



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

07 al 13 de octubre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.41/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,250.05 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **14,999.96 \$/MWh** y **15.79 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **02LAV-400**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,302.66 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **7,599.50 \$/MWh** y **269.52 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Navojoa**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día martes con un valor de **37,157.95 MW**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **27,210.95 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **65.06%** proviene de Centrales Térmicas, **13.10%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **8.28%** proviene de Centrales No Despachables, **12.42%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **1.14%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.31%**, oferta Hidroeléctrica **22.58%**, Oferta CIL **9.95%**, Oferta No Despachable **6.30%** y Oferta Renovable **0.86%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **45,750 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,376.66 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **4,042.85 \$/MWh** y **1,598.05 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **Temascal**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **0-22 ENL HERMOSILLO-SIN**, **0-5 ENL QPM-TUL**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA** y **2-2 ENL LAV-TCL LAV-PBD**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **512.03 \$/MWh**, **752.79 \$/MWh**, **230.16 \$/MWh** y **1,391.05 \$/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
696.91 – 16.86	393.00 – 195.30	Regulación
72.98 – 8.39	960.00 – 619.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
07 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,089 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falso contacto en sensor de temperatura de turbina, y otra unidad por falla en compresor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por disparo de bombas de vacío, y otra unidad por baja temperatura de vapor. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por problemas en el proceso de sincronismo. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de ocho unidades térmicas, una unidad por alto consumo de agua desmineralizada, y siete unidades por salida de línea de transmisión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por tubos rotos en caldera, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
08 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 385 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aceite en línea de lubricación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por falla en el transformador de excitación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de vapor en línea de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
09 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 606 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por altas emisiones de contaminantes, y otra unidad por fuga de aceite hidráulico, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por atoramiento del precalentador de aire regenerativo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
10 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 132 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por discrepancia en la posición de la compuerta derivadora de gases, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.
11 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 680 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por presencia de humo en el motor del compresor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.

	<ol style="list-style-type: none"> 2. Salida de cuatro unidades térmicas, una unidad de emergencia por falla en válvula de admisión de aire de turbina, y tres unidades para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tarjeta dañada de control de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por tubo roto en el generador de vapor, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
12 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,088 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para cambio de filtros de aceite, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en válvulas de separador de alta del recuperador de calor, y otra unidad por problemas en cierre de válvula de paro. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por horas de operación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
13 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,157 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por problemas en rectificador, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de cuatro unidades térmicas para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

