

Informe técnico sobre el nuevo mecanismo de contratación de energías renovables en Uruguay

Julio 2026

1) Introducción

Con fecha 12 de febrero de 2026 la Dirección Nacional de Energía (DNE) puso a consideración del sector una propuesta de nueva metodología de contratación de energías renovables. En dicha oportunidad se realizó una presentación en formato presencial y virtual donde se describió el contexto en que se enmarca dicha propuesta, los objetivos perseguidos y las principales características de su implementación, dando plazo a que se presentaran comentarios y sugerencias hasta el 31 de marzo de 2026.

Posteriormente se recibieron comentarios escritos de la Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica (AUGPEE) y de las empresas Atlántica, FRV y WPM. Adicionalmente, técnicos de DNE recibieron a otras instituciones que también realizaron aportes.

El presente informe pretende ser un insumo técnico que la DNE eleva para consideración de las autoridades del MIEM y de otros organismos del Poder Ejecutivo.

2) Objetivo del nuevo mecanismo

Teniendo en cuenta la alta participación de renovables en la matriz eléctrica en Uruguay, el desafío actual no se limita únicamente a incorporar energía de menor costo, sino a asegurar la disponibilidad efectiva de los activos y a aprovechar el conjunto de servicios que las tecnologías renovables pueden aportar al sistema eléctrico.

Por lo anterior, el nuevo mecanismo de contratación, tiene el objetivo de:

- Explicitar el costo fijo de las renovables.
- Explicitar contractualmente la disponibilidad y el desempeño de la totalidad de los servicios que puede prestar la planta renovable a UTE.
- Facilitar la renovación de contratos o el eventual traspaso de la planta a UTE al finalizar el período contractual.

3) Estructura del mecanismo

Se propone un nuevo modelo de contratación que valore y asegure contractualmente para UTE la disponibilidad y el desempeño de la totalidad de los servicios que puede prestar una planta renovable.

El desarrollador privado será responsable de realizar la inversión, construcción, operación y mantenimiento de la planta durante un período contractual de 20 años.

UTE remunerará al desarrollador mediante pagos fijos semestrales, destinados a cubrir la inversión, la financiación, los costos de operación y mantenimiento y la rentabilidad del proyecto.

Como se dijo, este esquema permite identificar con claridad el costo fijo de la generación renovable para el sistema y otorga previsibilidad a ambas partes.

UTE propondrá un pliego técnico que establecerá las especificaciones de la planta, los servicios auxiliares requeridos, los mecanismos de medición y verificación y el régimen de penalidades aplicable. Dicho pliego será aprobado por el MIEM y por la URSEA.

La operación de las plantas se realizará bajo las señales definidas por el Despacho Nacional de Carga (DNC), el cual podrá priorizar, según las necesidades del sistema, la generación de energía eléctrica o la prestación de servicios auxiliares. El diseño del mecanismo contempla esta flexibilidad operativa, de modo que el desarrollador no sea penalizado por reducciones en la generación derivadas de decisiones operativas del sistema.

El pliego establecerá un régimen de penalidades aplicable ante incumplimientos atribuibles al desarrollador, tales como energía anual mínima comprometida, la eficiencia relativa al recurso disponible del año, la disponibilidad de potencia aparente, y la prestación de servicios técnicos y auxiliares. Las penalidades se instrumentarán mediante descuentos sobre los pagos fijos semestrales, con el objetivo de asegurar la disponibilidad y el cumplimiento de los compromisos asumidos.

Al finalizar el plazo contractual, UTE contará con la opción de adquirir la propiedad de la planta, conforme a lo que se establezca en el pliego.

Este nuevo mecanismo busca asegurar la disponibilidad efectiva de activos renovables, mejorar la gestión del sistema eléctrico y alinear la contratación de nueva capacidad con la evolución tecnológica y las nuevas necesidades del sector.

4) Diferencia con los contratos vigentes (PPA)

Disponibilidad y desempeño de servicios auxiliares

Nueva Modalidad: Desde el diseño contractual se incorporan explícitamente obligaciones vinculadas a disponibilidad de potencia aparente y prestación de servicios auxiliares.

