



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

04 al 10 de noviembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.45/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,326.79 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **16,695.00 \$/MWh** y **77.93 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08AKD-115** y **04MZD-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,398.67 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **16,695.00 \$/MWh** y **92.89 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Mazatlán**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **36,377.02 MW**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **24,181.63 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **67.32%** proviene de Centrales Térmicas, **14.08%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **10.00%** proviene de Centrales No Despachables, **6.70%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **1.90%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.83%**, oferta Hidroeléctrica **20.44%**, Oferta CIL **10.15%**, Oferta No Despachable **7.21%** y Oferta Renovable **1.37%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **45,893 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,793.63 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **1,540.07 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **Zimapán**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **8-11 ENL ESA-VLT**, **_0-7 ENL MZD-TED**, **2-2 ENL LAV-TCL LAV-PBD** y **_0-12 ENL MZD-JOM**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,316.23 \$/MWh**, **2,198.74 \$/MWh**, **1,300.85 \$/MWh** y **601.97 \$/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
699.65 – 64.62	385.00 – 246.00	Regulación
184.09 – 8.05	877.75 – 536.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
04 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 726 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades térmicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas en la combustión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
05 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,099 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por falso contacto en conexiones de una válvula, una unidad por problema en permisivo de arranque de turbina, una unidad por falsa señal de altas vibraciones de turbina, y otra unidad por falta de lubricación en el compresor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades hidráulicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por alta presión de gases de escape en turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga de vapor en recuperador de calor, y otra unidad por falla de motor de fluidización de la caldera, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 6. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aceite en sistema electrohidráulico, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
06 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 908 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por falla en el regulador automático de voltaje, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en tubería de descarga de la fosa de drenajes, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
07 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 551 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en transmisor de presión diferencial de filtro de vapor, y otra unidad por fuga de aceite en manguera del sistema de lubricación a cojinetes, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por problemas en tolva, y otra unidad para corrección de nivel base de turbina. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
08 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 821 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de tres unidades térmicas para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.

	<ol style="list-style-type: none"> 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el regulador automático de voltaje, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por daño en transductor de potencia eléctrica, y otra unidad por falla en transmisor de nivel de aceite del generador, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
09 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 684 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta presión diferencial en casa de filtros, y una unidad por falla en tablero de control, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por presentar ruidos extraños entre interruptores, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla de señal del transmisor de bomba de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
10 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 678 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia para reparación en ducto de gases de escape de turbina, y otra unidad para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falsa señal de panel contra incendio, y otra unidad por falla en estación hidráulica del "by pass" de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

