



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

10 al 16 de febrero del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.07/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,235.03 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,290.23 \$/MWh** y **-195.81 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **06MIA-230** y **06MMD-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,286.54 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,917.41 \$/MWh** y **-89.04 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Veracruz** y **Chihuahua**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **35,886.56 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **25,205.56 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **70.23%** proviene de Centrales Térmicas, **15.85%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.39%** proviene de Centrales No Despachables, **4.06%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.47%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **63.26%**, oferta Hidroeléctrica **19.13%**, Oferta CIL **10.86%**, Oferta No Despachable **5.06%** y Oferta Renovable **1.69%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **49,278 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,773.49 \$/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**, **0-8 ENL PMY-RAP**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA** y **0-9 ENL MES-QPM**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **447.94 \$/MWh**, **609.29 \$/MWh**, **207.77 \$/MWh** y **1,294.87 \$/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
1,544.12 – 56.98	426.00 – 294.00	Regulación
75.39 – 4.33	796.00 – 398.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
10 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 111 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en válvula de presión intermedia, y otra unidad por problemas en sensor de presión de combustible a la turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.
11 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 735 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades, una unidad térmica de emergencia por fuga de combustible, y una unidad hidráulica para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades, una unidad térmica y una unidad hidráulica para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por pérdida de presión de aceite de regulador de velocidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.
12 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,580 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falta de suministro de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por corto circuito en alimentación de corriente directa, y una unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, tres unidades por baja presión de aspiración del circuito de refrigeración, y otra unidad por bajo nivel de domo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
13 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 728 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensor de presión de aire de compresor, correspondiente 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 falla en sensor de vibraciones, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en sensor de vibración, y otra unidad por alta temperatura en cilindro, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
14 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,131 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades térmicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por alta

	<p>temperatura en sistema de enfriamiento, una unidad por alta temperatura en cilindro, y otra unidad por falla de instrumentos en chumacera, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</p> <p>4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por vibraciones en chumacera de la turbina, una unidad por punto caliente en transformador, y otra unidad por falsa señal de vibración, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</p>
15 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 2,098 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por alta vibración en ventilador de tiro inducido, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por mala combustión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, dos unidades para revisión por disparo, una unidad por distorsión de temperatura en álabes, una unidad por baja presión de aire primario, una unidad por falla en válvula de control de nivel de domo, y otra unidad para revisión de caldera por alto consumo de agua, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de combustible en quemador de cámara de combustión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
16 de febrero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,040 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de tres unidades, dos unidades térmicas por alta temperatura en el condensador y una unidad hidráulica para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de cuatro unidades térmicas, una unidad de emergencia para revisión por falla, y tres unidades para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensor de velocidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja temperatura en cilindro, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