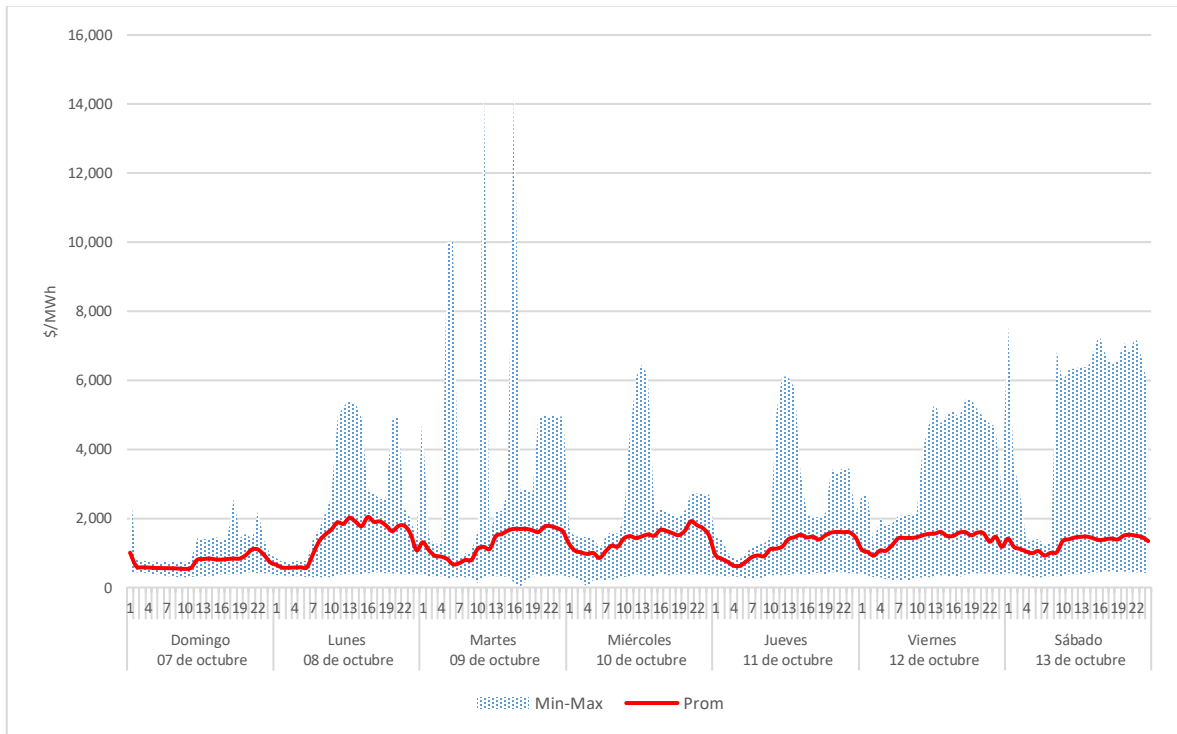


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

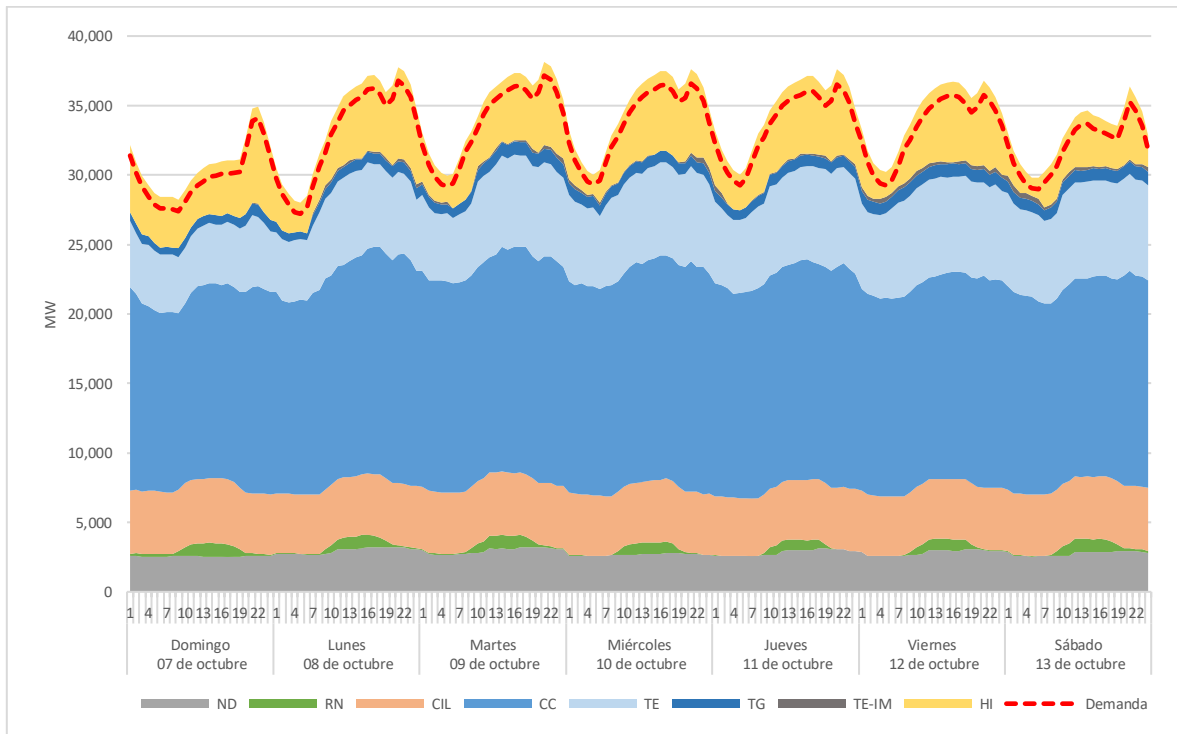


