



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

26 de agosto al 01 de septiembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.35/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **2,530.66 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **10,198.95 \$/MWh** y **-182.38 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **01TDK-230** y **01DVA-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **2,568.94 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **6,370.09 \$/MWh** y **831.95 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Huatulco** y **Matamoros**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **40,952.80 MW**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **30,164.36 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **70.57%** proviene de Centrales Térmicas, **13.89%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **7.59%** proviene de Centrales No Despachables, **6.64%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **1.31%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.13%**, oferta Hidroeléctrica **20.37%**, Oferta CIL **11.28%**, Oferta No Despachable **6.16%** y Oferta Renovable **1.06%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **47,846 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,615.74 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **3,733.02 \$/MWh** y **1,556.83 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Huites** y **Villita**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**, **6-01 ENL NES PNE-EAP USA** y **0-16 MALPASODOS-TABASCO**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,187.21 \$/MWh**, **1,046.55 \$/MWh**, **586.63 \$/MWh** y **1,431.15 \$/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-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
3,189.79 – 434.55	382.00 – 205.80	Regulación
2,519.46 – 20.88	895.50 – 496.30	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
26 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 1,096 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en cableado de sistema de excitación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad por pérdida de comunicación en procesador de control de turbina, tres unidades por cierre súbito de válvulas gobernadoras de una de las turbinas, y otra unidad por falla en válvula de arranque, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por oscilación de control de combustible hacia cámara de combustión, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
27 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 923 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades, una unidad térmica por fuga en sobre-calentador, y una unidad hidráulica por falla en la comunicación de instrumento de nivel de chumacera, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en precalentador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas en quemadores, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
28 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 1,202 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por pérdida de flama, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla en línea de transmisión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>3. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, cinco unidades por restricción de combustible debido a mantenimiento de ducto, y una unidad por fuga en línea de recalentado, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo vació en el condensador principal, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
29 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 300 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en calentador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> </ol>
30 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 244 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en sensor de posición de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por cambio súbito de temperatura de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> </ol>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica para lavado de máquina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión del sistema electrohidráulico de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
31 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 974 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por alta temperatura de segmento de chumacera de carga, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por operación de protección del generador, una unidad por fuga en línea de agua de suministro de caldera, y otra unidad por altas vibraciones en chumacera, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de flujo de combustible, una unidad por falla en módulo de PLC de control, una unidad por alto nivel de domo, y otra unidad por alta presión en el hogar, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
01 de septiembre	<p>Indisponibilidad por un total de 2,424 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos en generador de vapor, y otra unidad por falla en sello de lubricación directa de pistones de compresor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por operación en falso de los sensores de velocidad de turbina, y otra unidad por fuga de agua en recuperador de calor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por cortocircuito en ventilador, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas para limpieza de combustores, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> <li>6. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, una unidad por altas vibraciones en chumacera de turbina, tres unidades por horas de operación, y una unidad por falla en bomba de agua de circulación, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