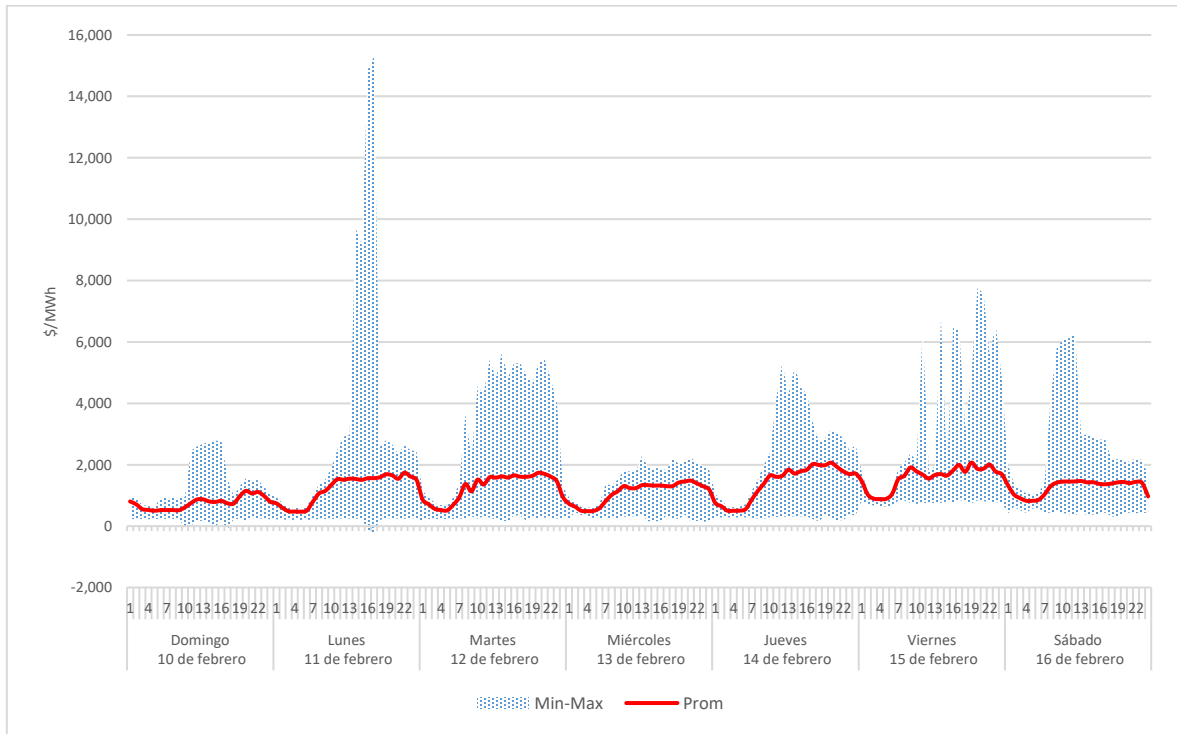


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

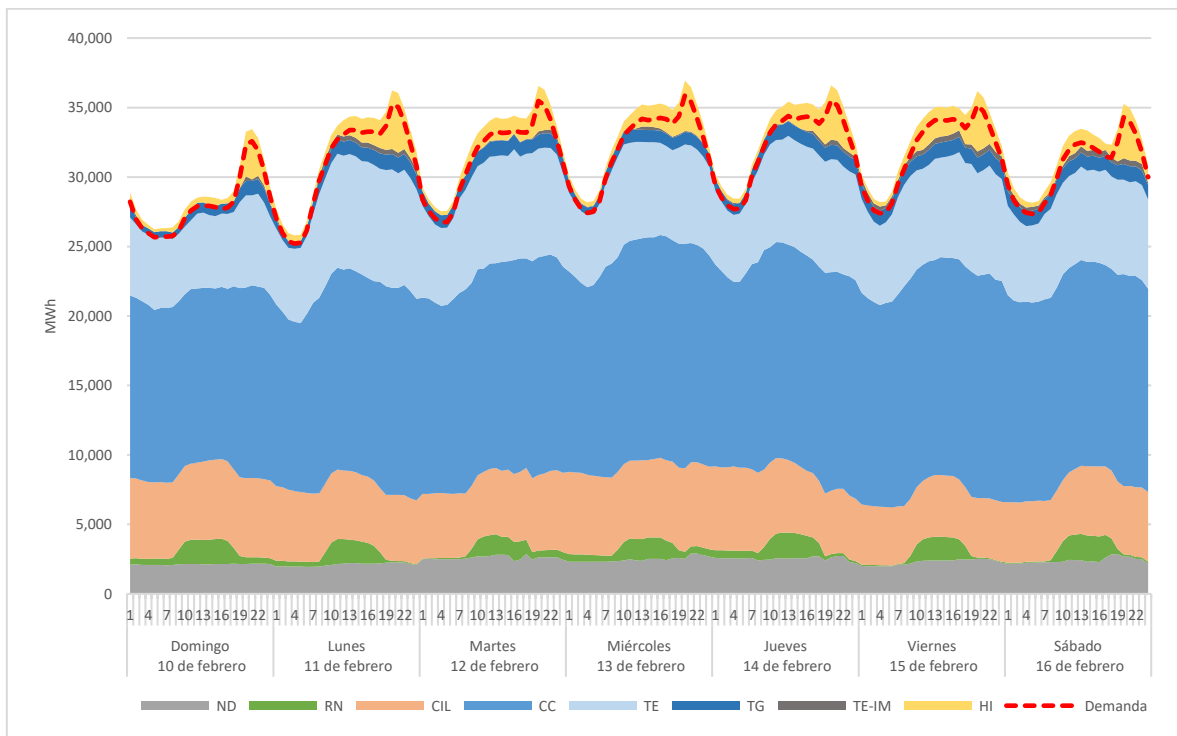


