



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

27 de enero al 02 de febrero del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.05/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,216.59 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.00 \$/MWh** y **218.27 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **05CHU-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,248.42 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **3,479.80 \$/MWh** y **232.88 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Chihuahua**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **34,625.10 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **23,530.89 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.60%** proviene de Centrales Térmicas, **17.74%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **6.93%** proviene de Centrales No Despachables, **3.90%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.83%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **62.74%**, oferta Hidroeléctrica **19.49%**, Oferta CIL **11.47%**, Oferta No Despachable **4.48%** y Oferta Renovable **1.82%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **49,766 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,791.50 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **866.66 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **Novillo**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **6-03 ENL NES CUF-RRD USA** y **4-8 LMD-GSV**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **299.83 \$/MWh**, **340.02 \$/MWh**, **338.23 \$/MWh** y **551.99 \$/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
1,169.37 – 167.73	417.00 – 277.00	Regulación
179.15 – 6.97	1,025.63 – 513.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
27 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 736 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por falla en el compresor, y otra unidad por baja presión de aceite en el compresor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por vibración en chumacera del generador eléctrico, y otra unidad por desabasto de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de una unidad hidráulica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> </ol>
28 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 55 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica para revisión por tener en atraso una aguja, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> </ol>
29 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 386 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fallo en anillo externo de la cámara de combustión, una unidad por pérdida de potencial en la protección de vibraciones en ventiladores de las torres de enfriamiento, y otra unidad por alta presión diferencial en casa de filtros, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por alto vacío en el condensador, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
30 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 86 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el sensor de vibraciones, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
31 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 984 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por problemas en cámara de combustión, y otra unidad por fuga de aceite en compresor de hidrógeno, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de vapor en caldera del recalentador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por operar en falso el sistema contra incendio, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
01 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,550 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible. Salida de tres unidades térmicas y una unidad hidráulica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> </ol>

	<ol style="list-style-type: none"><li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por suciedad en la protección de potencia inversa, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.</li><li>4. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por vibraciones en chumaceras, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>
02 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,939 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por humedad en líneas de transmisión de presión del compresor, y otra unidad por tubos rotos en el generador de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li><li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubo roto en generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li><li>3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en señalización de temperatura, y dos unidades para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</li><li>4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en transmisor de agua de alimentación, una unidad por falla en el sistema de excitación, y otra unidad por alta fluctuación de presión en cámara de combustión. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

