



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

08 al 14 de septiembre del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.37/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,321.83 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **8,282.84 \$/MWh** y **2.16 \$/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 **1,356.74 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **4,071.05 \$/MWh** y **19.96 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Cancún** y **Nogales**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día martes con un valor de **41,224.76 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **30,245.80 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **68.08%** proviene de Centrales Térmicas, **15.67%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **9.70%** proviene de Centrales No Despachables, **2.52%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **4.03%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.09%**, oferta Hidroeléctrica **18.16%**, Oferta CIL **11.59%**, Oferta No Despachable **7.17%** y Oferta Renovable **2.99%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **53,754 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **3,676.94 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **9,995.00 \$/MWh** y **1,313.33 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Temascal** y **Peñitas**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **8-12 ENL COZUMEL**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **0-19 ENL THP-LBR** y **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **2,703.68 \$/MWh**, **374.67 \$/MWh**, **506.13 \$/MWh** y **682.47 \$/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
3,493.21 – 224.69	427.00 – 301.00	Regulación
450.20 – 6.82	680.90 – 320.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
08 de septiembre	Indisponibilidad por un total de 1,284 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión acústica, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de control de combustible de cabezal, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en sensor de posición de válvula de recalentado, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por falla en tarjeta de control de turbina, una unidad por fuga de agua del sistema de enfriamiento, y otra unidad para revisión por falla, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
09 de septiembre	Indisponibilidad por un total de 326 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por deficiencia del sistema de aire secundario para enfriamiento de los discos de torque, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de agua clarificada, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por tubos rotos, y otra unidad por fuga de aceite en toma de señal de aceite de control de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
10 de septiembre	Indisponibilidad por un total de 1,340 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por humedad en estación manual del sistema contra incendio, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en precalentador de aire regenerativo y en ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de dos unidades térmicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por alta temperatura en esprea, una unidad por operación de la protección del recuperador de calor, y dos unidades por falla en tarjeta de control de caldera, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta vibración de chumacera, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
11 de septiembre	Indisponibilidad por un total de 1,217 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por señal errónea de alarma de vibración debido a variación de tensión, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga interna en recuperador de calor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, dos unidades por descarga atmosférica, tres unidades por daño en módulos de control distribuido por descarga atmosférica, y otra unidad por baja temperatura de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

	4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por conato de incendio en llanta de embrague, y otra unidad por fuga crítica de aceite en el reductor principal, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
12 de septiembre	Indisponibilidad por un total de 1,012 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por apertura de válvula de seguridad del combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por mal ajuste de protecciones, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por pérdida de medición de velocidad de turbina, y otra unidad por descarga atmosférica, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en llanta de embrague, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
13 de septiembre	Indisponibilidad por un total de 784 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falsa señal de alarma en compuerta de gases al recuperador de calor, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta diferencia entre temperatura de escape de gases de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por falla en bobina de encendido de cilindro, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
14 de septiembre	Indisponibilidad por un total de 1,124 MW, derivado de: 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por disparo de tiro forzado por alta corriente en motor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en línea de transmisión, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por disparo de bomba de agua de circulación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia para cambio de sensor de temperatura en cilindro, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

