



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

13 al 19 de enero del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.03/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,278.61 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **5,519.30 \$/MWh** y **100.93 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08COZ-34.5** y **04NVL-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,318.28 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **3,605.14 \$/MWh** y **240.69 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Veracruz** y **Mazatlán**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **35,083.34 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **24,432.42 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **66.48%** proviene de Centrales Térmicas, **18.97%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **8.51%** proviene de Centrales No Despachables, **3.35%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.69%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.93%**, oferta Hidroeléctrica **18.98%**, Oferta CIL **12.00%**, Oferta No Despachable **5.39%** y Oferta Renovable **1.70%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **50,687 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,875.39 \$/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: **0-23 ENL MZD-TED-FSO**, **0-9 ENL MES-QPM**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA** y **0-8 ENL PMY-RAP**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,409.97 \$/MWh**, **1,831.74 \$/MWh**, **65.13 \$/MWh** y **150.98 \$/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
506.60 – 20.26	414.00 – 264.00	Regulación
124.11 – 6.37	831.00 – 483.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
13 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 900 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falso contacto en cable de alimentación de válvula de suministro de combustible, y otra unidad para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para inspección y mantenimiento a partes calientes, y otra unidad para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo vacío en condensador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas en el control de nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
14 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,315 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por cableado flojo en compresor, y otra unidad por falla en vapor de atomización, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de dos unidades, una unidad térmica de emergencia por restricción de combustible, y una unidad hidráulica para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por diferencia de presión en filtros de combustible, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por problemas en sistema de excitación, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por problema en válvula motorizada de descarga de bomba de agua de alimentación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
15 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 417 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por bajo nivel de aceite en tanque de regulación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla de comunicación en las señales de alta presión de la turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
16 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,229 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de combustible, una unidad por tubos rotos en el generador de vapor, una unidad por alta presión diferencial en cámara de pleno, y otra unidad por bajo vacío del condensador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aceite del sistema de lubricación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por fuga de vapor en un recuperador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>

17 de enero	Indisponibilidad por un total de 656 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en sensores de temperatura de gases de escape, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li><li>2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por falla en medidor de potencia activa, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>
18 de enero	Indisponibilidad por un total de 885 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en filtro del sistema de regulación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li><li>2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li></ol>
19 de enero	Indisponibilidad por un total de 1,569 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"><li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aceite en cilindro del servomecanismo en ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li><li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en bomba de agua de alimentación a evaporadores, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li><li>3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.</li><li>4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta presión diferencial en filtros de combustible, y otra unidad por fuga en juntas de expansión. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li></ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