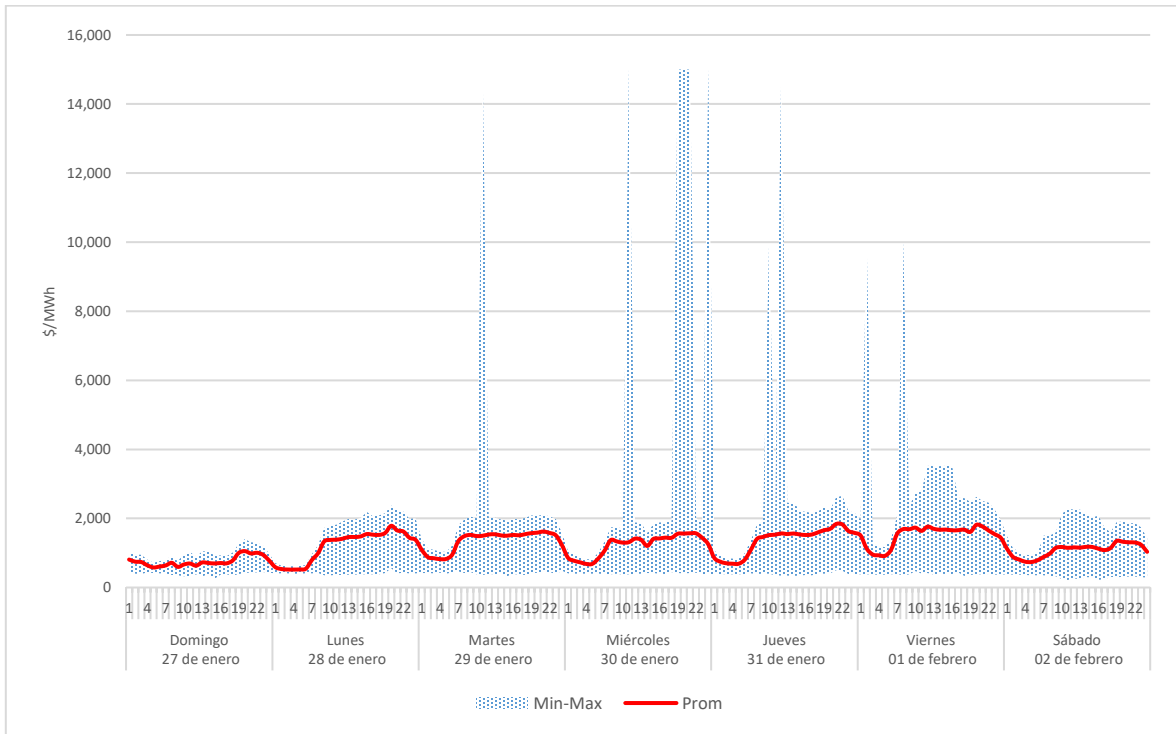


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

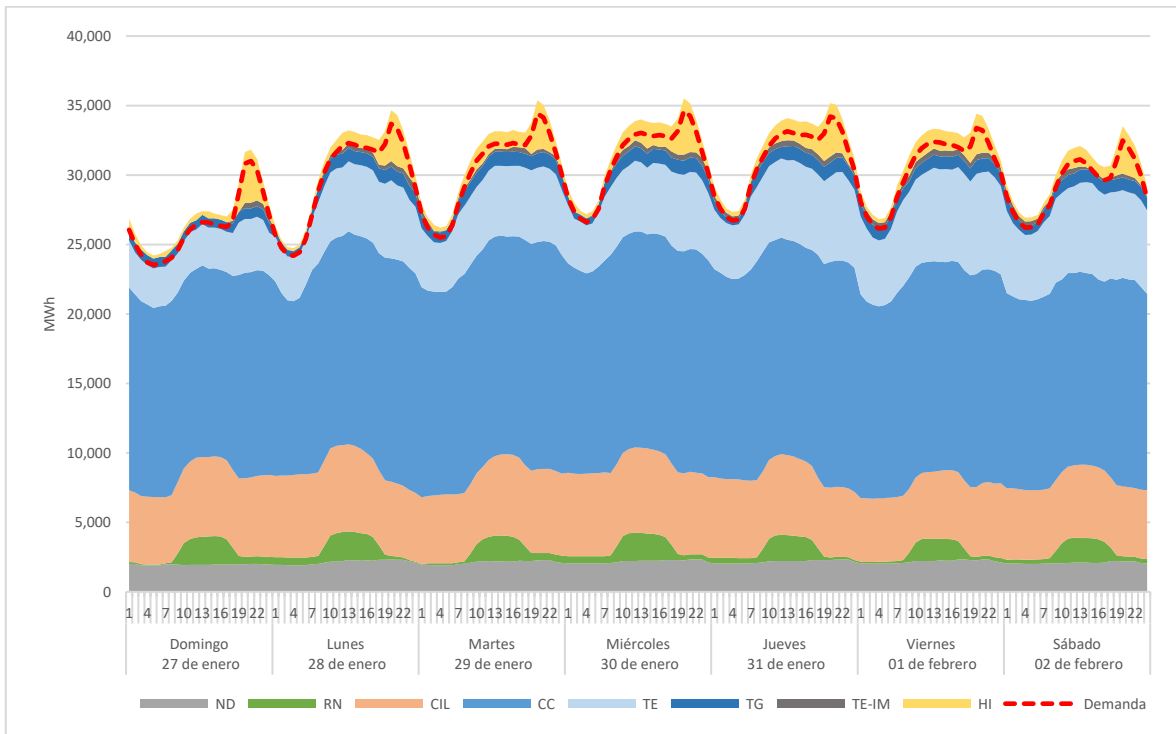


