



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

24 al 30 de marzo del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.13/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,422.06 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **6,696.13 \$/MWh** y **1.47 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08COZ-34.5** y **04TPD-400**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,485.37 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **6,570.33 \$/MWh** y **69.05 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Obregón**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **37,018.33 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **25,923.54 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **65.50%** proviene de Centrales Térmicas, **16.68%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **9.52%** proviene de Centrales No Despachables, **4.21%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **4.09%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **58.79%**, oferta Hidroeléctrica **19.40%**, Oferta CIL **11.98%**, Oferta No Despachable **6.84%** y Oferta Renovable **2.99%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **49,091 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,941.41 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **906.02 \$/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**, **0-9 ENL MES-QPM**, **0-8 ENL PMY-RAP** y **8-6 ENL TIC-DZT**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **682.57 \$/MWh**, **1,880.81 \$/MWh**, **1,242.41 \$/MWh** y **2,487.62 \$/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
1,979.10 – 21.49	380.00 – 254.70	Regulación
312.56 – 8.18	813.00 – 474.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
24 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 236 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por mala calidad de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de tres unidades térmicas para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
25 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,728 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta temperatura en descarga de compresor, y otra unidad por tubos rotos en generador de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por falla en sistema de combustión, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en sistema de combustión, y otra unidad por falla en válvula de purga, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de vapor en línea de recalentado frío en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla a tierra del generador, y otra unidad por alta presión en cilindro, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
26 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,819 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en compresor, y otra unidad por falla en sistema de circulación de bomba de agua de alimentación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por desabasto de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por pérdida de vapor, y otra unidad por restricción de combustible. Salida de un parque fotovoltaico por falla en transformador. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por altas vibraciones en ventilador de tiro inducido, dos unidades por falla en válvula de sangrado de la turbina, y una unidad por presentar alta temperatura en chumacera guía del precalentador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
27 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 595 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por pérdida de vacío, y dos unidades para revisión por disparo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por operación de la protección en sistema de regulación de velocidad, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja excitación debido a falla en controlador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.

	<p>4. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</p>
28 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,236 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en compresor, y otra unidad para revisión por disparo. Salida de emergencia de una unidad hidráulica para reemplazo de bujes de fibra de vidrio de anillos rozantes. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por tubos rotos en el generador de vapor, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por operación de alarma de desplazamiento axial, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta vibración en turbina, y otra unidad debido a restricción de combustible. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
29 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,347 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia para calibrar interruptor de presión diferencial de cámara de pleno, y una unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en medición de posición de alabes directrices, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas vibraciones, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de un parque eólico por problemas con un relevador en el punto de interconexión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
30 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 370 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión diferencial en casa de filtros, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de tres unidades térmicas, una unidad de emergencia por atoramiento en válvula de alivio de bomba de inyección de combustible, y dos unidades para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

