vendedor es entregar la electricidad en las condiciones pactadas. Estos contratos pueden ser meramente financieros o de carácter físico; en los primeros no existe obligación de producir la energía vendida, mientras que en los segundos sí, lo cual puede inclusive implicar la construcción de una central de generación de parte del productor.

Los PPA, cuando son utilizados como herramientas para el desarrollo de nuevos proyectos de generación (como es uno de los objetivos de la Ley N° 28832), se constituyen en una parte crítica en la fase de procura de un proyecto, pues son el fundamento para las decisiones de financiamiento, desarrollo, construcción, operación y mantenimiento del mismo.

Por ello, los contratos de suministro son un elemento clave para determinar la viabilidad de ejecución de un proyecto de generación de energía eléctrica, ya que es un componente esencial que permitirá lograr su financiamiento al proporcionar un flujo razonablemente estable de ingresos al propietario del proyecto que hace factible su bancabilidad. En el contexto actual, la bancabilidad de un proyecto es importante debido a que, aun cuando una empresa podría optar por desarrollar un proyecto con capital propio, lo usual es desarrollarlo a través de la modalidad del *Project Finance*, que permite acceder al sistema financiero sin usar como respaldo el patrimonio de una empresa, de modo que el mismo no se vea afectado por el proyecto. De igual manera, usualmente es preferible para las entidades financieras relacionarse con una Sociedad de Propósito Especial creada específicamente para el proyecto, que se encuentre libre de obligaciones de deuda con otras entidades. Como se

² En el ejemplo simplificado precedente, si bien "c" y "P" son los precios de energía y potencia, respectivamente, aparentan ser constantes, en la realidad varían como consecuencia de las tecnologías disponibles para producir electricidad.



puede ver, la modalidad de *Project Finance*, y por lo tanto el financiamiento de un proyecto se sustenta en sus resultados, y por ello es importante contar con un flujo de ingresos predecible y estable, el cual proviene de un contrato de suministro.

Se entiende por riesgo, la probabilidad de ocurrencia de eventos perjudiciales que resulten afectando un proyecto. Los riesgos derivan de la incapacidad de predecir el futuro e indican un grado de incertidumbre suficientemente importante como para ser percibida. En los contratos, el nivel de riesgo está asociado con rendimientos esperados, en este sentido, a mayor riesgo, mayor desviación de los rendimientos esperados.

Al suscribir un contrato las partes buscan beneficiarse mutuamente con el negocio, para tal efecto deben procurar contrarrestar cualquier contingencia posible que pudiera presentarse frente a ellas, por lo que deben desplegar una adecuada asignación de riesgos con el objeto de mitigarlos. La correcta identificación y asignación de riesgos brinda altas posibilidades de éxito al proyecto, debido a que se tiene previsto anticipadamente las acciones que promueven y corrigen lo que corresponda para el cumplimiento de las obligaciones contractuales que se prevean. Por el contrario, una incorrecta definición y asignación de los riesgos supone, en la mayoría de las ocasiones, el incumplimiento de las obligaciones contractuales que llevarían finalmente de la resolución del contrato.

Uno de los principios esenciales en la asignación de riesgos en el financiamiento de proyectos es que los riesgos deben ser asignados óptimamente, de manera tal que la parte con mayor capacidad para gestionarlo sea quien lo asuma.

En cuanto a los productos que sean objeto de los contratos de suministro, es importante que el proyecto de generación de energía eléctrica comprometa el producto o los productos de los que dispone, y el hecho que no pueda asegurar la entrega de alguno de los productos que se negocian en el mercado eléctrico, o que el riesgo de no cumplir con la entrega de alguno de los productos sea alto, no deben constituirse en una limitación para la suscripción de un contrato de suministro, especialmente cuando dicho producto puede ser obtenido por la parte compradora del PPA de manera independiente. En ese sentido, cada tecnología de 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 venta 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 contractual³.

Al respecto, el diseño del mercado eléctrico previsto en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y la Ley N° 28832 establece una estructura común aplicada a nivel internacional, en la cual los Mercados Eléctricos Mayoristas están constituidos 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, que 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

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

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



ciertos agentes (generadores, distribuidores y grandes 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 el MCP para recuperar las inversiones que hubieran realizado e inclusive conseguir el financiamiento necesario para en principio realizarlas.

En este contexto, y como ya se ha mencionado, los contratos tienen por finalidad servir como un instrumento de cobertura contra la volatilidad presente en los precios del mercado mayorista de electricidad y permiten, por un lado, que los productores establezcan sus ingresos por venta de los productos que disponen y, por el lado de los consumidores, estabilizar sus pagos por los productos que demandan. 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, colaborar con 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 con plazos de suministro suficientemente largos para asegurar un flujo de efectivo para pagar la deuda tomada al realizar la inversión en activos de generación eléctrica.

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 directamente en el MCP para atender a sus Usuarios Libres.
- c) Usuarios Libres: se ha establecido la obligación de tener contratados 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 directamente en el MCP⁵.

En virtud de lo señalado previamente, podemos observar que tanto el mandato legal de los Distribuidores y Usuarios Libres de tener cubierta su demanda de energía y contratar Potencia Firme, 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 generadores⁶.

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

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



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 suministro de energía⁷.

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*. Siendo el caso que los contratos destinados al suministro de los Usuarios Regulados se caracterizan por una única potencia contratada que se aplica a todas las horas del día por igual, sin distinguir entre horas punta y horas fuera de punta, de ahí la denominación como "*full requirement*".

A la par, al haberse optado por esta modalidad de contratos, la obligación contenida en la regulación obliga a que el generador necesariamente deba disponer de potencia firme⁹ en vista que los contratos vinculan la potencia contratada para definir la obligación máxima de suministro de energía en cada periodo de medición a lo largo del día con el pago del concepto de potencia firme que se remunera sólo en las horas de punta.

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 Regulados¹⁰.

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*

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

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."

⁹ GRUPO 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.

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



*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 finales¹³.

Al respecto se debe tener en cuenta que el pago por potencia firme y por suministro de energía se refieren a conceptos distintos. Así la Potencia Firme es una medida de largo plazo de la capacidad que tienen los equipos de generación eléctrica de entregar energía bajo condiciones desfavorables predefinidas; mientras que, el suministro de energía se brinda con la producción efectiva de las unidades de generación en el momento en que se consume la electricidad, consumo que no se limita a las horas de punta, sino que por lo general se refiere a las 24 horas del día.

3.2.3. 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 todos los usuarios finales y resulta de un proceso de subasta convocado por el Ministerio de Energía y Minas. La Prima, de acuerdo con el diseño establecido en las subastas, varía en proporción de la entrega efectiva en el Mercado de Corto Plazo de la energía ofertada. Los contratos suscritos si bien se denominan “de suministro de energías renovables”, no son propiamente contratos de suministro de electricidad entre generadores y consumidores, razón por la cual la reducción de precios en los mismos observada en la práctica, no redundó en una reducción en las tarifas aplicables a los usuarios eléctricos.

