



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

20 al 26 de enero del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.04/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,094.21 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.00 \$/MWh** y **130.09 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **06VKM-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,131.33 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **6,348.92 \$/MWh** y **147.73 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Matamoros**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **34,522.71 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **24,351.58 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.00%** proviene de Centrales Térmicas, **18.46%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **6.89%** proviene de Centrales No Despachables, **3.67%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.98%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **62.44%**, oferta Hidroeléctrica **19.54%**, Oferta CIL **11.74%**, Oferta No Despachable **4.38%** y Oferta Renovable **1.90%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **50,173 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,827.78 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **1,028.84 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **0-8 ENL PMY-RAP**, **0-9 ENL MES-QPM** y **4-8 LMD-GSV**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **297.29 \$/MWh**, **388.94 \$/MWh**, **605.80 \$/MWh** y **539.57 \$/MWh**, respectivamente.
- Los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos, así como el monto de la reserva asignada, fueron:

- **Zona SIN.**

Precios (Max – Min) \$/MW	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
8,124.28 – 40.37	394.00 – 263.00	Regulación
76.83 – 6.62	1,082.00 – 488.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
20 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 929 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga excesiva de vapor en válvula de sangrado de domo, y otra unidad para reemplazo de turbina por presentar fisuras, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión de escape de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
21 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 724 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos en el generador de vapor, y otra unidad para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas en la válvula de entrada del calentador de alta presión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por fuga crítica en recuperador de calor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
22 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 733 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en servomotor de bomba de agua de alimentación, y otra unidad por falla en cromatógrafo de gases, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en bomba de agua de alimentación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
23 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,560 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el cromatógrafo de gases, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en solenoide del suministro de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por disparo de bomba de circuito cerrado. Salida de emergencia de un parque eólico para revisión por disparo. Salida de dos unidades térmicas para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

24 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 647 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por baja presión en la descarga del compresor, y otra unidad por daño en transformador de corriente, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión en cabezal de aceite de lubricación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de ocho unidades térmicas, una unidad por apertura errónea de la válvula de vacío, una unidad por falla en controlador de la turbina, una unidad por fuga en recuperador de calor en la caldera, y cinco unidades por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
25 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 157 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión en la entrada del compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.
26 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 211 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de venteo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en gato de frenado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