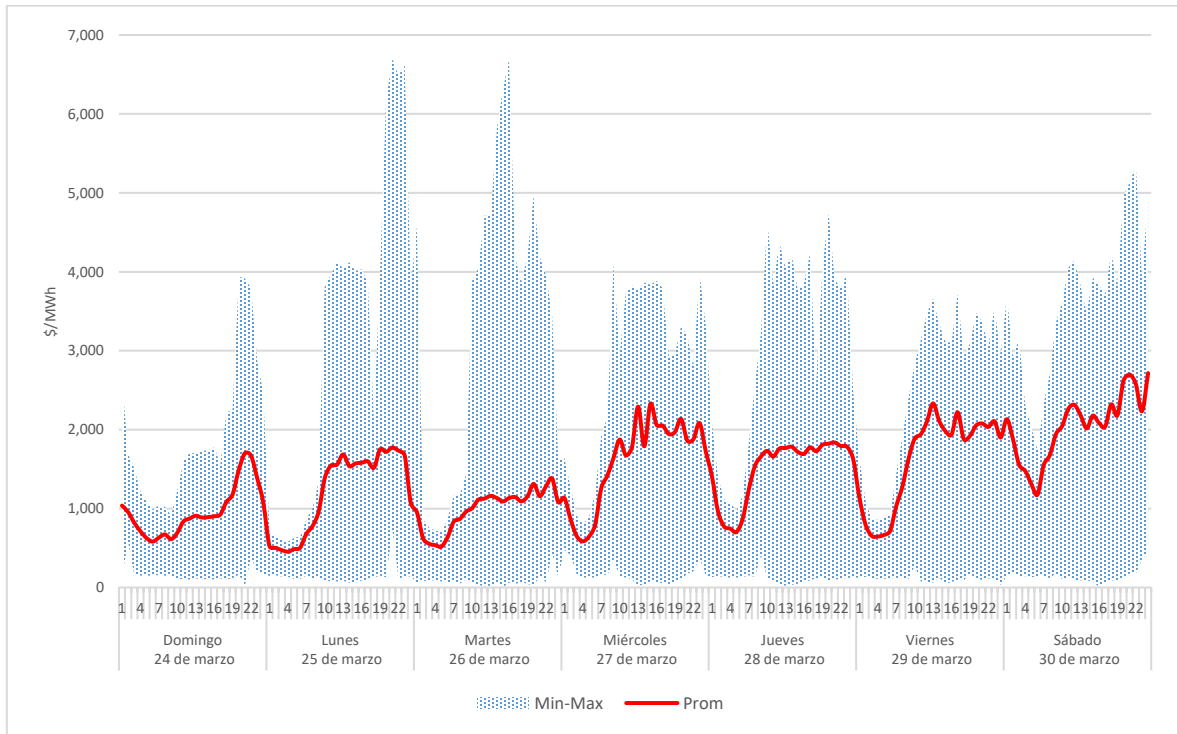


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

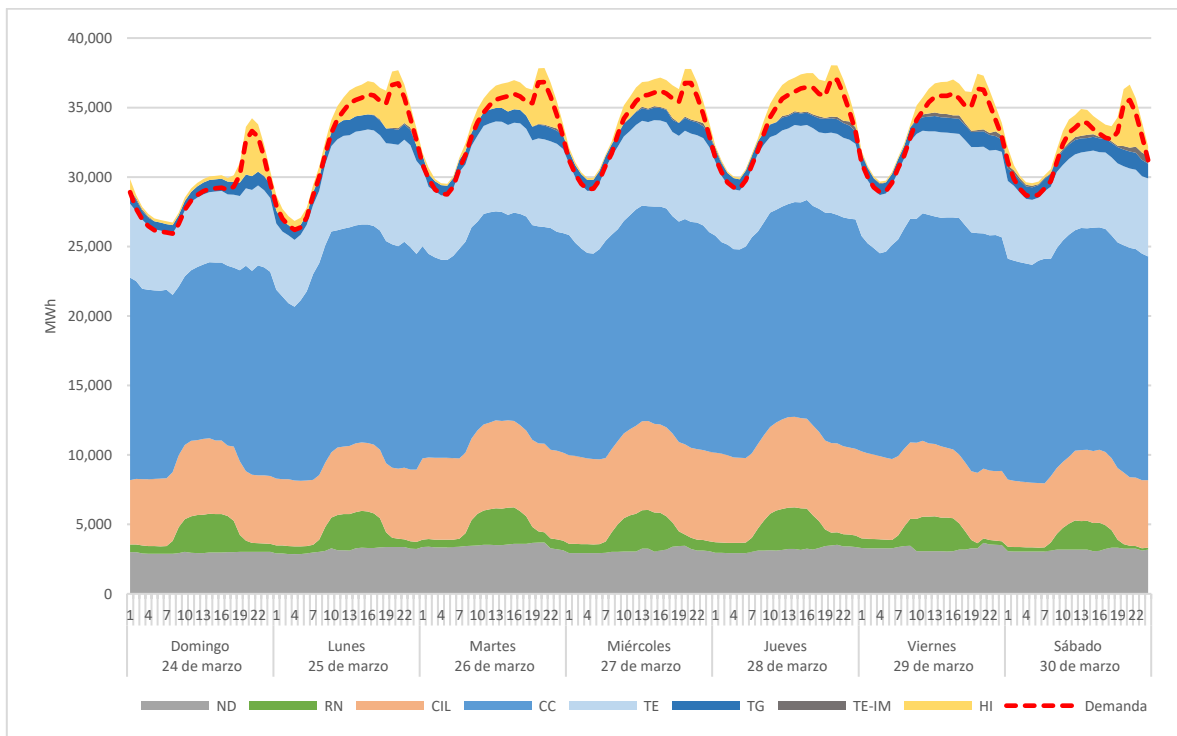


