



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

31 de marzo al 06 de abril del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.14/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,718.17 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **10,000.00 \$/MWh** y **2.77 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **04MZD-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,803.98 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **7,466.07 \$/MWh** y **7.29 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Mérida** y **Mazatlán**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **37,088.69 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **26,073.70 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **65.89%** proviene de Centrales Térmicas, **15.68%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **9.97%** proviene de Centrales No Despachables, **5.00%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.46%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **58.90%**, oferta Hidroeléctrica **19.58%**, Oferta CIL **11.50%**, Oferta No Despachable **7.31%** y Oferta Renovable **2.71%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **48,138 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,908.59 \$/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**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **_0-8 ENL PMY-RAP** y **_0-9 ENL MES-QPM**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,118.31 \$/MWh**, **511.99 \$/MWh**, **1,479.47 \$/MWh** y **2,200.32 \$/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
2,333.86 – 67.76	412.00 – 275.00	Regulación
585.10 – 8.18	834.00 – 497.25	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
31 de marzo	<p>Indisponibilidad por un total de 1,939 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falsa señal en fluctuación de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por tubos rotos, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de una unidad térmica y una unidad hidráulica para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por alta presión diferencial en combustores, y dos unidades por restricción de combustible. Salida de emergencia de un parque eólico por falla en conectores de lado de baja del transformador. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
01 de abril	<p>Indisponibilidad por un total de 1,182 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por desbalance de vapor debido a problemas operativos, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por operación en falso de interruptor de máquina, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por punto caliente en pared lateral izquierda nivel cero y cámara muerta inferior, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión diferencial en combustores, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
02 de abril	<p>Indisponibilidad por un total de 124 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas vibraciones en chumacera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.
03 de abril	<p>Indisponibilidad por un total de 377 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por presentar alta presión diferencial en precalentadores de caldera, y otra unidad por falla en tarjeta de control de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alto nivel en condensador principal, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.
04 de abril	<p>Indisponibilidad por un total de 1,107 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de combustible, y otra unidad por alta presión diferencial, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en caldera, una unidad por baja presión de aire de instrumentos, y una unidad para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control

	<p>Regional Oriental.</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en válvula de cierre hidráulico del regulador de velocidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas vibraciones en chumacera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
05 de abril	<p>Indisponibilidad por un total de 679 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en el generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por cierre rápido de gobernador de control de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por disturbio, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
06 de abril	<p>Indisponibilidad por un total de 482 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en turbocompresor, y otra unidad por fuga en caldera, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

