
Informe: Separación de compras para el Suministro Eléctrico por potencia y energía

Grupo de Trabajo Especializado: Generación Eléctrica

Miembros del Grupo de Trabajo Especializado: Generación Eléctrica	
MINEM	Osinergmin
José Jaime Sánchez Fernández	Severo Buenalaya Cangalaya
César Iván Romero Torres	Paolo Chang Olivares

Lima, julio de 2020

Resumen Ejecutivo

El presente informe presenta a la Comisión Multisectorial para la Reforma del Sector Eléctrico (CRSE), la evaluación final del tema de corto plazo denominado “Separación de compras para el suministro eléctrico por potencia y energía”; así como, una propuesta normativa que mejore la regulación vigente. Se parte del hecho que en la actualidad ya existen mecanismos que establecen cómo se determina la potencia firme y la energía que cada instalación de generación puede comprometer mediante contratos destinados al suministro de los consumidores finales de electricidad¹.

El sistema eléctrico peruano se organiza alrededor de las actividades de la cadena productiva que lo componen; es decir, la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. El modelo que promueve su desarrollo se orienta al fomento de la competencia en las actividades de generación y comercialización, y a la regulación de monopolios en las actividades de transmisión y distribución. Los consumidores finales de electricidad se distinguen en dos grupos: “libres”, que pueden escoger a su suministrador entre generadores y distribuidores, y “regulados”, que están obligados a adquirir su suministro del distribuidor cuya concesión fue otorgada en la zona de estos usuarios.

Ahora bien, el objetivo último de toda normatividad debe ser el consumidor final, en cuanto a que (a través de los incentivos que las herramientas normativas implementadas proporcionen), se beneficie de un servicio de calidad, precios competitivos, y suficiente suministro para darle sostenibilidad a las actividades de la cadena productiva de la industria eléctrica.

Para ello, el modelo que rige al subsector eléctrico peruano en el caso de la generación eléctrica promueve la libre ingreso y retiro de este rubro; así como, la competencia por la venta (comercialización) de electricidad en un mercado de corto plazo y mediante la suscripción de contratos de suministro. En el caso de la transmisión se han establecido mecanismos de planificación que buscan evitar la retribución de activos no necesarios para brindar el servicio, complementados con la aplicación de precios máximos, y en algunos

¹ En ese sentido, si bien el Grupo de Trabajo considera que hay aspectos en el diseño de la remuneración y cálculo de la potencia y energía firmes que requieren de una revisión con la finalidad de incrementar su eficacia en términos de garantizar confiabilidad y suficiencia del sistema eléctrico peruano a precios razonables, estos temas se tratarán a profundidad en el análisis de las reformas requeridas en el largo plazo.

casos, con procesos de competencia para la ejecución de los planes aprobados. Finalmente, en el caso de la distribución se ha establecido un sistema de precios máximos basados en la valorización de una empresa nueva en condiciones de eficiencia.

La CRSE busca profundizar en la promoción de la competencia en aquellos aspectos en los cuales se pueda derivar mayor beneficio a menor costo, respecto de la aplicación de medidas administrativas como sustituto imperfecto del mercado. En este sentido, es necesario identificar, entre otros aspectos, aquellas barreras administrativas que limitan los beneficios que los mercados pueden generar en aquellas actividades que se realizan bajo niveles de competencia razonables.

Algunos de estos aspectos, como se describen en los Documentos de Trabajo publicados por la CRSE², requieren de reformas profundas que deben ser implementadas mediante normas con rango legal (ley), en tanto otras (que pueden tener un alto impacto para los consumidores) pueden ser implementadas por vía reglamentaria o inferior, al no suponer cambios estructurales, sino en muchos casos precisiones en la forma como se aplican los principios generales del modelo de mercado previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

En ese sentido, el presente informe se enfoca en las actividades de generación y comercialización de la electricidad mediante contratos de suministro, en particular, en el efecto que ciertas disposiciones reglamentarias imponen en la posibilidad de suscribir contratos de suministro y cómo esto afecta el acceso de nuevos participantes al mercado de generación de electricidad.

El análisis efectuado parte de comprender que en el mercado eléctrico peruano las instalaciones de generación pueden ofrecer, ya sea el producto potencia firme o el producto energía, o ambos productos, que en el Mercado de Corto Plazo se remuneran independientemente uno del otro. Asimismo, la Ley N° 28832 reconoce que el desarrollo del parque de generación requiere, además del acceso al Mercado de Corto Plazo, la posibilidad que los generadores compitan por la venta de sus productos a los distribuidores y Usuarios Libres, vía contratos de suministro, logrando con ello el traslado de precios eficientes a los consumidores finales (libres y regulados).

No obstante la importancia de los contratos, como medio que permite acelerar el ingreso de nuevos generadores al mercado e incrementar la competencia, en la actualidad la aplicación de los artículos 101° y 102° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas -RLCE- (con los denominados contratos de potencia con energía asociada) viene limitando el acceso al mercado de contratos a aquellas tecnologías que solo pueden comprometer una de dos cosas: potencia firme o energía, pero no ambas, simultáneamente. En concreto, es el caso de aquellas centrales de generación que utilizan fuentes de energía renovable no convencional.

Si bien en el pasado, la limitación en el acceso al mercado de contratos puede no haber sido relevante -pues fue debido a los altos precios de las tecnologías de generación renovable no convencional, aún en estado de desarrollo- a partir de los datos revelados en el mercado peruano, entre los años 2012 y 2015 (y los siguientes precios revelados en el mundo), se evidencia que estas tecnologías han alcanzado una alta madurez en su desarrollo, reflejada en los precios, y cuyo ingreso al mercado eléctrico peruano permitiría incrementar la competencia en el mercado de contratos (si tuvieran acceso al mismo). Esto último, beneficiaría directamente al consumidor final, tanto por el incremento en la competencia por dotarle de suministro, como por la no aplicación de nuevas ayudas en el peaje.

