



Alternativas de contratación de los Generadores adjudicatarios de las Subastas RER

Roberto Santiváñez Seminario

Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP); y Magister (JSM) por Stanford Law School, California, Estados Unidos. Especialista con 30 años de experiencia en sector energía (electricidad y gas natural) en aspectos de contratación de suministros y transporte, regulación y competencia, desarrollo y financiamiento de proyectos, adquisiciones de activos y empresas operadoras o concesionarias.

Sandra Acosta Navarro

Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP); y egresada de la Maestría en Regulación con Mención en Energía de la Universidad Privada de Ciencias Aplicadas (UPC). Especialista en Mercado Mayorista de Electricidad, temas COES, regulación tarifaria y controversias en el sector eléctrico.

1. INTRODUCCIÓN

En el sector eléctrico peruano, las medidas estatales para promover el uso de recursos energéticos renovables (RER) en la generación eléctrica se iniciaron en el año 2008¹, en un momento en el cual los Costos Marginales (CMg) del

¹ Con la emisión del Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, publicado el 2 de mayo del 2008.

Mercado de Corto Plazo (MCP) se encontraban artificialmente deprimidos², y, en consecuencia, también lo estaban los precios que podían obtener los generadores en el mercado de contratos de suministro. Por entonces, a nivel mundial, las tecnologías de generación con RER tenían un Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés), muy superior al de las tecnologías convencionales³.

En este contexto, el principal desafío para la incorporación de generación renovable al mercado eléctrico peruano era lograr la viabilidad económico-financiera de los proyectos, lo que requería de subsidios para lograr hacer rentable la inversión. Por ello, las medidas de promoción planteadas por el Estado Peruano en el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (DL 1002), se orientaron a ofrecer un ingreso garantizado y de largo plazo a dichos proyectos.

Para acceder a este ingreso garantizado los proyectos⁴ de generación renovable debían resultar adjudicados en subastas competitivas, en las cuales el factor de competencia era la tarifa propuesta por cada unidad de energía activa⁵ inyectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Parte de dicha tarifa (Tarifa de Adjudicación) sería pagada por los ingresos que recibirían los generadores en el MCP y la diferencia (denominada Prima RER) sería cubierta mediante un mecanismo de subsidio cruzado, soportado por todos los usuarios de electricidad.

Así, desde finales del año 2009 hasta inicios del año 2016, se llevaron a cabo cuatro subastas RER para el suministro de energía al SEIN (Subastas RER)

² Situación que se prolongó hasta aproximadamente el año 2017, entre otras razones, por la existencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, vigente por casi 10 años, que estableció que dichos Costos Marginales debían determinarse considerando que no existían restricciones de producción o transporte de gas, o de transmisión de electricidad; y del esquema de declaración de precios de gas natural, superado finalmente en el año 2021, que permitía a los generadores termoeléctricos que utilizaban dicho combustible declarar un precio de gas sin límite inferior para el despacho que realizaba el COES.

³ Con el desarrollo tecnológico y el incremento exponencial de la demanda de energía renovable a nivel global dicho costo se ha reducido considerablemente, acercándose, y hasta colocándose, por debajo al de las tecnologías convencionales.

⁴ Debe precisarse que en la primera subasta también se permitió la participación de Centrales RER ya construidas.

⁵ En este artículo nos referiremos a la energía activa como “energía”; cuando queramos referirnos a otros conceptos como la energía firme, utilizaremos su denominación completa.

conducidas por el OSINERGMIN, para incentivar la inversión en centrales de generación que utilicen recursos energéticos renovables (Centrales RER). En total, fueron adjudicados sesenta y cuatro proyectos y centrales⁶; de los cuales actualmente se encuentran en operación comercial cuarenta y nueve⁷. Estos últimos cuentan con una potencia acumulada de 1059 MW⁸, aproximadamente.

Los titulares de los proyectos adjudicados (generadores adjudicatarios), suscribieron con el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), los denominados contratos de concesión para el suministro de energía renovable al SEIN (Contrato de Concesión RER), mediante los cuales se comprometieron a construir, poner en operación comercial, operar y mantener las centrales con la tecnología adjudicada, a cambio del pago de la Tarifa de Adjudicación por cada unidad de energía inyectada hasta el límite de la energía adjudicada anual (Energía Adjudicada).

Las Tarifas de Adjudicación eran considerablemente mayores que los CMg que podían obtener los generadores en el MCP al momento de las subastas, y también lo han sido durante la operación comercial de las Centrales RER hasta aproximadamente el año 2021, pues como ya hemos indicado hasta dicho año los CMg fueron mantenidos artificialmente deprimidos, idealizados⁹ (hasta el año 2017)¹⁰ y reducidos por efecto de la declaración de precios de

⁶ Siete eólicos, siete solares fotovoltaicos, uno con biomasa, cuatro con biogás, y cuarenta y cinco hidroeléctricos (con capacidad menor a 20 MW).

⁷ Siete eólicos (dos de ellos con el Contrato de Concesión RER resuelto), siete solares fotovoltaicos, uno con biomasa, cuatro con biogás, y treinta hidroeléctricos (con capacidad menor a 20 MW).

⁸ Las centrales hidroeléctricas representan 375 MW de dicha potencia, las centrales eólicas 364.3 MW, las centrales solares fotovoltaicas 285 MW y las centrales con biomasa 34.2 MW.