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

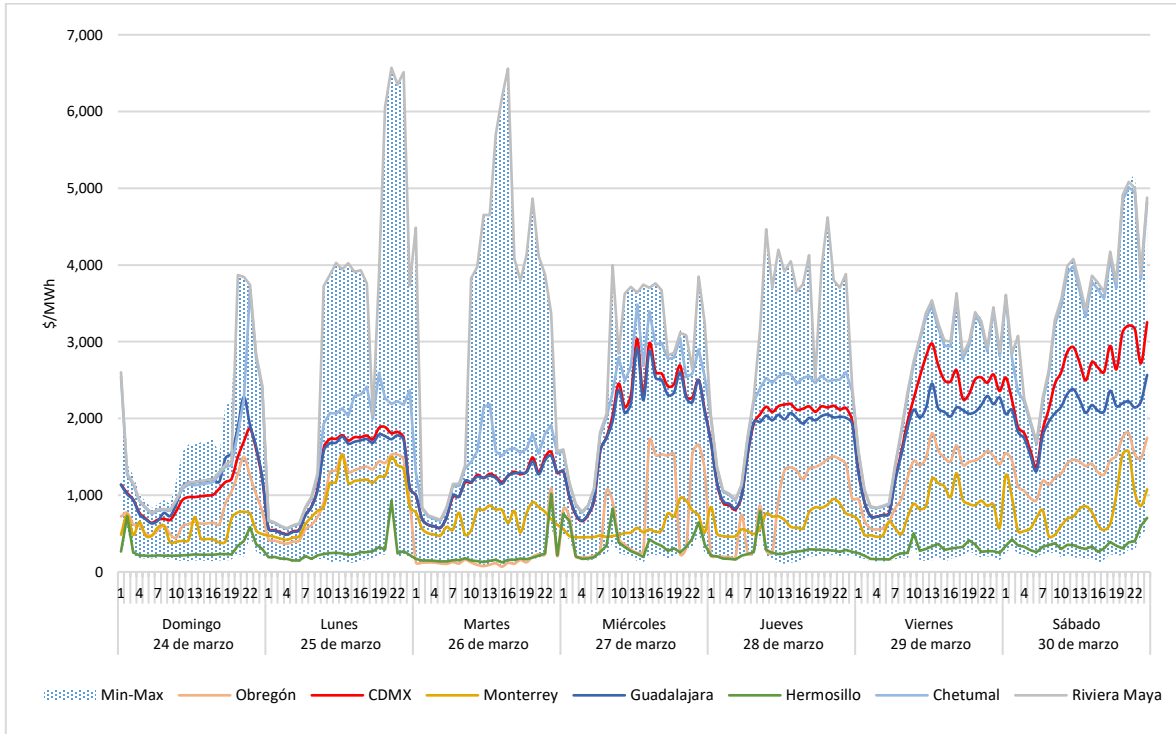


