

## **CONSOLIDADO Y RESPUESTA**

### ***PROCESO DE CONSULTA CIUDADANA DEL REGLAMENTO DE PRECIOS DE NUDO***

En el marco de lo dispuesto en: la Ley N° 20.500, sobre Asociaciones y Participación Ciudadana en la Gestión Pública, la Ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, y en la Resolución Exenta N°117, de 2018, de la Subsecretaría de Energía, que aprueba Norma General de Participación Ciudadana del Ministerio de Energía; el 10 de octubre de 2025, el Ministerio de Energía dio inicio al proceso de consulta ciudadana respecto de la propuesta de reglamento que reemplazaría al Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo; en adelante el “Reglamento”.

Durante la etapa de consulta ciudadana, cuyo cierre se efectuó el 12 de noviembre de 2025 a las 23:59 horas, se recibió un total de 408 observaciones y comentarios por parte de distintas empresas, asociaciones gremiales, particulares e instituciones del sector eléctrico, las cuales se enlistan a continuación: Empresas Eléctricas A.G., Enel Generación Chile S.A., Hidroeléctrica Río Lircay S.A., Global Power Generation Chile SpA, Coordinador Eléctrico Nacional, GM Holdings S.A., Atlas Renewable Energy SpA, AGR A.G., AES Andes S.A., Grupo SAESA, Compañía Minera Doña Ines de Collahuasi SCM, GPM A.G., ACESOL A.G., Anglo American Sur S.A., Acciona Energía Chile Holdings S.A., ACENOR A.G., ACERA A.G., Colbún S.A., ENGIE Energía Chile S.A., Enlase Generación Chile S.A., Pacific Hydro Chile S.A. y Sonnedix Chile Holding SpA.

#### **Resultados del proceso de consulta ciudadana**

Las observaciones y comentarios recibidos fueron evaluados y ponderados por parte de esta Secretaría de Estado, incorporándose las modificaciones que se han considerado pertinentes con el cumplimiento del objetivo perseguido en la propuesta de reglamento sometida a consulta ciudadana. A raíz del artículo vigésimo transitorio de la Ley N°20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional; y de otros cambios legales ocurridos en el último tiempo, se han incorporado reformas en materia de Precio de Nudo de Corto Plazo (“PNCP”) y Precio de Nudo Promedio (“PNP”), así como de otras temáticas relacionadas a dichas fijaciones tarifarias.

En razón de lo antes expuesto, a continuación, se presentan los principales cambios efectuados a la propuesta de reglamento, respecto de la versión sometida a consulta pública:

## **A. Generales**

### **1. Definiciones**

- 1.1. La definición “Precios de Nudo Zonales o Precios en Nivel de Distribución” se modifica, sustituyéndose por “Precios de Nudo Zonales”, con el propósito de evitar eventuales confusiones respecto de los “Precios a Nivel de Distribución” establecidos en el artículo 10° de la propuesta de reglamento.
- 1.2. Se modifica la definición de “Factor AR”, sustituyéndose por “Factor AR base”, con el fin de asegurar la debida consistencia con la nomenclatura actualmente empleada en los Informes Técnicos de PNP emitidos por la Comisión Nacional de Energía (“CNE” o “Comisión”).
- 1.3. Se complementa la definición del “Factor RGL”, incorporando referencia expresa a los artículos 111° y 112° de la propuesta de reglamento, donde se detalla la operación del mecanismo.
- 1.4. Se agrega la figura de Sistemas de Generación-Consumo (“SGC”) en la definición de “Coordinados”.

## **B. PNCP**

### **1. Aspectos generales**

- 1.1. Se establece que los criterios, consideraciones y supuestos generales a efectuar por parte de la CNE en el proceso de determinación del PNCP, así como los antecedentes fundantes del proceso, deben incluirse en los Informes Técnicos (“IT”) pertinentes.
- 1.2. Se amplía el plazo establecido para el envío de observaciones por parte de los interesados al Informe Técnico Preliminar (“ITP”) del PNCP. Se establece este plazo en el cuarto día hábil de enero y julio de cada año, según se trate de las fijaciones del primer y segundo semestre respectivamente.

