



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

04 al 10 de agosto del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.32/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,740.35 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **7,591.67 \$/MWh** y **7.70 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08COZ-34.5** y **04MNV-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,789.01 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **6,700.78 \$/MWh** y **104.67 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Guasave** y **Caborca**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **43,557.06 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **31,583.39 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.42%** proviene de Centrales Térmicas, **13.88%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **8.62%** proviene de Centrales No Despachables, **5.55%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.53%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.60%**, oferta Hidroeléctrica **17.92%**, Oferta CIL **10.91%**, Oferta No Despachable **6.78%** y Oferta Renovable **2.79%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **53,391 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **5,553.70 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **18,122.32 \$/MWh** y **1,313.33 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Infiernillo** y **Peñitas**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **8-6 ENL TIC-DZT**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **6-03 ENL NES CUF-RRD USA** y **0-19 ENL THP-LBR**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **2,500.40 \$/MWh**, **526.22 \$/MWh**, **470.82 \$/MWh** y **749.58 \$/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
2,850.33 – 579.77	399.00 – 283.00	Regulación
585.43 – 10.51	657.00 – 330.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
04 de agosto	Indisponibilidad por un total de 1,138 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos del generador de vapor, y otra unidad por fuga de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos parques eólicos por salida de línea de transmisión, y de una unidad térmica para mantenimiento, correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por operación de la protección de falla a tierra del generador eléctrico, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
05 de agosto	Indisponibilidad por un total de 1,068 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga crítica en calentador de vapor, una unidad por fuga de aceite, y una unidad por falla en contactor de banco de baterías, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de combustible, y otra unidad para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de vapor auxiliar, y otra unidad por falla en variador de bomba de agua de alimentación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por ruido de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
06 de agosto	Indisponibilidad por un total de 969 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por presión de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad hidráulica para revisión y limpieza de anillos rozantes, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para revisión de válvula de sangrado, y otra unidad por falla en control de bombas de agua de alimentación, ambas correspondientes 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 Noroeste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica por ruido de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
07 de agosto	Indisponibilidad por un total de 302 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia una unidad térmica por problema en sensor de temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 3. Salida de emergencia una unidad térmica por ruido de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

08 de agosto	Indisponibilidad por un total de 1,026 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas en válvula de falso arranque, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en el recalentador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja eficiencia de precipitador electrostático, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por ruido de turbina, una unidad por falla en suministro de corriente directa a los equipos de emergencia del tren de fuerza, y otra unidad por falla en excitador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
09 de agosto	Indisponibilidad por un total de 1,147 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de un parque eólico para revisión por falla. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sistema de auxiliares. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por fuga en elemento del generador, y dos unidades debido a falsa alarma del sistema contra incendio, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, tres unidades por falla en la comunicación de la velocidad de turbina, y una unidad por fuga en generador de vapor. Salida de emergencia de un parque eólico por fuga de gas SF6 en interruptor. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
10 de agosto	Indisponibilidad por un total de 910 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en instrumento de temperatura, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de agua en el recuperador de calor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, tres unidades por falla en ventilador del compartimiento de turbina, y dos unidades para implementación de lógica de protecciones, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