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

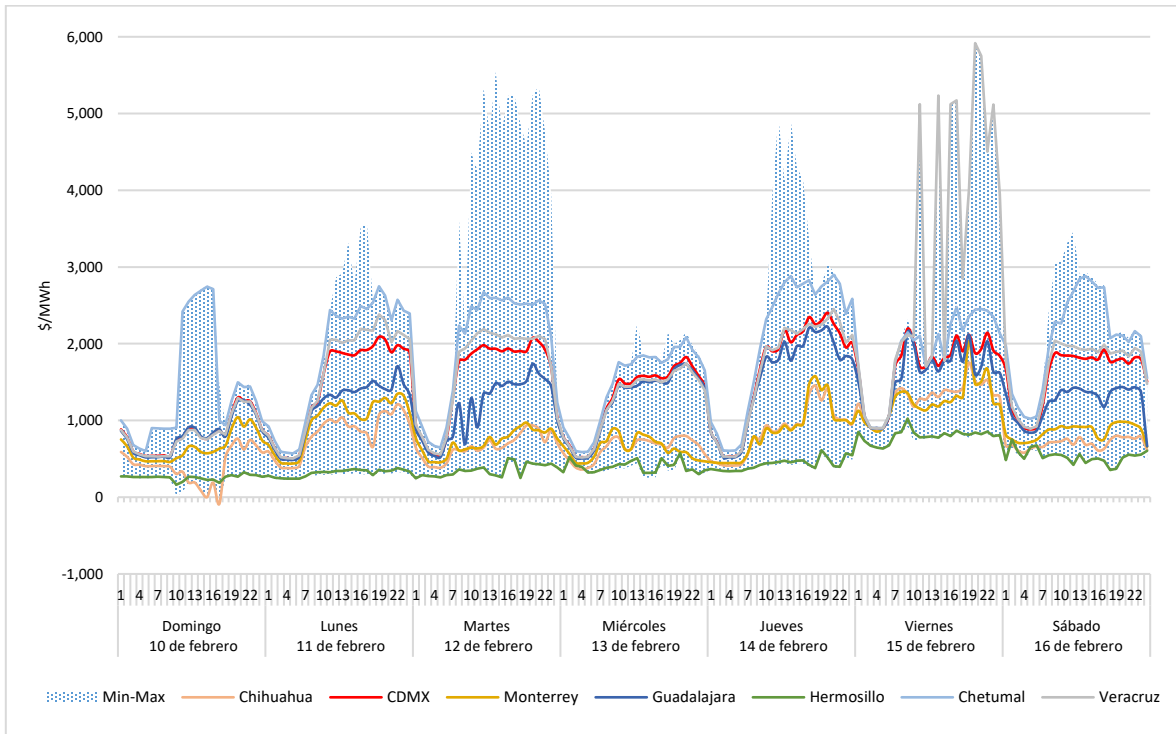