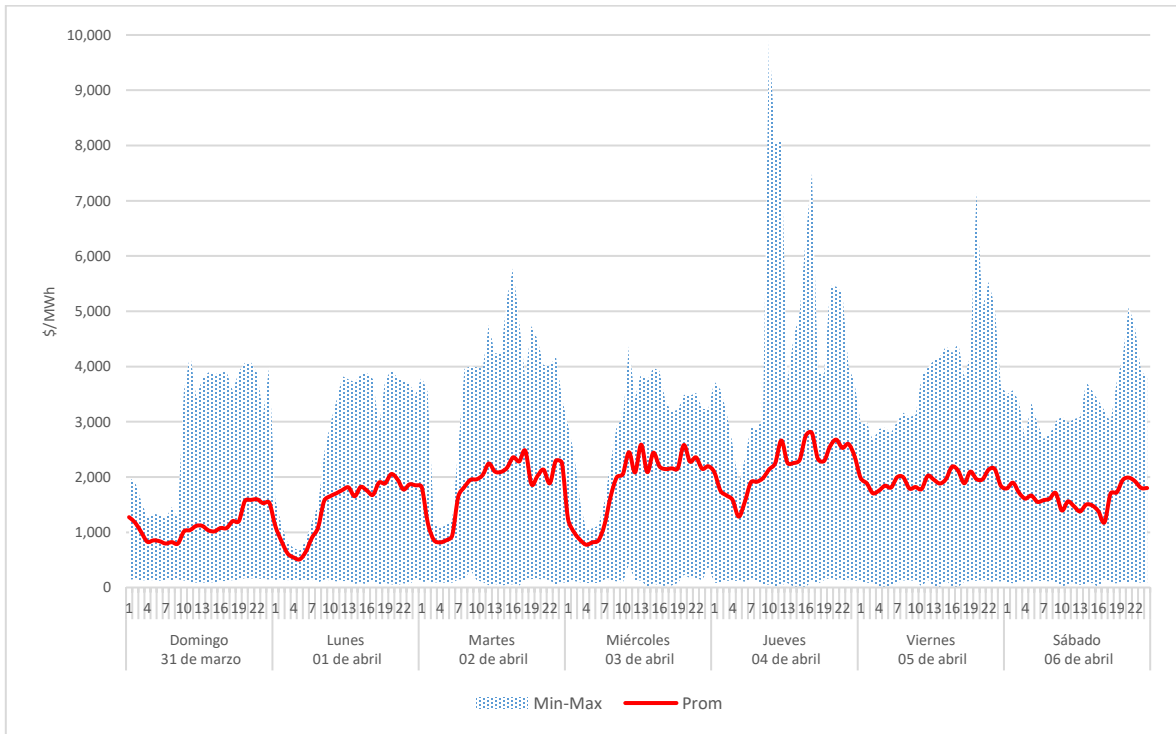


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

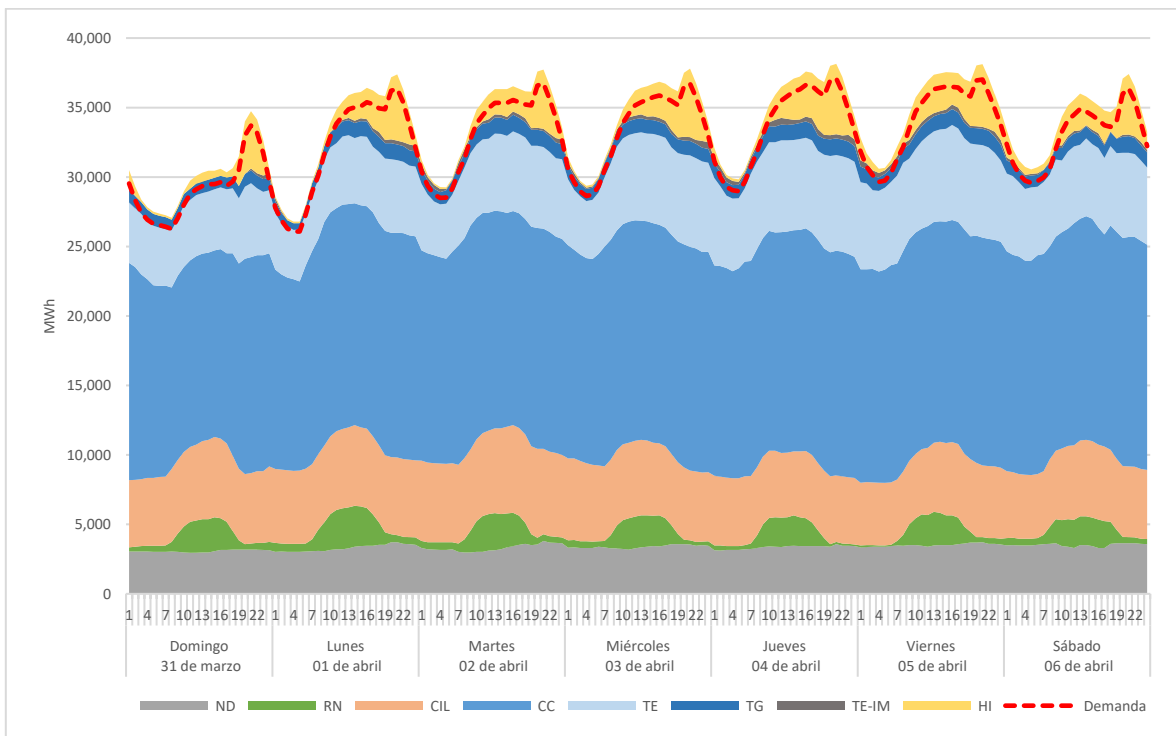


