



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

25 al 31 de agosto del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.35/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,262.55 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **6,174.80 \$/MWh** y **0.27 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08COZ-34.5** y **04PLD-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,316.51 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,308.18 \$/MWh** y **23.73 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Chetumal** y **Guaymas**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **43,051.94 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **31,111.84 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **67.84%** proviene de Centrales Térmicas, **14.48%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **10.19%** proviene de Centrales No Despachables, **4.04%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **3.45%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.33%**, oferta Hidroeléctrica **17.69%**, Oferta CIL **11.00%**, Oferta No Despachable **7.30%** y Oferta Renovable **2.68%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **55,318 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **3,994.01 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **20,387.00 \$/MWh** y **1,276.60 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Temascal** 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**, **0-19 ENL THP-LBR** y **8-12 ENL COZUMEL**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **815.37 \$/MWh**, **237.49 \$/MWh**, **499.09 \$/MWh** y **1,798.28 \$/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
6,097.27 – 454.24	434.00 – 297.90	Regulación
49.26 – 10.13	694.00 – 343.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
25 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 636 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
26 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 1,633 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alto nivel de explosividad en cuarto de turbina, y otra unidad por falla en álabes de admisión, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, dos unidades por falla en nivel de domo, y una unidad por falla en válvula de control de nivel de domo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, dos unidades por falla en termopar de vapor recalentado frío, una unidad por fuga de hidrógeno en generador eléctrico, y una unidad por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
27 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 1,391 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, tres unidades por arqueo en cuchillas, y dos unidades por comando falso de control activo de modo isla. Salida de emergencia de un parque eólico para revisión por falla. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
28 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 213 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla de la UPS de servicios propios, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla a tierra, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
29 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 833 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por baja presión de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de pre-mezcla cuaternaria de combustible, y otra unidad por falla en tarjeta de comunicación de PLC. Salida de un parque eólico para revisión por disparo. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en el sistema hidráulico de las válvulas combinadas, y otra unidad por calentamiento en la etapa de baja presión de la turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por suciedad en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

30 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 2,237 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por indisponibilidad de combustible. Salida de emergencia de dos parques eólicos por salida de sus transformadores principales. Salida de cuatro unidades hidráulicas, tres unidades de emergencia para limpieza de rejillas por taponamiento debido a basura, y una unidad para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en posición de válvula pre-mezcla cuaternaria de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.3. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, una unidad por falla en válvula de "by-pass" de alta presión, dos unidades por alta presión en domo, una unidad por pérdida de señal de ventiladores de bomba de agua de circulación y enfriamiento del condensador, y dos unidades por falla en compresor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
31 de agosto	<p>Indisponibilidad por un total de 2,488 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por falla en compresor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.2. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubo roto en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.4. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, una unidad por junta rota en caldera, tres unidades por falla en alimentación de circuito de control de tablero de media tensión, una unidad por alta presión en el hogar, y otra unidad por fuga en generador de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.5. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en válvula de salida de calentador de alta presión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