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

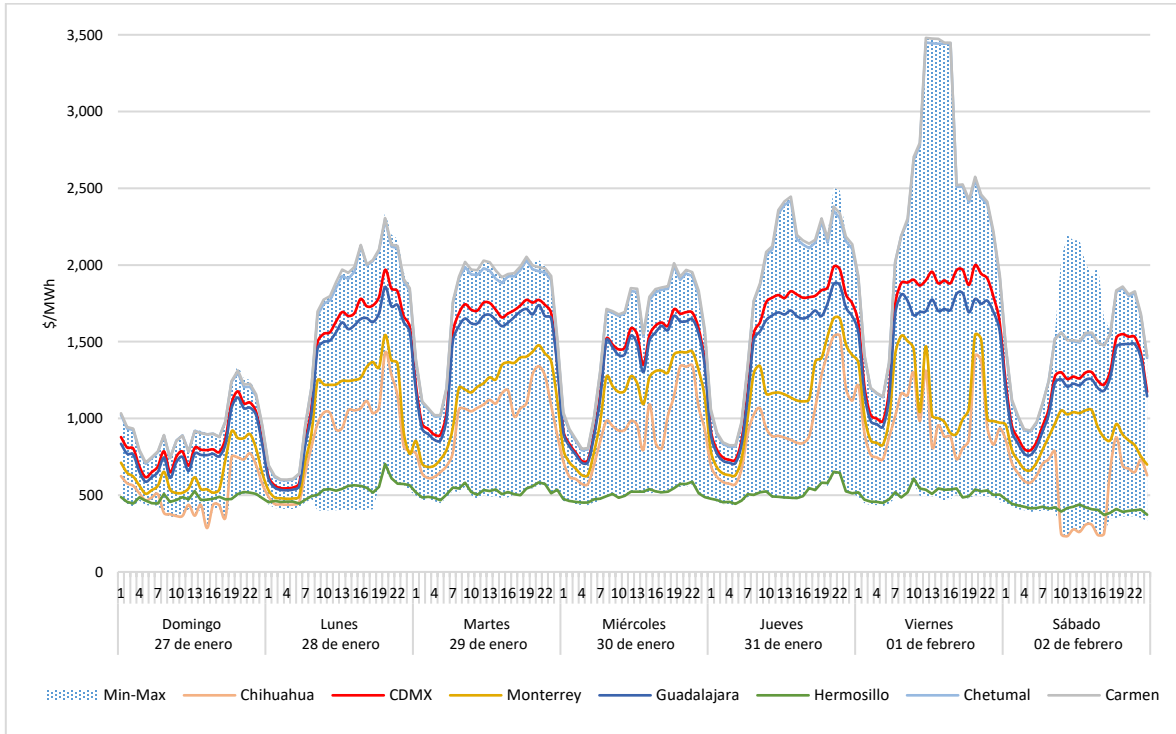