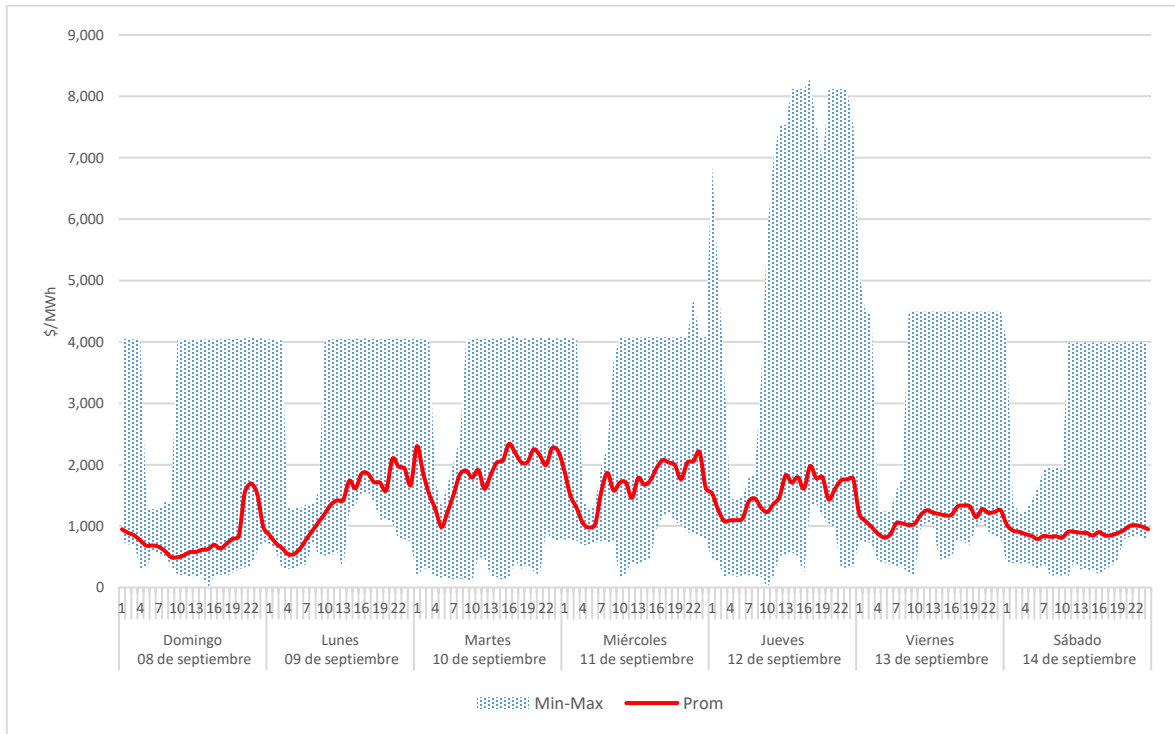


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

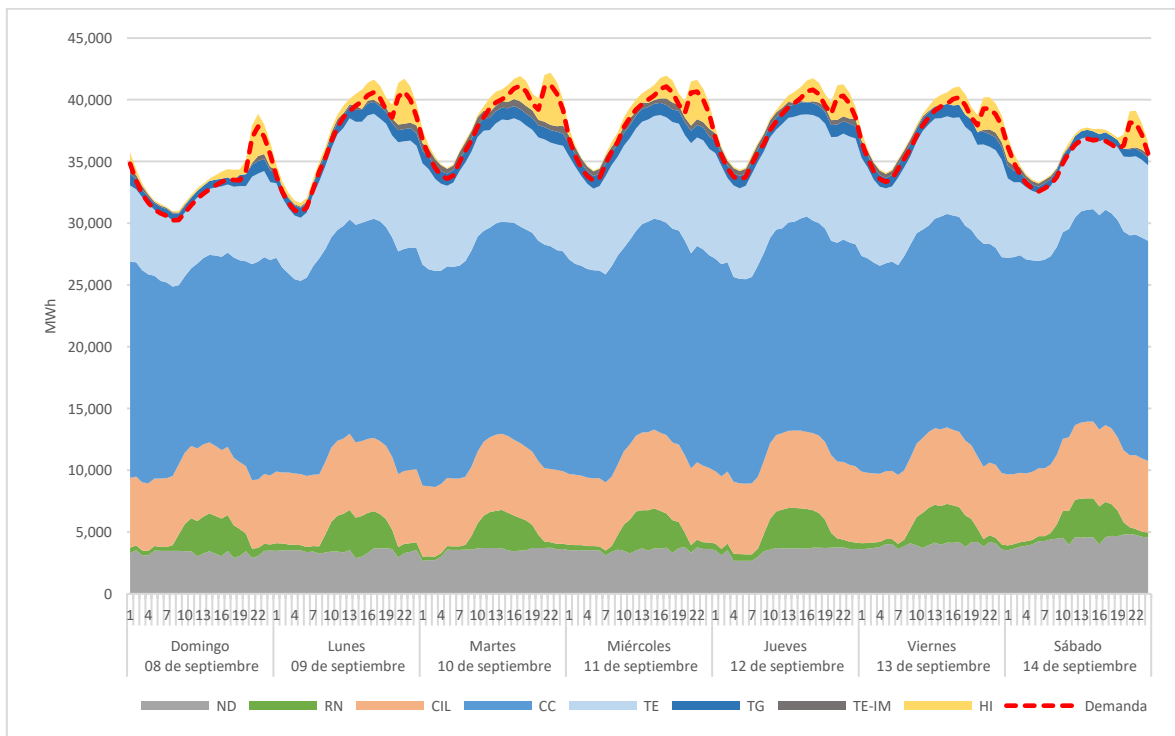