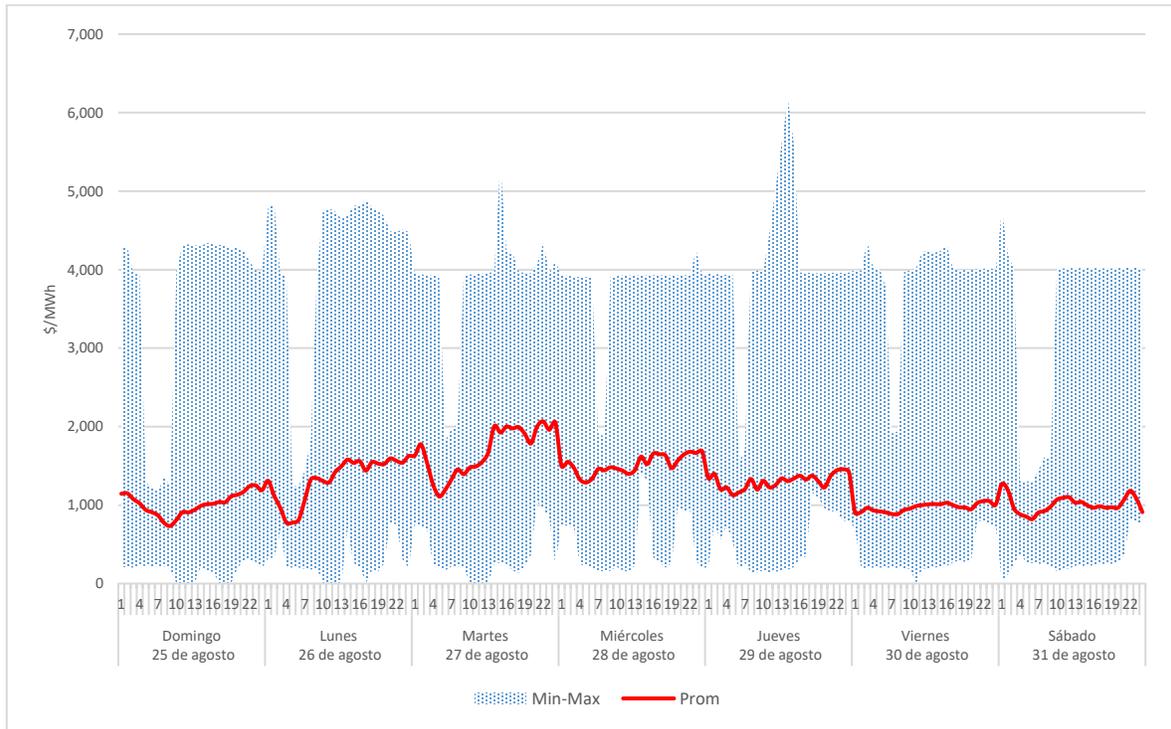


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

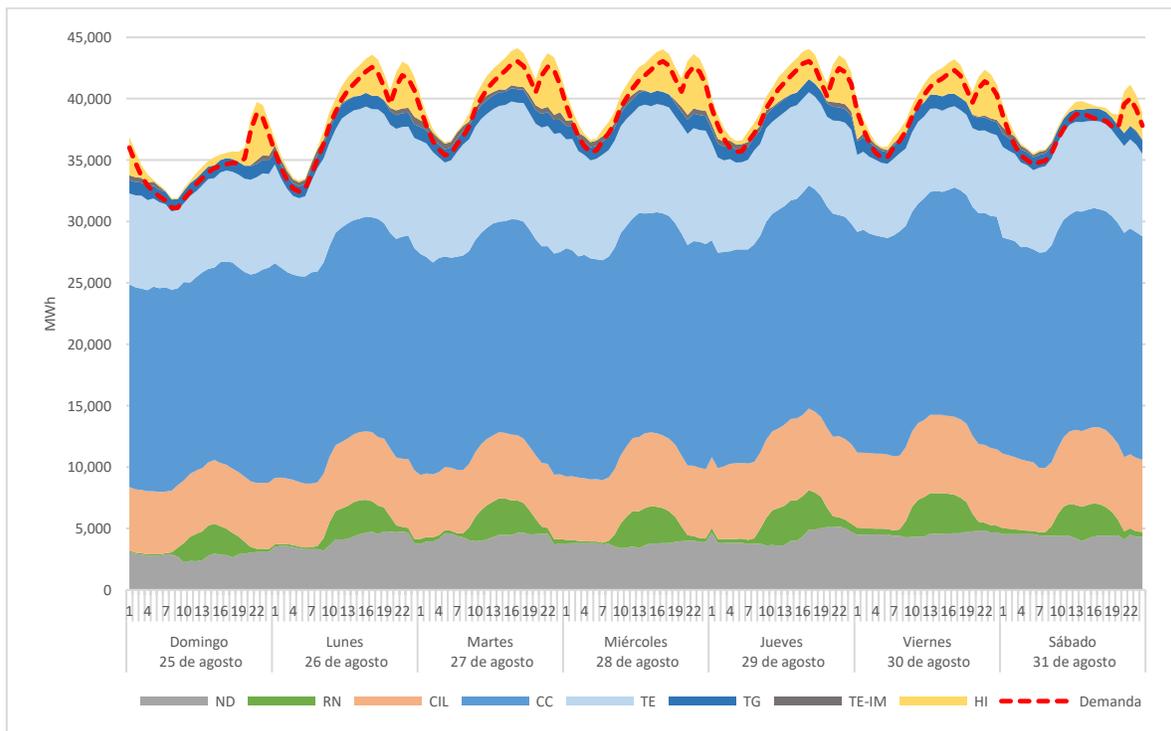