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

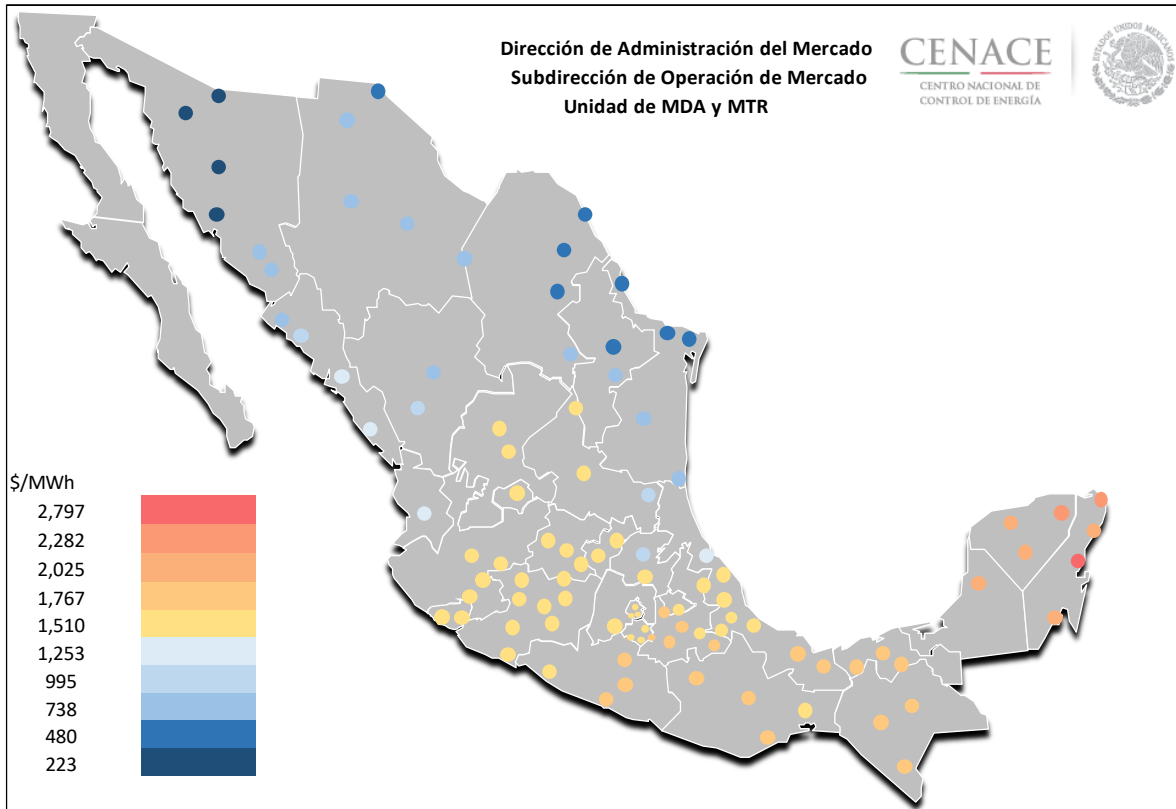


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