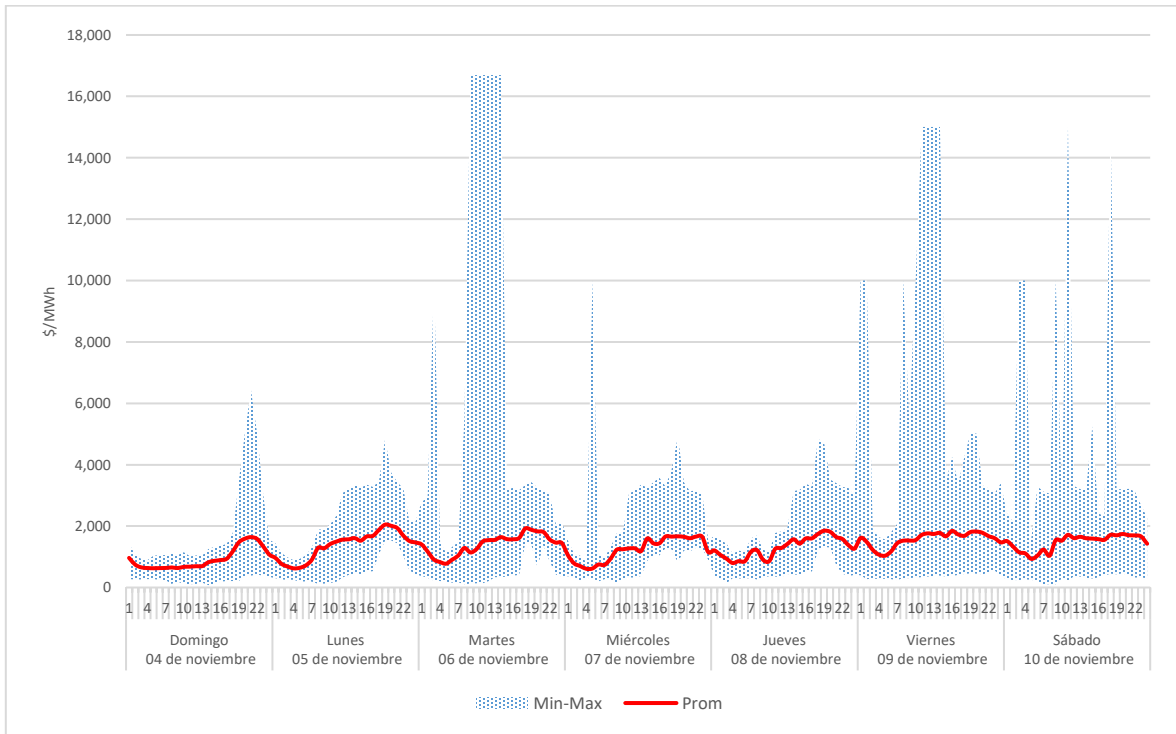


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

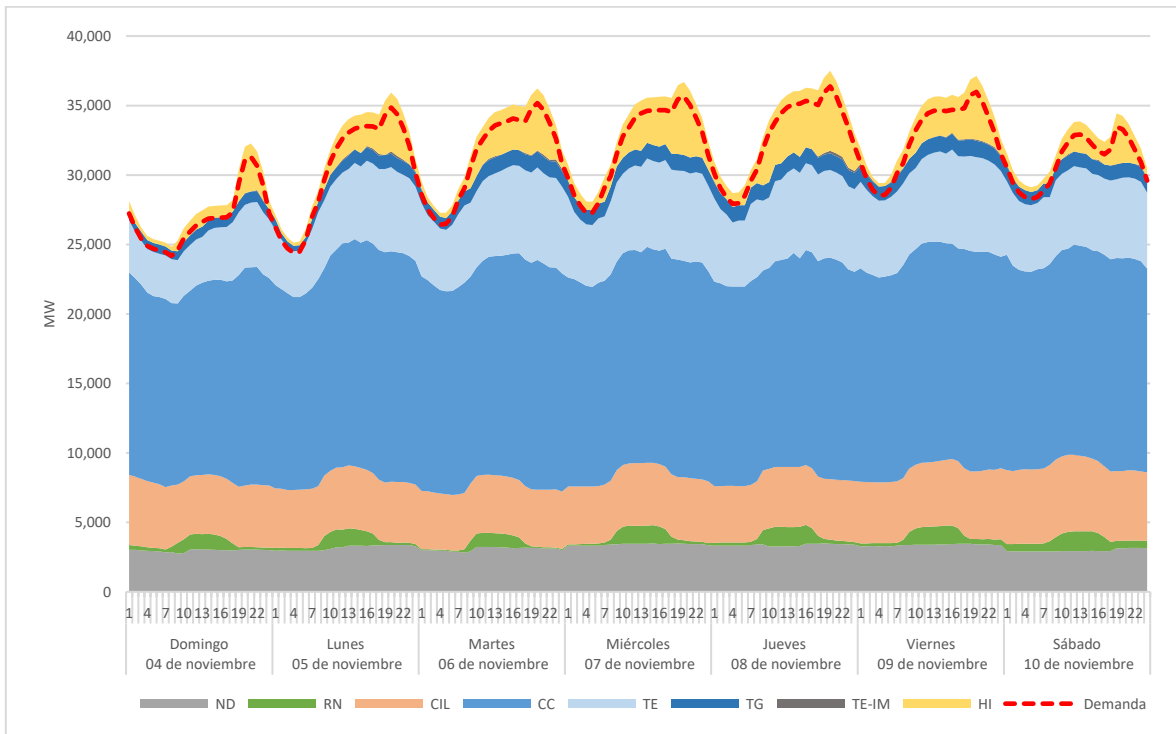