PPA: Si bien los PPA realizados hasta el momento no establecen penalidades específicas ante incumplimientos en la prestación de servicios auxiliares, estas podrían incorporarse en futuros llamados mediante cláusulas y penalidades asociadas a indisponibilidades o incumplimientos técnicos.

Pagos de UTE al desarrollador

Nueva Modalidad: UTE realiza pagos fijos semestrales vinculados a energía mínima anual comprometida, eficiencia relativa al recurso disponible, disponibilidad de potencia aparente y prestación de servicios técnicos y auxiliares. Dichos pagos están sujetos a penalidades.

PPA: Los pagos son variables y dependen de la energía efectivamente inyectada. De hecho en futuros llamados del tipo PPA como los anteriores, podrían incorporarse penalidades por incumplimientos técnicos y de servicios auxiliares. En este esquema, el desarrollador mantiene incentivos económicos directos para maximizar la generación, dado que sus ingresos dependen de la energía entregada.

Riesgo de Recurso

Nueva Modalidad: El riesgo de recurso permanece en el desarrollador. La diferencia respecto al PPA es que en esta modalidad se establece una energía anual mínima comprometida, sin posibilidad de compensar años de baja disponibilidad del recurso con años de disponibilidad del recurso superior.

PPA El riesgo de recurso también recae sobre el desarrollador. Existe posibilidad de compensar ingresos entre años de buena y mala disponibilidad del recurso.

Propiedad de la planta al finalizar el contrato

Nueva Modalidad: Al finalizar los 20 años de contrato, UTE podría adquirir la planta a un precio preestablecido.

PPA: La planta permanece en propiedad del desarrollador privado. No obstante, un PPA también podría incorporar mecanismos de traspaso de activos al finalizar el contrato, por lo que esta diferencia no necesariamente es estructural (ej: leasings que se han realizado).

5) Aspectos relacionados al nuevo mecanismo

El nuevo mecanismo permite hacer visible una situación que trasciende la mera contratación de energía: el costo fijo de las renovables. Al explicitar este costo mediante pagos fijos, se habilita una discusión sobre cómo distribuirlo entre todos los participantes del sistema eléctrico, incluidos los clientes libres que actualmente pueden comprar energía en el mercado spot. Esta energía en el mercado spot tiene precio cero o muy bajo durante períodos de excedentes de renovables y precios altos en períodos de escasez de energía renovable (por el precio de las centrales de respaldo térmico). Estos últimos casos son menos frecuentes que los primeros y tienen un tope regulatorio que los limitan. De esta forma, la remuneración del costo fijo de las renovables no puede realizarse completamente a través del mercado spot, y por ende la energía adquirida en este mercado no financia totalmente la capacidad instalada que hace posible esa energía.

El mercado libre en Uruguay aún es incipiente, pero presenta potencial de crecimiento, especialmente asociado a proyectos de hidrógeno verde y centros de datos de alta demanda energética. Si este crecimiento se materializa, podría generarse un fenómeno conocido en otros mercados como “espiral de la muerte” de la tarifa regulada:

- los clientes de mayor tamaño y mejor perfil migran al mercado libre,
- los costos fijos del sistema permanecen,
- UTE debe distribuir esos costos entre menos clientes regulados,
- las tarifas reguladas aumentan,
- lo que incentiva nuevas migraciones al mercado libre.

El problema de fondo a solucionar es que el cliente libre debe contribuir al financiamiento de todos los servicios del sistema que utiliza.

Como ejemplo está el free riding que se plantea cuando el precio spot cae a cero o valores muy bajos. Un cliente libre que compra en el spot en esos momentos se beneficia de la capacidad instalada y financiada por las tarifas de los clientes regulados y los contratos PPA de UTE, sin haber contribuido a esos costos fijos.

Un ejemplo concreto es un proyecto de derivados de H2 que instale generación renovable (eólica y solar FV) y compre al spot únicamente cuando el spot está en 0 o en valores muy bajos. Este proyecto estará consumiendo una gran cantidad de energía eléctrica sin aportar al repago de esa infraestructura.

