



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

18 al 24 de noviembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.47/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,319.24 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.09 \$/MWh** y **-117.97 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **04CMR-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,355.98 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,955.96 \$/MWh** y **-81.53 \$/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 **35,363.28 MW**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **23,530.27 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **64.47%** proviene de Centrales Térmicas, **16.57%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **11.42%** proviene de Centrales No Despachables, **4.96%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.58%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **60.06%**, oferta Hidroeléctrica **18.87%**, Oferta CIL **11.42%**, Oferta No Despachable **7.87%** y Oferta Renovable **1.78%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **46,191 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,818.46 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **1,209.04 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **Zimapán**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **_0-7 ENL MZD-TED**, **_0-9 ENL MES-QPM**, **_0-8 ENL PMY-RAP** y **8-11 ENL ESA-VLT**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,941.92 \$/MWh**, **695.53 \$/MWh**, **668.15 \$/MWh** y **630.15 \$/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
842.78 – 23.81	339.00 – 216.00	Regulación
352.54 – 8.53	831.00 – 518.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
18 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 31 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de suministro de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.
19 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 258 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta presión diferencial en cámara de combustión, y otra unidad para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas en temperatura de caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.
20 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 287 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en válvula de atemperación de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.
21 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 1,079 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades hidráulicas para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por problema en transformador de corriente, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
22 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 359 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para cambio de una fase por la fase de reserva del transformador de unidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en bomba de agua de alimentación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.
23 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 858 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas vibraciones en turbo grupo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por aumento de temperatura en los exhaustos de la turbina, y otra unidad por alta vibración en chumacera de escape, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de una unidad hidráulica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla de flama, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.

	<p>5. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</p>
24 de noviembre	<p>Indisponibilidad por un total de 842 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 Oriental.2. Salida de tres unidades térmicas, una unidad de emergencia por falla de flama, y dos unidades para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