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

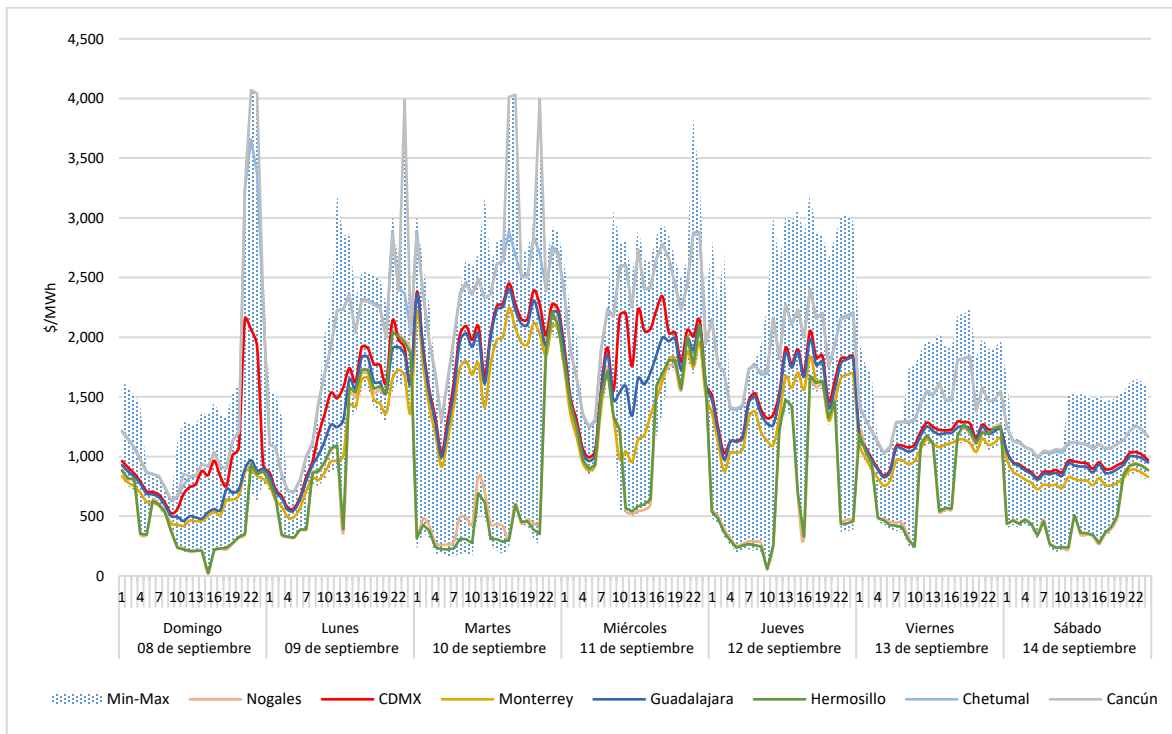