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

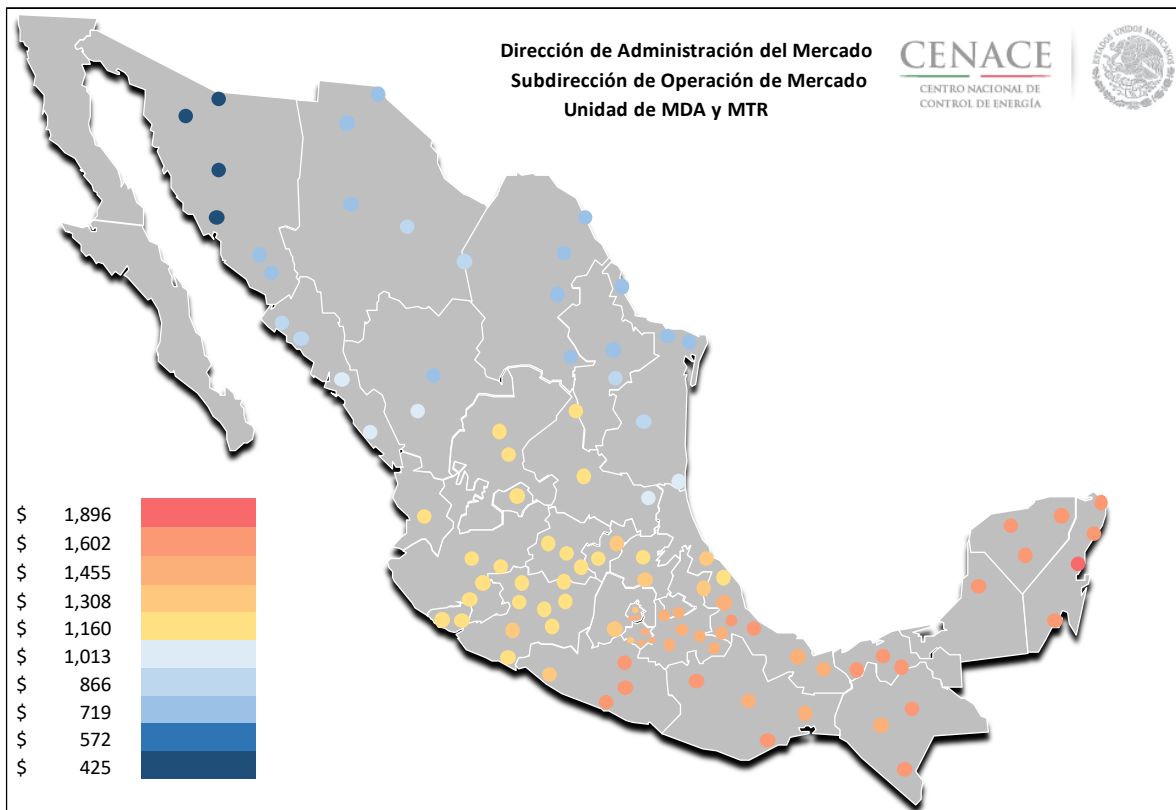


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