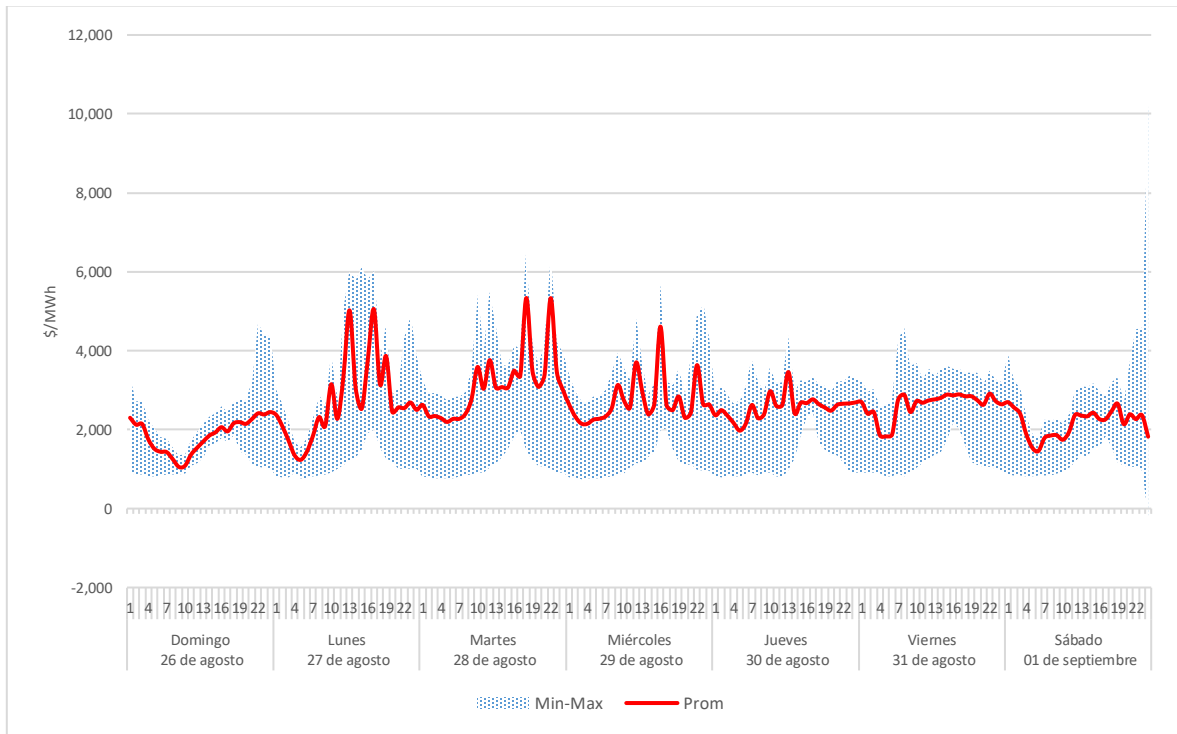


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

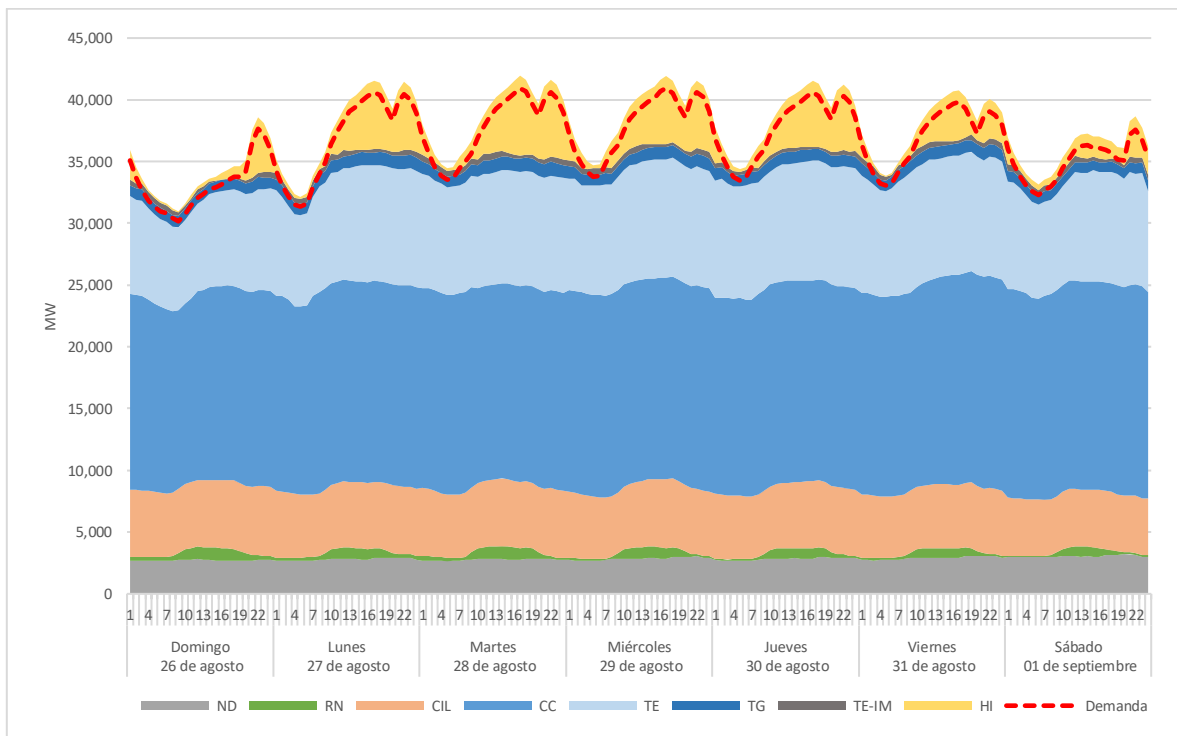