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

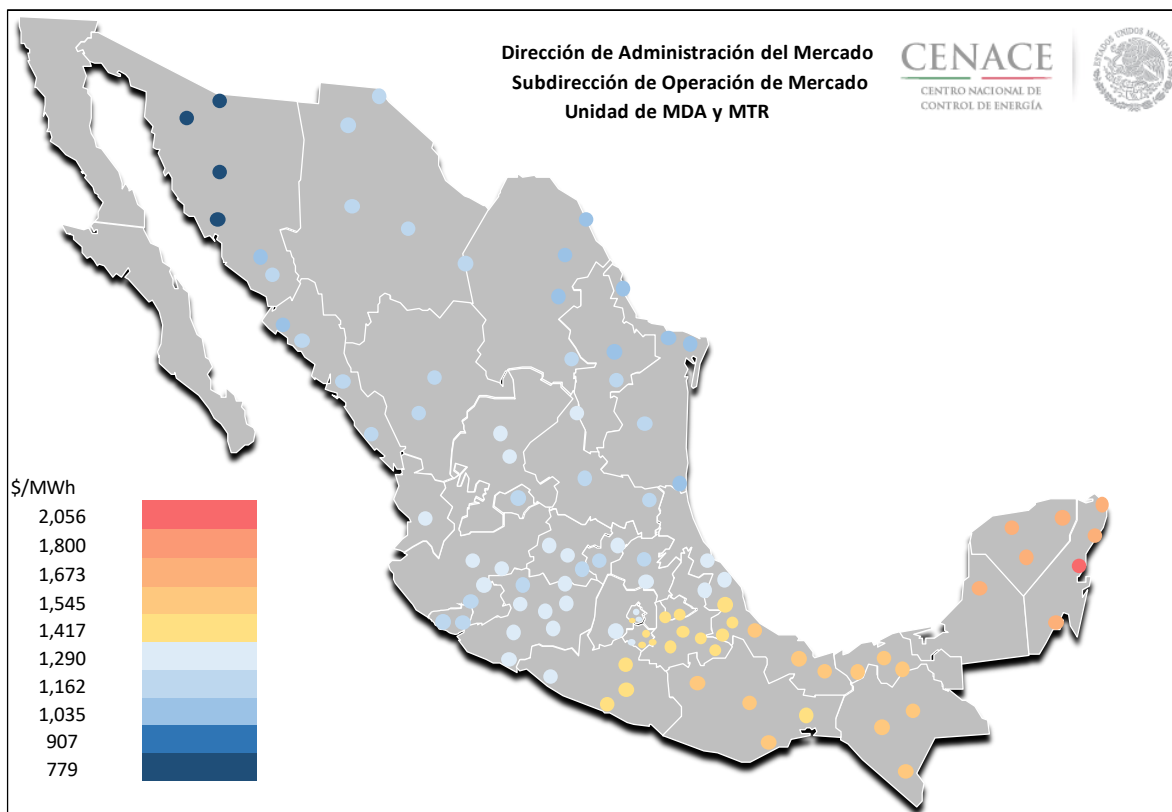


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

