



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

28 de octubre al 03 de noviembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.44/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,195.55 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **16,695.00 \$/MWh** y **-802.73 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08TIU-115** y **02TSD-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,265.18 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **14,020.43 \$/MWh** y **301.07 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Ticul** y **Reynosa**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día martes con un valor de **35,670.94 MW**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **24,895.70 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **64.35%** proviene de Centrales Térmicas, **15.87%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **10.59%** proviene de Centrales No Despachables, **7.02%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.17%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **58.78%**, oferta Hidroeléctrica **21.11%**, Oferta CIL **11.14%**, Oferta No Despachable **7.44%** y Oferta Renovable **1.53%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **47,003 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,748.30 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **7,828.52 \$/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: **_0-8 ENL PMY-RAP**, **8-11 ENL ESA-VLT**, **6-4 ENL VDG-RAP** y **4-2 ENL PLD-STA-NRI**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **932.79 \$/MWh**, **1,588.35 \$/MWh**, **822.76 \$/MWh** y **1,026.83 \$/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
477.53 – 24.38	405.00 – 250.00	Regulación
78.50 – 8.05	843.00 – 557.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
28 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 663 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por cierre en la compuerta de succión del ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.
29 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 540 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de una unidad térmica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de dos unidades térmicas, una unidad de emergencia por falla en válvula de control de flujo de vapor, y otra unidad para mantenimiento. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por operar alarma de disparidad de polos en interruptor. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por fusible dañado del sistema contra incendio que ocasionó cierre de las válvulas principales de suministro de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
30 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,181 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en línea de vapor recalentado, y otra unidad para revisión por falla, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para cambio de bomba del evaporador de alta presión, y otra unidad por fuga en el economizador, ambas 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 dos unidades térmicas, una unidad por falla en bobina de protección de cadena de disparo de la turbina, y otra unidad por restricción de combustible, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
31 de octubre	<p>Indisponibilidad por un total de 622 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta expansión de temperatura en escape de turbina. Salida de emergencia de un parque eólico por problemas de colocación de soporte en bus. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión diferencial de aceite de sellos de generador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en interruptor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el arranque, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

01 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 316 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none">1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de sangrado del compresor de alta presión de la turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.2. Salida de emergencia de una unidad térmica por desabasto de combustible. Salida de una unidad hidráulica para mantenimiento. Ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.
02 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 711 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none">1. Salida de una unidad térmica y una unidad hidráulica para mantenimiento, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.3.
03 de noviembre	Indisponibilidad por un total de 492 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none">1. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo nivel de aceite de lubricación del generador eléctrico, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.2. Salida de emergencia de dos unidades, una unidad térmica por daño en ventilador de tiro inducido, y una unidad hidráulica por falla en el relevador de control de compuerta de la unidad, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.3. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