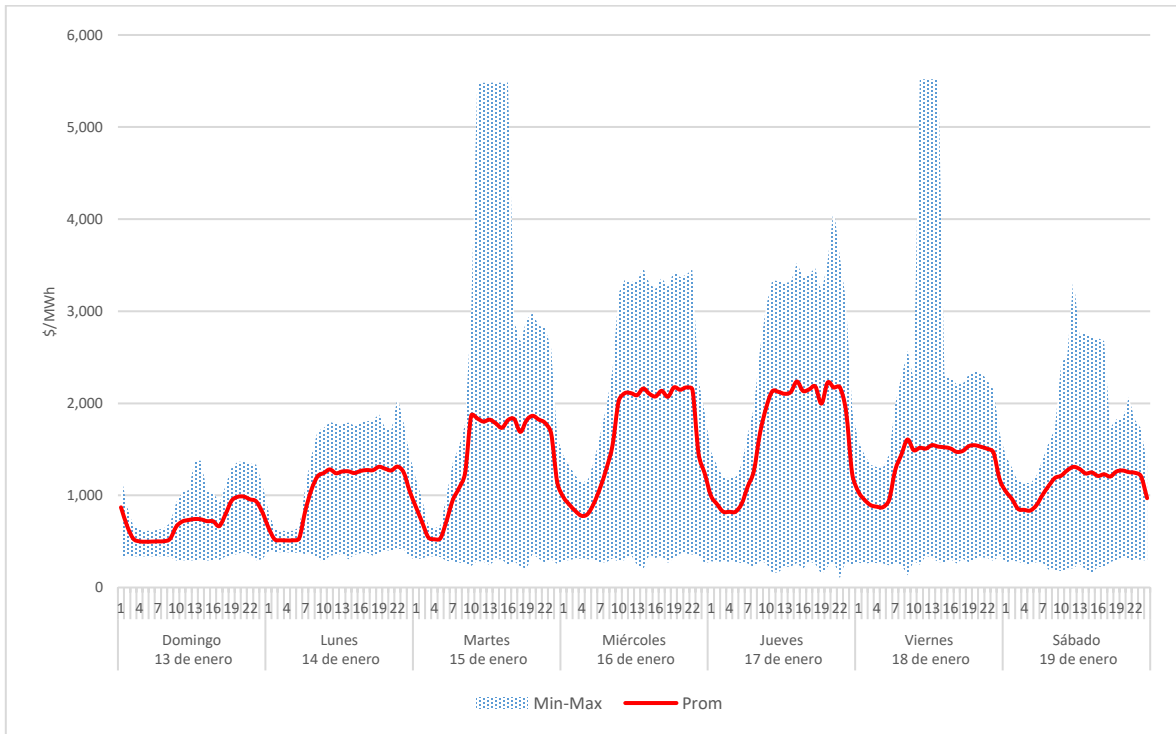


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

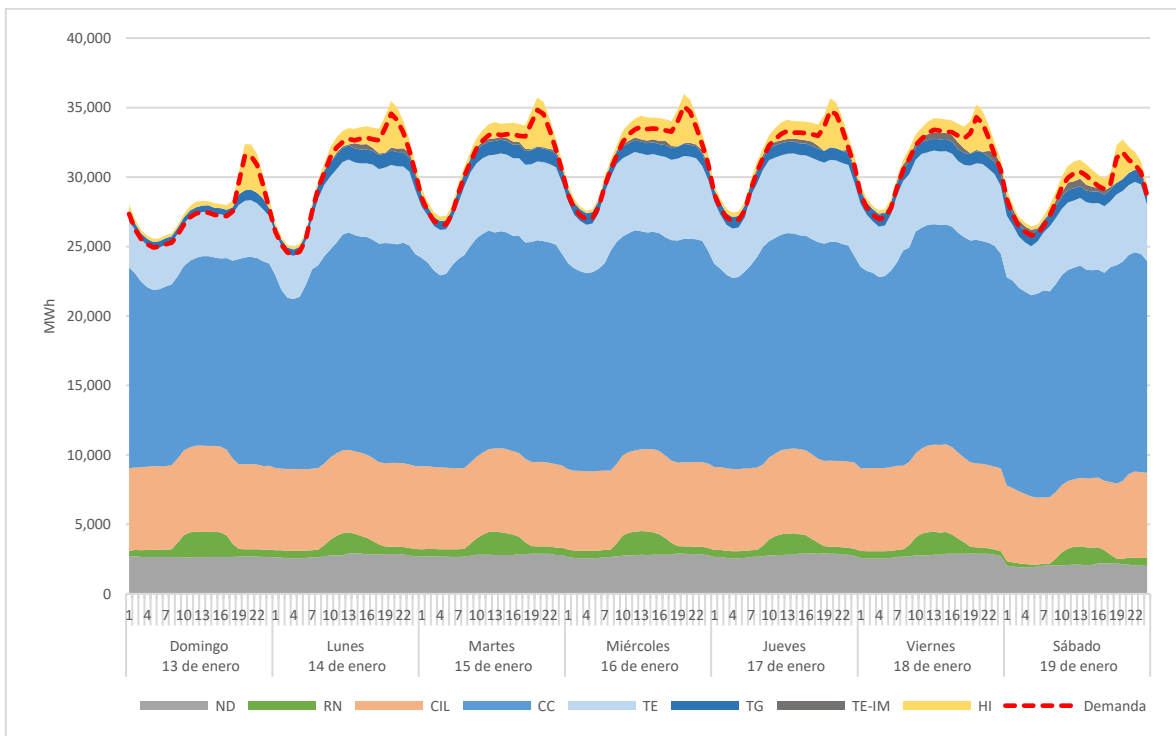