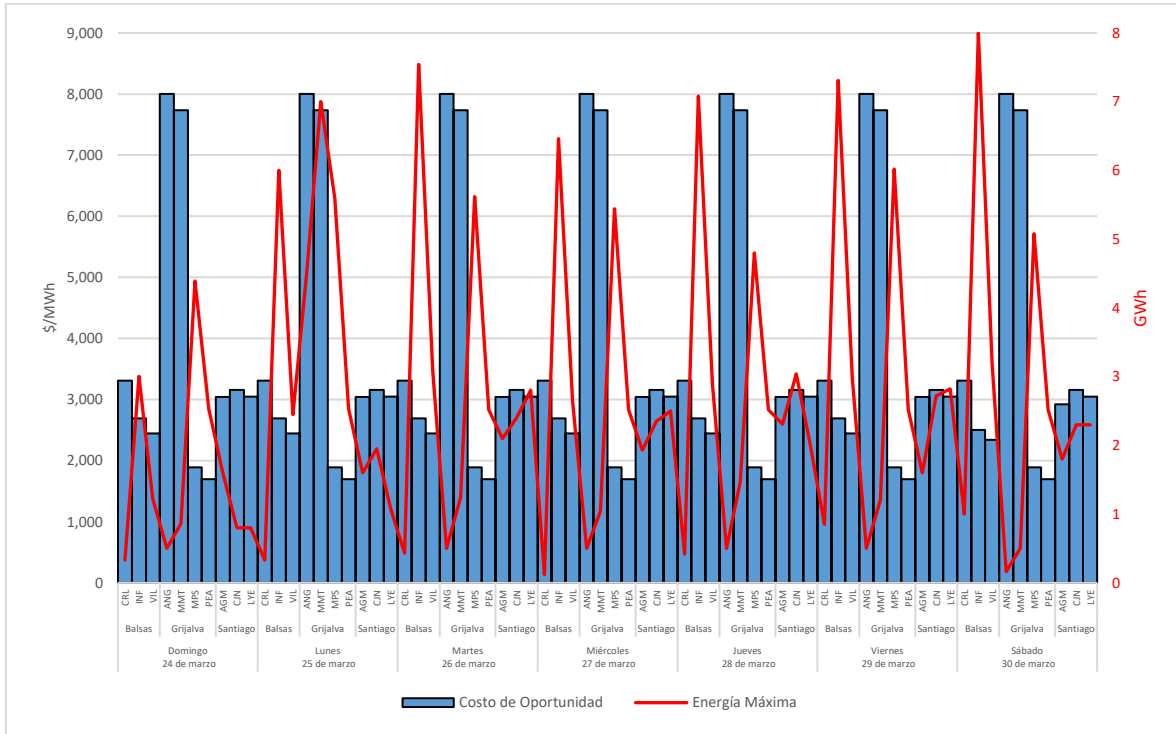


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

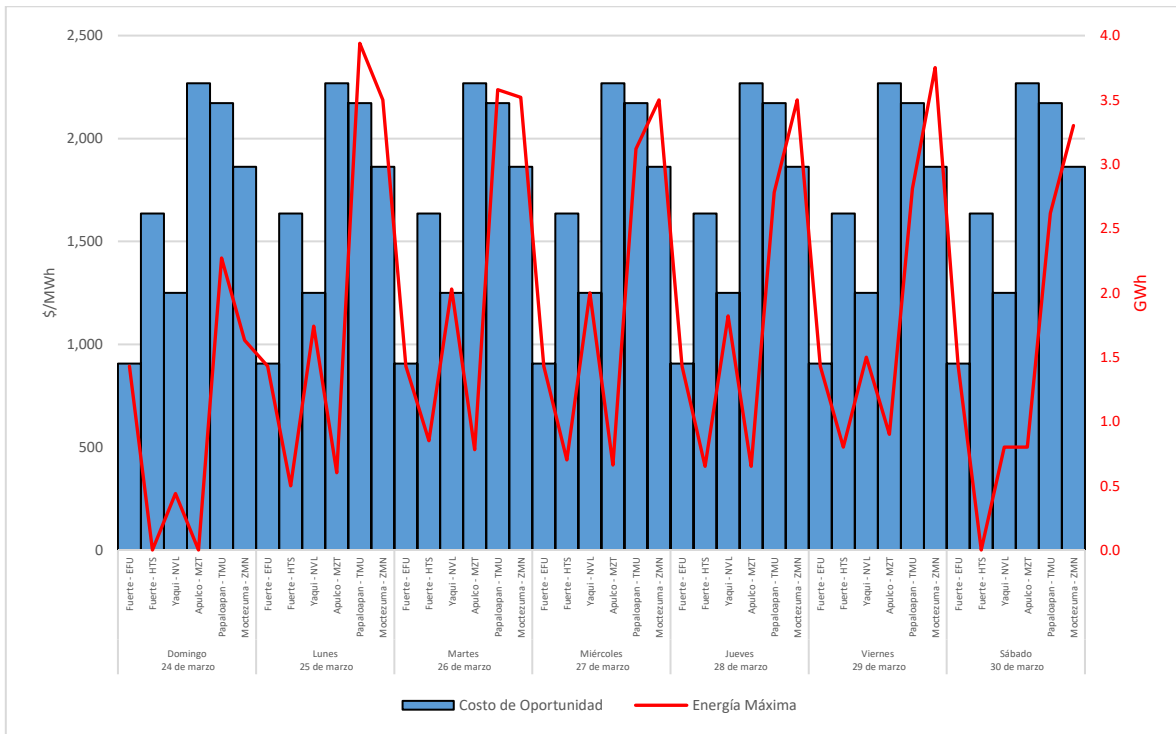