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

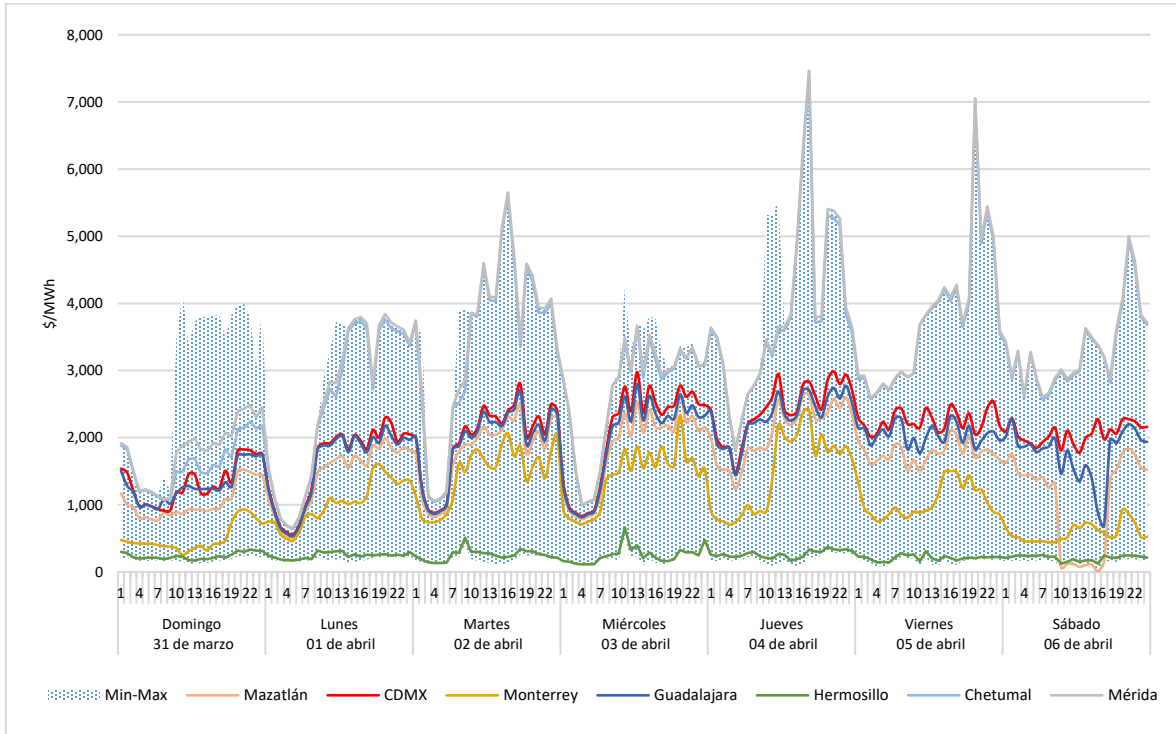


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