² <http://www.minem.gob.pe/detalle.php?idSector=6&idTitular=9407&idMenu=sub9329&idCateg=1779>

Como se sustenta en el presente informe, y luego de sopesar la alternativa entre mantener la regulación vigente, o modificarla para permitir las compras separadas de potencia, energía o ambos productos, el Grupo de Trabajo Especializado de Generación Eléctrica recomienda la segunda alternativa porque permite lograr los objetivos específicos de la LCE, en términos de incrementar la competencia en el segmento de generación eléctrica en beneficio de los consumidores finales.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	2
1.1	EL GRUPO DE TRABAJO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE LA CRSE.....	3
1.2	ACCIONES REALIZADAS	4
1.3	OBJETO DEL INFORME.....	4
2	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	5
2.1	MARCO REGULATORIO	5
2.1.1	El Mercado de Corto Plazo	5
2.1.2	Mercado de Contratos de Suministro	7
2.1.3	Competencia en generación eléctrica.....	7
2.1.4	Legislación sobre energías renovables	8
2.1.5	La legislación sobre incrementos de capacidad.....	8
2.2	SITUACIÓN ACTUAL	9
2.2.1	Los Contratos de Suministro.....	9
2.2.2	La competencia en generación eléctrica.....	10
2.2.3	Los peajes de transmisión	13
2.3	EL PROBLEMA IDENTIFICADO.....	14
3	ALTERNATIVAS PARA AFRONTAR EL PROBLEMA	16
3.1	DEFINICIÓN DE OBJETIVOS.....	16
3.2	DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS.....	16
3.2.1	Alternativa 1	16
3.2.2	Alternativa 2	17
3.3	VALORACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVA.....	17
4	RECOMENDACIÓN.....	19

1 Introducción

Mediante la Resolución Suprema N° 006-2019-EM, publicada el 20 de junio de 2019, se creó la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad (CRSE) conformada por representantes del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

La CRSE tiene como función la elaboración de informes técnicos que contengan lo siguiente:

- a) Medidas que proyecten al Subsector Eléctrico dentro de estándares y buenas prácticas internacionales, y aseguren su desarrollo sostenible.
- b) Propuestas respecto de todas aquellas mejoras que identifique como necesarias, con la finalidad de procurar la operación sostenible y eficiente del Subsector Electricidad con plena sujeción a los principios de predictibilidad, seguridad jurídica e igualdad.

La CRSE tiene por objeto realizar un análisis minucioso del mercado de electricidad y del marco normativo relacionado a los subsectores electricidad e hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del subsector electricidad en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

El 11 de julio de 2019, la CRSE aprobó el Reglamento Interno de la CRSE, cuyo objeto es normar la organización y funcionamiento de la comisión, que es de aplicación y observancia por parte de los integrantes de la CRSE y los miembros de los Grupos de Trabajo Especializado. Entre las funciones de la CRSE, definidas en el artículo 7° de su reglamento, está la elaboración de propuestas a corto plazo para mitigar temporalmente los desafíos del sector eléctrico.

En ese sentido, mediante el punto 2 del acuerdo 2 adoptado en la Sesión N° 1 de la CRSE, se aprobó el listado de carácter enunciativo de los temas que se evaluarán en el corto plazo por la CRSE, según el siguiente detalle del Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

ítem	Actividad
1	Régimen de declaración de precios de gas natural
2	Promoción de energías renovables no convencionales (ERNC) en zonas aisladas
3	Normativa aplicable a la Electrificación Rural
4	Actualización de la tasa de descuento de artículo 79 de la LCE
5	Esquemas para la mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad
6	Separación de compras para el suministro eléctrico por potencia y energía
7	Esquemas para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión
8	Tratamiento de la compra de gas para generación eléctrica

Fuente: Acta de la Sesión N° 1 de la CRSE

Cabe aclarar que esta relación de temas se deriva de los análisis contenidos en los Documentos de Trabajo que sirven de insumo para la labor de la CRSE, y que han sido publicados en la página web³ de la CRSE. Si bien se ha previsto tratar cada actividad bajo un informe de Propuesta individual, existe una articulación entre las mismas y las áreas temáticas que se desarrollarán en las propuestas de largo plazo.

1.1 El Grupo de Trabajo de generación eléctrica de la CRSE

El subsector eléctrico peruano enfrenta una serie de desafíos que merecen ser estudiados de forma conjunta con la finalidad de brindar soluciones que procuren la sostenibilidad del sector en el mediano y largo plazo.

Con la finalidad de realizar esta labor, se crea la CRSE mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM, la cual establece que a través de su Secretaría Técnica se conformen cuatro grupos de trabajo. Los grupos de trabajo comprenden las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad; así como, actividades de hidrocarburos vinculadas con la provisión de energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Según el Reglamento Interno de la CRSE, los Grupos de Trabajo tiene como función elaborar documentos especializados que contengan las propuestas que permitan la toma de decisiones que requiera la CRSE; así como, implementar talleres y llevar a cabo reuniones de trabajo con los participantes para analizar la problemática, perspectivas y directrices desde diversos ámbitos del Subsector Eléctrico.

El 17 de julio de 2019, la CRSE instaló el Grupo de Trabajo de Generación (en adelante "GT de Generación"), el cual está conformado por cuatro miembros titulares, (02) representantes del MINEM y dos (02) representantes de Osinergmin, y sus correspondientes miembros alternos, los cuales han sido elegidos en función de su experiencia y conocimientos técnicos especializados en la materia a desarrollar.

³ Ver http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=9407&idMenu=sub9329&idCateg=1779

Para alcanzar sus objetivos, el GT de Generación ha considerado conveniente seguir los lineamientos similares a la metodología de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE, u OECD por sus siglas en inglés) respecto a la definición del problema, definición de objetivos, y selección de alternativas.

1.2 Acciones realizadas

En cumplimiento de los principios de participación y transparencia aplicables al proceso de reforma conducido por la CRSE, se ha convenido en socializar los documentos de trabajo con los interesados, con la finalidad de recibir aportes y sugerencias a las propuestas elaboradas por el GT de Generación para la mejora del marco regulatorio vigente

En ese sentido, luego de realizadas sesiones de trabajo de forma continua, el 19 de agosto de 2019, la CRSE realizó un taller de trabajo con diversos agentes del sector, exponiendo el detalle sobre el funcionamiento, la estructura, cronograma de trabajo de la comisión y los temas a abordar en el “corto plazo” y “largo plazo”, y el panorama de las problemática actual listando los temas a evaluar; dando oportunidad a los agentes a emitir opiniones y comentarios, tomando nota para ser evaluados.

Posteriormente, el 27 de setiembre de 2019, se llevó a cabo el taller de trabajo del GT de Generación y del Dr. Ronald Fischer, en el cual se presentó a los agentes involucrados el diagnóstico del tema “Régimen de declaración de precios de gas natural. Asimismo, el 07 de noviembre de 2019, se llevó un segundo taller de trabajo del GT de Generación, en donde se presentó el detalle del diagnóstico de la problemática y medidas propuestas de los temas: (i) Esquemas para la mejora en las Licitaciones para el Suministro de Electricidad, y (ii) Promoción de energías renovables no convencionales (ERNC) en zonas aisladas.

Con relación al tema “Separación de compras para el suministro eléctrico por potencia y energía”, no se realizó un taller de trabajo adicional con los agentes, a los anteriormente mencionados.

1.3 Objeto del Informe

El presente documento tiene por objeto exponer como la modalidad contractual de potencia con energía asociada afecta el desarrollo sostenible del subsector eléctrico y, a partir de la comprensión de esta afectación, elaborar las correspondientes propuestas de mejora al marco normativo vigente.