Así, entre los años 2009 y 2015 se realizaron una serie de subastas en el marco del Decreto Legislativo N° 1002, para el desarrollo de centrales eólicas, fotovoltaicas y minihidros. Como muestran las Figuras N° 3 y 4, 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.



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

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

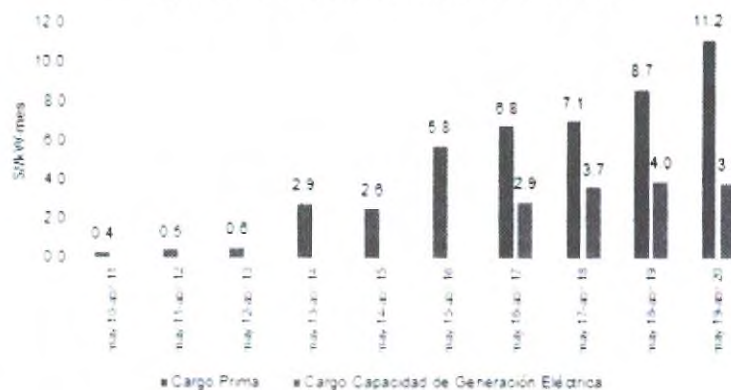
Figura N° 3. Evolución de precios de contratos



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 N° 4. Evolución de la Prima por RER



Fuente: Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad.

3.2.4. 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 obligarse a contratar solo energía, y tampoco permiten que las unidades de reserva que



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.

disponen de Potencia Firme, pero que difícilmente producirán energía de forma regular, puedan obligarse a contratar solo Potencia Firme¹⁵.

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 eléctrico¹⁶.

En principio, esta limitación sería posible de superar si la empresa que carece de un producto adquiriese 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 a enfrentar en dicho mercado¹⁷.

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 final¹⁸. Esta problemática era inexistente entre las tecnologías de generación convencionales, pero no es el caso con las tecnologías renovables con producción variable (como la eólica y la solar fotovoltaica).

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 firme¹⁹.

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 reducción de los mismos al punto que, según la Agencia de la Administración de la Energía de Estados Unidos, al año 2017 los costos fueron más competitivos. De igual forma, el Laboratorio Nacional de Energía Renovables de Estados Unidos (National Renewable Energy Laboratory – NREL, por sus siglas en inglés) 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 optimista²⁰.

A continuación, presentamos las Figuras N° 5 y 6 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 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 año 2017. Cabe indicar

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

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

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

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

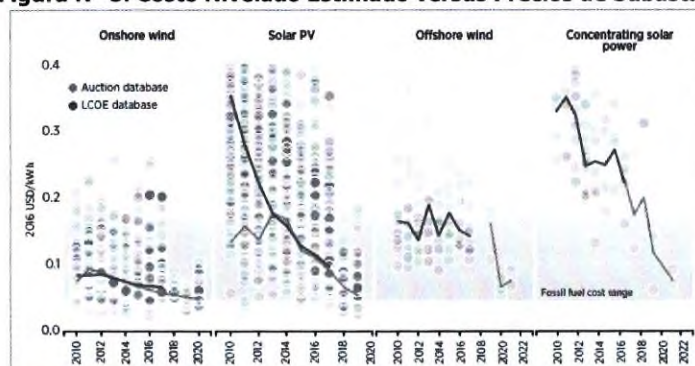
¹⁹ GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía, p. 11.

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



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 fotovoltaica²².

Figura N° 5. Costo Nivelado Estimado versus Precios de Subastas



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

Figura N° 6. Precios adjudicados en Subastas RER



*Fuente: Osinergmin - Subastas RER.

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 N° 7 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° 1002²³.

²¹ IRENA 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.

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

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



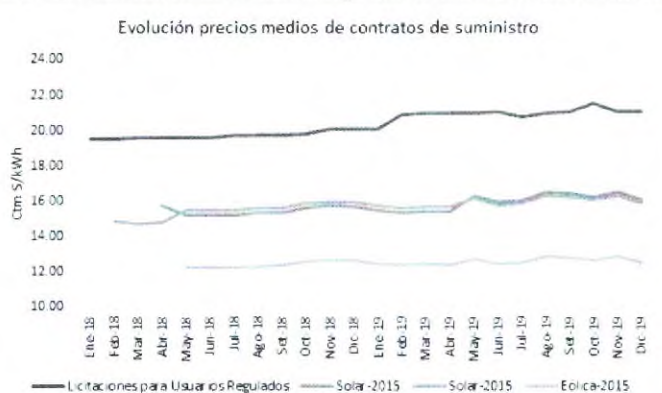
Figura N° 7. Precios adjudicados de contratos en Perú²⁴



*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 N° 8). Sin embargo, la reducción de precios no ha favorecido el incremento de la competencia en el mercado de contratos en beneficio de los Usuarios Regulados, lo cual se debe a las ya mencionadas restricciones que impone la modalidad contractual "full requirement"²⁵ por aplicación del artículo 4 de la Ley 28832, como se explica a continuación.

Figura N° 8. Evolución de Precios adjudicados de contratos en Perú²⁶



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



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

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

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

3.2.5. *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 Osinergmin, 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 las empresas de distribución y las empresas de generación de electricidad. Los precios aplicados a estos contratos inicialmente se limitaban a aquellos determinados por Osinergmin sobre la base de estimaciones administrativas 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.

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 administrativamente 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

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



suministro (apagones)²⁸ es 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 (pues todas producen electricidad), 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 por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor. (...)*" [Subrayado y negrita agregados.]

Esta disposición restringe la modalidad contractual y ha ocasionado que se exija a los generadores que dispongan tanto de Potencia Firme (capacidad de generación en horas punta), como de energía firme (producción de energía en general) 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 a que, como se ha explicado, se ha obligado a 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 (*full requirement*).

La experiencia internacional muestra que es conveniente que se flexibilicen 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, algo que además ya fue también propuesto en el Libro Blanco del año 2005.

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 adecúan 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 contribuyeran con el 20% de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional de dicho país, y que las centrales eólicas y solares contribuyeran con el 14% de la demanda de anual de energía eléctrica.



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.

La modalidad de contratación implementada consiste en segmentar la demanda a licitar en bloques de demanda independientes, que pueden cubrir el suministro de energía las 24 horas del día o plazos temporales menores, sobre los cuales los generadores facturan la energía realizando un seguimiento de la curva horaria de demanda hasta el límite de la potencia asociada. Esta modalidad ha permitido incrementar las inversiones en generación renovable, debido a que los bloques de demanda establecidos se ajustan a los perfiles de producción de la generación renovable, así como a su estacionalidad.

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 a suministrar es una consecuencia de la Potencia Firme contratada²⁹. De igual modo, la obligación de suministro no ha contemplado las variaciones estacionales en la producción de las unidades de generación (renovables y convencionales), lo que dificulta por ejemplo la participación de centrales hidroeléctricas pequeñas cuya producción está limitada a las temporadas de riego previstas según usos agrícolas.

De este modo, con la finalidad de incrementar la participación de más proyectos de generación eléctrica en las licitaciones establecidas mediante la Ley N° 28832, es necesario precisar que la forma de contratación debe sustentarse en la segmentación de la demanda en bloques y separando los productos potencia firme y energía.