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

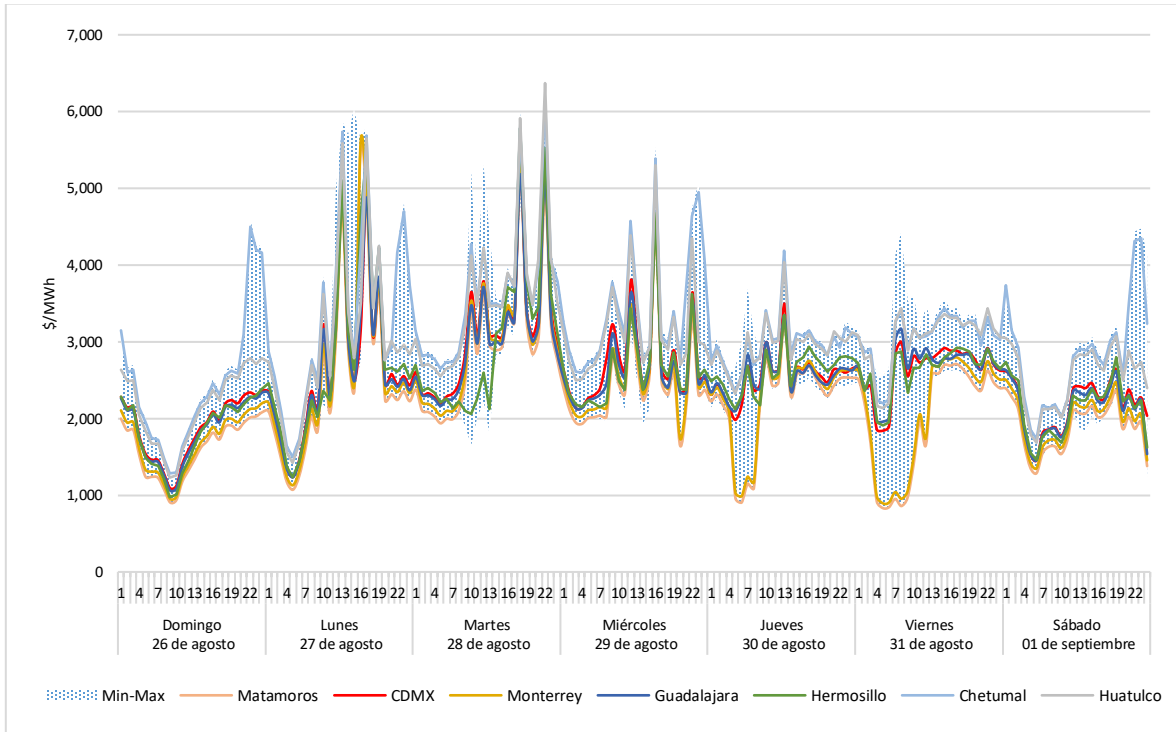