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

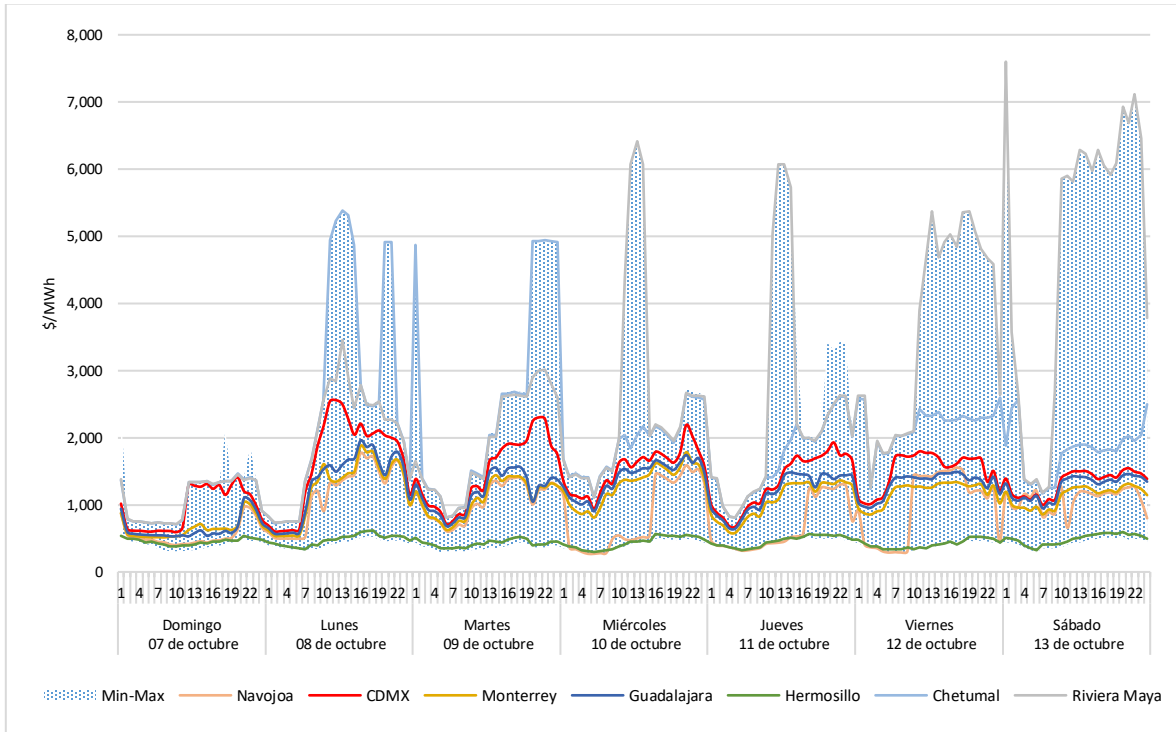