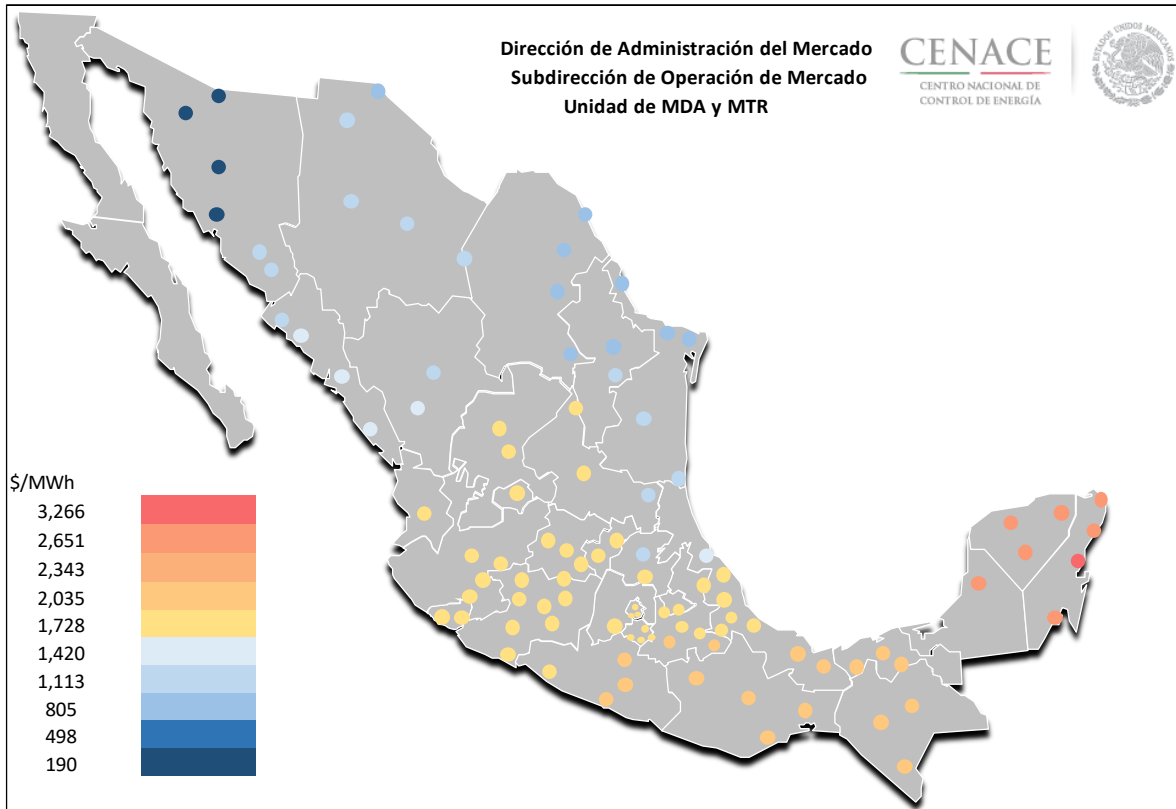


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

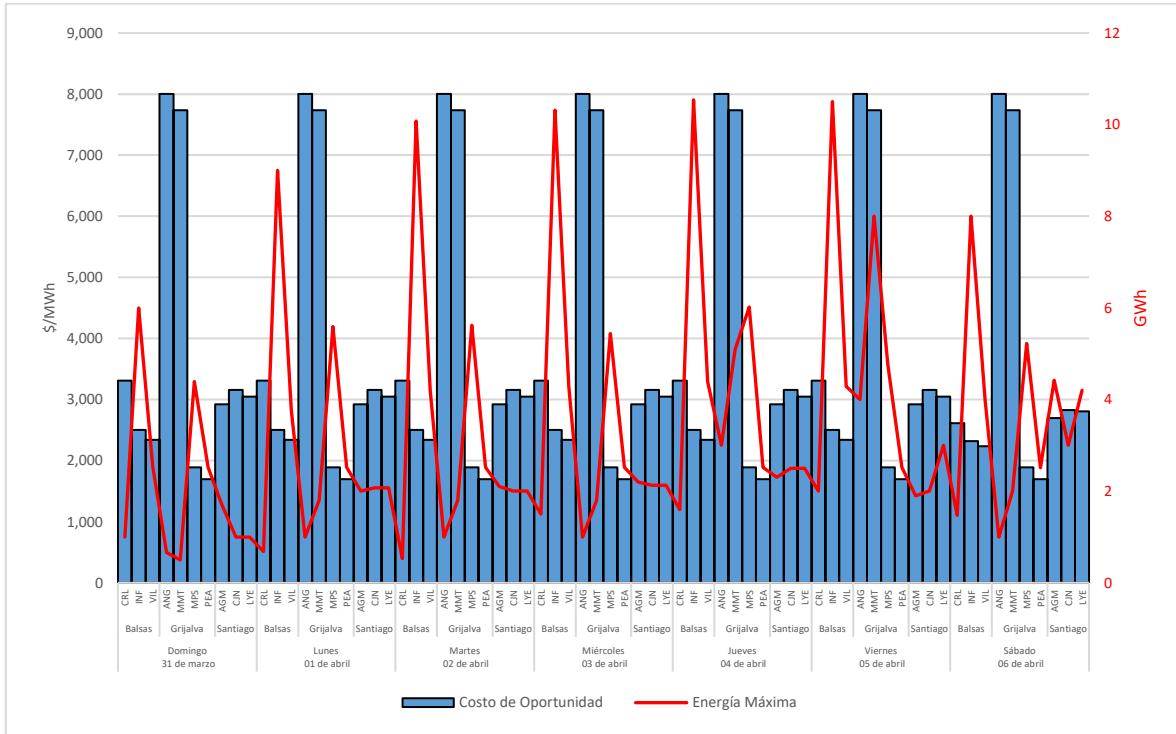