2 Definición del Problema

El GT de Generación ha recibido el encargo de evaluar, desde el punto de vista técnico-legal, el tema denominado “Separación de compras para el suministro eléctrico por potencia y energía”. Esta sección del documento se ha elaborado tomando en cuenta, entre otras, las siguientes fuentes:

- Comentarios de los interesados a la presentación efectuada por la Secretaría Técnica efectuada el pasado 19 de agosto de 2019.
- Informe “Desarrollo de Propuestas de Reglamento y Procedimientos para la Reforma del Sector Eléctrico en la Generación Eléctrica” (EMNELFCO)
- Informe “Perfeccionamiento del Mecanismo de Incentivo en Generación Eléctrica” (Uribe Ingenieros E.I.R.L.).

En base a lo anterior, el presente capítulo en primer término se efectúa un recuento histórico de los principales hitos del sector eléctrico peruano y las principales disposiciones normativas en relación a la venta de electricidad por parte de las instalaciones de generación y su relación con los contratos de suministro de electricidad. Luego se evalúa el contexto actual, a fin de identificar la existencia del problema, sus causas y efectos.

2.1 Marco Regulatorio

2.1.1 El Mercado de Corto Plazo

El diseño del mercado eléctrico previsto en el Decreto Ley N° 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)”, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), y la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” (Ley N° 28832) y sus reglamentos, corresponde a un mercado que tiene una estructura común aplicada a nivel internacional, en la cual los Mercados Eléctricos Mayoristas se constituyen cuando menos por un mercado de transacciones de energía y de mecanismos de asignación de Servicios Complementarios. Esto se evidencia en el Artículo 1° del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (RMME), el cual señala que el Mercado eléctrico mayorista está constituido por el Mercado de Corto Plazo (MCP) y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios, Inflexibilidades Operativas, y otros pagos colaterales necesarios para la correcta operatividad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En particular, el MCP es un mercado organizado y administrado por el COES que se orienta a la compra y venta de la energía generada en tiempo real y a la remuneración de la Potencia Firme reconocida a las centrales de generación eléctrica. Por otro lado, de acuerdo con el Artículo 3° del Reglamento del COES, el MCP es de participación obligatoria para los Generadores (titulares de generación) con potencias instaladas de al menos 50 MW, Distribuidores (titulares de distribución) con máximas demandas de al menos 50 MW, y consumidores finales con demandas contratadas de al menos 10 MW.

El precio de la energía en el MCP es el costo marginal de producir energía en el corto plazo, valor establecido con periodicidad de 15 minutos e igual al costo variable de la unidad de generación eléctrica más costosa, cuya operación fue requerida por el COES para atender la demanda eléctrica en cada periodo de cálculo de precios. El costo marginal se utiliza para valorizar la energía retirada (comprada)⁴ por los comercializadores (Generadores y Distribuidores) y Grandes Usuarios⁵, y a la vez para valorizar la producción de energía (ventas) de los Generadores.

El precio de la Potencia Firme es determinado administrativamente por Osinergmin con periodicidad anual y corresponde al costo fijo unitario de una instalación turbogas de ciclo simple que utiliza petróleo Diésel 2 como combustible. El precio de Potencia Firme sirve para valorizar la demanda de potencia de los comercializadores y Grandes Usuarios medida y registrada en el momento de máxima demanda mensual (medida durante las horas de punta del sistema); asimismo, el monto recolectado se distribuye entre la totalidad de la Potencia Firme de las unidades de generación que, ordenadas de acuerdo con sus costos variables, igualen la máxima demanda más el margen de reserva establecido por el MINEM cada cuatro años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica⁶.

Debe notarse que bajo estas consideraciones, en el caso de la energía el precio en el MCP varía cada quince minutos y es aplicado por igual a la energía tanto vendida como adquirida; mientras que, en el caso de la potencia firme el precio de compra difiere del precio efectivamente recibido por cada unidad de potencia firme remunerada (vendida) en el MCP. Es decir, se puede entender que el precio de compra es constante, sin volatilidad alguna; mientras que el precio de venta puede diferir del precio de compra dependiendo de cómo se apliquen unos factores establecidos por el MINEM (por energía generada y por suscribir contratos de suministro) y de si la Potencia Firme total en el sistema es menor que la máxima demanda más la reserva que apruebe el MINEM.

-
- ⁴ La Ley N° 28832 dispone que los Grandes Usuarios y los Distribuidores (para abastecer Usuarios Libres) pueden acceder al MCP. Al respecto, el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad precisa que dicho acceso en la actualidad está limitado al equivalente del 10% de su máxima demanda.
- ⁵ Consumidor final con demanda contratada mayor o igual que 10 MW, o grupo de consumidores con demandas de al menos 200 kW y que de manera agregada tienen contratada dicha potencia.
- ⁶ Si bien el Grupo de Trabajo considera que el diseño de los mecanismos de cálculo y remuneración de la potencia firme pueden ser mejorados para incrementar su eficacia en términos de garantizar confiabilidad y suficiencia del sistema eléctrico peruano a precios razonables, estos temas se tratarán a profundidad en el análisis de las reformas requeridas en el largo plazo. No obstante, ello no afecta el análisis que se efectúa en el presente informe, debido a que el mismo se orienta a revisar cómo mejorar la competencia una vez que se ha asignado a cada generador (haciendo uso de algún mecanismo de cálculo considerado adecuado) la potencia firme y energía que éste puede comercializar.

2.1.2 Mercado de Contratos de Suministro

Además de la posibilidad de comprar o vender Potencia Firme y energía en el MCP, es posible para aquellos agentes que no participan en este mercado, el realizar operaciones de compra-venta de estos productos directamente mediante operaciones bilaterales no organizadas⁷. Esta misma posibilidad aplica para aquellos agentes obligados a participar en el MCP. Entonces, se puede apreciar que para aquellos generadores que no actúen en el MCP, los contratos de suministro son la única fuente de ingresos para sus activos de generación.

Al respecto, en el Artículo 3° de la Ley N° 28832 se dispone que ningún generador puede contratar, ya sea con Usuarios Libres y Distribuidores, más potencia y energía firme que las propias o las que tenga contratadas con terceros⁸; y en el caso particular de los integrantes del COES, el artículo 102° del RLCE señala que la verificación de no contratar más energía firme se realiza anualmente, considerando que para 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. Además, tanto la potencia firme como la energía firme, de las unidades generadoras, debe ser calculada por el COES como parte de las funciones operativas a que se refiere el artículo 14° de la Ley N° 28832.