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

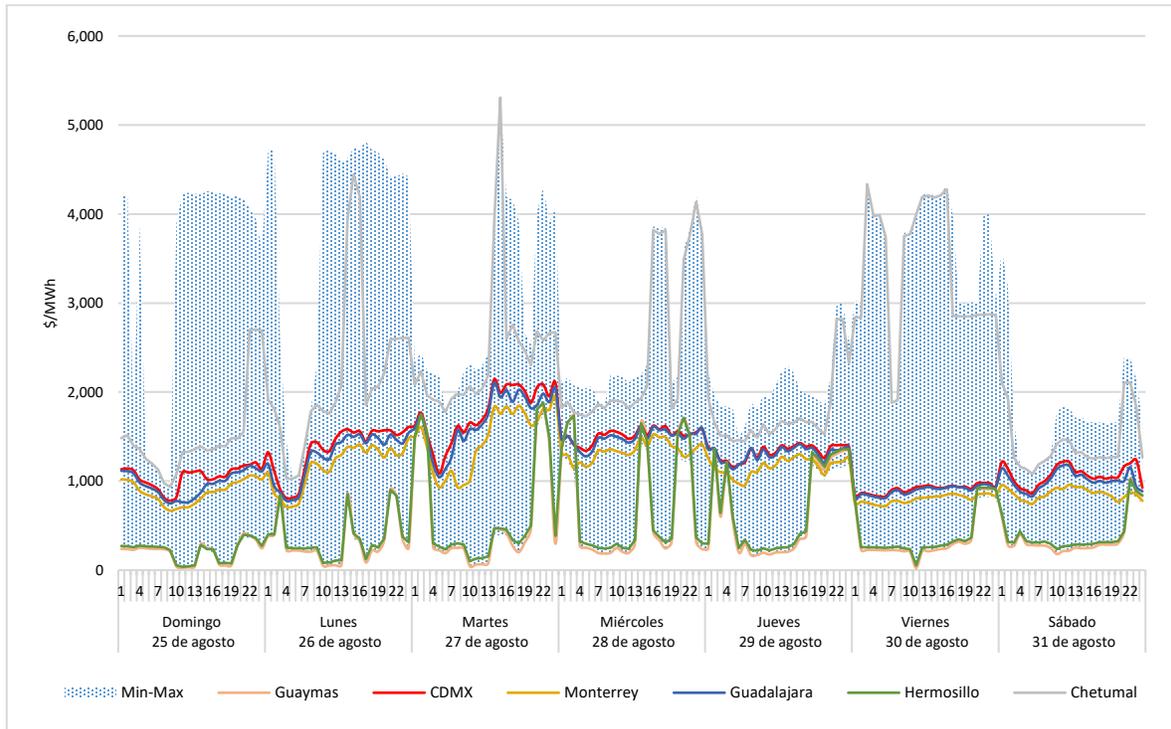