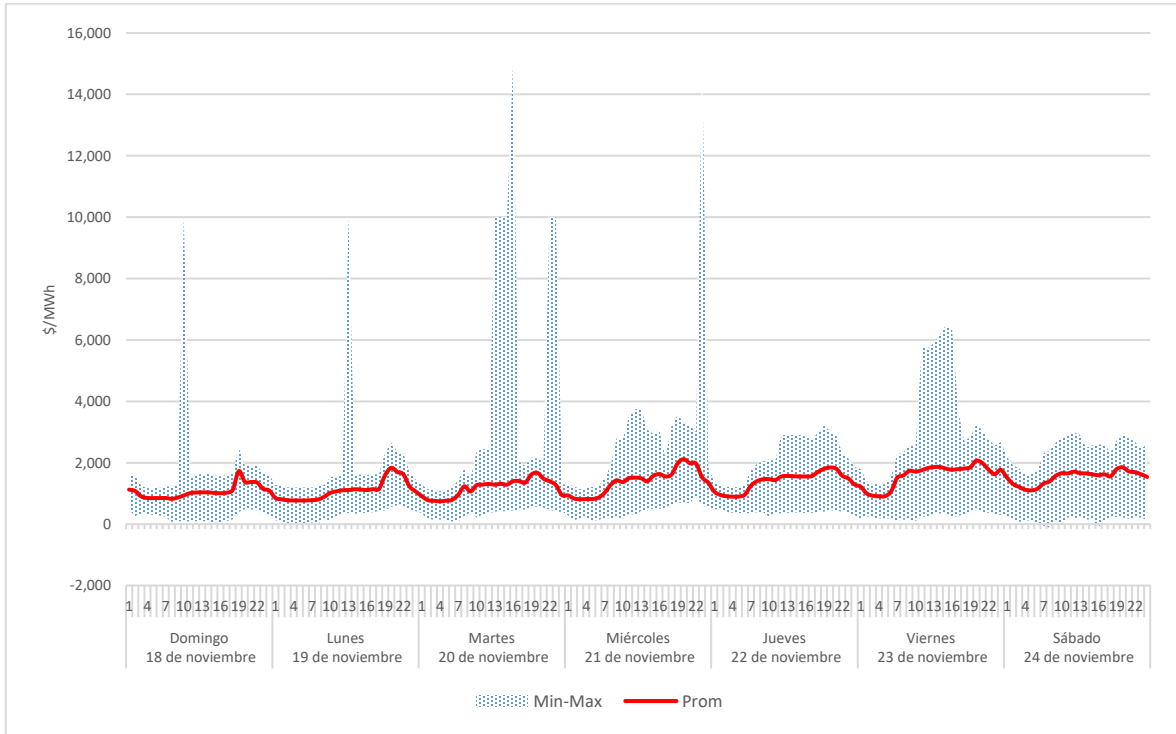


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

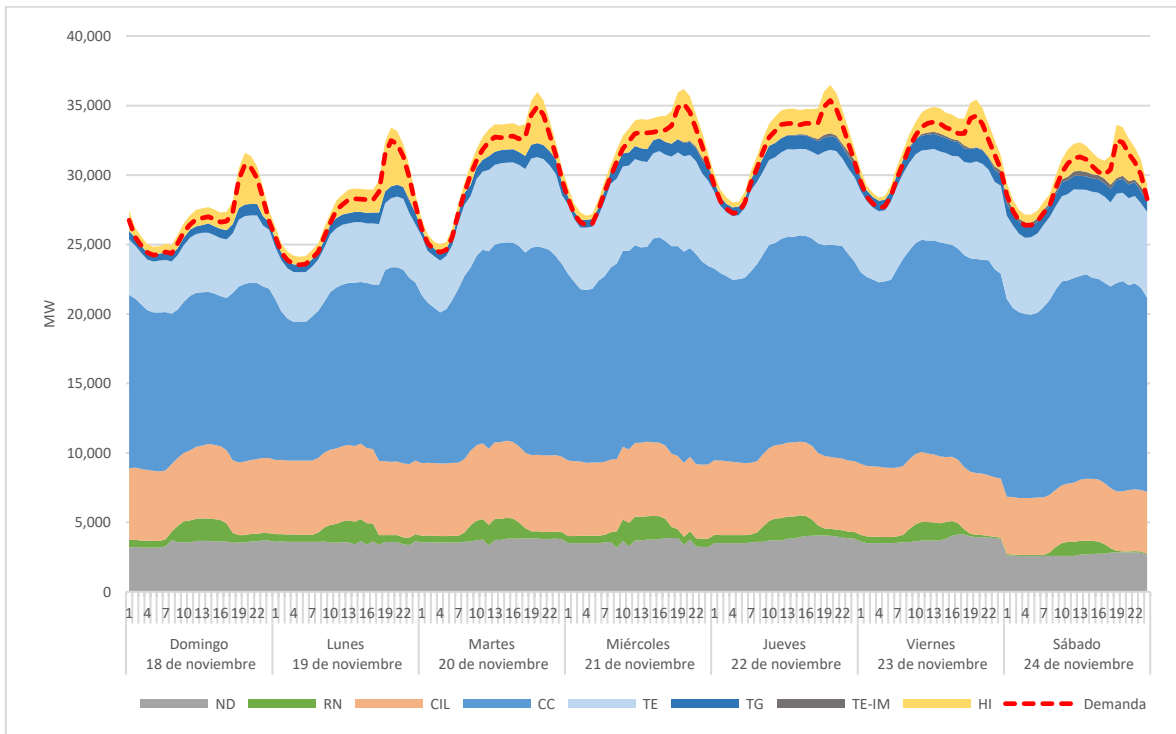