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

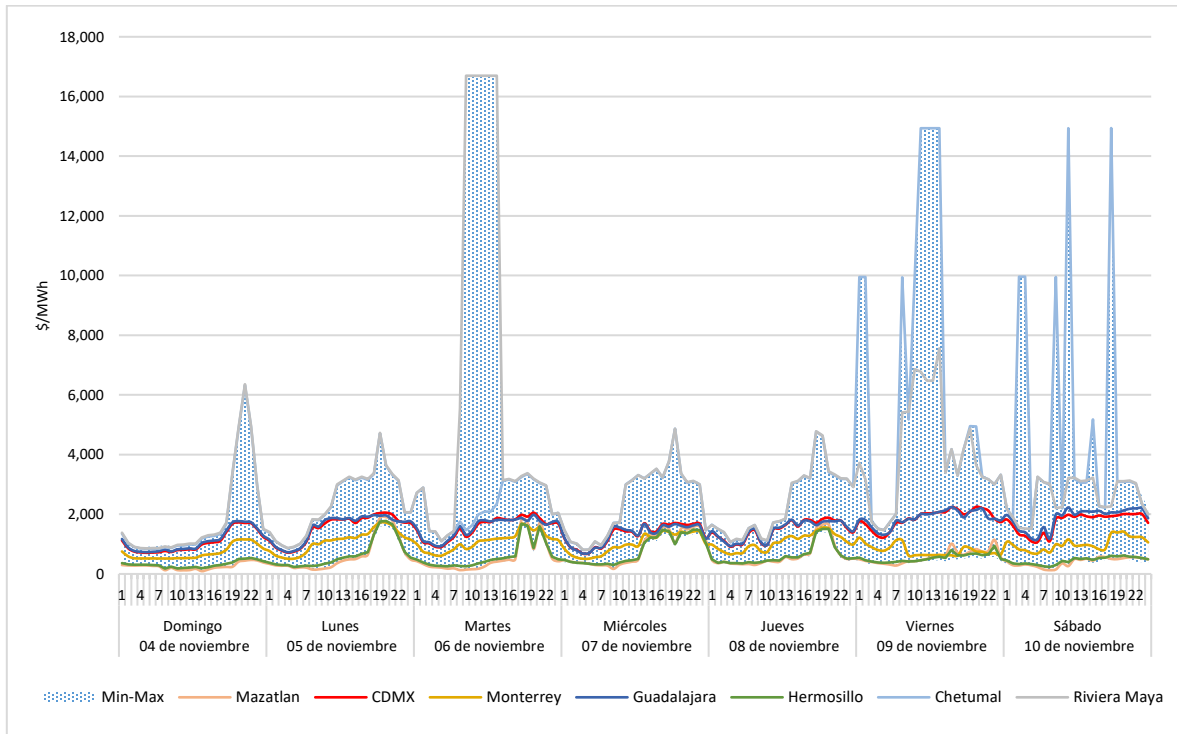