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

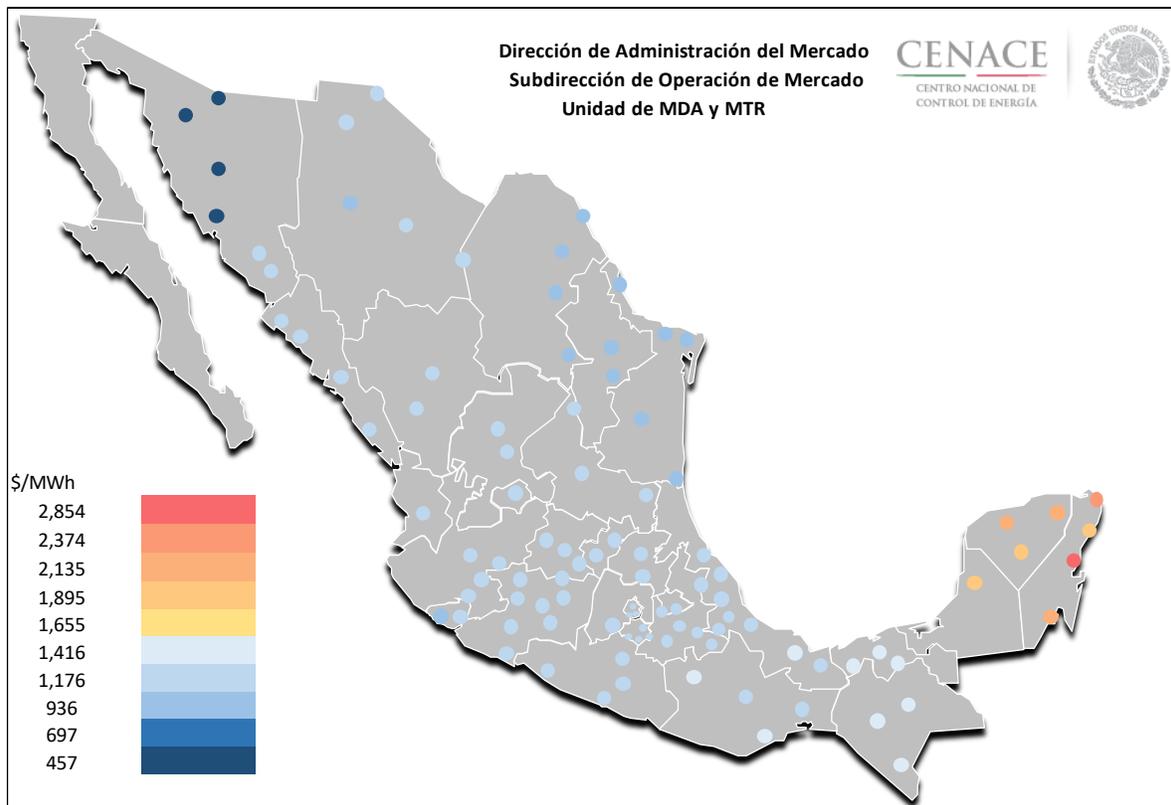


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