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

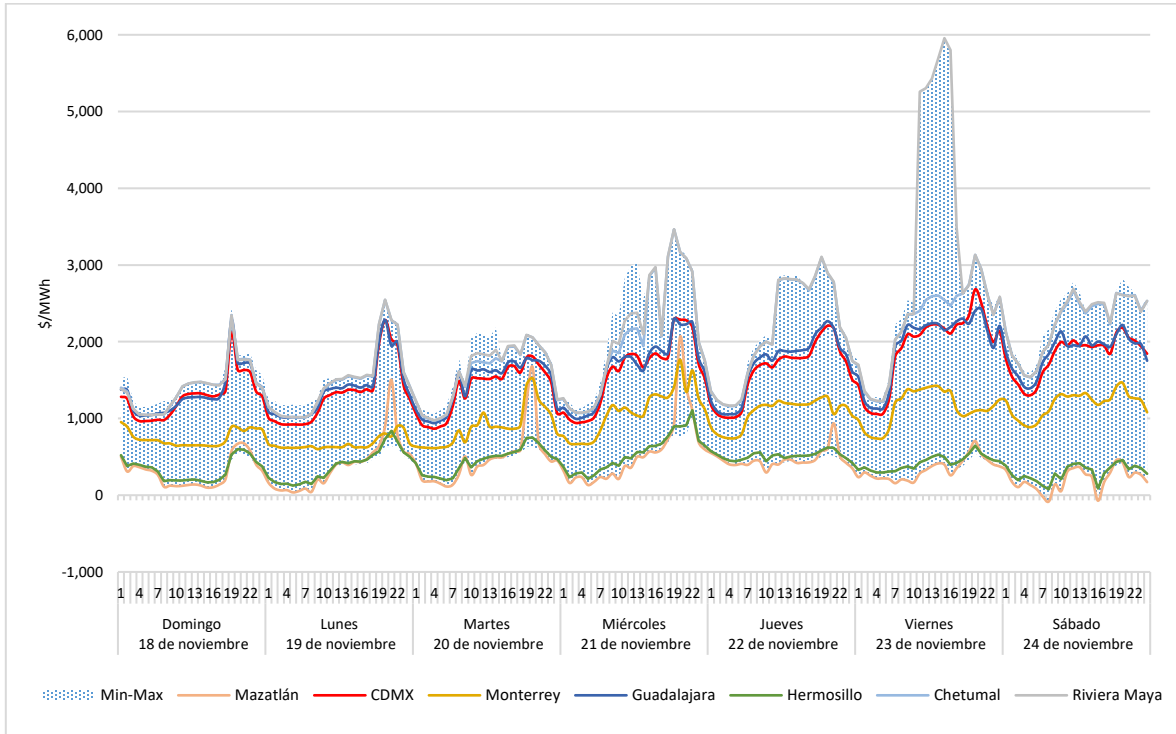


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