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

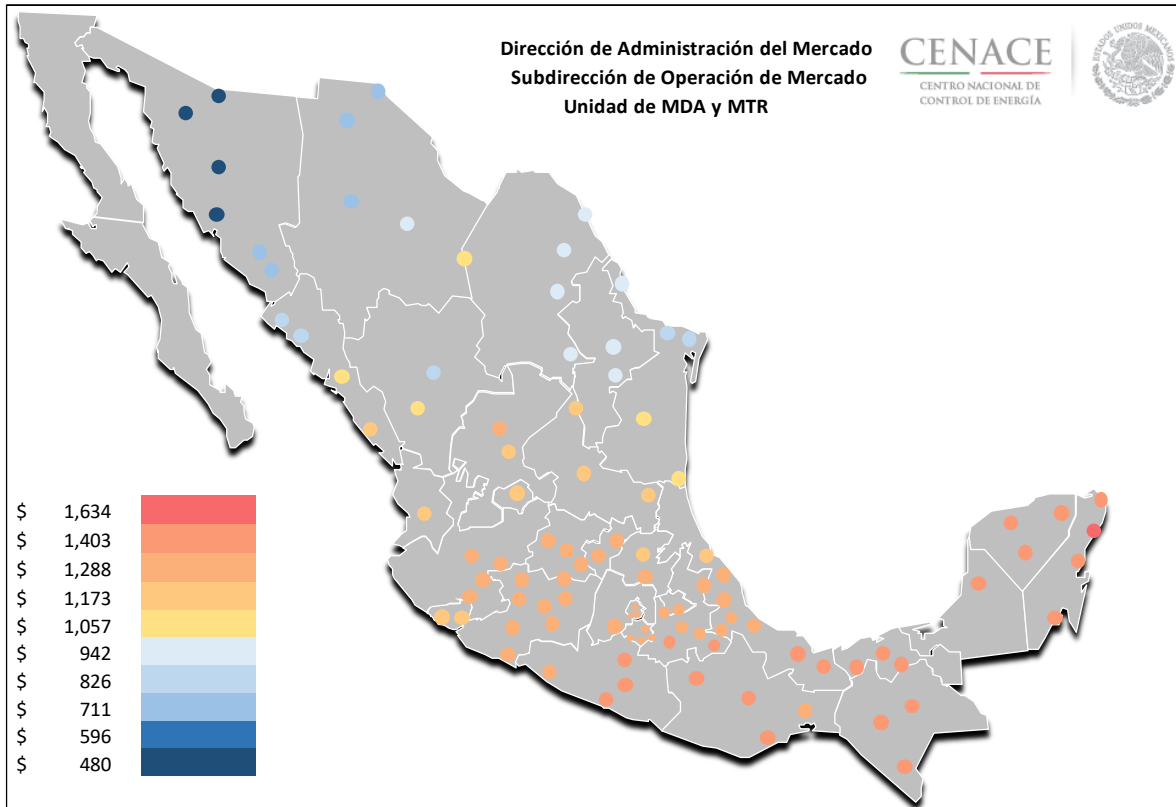


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