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

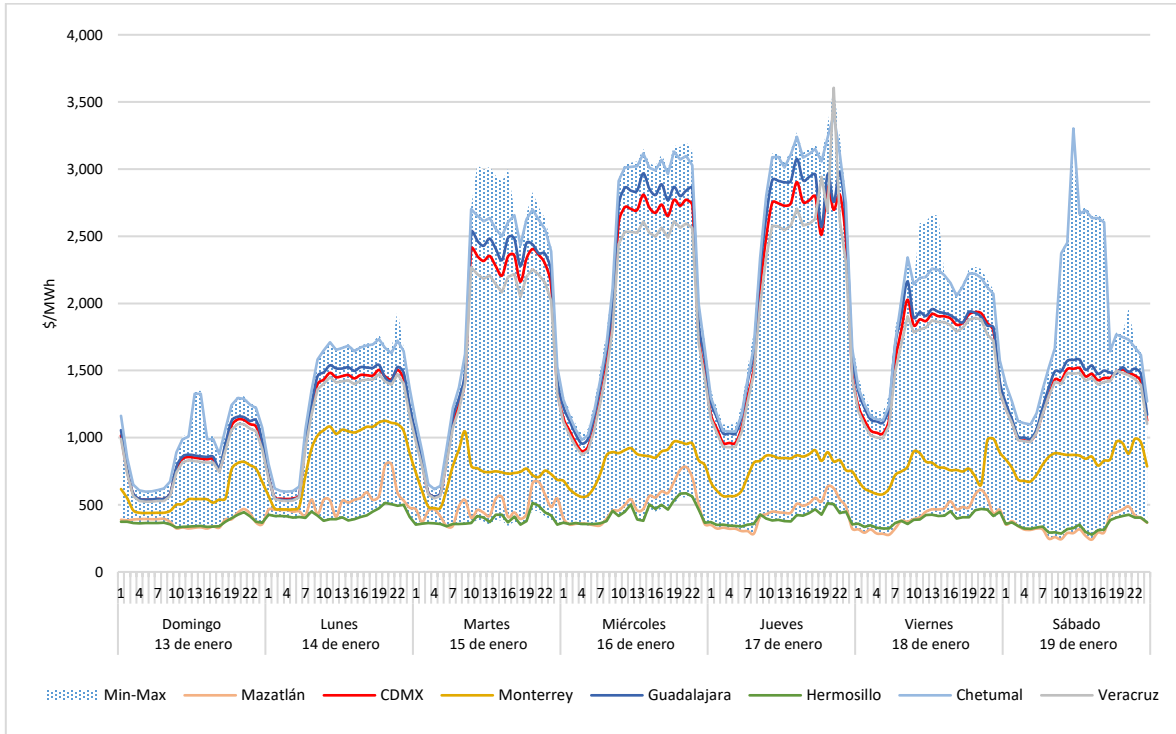