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

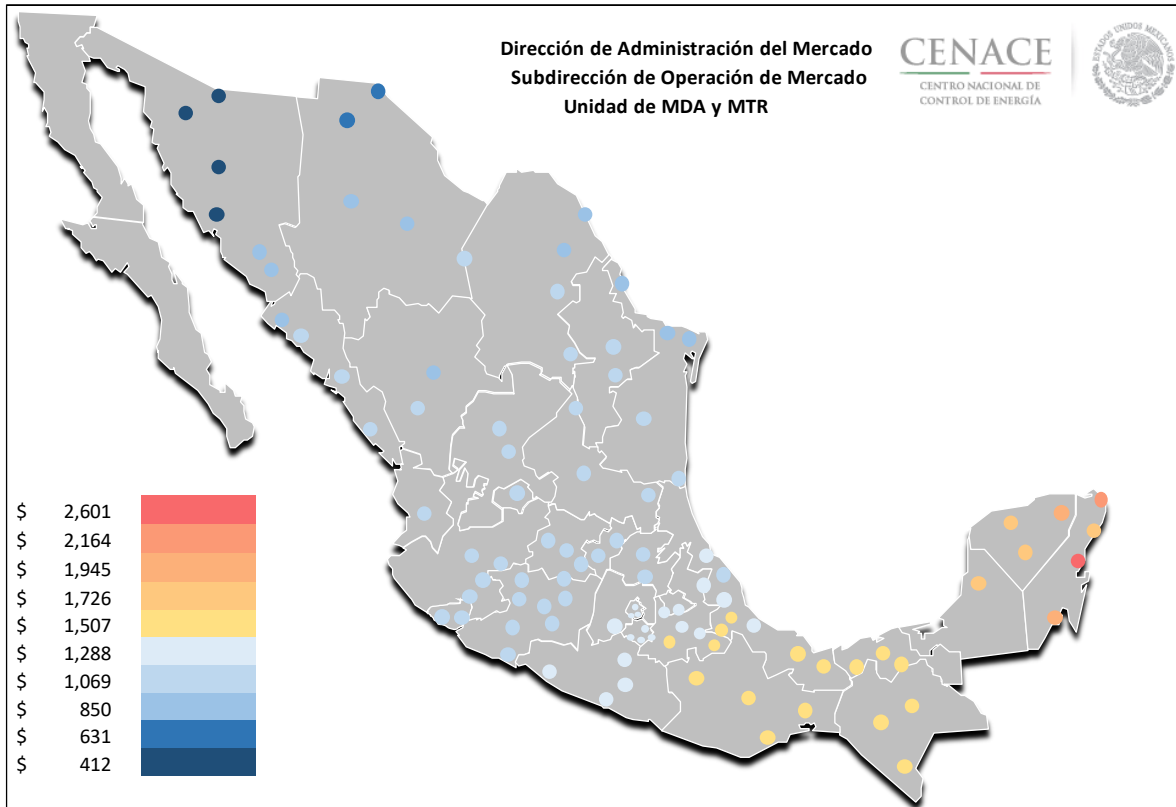


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