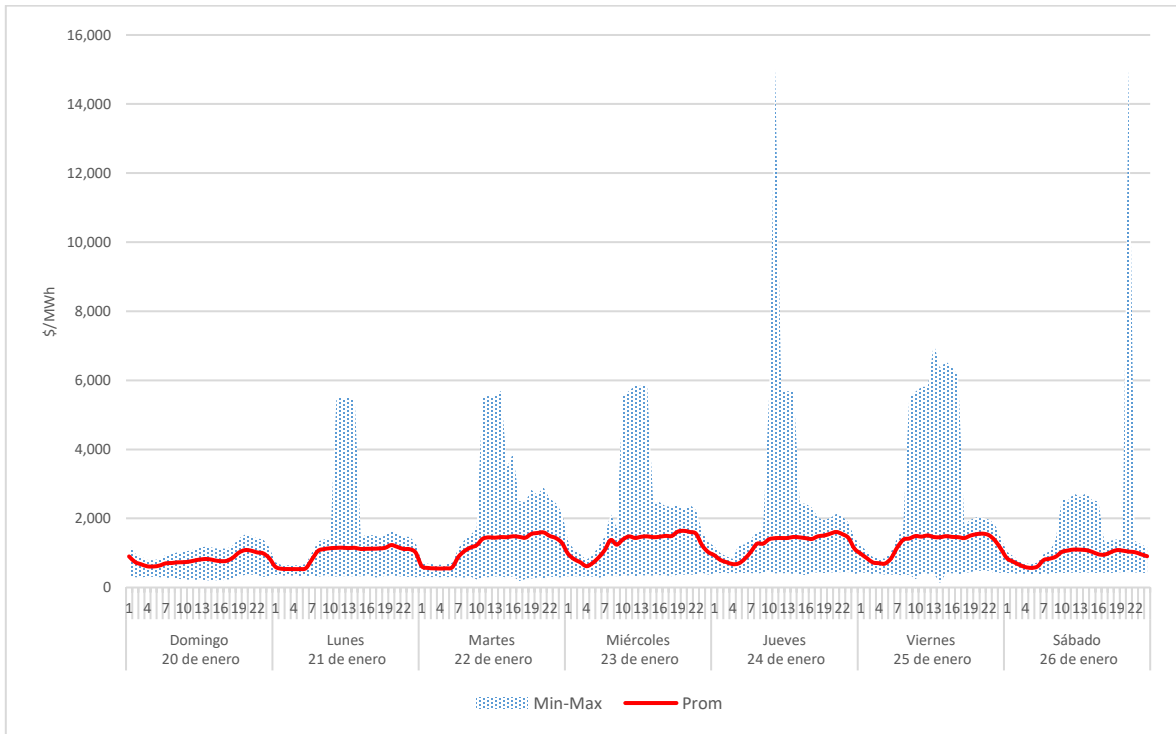


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

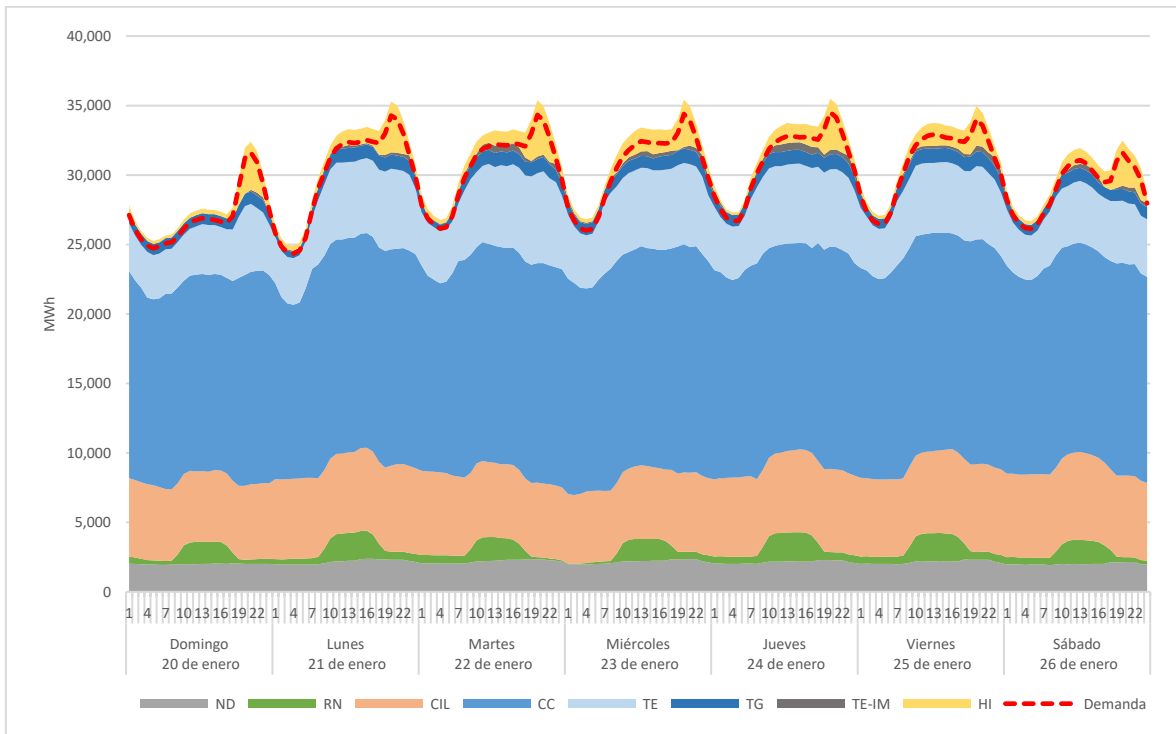