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

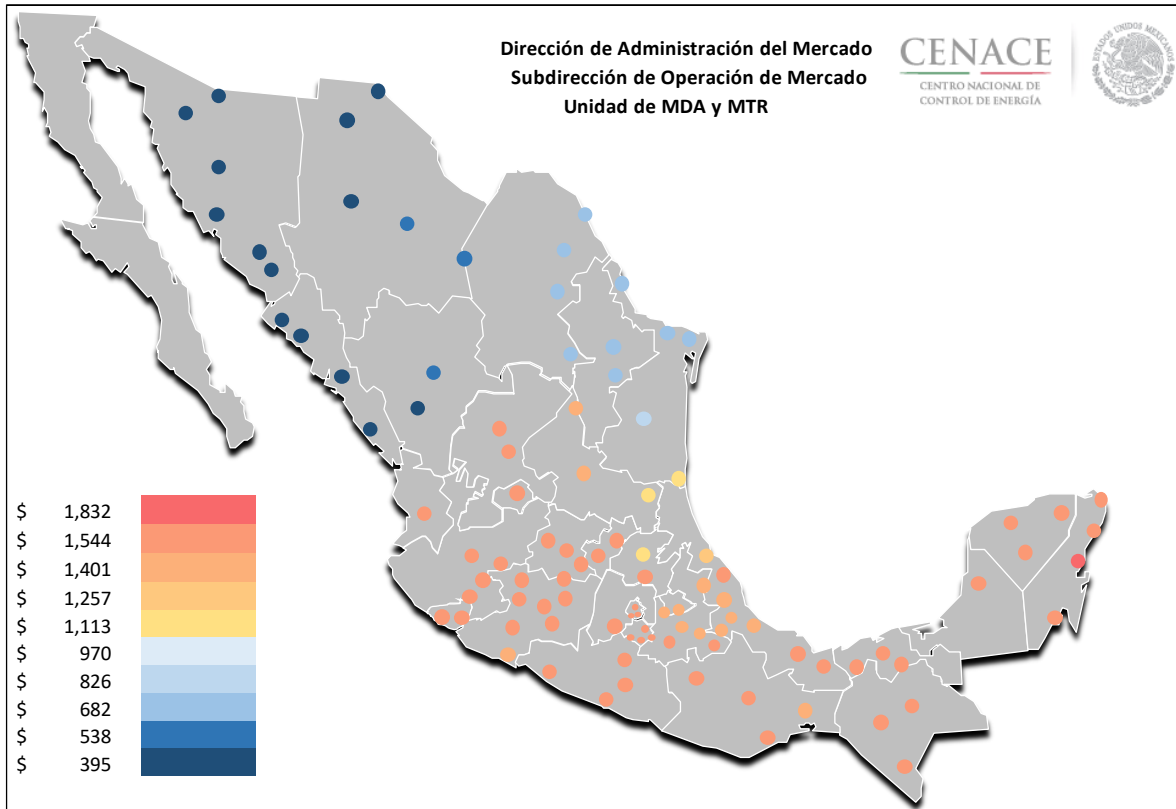


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