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

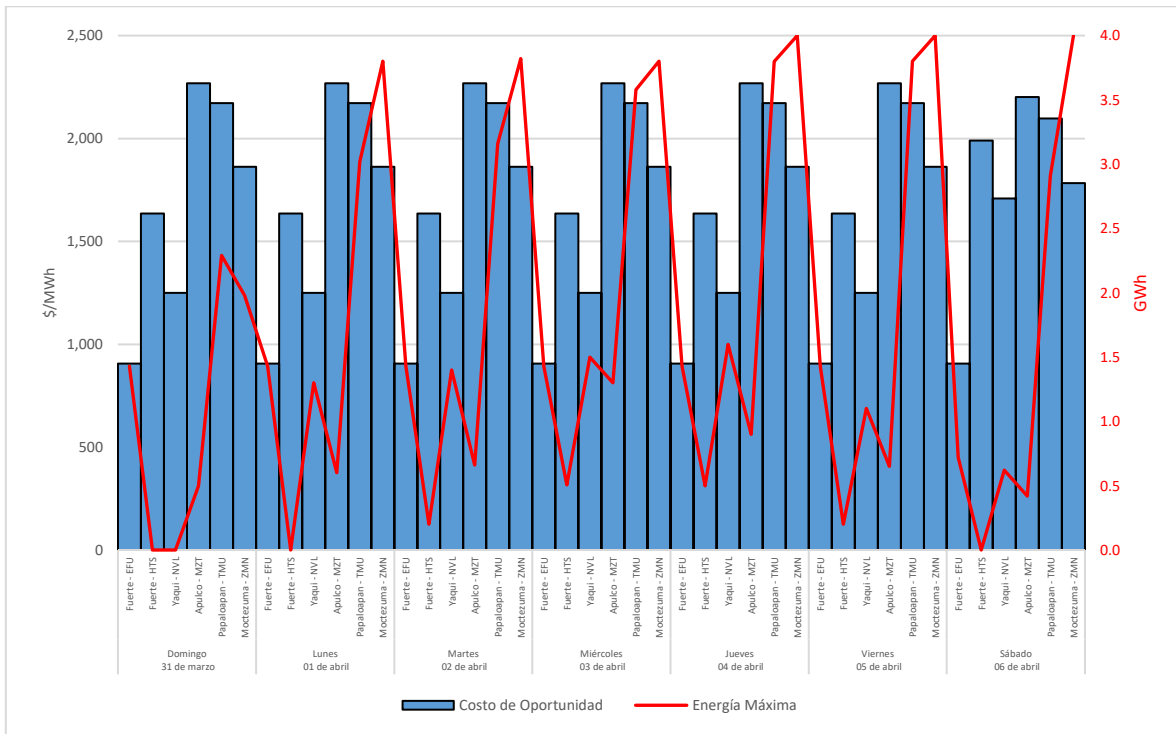