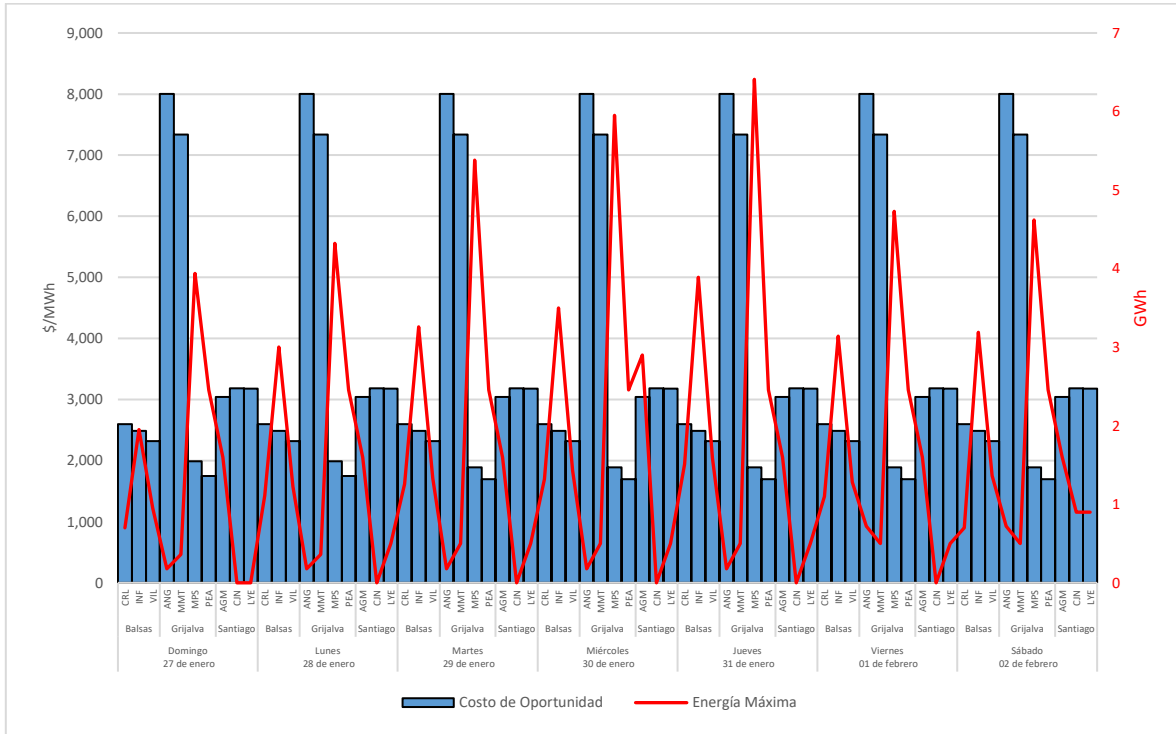


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

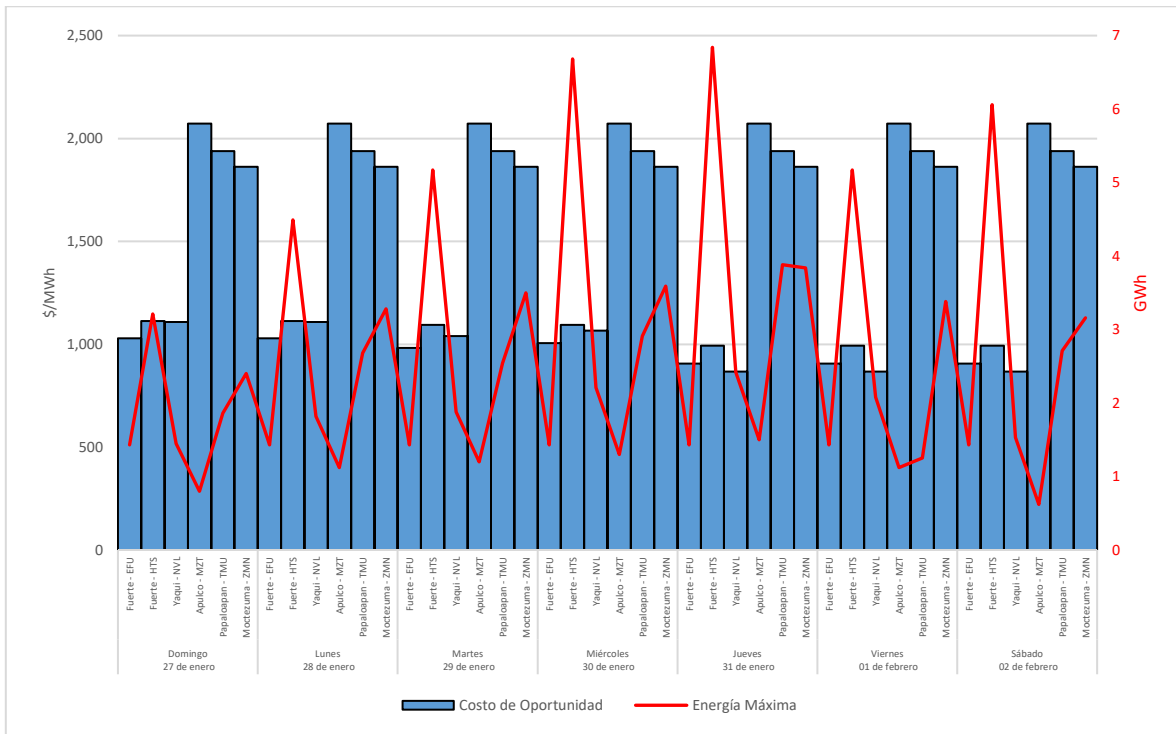