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

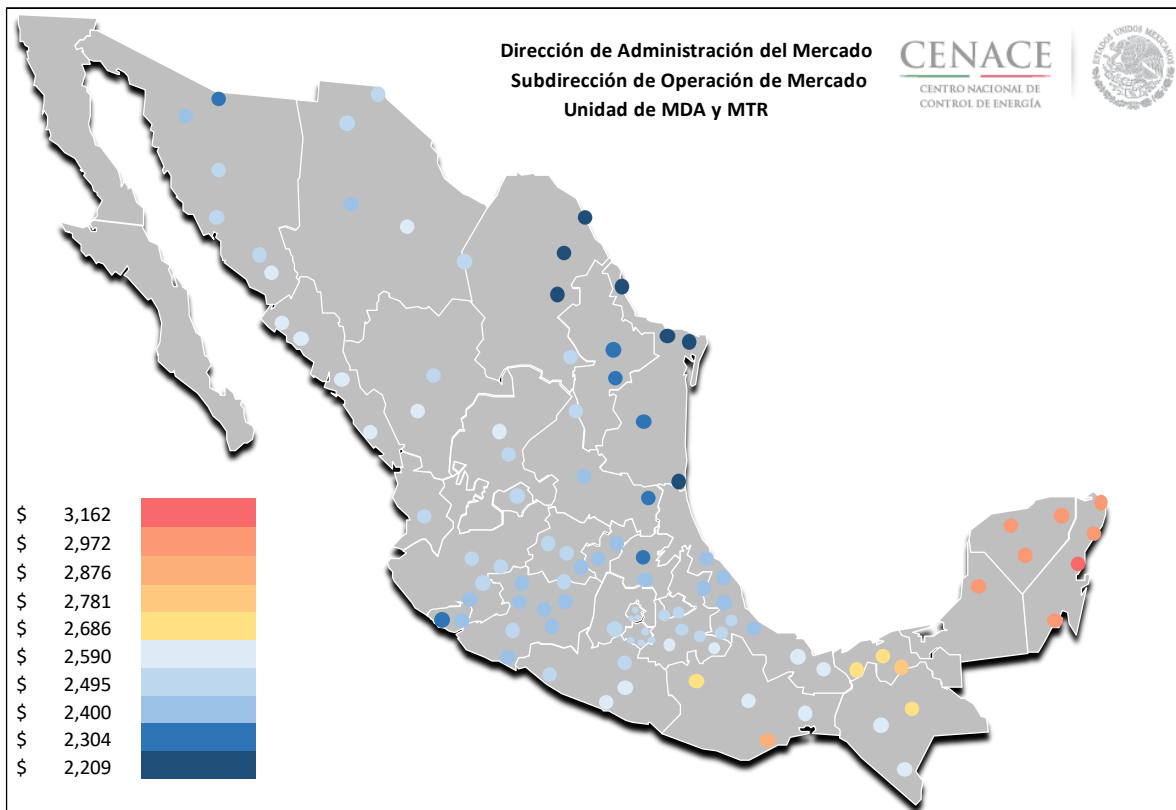


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