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

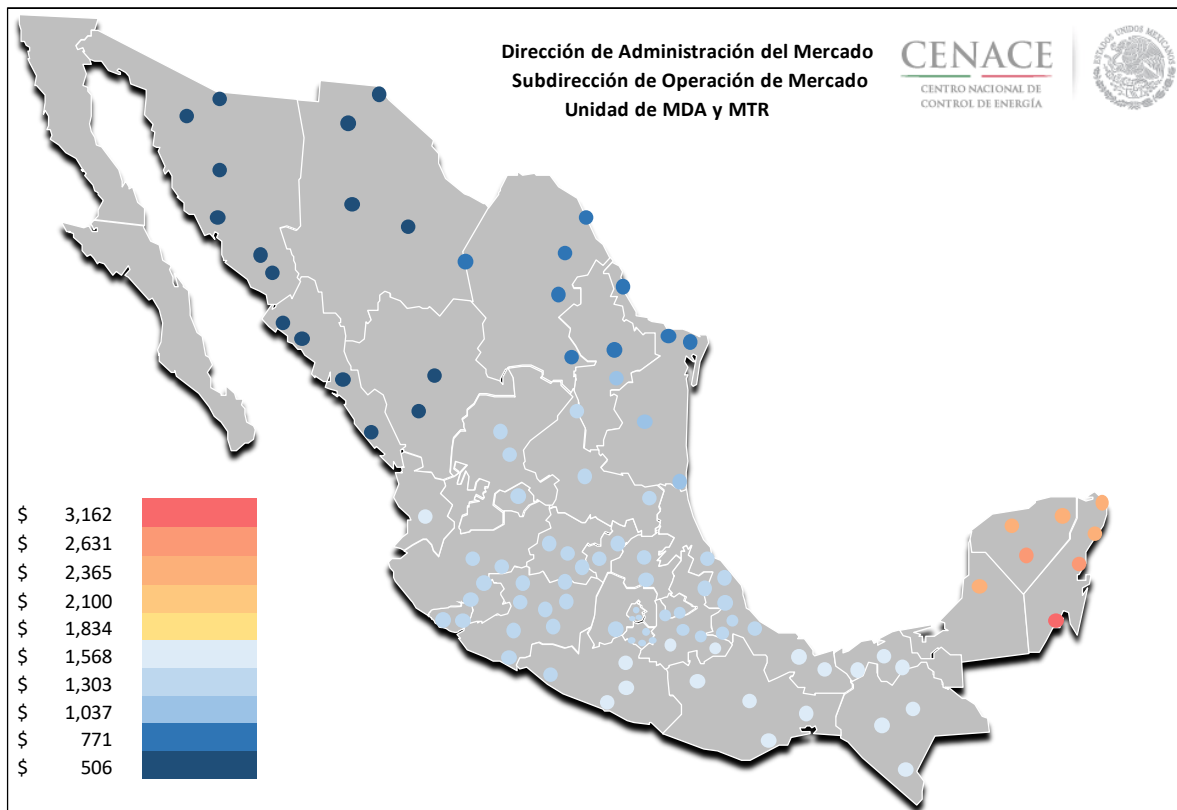


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