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

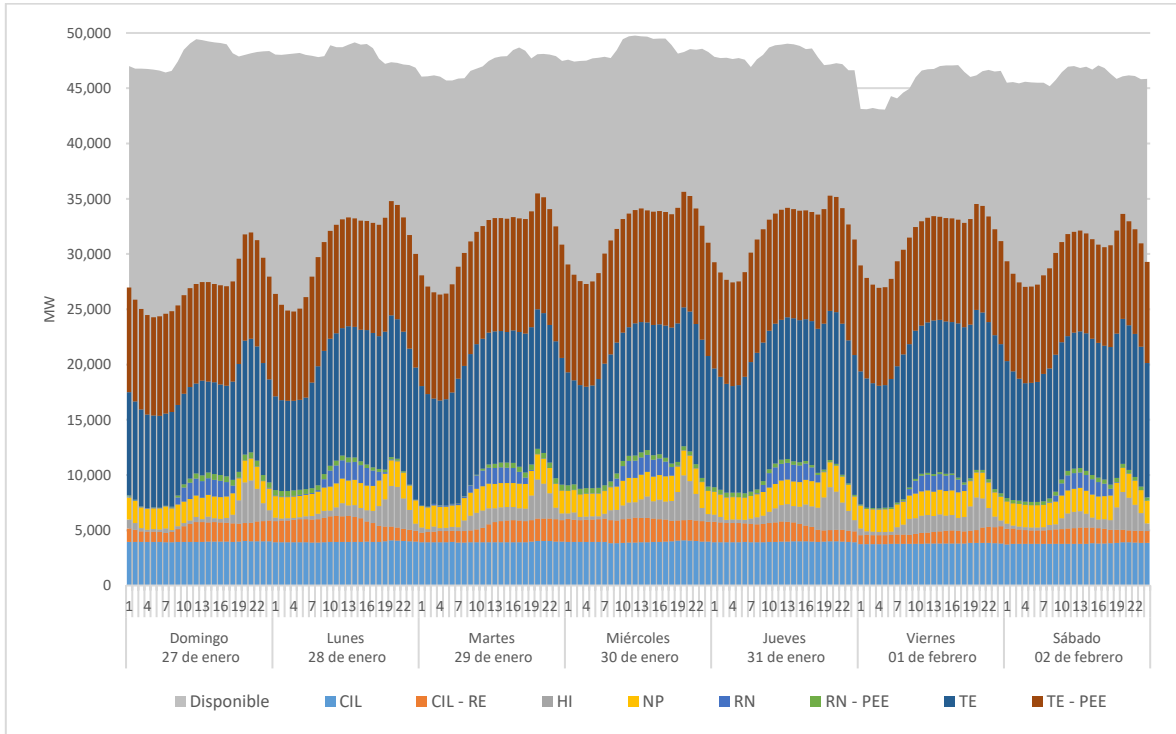


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