### **2. De los antecedentes del PNCP**

- 2.1. De las instalaciones de generación, sistemas de almacenamiento y transmisión existentes, en construcción, así como de las comprometidas en procesos de licitación para el suministro de Clientes Regulados.
  - En el artículo 36° de la propuesta de reglamento, referente a la comunicación de dichos antecedentes a la CNE por parte del Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN” o “Coordinador”), se dispone lo siguiente:
    - Se reemplaza el concepto de día “feriado” por el día “inhábil” en la fecha de comunicación de la información.

- Se precisa que los convenios de riego informados corresponden a los convenios de riego vigentes utilizados en la programación de la operación.
- Se agrega el requerimiento de envío de cotas mínimas de embalse.
- Respecto a los sistemas de almacenamiento de energía, se establece que el Coordinador deberá informar todos los parámetros necesarios para lograr una correcta modelación de estos últimos. Esto se agrega, adicionalmente a los ya indicados en el texto de reglamento; eficiencia en el ciclo de carga y capacidad de almacenamiento.
- Se establece que los parámetros informados de sistemas de almacenamiento y centrales renovables, también aplicarán a componentes de generación y almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento. Estas corresponden a eficiencia en el ciclo de carga y capacidad de almacenamiento en el caso de sistemas de almacenamiento, y a costo variable no combustible, perfiles horarios de generación histórica, entre otras, en el caso de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento.
- El Coordinador deberá comunicar restricciones operacionales relevantes y atinentes para efectos de realizar la simulación de los PNCP.
- El Coordinador deberá comunicar la información referente a los SGC, cuando corresponda, a efectos de su modelación en las simulaciones de operación.
- Para efectos de determinar el programa de obras, la Comisión considerará aquellas instalaciones existentes y aquellas declaradas en construcción. Con el fin de garantizar la utilización de las fechas de entrada en operación más actualizadas disponibles, la Comisión podrá considerar otras fuentes de información. En este contexto, el Coordinador deberá comunicar a la Comisión las fechas estimadas de entrada en operación con ocasión del envío de información al que hace referencia el artículo 36° de la propuesta de Reglamento, así como todos los antecedentes de verificación que disponga.

La información y las fechas estimadas a las que se hace referencia, solo tendrán validez en el proceso de modelación del sistema eléctrico que se realiza con ocasión de la emisión del ITP de los PNCP.

- Respecto a las instalaciones de generación y/o sistemas de almacenamiento comprometidos en contratos de suministro para clientes sometidos a regulación de precios, se establece que la CNE podrá modificar fundadamente las fechas estimadas en la modelación. Para ello, deberá incluir dicha fundamentación, así como aquellos documentos administrativos que correspondan, en los IT de PNCP.

## 2.2. Disponibilidad de combustibles

- Se precisa que la CNE determinará las restricciones futuras en la disponibilidad de combustibles a partir de la información comunicada por el Coordinador, según lo dispuesto en el artículo 36° de la propuesta de reglamento.

## 2.3. Proyección de precios de combustibles

- Se adecúa el artículo 25° de la propuesta de reglamento, a efectos de que la CNE pueda establecer la fuente de información para cada tipo de combustible.
- Se establece que el proceso de observaciones por parte de los interesados deberá aplicarse al informe técnico y no a su estudio asociado.

## 2.4. Del recurso hidráulico y recursos primarios renovables de carácter variable

- Se amplía el alcance del estudio e informe de análisis de estadística hidrológica para efectos de que se determinen proyecciones de los perfiles de recursos primarios variables de carácter solar y eólico.
- Se establece que la CNE deberá realizar un informe técnico de recurso hidráulico y recursos primarios renovables de carácter variable, el cual debe construirse a partir de los resultados de su estudio homólogo. Dicho informe técnico estará sujeto a observaciones por parte de los interesados.
- Se habilita a la CNE la facultad de solicitar al Coordinador antecedentes de los pronósticos de recursos primarios variables, para efectos de la elaboración del estudio e informe indicados en los puntos anteriores.