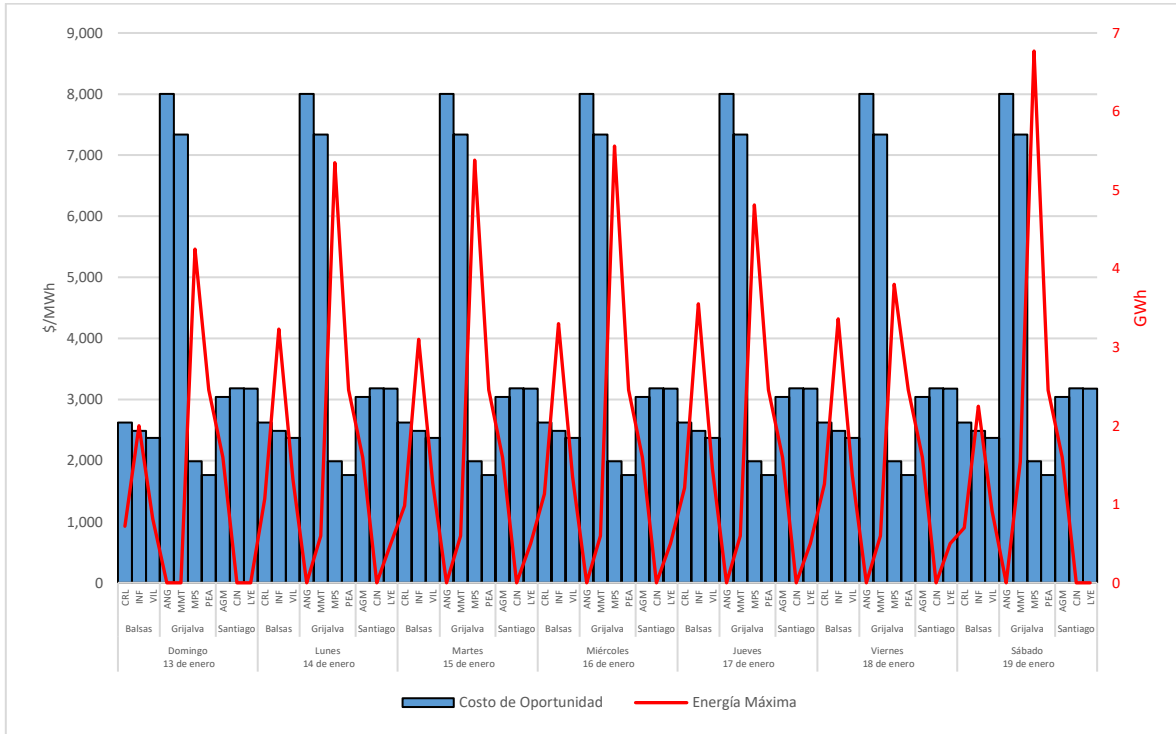


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

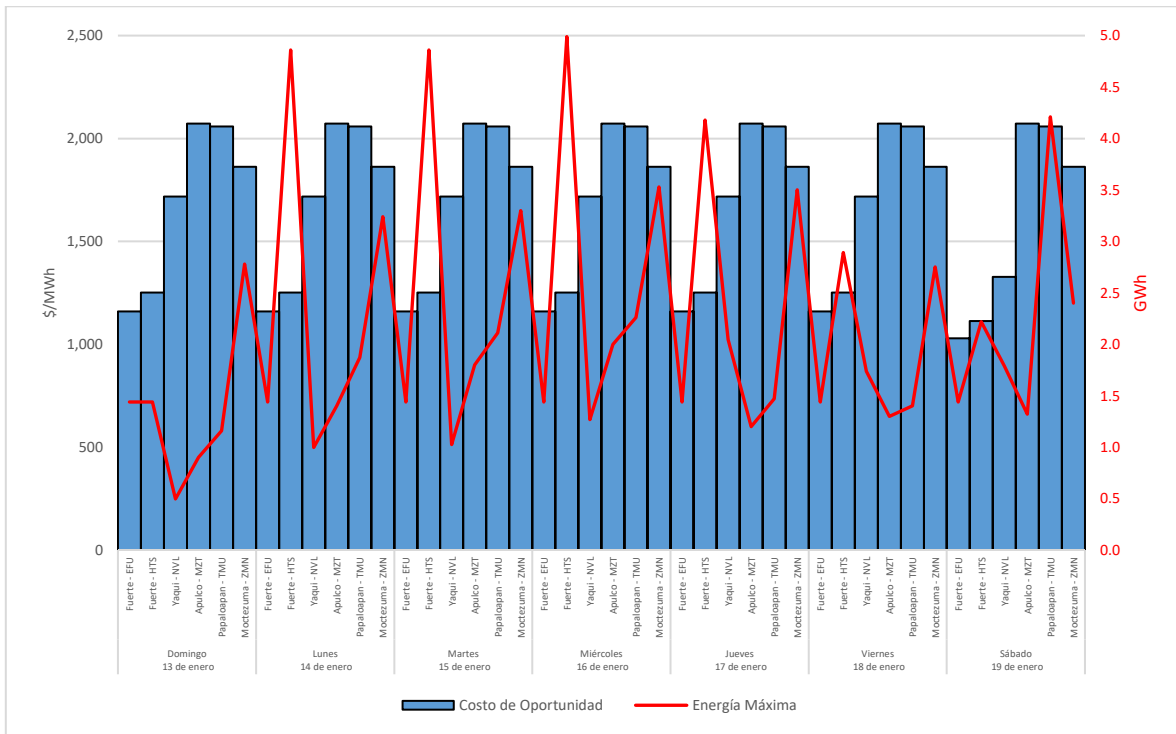