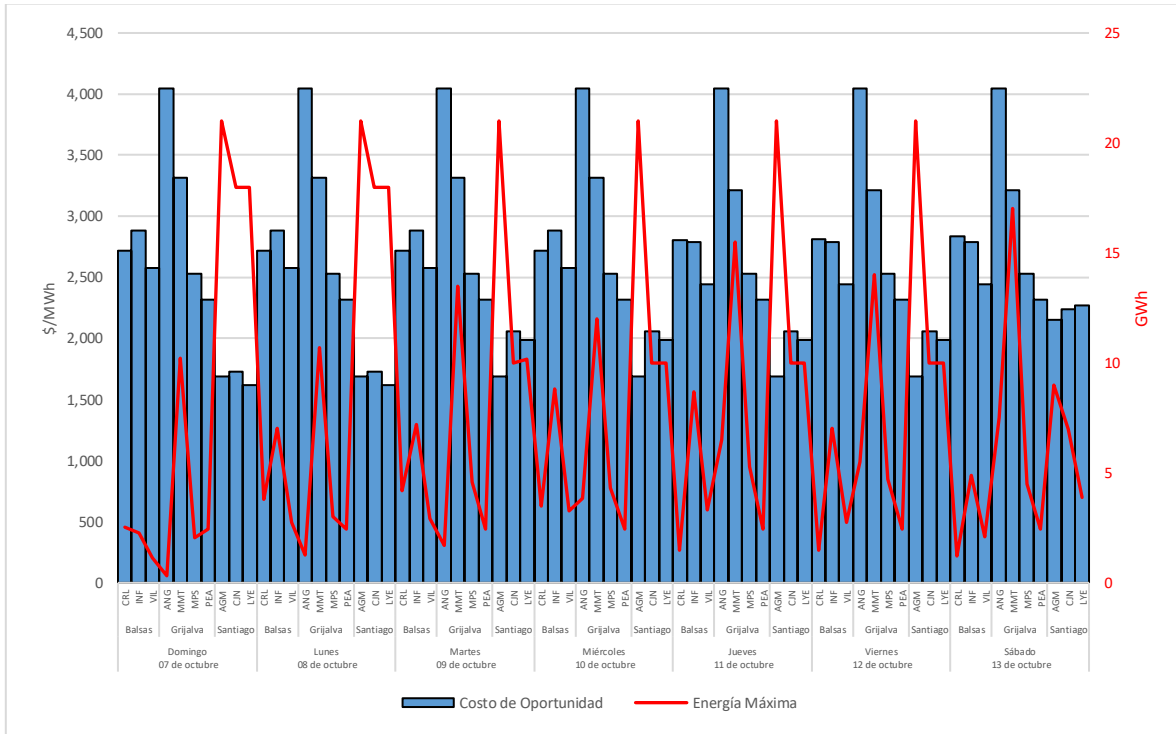


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

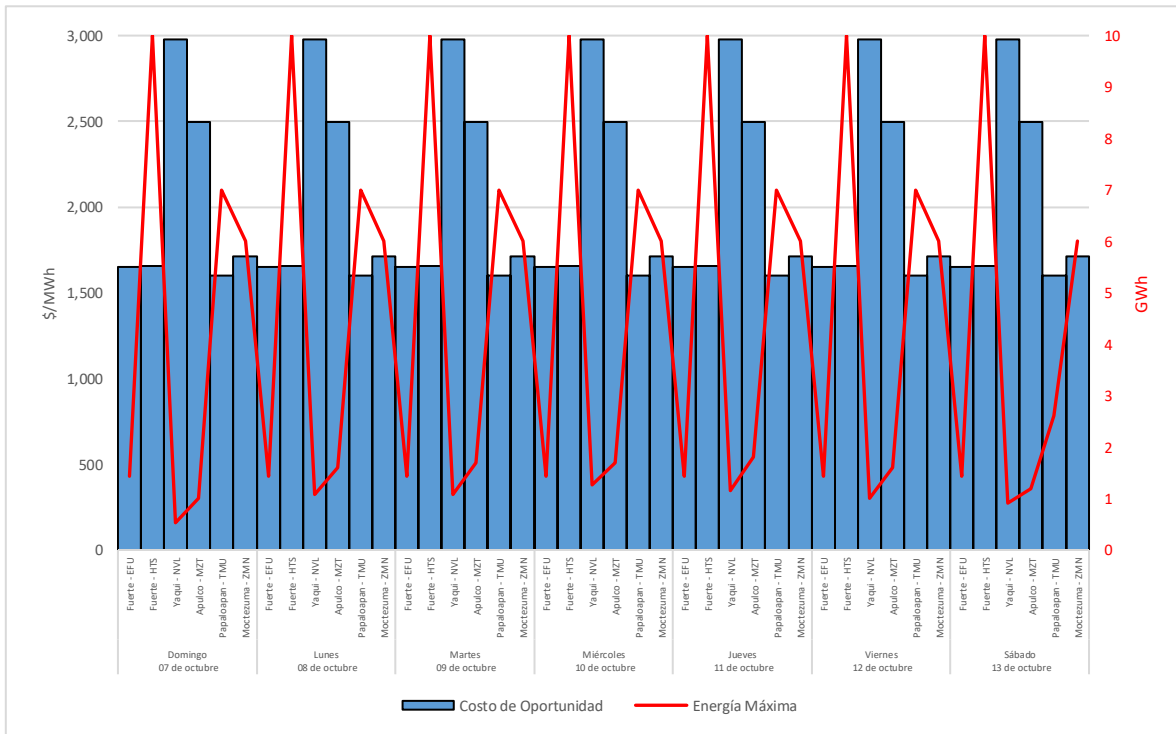