## 2.5. Subsistemas eléctricos

- Se establece que el estudio de subsistemas eléctricos deberá contar con una propuesta metodológica para determinar la subestación básica de ajuste de banda y de la subestación básica de potencia en los respectivos informes técnicos de los PNCP. Adicionalmente, este deberá indicar los criterios considerados en la determinación de los factores de carga de sistema eléctrico y de sus respectivos subsistemas.
- Se ajusta la redacción del artículo 44° de la propuesta de reglamento, a efectos de que la CNE considere el Informe Técnico Definitivo ("ITD") de subsistemas eléctricos para la definición de estos en el IT del PNCP, en lugar del estudio que se indicaba anteriormente.

## 2.6. Costos de inversión de tecnologías

- Se establece que el proceso de observaciones por parte de los interesados deberá aplicarse al informe técnico y no a su estudio asociado.

- Se ajusta la redacción del artículo 41° de la propuesta de reglamento, a efectos de clarificar que documento referido corresponde al informe técnico de costos de inversión de tecnologías.

#### 2.7. Costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta

- Se eliminan los costos variables de los elementos a considerar en la determinación de la unidad de punta.

#### 2.8. Otros antecedentes y consideraciones

- Se establece que en caso de que alguno de los índices utilizados en la construcción de los PNCP deje de estar disponible la CNE podrá adoptar las medidas pertinentes para la adecuada representación de las variables dependientes de dichos índices, tal como utilizar índices equivalentes o realizar estimaciones propias.
- Se ajusta la redacción del artículo 45° de la propuesta de reglamento, para efectos de clarificar que los costos se llevarán a valores vigentes a través de los indexadores pertinentes.

### 3. Informe de previsión de la demanda

- 3.1. Se agregan disposiciones respecto de los aspectos generales y metodologías que el informe debe contener.
- 3.2. Se establecen lineamientos generales para el requerimiento de información y antecedentes de consumo que la Comisión realiza a ciertos Coordinados.

### 4. Programa de obras

- 4.1. Se precisa que el horizonte de simulación que se utiliza en la determinación del programa de obras corresponde al que se refiere el artículo 18° de la propuesta de reglamento.
- 4.2. Se establece que el modelo utilizado para la simulación del sistema eléctrico deberá ser de carácter multinodal y multiembalse, y deberá tener la capacidad de representar adecuadamente los recursos energéticos gestionables.
- 4.3. Se precisa que el artículo 61° de la propuesta de reglamento se refiere a las instalaciones de transmisión que fueron evaluadas en el Plan de Expansión de la Transmisión, pero que no fueron declaradas en construcción mediante resolución, toda vez que las instalaciones contenidas en dicha resolución ya son consideradas en la modelación.

### 5. Precios de Mercado

- 5.1. Se modifica la definición del Precio Medio de Mercado (“PMM”) para efectos de ajustarla a lo establecido en el artículo 167° de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”).
- 5.2. Se establece que los cargos considerados en el PMM y el Precio Medio Teórico (“PMT”) deben ser consistentes, a efectos de resguardar una adecuada comparación de dichos precios en el contexto del ajuste de PNCP referido en el artículo 167° de la LGSE.
- 5.3. Los cargos considerados en el cálculo del PMM deberán señalarse en el IT de los PNCP.
- 5.4. Se adecúa la determinación de la componente de energía del PMM utilizada en el contexto de las licitaciones de corto plazo a las que se refiere el artículo 135° quinqués de la LGSE, a efectos de resguardar la consistencia con su uso.
- 5.5. Se establece que la CNE deberá indicar los criterios utilizados para la elección de la Subestación de ajuste de banda en el IT del PNCP.
- 5.6. Se amplía el ámbito de aplicación de las exigencias establecidas en el artículo 71° de la propuesta de reglamento, a efectos de que se consideren las facturaciones de todos los clientes.
- 5.7. Se realizan ajustes en otros cuerpos normativos para armonizarlos con las reformas reglamentarias introducidas en la propuesta de reglamento, respecto del uso de los factores de carga.
- 5.8. De acuerdo con la recomendación normativa de la Fiscalía Nacional Económica realizada a esta Cartera de Estado mediante Oficio Ord. N° 81, de 21 de enero de 2025, se establecen desagregaciones mínimas en la determinación de los indicadores de precios de mercado, los que serán de carácter referencial. En cualquier caso, deberá siempre resguardarse la confidencialidad de los contratos.