⁹ La idealización de los CMg consistió en determinarlos asumiendo un escenario ideal en el cual (contrariamente a la realidad) no existían restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.

¹⁰ Pues la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, prevista inicialmente hasta el 31 de diciembre de 2011, fue prorrogada en tres oportunidades: mediante el Decreto de Urgencia N° 079-2010, hasta el 31 de diciembre de 2013; mediante la Ley N° 30115, Ley de Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2014, hasta el 31 de diciembre de 2016; y finalmente mediante la Ley N° 30513, Ley que establece disposiciones para el financiamiento de Proyectos de Inversión Pública y dicta otras medidas prioritarias, hasta el 01 de octubre de 2017.

gas natural^{11,12}. Sin embargo, actualmente los CMg vienen alcanzando y superando en algunos escenarios las Tarifas de Adjudicación en las Subastas RER.

Además, en estos últimos años el mercado de Contratos de Suministro ha pasado de una situación de percepción de sobreoferta de generación y precios bajos de energía a enfrentar una realidad muy diferente, en la cual los precios de energía que se pueden obtener mediante la negociación directa e incluso mediante subastas privadas se han incrementado notablemente; y en el que los generadores ven necesario cubrir contractualmente el riesgo de los CMg pico que se vienen presentando ante la indisponibilidad de los recursos convencionales¹³ que generan casi el 87% de la energía del SEIN¹⁴.

En este escenario, los Generadores adjudicatarios tienen actualmente incentivos y oportunidades para comprometer la energía producida por sus Centrales RER mediante Contratos de Suministro o Contratos de Respaldo¹⁵ con terceros, incluso comprometiendo la Energía Adjudicada, por lo que surge la interrogante sobre si dicha contratación está permitida y cuáles serían sus consecuencias respecto a los Contratos de Concesión RER suscritos con el Estado Peruano. El presente artículo analiza dichas interrogantes.

Asimismo, en el presente artículo exploraremos las consecuencias a corto y largo plazo que podrían tener estas contrataciones en el mercado eléctrico peruano, y cómo la entrada de nuevos generadores RER no adjudicatarios podría verse impactada por dichas contrataciones.

¹¹ La declaración de precios de gas natural permitía que los titulares de centrales que utilizaban dicho combustible pudieran declarar, sin sustento alguno y sin un tope mínimo, el precio del gas natural; lo que fue utilizado para declarar precios iguales o cercanos a cero, que les aseguraba el despacho; desplazando a centrales más eficientes.

¹² La idealización de los CMg culminó cuando dejó de estar vigente el Decreto de Urgencia N° 049-2008; y, desde el 2020, se eliminaron del ordenamiento las disposiciones que permitían a los generadores que utilizan gas natural determinar el precio de dicho combustible para su uso en el despacho elaborado por el COES.

¹³ Tanto las bajas hidrologías como las fallas de centrales de gran envergadura y mantenimientos en el ducto de gas natural de Camisea han producido estos picos, los cuales han tenido importantes repercusiones económicas tanto en generadores como en usuarios.

¹⁴ Según la Estadística Anual 2024 del COES, la producción con recursos hídricos no RER y con combustibles fósiles constituyó el 87.2% de la producción total en el año 2024, 47,8% la hídrica no RER, 37.7% el gas natural de Camisea y 1.7% otros combustibles fósiles.

¹⁵ Los contratos de respaldo son contratos suscritos entre generadores en los cuales uno de ellos respalda los retiros de los clientes del otro en el MCP.

De igual manera, en este artículo reflexionaremos acerca de los distintos incentivos que podría tener el Estado peruano en su doble rol de contraparte contractual y promotor de la generación RER frente a esta problemática

2. ¿PUEDEN LOS GENERADORES ADJUDICATARIOS SUSCRIBIR CONTRATOS DE SUMINISTRO U OTROS SIMILARES CON TERCEROS?

Para poder responder a esta interrogante analizaremos tanto los Contratos de Concesión RER resultantes de las cuatro subastas -incluyendo las bases de dichas subastas¹⁶-, los cuales establecen los compromisos y condiciones relativos a la construcción, operación, suministro de energía y régimen tarifario de las Centrales RER¹⁷; así como las normas que sirvieron de base legal para el diseño de dichos contratos, las cuales los inspiran y deben servir de base para la interpretación de sus alcances.

Como hemos indicado, los Contratos de Concesión RER fueron suscritos como consecuencia de las subastas llevadas a cabo por el OSINERGMIN, en el marco de las medidas promotoras instauradas por el DL 1002 y su reglamento¹⁸. Dichas medidas tuvieron como objetivo promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables mediante la promoción de la inversión en generación eléctrica que utilizara dichos recursos¹⁹.

El DL 1002 nos da una primera aproximación al tema que nos ocupa en su artículo 5²⁰ referido a la comercialización de la energía y potencia generada con RER. Señala que la venta de producción de energía de los generadores al precio del MCP complementado con la Prima RER, puede ser parcial o total.