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

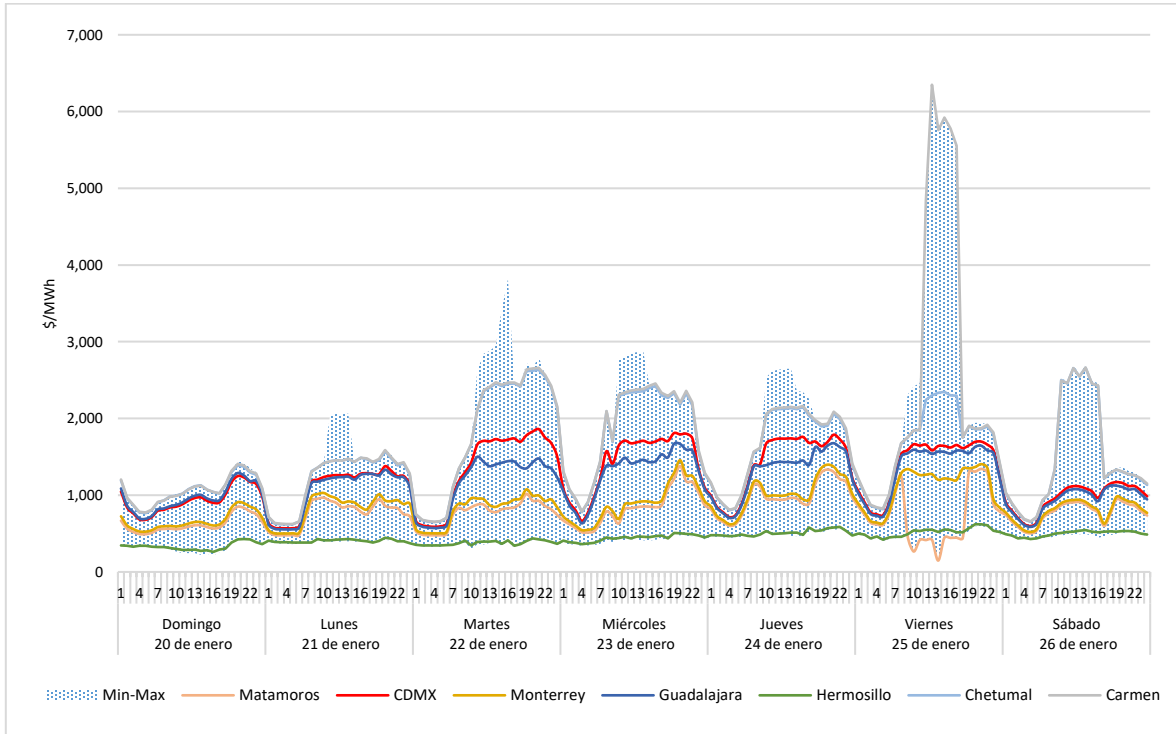