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

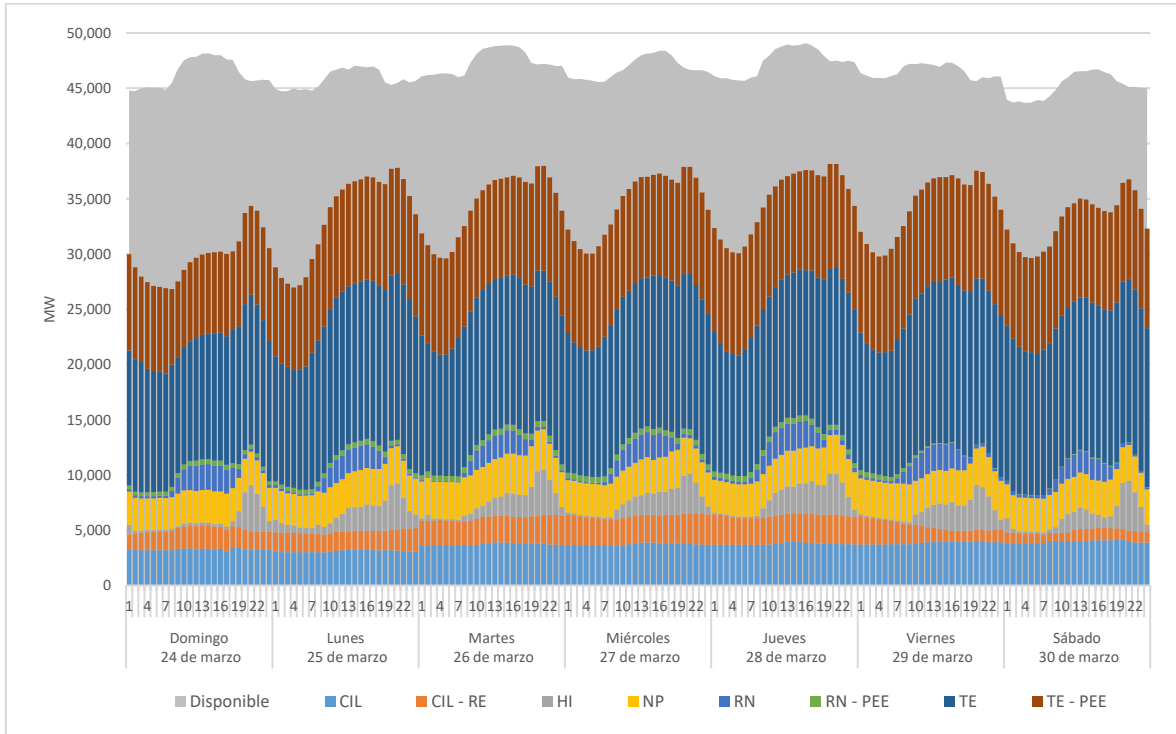


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