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

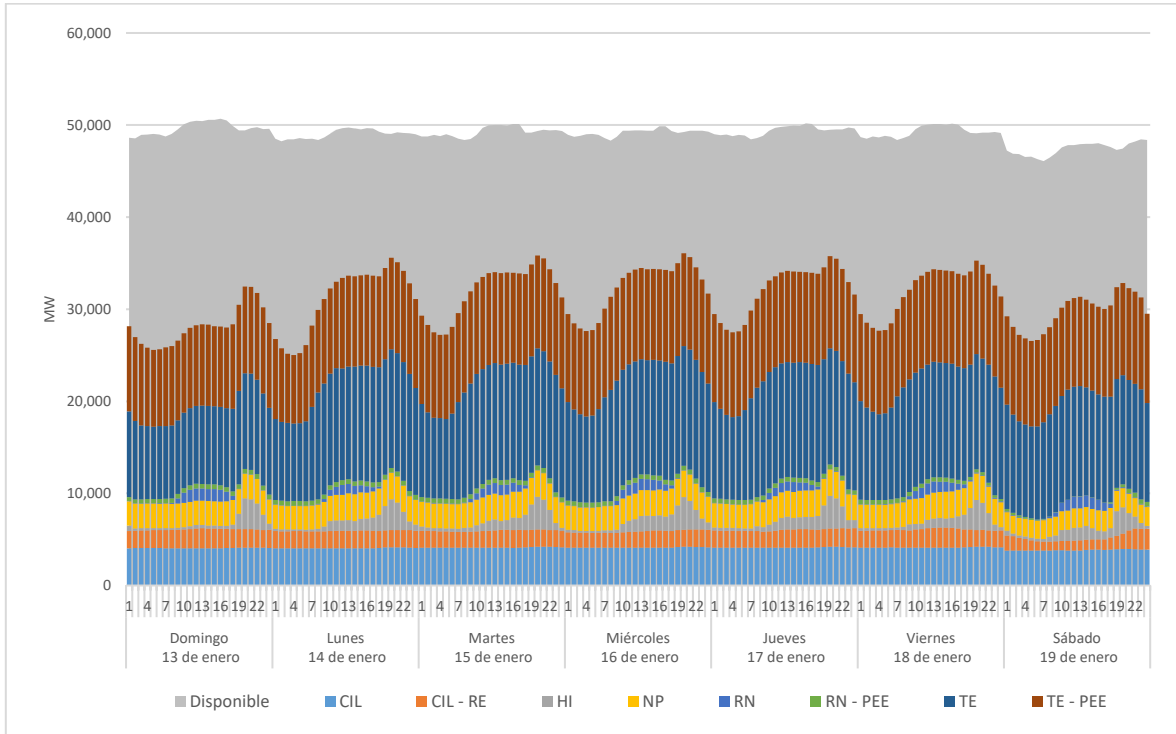


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