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

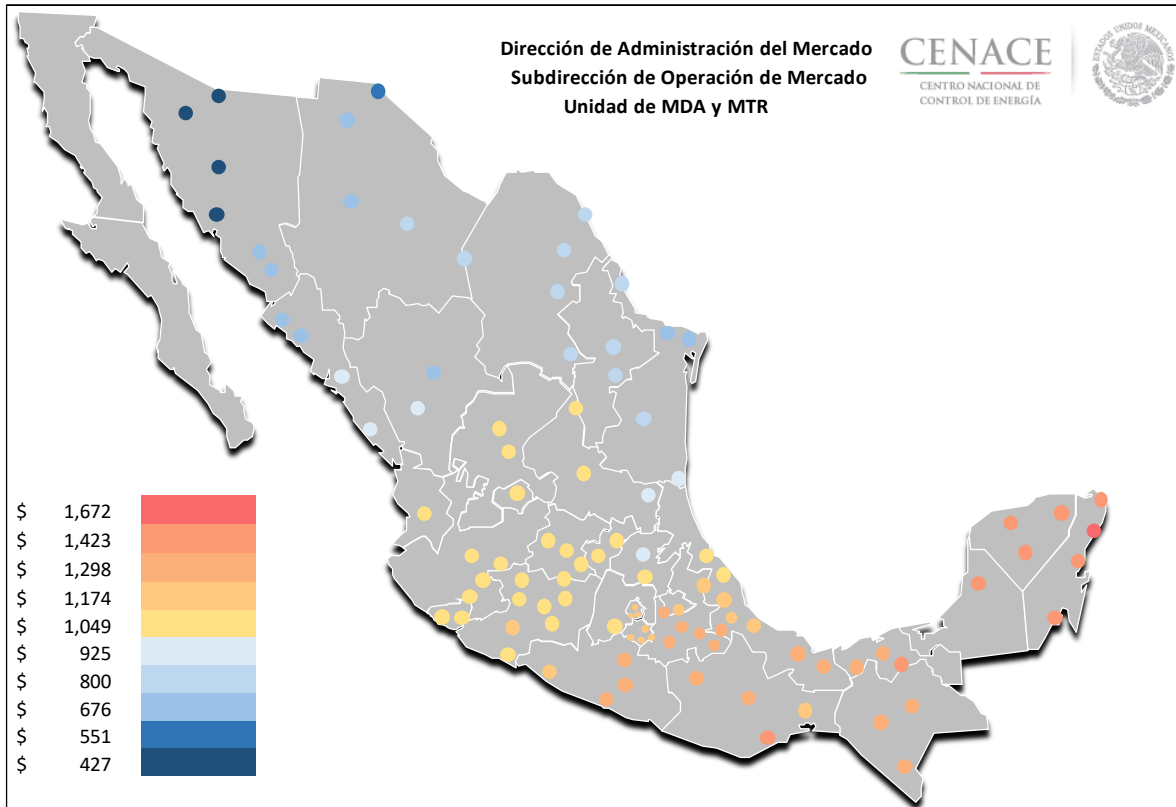


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

