



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

17 al 23 de marzo del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.12/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,052.27 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.00 \$/MWh** y **6.27 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **05COS-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,108.30 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **10,025.27 \$/MWh** y **69.24 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Mérida** y **Guaymas**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **35,900.38 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **24,949.20 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **66.44%** proviene de Centrales Térmicas, **17.71%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **8.04%** proviene de Centrales No Despachables, **4.07%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.74%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.87%**, oferta Hidroeléctrica **18.83%**, Oferta CIL **12.15%**, Oferta No Despachable **5.52%** y Oferta Renovable **2.63%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **49,006 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,896.85 \$/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: **0-8 ENL PMY-RAP**, **0-9 ENL MES-QPM**, **8-6 ENL TIC-DZT** y **8-11 ENL ESA-VLT**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **987.86 \$/MWh**, **1,279.00 \$/MWh**, **2,383.72 \$/MWh** y **780.12 \$/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
1,067.79 – 48.40	437.00 – 242.25	Regulación
446.93 – 6.05	861.00 – 403.75	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
17 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 578 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por suciedad en filtros de nivel de aceite del compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades hidráulicas, una unidad por falla en sistema de regulación, y otra unidad por baja frecuencia, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por punto caliente en cuchilla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
18 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,426 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por daño en balero del motor del compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensores de temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por presentar daño en álabe de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de dos parques solares debido a variaciones por retenida reventada en una estructura de línea de transmisión, ambos correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por desviación de temperatura en combustores, y una unidad por pérdida de flama en combustor. Salida de emergencia de un parque eólico por variación de tensión. Salida de tres unidades térmicas para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
19 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 844 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para reemplazar válvula de geometría variable, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de dos unidades térmicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por saturación en filtros de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por bajo nivel de domo, y otra unidad por tubos rotos en el generador de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
20 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 558 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensor de velocidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga de aceite de lubricación, y otra unidad por pérdida de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por restricción de combustible, y una unidad por tubos rotos en caldera. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

21 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 373 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica una unidad por problemas de derivación de vapor en media presión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por restricción de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
22 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 993 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para revisión por falla, y otra unidad por alta vibración axial, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, dos unidades para revisión por falla, una unidad por falla en ventilación en compartimiento de turbina, y otra unidad por falla en válvula de agua de alimentación, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
23 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 2,213 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, tres unidades por corrida de diablos, y una unidad por alta presión diferencial en casa de filtros, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en balance de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades, dos unidades térmicas para revisión por falla, y una unidad hidráulica por falla en sistema de excitación, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla de motores de circuito cerrado del sistema de enfriamiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 5. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de sangrado, una unidad por falla en válvulas de agua de alimentación de alta presión, y otra unidad por acumulación de residuos en cuello de caldera. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 6. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de vapor en turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