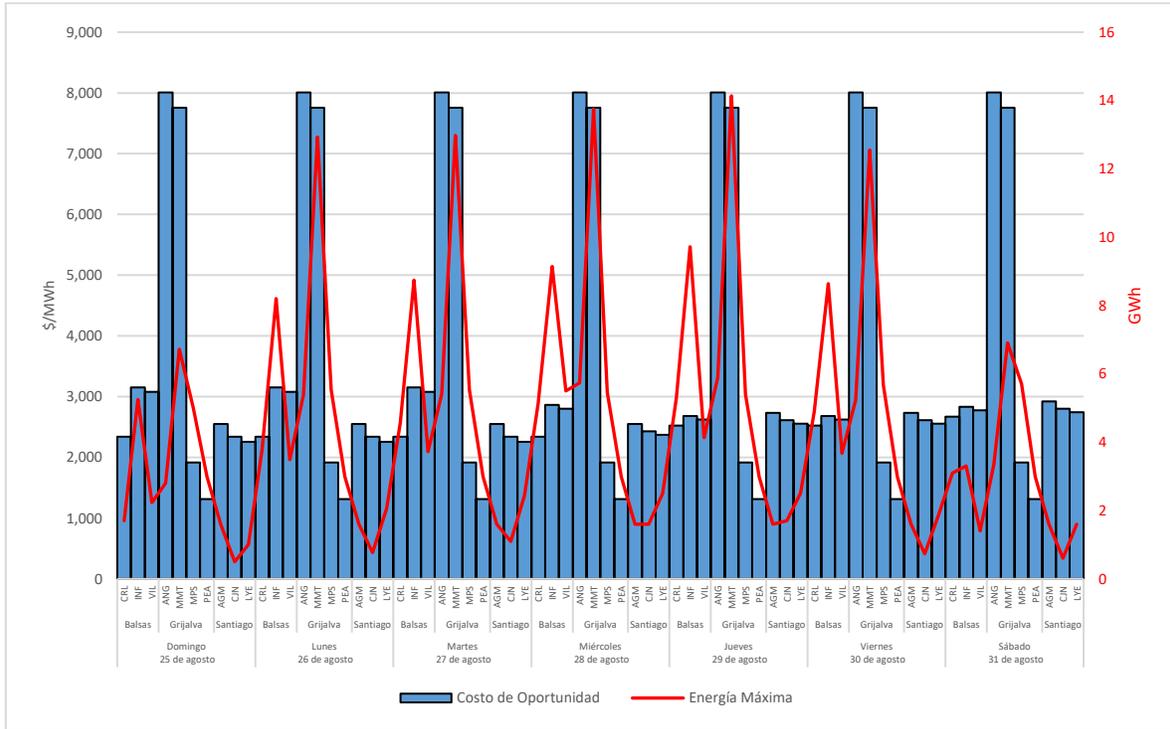


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

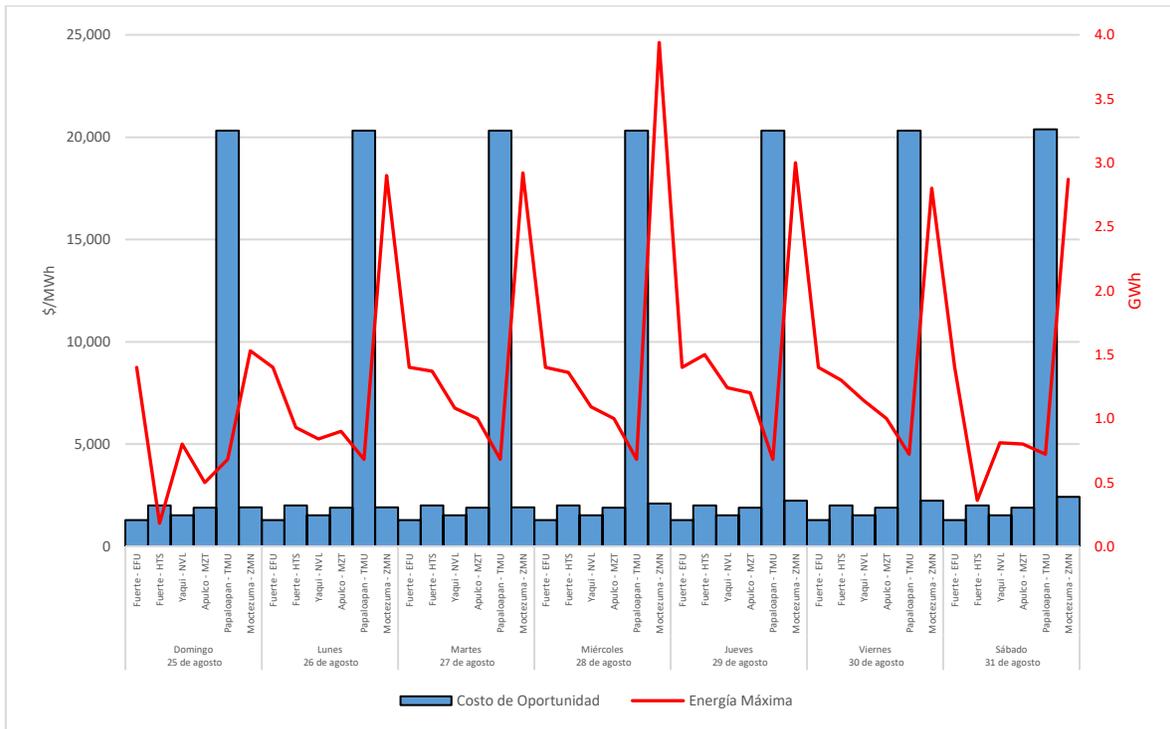