2.1.3 Competencia en generación eléctrica

El artículo 2° de la Ley N° 28832 señala que esta tiene por objeto, entre otros, el de adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación y asegurar al consumidor final una tarifa eléctrica competitiva. Ello por cuanto el modelo para el desarrollo de este segmento de la industria eléctrica se sustenta en la promoción de la competencia permanente entre los posibles proveedores de generación eléctrica (tanto entre los ya establecidos, así como entre éstos y los potenciales nuevos entrantes). Es a partir de la competencia que se espera que el usuario final del servicio eléctrico se beneficie del acceso a un producto de calidad y al menor precio posible.

⁷ Es de nuestro interés los contratos entre generadores y distribuidores, y entre generadores y Usuarios Libres.

⁸ La compra de potencia firme y de energía se podría organizar cuando menos bajo dos modalidades extremas: i) mediante un comprador único (monopsonista) que adquiriese toda la energía y potencia firme para atender a todos los consumidores eléctricos, quienes estarían obligados a obtener suministro de dicho comprador único, o ii) mediante múltiples compradores que compitan entre sí para comprar la energía y potencia firme necesarias para competir por el suministro de los distintos consumidores finales. La legislación peruana ha optado por una combinación de estas modalidades, pues se constituyen a los distribuidores compradores únicos para la atención de los usuarios regulados, aunque en competencia entre sí, mientras que para la atención de los usuarios libres existen múltiples opciones para obtener suministro. Este informe no cuestiona la superioridad de alguna de estas alternativas por sobre cualquier otra de ellas. Esto, porque ninguna de estas modalidades, además, afecta el cumplimiento de las restricciones de venta de energía y potencia firme que se ha puesto sobre las instalaciones de generación eléctrica.

La Ley N° 28832 se orienta a la promoción de los contratos de suministro como el medio para desarrollar la competencia entre generadores, sin realizar discriminación respecto de la tecnología utilizada para producir electricidad⁹.

En el caso particular de los contratos de suministro con Distribuidores para el abastecimiento de sus Usuarios Regulados, la Ley N° 28832 promueve la competencia mediante el desarrollo de licitaciones supervisadas por Osinergmin; mientras que para los las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres es potestativo convocar licitaciones con las mismas condiciones aplicables a los Distribuidores¹⁰. Adicionalmente, como ya se ha indicado, de acuerdo con la Ley N° 28832 también es posible realizar acuerdos contractuales mediante contratos bilaterales.

2.1.4 Legislación sobre energías renovables

El Decreto Legislativo N° 1002 busca promover la generación eléctrica basada en Recursos Energéticos Renovables (RER). En sus artículos 5° y 7° dispone que, además de los ingresos que percibiría la generación RER al participar del MCP, es posible otorgar a estas tecnologías un ingreso adicional denominado “Prima”, que se carga a los consumidores eléctricos a través del peaje por transmisión, cuando el proyecto de generación RER sea beneficiario de una subasta realizada por Osinergmin de acuerdo con las pautas que establezca el MINEM.

El Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables precisa que la Prima debe ser tal que permita a su beneficiario obtener un ingreso garantizado anual¹¹ cuando la energía generada y no comprometida en contratos de suministro¹² sea al menos igual a la energía que le ha sido adjudicada en la subasta realizada por Osinergmin.

2.1.5 La legislación sobre incrementos de capacidad

La Ley N° 29970, “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país”, en su artículo 1° dispone que el MINEM define la cartera de proyectos para incrementar la seguridad en el suministro, estando obligada la demanda que es atendida por el sistema nacional a pagar por dichos proyectos.

El Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del marco de la Ley N° 29970 precisa que, periódicamente, el MINEM evaluará la necesidad de promover nueva capacidad (potencia) mediante subastas conducidas por Proinversión.

Los proyectos beneficiarios de estas subastas tienen derecho a percibir, además de los ingresos por Potencia Firme del MCP, el Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que le permita obtener la remuneración garantizada anual¹³ que le haya sido

⁹ Salvo la aplicación de un factor de descuento aplicable a centrales hidroeléctricas para efectos de las contrataciones que efectúen los Distribuidores mediante licitaciones supervisadas por Osinergmin.

¹⁰ En el caso de los Usuarios Libres, la legislación brinda libertad para negociar los precios y condiciones del suministro eléctrico con sus proveedores.

¹¹ Entendido como constante en términos reales.

¹² Denominada Inyección Neta de Energía.

¹³ Entendido como constante en términos reales.

adjudicada. Este cargo se remunera a través del peaje por transmisión por todos los consumidores del SEIN.

2.2 Situación actual

2.2.1 Los Contratos de Suministro

Los contratos de suministro son una parte crítica para la viabilidad de un proyecto de generación, puesto que para los que lo financian resultan un elemento esencial para lograr su bancabilidad. La bancabilidad es importante debido a que, aun cuando una empresa tenga acceso a capital, puede preferir desarrollar el proyecto sin usar como respaldo su patrimonio para asegurar que el mismo no sea afectado por el proyecto (*project finance*). De igual modo, puede ser preferible para los prestamistas relacionarse con un vehículo de propósito especial creado para el proyecto, que esté limpio en cuanto a obligaciones con otros prestamistas. Entonces, en este caso la disponibilidad de financiamiento se sustenta en los resultados del proyecto, y por ello la importancia de contar con el flujo de ingresos predecible y estable que resulta de un contrato de suministro, así como con una asignación de riesgos adecuada.

Sobre la asignación de riesgos adecuada, resulta relevante que el proyecto de generación eléctrica ofrezca el producto del que dispone, y no tome riesgos innecesarios por comprometer un producto del que no dispone. En ese sentido, cada tecnología debe tener la posibilidad de suscribir contratos de suministro (con Distribuidores o Usuarios Libres) ya sea sólo por compromisos de potencia firme, o sólo por compromisos de energía, o por ambos productos, dependiendo de sus posibilidades para enfrentar los riesgos que el acuerdo contractual supone, ponderando su disponibilidad de potencia firme y de energía firme durante el plazo contractual.

Al respecto, es importante tomar en cuenta que el marco jurídico vigente busca que se desarrollen estos contratos para lo cual establece los siguientes principios:

- i. Sobre los Generadores, la limitación de no vender en contratos más potencia firme que la que disponen, ni vender más energía que la energía firme que disponen.
- ii. Sobre los Distribuidores, la obligación de tener contratados la totalidad de sus requerimientos tanto de potencia firme como de energía para el suministro de sus Usuarios Regulados, y tener contratado al menos la parte de su demanda de energía y de potencia firme que no pueden adquirir en el MCP para atender a sus Usuarios Libres.
- iii. Sobre los Usuarios Libres, la obligación de tener contratados la totalidad de sus requerimientos de potencia firme y de energía para su suministro, al menos por la parte de su demanda de energía y de potencia firme que no pueden adquirir en el MCP.