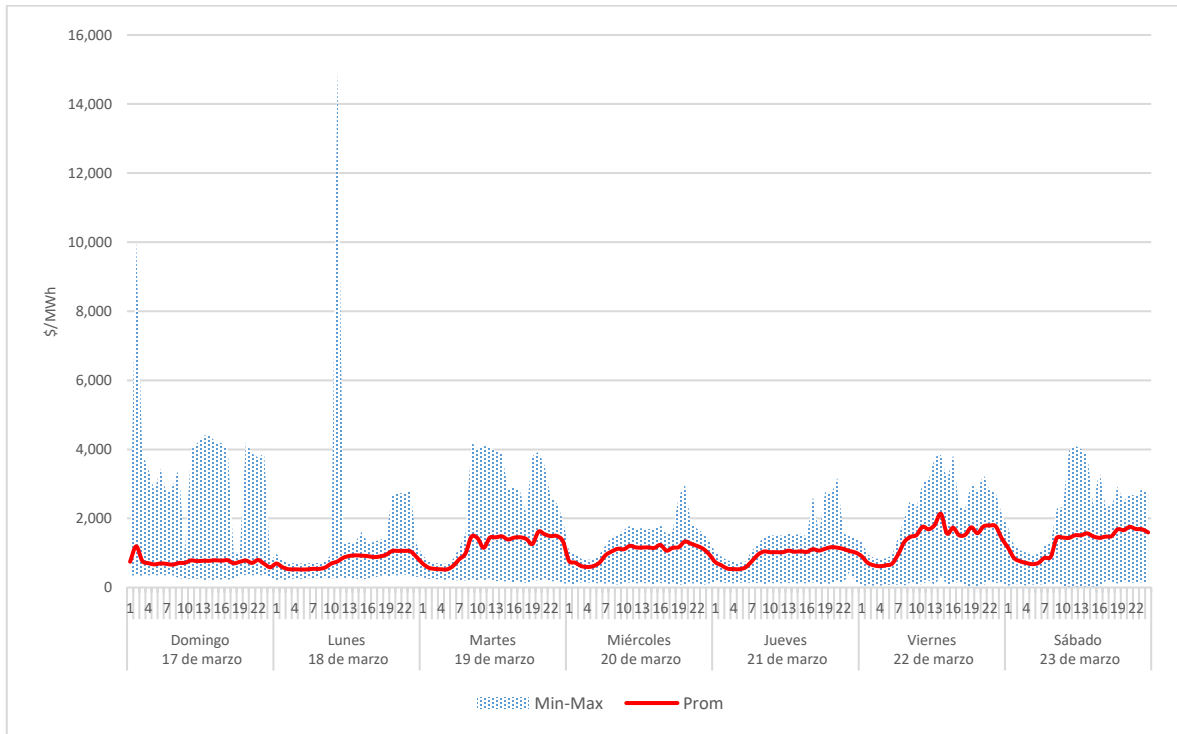


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

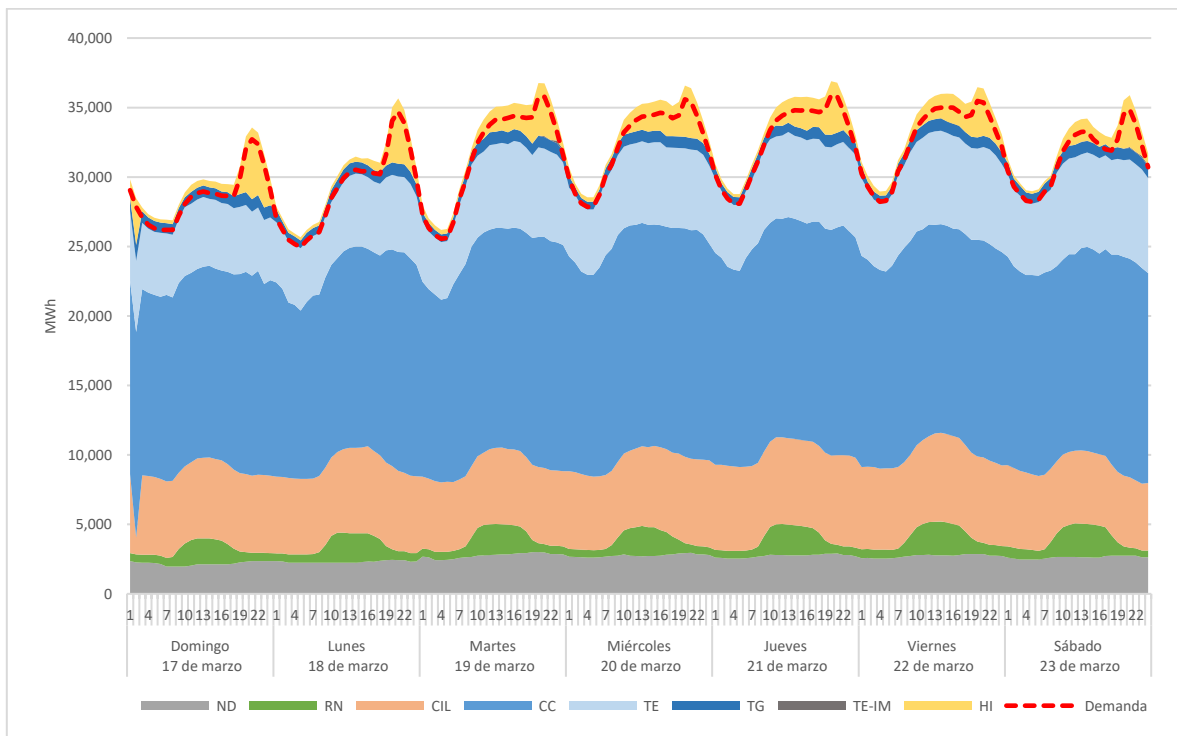