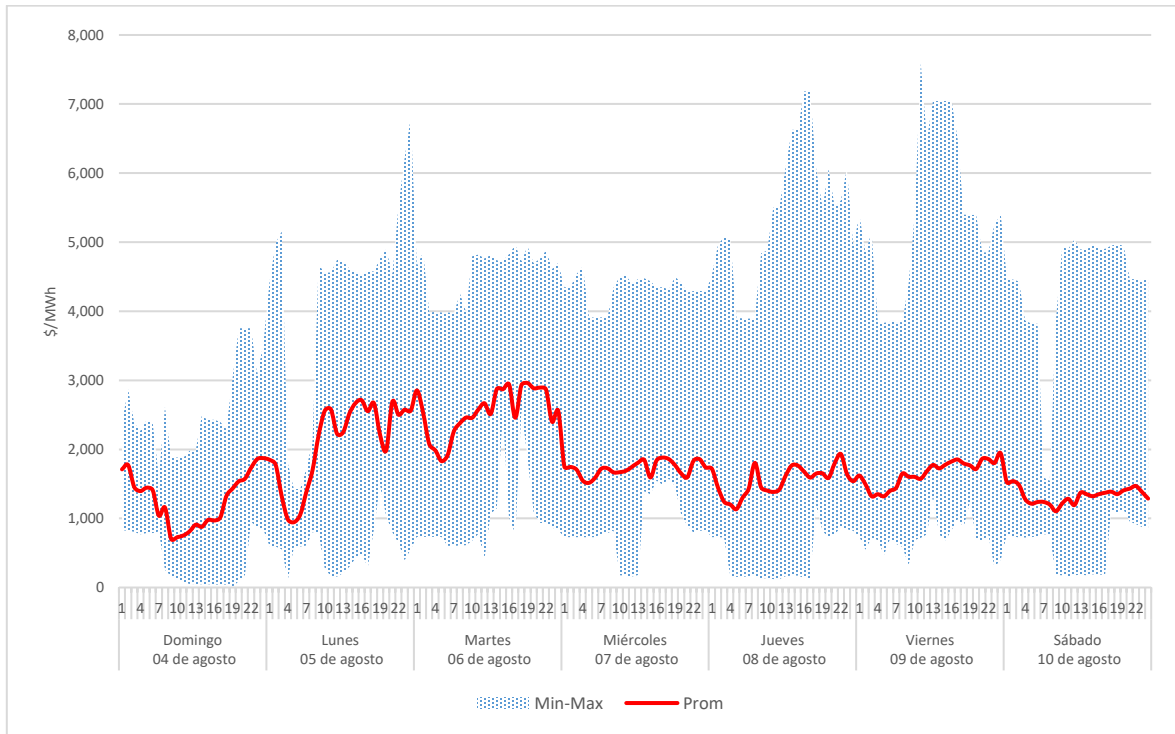


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

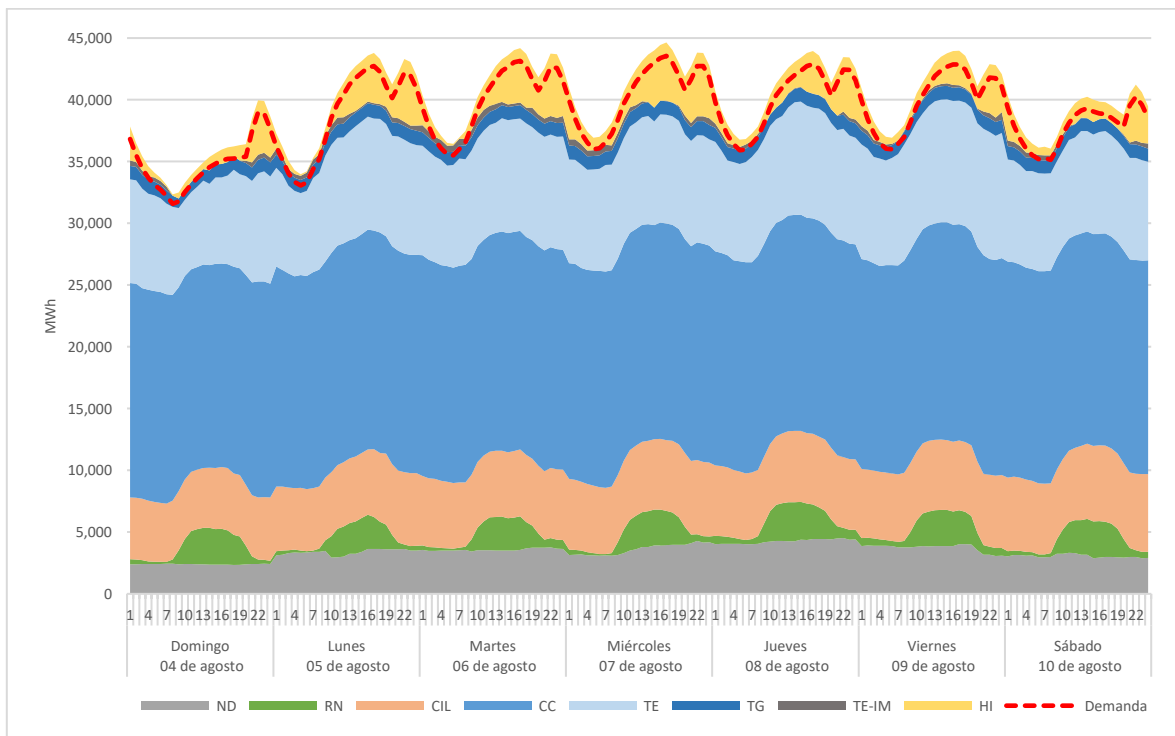