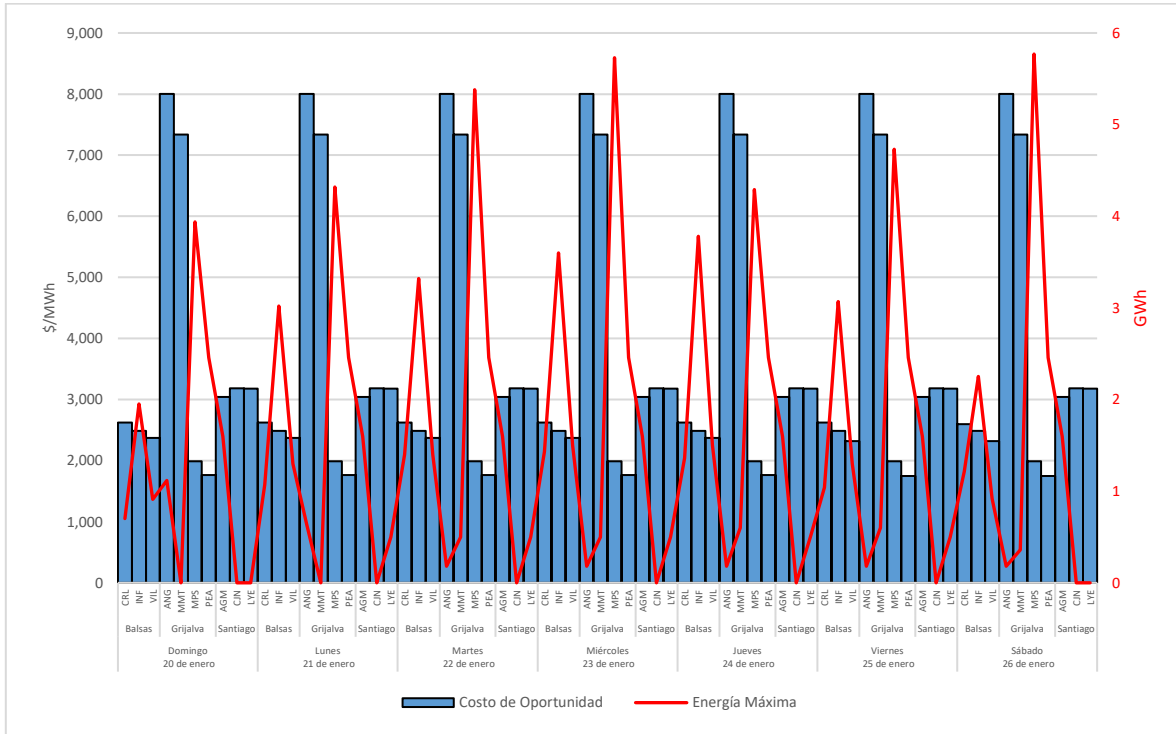


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

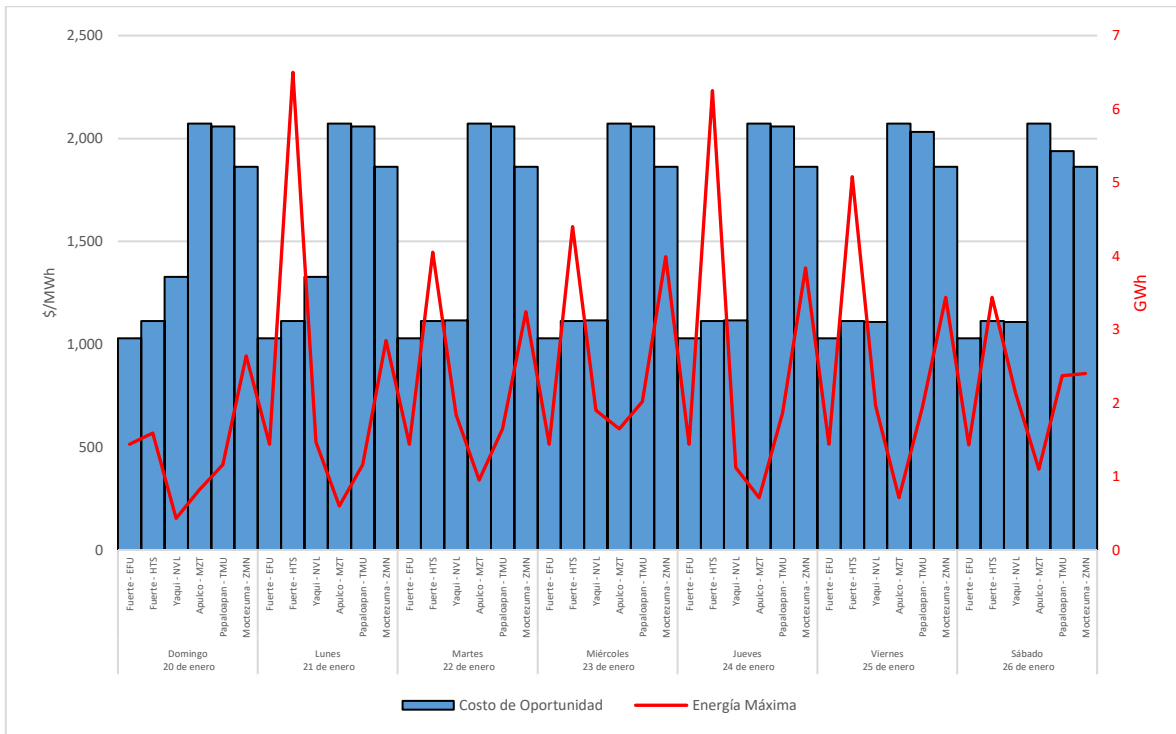