Como se observa, tanto el mandato legal de los Distribuidores y Usuarios Libres de cumplir con sus obligaciones de cobertura de su demanda con potencia firme y energía, como el interés de los generadores de contar con flujos de efectivo razonablemente ciertos, deberían promover que ambas partes suscriban acuerdos de compra venta de los productos potencia firme y energía, según los generadores dispongan de dichos productos.

En la práctica, la experiencia muestra que, como consecuencia de la aplicación de los artículos 101° y 102° del RLCE, la mayoría de los contratos suscritos no han

permitido que los generadores puedan negociar de manera independiente (cuando era posible) los productos de los que realmente disponen, exigiéndoseles a todos ellos por igual que suscriban los denominados contratos de potencia con energía asociada (o “*full requirement*” en inglés), los cuales son obligaciones de venta conjunta de Potencia Firme y de energía.

De hecho, para dar cumplimiento al tercer párrafo del Artículo 102¹⁴ del RLCE, aplicable a los casos en que el cliente es atendido por múltiples suministradores, se utiliza la potencia contratada con el cliente como el elemento de proporcionalidad para distribuir la energía mensual que le corresponde a cada suministrador, siendo por ello la potencia contratada lo que define los contratos *full requirement*. A su vez, al haberse optado por estos contratos, la obligación contenida en el Artículo 101¹⁵ del RLCE fuerza a que el generador deba necesariamente disponer de potencia firme.

Esto es más evidente en las regulaciones establecidas para los contratos destinados al suministro de los Usuarios Regulados (como son las resoluciones de Osinergmin que regulan las condiciones de aplicación de los Precios en Barra y las licitaciones de suministro en el marco de la Ley N° 28832¹⁶), en las cuales se establece como resultado de las restricciones establecidas por los artículos 101° y 102° del RLCE la modalidad “*full requirement*” como única forma contractual cuando el destino final del suministro es la demanda de los Usuarios Regulados.

Sobre este tema, el Libro Blanco¹⁷, elaborado en el año 2005 por la Comisión creada por Ley N° 28447, claramente ya expresaba que los distribuidores y los consumidores están acostumbrados, y limitados por la legislación, a pagar por la electricidad sobre la base de contratos *full requirement*, proponiendo como alternativa contratos en los cuales se especifiquen los requerimientos de energía por bloques horarios, y en ese sentido, la mencionada Comisión propuso que se explicitase la posibilidad de estos contratos por bloques de energía como una alternativa disponible tal que “*Los contratos de suministro de electricidad, destinada a los Usuarios Libres y a los Usuarios Regulados, deberán especificar, en forma separada para cada uno de los mercados, los compromisos de capacidad y de energía, así como los plazos comprometidos.*”; sin embargo, dicha propuesta no ha sido implementada aún en la legislación del subsector eléctrico, lo que, como se explica a continuación, ha limitado las posibilidades de competencia entre los generadores y en el impacto que dicha competencia produce en los precios de los consumidores finales.

2.2.2 La competencia en generación eléctrica

La redacción de los artículos 101° y 102° del RLCE no permite que, por ejemplo, las centrales que no disponen de potencia firme o que disponen de la misma en cantidades modestas (p.ej. generación RER) puedan predominantemente obligarse solo a contratar energía, y, del mismo modo, tampoco permiten que unidades de

¹⁴ “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.”

¹⁵ Artículo 101.- Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

¹⁶ Aun cuando por ejemplo el artículo 1° del Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad señala que la demanda a requerir en la licitación puede ser por potencia, por energía o por ambas.

¹⁷ Ver apartados referidos a “Medidas y contratos para vigilar la suficiencia de generación”.

reserva que disponen de potencia firme pero que difícilmente producirán energía de manera regular, puedan obligarse solo a contratar potencia firme.

Ello brinda una posición ventajosa a aquellas empresas que disponen de una combinación (mix) de tecnologías respecto de aquellas empresas que sólo desarrollan una tecnología, siendo común que la primeras sean empresas que concentran una parte importante de la oferta de generación eléctrica, mientras las segundas son empresas que están iniciando su despliegue en el mercado.

En teoría, esta limitación sería posible de superar si la empresa que carece de un producto adquiriese de otra empresa dicho producto conforme lo permite la Ley N° 28832; no obstante ello es poco realista por cuanto esa operación implicaría para la empresa que venda el producto faltante el dar acceso al mercado de contratos a un agente más que incrementaría la competencia a la cual enfrentar.

Como puede apreciarse, la aplicación de los artículos 101° y 102° del RLCE limita la posibilidad de competencia entre las diferentes tecnologías de generación, y la limitación de la competencia perjudica, evidentemente, al consumidor final.

Esta limitación de la competencia resulta más relevante, si se considera que la literatura especializada prevé reducciones significativas en los costos de las tecnologías de origen renovable, que como se ha indicado no acceden aún a los contratos de suministro debido a su poca o nula disponibilidad de potencia firme.

Así, 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, estos han disminuido al punto que, según la Agencia de la Administración de la Energía de Estados Unidos, al año 2017 los costos son más competitivos. Asimismo, el Laboratorio Nacional de Energía Renovables de Estados Unidos (National Renewable Energy Laboratory - NREL¹⁸) estima que los costos nivelados de producción de la generación eólica disminuirán hasta un 24%, hacia el año 2030, respecto de los costos del año 2014, como escenario medio, y hasta 44% en un escenario optimista.

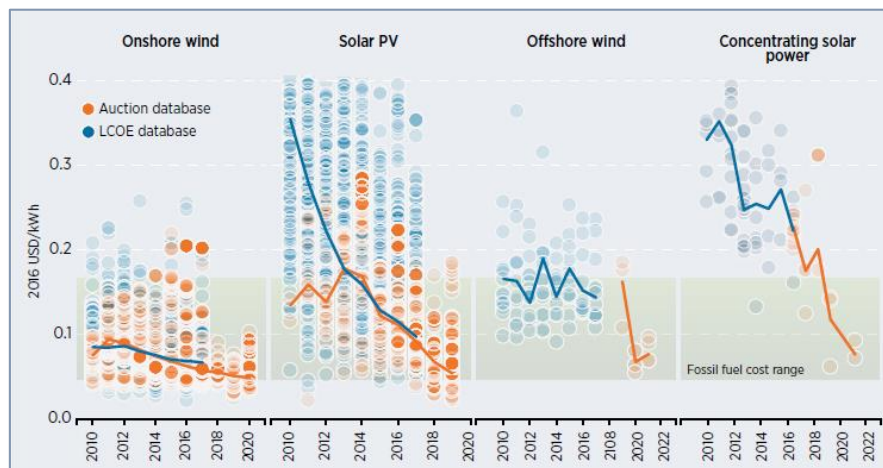
La Figura 1 muestra una comparación entre los costos nivelados de producción estimados por IRENA¹⁹ y los precios revelados en las subastas efectuadas en diversos lugares del mundo desde el año 2010 hasta el presente. Los precios de las subastas se asocian al año de puesta en servicio de la instalación ofrecida²⁰. De igual modo la Figura 2 muestra que en el Perú tuvo la misma tendencia en las subastas efectuadas en el marco del Decreto Legislativo N° 1002, siendo especialmente notoria la evolución de precios en el caso de la tecnología solar fotovoltaica.