## 6. Cálculo de factores de modulación

- 6.1. Se establece que la ventana temporal considerada en el cálculo de los factores de modulación podrá ser definida en el IT en un rango de entre 6 y 24 meses, a efectos de resguardar tanto la estabilidad de los precios como la adecuada representatividad de la operación económica del sistema eléctrico.
- 6.2. Para el cálculo de los factores de modulación, el factor de energía deberá considerar la totalidad de los bloques de demanda, mientras que el factor de potencia deberá considerar exclusivamente los bloques asociados al período de control de punta.
- 6.3. Se modifica el nombre de la Subestación Básica de Energía y Potencia a “Subestación de Referencia de Modulación”. La elección de dicha subestación deberá estar fundamentada en los Informes Técnicos de PNCP, en conjunto con los criterios utilizados.

## 7. Simulación y cálculo de los precios básicos de energía

7.1. En la determinación del horizonte de simulación y sus etapas, se establece que la CNE deberá considerar una subdivisión que refleje una adecuada modelación en bloques de tiempo, de aquellas variables que así lo requieran.

7.2. Se establece que la simulación debe ser capaz de representar adecuadamente los recursos energéticos gestionables del sistema eléctrico.

8. Reliquidación del PNCP

8.1. Se elimina el artículo 82° de la propuesta de reglamento.

9. Cargos por concepto de energía reactiva

9.1. Se modifica la propuesta de reglamento a efectos de no considerar la realización del estudio de cargos por energía reactiva. Adicionalmente, tampoco se incluirán estos cargos dentro de los contenidos mínimos de los Informes Técnicos y Decreto del PNCP.

10. Disposiciones transitorias

10.1. Se establecen plazos para la realización de los estudios de costos de falla, costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta.

## **C. PNP**

### **1. Precios de Nudo de Largo Plazo**

- 1.1. Se incorpora el requerimiento del cálculo de factores esperados de pérdidas de potencia por parte del Coordinador, los que deberán ser utilizados para el proceso de determinación del PNP.
- 1.2. Se establece que la fecha de publicación de los factores de pérdidas de energía y potencia será 3 días hábiles después de la fecha de publicación de los balances de transferencias de energía y potencia que publica mensualmente el Coordinador.

### **2. Cálculo de Precios de Nudo Promedio**

#### **2.1. Diferencias de facturación:**

- Se precisa el interés a utilizar para efectos del reajuste de diferencias de facturación.
- Se incorpora un artículo referente al tratamiento de correcciones o enmiendas al cálculo de diferencias de facturación.
- Se explicita la metodología aplicable al pago de las diferencias de facturación por parte de las empresas distribuidoras a las empresas suministradoras, manteniéndose la metodología vigente establecida en la Resolución Exenta N° 379, de 2023, de la CNE.