Asimismo, a fin de garantizar la eficiencia a la que se refiere el artículo 2 de la Ley N° 28832 se debe establecer para el suministro de electricidad mediante la modalidad por bloques de demanda (separando los productos potencia firme y energía) que el criterio de adjudicación sea aquella que de manera conjunta representen el mínimo costo de atención de la demanda licitada de potencia firme y energía durante todo el periodo de vigencia del suministro de electricidad licitado³⁰.

De este modo, la articulación de los bloques de demanda a ser objeto de licitación consideraría la segmentación de la curva de demanda a contratar tomando en cuenta las diferentes tecnologías de generación disponibles, incluyendo - por ejemplo - bloques de energía horizontales (de 24 horas) y verticales (que pueden coincidir con los periodos considerados de punta, media y base, u otros), tal como muestra la Figura N° 9, lo que permitiría a los generadores minimizar el riesgo de contratar suministro de energía al permitírseles ofertar solo por aquellos bloques en los cuales tengan capacidad de producir energía regularmente.

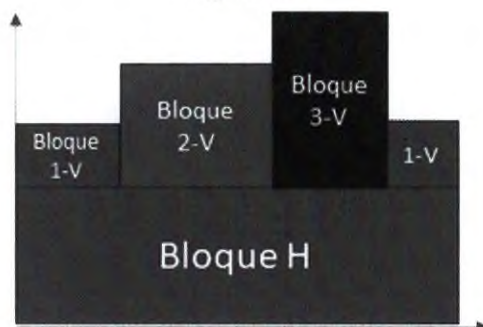
²⁹ GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, p. 28-29.

³⁰ En la actualidad el mismo criterio de mínimo costo es aplicado, pero de manera simplificada en vista que: i) no se oferta el precio de potencia, ii) todos los contratos implican obligaciones de 24 horas proporcionales a la potencia contratada. En ese contexto basta con comparar los precios ofertados de energía, de modo que ordenándolos de menor a mayor se minimiza igualmente el costo de atención de la demanda licitada durante el plazo contractual.

Bajo el modelo de bloques de demanda y oferta de precio de potencia, la minimización de costos ya no es tan simple y directa, pero se resuelve decidiendo por la combinación de ofertas de menor costo total haciendo uso de métodos de programación matemática.



Figura N° 9



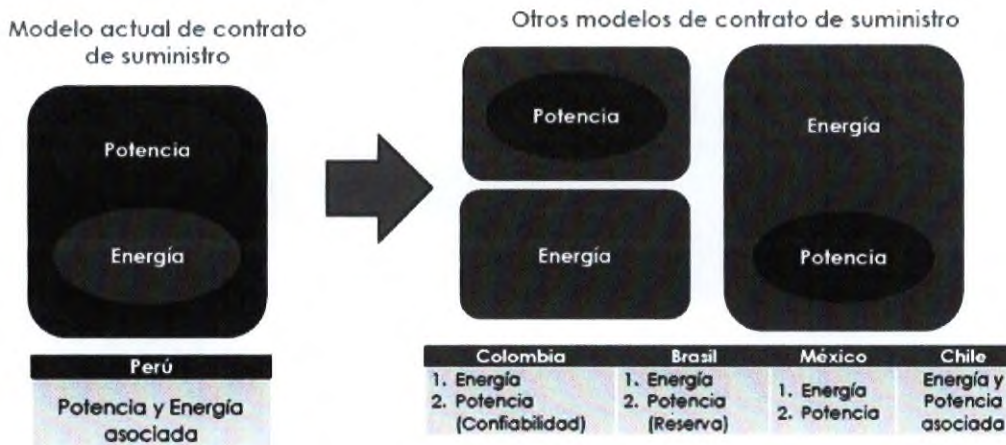
Elaboración propia

Asimismo, se establecería la Potencia Firme a contratar en las horas punta considerando la demanda de potencia durante dicho lapso de tiempo, permitiendo a cada generador ofrecer este producto, si dispone del mismo.

Esto último requiere entonces que se pueda también ofertar el precio de potencia, lo que hace necesario modificar el artículo 8 vigente de la Ley N° 28832, que actualmente no permite ofertar este precio. De este modo, se establecería en el nuevo marco legal que los precios ofertados no excederían del precio actualmente establecido para la potencia en el mencionado artículo (el Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la licitación).

Por las consideraciones expuestas, se recomienda implementar supuestos contractuales que faculden a los nuevos generadores a ofrecer el (los) producto(s) del que disponen, diferenciando las obligaciones de entrega de Potencia Firme y de suministro de energía³¹, tal como se muestra en la Figura N° 10.

Figura N°10 Modalidades de contratación



Fuente: Osinergmin

Asimismo, 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. En la modalidad contractual recomendada, la Potencia Firme solo sería requerida en el bloque horas de punta

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

del sistema, debido a que es sobre la base de la demanda coincidente con este bloque horario que el generador debe efectuar aportes a la bolsa de potencia del Mercado de Corto Plazo³².

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 próximos años, por lo que se recomienda que dichos contratos sean liquidados primero, y posteriormente aquellos que hayan adoptado la nueva modalidad contractual, además no se debe permitir la renovación de los contratos suscritos bajo la modalidad *full requirement*, de potencia con energía asociada³³.

Por esta razón, es conveniente que se modifiquen los artículos 3.1 y 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.

El mecanismo de priorización consideraría primero identificar la energía asociada a los contratos previos a la modificación legal sobre la base de las reglas vigentes (es decir, en proporción de la única potencia contratada), y posteriormente, en cada bloque horario establecido en las nuevas licitaciones, distribuir la energía no asociada a estos contratos entre los contratos nuevos sobre la base de la energía contratada en el respectivo bloque horario (equivalente a la potencia media en el bloque vertical u horizontal correspondiente), hasta el límite de la energía total comprometida en dicho bloque.

De igual modo, en el caso de la potencia, luego de identificada la potencia asociada a los contratos vigentes, la potencia residual se asignaría de manera proporcional a las potencias firmes contratadas, hasta el límite de la potencia firme total contratada.

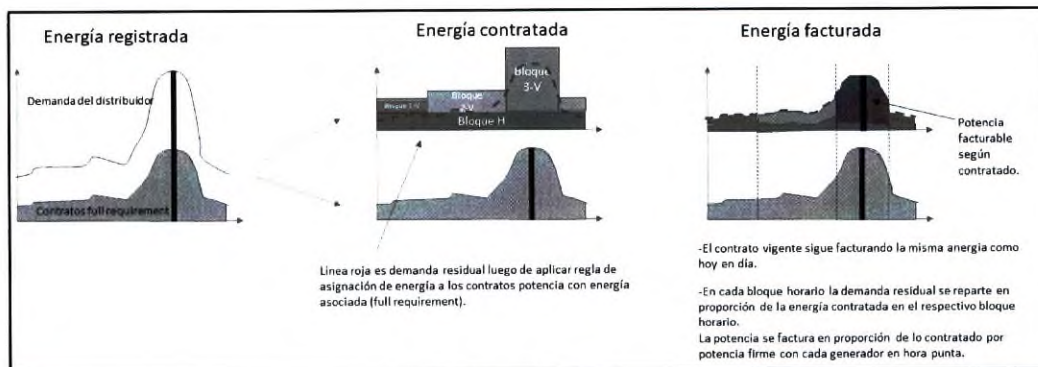
La Figura N° 11 esquematiza este procedimiento de asignación.



³² GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, p. 29.

³³ GRUPO DE TRABAJO ESPECIALIZADO: GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2020, Informe: Esquema de Mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, p. 29.

Figura N° 11



Elaboración propia

3.2.6. 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).
- Los precios de los contratos son firmes (artículo 1) y fórmulas de actualización les son aplicables (artículo 8).



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 mediante procesos competitivos que sustituyen al proceso administrativo que conduce a los Precios en Barra; 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 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 establecen claramente 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. Esto permite aprovechar el proceso competitivo entre generadores en beneficio de todo el sistema eléctrico, capturando las señales de precios que correspondan a los niveles de abundancia o escasez presente en el sistema en el corto plazo, así como de los precios de mediano y largo plazo que prevé la industria, y no solo en beneficio del distribuidor mediante el arbitraje entre ambas modalidades de contratación (licitación y negociación bilateral) distorsionando las señales de precio destinadas a modular las decisiones de consumo del consumidor final.

Cabe tener en consideración que esta precisión en la ley no altera la libertad del Distribuidor de decidir la anticipación, plazo contractual, modalidad de contratación, ni sus requerimientos de potencia y de energía, para efectos de las licitaciones previstas en la legislación; sino que les permite organizar estas decisiones, alineándolas con los intereses de los usuarios regulados, sobre los cuales tienen derechos monopólicos de comercialización y, por ello, su accionar debe estar sujeto a regulación por parte del Estado.

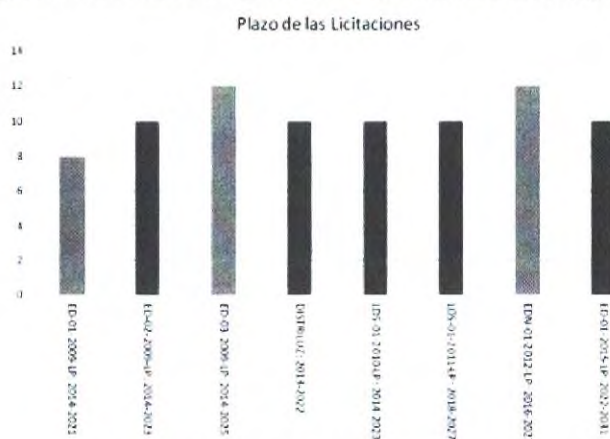
Finalmente, y solo con la finalidad de tener una mayor claridad en cuanto a las dos modalidades de licitaciones de largo plazo previstas en la Ley N° 28832, es conveniente que



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, aquellas 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 y no superó los 12 años (como muestra la Figura N° 12), 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 N° 12. Plazos de licitaciones de suministro de largo plazo



Fuente: Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad

3.2.7. 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 por usuarios libres, que se derivan de la actividad competitiva de los generadores y que reflejan igualmente plazos contractuales de corto y de largo plazo.

Así, como muestra la Tabla N° 1, a diciembre de 2020, los plazos contractuales de la mayoría de los contratos suscritos con usuarios libres, prácticamente, no excedían de 15 años, y se



distribuían recogiendo señales no solo de corto plazo, sino también de mediano y largo plazo, lo que es concordante con el objetivo que busca el ajustar los Precios en Barra a las señales observadas en el mercado de contratos según los precios ofertados por los generadores a sus clientes.

Tabla N° 1

Plazo (Años)	Cantidad	Participación
[0 - 3>	653	27%
[3 - 5>	943	38%
[5 - 15>	834	34%
Mayor que 15	30	1%

Fuente: Osinergmin. Informe Mensual Mercado Libre de Electricidad diciembre 2020.
Elaboración propia.

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, sin una programación de las mismas, 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, es decir a las señales de precios contenidas en los precios ofertados por los propios generadores en los contratos suscritos con sus clientes.

Esta modificación, aunada a la exigencia de publicar los programas de licitaciones a efectuarse, permitirán contar con una mejor referencia a la cual se deben ajustar los Precios en Barra, más aún por cuanto estos precios se revisan anualmente y no pueden asumirse bajo estas condiciones como precios solo de largo plazo, dado que inclusive se determinan administrativamente por el regulador a partir de la estimación de los Costos Marginales de Corto Plazo para un periodo de 36 meses.

3.2.8. 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, a la vez de verse expuesto al riesgo que supone la revisión anual de la tarifa regulada cuando se trata de contratos de suministro suscritos sin que medie licitación.

Por lo anterior, se considera necesario se realicen modificaciones al artículo 31 de la Ley N° 28832, considerando los aspectos siguientes:

- Las convocatorias a licitaciones de suministro eléctrico puedan ser realizadas tanto por las empresas distribuidoras como por el Ministerio de Energía y Minas, y podría ser mediante nuevas centrales de acuerdo con la política energética vigente.
- El producto de estas licitaciones debería ser potencia y/o energía, sin que existan restricciones para que las centrales de tecnología RER tengan la posibilidad de competir.
- Los precios que se remuneren, sean los que resulten adjudicados en los procesos de licitaciones en base al más económico.

El objeto de la modificatoria del artículo 31 de la Ley N° 28832 que se propone es que el suministro eléctrico para la demanda de los Sistemas Aislados donde operan las Distribuidoras con participación accionaria del Estado, bajo el ámbito del FONAFE, deben ser contratadas mediante nuevas centrales de generación y con contratos resultantes de licitaciones que siguen las reglas establecidas en el Capítulo Segundo de la mencionada ley, sujetándose a todas las mismas obligaciones y derechos que se establecen en el mencionado capítulo.

Asimismo, es necesario que la modificatoria considere la posibilidad de que el Ministerio de Energía y Minas pueda realizar licitaciones y por ello OSINERGMIN deberá definir los requerimientos de generación. En tal caso, el sector debe priorizar generación con el uso de Recursos Energéticos Renovables.

En cuanto al segundo punto, y como se mencionó previamente, la LCE y la Ley N° 28832 no establecen qué entidad en los sistemas aislados estará a cargo de coordinar la operación,



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, a la vez que sería necesario incurrir en los costos asociados a la constitución y operatividad de dicha entidad.

- (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, 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.

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 N° 28832 una disposición que permita encargar al COES la coordinación de la operación en los sistemas aislados cuando operen dos o más Generadores, de modo que le permita de forma exclusiva y transparente aplicar los criterios de operación a los participantes de estos sistemas aislados. Para tal efecto, el Reglamento establecerá los procedimientos para la programación y coordinación de la



operación en tiempo real en tales sistemas, así como los aportes (recursos económicos) para cubrir el presupuesto necesario que le permita asumir dicha labor.

Por lo expuesto, se evidencia que cuando se justifique la necesidad de un operador independiente en algún Sistema Aislado, es mejor que dicha labor sea encomendada al COES, debiendo asumir los Agentes del sistema aislado la retribución al COES por dicha labor. Por ello, es necesario incorporar en la Ley N° 28832 la disposición normativa correspondiente.