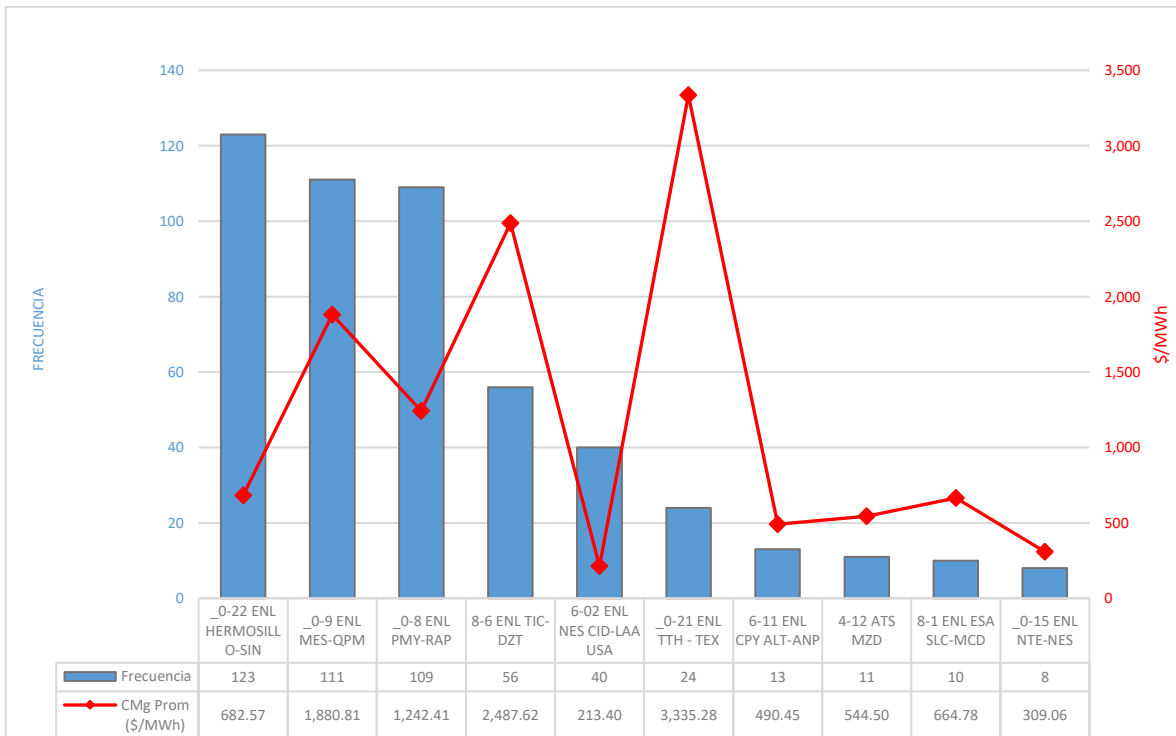


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

