

Consideraciones 330**Electricidad. Marco Jurídico y Negocio Eléctrico. Parte 4.****Tarificación Eléctrica**

Raúl Osorio H.

4. TARIFICACIÓN ELÉCTRICA

- 4.1. [Generalidades](#)
- 4.2. [Precios Nudo](#)
- 4.3. [Valor Agregado de Distribución](#)
- 4.4. [Cargos](#)
- 4.5. [Previsión de Demanda Eléctrica](#)
- 4.6. [Valorización Sistemas Transmisión](#)
- 4.7. [Costo de Falla](#)

4.1. Generalidades

La legislación establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas a las empresas y a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia.



Así para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son considerados sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece que están afectos a regulación de precios.

Alternativamente, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se denomina cliente regulado y al segundo se denomina cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cuál régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años.

1. Precios a nivel de generación-transporte, denominados “Precios de Nudo” y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;
2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

Mientras los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado;
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado; y
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.



El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, dado por la siguiente expresión:

Precio a usuario final = Precio de Nudo + Valor Agregado de Distribución + Cargo Único por uso del Sistema Troncal

ÍNDICE

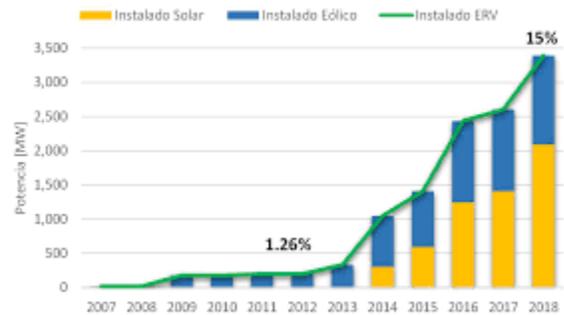
4.2. Precios Nudo

4.2.1. Precio Nudo Corto Plazo

Los precios de nudo se fijan semestralmente. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- Precio básico de la energía: Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio; y
- Precio básico de la potencia de punta: Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.



Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva;

4.2.2. Precio Nudo Promedio

Los Precios de Nudo Promedio (PNP) nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, o Ley Corta II, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados.



Los Precios de Nudo Promedio se aplican a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131° a 135° de la Ley, y se componen por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas.
- Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP) y potencia de punta (PNPCP): son los precios a nivel de generación-transporte fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año en virtud del Artículo 160° de la Ley.

Entre las principales características del Precio de Nudo Promedio, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el Precio de Nudo Promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación.



Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones:



1. Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.
2. Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
3. Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

4.3. Valor Agregado de Distribución

El VAD es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, previo Informe Técnico de la CNE y corresponde básicamente un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, eficiente en la política de inversiones y en su gestión, de modo que el VAD no reconoce necesariamente los costos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras.



ÍNDICE

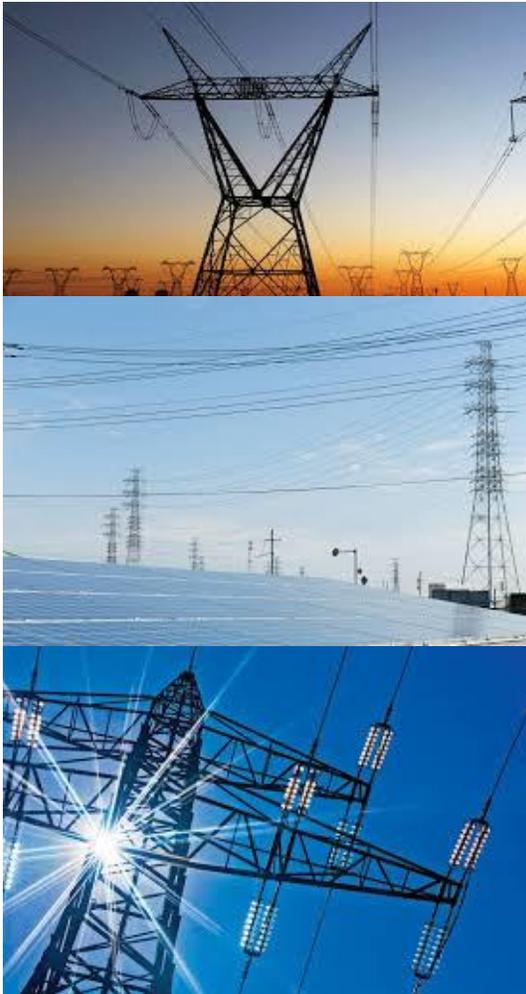
4.4. Cargos

4.4.1. Cargo por Servicio Público

El Cargo por Servicio Público se incorpora a las tarifas a partir de las modificaciones del marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley N° 20.936, y corresponde al financiamiento por parte de los usuarios finales, libres y sujetos a regulación de precios, de los presupuestos del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El Cargo por Servicio Público comienza a aplicar a partir del 1 de septiembre del 2017





4.4.2. Cargos por Transmisión

El artículo 115° de la Ley General de Servicios Eléctricos, regula el pago de la transmisión, establece que los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sujetos a regulación de precios serán remunerados a través del respectivo cargo por uso que será recaudado de los consumidores finales libre y regulados.