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

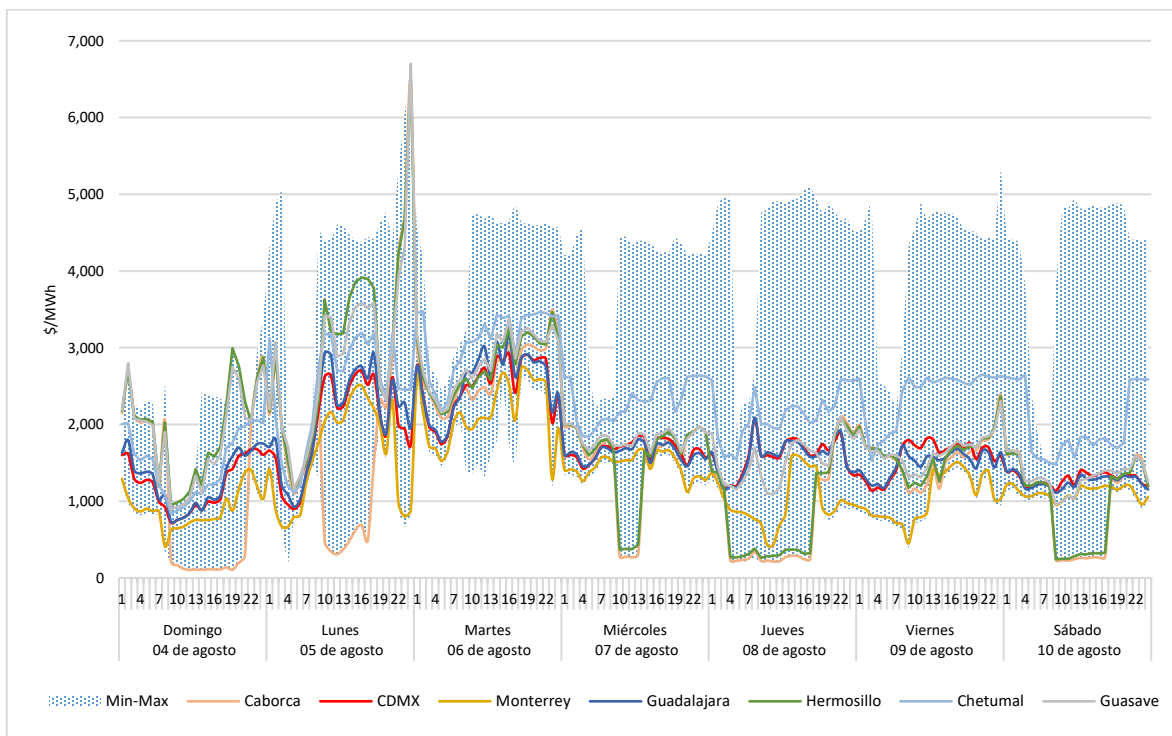