¹⁶ Las Bases de las Subasta forman parte de los Contratos de Concesión RER resultantes de las mismas, conforme se establece en la Cláusula 1 numeral 1.1 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta, y la Cláusula 1 numeral 1.2 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

¹⁷ Cláusula 1, numeral 1.4.8 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta; Cláusula 1, numeral 1.4.12 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta; y Cláusula 1, numeral 1.5.13 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Quinta Subasta.

¹⁸ La primera subasta (en sus dos convocatorias) tuvo como base legal el Reglamento vigente en el 2010, aprobado mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM, actualmente derogado; mientras que las siguientes subastas tuvieron como base legal el Reglamento actualmente vigente, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

¹⁹ Conforme con lo señalado en el artículo 1 del DL 1002.

²⁰ Dicho artículo señala lo siguiente:

En otras palabras, según dicha norma, no toda la energía producida por la Central RER debe ser vendida a la Tarifa de Adjudicación (que es el precio del MCP complementado por la Prima RER).

Al respecto, el primer reglamento del DL 1002 aprobado mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM²¹, que estuvo vigente hasta marzo de 2011, reitera en su artículo 19²² que los Generadores adjudicatarios venden parte o la totalidad de su energía eléctrica producida por la Central RER al MCP; pero, además, precisa que la Tarifa de Adjudicación se aplica a las inyecciones netas de energía y que estas son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por compromisos contractuales con terceros, lo cual implicaría aceptar que los Generadores adjudicatarios podrían tener compromisos contractuales con terceros cuyos retiros se deducirían de la inyección de las Centrales RER.

Artículo 5.- Comercialización de energía y potencia generada con RER

(...)

Para vender, **total o parcialmente**, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, **al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)**, en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicadas en el párrafo precedente, el OSINERGMIN efectuará los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER. La tarifa y la prima se determinan de tal manera que garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. (Énfasis agregado)

²¹ Base legal de las dos convocatorias de la Primera Subasta RER.

²² En su artículo 19 numeral 19.4 del Decreto Supremo N° 050-2008-EM:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

(...)

19.4 El Generador RER Adjudicatario conectado al SEIN, vende parte o la totalidad de su energía eléctrica producida en el Mercado de Corto Plazo. Los ingresos anuales por energía de estos Generadores están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

a) La valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo; y,
b) Un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación, y la valorización referida en a). Este monto será pagado durante el año siguiente, considerando la tasa a que se refiere el artículo 79 de la LCE.

Las inyecciones netas de energía son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por compromisos contractuales con terceros. (Énfasis agregado)

Por su parte, el reglamento del DL 1002, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM, vigente actualmente²³, introduce en su artículo 1 numeral 1.15, la definición de Inyecciones Netas de Energía, manteniendo el mismo concepto que el reglamento derogado²⁴, el cual como ya indicamos presupone y acepta los compromisos contractuales con terceros que se deducen de la inyección de las Centrales RER. Asimismo, en su artículo 1 numeral 1.33²⁵ y su artículo 19 numeral 19.2²⁶ también indica, como el reglamento derogado, que la Tarifa de Adjudicación se aplica solo a las Inyecciones Netas de Energía.

²³ Base Legal de la Segunda, Tercera y Cuarta Subastas RER.

²⁴ Dicho numeral señala lo siguiente:

Artículo 1.- Definiciones

(...)

1.15 Inyecciones Netas de Energía: Son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por obligaciones contractuales con terceros.

²⁵ Dicho numeral señala lo siguiente:

Artículo 1.- Definiciones

(...)

1.33 Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario en US\$/MWh. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada únicamente desde la Puesta en Operación Comercial hasta la Fecha de Término del Contrato, aplicando el Factor de Corrección y la fórmula de actualización establecida en las Bases.

Cabe indicar que en la versión original de dicha definición (la misma fue modificada en el 2013) también se indicaba que la Tarifa de Adjudicación se paga por las Inyecciones Netas de Energía.

²⁶ Dicho artículo señala lo siguiente:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

19.1 El Generador RER no Adjudicatario puede vender parte o la totalidad de su producción de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el Mercado de Corto Plazo.

19.2 Los ingresos anuales por energía de los Generadores RER Adjudicatarios conectados al SEIN, están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

a) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía; y,

b) Un monto anual por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre:

i) La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada; y

ii) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia determinados conforme al Artículo 20.

Este monto anual por concepto de Prima será pagado en cuotas mensuales durante el año siguiente, considerando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización que se refiere el artículo 79 de la LCE.

Como puede apreciarse, la normativa aplicable reconoce, y siempre ha reconocido, que un Generador Adjudicatario puede tener compromisos contractuales con terceros que generen retiros que se deducen de las inyecciones de su Central RER. Asimismo, se han previsto las disposiciones necesarias para asegurar que la Tarifa de Adjudicación solo reconozca las inyecciones que no fueran atribuidas a un retiro de un tercero, para eliminar cualquier probabilidad de doble pago por una misma inyección.

Por su parte, los Contratos de Concesión RER no incluyen ninguna disposición que impida que los Generadores adjudicatarios puedan suscribir contratos con terceros; por el contrario, estos utilizan el término Inyecciones Netas de Energía²⁷, otorgándole el mismo significado dado por la normativa reseñada líneas arriba²⁸, que presupone la existencia de compromisos contractuales con terceros asumidos por los Generadores adjudicatarios. Así es claro que dichos contratos también reconocen y aceptan que el Generador Adjudicatario suscriba contratos con terceros que retiren volúmenes de energía que se deducirán de las inyecciones de las Centrales RER.