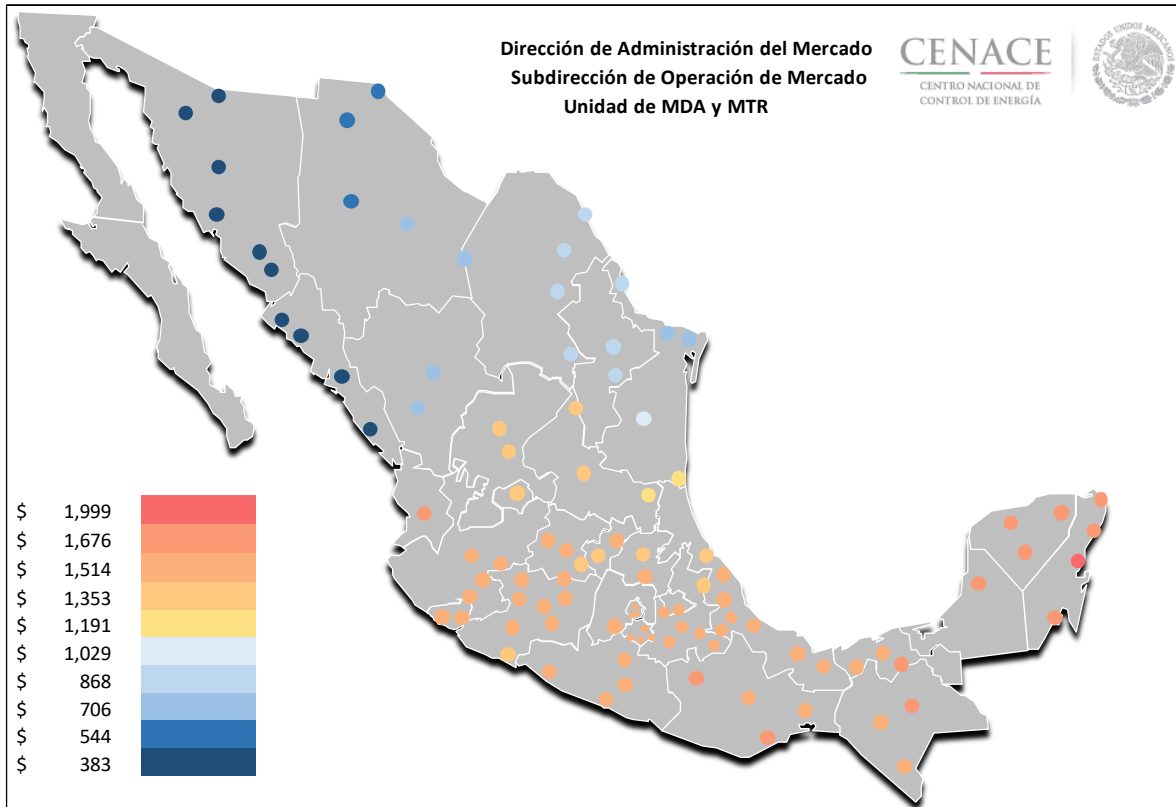


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

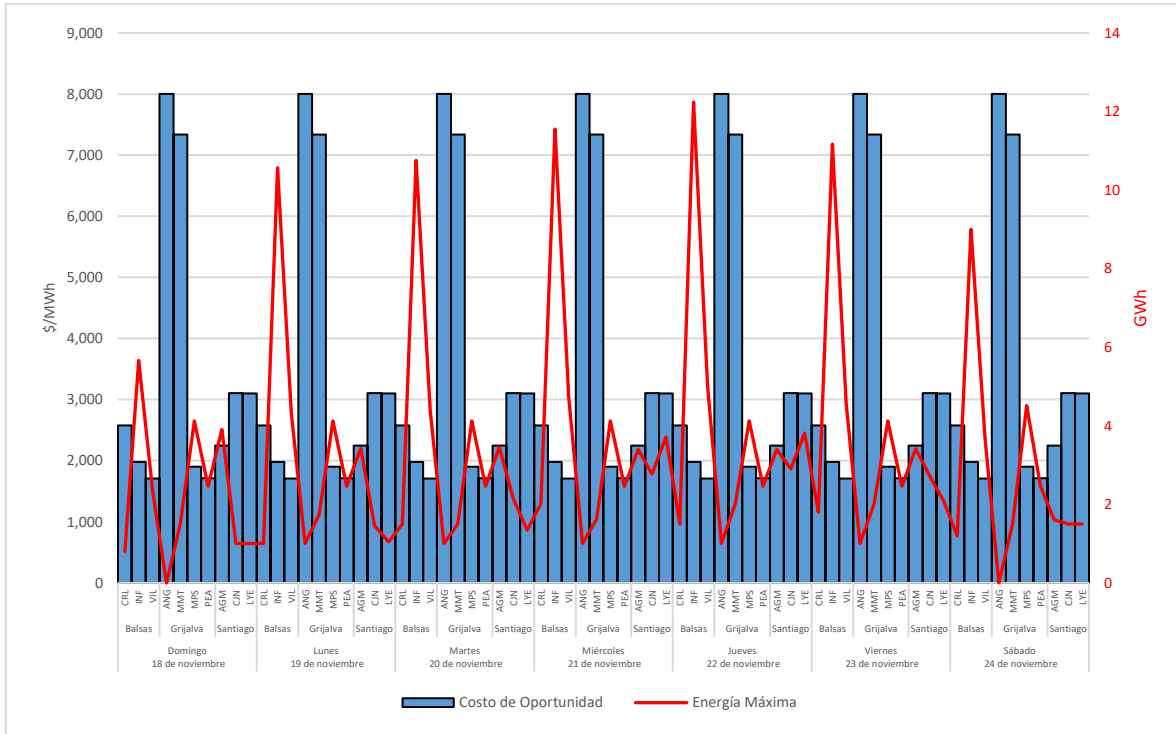


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