En contraste, en aquellos sistemas en los cuales no se justifique aún un operador independiente, la labor de coordinación de la operación debe quedar como responsabilidad del distribuidor.

4 OBJETIVOS DE POLÍTICA

En esta sección se analizan los objetivos que se pretenden alcanzar con el Proyecto de Ley.

4.1. 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.

4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Promover la competencia en el segmento de generación.
- Facilitar el desarrollo de inversiones con recursos energéticos renovables.
- Brindar predictibilidad técnica y económica en la coordinación de la operación en los sistemas aislados.

5 OPCIONES DE POLÍTICA

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

5.1. 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.

5.2. 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 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 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.



6 ANÁLISIS DE IMPACTO CUANTITATIVO Y/O CUALITATIVO DE LA NORMA

6.1. 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.

6.1.1. Beneficios esperados

No se esperan beneficios para el sector eléctrico.

6.1.2. Costos esperados

Se limita la competencia por el suministro de los consumidores finales al restringir la posibilidad de que las centrales de generación con fuentes que utilizan recursos energéticos renovables puedan suscribir contratos de suministro y puedan participar en 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.

6.2. 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.

6.2.1. 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 de potencia y energía de manera independiente, a través de las licitaciones de suministro convocadas por los Distribuidores y de acuerdo con la programación publicada anualmente por dichas empresas. 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 finales, 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 prioritariamente por generación de origen renovable, lo



que permitirá reducir los subsidios destinados para las tarifas de estos sistemas y destinar dichos fondos a la electrificación rural. Por otro lado, se prevé mayor predictibilidad de las inversiones de generación en Sistemas Aislados mediante Licitaciones de suministro que pueden ser convocadas tanto por el Distribuidor como por el MINEM.

6.2.2. Costos esperados

A continuación, se realiza la descripción de los principales costos esperados que se presentarían con la modificatoria de la Ley 28832:

- En cuanto a la mayor participación de más inversiones en generación con uso de recursos energéticos renovables mediante licitaciones y con la posibilidad de contratar de forma separada la potencia y energía, debe señalarse que no se advierte que el costo que tienen que asumir las distribuidoras para llevar a cabo las licitaciones se pueda ver alterado, dado que es un costo que tienen que asumir para atender su demanda con o sin el cambio normativo.
- En cuanto a la medida para promover nueva generación eléctrica en los Sistemas Aislados, para cuando operen dos o más generadores, los generadores involucrados deberán asumir el costo de implementación de la coordinación de la operación al mínimo costo en dichos sistemas, de modo que se apliquen criterios de operación eficientes de forma exclusiva y transparente a los participantes de estos sistemas aislados. Dicho costo será cubierto por los mismos generadores que van a requerir de dicha labor de coordinación, lo cual conducirá al uso eficiente de los recursos con los que cuenta el sistema aislado.

6.3. RESULTADO DEL ANÁLISIS DE IMPACTO

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 tarifas eficientes 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. Para tal efecto, se proponen disposiciones transitorias referidas a la coexistencia de los contratos de suministro suscritos antes de la promulgación de la Ley respecto de los nuevos contratos, para lo cual se considera un mecanismo de repartición de energía y/o potencia consumida, el cual deberá considerar los volúmenes y/o cantidades contratadas con anterioridad a la promulgación de la Ley; mecanismo que debe tener el desarrollo correspondiente a nivel reglamentario que defina con mayor detalle el mismo.

Los efectos esperados se orientan a brindar a los consumidores finales de electricidad la posibilidad de beneficiarse de menores tarifas producto de una mayor competencia en la provisión de electricidad.

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



6.4. ACTORES SUJETOS AL CUMPLIMIENTO DEL PROYECTO DE LEY

En el marco del análisis costo – beneficio, resulta importante identificar a los actores que directamente se verán afectados por el Proyecto de Ley. En el presente caso son los siguientes:

- **Generadores:** El Proyecto de Ley afecta directamente a los generadores toda vez que se incrementaría la competencia en el mercado de generación y ello permitiría el ingreso de nuevas tecnologías con recursos renovables, con precios más competitivos.
- **Distribuidores:** El Proyecto de Ley genera un beneficio directo a estos agentes ya que tendrían la posibilidad de contratar potencia y energía de manera independiente en las licitaciones de suministro y al tener una mayor competencia se pueden obtener precios más eficientes.
- **Usuarios:** La propuesta normativa beneficia a estos agentes ya que, de lograrse incrementar la competencia en el mercado de generación, con una mayor participación de la generación RER, se ofrecerían tarifas más eficientes a los Usuarios, reduciendo incluso la aplicación de subsidios.
- **Estado (medio ambiente):** El incremento de la competencia en el mercado de generación eléctrica y la participación de generación RER reduce la necesidad de utilizar combustibles fósiles. En efecto, los esfuerzos del Estado peruano se centran principalmente en la reducción y/o sustitución de estos combustibles por fuentes de energías renovables.

El Proyecto de Ley no introduce costos a los agentes del mercado eléctrico, sino que, por el contrario, modifica el marco normativo aplicable a la participación de la generación RER en el sistema; promueve el ingreso de nueva generación en sistemas aislados y fija los precios en barra.

Finalmente, a pesar de las limitaciones de información para cuantificar costos y beneficios que cada uno de los agentes enfrentaría con la implementación del Proyecto de Ley, en el balance entre los costos y beneficios esperados, se puede resumir que las ganancias y beneficios compensan el costo de la regulación propuesta, siendo que el beneficio neto posterior a la entrada en vigencia de la presente propuesta normativa será positivo para cada uno de los actores identificados, y por ende, para la sociedad en general.

7 PARTICIPACIÓN DE LOS INTERESADOS EN LA FORMULACIÓN DE LA PROPUESTA

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, como el principio a través del cual las *entidades deben brindar las condiciones necesarias a todos los administrados que sus comentarios y sugerencias sean considerados en las decisiones públicas que puedan afectarles*.



Así, en aplicación del principio de participación, el MINEM ejerce 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 disponen 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 atención a lo dispuesto en las normas antes mencionadas, mediante Resolución Ministerial N° 227-2022-MINEM/DM, publicada en El Peruano con fecha 24 de junio de 2022, que dispone la publicación del Proyecto de Ley, estableciendo un plazo de treinta (30) días calendario a los interesados y ciudadanía en general para que puedan emitir sus comentarios y/o aportes – vía electrónica - respecto del proyecto de norma propuesta, plazo que tuvo como fecha de vencimiento el 24 de julio del presente año. Posteriormente, debido a la presentación de pedidos de ampliación del referido plazo de los Agentes, mediante Resolución Ministerial N° 264-2022-MINEM/DM publicada el 24 de julio de 2022, el MINEM consideró justificada dicha ampliación a fin de garantizar el derecho de participación de los interesados y dispuso ampliar el plazo por treinta (30) días calendario adicionales.