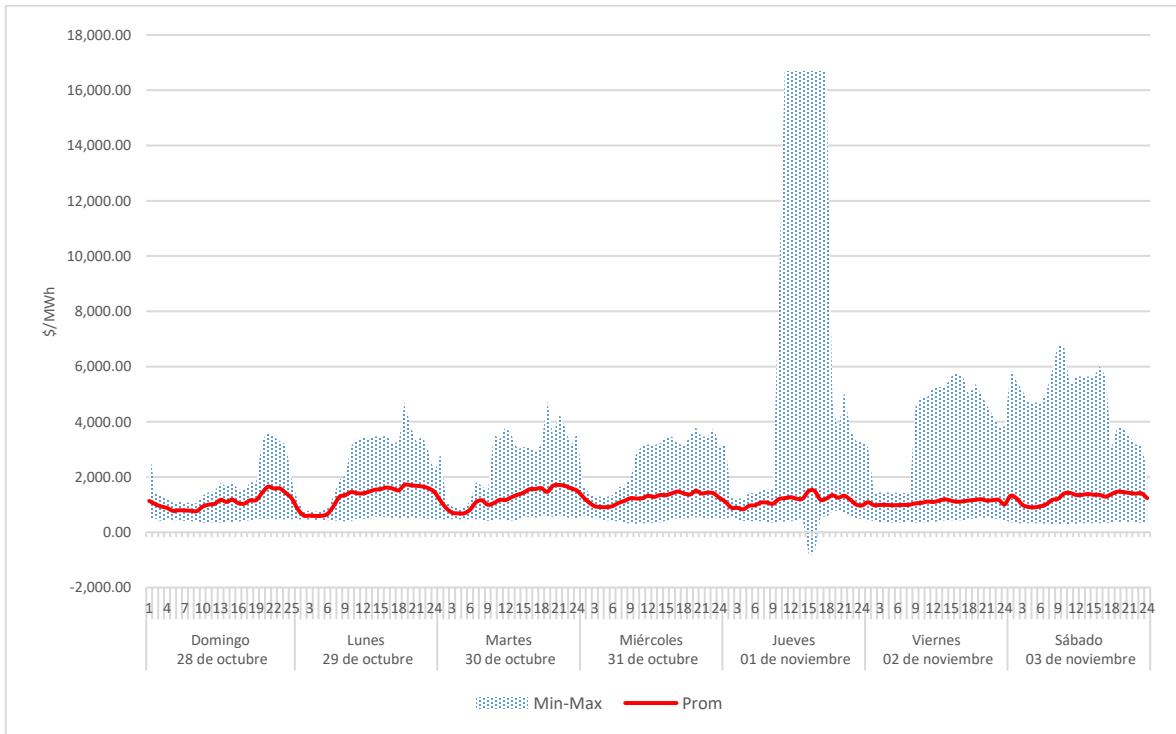


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

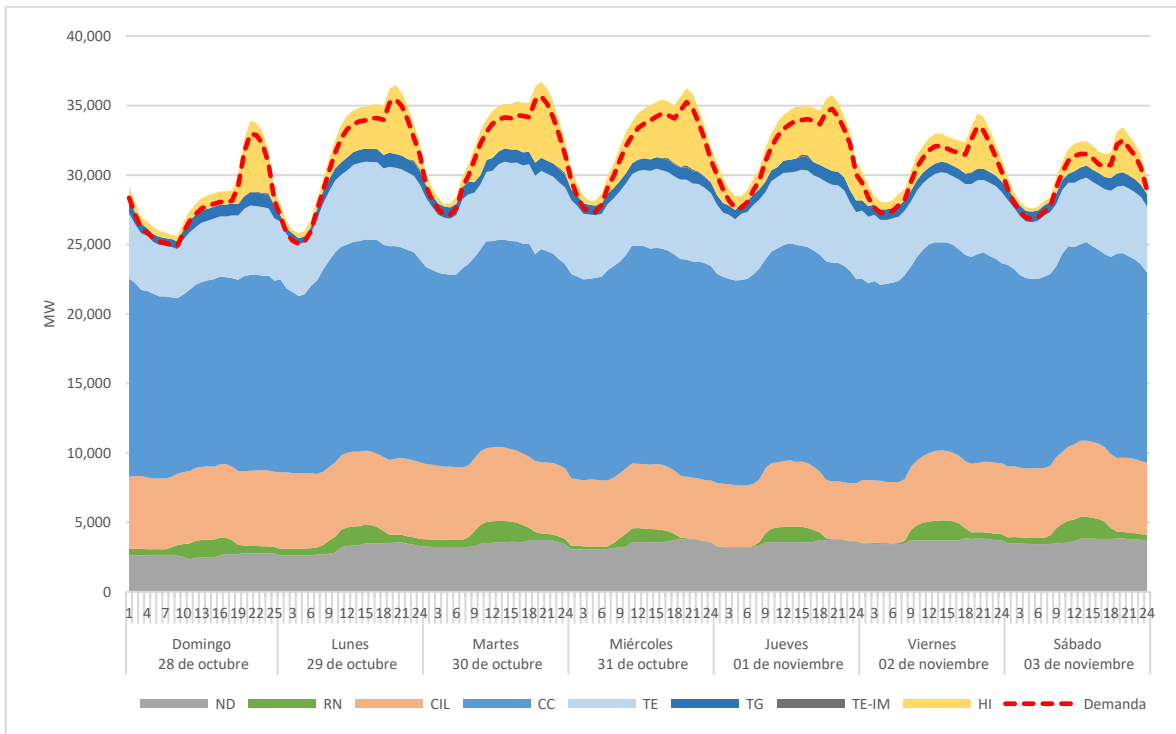