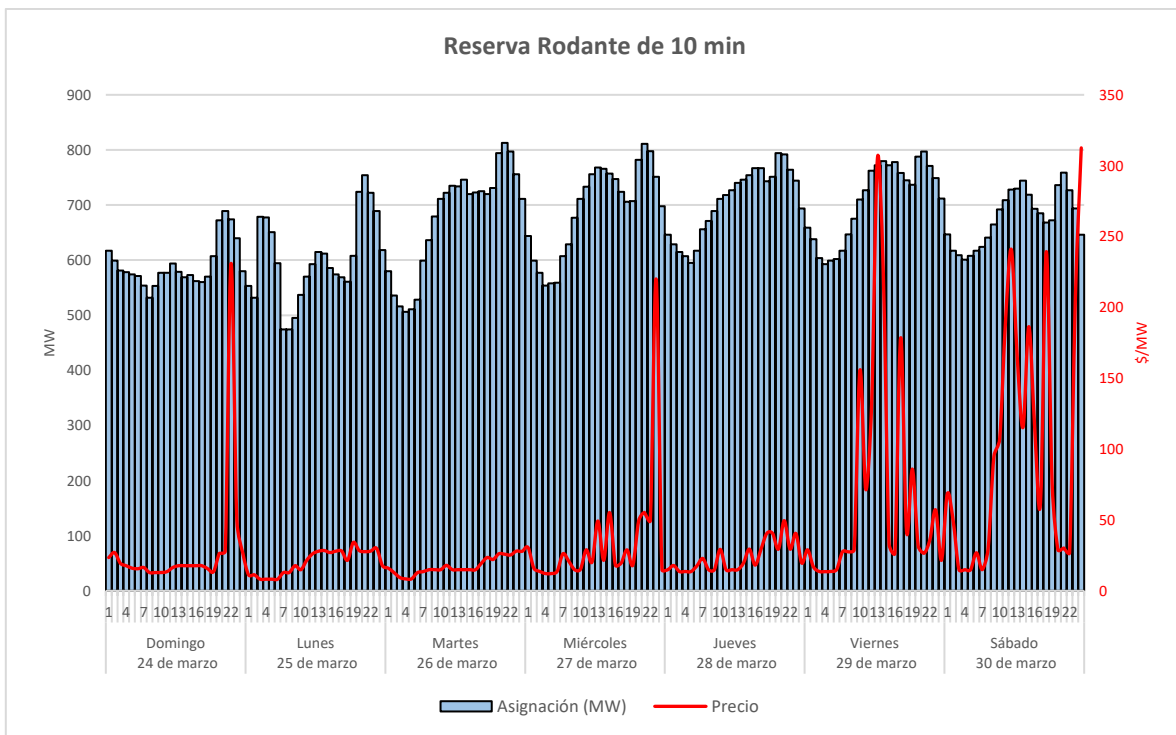
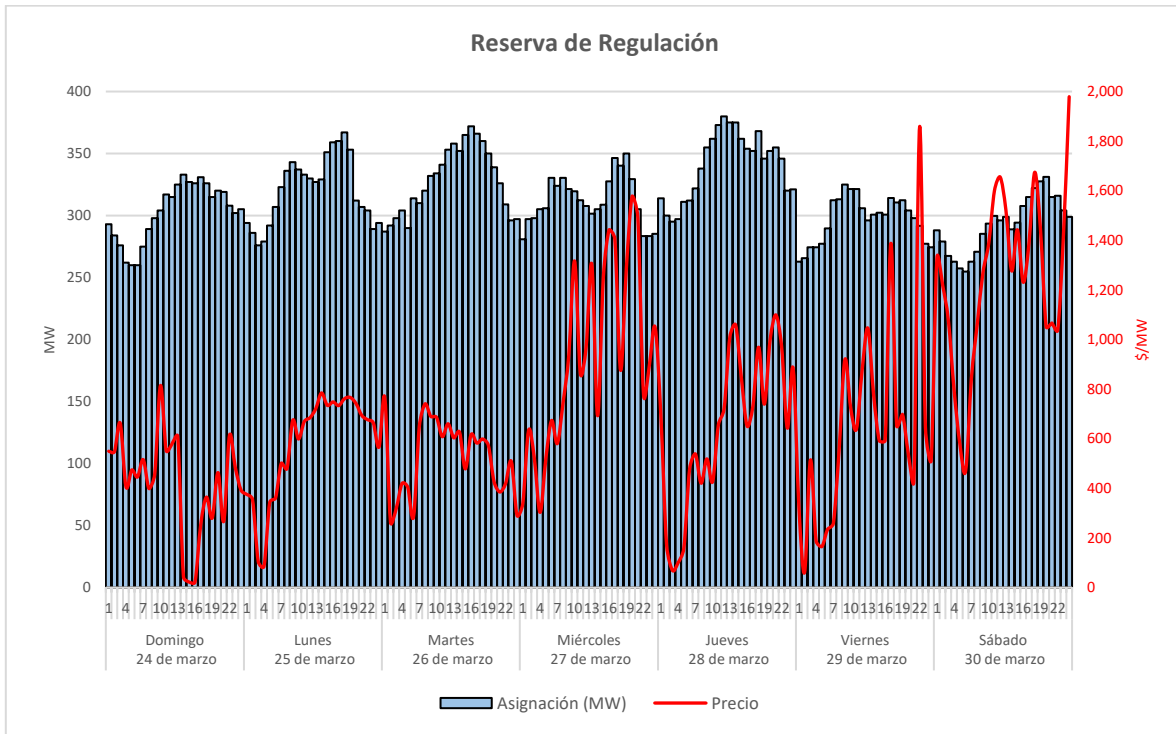


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