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

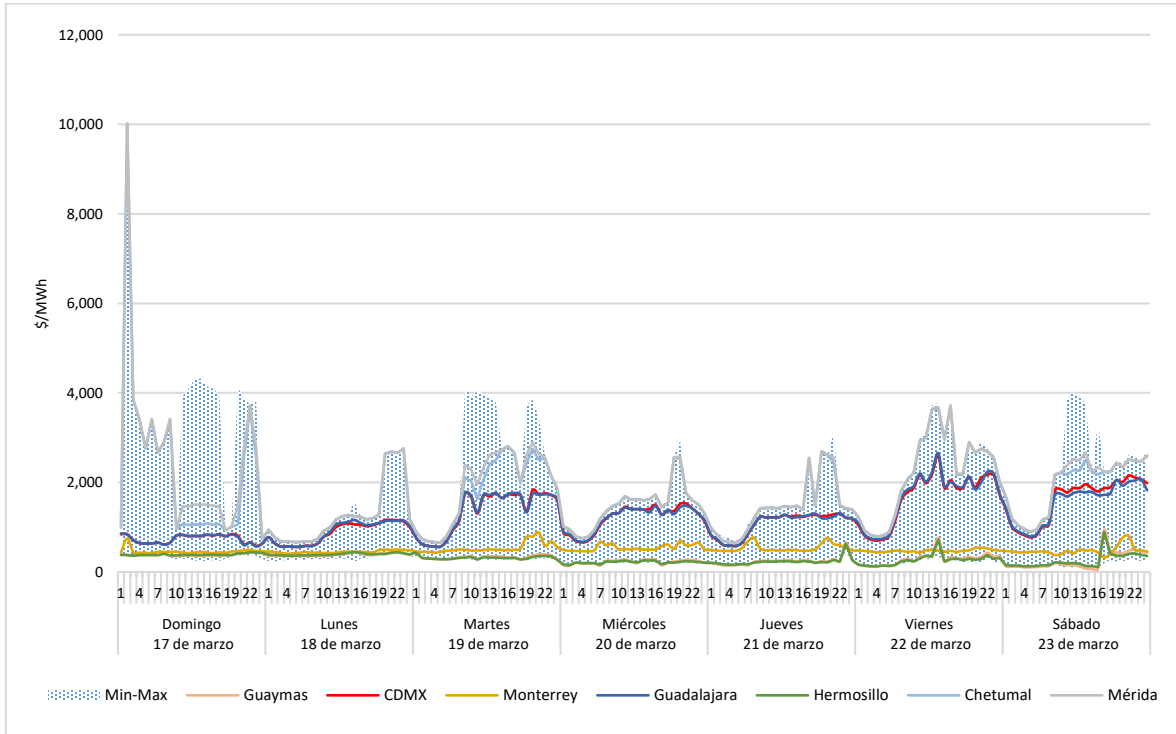