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

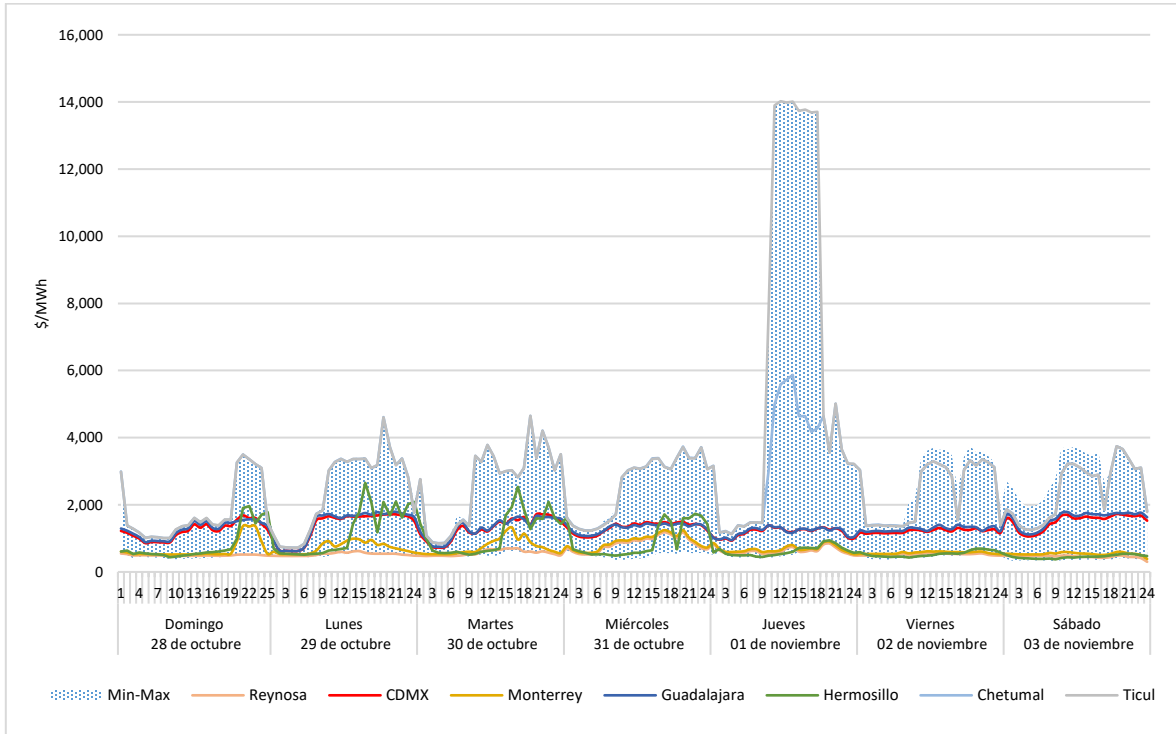


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

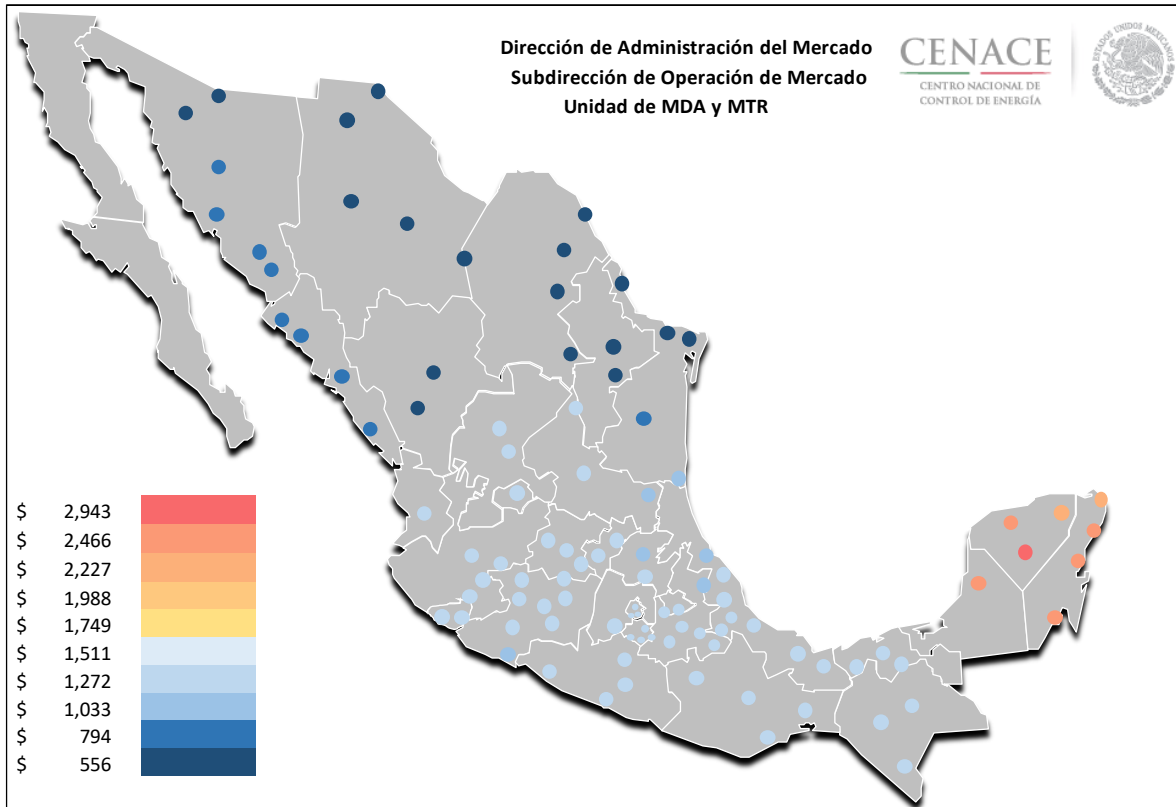