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

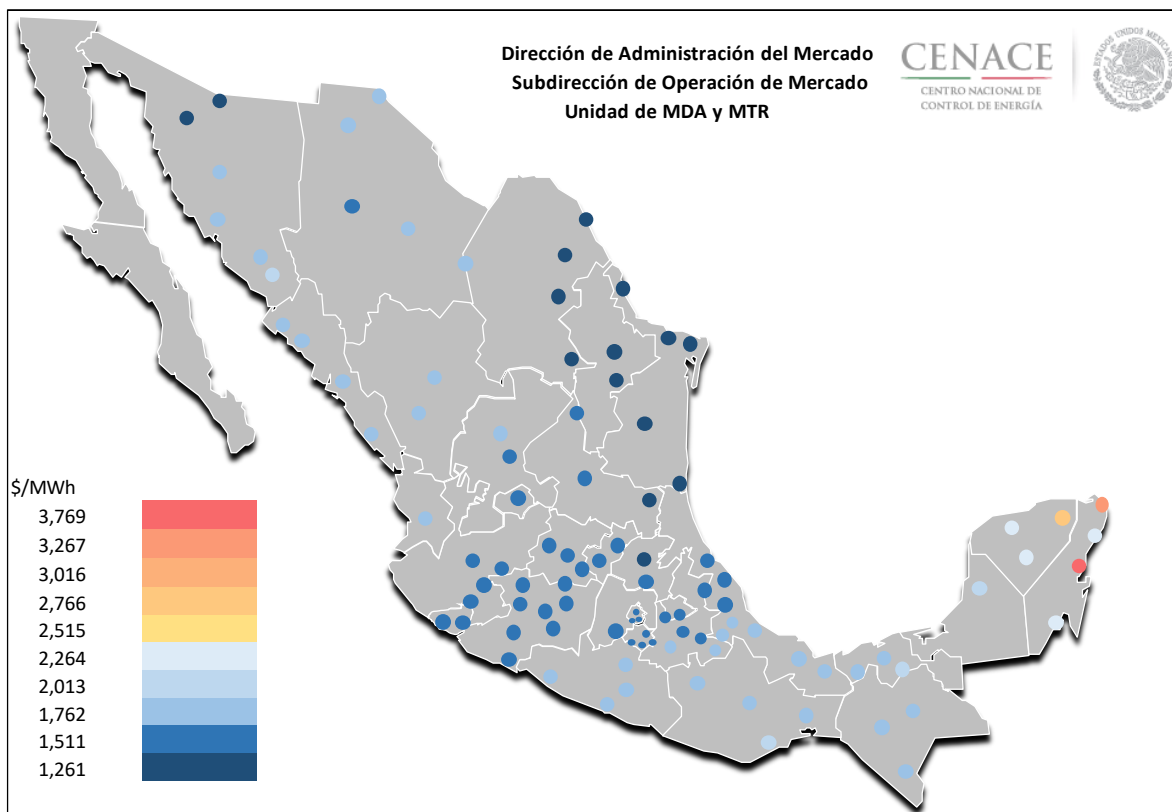


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