Sumado a ello, con fecha 26 de julio de 2022, mediante Oficio Múltiple N° 0007-2022/MINEM-DGE, se invitó a los Agentes y empresas del subsector electricidad a exponer sus comentarios y sugerencias al Proyecto de Ley con la finalidad de que este subsector exponga a los interesados los alcances del proyecto normativo y a su vez permitir que los incumbentes tengan la posibilidad de exponer sus comentarios, con lo cual se afianzó una mayor participación de los interesados en la formulación de la propuesta, en observancia de los principios de participación, legalidad, predictibilidad y transparencia aplicables al proceso de formulación de políticas públicas. Tales reuniones se llevaron a cabo los días 17 y 18 de agosto del presente año, bajo modalidad presencial y virtual, teniendo la concurrencia de un número importante de Agentes y gremios del sector interesados en exponer sus comentarios al Proyecto de Ley, de manera previa a la presentación por escrito de sus comentarios.

Como resultado de la participación de los Agentes e interesados a través de los comentarios presentados, tanto en las reuniones realizadas como las presentadas de forma escrita, el MINEM, a través de la dirección general competente, ha realizado la evaluación a los comentarios con la absolución a los mismos y en atención a lo cual se han introducido mejoras en las disposiciones normativas propuestas, así como en el sustento técnico contenido en el presente documento, las cuales están alineadas a las políticas de calidad regulatoria.

8 DE LA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 008-2006-JUS

La Ley N° 26889, Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa, y el Decreto Supremo N° 008-2006-JUS, que aprueba el Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa, el cual complementa y desarrolla lo dispuesto por la ley antes señalada, son las normas aplicables que contienen los lineamientos para la elaboración, denominación y publicación de normas con fuerza de ley y normas reglamentarias como la propuesta; las cuales han sido consideradas para formular el presente Proyecto de Ley, cuyo



trámite inició con la emisión del Informe N° 190-2022/MINEM-DGE de fecha 8 de junio de 2022, a través del cual se sustentó la propuesta para su prepublicación, la cual fue autorizada mediante la Resolución Ministerial N° 227-2022-MINEM/DM³⁴ publicada en El Peruano con fecha 24 de junio de 2022.

Lo anterior es concordante con lo señalado con la Única Disposición Complementaria Transitoria, incorporada mediante Decreto Supremo N° 009-2022-JUS publicado el 16 de diciembre de 2022, que dispone que *"los proyectos normativos que, a la fecha de la entrada en vigencia de la presente norma, tengan informe técnico del órgano de línea del sector proponente o el que haga sus veces, se rigen por las disposiciones del Decreto Supremo N° 008-2006-JUS."* Es decir, que los proyectos normativos que cuentan con informe técnico que data de julio de 2022, como ocurre en el presente caso, solo están sujetos a la aplicación del Decreto Supremo N° 008-2006-JUS.

En el presente caso, como se indica en el párrafo anterior, la disposición transitoria fue publicada con fecha 16 de diciembre de 2022, para cuyo momento el Proyecto de Ley ya contaba con el informe técnico³⁵ del órgano de línea del subsector electricidad; con lo cual por mandato expreso de la mencionada disposición transitoria se determina que no corresponde aplicar el Decreto Supremo N° 007-2022-JUS sino las disposiciones del Decreto Supremo N° 008-2006-JUS.

Por lo tanto, la disposición transitoria aprobada con el Decreto Supremo N° 009-2022-JUS posterga la aplicación del Decreto Supremo N° 007-2022-JUS a los proyectos normativos que al 16 de diciembre de 2022 cuentan ya con el informe técnico del órgano de línea del sector que propone la regulación y en consecuencia, por ello, no corresponde que el proyecto normativo se adecúe a las disposiciones del mencionado decreto supremo.

De otro lado, en cuanto a la obligatoriedad de la aplicación del Análisis de Impacto Regulatorio Ex Ante³⁶, esta es progresiva para las diferentes entidades del Poder Ejecutivo y para el MINEM rige a partir del 3 de octubre de 2022, según los cronogramas aprobados para su implementación por la autoridad competente. Al respecto, cabe mencionar que la Comisión Multisectorial de Calidad Regulatoria, a través del Acta de la Sesión Virtual N° 229³⁷ de fecha 30 de setiembre de 2022, acordó establecer que dicha obligatoriedad no alcanza a los proyectos normativos en trámite, cuya formulación y gestión por las entidades se haya iniciado con anterioridad a la oportunidad que es obligatoria para la entidad, tal ocurre en el

³⁴ Los documentos del Proyecto de Ley y la Exposición de Motivos fueron prepublicados en el portal web del Ministerio de Energía y Minas; los mismos son de libre acceso en el siguiente enlace web: <https://www.minem.gob.pe/prepublicacion.php?idSector=6&idPrepublicacion=306>

³⁵ Cuando se hace referencia al informe técnico nos referimos tanto al Informe N° 0190-2022-MINEM/DGE que sustentó el Proyecto de Ley en su versión de prepublicación que se autorizó con la Resolución Ministerial N° 227-2022-MINEM/DM como al Informe N° 0393-2022-MINEM/DGE que sustenta el Proyecto de Ley que ha sido materia de revisión por el OGAJ, cuya versión es resultado de la evaluación de los comentarios y sugerencias de los interesados e incorpora las mejoras y sustento respectivo. Cabe Agregar que el informe técnico definitivo corresponde al Informe N° 0066-2023-MINEM/DGE del 28 de febrero de 2023, el cual actualiza el sustento técnico de la iniciativa legislativa.

³⁶ El AIR Ex Ante es un proceso que permite el análisis previo, sistemático e integral para identificar, evaluar y medir los probables resultados, beneficios y costos de distintas alternativas de solución (regulatorias y no regulatorias) de un problema público, considerando la identificación y el análisis de riesgos, con el fin de adoptar la mejor alternativa de intervención en base a evidencia. Si la alternativa resultante de la evaluación correspondiente es una regulación, su desarrollo debe ser coherente y consistente con el ordenamiento jurídico vigente, así como establecer los mecanismos para su cumplimiento.

³⁷ Dicha Acta ha sido publicada y puede accederse a su contenido en el enlace web siguiente: <https://www.gob.pe/institucion/pcm/informes-publicaciones/3612759-acta-n-229-de-la-comision-multisectorial-de-calidad-regulatoria>



presente caso; en relación a lo cual se ha cumplido con remitir a la Secretaría Técnica de la Comisión Multisectorial de Calidad Regulatoria el Anexo "Proyectos normativos en trámite previo al inicio de la aplicación obligatoria del AIR Ex Ante", quien ha respondido mediante correo de fecha 26 de enero de 2023, que está acreditado que el proyecto normativo se encontraba en trámite para su aprobación antes del inicio de la aplicación obligatoria del AIR Ex Ante; por lo que, concluye en lo siguiente: *"no es obligatorio que se elabore expediente AIR Ex Ante para el citado proyecto normativo"*.

Sin perjuicio de lo antes señalado, debe mencionarse que la propuesta cumple con los lineamientos y criterios de análisis de impacto regulatorio necesarios, dado que ha sido objeto de una prepublicación que garantizó el derecho de participación de los Agentes e interesados, los cuales han sido evaluados, sobre la base de la problemática identificada y en atención a lo cual se justifica la necesidad de emitir la norma, entre otros contenidos en el presente documento.