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

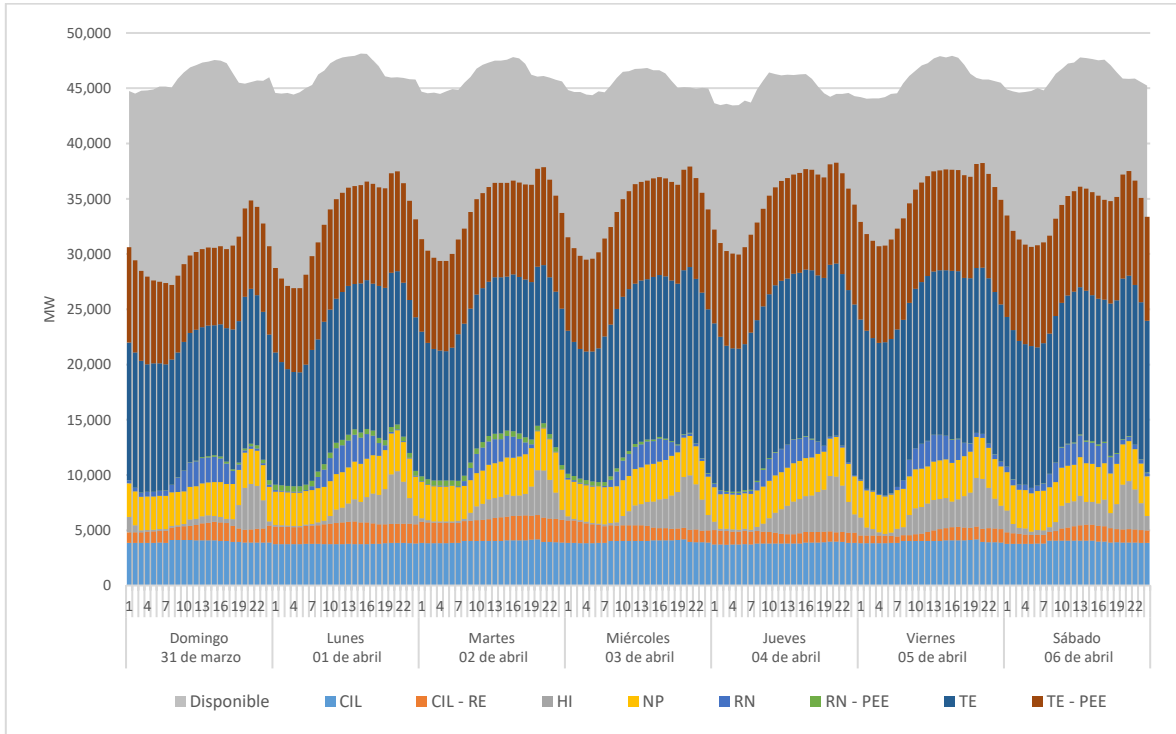


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.



Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

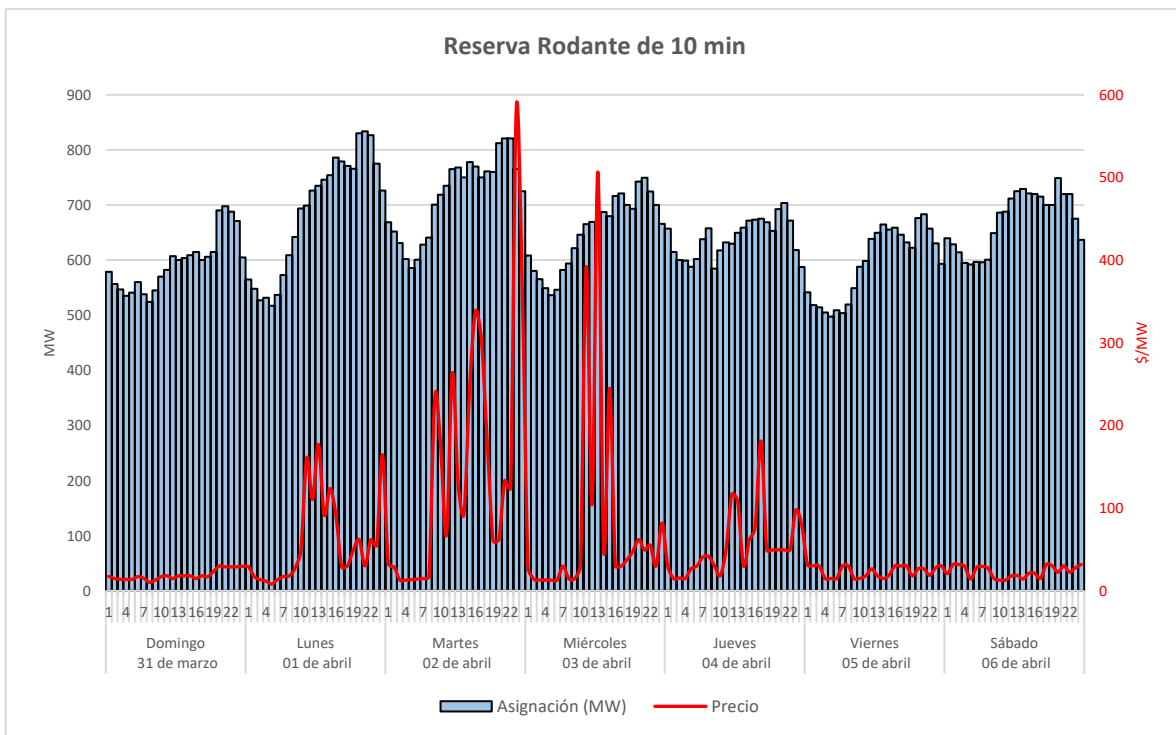
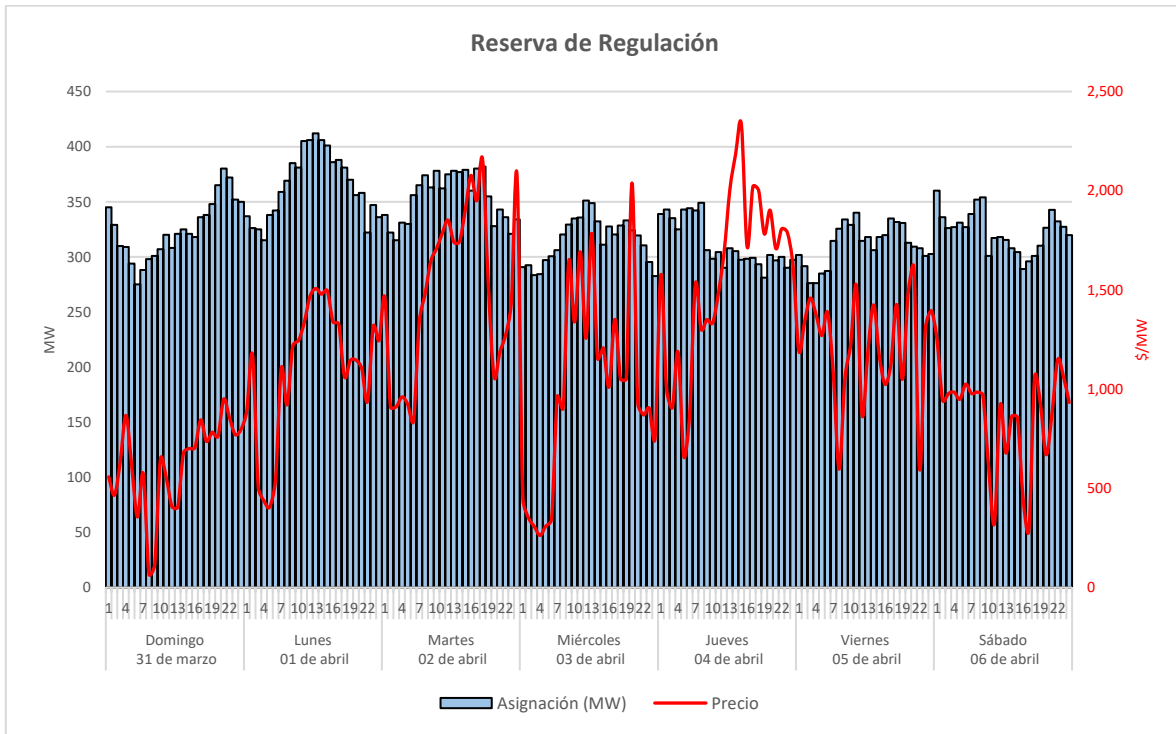


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