Se entiende que este mecanismo de contratación facilita el reconocimiento de los costos fijos de las renovables, y por ende ayudará al diseño de mecanismos regulatorios que busquen resolver el problema anteriormente explicado.

6) Comentarios realizados en la convocatoria

Los comentarios reflejan, en términos generales, una preferencia de las empresas privadas por el modelo PPA, que ofrece un esquema de negocios más atractivo para el desarrollador privado. En el nuevo mecanismo, la empresa privada asume un rol más cercano al de inversor, constructor y operador de infraestructura que al de generador tradicional.

También se plantearon preocupaciones vinculadas a:

- pérdida de incentivos para maximizar generación,
- tratamiento del riesgo de recurso,
- bancabilidad de una metodología novedosa,
- posibilidad de pagos en moneda local,
- tratamiento contable y fiscal del esquema,
- eventual clasificación como leasing financiero.

Se entiende que estos argumentos reflejan intereses legítimos de los generadores, aunque no constituyen objeciones concluyentes al diseño del mecanismo. La preferencia por el PPA resulta comprensible desde la perspectiva de actores que buscan preservar un modelo de negocios que les ha resultado favorable.

Resumen de comentarios realizados por las empresas privadas sobre el Nuevo Modelo de Contratación:

Pagos fijos: sostienen que el esquema de pagos fijos semestrales elimina incentivos económicos para maximizar producción, mejorar desempeño o realizar inversiones destinadas a extender la vida útil del activo. Según este planteo, el operador tendería racionalmente a limitarse al cumplimiento mínimo exigido por el contrato.

Comentario DNE: Es correcto que el pago fijo elimina incentivos para generar energía por encima de los mínimos comprometidos. Sin embargo, el mecanismo incorpora penalidades asociadas a la eficiencia relativa respecto al recurso disponible del año. Por lo tanto, un operador que descuide el mantenimiento igualmente enfrenta penalidades si su desempeño relativo se deteriora. El mecanismo no busca maximizar generación sino asegurar disponibilidad y desempeño comprometidos, que es precisamente aquello que remunera.

Riesgo de recurso: señalan que el riesgo de recurso no debería operar únicamente mediante penalidades en años malos, sino también permitir beneficios cuando la producción supera lo esperado. Para la energía anual mínima, sugieren incorporar:

- ajustes por degradación natural de la planta,

- evaluación anual considerando estacionalidad,
- definición explícita del percentil de excedencia utilizado.

Comentario DNE: El riesgo de recurso permanece en el desarrollador al igual que en el PPA. La diferencia respecto al PPA es que en esta modalidad se establece una energía anual mínima comprometida, sin posibilidad de compensar automáticamente años de baja disponibilidad del recurso con años de disponibilidad del recurso superior. De todas formas es un riesgo de recurso que puede ser gestionado por el desarrollador ponderando pros y contras en relación a las penalidades que se establezcan en los pliegos. La competencia llevará a que quien oferta una energía mínima muy baja para cubrirse tiene menos chances de ganar, y quien sobreestima la disponibilidad del recurso enfrenta penalidades.

Traspaso de la planta al año 20: plantean que el eventual traspaso de la planta a UTE puede encarecer la energía, al obligar al desarrollador a recuperar inversión y retorno en un plazo menor que la vida útil técnica del activo. También se menciona el riesgo de que se prioricen tecnologías optimizadas para horizontes más cortos. Proponen que el traspaso sea opcional y que exista un valor residual explícito.

Comentario DNE: Podría incorporarse un valor residual asociado al estado operativo y de mantenimiento de la planta, reduciendo así la prima de incertidumbre.

Predeterminación del emplazamiento y selección de nodos: señalan que la predeterminación del emplazamiento limita la libre competencia entre oferentes, dado que la calidad del sitio y el desarrollo asociado constituyen elementos centrales de competitividad de cada proyecto.

Proponen que UTE publique las capacidades disponibles y los nodos de interés para incorporación de generación, pero que sea el desarrollador quien decida dónde presentar su oferta dentro de dichas zonas.