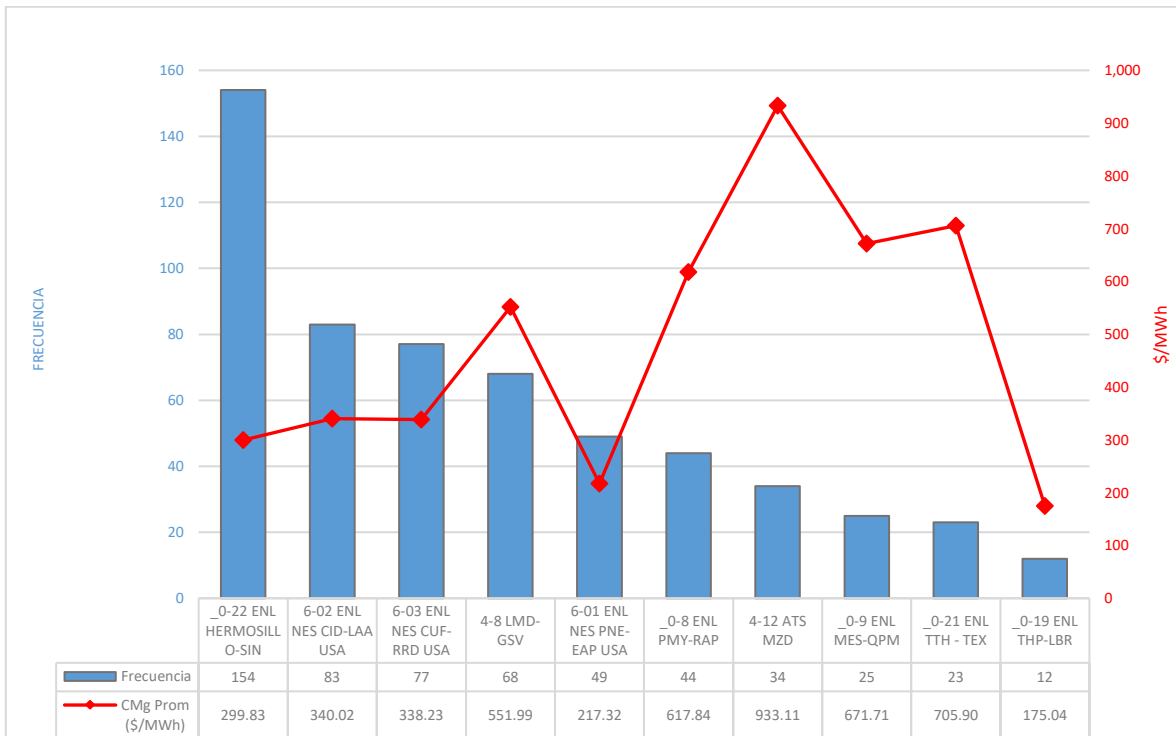




Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