Finalmente, debemos indicar que un Generador Adjudicatario cuenta con una concesión definitiva²⁹, otorgada al amparo de lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas³⁰ y su reglamento³¹; con un contrato de concesión de

²⁷ El término tiene el mismo significado para todos los contratos; sin embargo, debe precisarse que en los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta se hace referencia al término pero no se define, por lo que para aclarar su significado debemos recurrir a lo indicado en el artículo 19 del Reglamento del DL 1002 vigente a la suscripción de dichos contratos; mientras que, en los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda, Tercera y Cuarta Subasta, el término sí se encuentra definido en las Bases de Adjudicación, y también está definido en el artículo 1 numeral 1.15 del Reglamento del DL 1002 vigente actualmente.

²⁸ Cláusula 1 numeral 1.2.32 de las Bases de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda Subasta, cláusula 1 numeral 1.2.36 de las Bases de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Tercera Subasta y cláusula 1 numeral 1.2.39 de las Bases de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

Inyecciones netas de energía: Son iguales a la diferencia entre las inyecciones menos los retiros de energía por obligaciones contractuales por terceros.

²⁹ Cabe indicar que los Contratos de Concesión RER (Cláusula 1 numerales 1.3 en la Primera, Segunda y Tercera Subasta y numeral 1.4 en la Cuarta Subasta) establecen que la suscripción de dichos contratos no elimina ni afecta la obligación de solicitar, suscribir y cumplir los requisitos para obtener la concesión definitiva de generación; y, de acuerdo al artículo 29 de la LCE, recogen algunas de las obligaciones del Contrato de Concesión RER.

³⁰ Aprobado mediante Decreto Ley N° 25844.

³¹ Aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

generación³², que se suscribe como consecuencia de la emisión de la concesión³³; y son integrantes del COES y Participantes del MCP, todo lo cual les permite comercializar su energía mediante contratos con terceros que se liquidan en el MCP.

En resumen, las normas y contratos citados precedentemente, mediante la definición de las Inyecciones Netas de Energía, reconocen el derecho de los Generadores adjudicatarios de suscribir contratos con terceros cuya ejecución atribuya retiros de energía a dichos generadores que se deducen de las inyecciones (entregas) de las Centrales RER; es decir, permite que los Generadores adjudicatarios suscriban con terceros contratos de suministro, contratos de respaldo y otros con similar función.

3. CONSECUENCIAS DE LA CONTRATACIÓN CON TERCEROS EN EL CONTRATO DE CONCESIÓN RER

Dado que hemos concluido que la contratación con terceros está permitida a los Generadores adjudicatarios, en el presente apartado describiremos cuáles serían las consecuencias de dicha contratación respecto del Contrato de Concesión RER. Ahora bien, debido a que estas podrían ser distintas dependiendo de si la contratación con terceros involucra únicamente energía no adjudicada o si su magnitud es tal que excede dicha energía, en este apartado analizaremos ambos escenarios.

La cláusula 3 de los Contratos de Concesión RER -que establece sus alcances y objeto- señala las obligaciones más relevantes a cargo de los Generadores adjudicatarios: suministrar la Energía Adjudicada al SEIN durante el plazo de vigencia del contrato (numeral 3.1); gestionar y cumplir con los requisitos para obtener la Concesión Definitiva y para la construcción de la Central RER (numeral 3.2); y diseñar, financiar, suministrar los bienes y servicios requeridos para construir, operar y mantener la Central RER (numeral 3.3).

³² Debemos precisar que los Contratos de Concesión RER son distintos y no reemplazan al Contrato de Concesión Definitiva de Generación, la finalidad de este último es dar carácter contractual a la concesión definitiva, incluyendo los derechos y obligaciones que dicho título habilitante brinda al concesionario de generación, así como el calendario de ejecución de obras con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial de la central de generación.

³³ Artículo 29 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Para el tema que nos ocupa, debemos centrarnos en la obligación de suministro, lo que nos permitirá determinar si en algún caso la contratación con terceros podría generar un incumplimiento de dicha obligación. De la revisión de los Contratos de Concesión RER puede apreciarse que estos determinan la magnitud de la obligación: la Energía Adjudicada; y, el punto donde se cumple dicha obligación: la Barra de Conexión de la Central al SEIN donde se inyecta la energía.

En efecto, los Contratos de Concesión RER no determinan un usuario a favor del cual se pondrá a disposición la energía contratada³⁴, estando el compromiso de suministro referido a la inyección de energía de la Central RER al SEIN; esto los diferencia de los Contratos de Suministro (PPA, por sus siglas en inglés)³⁵ típicos, en los cuales la obligación de suministro se ejecuta en el punto donde el usuario toma la energía del SEIN, donde empiezan sus instalaciones, lo que es conocido como el Punto de Suministro, conforme a la definición contenida en el Reglamento de Usuarios Libres (RUL)³⁶, que viene a ser el punto de retiro (no de inyección) de energía desde el SEIN.