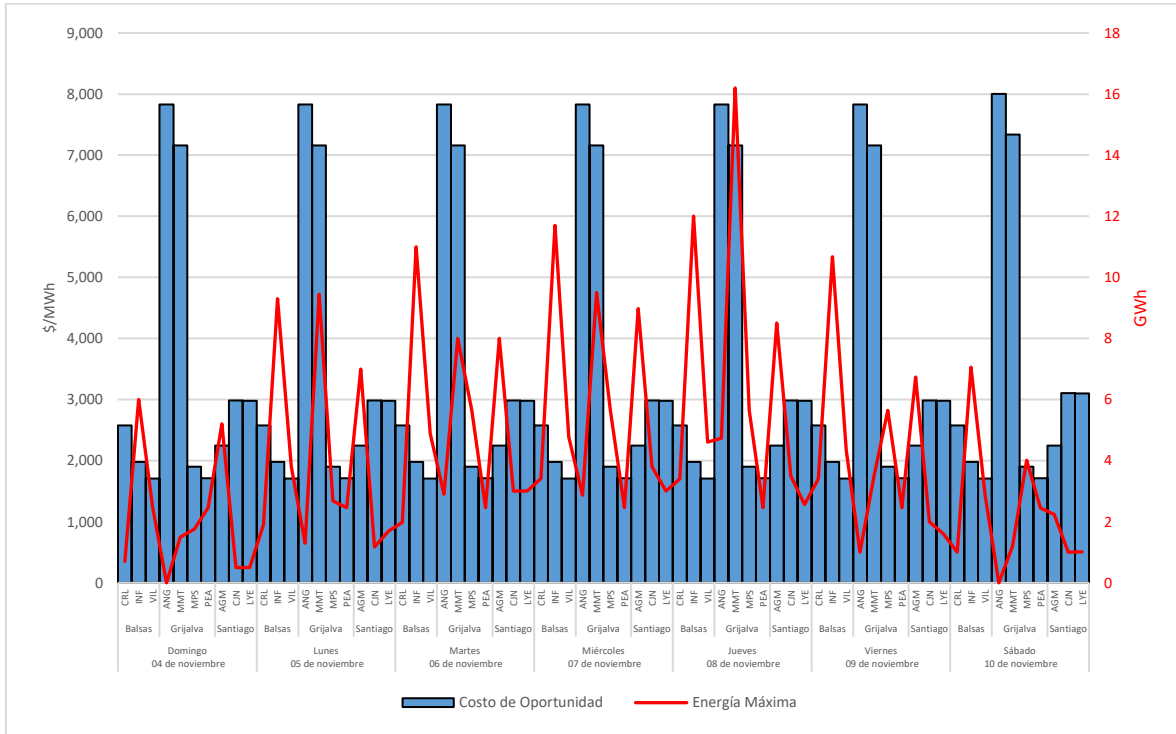


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

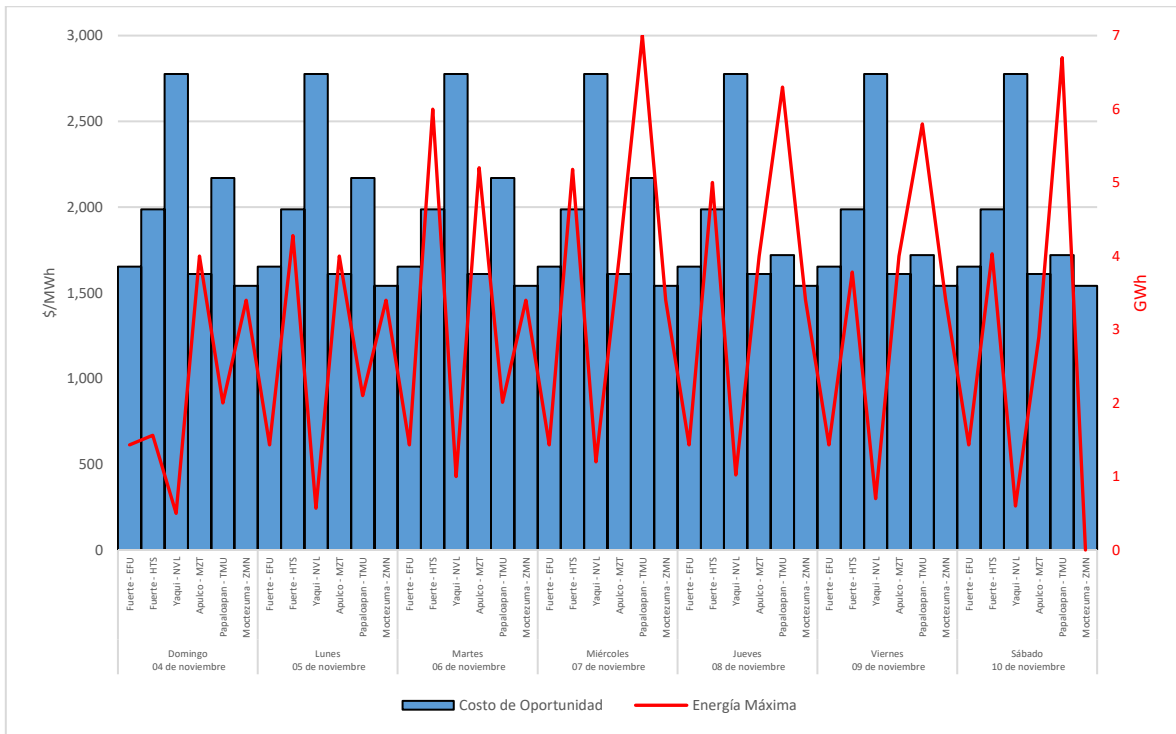