9 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA VIGENCIA DE LA NORMA EN LA LEGISLACIÓN NACIONAL

El Proyecto de Ley tiene como finalidad garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente del suministro eléctrico; así como promover la diversificación de la matriz energética; a través de la modificatoria de la Ley N° 28832, cuyos cambios tienen impacto en la normativa vigente, principalmente en los siguientes aspectos:

- i) Respecto a la participación de generación RER en el sistema, se identificó como problema que la regulación vigente no ha permitido que los generadores puedan negociar de manera independiente los productos (potencia y energía) de los que efectivamente disponen, ya que se exige a todos por igual que suscriban los "contratos de potencia con energía asociada", lo cual contempla la obligación de venta conjunta de potencia firme y de suministro de energía. Esta situación restringe la posibilidad de que las diferentes tecnologías de generación compitan entre ellas, según sus características, lo cual no beneficia al usuario final. Además de ello, no se tiene un nivel razonable de predictibilidad en la programación de las licitaciones de suministro que deben efectuar las empresas distribuidoras para garantizar el suministro a sus usuarios regulados. En ese sentido, con la aprobación de la ley los generadores podrán contratar de forma separada la energía y la potencia, sin perjuicio de que puedan hacerlo de forma asociada.
- ii) Respecto a la oportunidad de las convocatorias a licitaciones por parte de las distribuidoras para atender al mercado regulado, se identificó dichas que la norma solo consideraba una oportunidad para realizar los procesos de licitaciones lo que brinda poca predictibilidad para el desarrollo de dichos procesos; por lo que, la propuesta prevé ahora licitaciones de largo, mediano y corto plazo, para los cuales establece un plazo mínimo de anticipación y plazos máximos de los contratos de suministro; así como la obligatoriedad de programar las licitaciones para atender sus requerimientos, cuya programación tendrá carácter vinculante en tanto no sean modificadas vía el procedimiento de actualización, según las condiciones que se definan en la norma reglamentaria.
- iii) Respecto a las licitaciones para nueva generación en sistemas aislados, se ha identificado como problema que, toda o gran parte de la demanda de estos sistemas se cubre con generación termoeléctrica que utiliza combustibles líquidos derivados del petróleo, a pesar de que la generación de fuentes renovables ha reducido notablemente sus costos de desarrollo. Sumado a ello, el acceso de nuevos agentes



generadores a estos sistemas se encuentra sujeto a la voluntad del distribuidor de suscribir un contrato de suministro con plazo suficiente para realizar inversiones. De otro lado, en algunos sistemas aislados se ha identificado que ya operan generadores independientes al distribuidor, sin embargo, la legislación actual no establece qué entidad estará a cargo de coordinar la operación en los Sistemas Aislados cuando las actividades reguladas por la ley son realizadas por diferentes agentes. En ese sentido, con la aprobación de la ley, las Distribuidoras bajo el ámbito del FONAFE que operan en Sistemas Aislados, estarán obligadas a aplicar las reglas de las licitaciones que establece el Capítulo Segundo de la Ley N° 28832 en todos sus términos, quienes deberán contratar el suministro eléctrico mediante licitaciones, que podrán ser convocadas directamente por estas o por el Ministerio; siendo que además cuando operen dos o más generadoras el ente rector podrá encargar al COES la coordinación de la operación al mínimo costo.

- iv) Respecto a la fijación de precios en barra, se ha observado que los contratos suscritos a través de licitaciones no tienen la diversidad necesaria para brindar señales de corto y largo plazo que reflejen de manera adecuada el valor de la electricidad al momento de calcular los precios en barra. Durante los últimos años los precios en barra han 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. En ese sentido, a partir de la aprobación de la ley, para la fijación de precios en barra, OSINERGMIN no solo considerará los precios de las licitaciones para fijar el precio en barra, sino también los precios de los contratos de Usuarios Libres; cuyos precios deberán ser promediados.

Cabe agregar que, las modificatorias propuestas en esta iniciativa legislativa consideran los lineamientos generales que debe contener la Ley 28832, las cuales van a requerir de su desarrollo reglamentario que se requiere para la mejora aplicación de la ley. Es decir, una vez aprobada la ley, esta tendrá el efecto de ordenar al Poder Ejecutivo, específicamente al Ministerio de Energía y Minas, que cumpla con ejercer la potestad reglamentaria, la cual se deriva de lo preceptuado en el numeral 8 del artículo 118 de la Constitución Política del Perú, que establece los límites de la potestad reglamentaria del Poder Ejecutivo, en virtud de la cual el reglamento no puede transgredir ni desnaturalizar las leyes que pretende reglamentar.

En cuanto a la potestad reglamentaria, el Tribunal Constitucional ha señalado en la sentencia recaída en los expedientes acumulados 0001 y 0003-2003-AITC que *"el reglamento es la norma que, subordinada directamente a las leyes e indirectamente a la Constitución, puede, de un lado, desarrollar la ley, sin transgredirla ni desnaturalizarla, y, de otro, hacer operativo el servicio que la Administración brinda a la comunidad. Los primeros son los llamados reglamentos secundum legem, de ejecución, o reglamentos ejecutivos de las leyes, los cuales están llamados a complementar y desarrollar la ley que los justifica y a la que se deben. En efecto, es frecuente que la ley se circunscriba a las reglas, principios y conceptos básicos de la materia que se quiere regular, dejando a la Administración la facultad de delimitar concretamente los alcances del marco general establecido en ella. Los segundos son los denominados reglamentos extra legem, independientes, organizativos o normativos, los que se encuentran destinados a reafirmar, mediante la autodisposición, la autonomía e independencia que la ley o la propia Constitución asignan a determinados entes de la Administración, o, incluso, a normar dentro los alcances que el ordenamiento legal les concede, pero sin que ello suponga desarrollar directamente una ley". (Subrayado es agregado).*



En ese sentido, como parte del impacto de la ley, corresponderá al Ministerio de Energía y Minas que cumpla con apruebe las disposiciones reglamentarias para la ejecución de la ley, las cuales para este caso podrán realizar un mayor desarrollo de lo establecido en la ley, así como complementar sus alcances, esto siempre sin transgredirla ni desnaturalizarla; motivo por el cual la ley ordena la aprobación del reglamento correspondiente, en relación a lo cual se prevén las modificar y actualizar³⁸ los siguientes dispositivos legales:

- Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM.
- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM.
- Las normas reglamentarias para regular (i) las licitaciones para la nueva generación en Sistema Aislado, (ii) la Coordinación de la operación en Sistema Aislado; y demás que resulten necesarias.