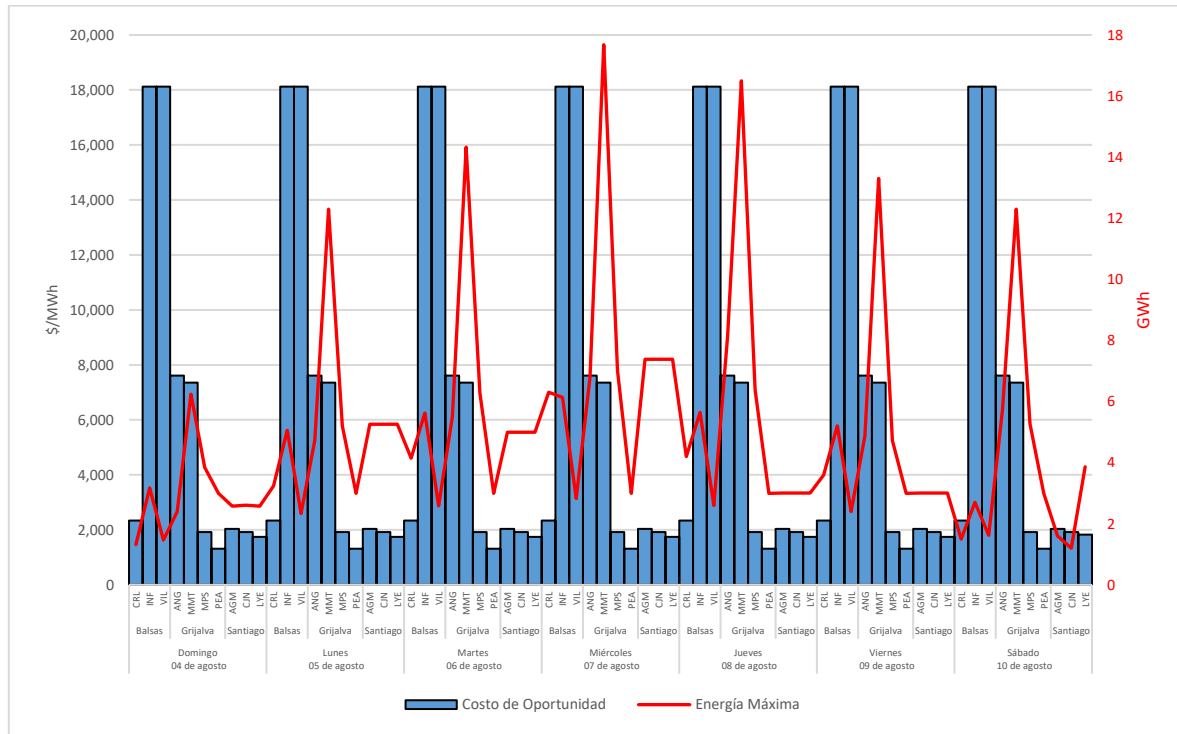


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

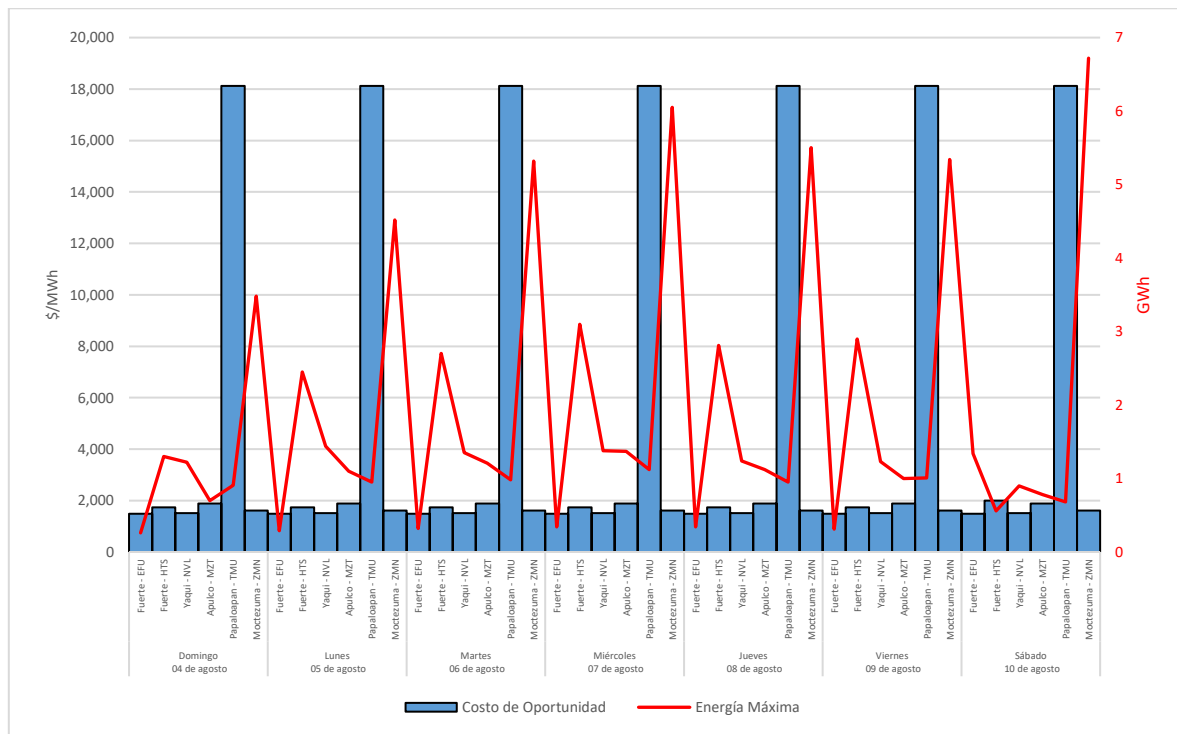