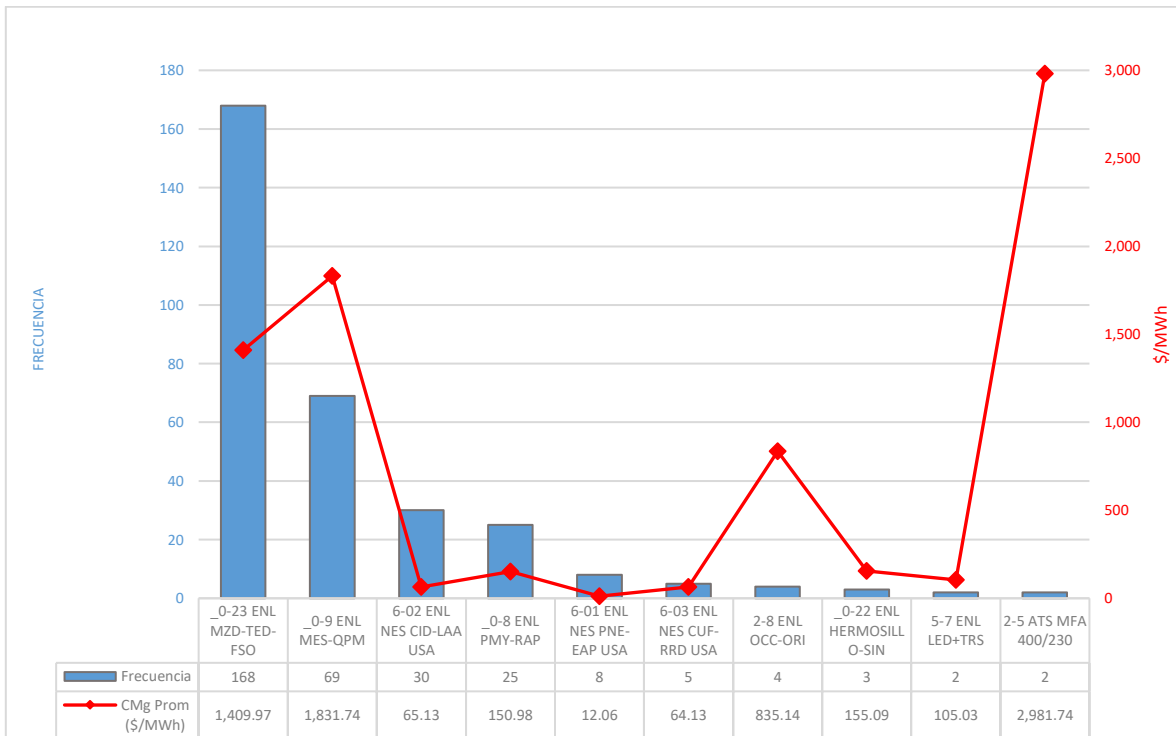




Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