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

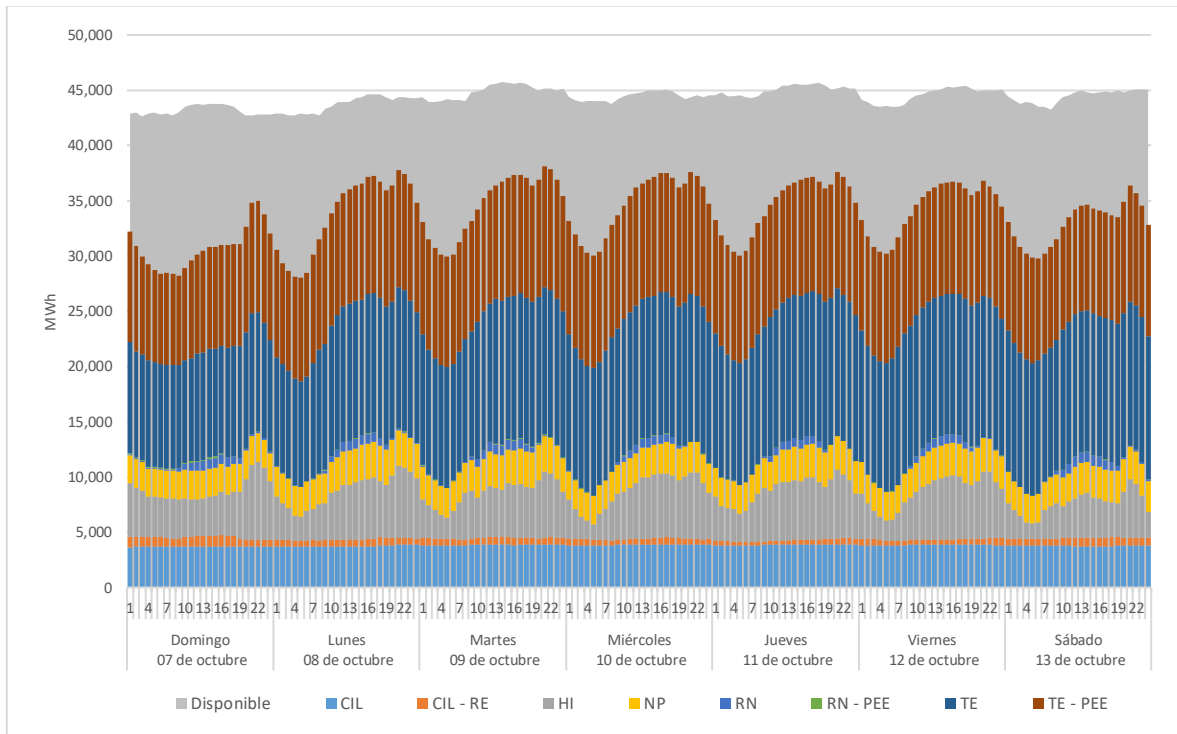


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