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

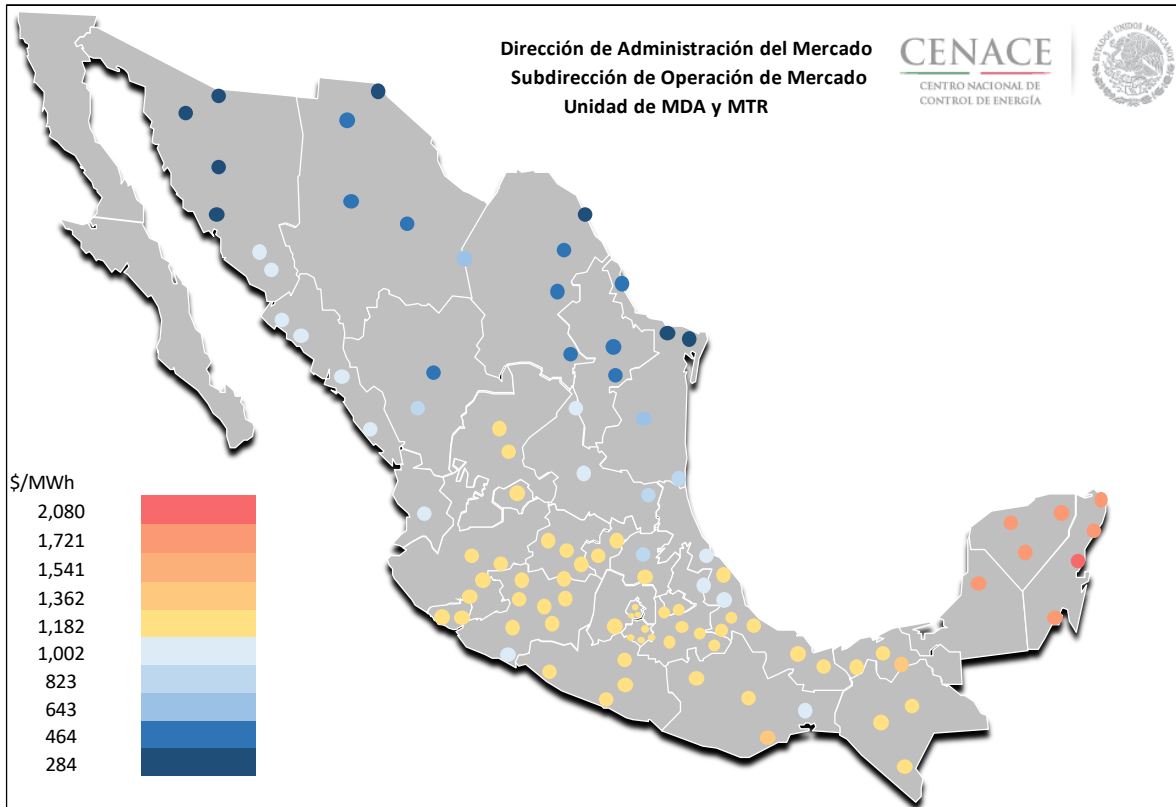


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