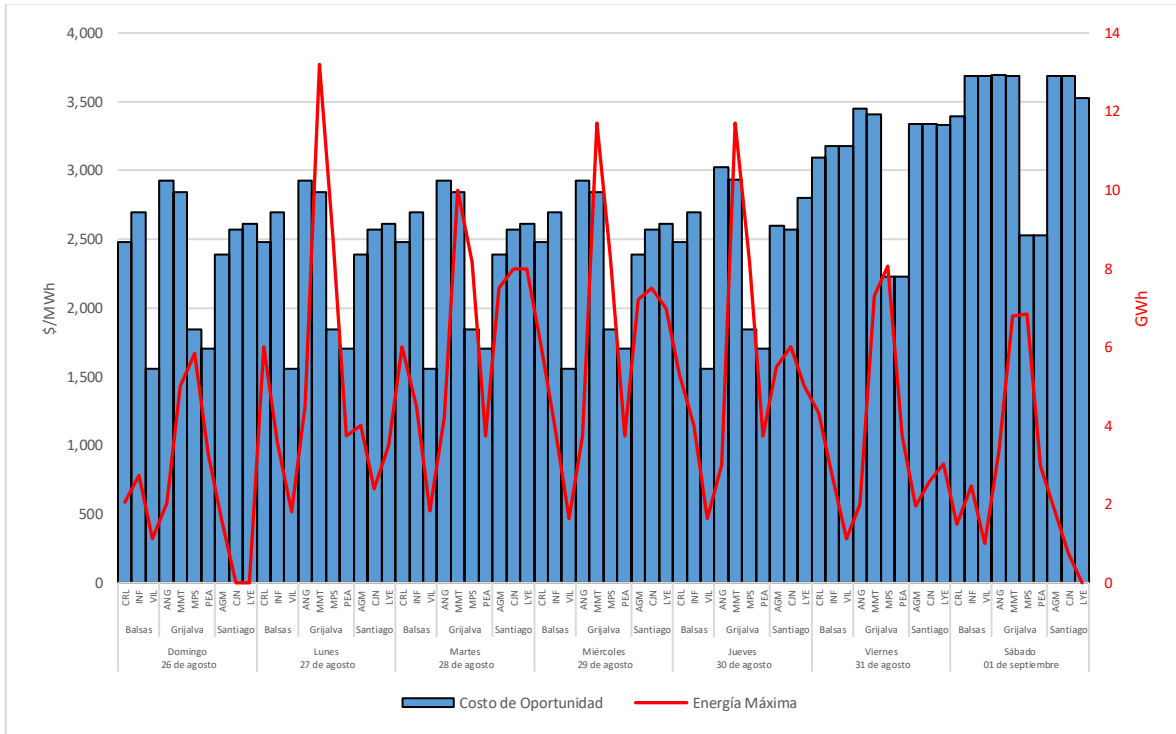


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

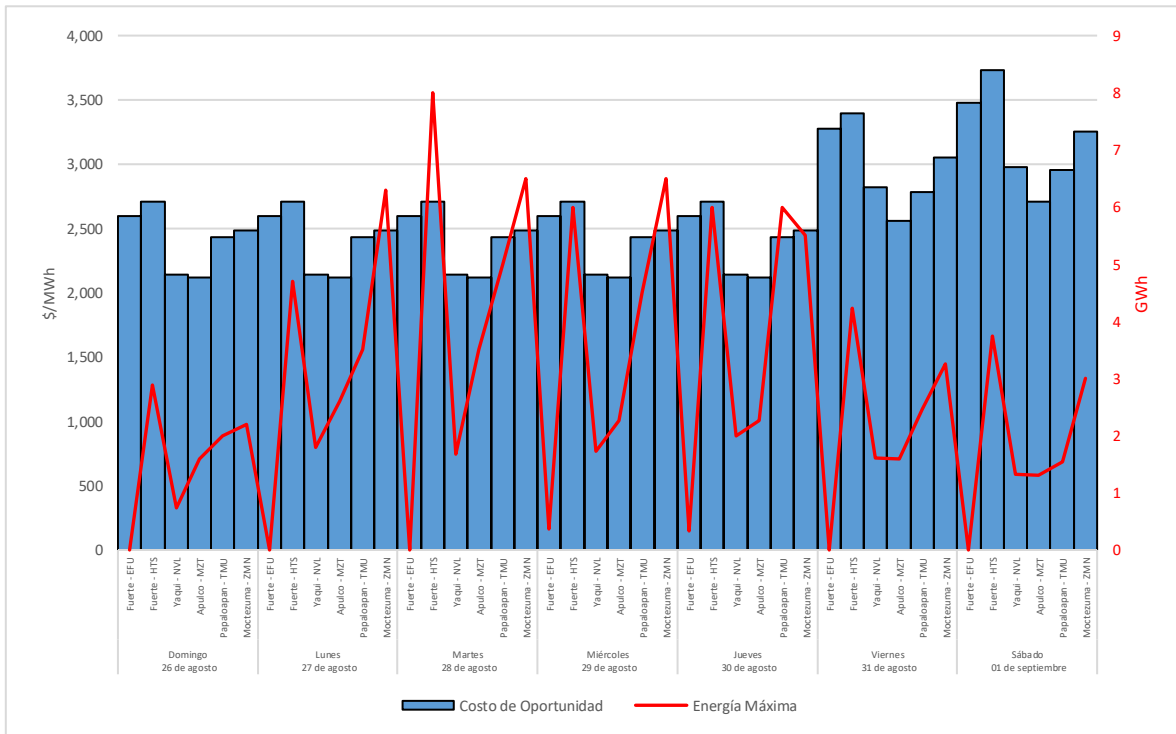