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

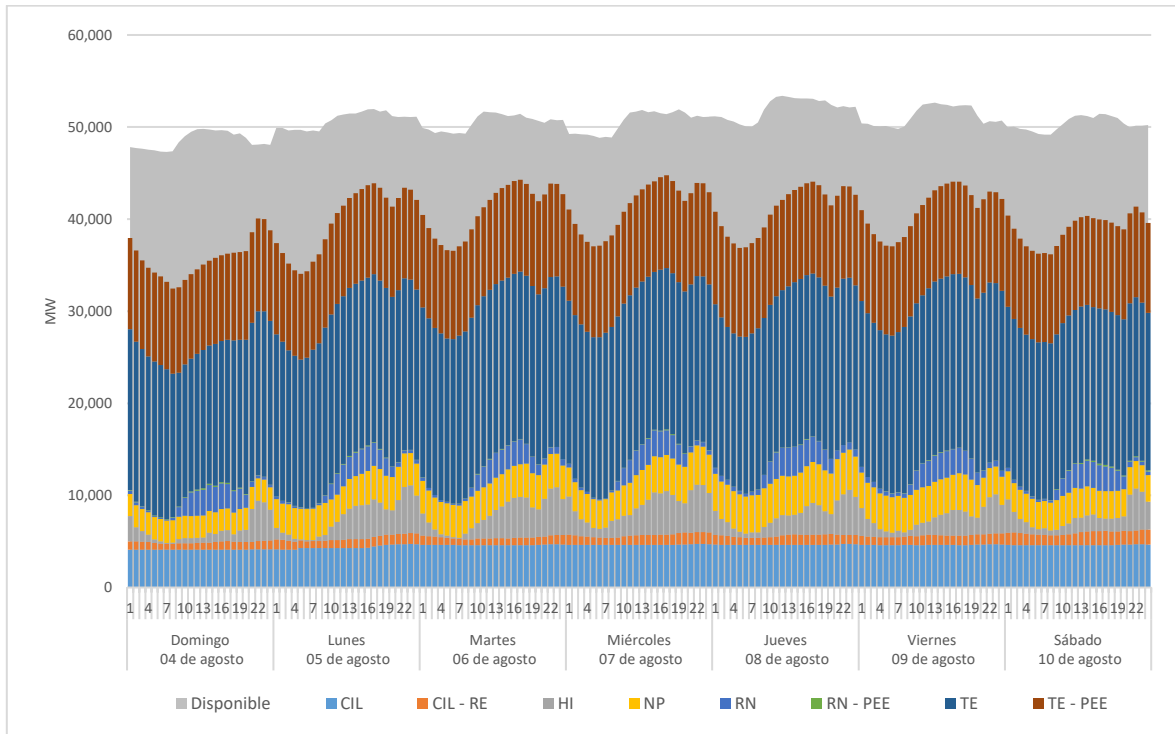


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