Cabe indicar que, en los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta se define el Punto de Suministro -donde se cumple la obligación de suministro-, pero de una forma muy diferente a aquella contenida en el RUL, pues se señala que dicho punto sería la Barra del SEIN en la cual el Generador adjudicatario inyecta su energía al SEIN³⁷, mientras que en la definición de la RUL usada en los PPA típicos, el Punto de Suministro es el

³⁴ Lo que sí se hace en los PPA típicos, en los cuales un usuario de energía específico y determinado contrata para que se le garantice el suministro de energía en su Punto de Suministro (donde inician sus instalaciones); y el generador se obliga a suministrar o hacer que se suministre la energía en dicho punto.

³⁵ *Power Purchase Agreement*

³⁶ Artículo 1 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM:

Punto de Suministro: Es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario Libre. En dicho punto es transferida, del Suministrador al Usuario Libre, la electricidad objeto del contrato de suministro.

³⁷ Cláusula 1 numeral 1.4.32 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta:

1.4.31 Punto de Suministro: *Es la Barra del SEIN seleccionada por cada Postor de la lista contenida en los Anexos 8-1 Y 8-2 de las Bases, según corresponda, en la cual referirá su oferta de precio y será la Barra en la cual la Sociedad Concesionaria inyectará su energía al SEIN. La Sociedad Concesionaria será responsable de los cargos que corresponden entre la barra de su conexión al SEIN y el Punto de Suministro.*

punto de conexión donde se inician las instalaciones del usuario, en donde es transferida a este la energía objeto del PPA.

Por su parte, en los Contratos de Concesión RER resultantes de las subastas siguientes (Segunda, Tercera y Cuarta) se descarta por completo el término Punto de Suministro³⁸, pues podía dar lugar a confusión por la existencia de la definición contenida en el RUL; y se utiliza, en su reemplazo, el término Barra de Conexión³⁹, como barra en la cual la Central RER se conecta al sistema para inyectar su energía al SEIN y cumplir su obligación de suministro.

Esto último es particularmente importante porque permite comprender que los Contratos de Concesión RER no implican suministrar (o hacer que se suministre) energía a un usuario determinado en el punto donde inician sus instalaciones; sino que la obligación de suministro está referida a inyectar la energía producida por la Central RER a la Barra de Conexión donde dicha central se conecta al SEIN. En este sentido, dicha obligación se cumple si la Central RER inyecta la Energía Adjudicada en la referida Barra.

Esto es así, independientemente de si esta energía inyectada luego es reducida por retiros de terceros que hayan contratado con el Generador adjudicatario, a efectos de determinar las Inyecciones netas de energía para la aplicación de la Tarifa de Adjudicación. En este sentido, si el Generador Adjudicatario está inyectando la Energía Adjudicada en la Barra de Conexión cumple con la obligación de suministro, pues dicha energía está siendo suministrada al SEIN en los términos del Contrato de Concesión RER.

Por tanto, si en los medidores de energía ubicados en la Barra de Conexión⁴⁰ la energía inyectada es igual o superior a la Energía Adjudicada, no podría imputarse al Generador Adjudicatario un incumplimiento a la obligación de suministro aunque los retiros resultantes de la ejecución de sus contratos con terceros produzcan que las Inyecciones Netas de Energía sean menores a la

³⁸ En dichos contratos se eliminó la definición de Punto de Suministro y cualquier referencia a dicho término.

³⁹ Cláusula 1 numeral 1.4.4 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta y Cláusula 1 numeral 1.5.4 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

Barra de Conexión: Es la barra seleccionada por el Generador RER donde se conecta al Sistema para inyectar su energía.

⁴⁰ De conformidad con la cláusula 6, numeral 6.1 de los Contratos de Concesión RER, en dicha barra se encuentran los equipos de medición que sirven para registrar la información utilizada para la facturación mensual.

Energía Adjudicada; dado que la Central RER sí estaría inyectando o suministrando la energía en la Barra de Conexión, es decir, está cumpliendo con la obligación de suministro.

Así, los retiros que se deduzcan de la inyección en las valorizaciones de transferencias del MCP no son relevantes para determinar si ha existido o no un incumplimiento a la obligación de suministro contenida en el Contrato de Concesión RER; pues este se configura si en la Barra de Conexión no se inyecta la Energía Adjudicada, lo cual puede ocurrir, por ejemplo, por fallas, mantenimientos o indisponibilidad de la Central RER, causados por hechos que no constituyan Fuerza Mayor y que no sean imputables a terceros.

En resumen, aun cuando la ejecución de los compromisos contractuales de los Generadores adjudicatarios con terceros exceda la energía no adjudicada, esto no produce el incumplimiento de la obligación de suministro establecida en el Contrato de Concesión RER. En este sentido, el Estado Peruano no podría utilizar este hecho para sustentar una imputación de incumplimiento contra el Generador Adjudicatario, ni menos para resolver el Contrato de Concesión RER.

Lo anterior no significa que toda la energía inyectada que se registra en la Barra de Conexión⁴¹ será remunerada con la Tarifa de Adjudicación, por el contrario, las disposiciones referidas a las condiciones del suministro y los precios a ser aplicados contenidas en la Cláusula 6, numeral 6.2 de los Contratos de Concesión RER, establecen que serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación únicamente las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de la Energía Adjudicada.