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

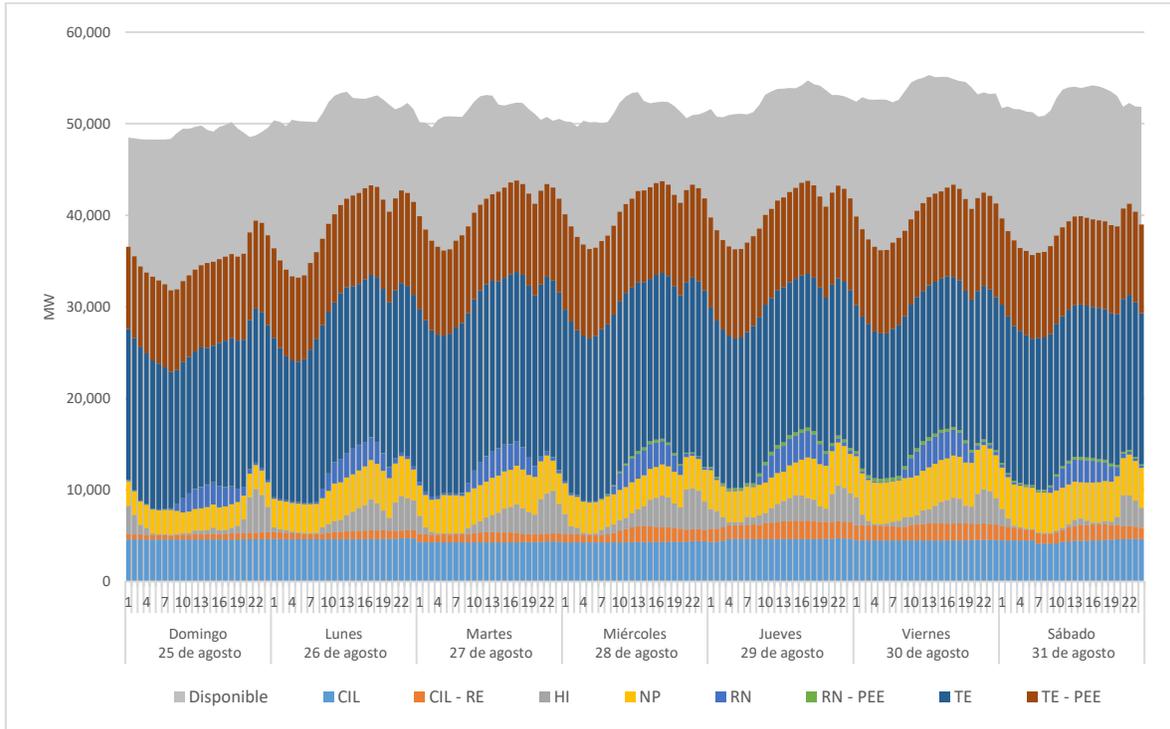


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