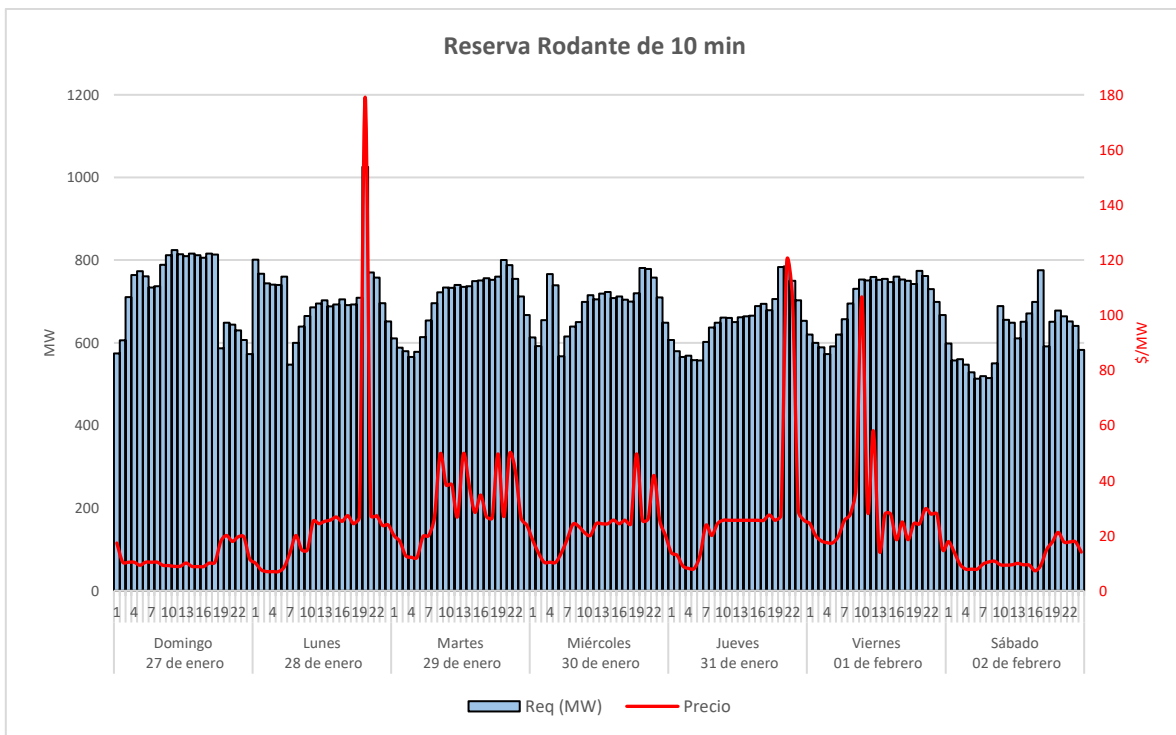
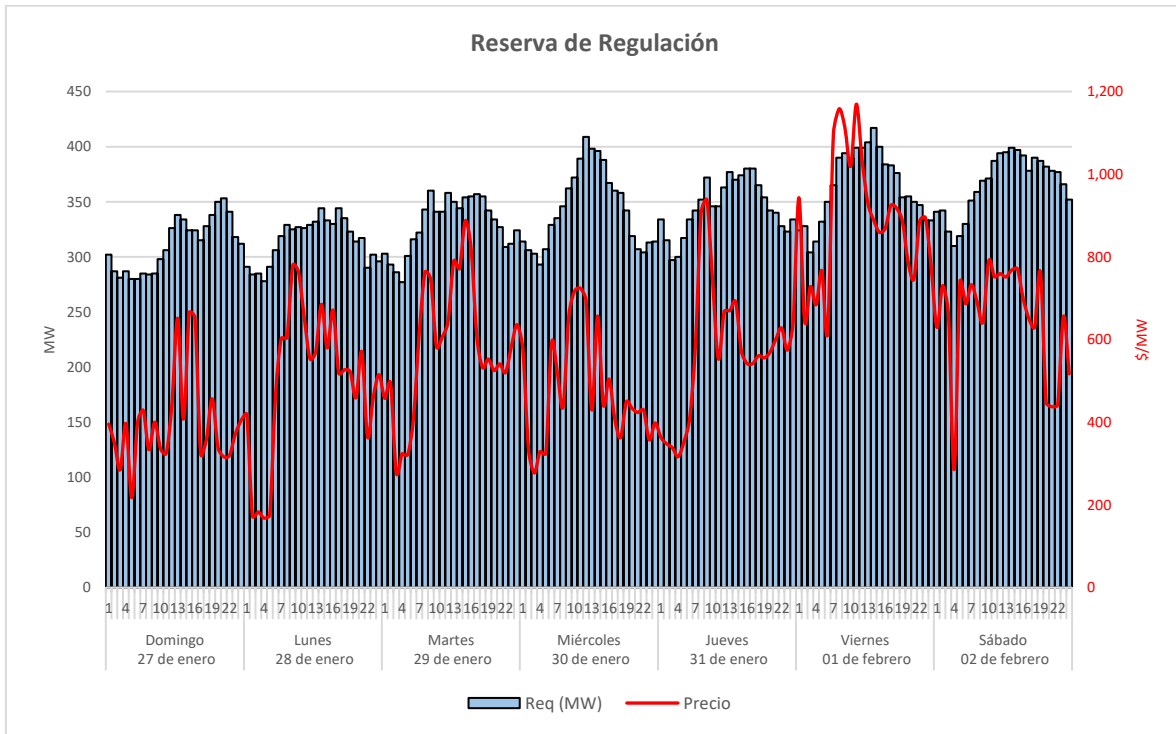


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