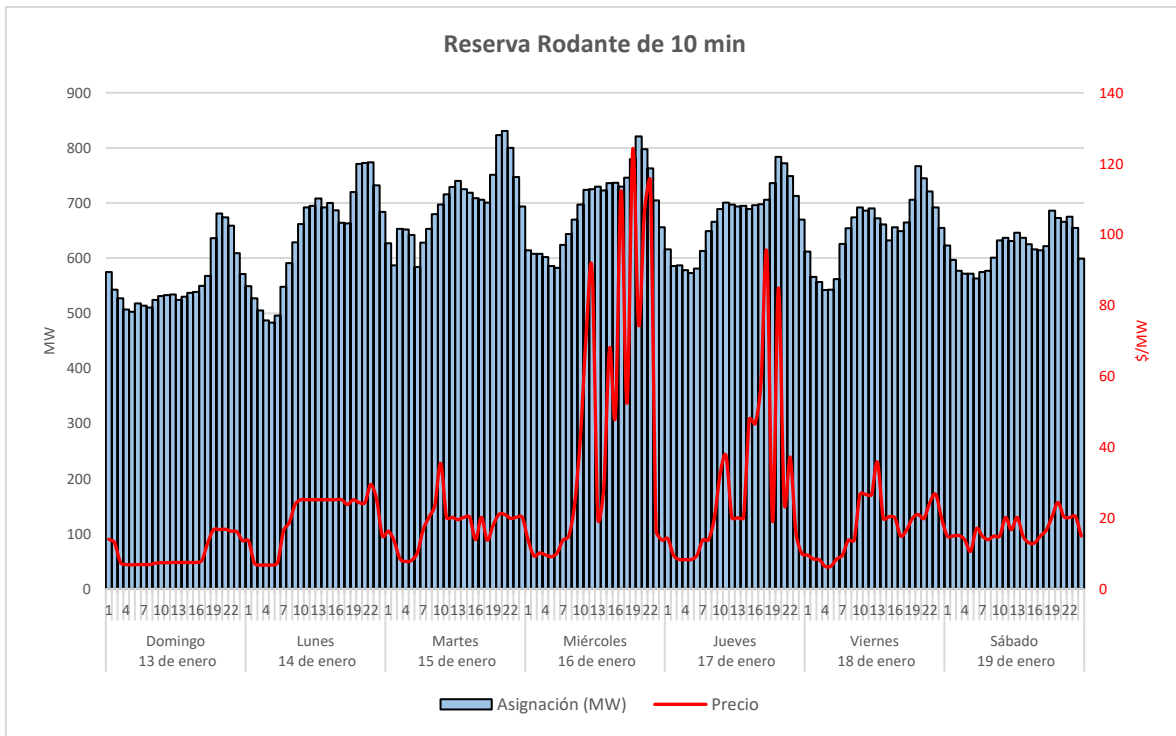
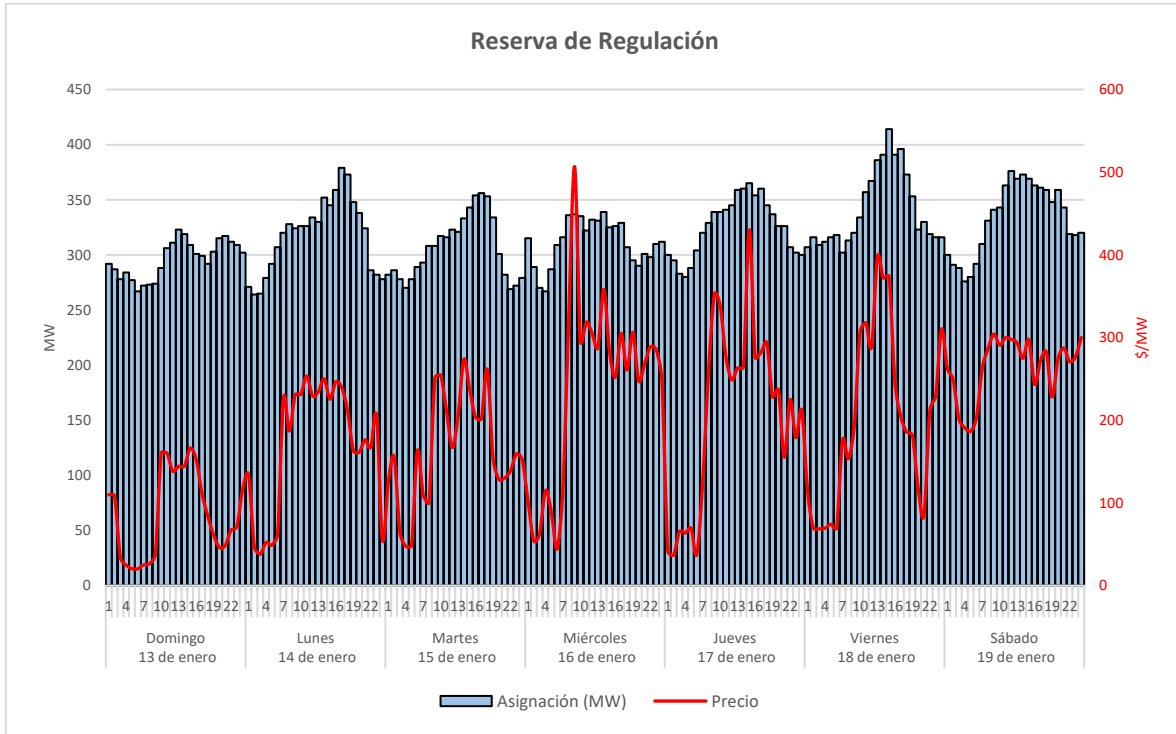


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