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

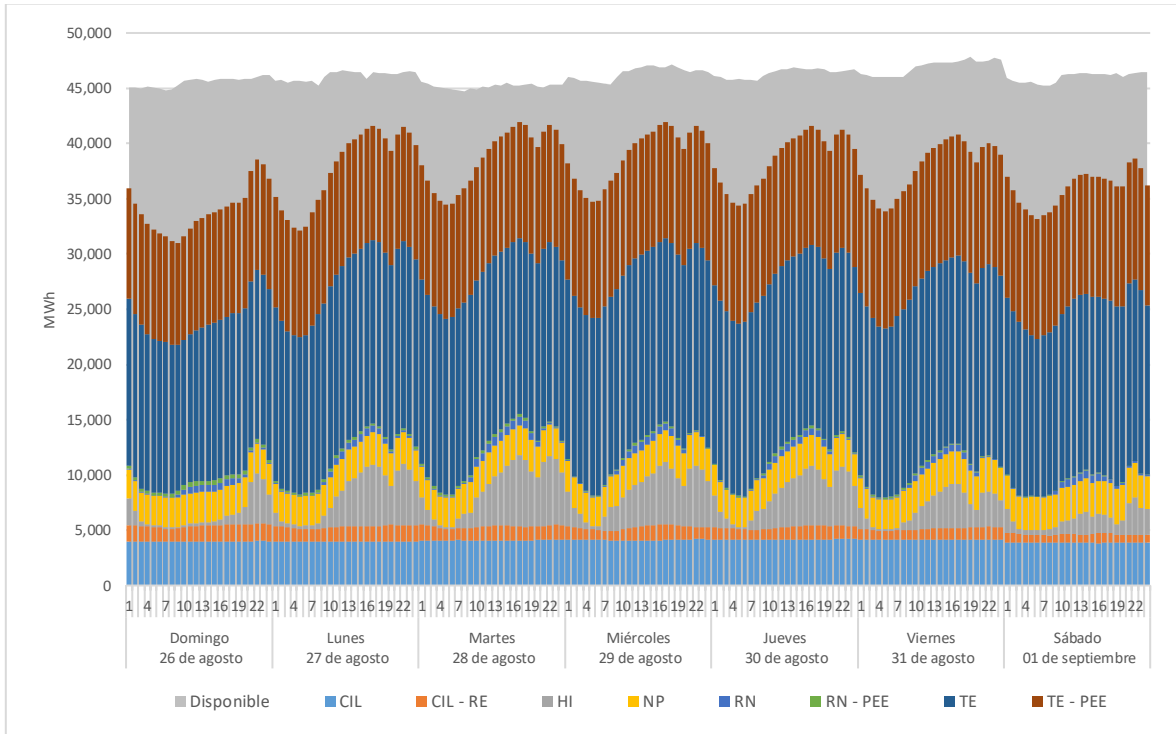


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