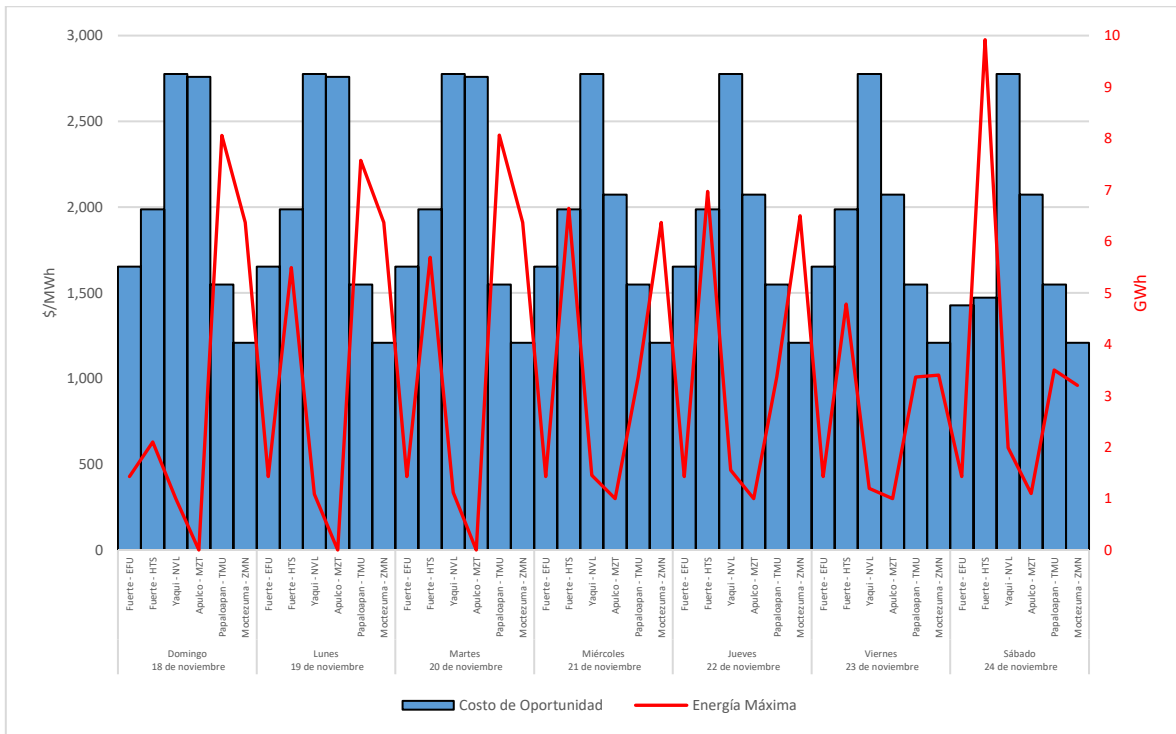


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

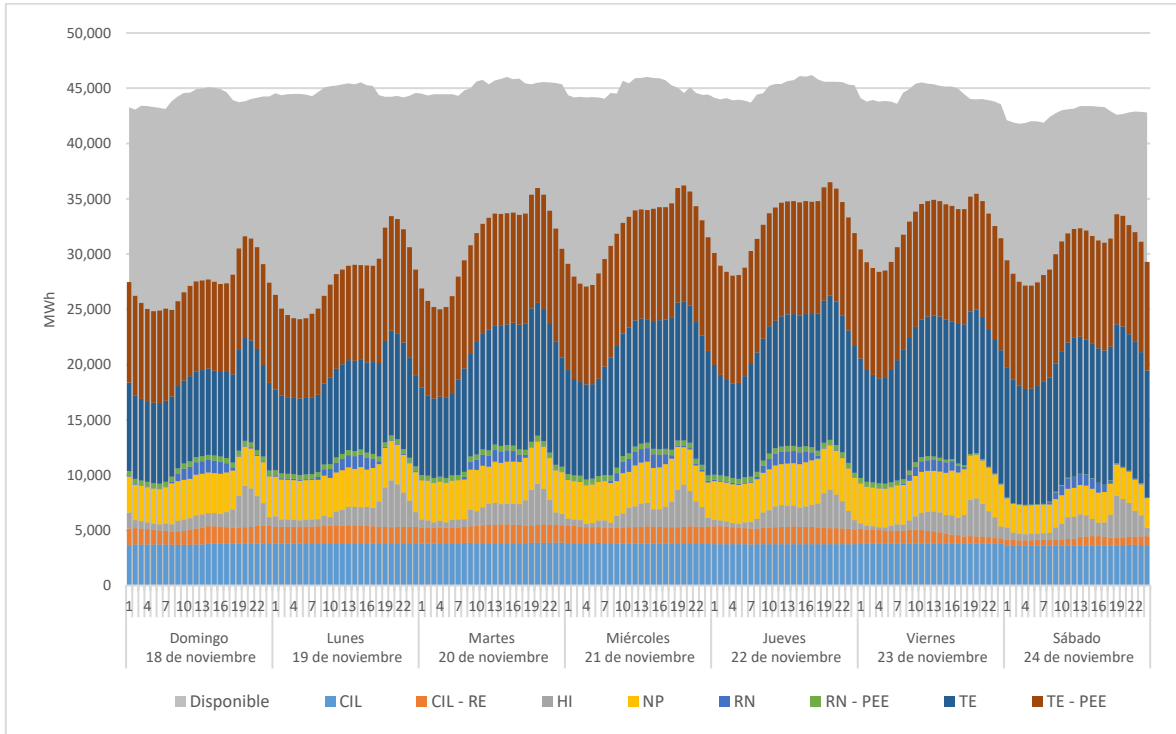