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

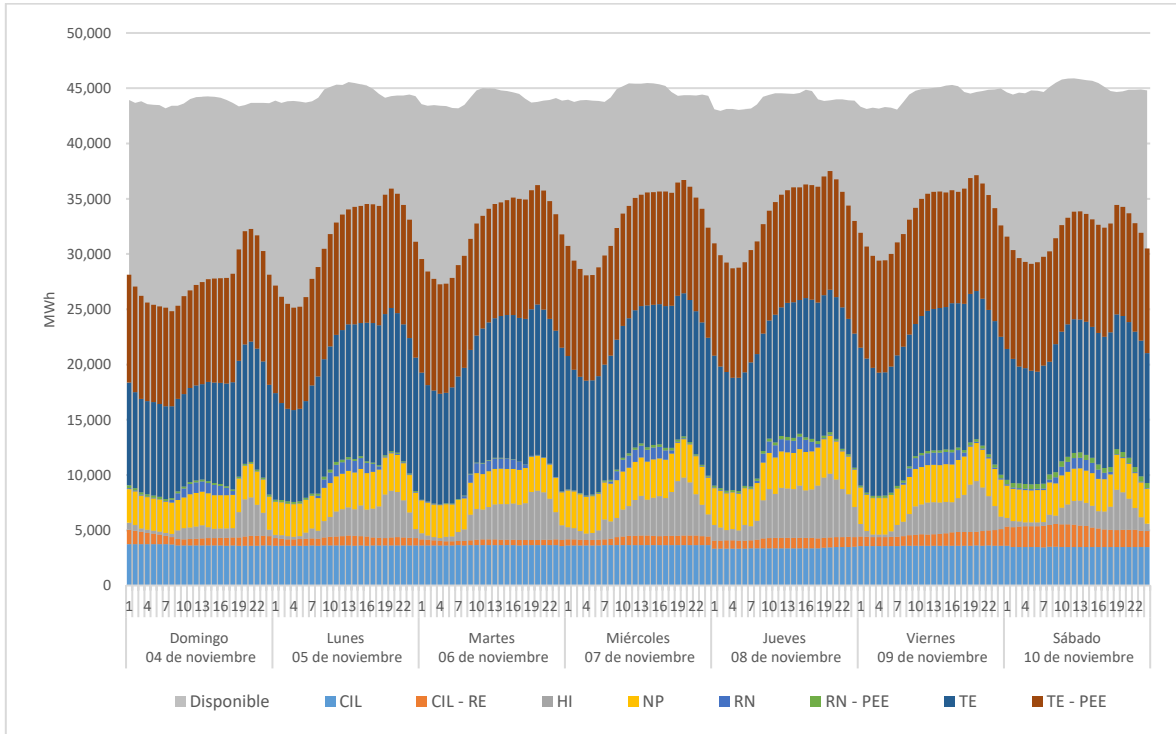


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