10 MODIFICACIONES DEL PROYECTO DE LEY

La aprobación de la Ley producirá cambios normativos a través de modificatorias del numeral 3.1 del artículo 3, el numeral 4.4 del artículo 4, el artículo 5, los numerales I y II del artículo 8, el artículo 31 y la Segunda y Séptima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. Asimismo, se aprueba la incorporación del numeral 7.3 al artículo 7 y del artículo 32 a la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. En tal sentido, 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.
- ii. Se promueve la generación eléctrica con fuentes renovables de energía sin comprometer la seguridad operativa del sistema eléctrico.
- iii. Se establece el suministro eléctrico en Sistemas Aislados, en las zonas de concesión donde operan Distribuidoras que están bajo el ámbito del FONAFE, están obligados a contratar dicho suministro como resultado de licitaciones, que podrán ser convocadas por las Distribuidoras y por el Ministerio.
- iv. Cuando en un Sistema Aislado operen dos o más Generadores, el Ministerio podrá encargar al COES la coordinación de la operación al mínimo costo. Asimismo, los Agentes deberán realizar los aportes económicos necesarios para el funcionamiento del COES.

Dentro del análisis de impacto normativo, corresponde incorporarse en la propuesta el cuadro comparativo de las modificaciones que se realizan a la Ley N° 28832, dentro del cual se considera los artículos que se están incorporando a dicha ley, conforme se detalla a continuación en la siguiente tabla:



³⁸ La actualización de las mencionadas normas también comprende aprobar disposiciones complementarias o adicionales que permitan el desarrollo normativo a nivel reglamentario necesario para la aplicación de la Ley.

Tabla N° 2
Cuadro comparativo de las modificaciones e incorporaciones normativas a la Ley
N° 28832

Ley N° 28832 (actualmente vigente)	Proyecto de Ley que modifica la Ley N° 28832
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. (...).	Artículo 3. – De los contratos 3.1 Ningún Generador puede contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia firme y/o energía firme que las propias y las que tiene contratadas con terceros. (...).
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 por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor. (...).	Artículo 4. – La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica (...) 4.4 Cada Distribuidor tiene la facultad de establecer sus requerimientos y modalidades de contratación de suministro, así como los plazos contractuales a licitar, los cuales pueden considerar la compra en bloques de energía, y de potencia o energía en forma separada, en las condiciones que establece el Reglamento. Los Distribuidores deben publicar anualmente una programación de los procesos de licitaciones a convocar para los próximos diez (10) años a fin de abastecer a los Usuarios Regulados, considerando las cantidades a requerir y los plazos de duración del suministro. Dicha programación es vinculante, sin perjuicio de que se pueda actualizar previa aprobación del OSINERGMIN, de acuerdo con las condiciones que desarrolla el Reglamento. (...).
Artículo 5.- Plazo para iniciar el proceso de Licitación 5.1 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	Artículo 5. – Plazo para inicio de Licitaciones y duración de contratos 5.1 Las licitaciones de largo plazo deben ser iniciadas por el Distribuidor con una anticipación mínima de tres (3) años, con un plazo contractual máximo de quince (15) años de duración.



Regulados quede sin cobertura de contratos. 5.2 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 OSINERG aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor.	5.2 Las licitaciones de mediano plazo deben ser iniciadas por el Distribuidor con una anticipación mínima de dos (2) años, con un plazo contractual máximo de cinco (5) años de duración. 5.3 Las licitaciones de corto plazo deben ser iniciadas por el Distribuidor con una anticipación mínima de un (1) año, con un plazo contractual máximo de tres (3) años de duración. 5.4 Los porcentajes máximos de requerimiento para cubrir la demanda total de los usuarios regulados del Distribuidor, para los plazos indicados en el presente artículo son establecidos en el Reglamento. 5.5 Los contratos sin Licitación del Distribuidor sólo se pueden suscribir de manera subsidiaria a las licitaciones, en cuyo caso se realizan con una anticipación mínima de (1) año y tienen un plazo contractual no mayor a dos (2) años.
Artículo 7.- Precio máximo para adjudicar contratos en una Licitación y casos de nueva convocatoria (...)	Artículo 7. – Precio máximo para adjudicar contratos en una Licitación y casos de nueva convocatoria (...) 7.3. En las licitaciones para el suministro de electricidad, las ofertas adjudicadas son aquellas que de manera conjunta representan el mínimo costo para atención de la demanda licitada durante todo el plazo de suministro.
Artículo 8.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación I. Plazos de suministro de hasta veinte (20) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.	Artículo 8.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación I. Plazos de suministro de hasta quince (15) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales puede ser modificado por acuerdo de las partes a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERGMIN. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deben transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.



II. Precio de potencia igual al Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Licitación con carácter de Precio Firme. (...).	II. Precio de potencia ofertado tiene como límite máximo el Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Licitación, el cual tiene carácter de Precio Firme. (...).
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. 3.2. En los procesos de Licitación para Sistemas Aislados, OSINERG tiene las mismas responsabilidades señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.	Artículo 31. – Licitaciones para la nueva generación en Sistemas Aislados Los Distribuidores con participación accionaria del Estado bajo el ámbito del FONAFE deben contratar el suministro eléctrico para sus Sistemas Aislados mediante nuevas centrales de generación que se desarrollan en cumplimiento de contratos resultantes de licitaciones, en los términos siguientes: a) Las Licitaciones de suministro que convoca el Distribuidor deben observar los términos, plazos, condiciones y obligaciones señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley y conforme lo establece el Reglamento. b) Las Licitaciones de suministro que convoca el Ministerio, deben considerar los requerimientos de generación que define OSINERGMIN, así como los plazos para iniciar las licitaciones conforme lo establece el Reglamento; en cuyo caso se debe priorizar generación con el uso de Recursos Energéticos Renovables.
-	Artículo 32. – Coordinación de la operación en los Sistema Aislados 32.1 En los casos que en un Sistema Aislado operen dos o más Generadores, el Ministerio puede encargar al COES la coordinación de la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El Reglamento aprueba los procedimientos para la programación y coordinación de la operación en tiempo real, así como los aportes que deben efectuar al COES los Agentes del Sistema Aislado. 32.2 En los Sistemas Aislados cuya operación no sea encargada al COES, el



DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES (...) SEGUNDA. - Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra 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. (....) SÉPTIMA. – Reglas aplicables a la compra-venta de energía de empresas del Estado en el mercado eléctrico Las empresas con participación accionaria del Estado, titulares de concesiones o autorizaciones de generación o de distribución, en sus operaciones de compraventa de electricidad se adecuarán a las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento. En los casos en que resulten aplicables, dichas empresas quedan autorizadas a negociar y pactar los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado.	Distribuidor es el responsable de coordinar la operación al mínimo costo. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES (...) SEGUNDA. – Nueva referencia para la comparación del Precio en Barra El Precio en Barra a nivel generación que fija OSINERGMIN, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos de los Usuarios Libres, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento. (....) SÉPTIMA. – Reglas aplicables a la compra-venta de energía de empresas del Estado en el mercado eléctrico Las empresas con participación accionaria del Estado, titulares de concesiones o autorizaciones de generación o de distribución, en sus operaciones de compraventa de electricidad y/o convocatoria a las licitaciones se adecúan a las condiciones establecidas en la presente Ley y los Reglamentos que se expidan. En los casos en que resulten aplicables, dichas empresas quedan autorizadas a negociar y pactar los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado.
---	---