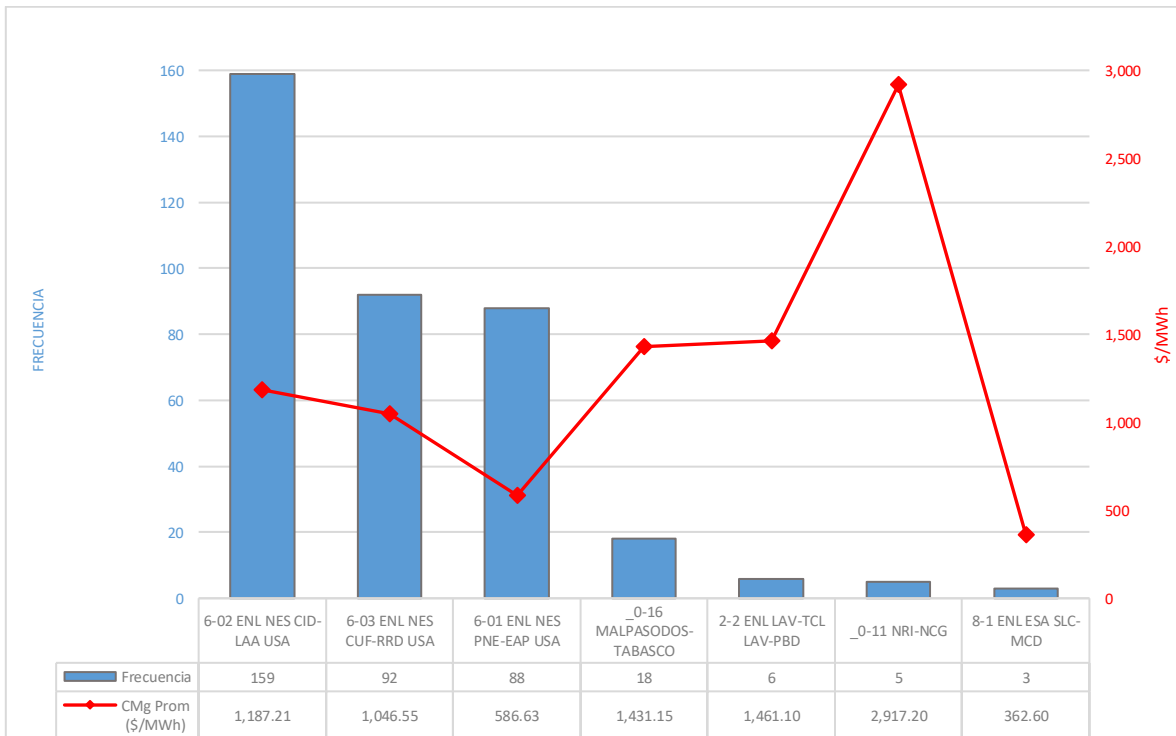




Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