Entonces, la primera consecuencia de suscribir contratos con terceros cuya ejecución reduzca las Inyecciones Netas de Energía por debajo de la Energía Adjudicada es que la Prima RER que se paga a los Generadores adjudicatarios se reduce, pues se remunera menos energía a la Tarifa de Adjudicación.

Esta consecuencia es parte de los presupuestos que debe considerar el Generador adjudicatario al realizar el análisis económico financiero para decidir la contratación con terceros de un suministro que exceda la energía no adjudicada; pues para que dicha contratación sea rentable debería obtener de

⁴¹ O Punto de Suministro en el caso de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta RER.

de ella un precio que considerando la oportunidad de pago de la Prima RER⁴² resulte mejor que esta última.

Cabe indicar que dado que la Prima RER⁴³ es asumida por todos los usuarios a través de un cargo tarifario incluido en el Peaje de Conexión, la reducción de la misma causada por la existencia de menos Inyecciones de Energía Neta que remunerar a la Tarifa de Adjudicación, reducirá también el monto de dicho cargo tarifario y, en consecuencia, producirá un beneficio directo a todos los usuarios.

Sin embargo, algunos de los contratos que podrían suscribir los Generadores adjudicatarios (como los Contratos de Respaldo) por la lógica económica que los justifica solo generan retiros y, en consecuencia, la disminución de las Inyecciones Netas de Energía cuando los CMg son altos, por lo que su ejecución alteraría el cálculo normal de la Prima RER pudiendo reducirlo o incrementarlo dependiendo de la ejecución concreta del contrato.

Por otro lado, la segunda consecuencia de suscribir contratos con terceros cuya ejecución reduzca las Inyecciones Netas de Energía por debajo de la Energía Adjudicada está establecida también en la Cláusula 6 numeral 6.2 de los Contratos de Concesión RER, la cual establece que, cuando en el año tarifario las Inyecciones Netas de Energía son menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando un Factor de Corrección⁴⁴.

El Factor de Corrección está definido como la proporción entre las Inyecciones Netas de Energía respecto de la Energía Adjudicada⁴⁵. De esta

⁴² La Prima RER es calculada a final de cada Periodo Tarifario y es liquidada en cuotas mensuales a lo largo de los doce meses inmediatamente siguientes al periodo de liquidación anual, aplicando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización anual establecida en el artículo 79 de la LCE.

⁴³ El Reglamento del DL 1002 define la Prima RER en los siguientes términos:

1.24 Prima: Es el monto anual que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias determinadas por el COES.

Esta misma definición se encuentra contenida en los Contratos de Concesión RER.

⁴⁴ El Reglamento del DL 1002 define el Factor de Corrección en los siguientes términos:

1.13 Factor de Corrección: Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER, respecto de la Energía Adjudicada. Este factor, se aplica a la Tarifa de Adjudicación cuando su valor es menor a uno (1,0).

⁴⁵ Conforme a las definiciones contenidas en la cláusula 1 numeral 1.4.15 de los Contratos

forma, mientras más grande sea la diferencia entre estas en un periodo tarifario, mayor será la reducción a la Tarifa de Adjudicación para determinar el correspondiente monto por concepto de Prima RER⁴⁶ y, en consecuencia, menor será la Prima RER.

Por tanto, el Generador adjudicatario en su análisis económico financiero para sustentar la suscripción de un contrato con un tercero que reduzca las Inyecciones Netas de Energía por debajo de la Energía Adjudicada y, en consecuencia, reduzca la Prima RER, debe considerar también si el beneficio que reporta dicho contrato es mayor a la pérdida afrontada por una menor Prima RER.

Finalmente, es preciso indicar que conforme al artículo 19 numeral 19.5 del Reglamento del DL 1002⁴⁷ y los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda, Tercera y Cuarta Subasta, si el promedio anual de las Inyecciones Netas de Energía de una Central RER es menor a su Energía Adjudicada, el Generador Adjudicatario puede solicitar al MINEM la reducción de su Energía Adjudicada en no más del quince por ciento (15%), por única vez.

de Concesión RER resultantes de la Primera Subasta, en la cláusula 1 numeral 1.4.20 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Segunda y Tercera Subasta, y en la cláusula 1 numeral 1.5.22 de los Contratos de Concesión RER resultantes de la Cuarta Subasta.

⁴⁶ Conforme con lo establecido en el artículo 19, numeral 19.5 del Reglamento del DL 1002 que señala lo siguiente:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

(...)

19.5 Las Inyecciones Netas de Energía anual se contabilizan de manera individual por cada central de generación RER. Si en un Período Tarifario la Inyección Neta de Energía de una central de generación RER es menor a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación para determinar el correspondiente monto por concepto de Prima será reducida multiplicándola por el Factor de Corrección.

⁴⁷ Conforme con lo indicado en el artículo 19, numeral 19.5 del Reglamento del DL 1002, que señala lo siguiente:

Artículo 19.- Ingreso por Energía

(...)

19.4 A partir del segundo año de la Puesta en Operación Comercial, si el promedio anual de las inyecciones netas de energía de una central de generación RER es menor a su Energía Adjudicada, el titular podrá solicitar al Ministerio el reajuste de su Energía Adjudicada para reducirla por única vez, en no más del quince por ciento (15%) de su Energía Adjudicada. En este caso la determinación de la Prima corresponderá a la Energía Adjudicada reajustada, la misma que no podrá ser modificada en adelante.