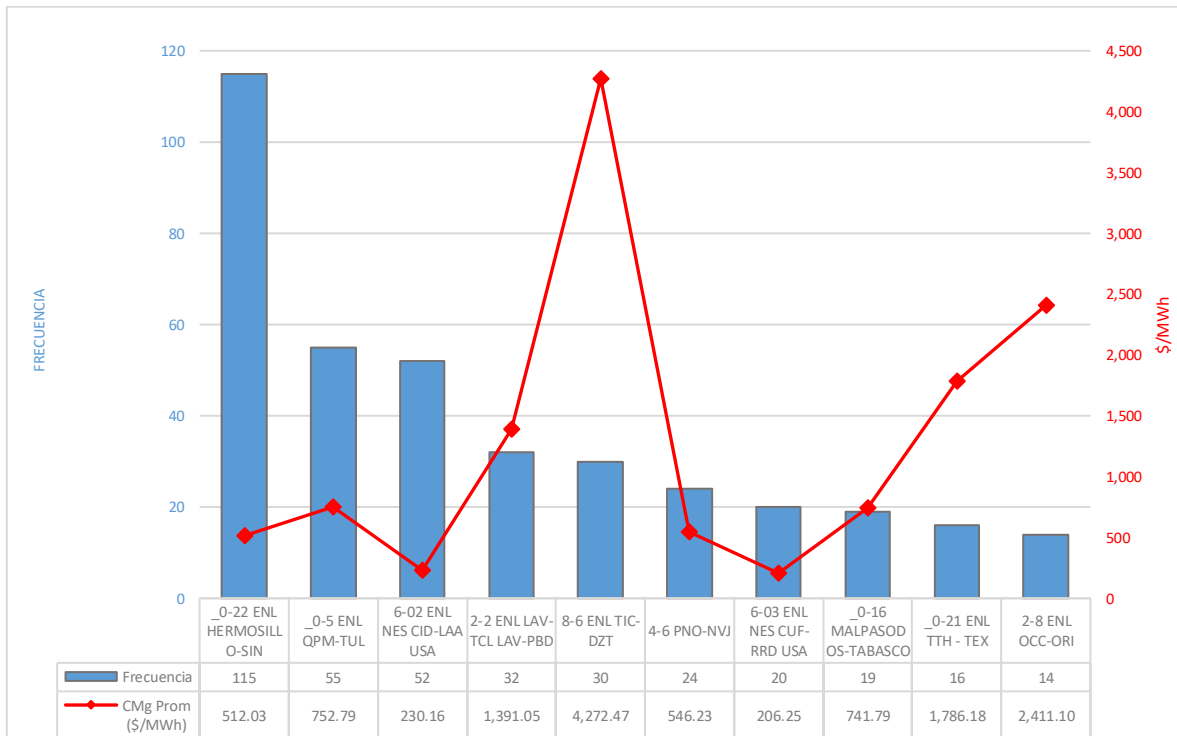


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