Comentario DNE: La identificación previa nodos de interés puede contribuir a optimizar la planificación de la transmisión y reducir incertidumbres asociadas a la conexión al sistema. De esta forma, se otorga ese grado de flexibilidad al desarrollador para seleccionar emplazamientos dentro de los nodos de interés predefinidos. .

Información confidencial y libre competencia: Plantean que la exigencia de revelar información sensible del negocio —como CAPEX, OPEX y TIR— puede afectar la libre competencia entre oferentes, especialmente considerando que dicha información forma parte del know-how comercial y podría resultar útil para competidores, incluyendo eventualmente a UTE Generación.

Comentario DNE: En lugar de un detalle del CAPEX, se puede solicitar el CAPEX total, OPEX total y TIR para determinar la oferta ganadora. De esta forma se puede realizar un proceso competitivo a la baja con la inclusión de estos tres valores máximos.

Moneda del contrato y bancabilidad: señalan que la utilización de moneda local para pagos semestrales podría afectar negativamente la bancabilidad de los proyectos, considerando que más del 85% del CAPEX se realiza en dólares al inicio del proyecto.

Asimismo, sostienen que contratos denominados en dólares e indexados al CPI de Estados Unidos facilitan el acceso al financiamiento, reducen las primas de riesgo cambiario y permiten obtener mejores condiciones de deuda, lo que podría traducirse en menores costos finales para el sistema.

Comentario DNE: La contratación en dólares efectivamente reduce el riesgo cambiario que los oferentes deben incorporar en sus precios, pudiendo derivar en ofertas más competitivas. Sin embargo, los contratos en dólares trasladan dicho riesgo cambiario a UTE y, en última instancia, al Estado uruguayo, cuyos ingresos se encuentran mayoritariamente denominados en moneda local. La definición de la moneda contractual implica, por tanto, una decisión de asignación de riesgos entre desarrolladores y sector público.

OPEX, recapex y mantenimiento de largo plazo: proponen permitir que las ofertas contemplen la evolución del OPEX a lo largo de la vida útil del activo, dado que dichos costos tienden a incrementarse con el tiempo. Asimismo, solicita habilitar la incorporación de recapex destinados a mantener la performance de las instalaciones, tales como reemplazo de inversores, actualización de SCADA u otras reinversiones relevantes.

Comentario DNE: es una solicitud lógica que tiene que ser analizada en el diseño del pliego.

Servidumbres, peajes y tarifas de conexión: Las empresas plantean que las gestiones de servidumbre asociadas a líneas de conexión deberían ser responsabilidad del transmisor y no del generador.

Asimismo, solicitan que el pliego contemple reglas claras respecto a peajes y tarifas de conexión, incluyendo eventualmente tarifas preestablecidas y exoneraciones de determinados cargos de consumo.

Comentario DNE: Estas solicitudes apuntan a reducir incertidumbres durante la etapa de desarrollo del proyecto, lo que podría traducirse en ofertas más competitivas. Deberían evaluarse en el diseño del mecanismo y del pliego técnico.

Tratamiento contable y fiscal del contrato: plantean que el esquema de pagos fijos podría ser clasificado contablemente como un leasing financiero para UTE, lo que implicaría registrar endeudamiento público en el balance del Estado y eventualmente afectar la regla fiscal, la calificación crediticia y la capacidad futura de inversión pública.

Otras instituciones proponen, en cambio, que el contrato sea estructurado de manera tal que pueda ser considerado un leasing operativo conforme a la Resolución DGI N° 256/981, y que los activos sean reconocidos como elegibles para los beneficios de la Ley de Inversiones N° 16.906.

También se señala que el nuevo esquema podría generar mayores dificultades de acceso al financiamiento, al introducir complejidades contractuales y mayores costos de transacción que podrían traducirse en primas de riesgo adicionales.

Comentario DNE: La preocupación vinculada al eventual impacto contable y fiscal constituye una alerta relevante, aunque no una objeción definitiva al diseño del mecanismo. Uno de los objetivos centrales del nuevo esquema es precisamente explicitar costos que bajo los PPA existen igualmente, aunque de manera implícita. La propuesta de estructurar el contrato de forma compatible con un tratamiento de leasing operativo constituye un aporte que debería evaluarse.