En este sentido, el Generador Adjudicatario deberá evaluar si le es más rentable solicitar la reducción de la Energía Adjudicada y tener mayor energía que ofrecer sin penalización⁴⁸ en contratos con terceros, que mantener la magnitud de Energía Adjudicada y, en caso de que las Inyecciones Netas de Energía no alcancen a esta, sufrir la penalización en la Tarifa de Adjudicación y la Prima RER correspondiente a dicho Periodo Tarifario.

4. CONSECUENCIAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO Y ROL DEL ESTADO

En este apartado nos referiremos a las consecuencias a corto y largo plazo de las contrataciones de los Generadores adjudicatarios en el mercado eléctrico peruano y su impacto en la entrada de nuevos proyectos con RER. De igual manera, analizaremos el papel del Estado en este tema, considerando su doble rol de contraparte contractual y promotor de la generación RER.

La suscripción de un Contrato de Suministro o un Contrato de Respaldo implica que el Generador adjudicatario asuma retiros en el MCP; que como cualquier otro retiro debe estar respaldados por energía firme. En efecto, el generador que asume los retiros en el MCP debe contar con la energía firme⁴⁹ (propia o de terceros) suficiente para respaldar dichas obligaciones⁵⁰. En este sentido, si el Generador adjudicatario no cuenta con ellas en magnitud suficiente debe adquirirlas de terceros.

En este punto debe indicarse que la energía firme respecto de las Centrales RER eólicas y solares fotovoltaicas es igual al promedio aritmético de su producción de los últimos cinco años; y, en caso no cuenten con dicha información histórica, esta se completará considerando la Energía Adjudicada⁵¹. Por su parte, la energía firme de las Centrales RER hídricas se calcula considerando los aportes de los caudales naturales de los ríos que utiliza dicha central⁵².

⁴⁸ Con penalización nos referimos al ajuste de la Tarifa de Adjudicación por el Factor de Corrección prevista en los Contratos de Concesión RER y en las normas aplicables.

⁴⁹ Según la LCE es la máxima producción esperada de energía eléctrica, considerando probabilidades de excedencia y factores de indisponibilidad.

⁵⁰ De acuerdo a lo previsto en el numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 28832 y el artículo 101 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

⁵¹ Conforme con lo indicado en el numeral 7.2.3.1 del Procedimiento Técnico del COES N° 13, Cálculo de la energía firme, verificación anual de la energía comprometida y balance mensual de la potencia comprometida (PR-13).

⁵² Conforme con lo indicado en el numeral 7.2.3.2 y 7.2.1 del PR-13.

Por tanto, es altamente probable que los Generadores adjudicatarios no requieran adquirir energía firme de terceros para respaldar los contratos suscritos con terceros, ya que la energía firme de sus Centrales RER es similar a los volúmenes de energía que producen típicamente. Además, en la verificación de la cobertura anual de la energía comprometida que realiza el COES⁵³, el Contrato de Concesión RER no figura como un compromiso contractual, por lo que la energía firme de la Central RER no requiere coberturar dicho contrato.

En este punto debe mencionarse que, actualmente a los Generadores adjudicatarios se le asignan Retiros No Declarados (los cuales son difíciles de gestionar y cobrar, y cuyo precio no es controlable), dado que estos se asignan considerando un Factor de Proporción que es más alto si se tiene energía firme de bajo costo variable (como la proveniente de las Centrales RER) y no se tienen compromisos contractuales⁵⁴. Por tanto, al suscribir contratos con terceros el Generador Adjudicatario también disminuye los Retiros No Declarados que le serán asignados, lo que constituye un beneficio de dicha contratación.

Por otro lado, con la oferta de energía de los Generadores adjudicatarios en el mercado de contratos los usuarios libres amplían sus opciones de contratación de energía limpia, la cual actualmente es requerida por muchos de estos para el cumplimiento de sus políticas de sostenibilidad y protección del medio ambiente. Sin embargo, para capturar dicho mercado los Generadores adjudicatarios deberían acreditar la energía producida por sus Centrales RER mediante la contratación de una empresa que emita certificados de generación renovable⁵⁵.

Asimismo, si una parte considerable de la energía de los Generadores adjudicatarios se compromete en Contratos de Respaldo, es probable que la percepción de riesgo de los generadores disminuya, pues no estaría expuestos a los picos de los CMg, por lo que podrían estar dispuestos a ofrecer precios

⁵³ Conforme al mandato establecido en el artículo 104 del RLCE y de acuerdo con las disposiciones del PR-13.

⁵⁴ Conforme con lo establecido en el numeral 7.6 y el Anexo A del Procedimiento Técnico del COES N° 10, Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas.

⁵⁵ Actualmente existen empresas certificadoras peruanas tales como AENOR Perú y SGS Perú. AENOR Perú incluso emite certificados I-REC que son muy valorados por los clientes actualmente, pues tienen valor internacional.

más bajos en los PPA que suscriban, lo que beneficiaría a los usuarios libres y a las empresas distribuidoras. En este sentido, estas contrataciones tienen el potencial para generar eficiencias en el mercado de generación.