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

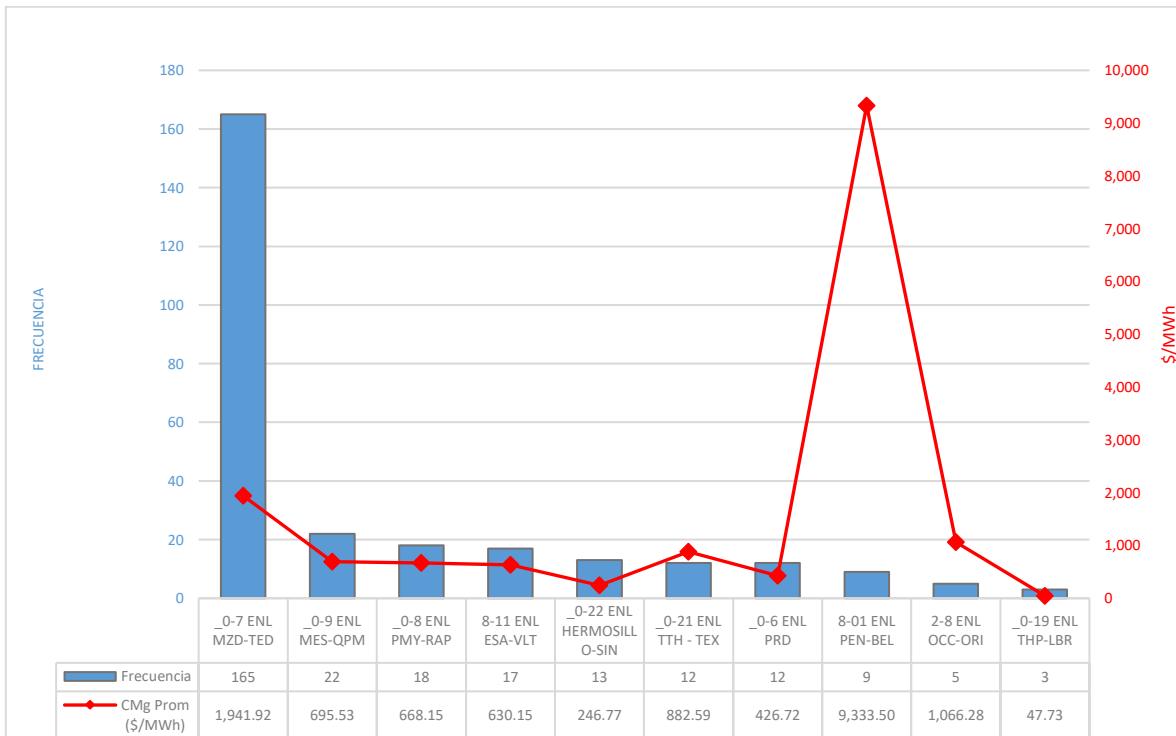


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