¹⁸ Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: What Do the Experts Say? NREL Webinar, 2016.

¹⁹ International Renewable Energy Agency.

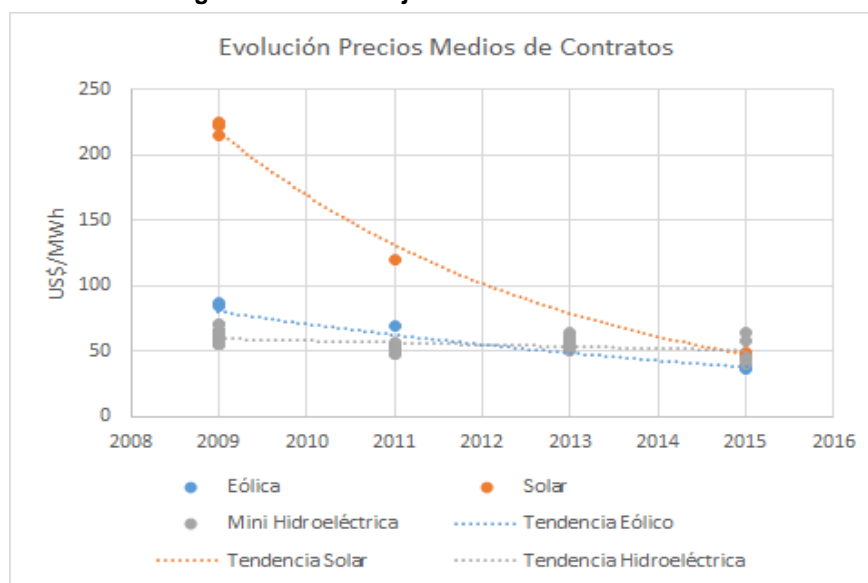
²⁰ Es de notar que IRENA hace hincapié en tomar en cuenta que los resultados de subastas realizadas se ven influenciadas no solo por el costo de inversión y operación, sino también por las condiciones particulares que el marco regulatorio de cada mercado eléctrico establece.

Figura 1. Costo Nivelado Estimado versus Precios de Subastas



Fuente: IRENA. Renewable Power Generation - Costos en 2017

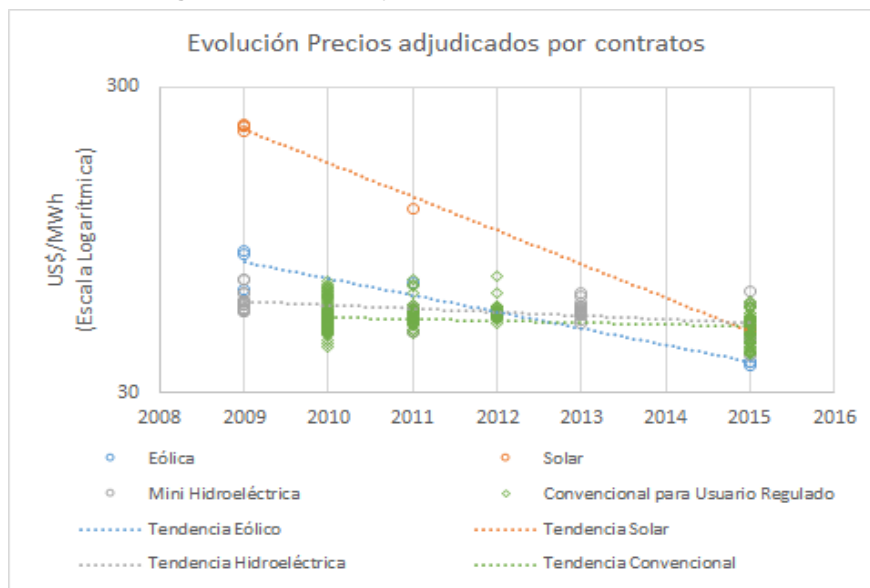
Figura 2. Precios adjudicados en Subastas RER



*Fuente: Osinergmin - Subastas RER

Entonces, al comparar los precios de las tecnologías que actualmente enfrentan el problema de acceso a los contratos de suministro (p.e. eólica y solar), se puede observar (ver Figura 3) que, desde el año 2012, la tecnología eólica ofrece precios competitivos respecto de las tecnologías tradicionales (convencionales). Lo mismo ocurre con la tecnología solar fotovoltaica desde el año 2015, para efectos de contratos de suministro. Sin embargo, estas tecnologías no han accedido al mercado mediante la suscripción de contratos de suministro directamente, sino que han requerido de subastas en el marco del Decreto Legislativo N° 1002.

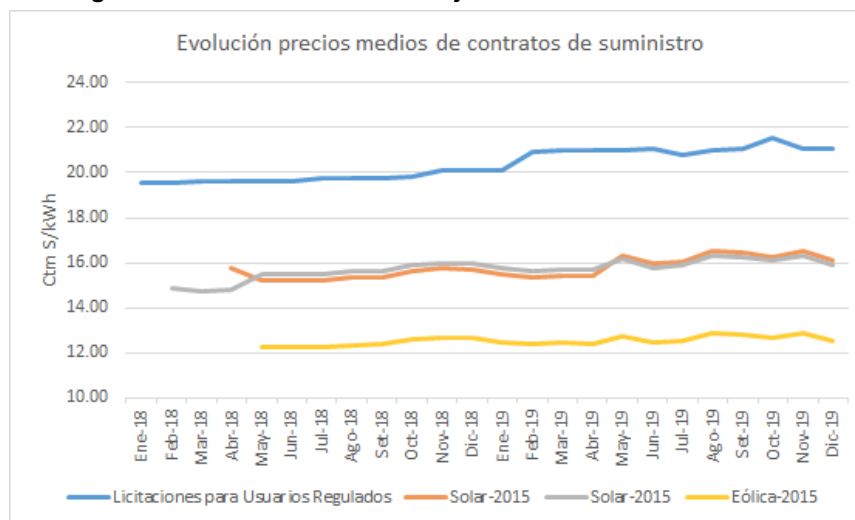
Figura 3. Precios adjudicados de contratos en Perú



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

Por ejemplo, en el caso particular de los Usuarios Regulados, los precios últimamente revelados para las nuevas tecnologías son menores que los precios promedio contractuales aplicados a estos y derivados de subastas que no permiten la participación de las nuevas tecnologías (ver Figura 4). No obstante, esta reducción de precios no ha servido para incrementar la competencia en el mercado de contratos en beneficio de los Usuarios, debido a las indicadas restricciones que en la modalidad contractual impone el RLCE.