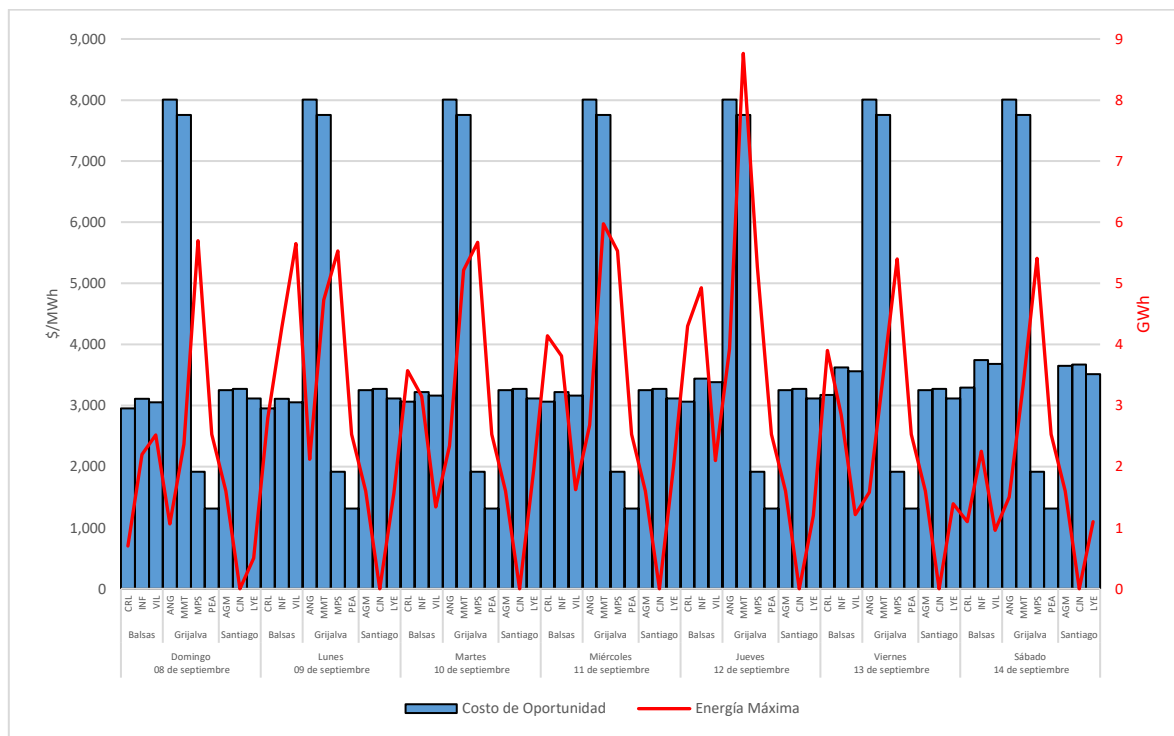


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

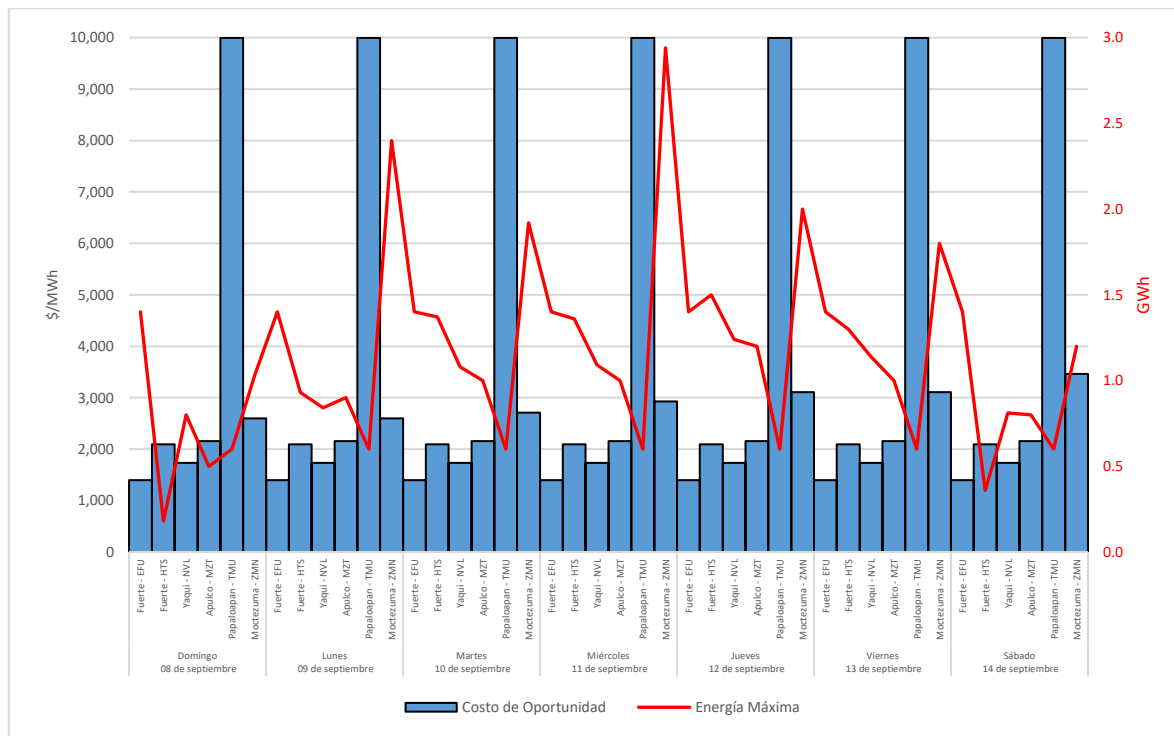