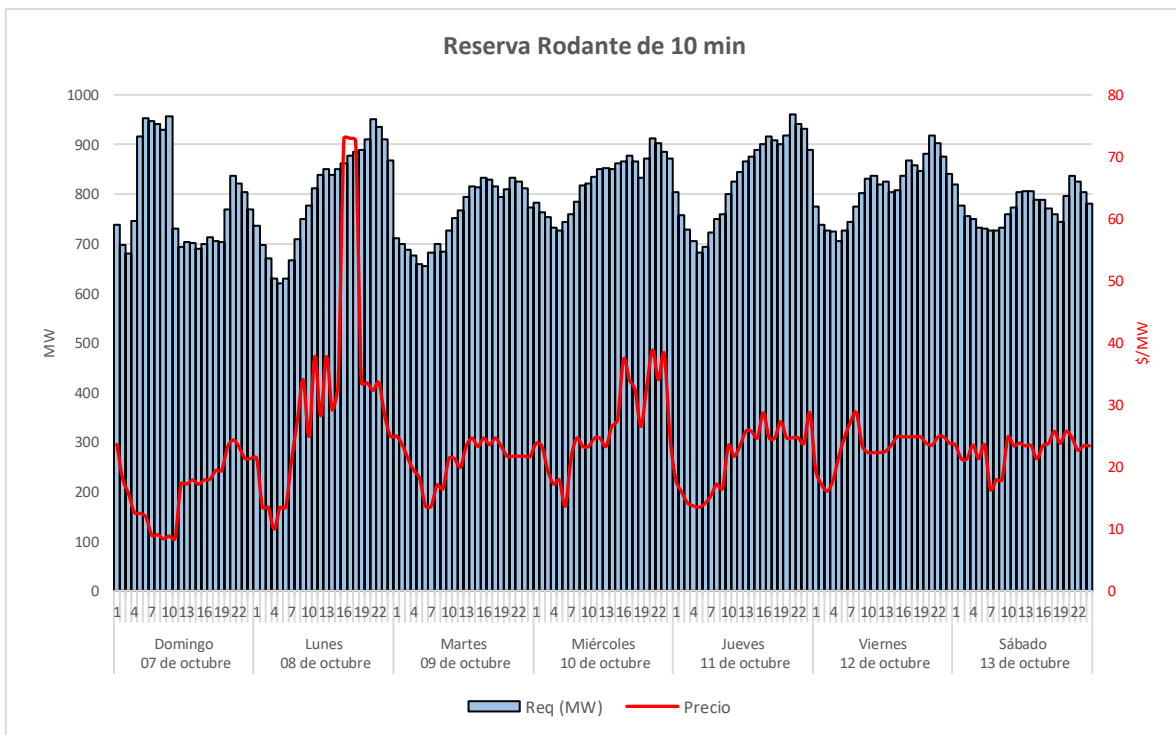
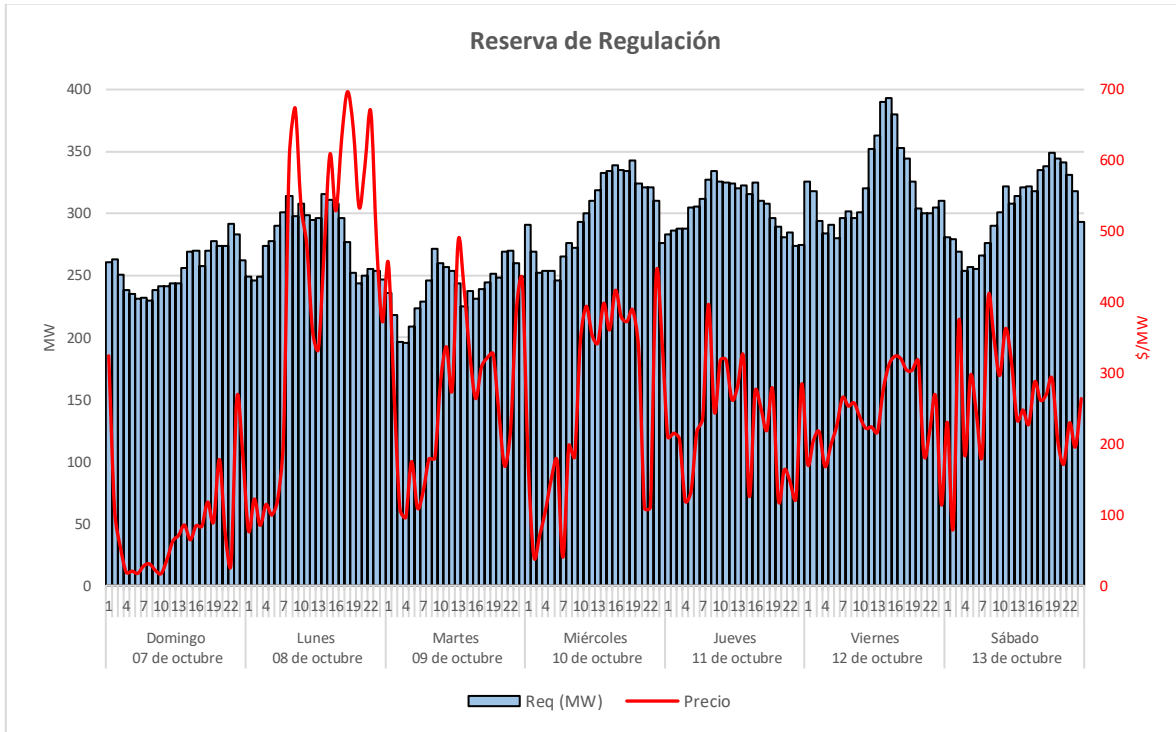


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