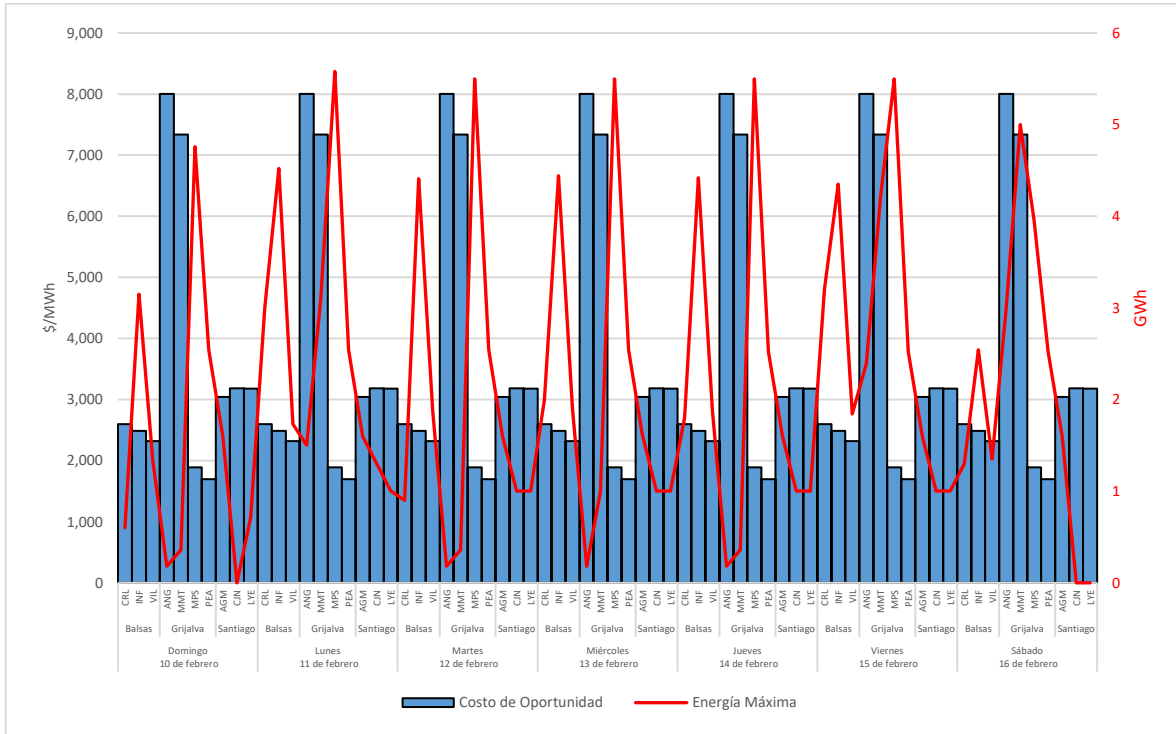


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

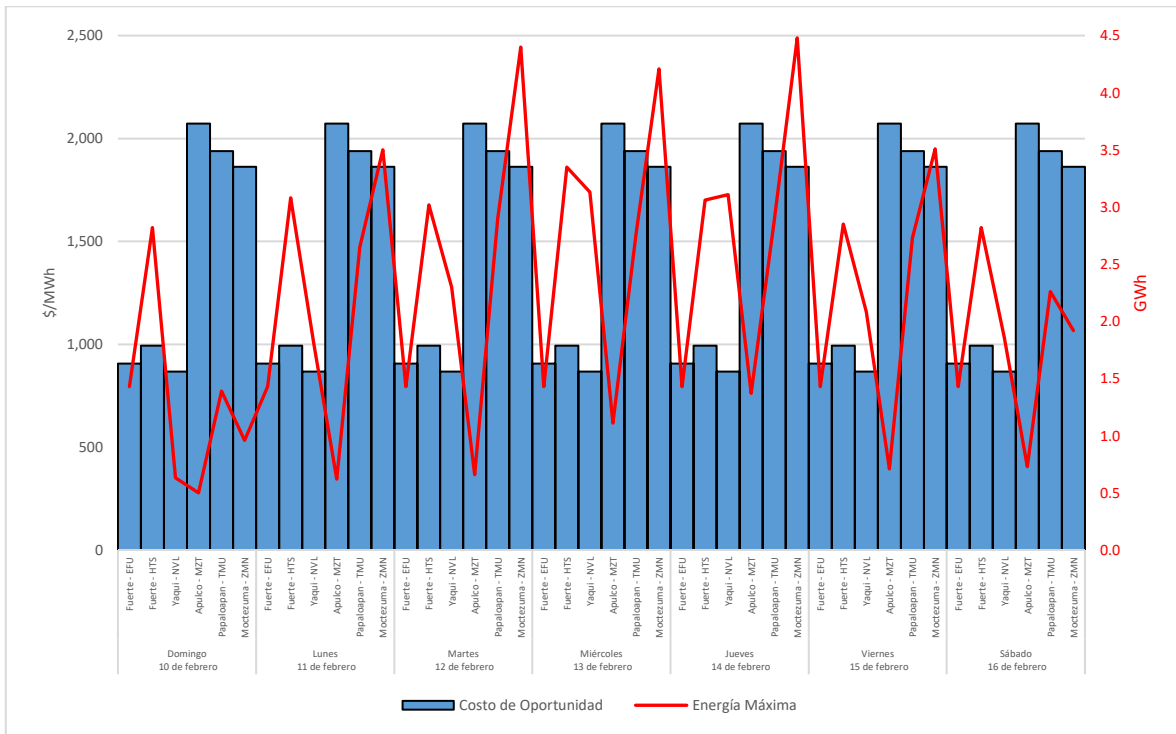