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

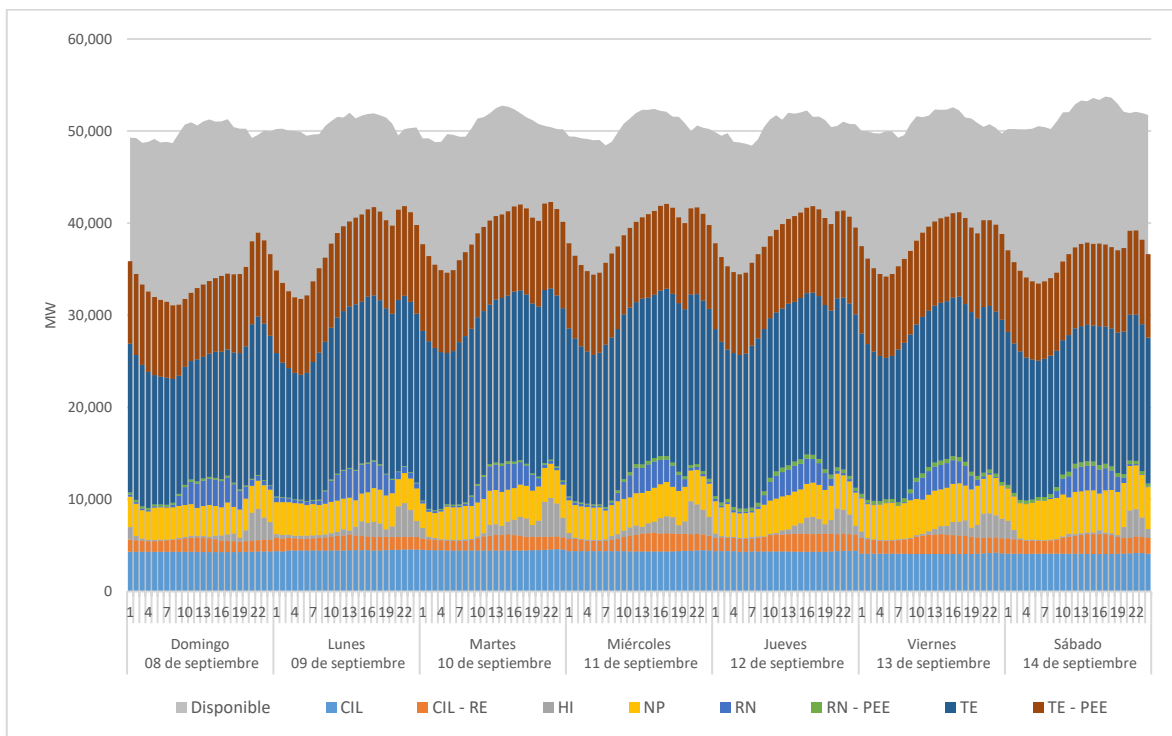


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