#### **2.2. Reliquidaciones por aplicación de los mecanismos de ajustes y recargos y de reconocimiento de generación local, que realiza el Coordinador:**

- Se dispone que los saldos que se generen en el marco de las reliquidaciones derivadas de la aplicación de los mecanismos de ajustes y recargos ("AR") y de Reconocimiento de generación local ("RGL"), contemplados en el artículo 157° de la LGSE, deberán ser reajustados conforme a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor ("IPC").
- Se establece que los saldos que se generen producto de la operación de los mecanismos AR y RGL, deberán ser considerados en el siguiente ejercicio de reliquidación mensual del Coordinador o en el balance de las empresas distribuidoras de la siguiente fijación semestral de PNP, según corresponda.
- Se establece que las empresas distribuidoras deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar dentro del plazo de 3 días hábiles, contado desde la emisión del documento tributario correspondiente.
- Se incorpora el requerimiento de un cálculo preliminar por parte del Coordinador, de manera que sea observable por parte de las empresas distribuidoras.



- Se ajusta la redacción a fin de que, para el cálculo de las reliquidaciones, el Coordinador deba considerar un margen de 3 días hábiles contados desde la fecha de publicación de los decretos tarifarios en el Diario Oficial, , permitiendo así incorporar el proceso de implementación de una nueva fijación tarifaria en los sistemas de facturación de las empresas distribuidoras.

### 2.3. Otros:

- Se adecúa el balance de las empresas distribuidoras asociado a sus compras y retiros de energía y potencia para el abastecimiento de sus consumos regulados, con el fin de asegurar la consistencia con la operación de los mecanismos AR y RGL, así como con la aplicación de los descuentos a Servicios Sanitarios Rurales (“SSR”) contemplados en el artículo 191° bis de la LGSE, y con la facturación efectuada por las empresas suministradoras a las distribuidoras. Asimismo, se establece la metodología de ajuste aplicable por IPC e interés corriente, según corresponda.
- Se clarifica la metodología mediante la cual se obtienen los precios traspasables, a partir del cálculo de los PNP y de la aplicación de los mecanismos AR y RGL, del descuento a SSR, del traspaso a tarifas de las diferencias de facturación y diferencias por compras, así como del resultado de los balances semestrales de las empresas distribuidoras, entre otros elementos pertinentes.
- Se explicita la forma en que serán considerados los excedentes de suministro entre concesionarias, a que se refiere el artículo 135° quáter de la LGSE, para efectos del cálculo de los PNP.
- Se establece que los precios de energía y potencia se expresen con tres y dos decimales, respectivamente. Asimismo, se dispone que los insumos utilizados en el proceso de cálculo de los PNP mantengan la cantidad de decimales definida por la fuente oficial de la cual se obtienen.

### 3. Ajustes y cargos por armonización tarifaria

- 3.1. Se adecúa la redacción relativa al tratamiento de las diferencias por compras, a fin de considerar tanto los casos en que dichas diferencias resulten negativas como aquellos en que resulten positivas.

### 4. Proceso de fijación de los Precios de Nudo Promedio y de sus informes técnicos

- 4.1. Se modifica el plazo para la formulación de observaciones al ITP de PNP por parte de las empresas eléctricas, estableciéndose un máximo de 10 días hábiles, contados desde la recepción de dicho informe. Asimismo, se adecuan los plazos correspondientes a la emisión del ITD de PNP y del Decreto de PNP, con el fin de mantener la coherencia con la ampliación del referido plazo de observaciones.

- 4.2. Se complementan contenidos mínimos del decreto de PNP que dicte el Ministerio de Energía, tales como diferencias de facturación, Precios de Nudo Zonales, entre otros.

5. Disposiciones Transitorias

- 5.1. Se adecúa proceso de reliquidación por operación del mecanismo de RGT del artículo séptimo transitorio de la Ley N° 21.667, que modifica diversos cuerpos legales, en materia de estabilización tarifaria, de forma análoga a lo indicado en la presente minuta, en el caso de las reliquidaciones por operación de los mecanismos AR y RGL.

Finalmente, se indica que existen temáticas adicionales que se abordarán previo a la tramitación de la propuesta de reglamento, incluyendo modificaciones tendientes a mejorar su comprensión.

En consecuencia, se pone término al proceso de consulta ciudadana del nuevo reglamento de Precios de Nudo, que reemplaza al vigente Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento para la fijación de precios de nudo.