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

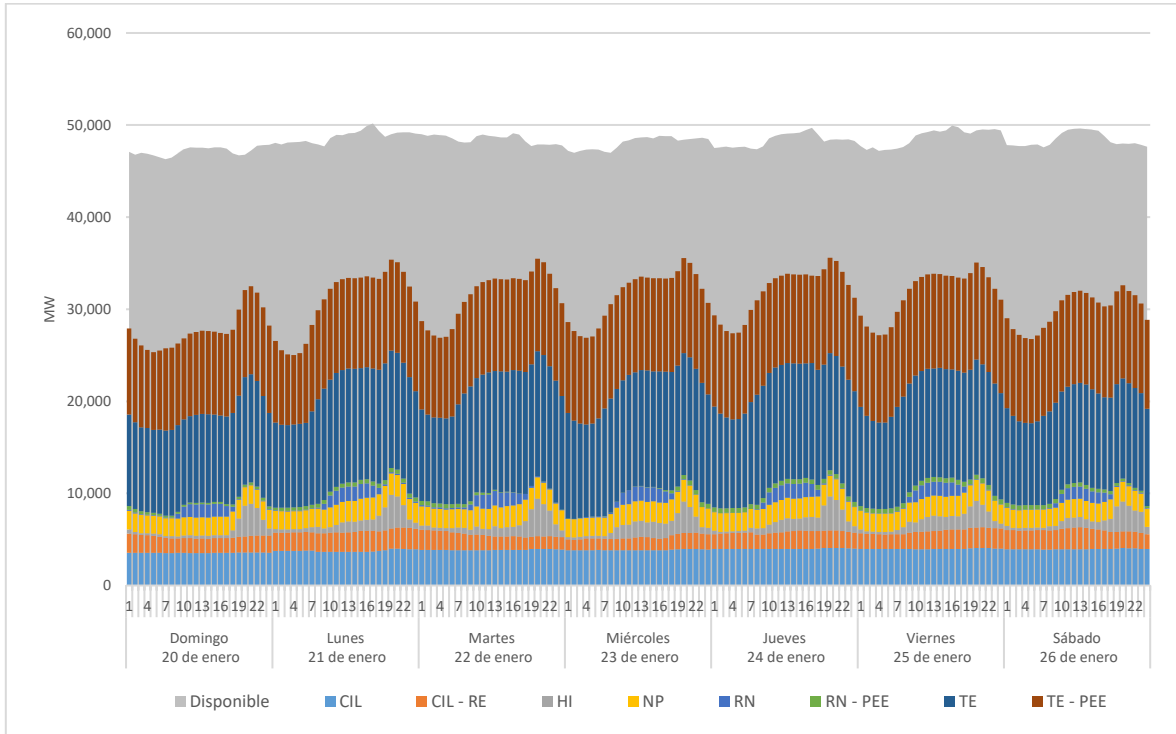


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