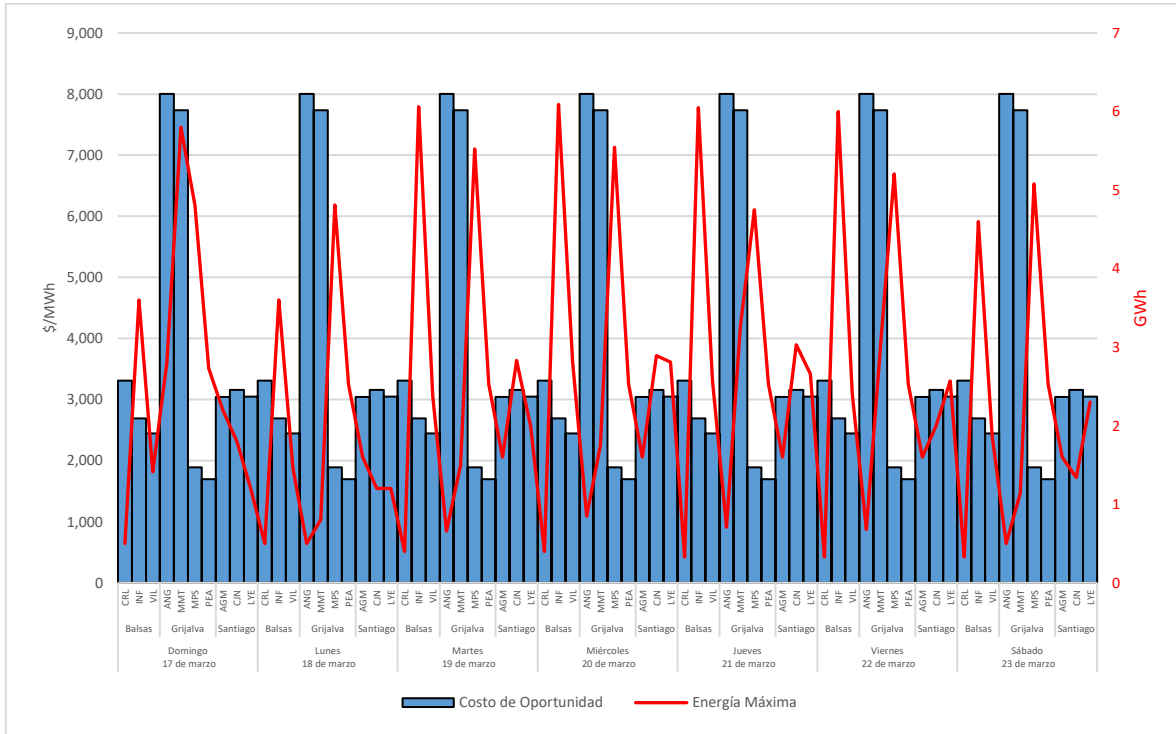


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

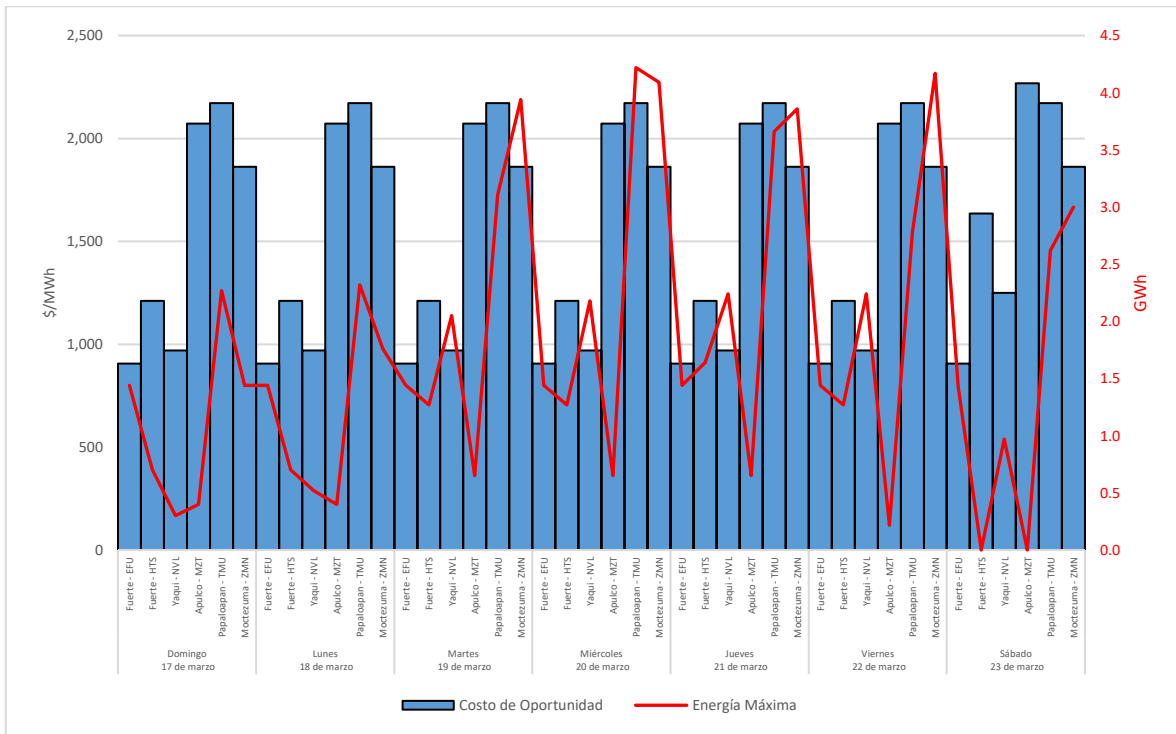