Figura 4. Evolución de Precios adjudicados de contratos en Perú



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

2.2.3 Los cargos prima RER en los peajes de transmisión

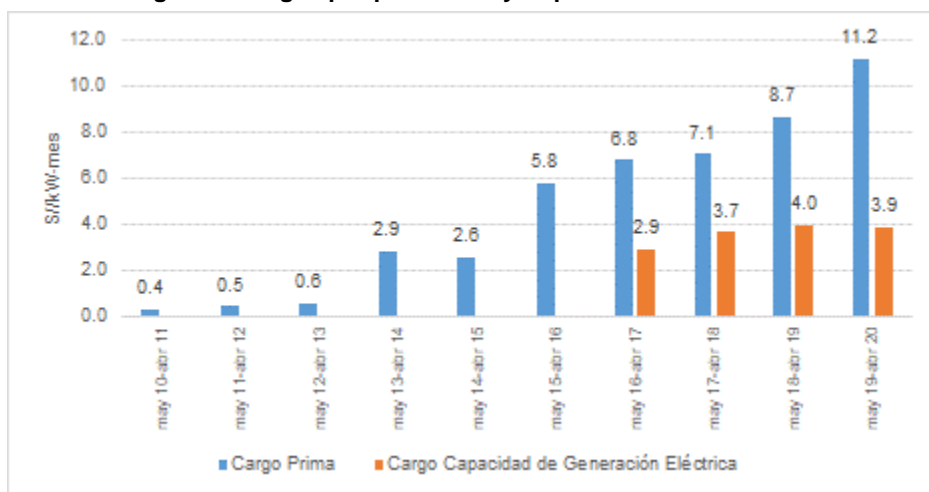
La limitación que generan los artículos 101° y 102° del RLCE para el desarrollo de una mayor competencia en la provisión tanto de energía como de potencia, dificulta la suscripción de contratos para el acceso de nuevos agentes al mercado. En particular, en aquellos casos en los que su interés (o su capacidad de financiamiento) sea el de desarrollar sólo un proyecto de generación usando una tecnología en particular.

Estos proyectos deben todavía ser promovidos mediante los mecanismos descritos sobre energía renovables²¹ y de incremento de capacidad para que las primeras puedan vender su energía a un precio firme sin obligarse a disponer potencia firme, y las segundas puedan vender su potencia firme a un precio firme sin obligarse a vender energía.

No obstante, estos mecanismos ocasionan que los precios se incrementen innecesariamente a los consumidores finales de electricidad por los cargos por Prima y por Capacidad de Generación Eléctrica, en lugar de que los consumidores finales se beneficien mediante la suscripción de contratos de suministro directamente con ellos.

La Figura 5 muestra el costo adicional que los consumidores finales (Usuarios Libres y Usuarios Regulados) asumen producto de la aplicación de estos mecanismos, cuyo uso bien podría evitarse si se corrige la aplicación de los artículos 101° y 102° del RLCE, lo que permitiría reducciones en las tarifas de energía y potencia si los precios de las subastas RER les fueran directamente ofrecidos mediante contratos de suministro por cada uno de estos productos en un proceso de competencia tecnológicamente neutral.

Figura 5. Cargos por prima RER y Capacidad de Generación



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

2.3 El Problema Identificado

De la revisión del marco legal y de la situación existente se puede extraer lo siguiente (ver Figura 6):

- La Ley N° 28832 entre sus objetivos declara la necesidad de asegurar al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva, mediante la adopción de las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de

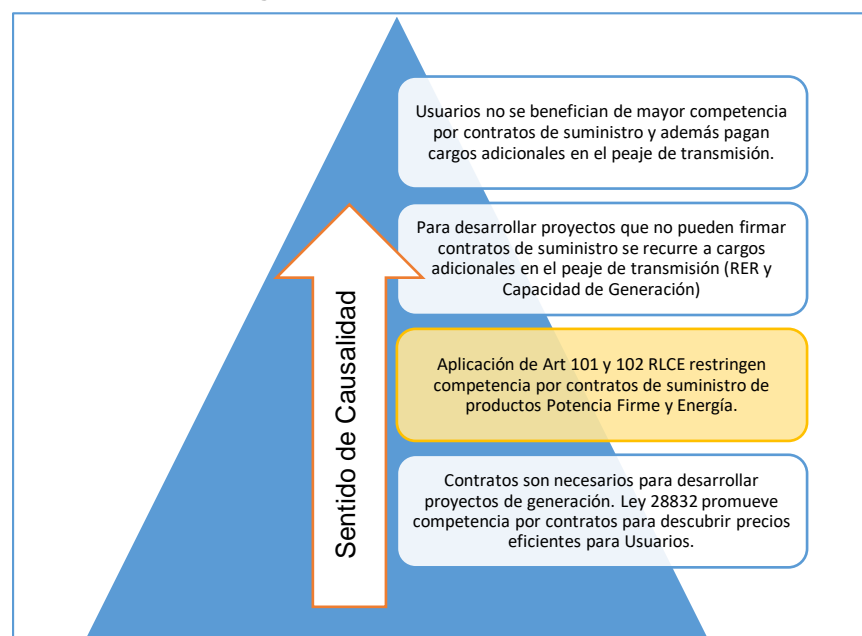
²¹ Cabe aclarar que esta afirmación es válida desde el año 2012 en el caso de la generación eólica y del 2015 en el caso solar, momentos a partir de los cuales se encontraban en condiciones de competir directamente sin ayudas especiales con las tecnologías tradicionales. El uso de las ayudas que implican las primas RER solo es razonable en aquellos casos en que los precios del mercado no son suficientes para remunerar los costos de tecnologías nuevas que están iniciando su despliegue y que por evaluaciones de política se determina que los beneficios que suponen su adopción temprana superan los costos de otorgarles una prima.

generación. Para ello reconoce el rol fundamental de los contratos como instrumento para incrementar la competencia entre generadores. Asimismo, establece que ningún generador puede vender más potencia y energía firme que la que dispone.

- Los artículos 101º y 102º del RLCE han motivado la adopción de los denominados contratos de potencia con energía asociada (“*full requirement*”), obligando a que los generadores dispongan de potencia firme y de energía firme simultáneamente. Sin embargo, no todos los generadores disponen a la vez de ambos productos o lo hacen de manera muy limitada. Esto obstruye la competencia por venta de energía y la competencia por venta de potencia firme, aun cuando, por ejemplo, el Reglamento de Licitaciones de Suministro permitiría supuestamente suscribir contratos distintos a los *full requirement*.
- En el año 2005 ya se había identificado el problema de los contratos “*full requirement*” y se trabajó la propuesta para que se habilitara la contratación por bloques de energía, como en otros mercados eléctricos. Sin embargo al no implementarse los cambios, para poder desarrollar generación que no puede vender contratos “*full requirement*”, se debió recurrir a sistemas de remuneración que recargan las tarifas de transmisión, y peor aún, no permiten trasladar al consumidor eléctrico las mejoras de precios que esta generación presenta (en especial las tecnologías más nuevas como la eólica y la fotovoltaica), afectando doblemente a los consumidores finales.
- Producto de los contratos *full requirement* los consumidores finales no se benefician de una adecuada competencia en la generación, impidiendo potenciales mejores precios por la energía y por la potencia firme que requieren, y debiendo asumir además cargos adicionales en el peaje por transmisión.