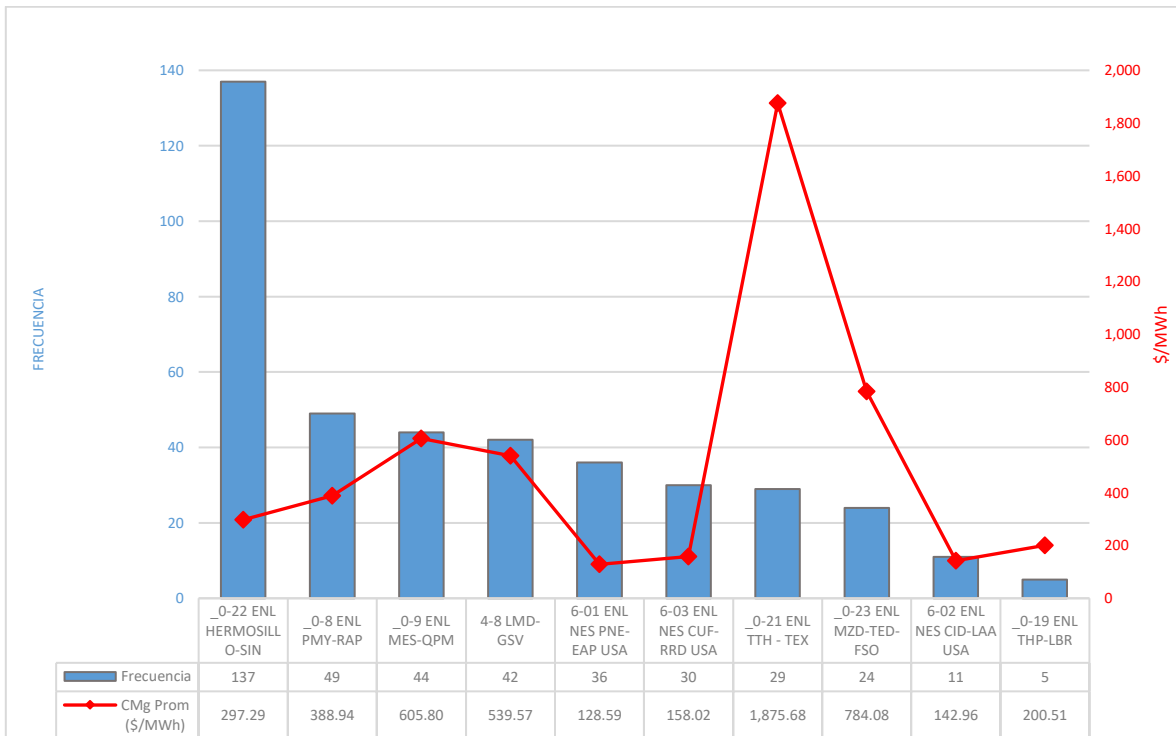


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