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

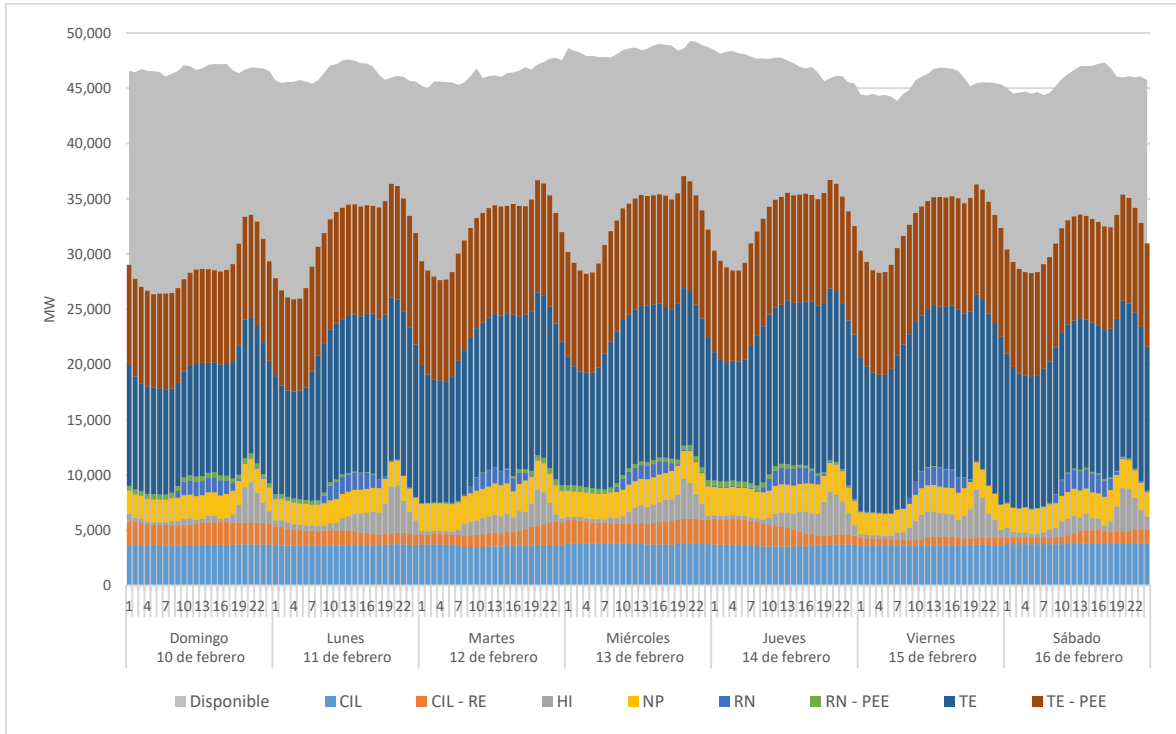


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