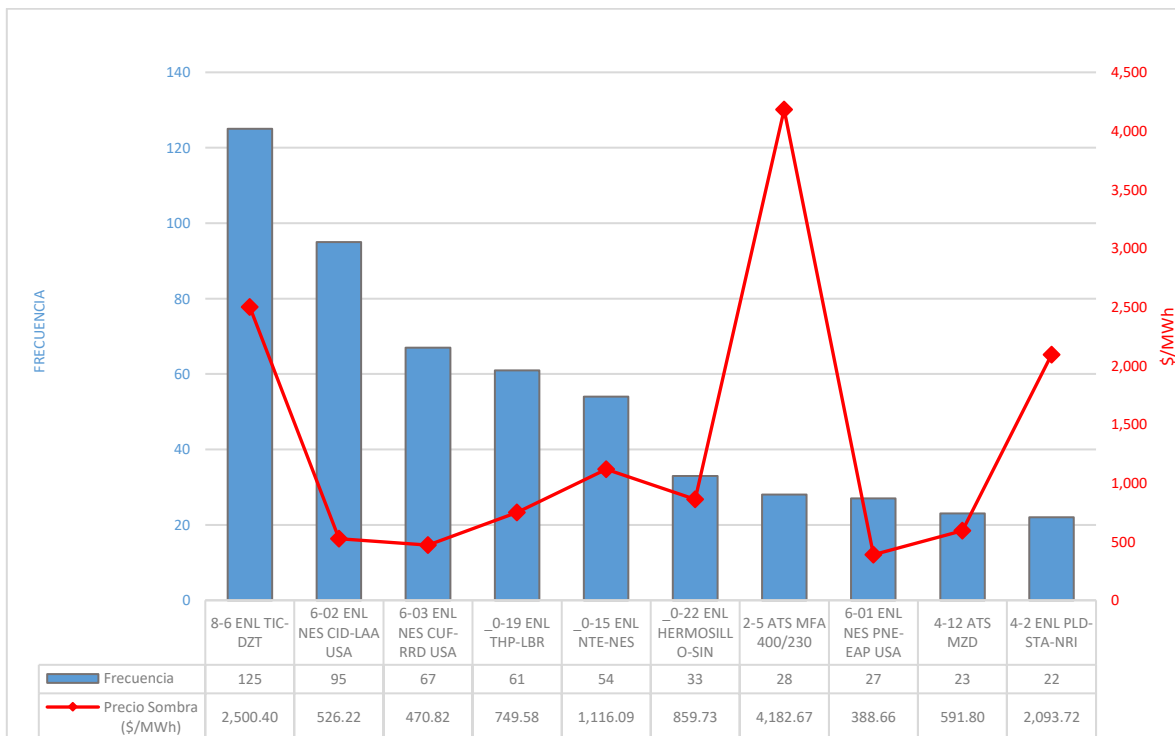


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