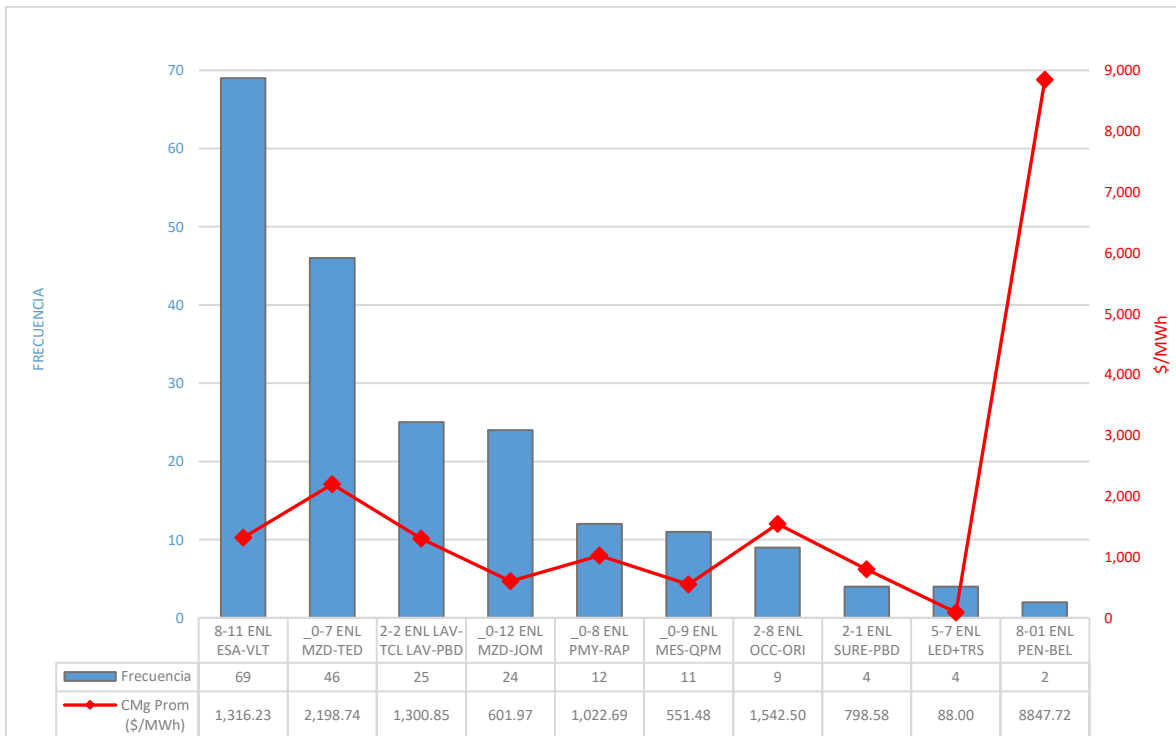


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