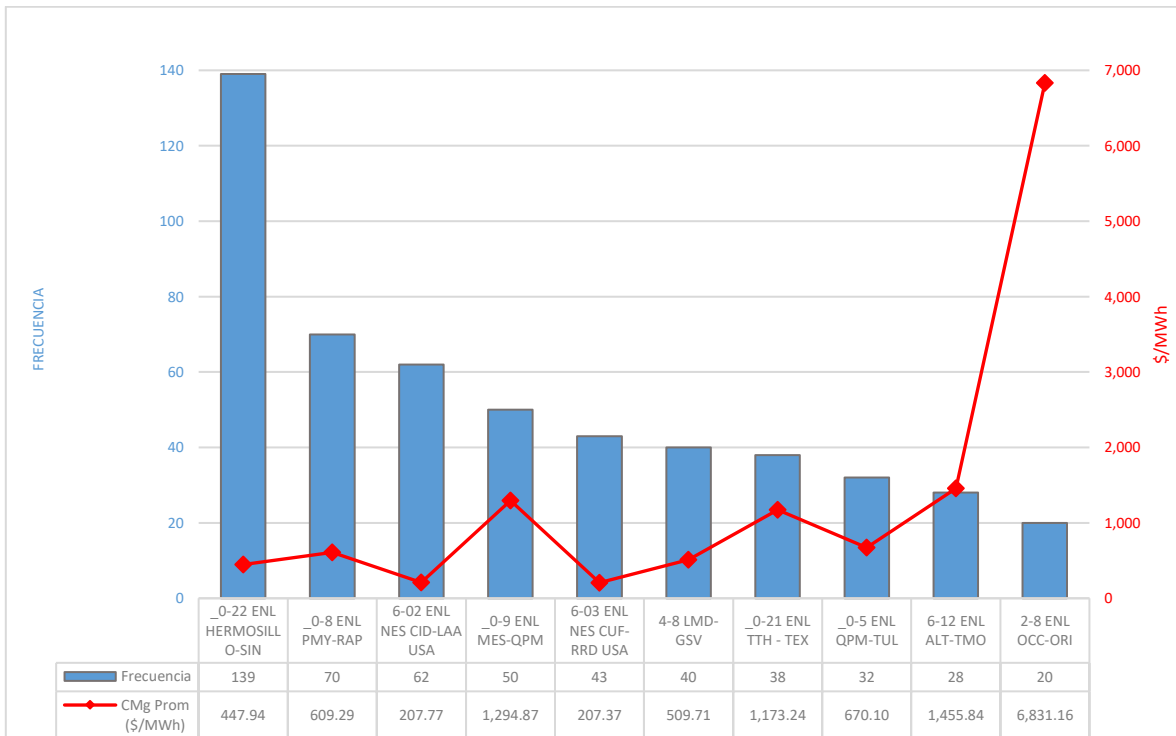


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