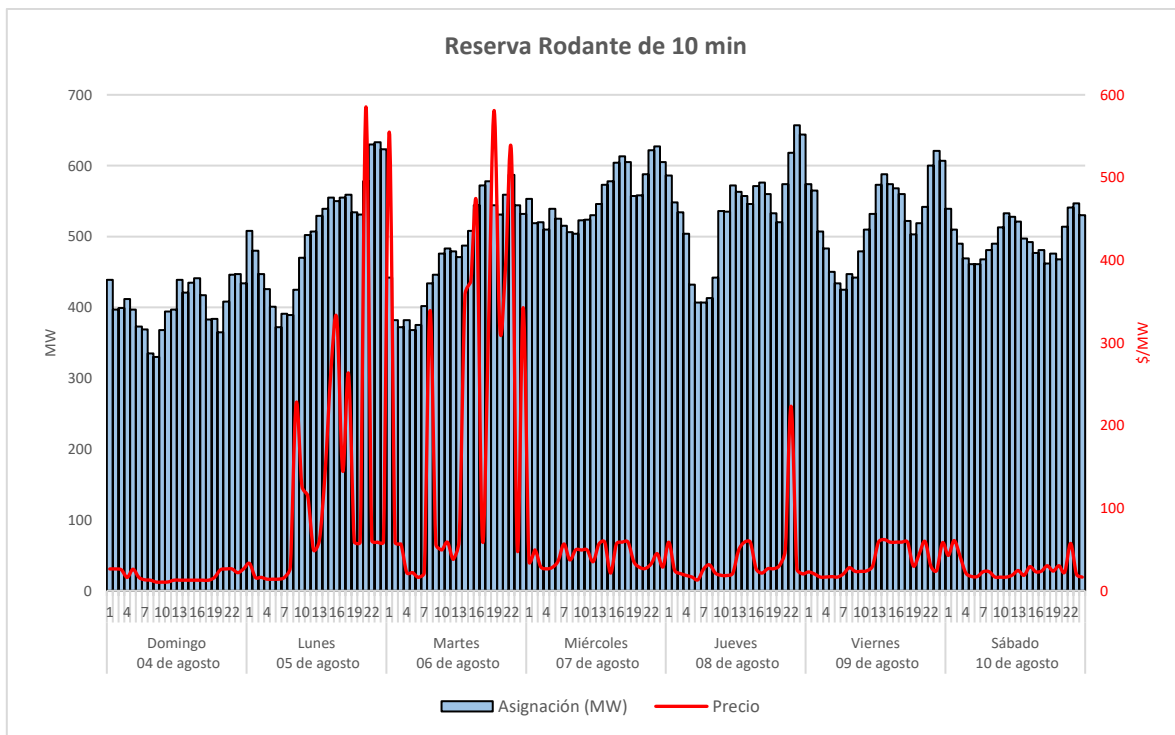
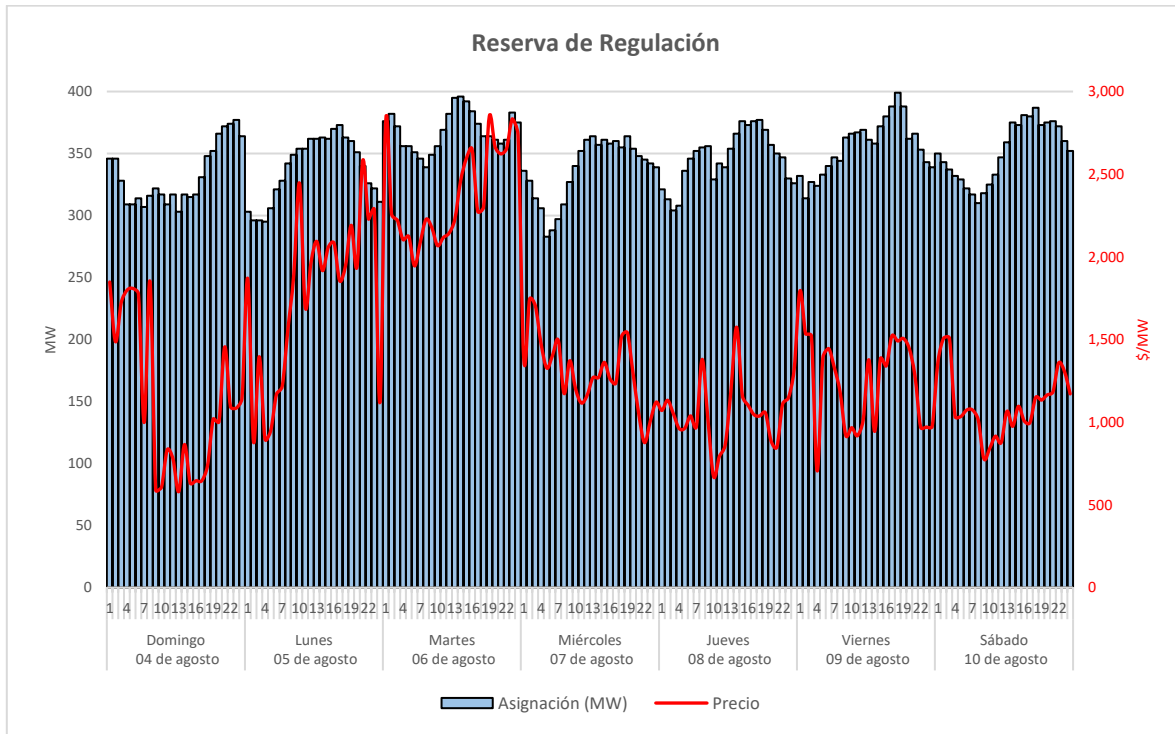


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