Incorporación de sistemas de almacenamiento (BESS): Las empresas consultan si el nuevo mecanismo contempla la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS) y si existirían mecanismos específicos de remuneración para dichos sistemas.

Comentario DNE: La incorporación de acumulación en ubicaciones estratégicamente definidas donde la carga y descarga se gestiona centralizadamente para obtener el doble beneficio para generación y redes, se definió como un tema estratégico por parte de la DNE-MIEM. Actualmente se está realizando un análisis de donde serían esas ubicaciones para instalar estas baterías. Luego habrá que ver si esas ubicaciones pueden o no coincidir con las ubicaciones de plantas de eólica y/o solar FV.

Proyectos híbridos y economías de escala: Las empresas consultan si se permitirá presentar proyectos híbridos solar-eólicos, particularmente asociados a activos eólicos existentes.

Sugieren además evaluar llamados de mayor escala que permitan aprovechar economías de escala en transmisión, construcción y financiamiento, evitando procesos excesivamente graduales.

Comentario DNE: Estos aspectos deberán definirse en el pliego correspondiente. Se entiende conveniente diseñar mecanismos que habiliten la posibilidad de desarrollar plantas híbridas eólicas y solares conjuntas, por ejemplo, la incorporación de una nueva planta solar FV en una planta eólica existente para aprovechar la conexión a la red.

La consideración de economías de escala resulta válida desde el punto de vista de eficiencia económica, dado que llamados de pequeña magnitud podrían no atraer a actores internacionales capaces de ofrecer precios altamente competitivos.

Por otra parte, la incorporación gradual de capacidad que implique una menor escala de las centrales de generación puede responder a objetivos de política pública vinculados al desarrollo de proveedores locales, la administración del crecimiento del sistema y la coordinación con la expansión de la transmisión.

El equilibrio entre gradualidad y escala mínima eficiente deberá formar parte del diseño de los futuros procesos competitivos.

7) Conclusiones

Revisando los tres objetivos originales del nuevo mecanismo a la luz de este análisis, se concluye que: la explicitación contractual de todos los servicios de la planta puede lograrse también en un PPA con ajustes. La renovación de contratos puede abordarse en el PPA mediante licitaciones conjuntas de plantas viejas y nuevas. La explicitación del costo fijo de las renovables se lograría a partir de la presentación del nuevo mecanismo, y abriría la posibilidad de diseñar mecanismos más adecuados para la remuneración de los servicios sistémicos en general, y de los costos asociados a la capacidad renovable en particular, utilizados por los clientes libres.

A partir de los comentarios recibidos, se sugiere en caso de que las autoridades decidan utilizar el mecanismo, ajustar lo siguiente:

- **Traspaso de la planta al año 20:** establecer que en caso que se proponga que UTE tenga la opción de comprar la planta al final de la vida útil, sea a un valor residual asociado al estado operativo y de mantenimiento de la planta, reduciendo así la prima de incertidumbre (inicialmente se había establecido un precio igual a cero)
- **Predeterminación del emplazamiento y selección de nodos:** se sugiere que se establezcan los nodos donde se pueden conectar las plantas.
- **Información confidencial y libre competencia:** En lugar de un detalle del CAPEX, solicitar solamente el CAPEX total (incluyendo RECAPEX en ciertos años), OPEX total (con posibilidad de que no sean todos los años iguales) y TIR para determinar la oferta ganadora. De esta forma se puede realizar un proceso competitivo a la baja con la inclusión de estos tres valores máximos
- **Moneda del contrato y bancabilidad:** Realizar la contratación en dólares.
- **Tratamiento contable y fiscal del contrato:** analizar si puede ser un leasing operativo conforme a la Resolución DGI N° 256/981, y que los activos sean reconocidos como elegibles para los beneficios de la Ley de Inversiones N° 16.906.
- **Proyectos híbridos y economías de escala:** Se entiende conveniente diseñar mecanismos que habiliten la posibilidad de desarrollar plantas híbridas eólicas y solares conjuntas, por ejemplo, la incorporación de una nueva planta solar FV en una planta eólica existente para aprovechar la conexión a la red de la planta eólica existente.