Cabe indicar que la oferta de energía limpia de los Generadores adjudicatarios se encuentra ya disponible, puesto que las Centrales RER se encuentran en operación comercial en el SEIN, por lo que pueden atender necesidades inmediatas y de corto plazo; mientras que los nuevos proyectos de generación con RER tienen periodos de maduración largos y para empezar a ejecutarse necesitan obligaciones de compra y pago predecibles y de largo plazo, distinto de lo que puede contratarse con los Generadores adjudicatarios (que pueden contratar plazos cortos y volúmenes flexibles).

Debe tenerse en cuenta también que la última subasta RER se realizó hace casi 10 años y no existen señales del Estado Peruano que indiquen que se realizará una nueva subasta en el corto o mediano plazo; por el contrario, recientemente fue derogado el numeral 2.2 del artículo 2 del DL 1002 que establecía la obligación del MINEM de fijar un porcentaje objetivo en que debía participar en el consumo nacional de electricidad, la energía generada a partir de RER, por lo que no se espera la entrada de nuevos Generadores adjudicatarios.

Ahora bien, el Estado Peruano tiene un doble rol en el tema que nos ocupa, dado que, por un lado, es parte del Contrato de Concesión RER y, por otro lado, es promotor de las energías renovables; por tanto, sus incentivos en cada uno de esos roles podrían no estar alineados. Su rol de parte en un contrato lo obliga a realizar una interpretación correcta del Contrato de Concesión RER y aceptar la facultad de los Generadores adjudicatarios a suscribir contratos con terceros incluso si estos comprometen la Energía Adjudicada; sin embargo, en su rol de promotor podría intentar rechazar esta interpretación en el entendimiento de que esto frenaría la entrada de nuevos proyectos de generación RER.

Sin embargo, en nuestra opinión, los Generadores adjudicatarios no competirían con los proyectos de generación RER que actualmente se encuentran en desarrollo, ya que la contratación de suministro y de respaldo que estos suscriben o suscribirán atiende básicamente necesidades de corto plazo; mientras que contratar el suministro con un proyecto de generación RER en desarrollo responde a una necesidad de largo plazo. Por tanto, una visión de mercado también debería llevar al Estado Peruano a no poner trabas a la

contratación de los Generadores adjudicatarios con terceros incluso cuando esta comprometa la Energía Adjudicada

Sobre el particular, es necesario indicar que si bien en su rol de contratante, el Estado peruano tiene una obligación de satisfacer el interés público detrás del Contrato de Concesión RER, no debe olvidarse que este se materializa con la inyección al SEIN de la producción de energía de la Central RER, el mismo que no es afectado de ninguna forma con la suscripción de contratos con terceros aun si estos exceden la energía no adjudicada. Asimismo, debe tenerse en cuenta que dichos contratos pueden impactar (incrementar o disminuir) la Prima RER que pagan todos los usuarios, cuya tutela reviste interés público.

Adicionalmente, debe señalarse que el derecho de contratación con terceros de los Generadores adjudicatarios aun cuando comprometa la Energía Adjudicada es una expresión de la libertad de contratar, reconocida constitucionalmente, que el Estado Peruano no puede limitar, salvo en salvaguarda de la normativa vigente y el orden público; sobre el particular, como ya hemos señalado en este artículo, la normativa vigente reconoce y acepta dicha contratación, por lo que no existen razones para que el Estado Peruano la prohíba.

Finalmente, es preciso recordar que la promoción de la entrada al mercado de nuevos proyectos RER no puede efectuarse removiendo ilegal e injustificadamente la competencia, pues ello constituiría una actuación arbitraria e injustificada del Estado Peruano. La existencia de reglas claras que se cumplan y la ejecución e interpretación razonable de los Contratos de Concesión tiene mayores efectos promotores que este tipo de actuaciones.

5. CONCLUSIONES

Como hemos explicado en este artículo, las normas y Contratos de Concesión RER reconocen y aceptan que los Generadores adjudicatarios suscriban contratos con terceros cuya ejecución producirá retiros de energía que se deducirán de las inyecciones de energía de las Centrales RER, incluso por magnitudes que superen la energía no adjudicada.

La ejecución de los compromisos contractuales de los Generadores adjudicatarios con terceros que exceda la energía no adjudicada no produce el incumplimiento de la obligación de suministro establecida en los Contratos de Concesión RER. Por lo que, el Estado Peruano no puede sustentar una

imputación de incumplimiento contra el Generador adjudicatario en este hecho.

Esto no significa que exista un doble pago por la energía producida por la Central RER, pues tanto la normativa como los Contratos RER, establecen disposiciones que impiden ello, al indicar que solo se paga la Tarifa de Adjudicación por las inyecciones de la Central una vez descontados los retiros de energía por obligaciones contractuales por terceros.

Si bien la existencia de la oferta de energía limpia de los Generadores adjudicatarios podría percibirse como una amenaza para la entrada de nuevos proyectos de generación con RER, lo cierto es que ambas ofertas satisfacen necesidades de horizontes temporales diferentes; así, de ninguna manera el Estado Peruano tiene sustento para limitar el derecho de los Generadores adjudicatarios de suscribir contratos con terceros incluso si estos comprometen la Energía Adjudicada.

Noviembre de 2025