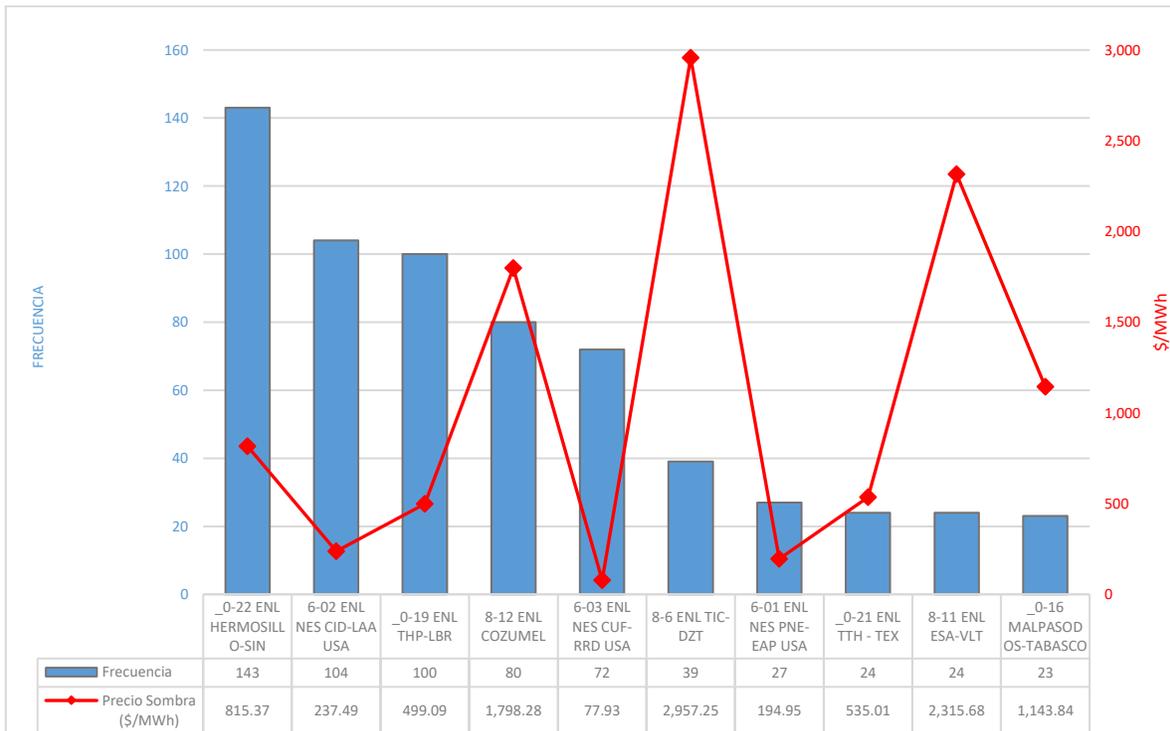


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