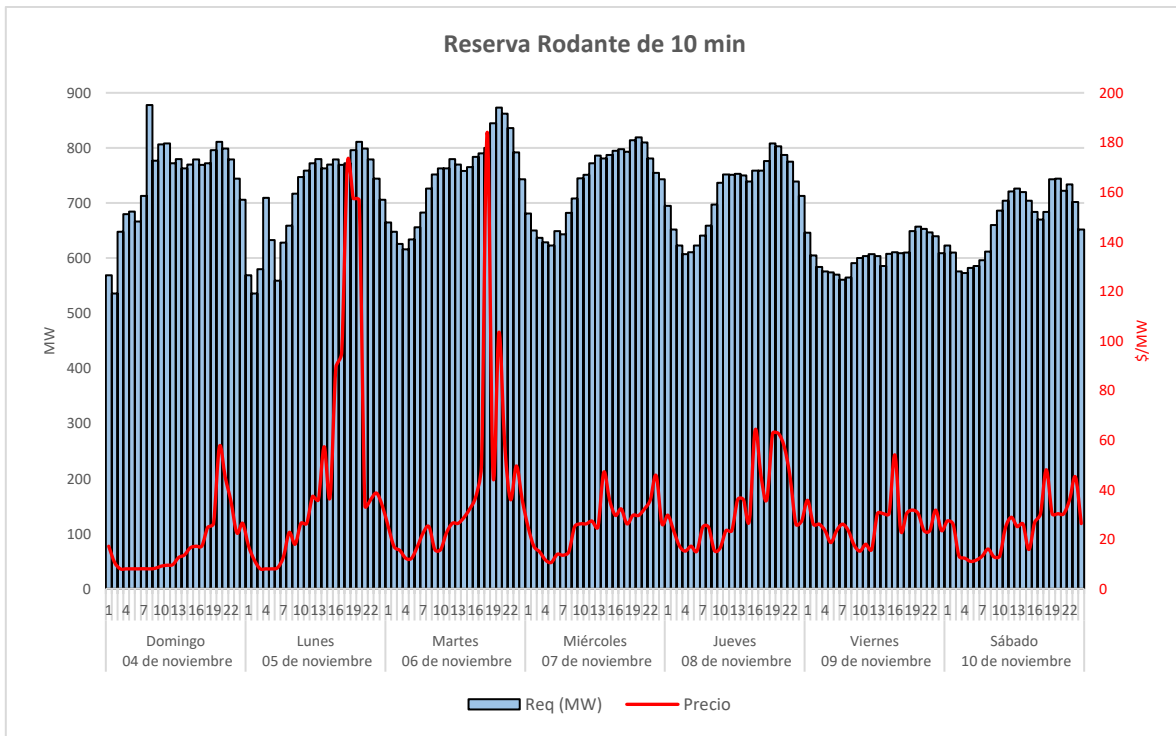
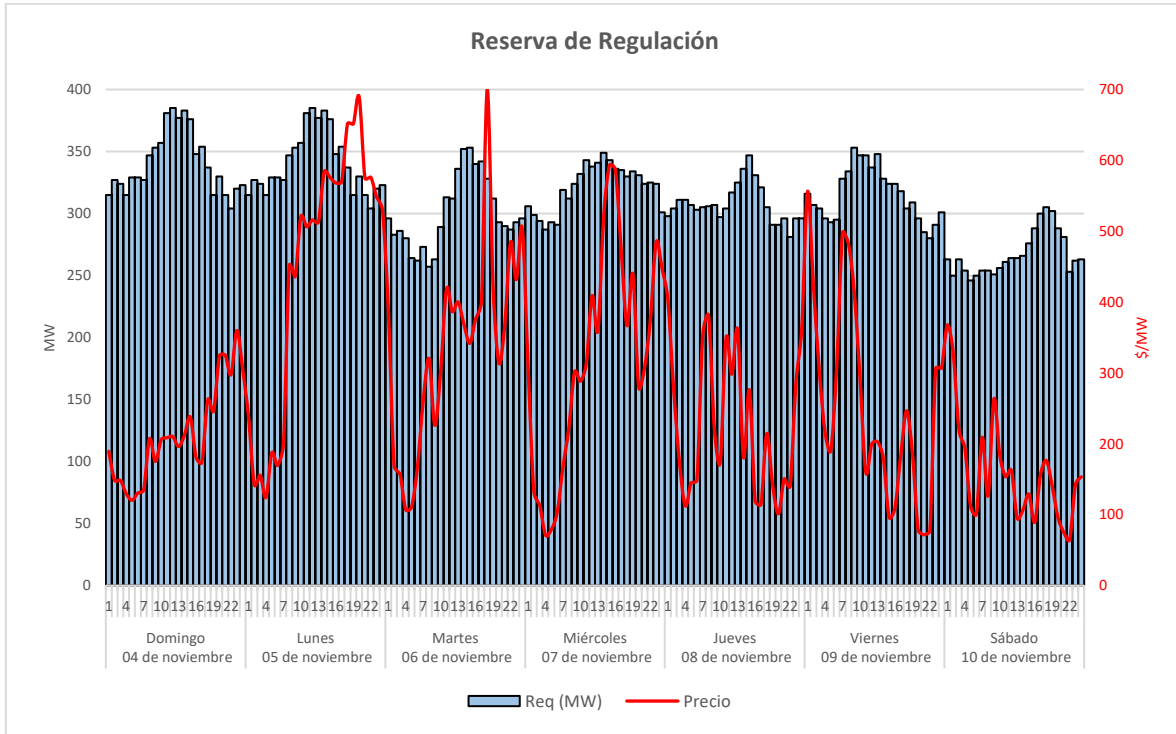


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