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

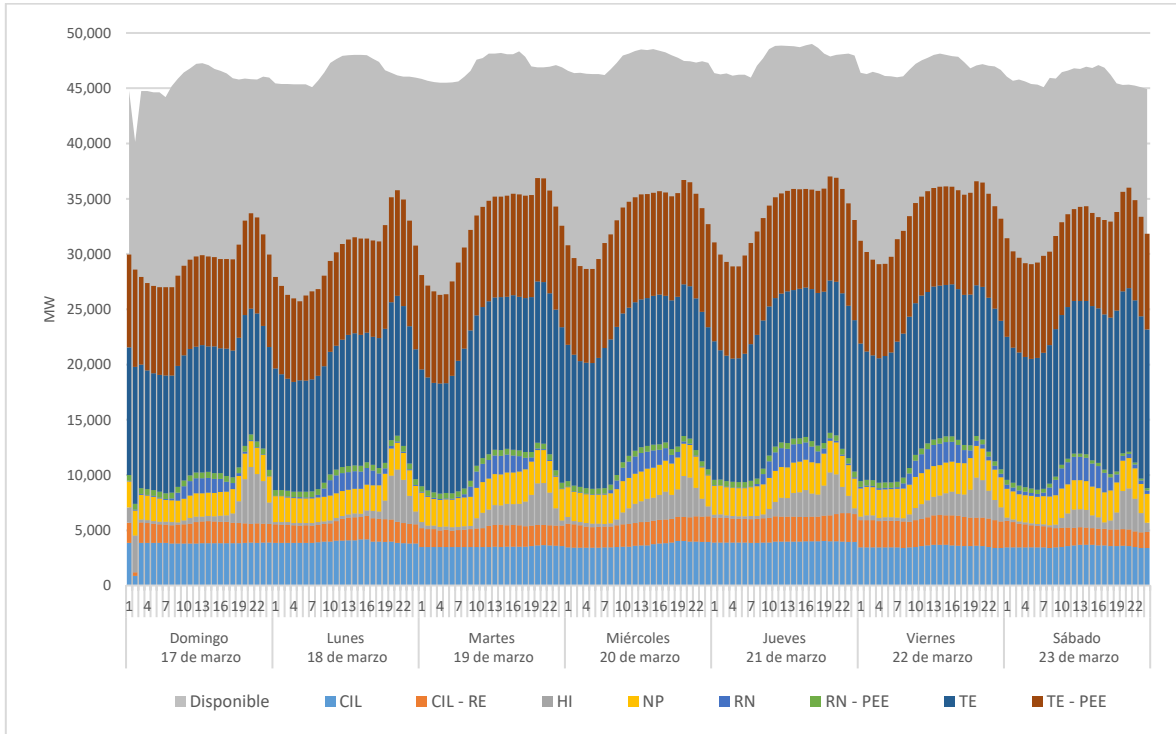


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