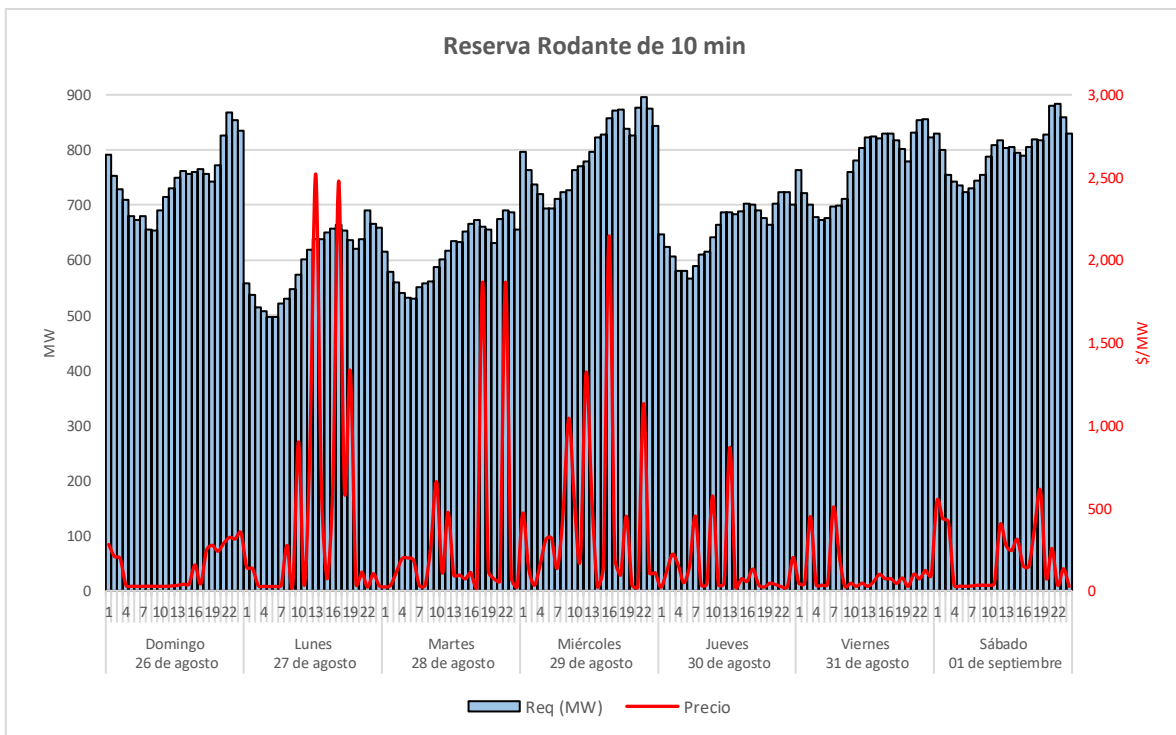
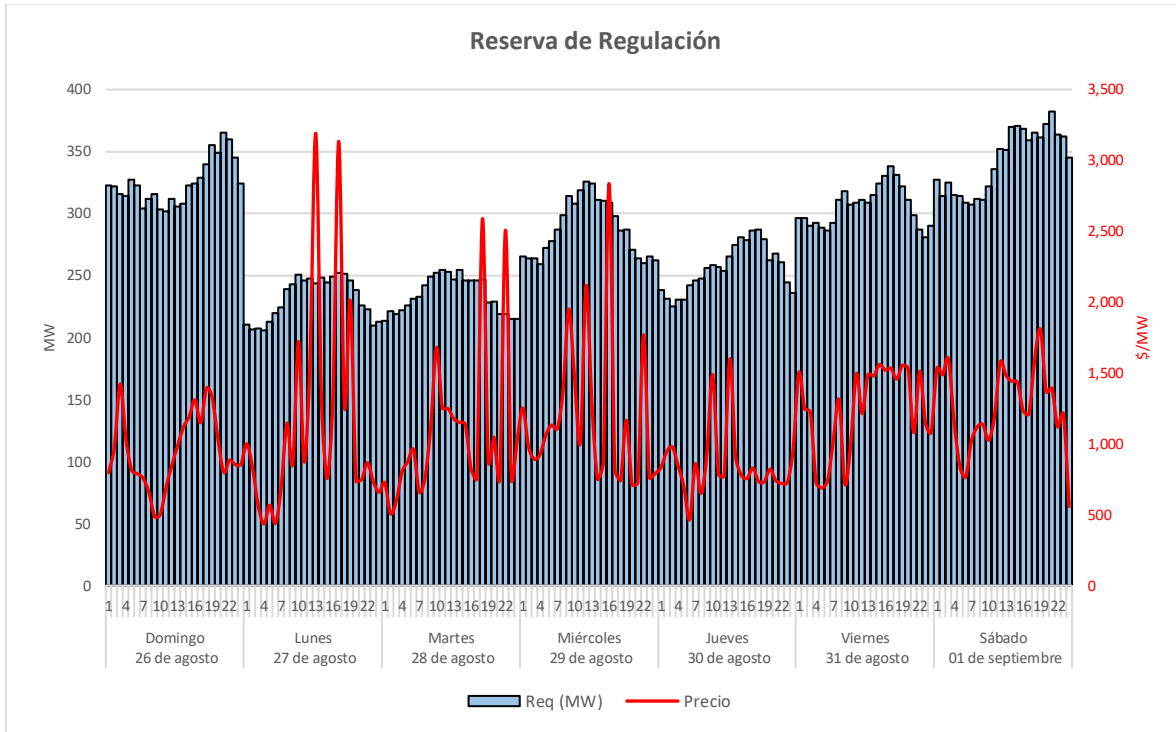


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