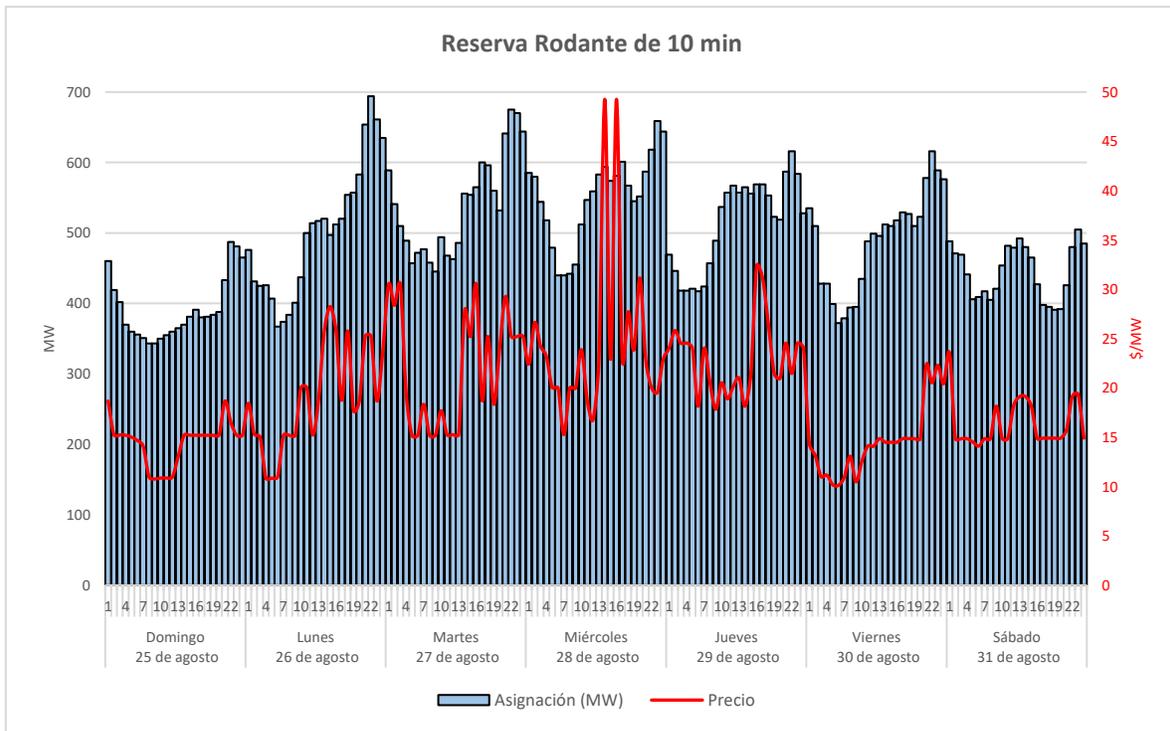
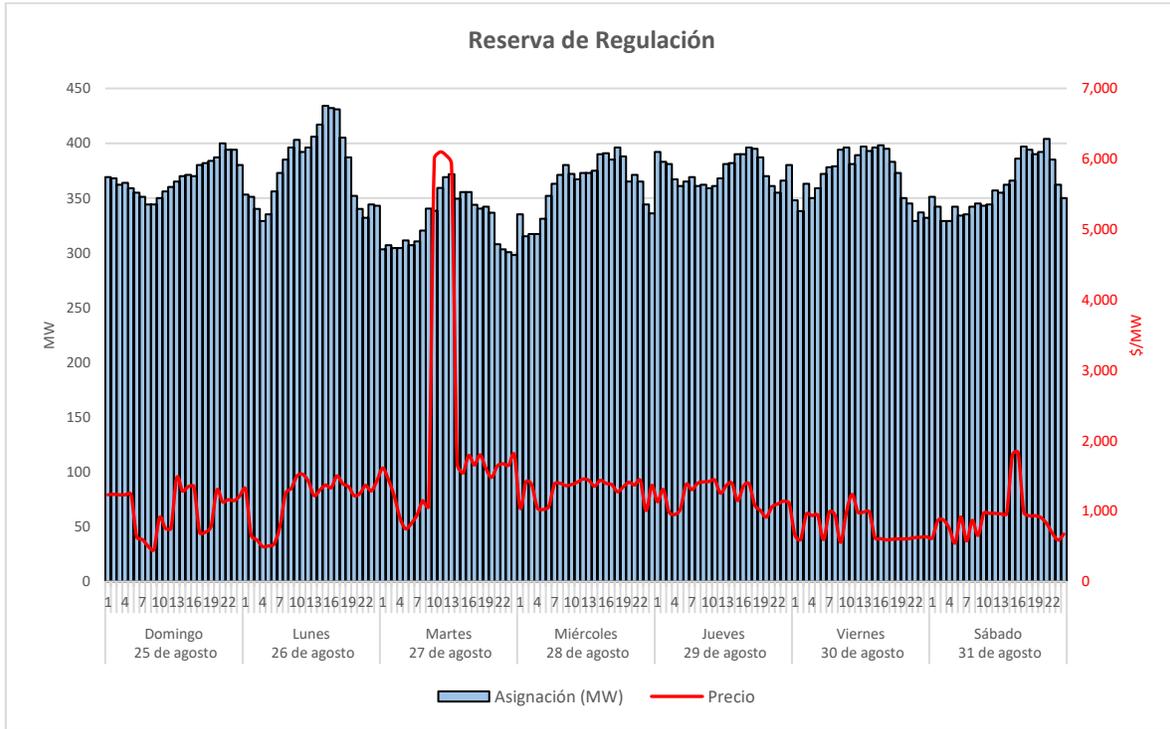


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