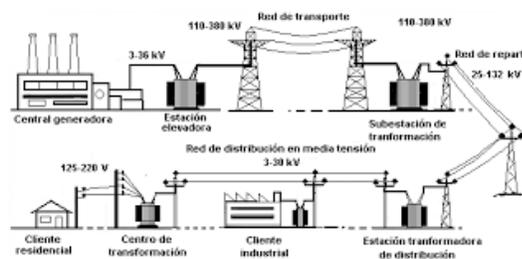
Por su parte, el artículo 72°-7 de la Ley, relativo a servicios complementarios, dispone que las remuneraciones de las inversiones asociadas a nueva infraestructura serán financiadas por los usuarios finales, a través de un cargo de servicios complementarios, el cual deberá ser incorporado al cargo único al que se refiere el artículo 115° de la Ley.

De igual forma, el artículo 99° bis de la Ley, referido a la expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional, señala que las instalaciones asociadas a las interconexiones internacionales serán remuneradas a través de un cargo a clientes finales que deberá ser incluido en el cargo al que hace referencia el artículo 115° de la Ley.

Asimismo, en virtud de lo establecido en el artículo 2° de la Resolución Exenta N° 385, el cargo único para la remuneración de la proporción no utilizada por centrales generadoras existentes en los sistemas de transmisión para polos de desarrollo definido en el artículo 116° de la Ley.

4.4.3. Cargos por Acceso Abierto

De conformidad a lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley, se establece que el Coordinador es el responsable de aprobar la conexión a los sistemas de transmisión en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión que hace referencia el artículo 87°, o en aquellas que la Comisión apruebe en virtud de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° y previa verificación que la solución de conexión propuesta permita cumplir con los criterios de operación óptima y acceso abierto del sistema respectivo. Además, con excepción del sistema dedicado, le corresponderá al Coordinador establecer los pagos que



deberá realizar la empresa que solicita hacer uso de instalaciones de transmisión al propietario de dichas instalaciones, a partir de la aplicación de las tarifas que determine el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, por conceptos de Costos de conexión, estudios y análisis de ingeniería o derechos de usos de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras, conforme a lo que determine el reglamento.



ÍNDICE

4.5. Previsión de Demanda Eléctrica

La Comisión, de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N°2.244, de 1978, debe analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, así como monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético. Para lo anterior, la Comisión debe elaborar una previsión de demanda de energía eléctrica, la cual será utilizada en la determinación del precio de nudo de corto plazo, como también podrá ser utilizada en los demás procesos que desarrolle.



El Informe de Previsión de Demanda considera tanto a clientes regulados como a clientes libres. La previsión de demanda de los clientes regulados se desarrolla en el marco de los procesos de licitación de suministro, la previsión de clientes libres se realiza en el Informe de Previsión de Demanda, de manera que éste comprende la previsión de ambos clientes.



ÍNDICE



4.6. Valorización Sistemas Transmisión

RESOLUCIÓN EXENTA N° 380- Establece plazos, requisitos y condiciones aplicables al proceso de valorización de las instalaciones de los sistemas de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, y de las instalaciones de sistemas de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios.

ÍNDICE

4.7. Costo de Falla

Para determinar la operación óptima de cada sistema eléctrico, la Comisión deberá utilizar en cada proceso tarifario valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro, los que se denominarán costos de falla esperados, en adelante “costo de falla”.

A fin de establecer los niveles de déficit señalados y su valor económico, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, Estudios de Costo de Falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos, los que podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costo que componen dichos niveles de déficit.

Los Estudios de Costo de Falla deberán considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de clientes industriales de diferentes tamaños, actividad económica y ubicación geográfica, entre otros aspectos. Respecto de los clientes comerciales y residenciales, la metodología de análisis podrá emplear herramientas o algoritmos matemáticos que representen de manera consistente y armónica la forma cómo estos consumidores se ven afectados al no contar con suministro eléctrico.



ÍNDICE