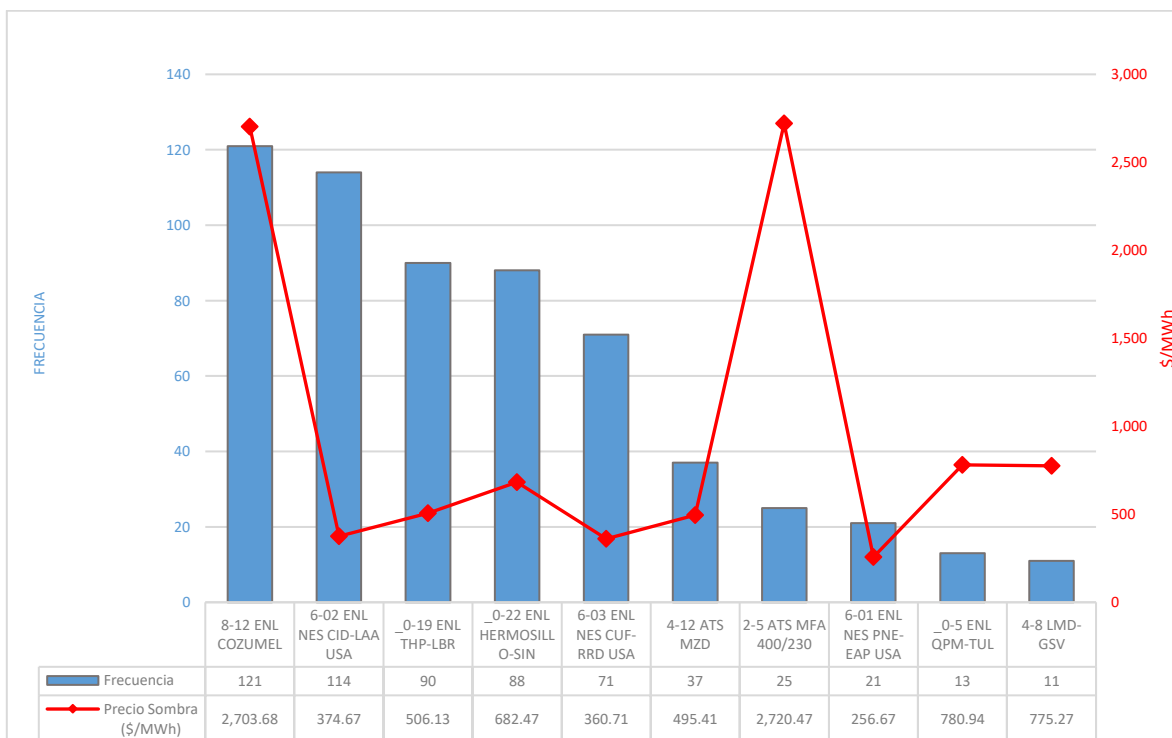


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