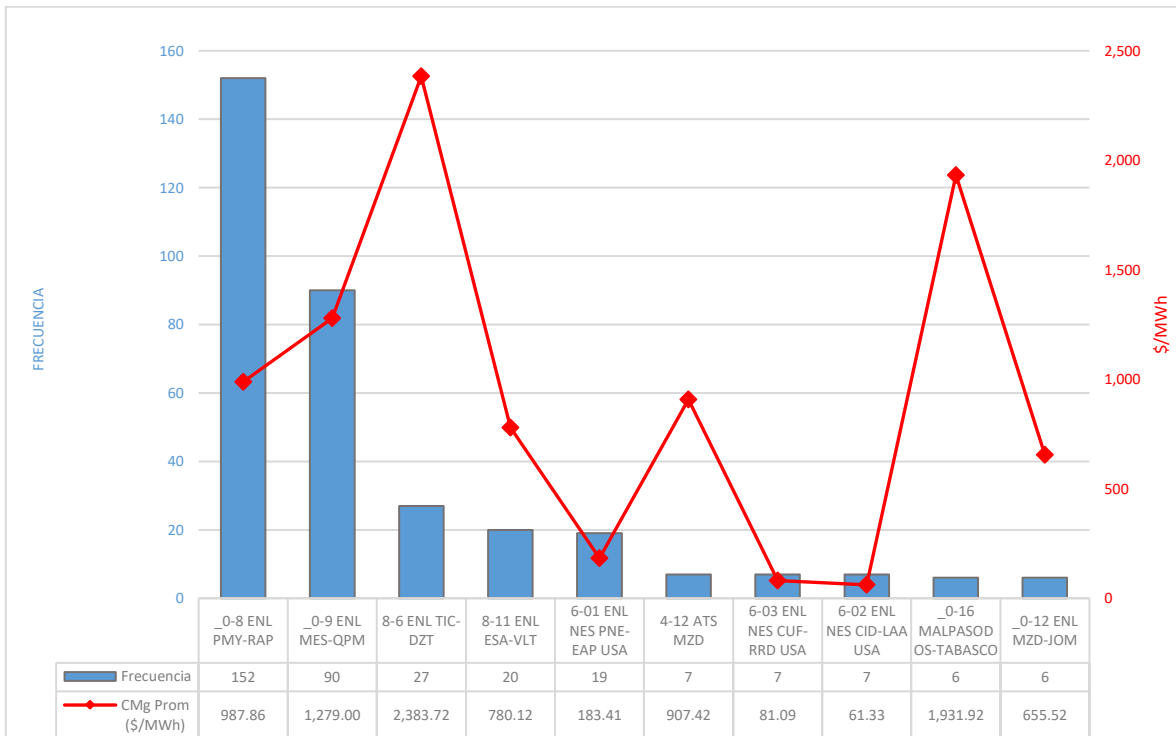


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