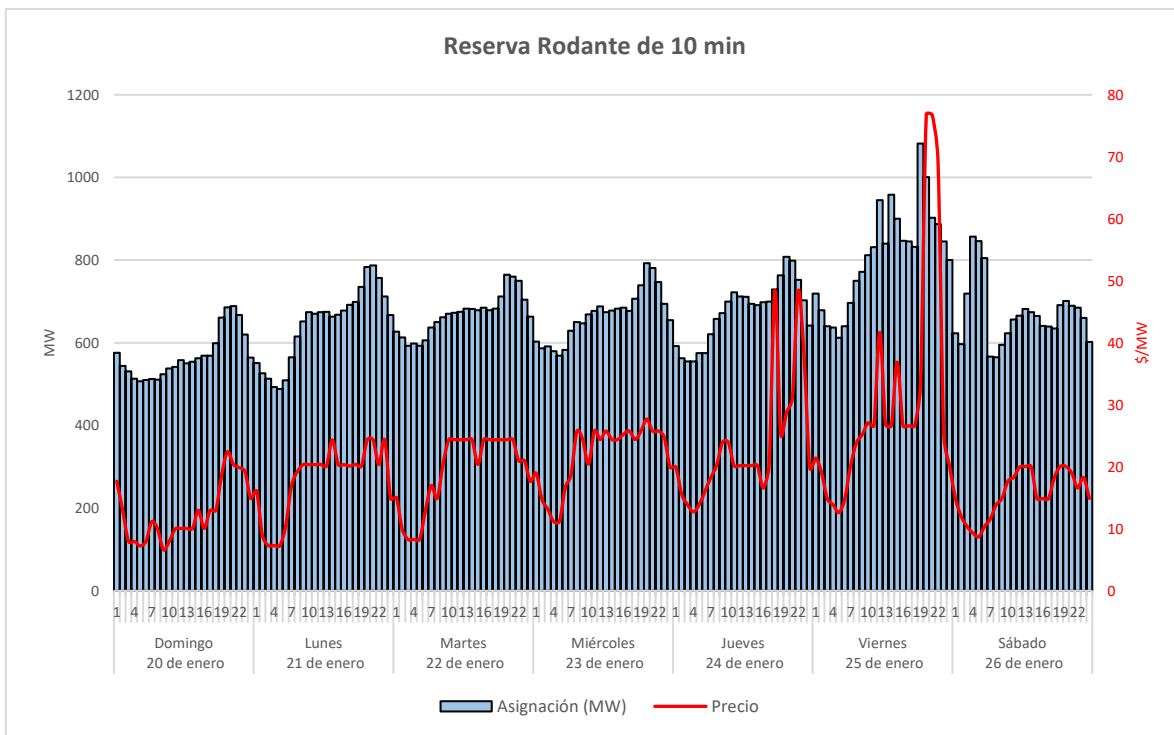
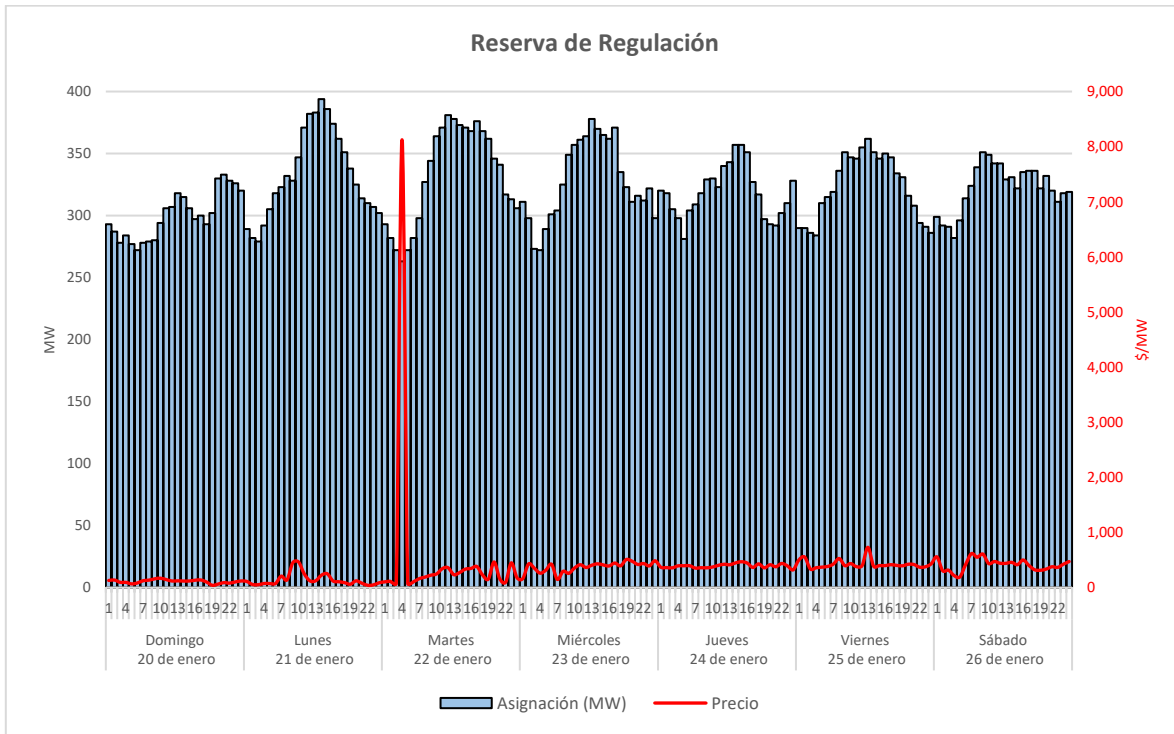


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