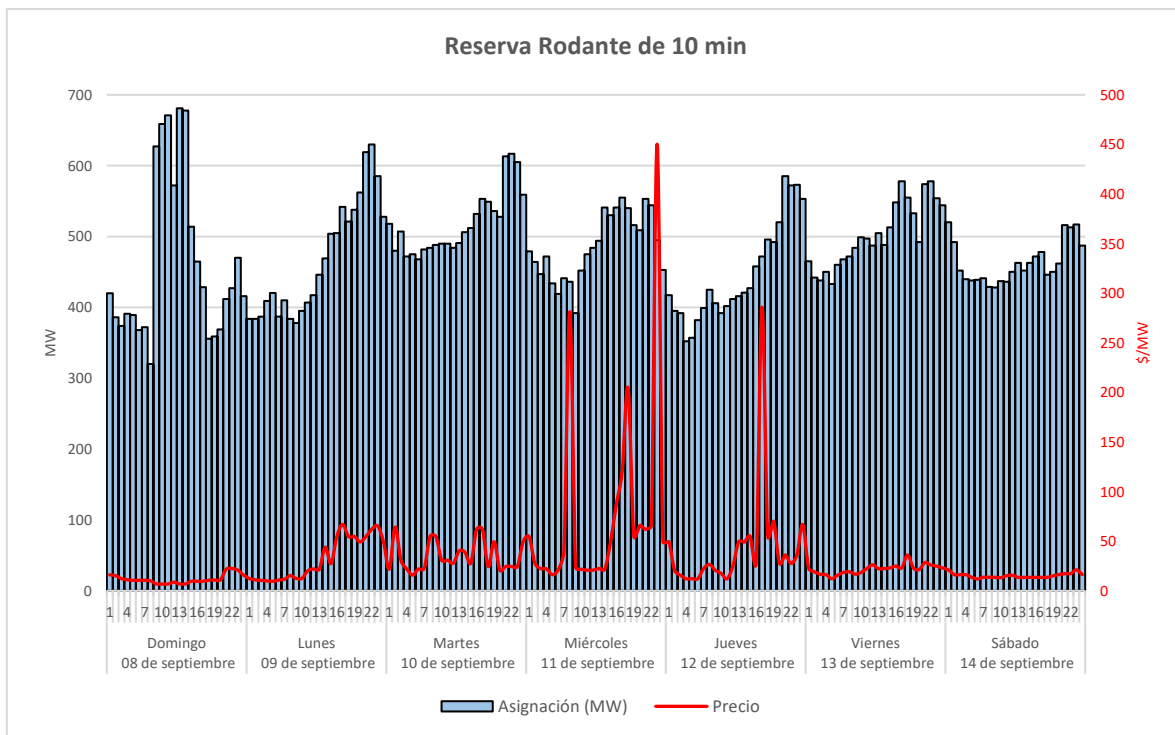
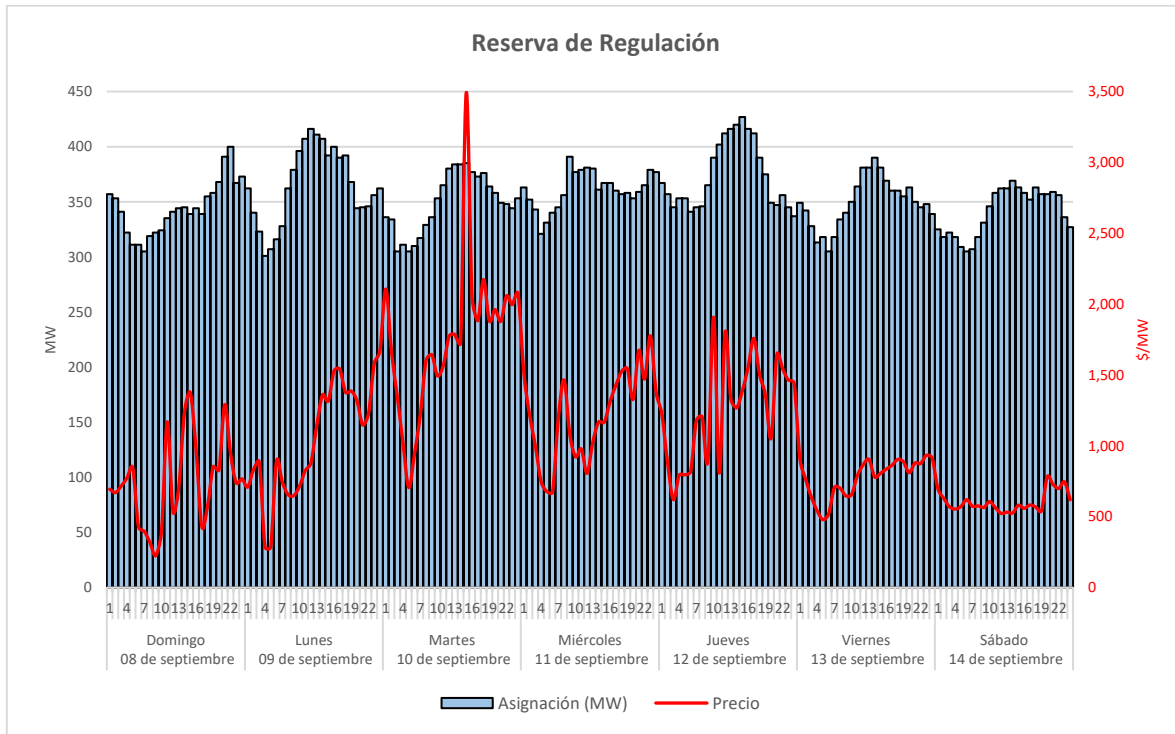


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