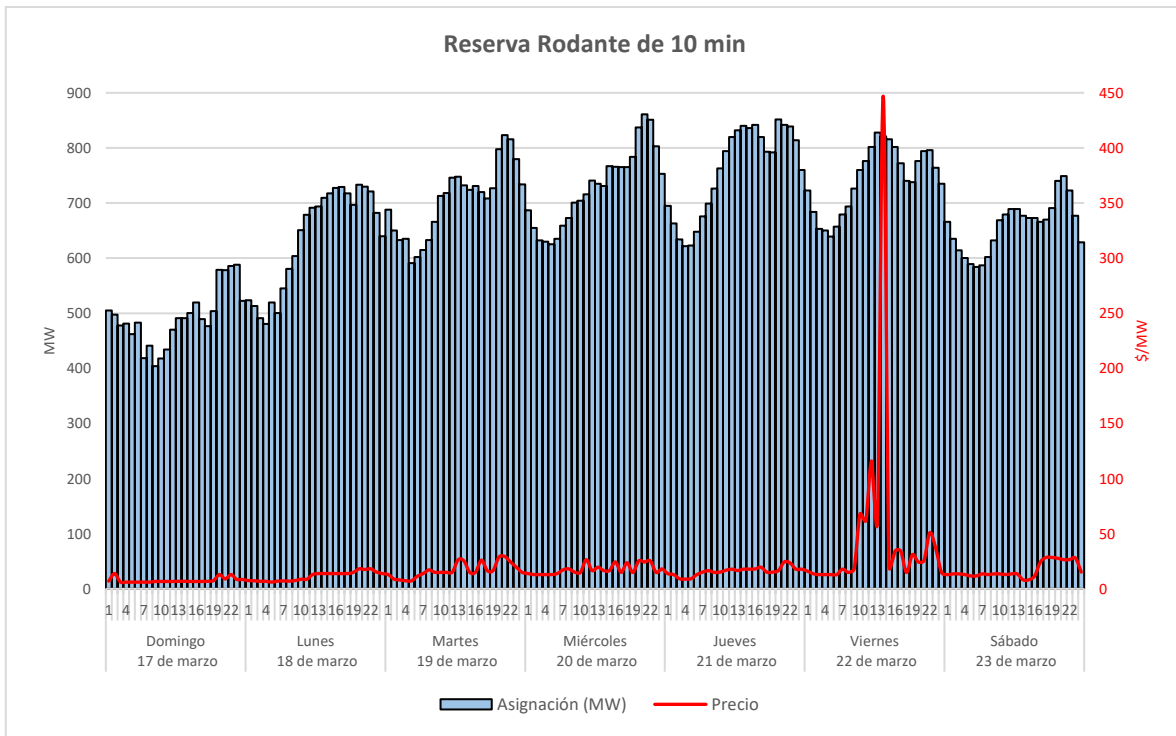
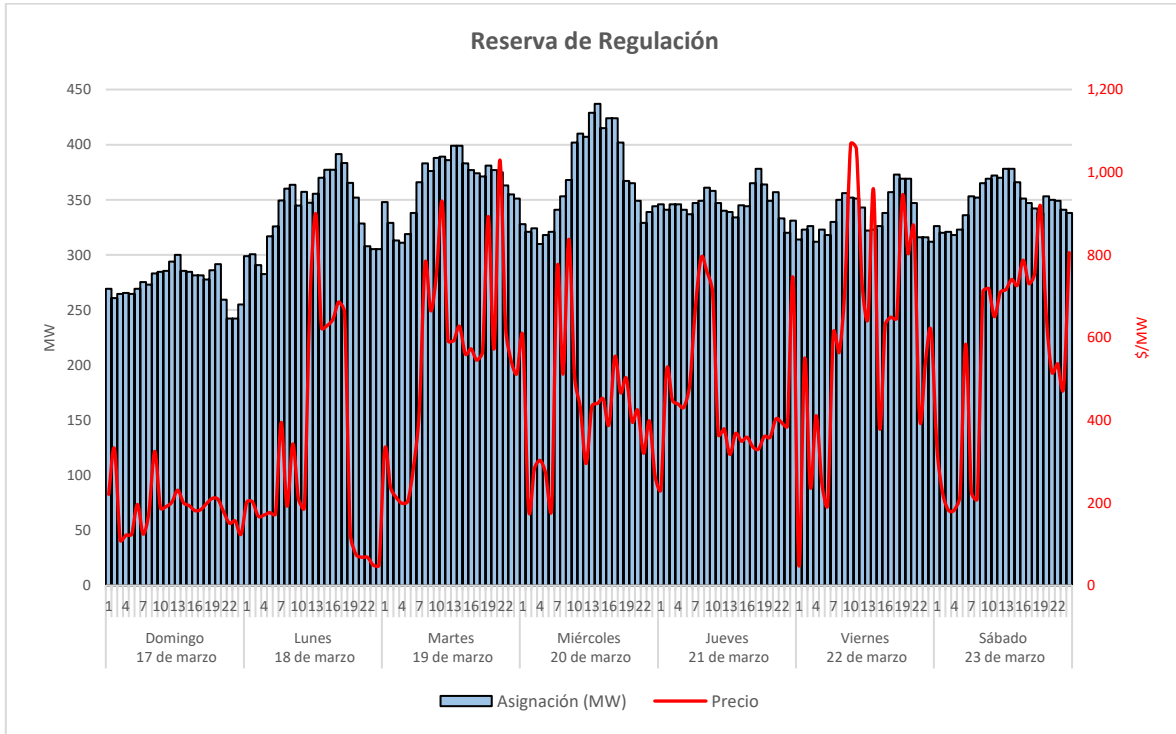


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