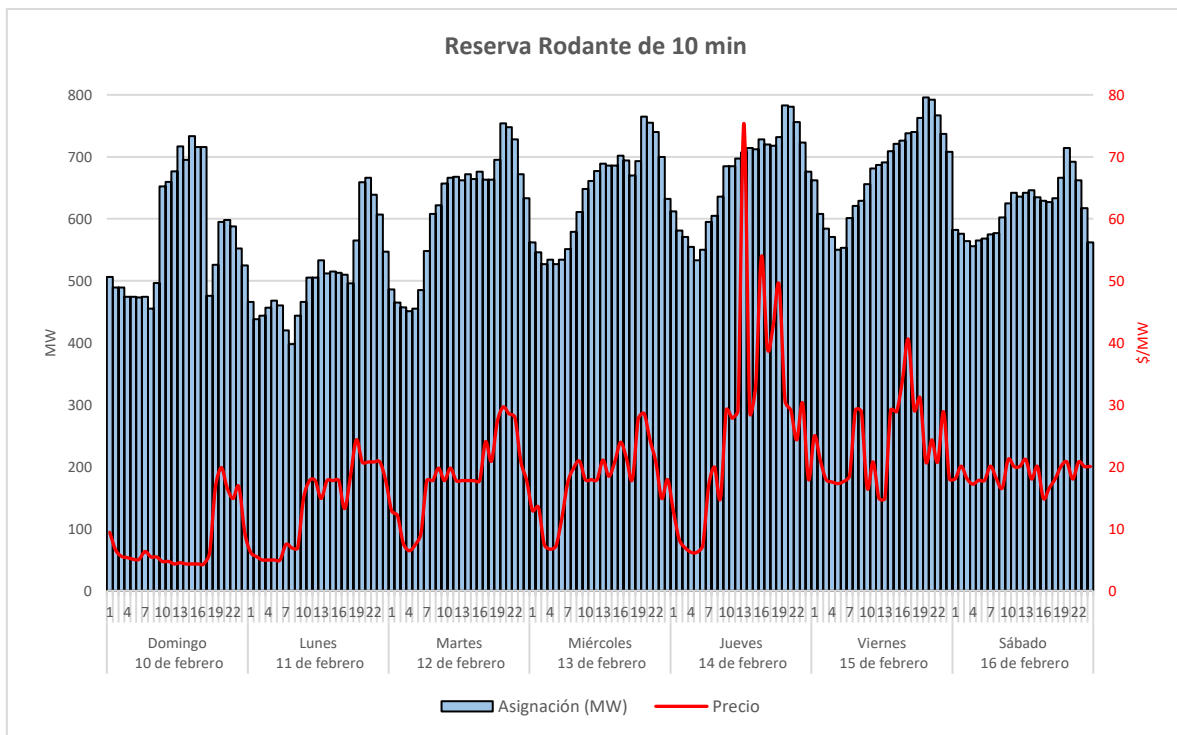
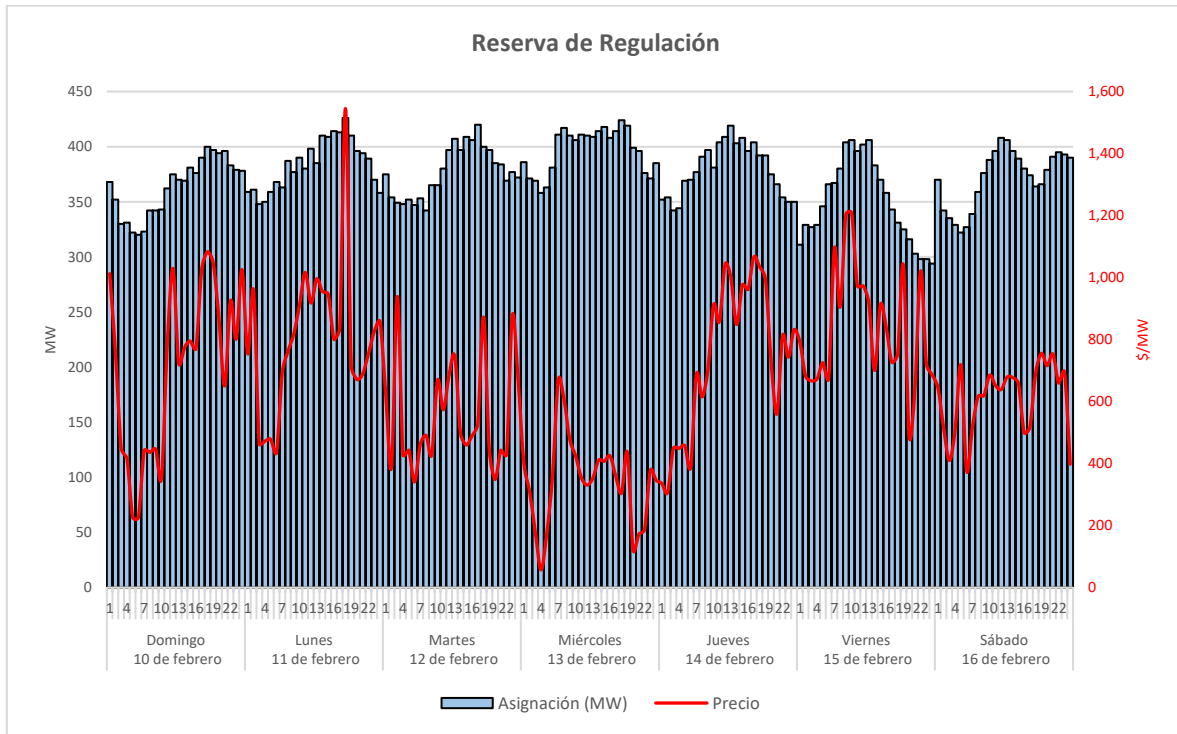


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