En consecuencia, el problema se reduce a la presencia de una barrera que limita la competencia en el mercado de generación, cuya causa está en la inadecuada reglamentación contenida en los artículos 101º y 102º del RLCE, y cuya consecuencia es la afectación de las tarifas aplicables a los consumidores finales de electricidad, tanto a nivel de precios de generación como de transmisión.

Figura 6. Síntesis de la Problemática



3 Alternativas para afrontar el Problema

3.1 Definición de Objetivos

Para una adecuada evaluación de las alternativas que puedan adoptarse frente al problema identificado, es necesario establecer alguna métrica o métricas que permitan valorar cómo las alternativas consideradas se espera afecten los resultados actualmente observados.

La Resolución Suprema N° 006-2019-EM establece que la CRSE tiene por objetivo general formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica; y, en ese sentido, los informes que elabore deben procurar la operación sostenible y eficiente del Subsector Electricidad con plena sujeción a los principios de predictibilidad, seguridad jurídica e igualdad.

Alcanzar este objetivo general requiere de la definición de objetivos específicos que puedan ser valorados. Para ello, se ha considerado conveniente remitirse a los objetivos a) y c) declarados en el artículo 2º de la Ley N° 28832²², como son:

- Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva.
- Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación.

3.2 Definición de Alternativas

3.2.1 Alternativa 1

²² No se han considerado los objetivos b) y d) pues se orientan a la determinación de las tarifas de generación y su aplicación se limita a los Usuarios Regulados.

Se mantiene la regulación vigente y no se modifican los artículos 101° y 102° del RLCE, con lo que se privilegian los contratos del tipo *full requirement* por sobre otras modalidades contractuales.

3.2.2 Alternativa 2

No limitar los contratos de suministro a la modalidad *full requirement*, permitiendo que éstos se puedan suscribir ya sea sólo por potencia firme, sólo por energía (por bloques) o por ambos productos simultáneamente.

Esta posibilidad de contratar independiente los productos potencia firme y energía puede ser abordada adecuadamente por los propios agentes, en el caso de los contratos destinados al suministro de los Usuarios Libres, tal como actualmente ya lo hacen conforme a las facultades que la ley les otorga²³. En este caso, será a partir de la libertad de negociación que las partes establecerán la forma cómo se distribuirá la energía contratada cuando el cliente cuente con más de un suministrador.

No obstante, en el caso de los contratos que suscriban los Distribuidores para suministrar a sus Usuarios Regulados, al tratarse de suministros sujetos a regulación de precios y que los Distribuidores deben garantizar la demanda (de energía y potencia) de los Usuarios Regulados por al menos 24 meses²⁴, Osinergmin deberá establecer las condiciones que los contratos deben contemplar para efectos de la aplicación de los precios regulados de potencia de punta y de energía por bloques horarios a que se refiere el artículo 47° de la LCE. Entre estas condiciones se debe definir la forma cómo se distribuirá la energía del cliente entre sus múltiples suministradores, incluyendo la energía de aquellos contratos que hubieran sido suscritos con anterioridad a la modificación propuesta²⁵.

3.3 Valoración y Selección de Alternativa

A partir de las alternativas planteadas en el numeral 3.2 del presente informe, se ha efectuado una valoración cualitativa de los impactos que se esperan de cada alternativa considerada en el alcance de los objetivos específicos. Del mismo se concluye que es conveniente adoptar la Alternativa 2, conforme se describe en el cuadro siguientes.

Cuadro N° 2

Alternativa	Agentes involucrados	Objetivo Específico	Impacto	Tipo de impacto
1) Mantener los contratos full requirement como la modalidad contractual privilegiada.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generadores ▪ Distribuidores ▪ Usuarios Libres ▪ Usuarios Regulados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar tarifa eléctrica competitiva 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se mantiene la necesidad de recargar el peaje de transmisión para promover centrales de reserva o que no disponen de potencia firme. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Negativo

²³ Artículo 8° de la LCE.

²⁴ Artículos 34° y 43° de la LCE.

²⁵ Por ejemplo, parece ser razonable que en tanto dichos contratos estén vigentes tengan prioridad respecto de los nuevos contratos, de modo que se les garantice que la nueva regulación no afectaría los retornos esperados producto de acuerdos previamente pactados; en particular en aquellos contratos derivados de licitaciones de suministro en el marco de la Ley 28832.

Alternativa	Agentes involucrados	Objetivo Especifico	Impacto	Tipo de impacto
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se dificulta el acceso de la generación renovable no obstante la tendencia de precios decrecientes que ha mostrado. 	
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se limita la competencia al dificultar el acceso al mercado de contratos a las centrales de reserva o que no disponen de potencia firme. ▪ Se limita la posibilidad de acceso al mercado de nuevos agentes y se refuerza la posición de los ya establecidos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Negativo
2) Permitir la contratación por separado de potencia, energía o ambos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generadores ▪ Distribuidores ▪ Usuarios Libres ▪ Usuarios Regulados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Asegurar tarifa eléctrica competitiva 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se reduce la necesidad de recargar el peaje de transmisión al promover centrales de reserva o que no disponen de potencia firme directamente mediante contratos de suministro. ▪ Se introduce la posibilidad de aprovechar las tendencias de precios decrecientes observadas en las tecnologías renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Positivo
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se permite que participen en igualdad de condiciones quienes dispongan de potencia firme, de energía o de ambas. ▪ Se espera que se amplíe el número de competidores en el mercado de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Positivo

Del Cuadro N° 2 se puede concluir que la segunda alternativa es la que mejor cumple con los objetivos propuestos.

4 Recomendación

Como resultado del análisis efectuado, el GT de Generación recomienda:

1. Someter el siguiente informe a consideración de la CRSE, con el objeto de que este sea publicado en la respectiva página web de la CRSE, y de considerarlo la CRSE, incluirlo como parte de los cambios que corresponde realizar en el corto plazo.
2. Tomar en cuenta esta recomendación, como aporte a la discusión de los temas relevantes del sector para las decisiones que deban adoptarse mediante ajustes reglamentarios, como son los artículos 101 y 102 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme a los resultados de la evaluación en el numeral 3 del presente informe.