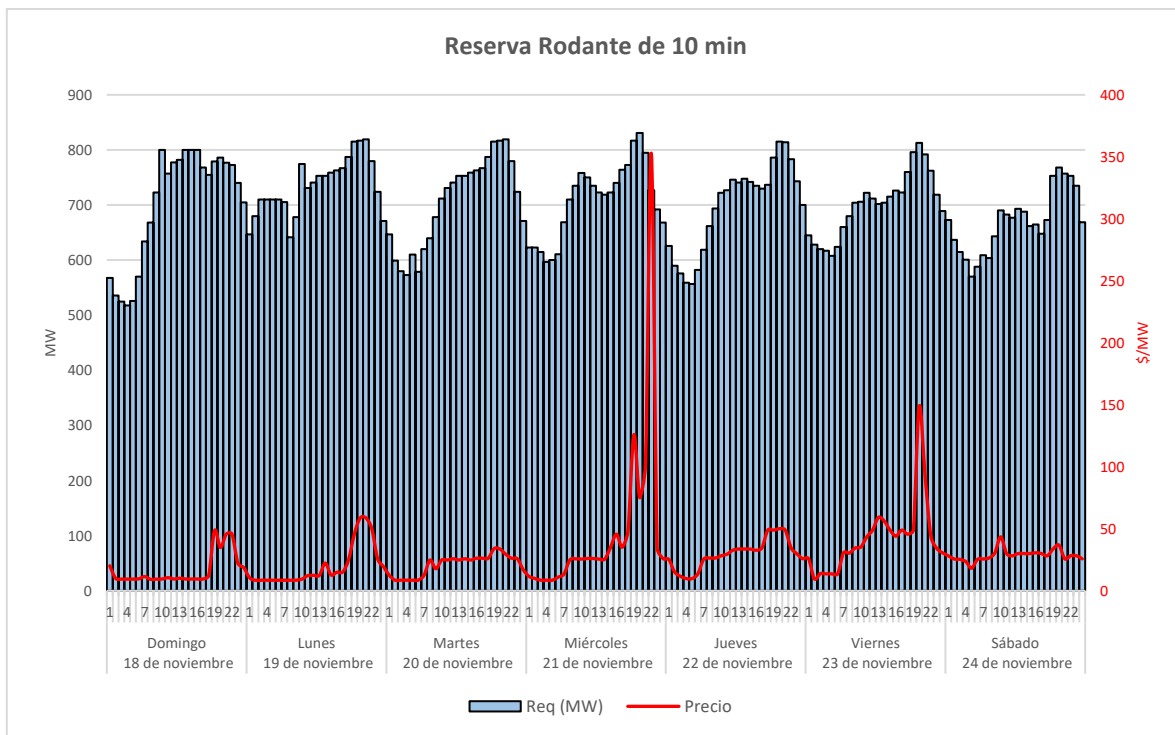
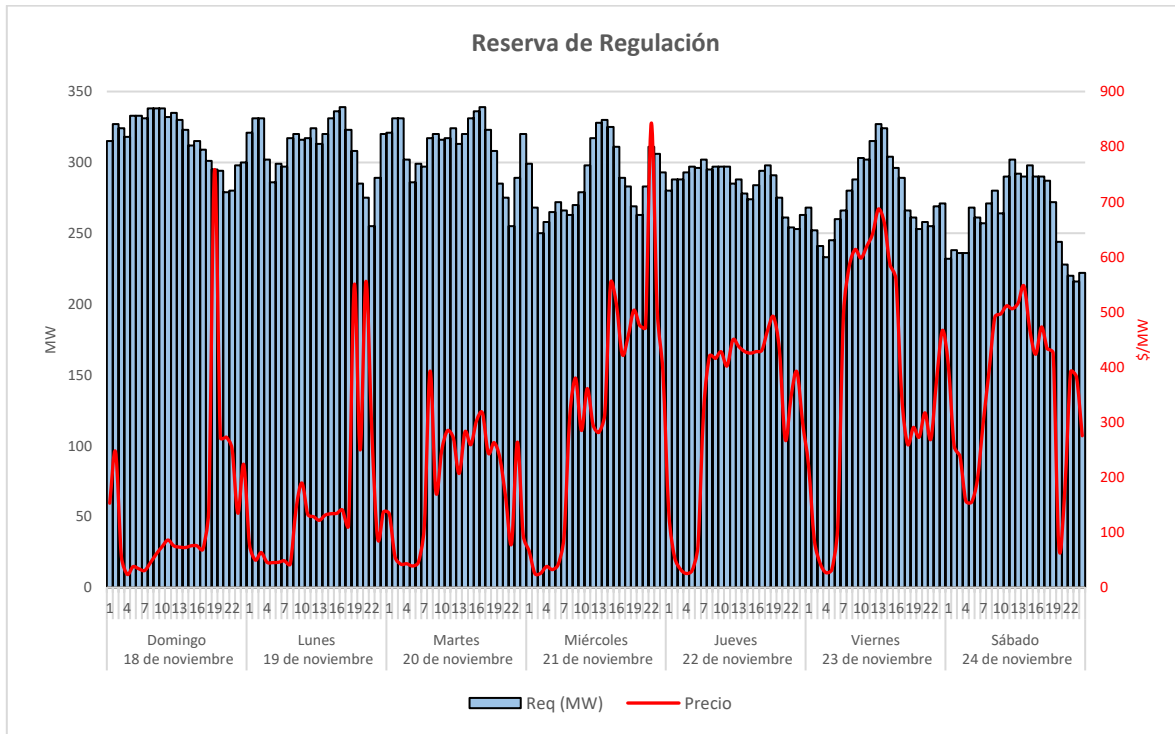


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