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

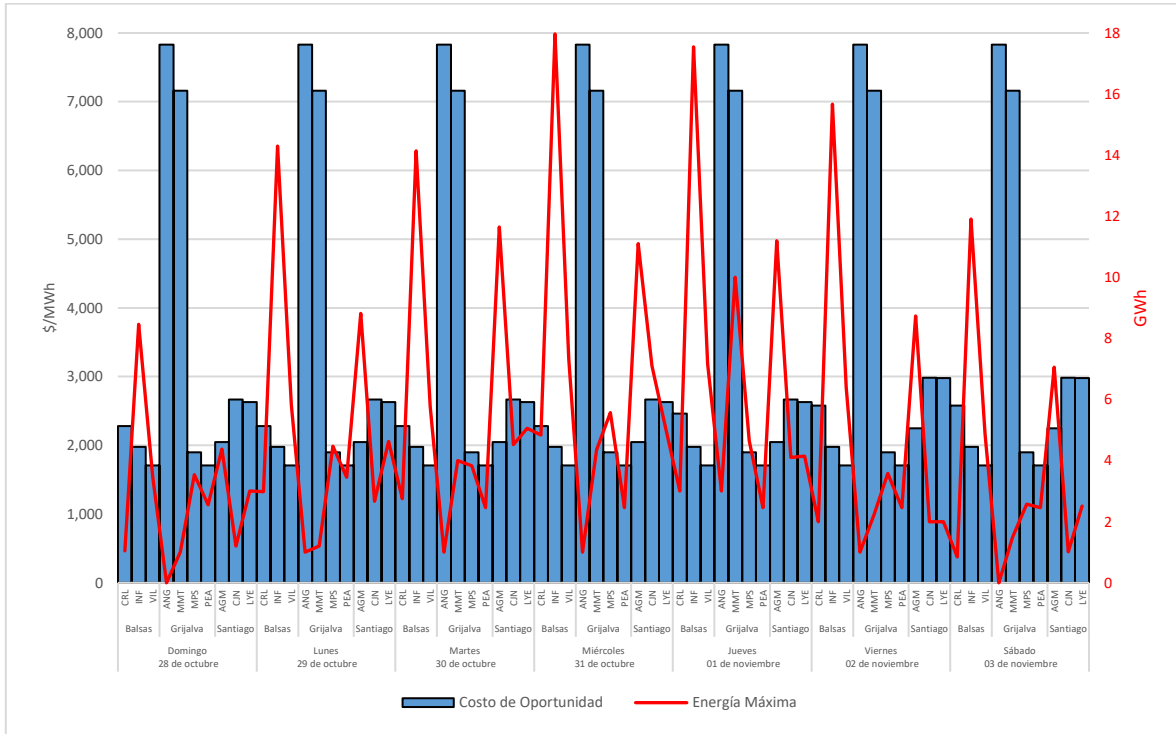


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

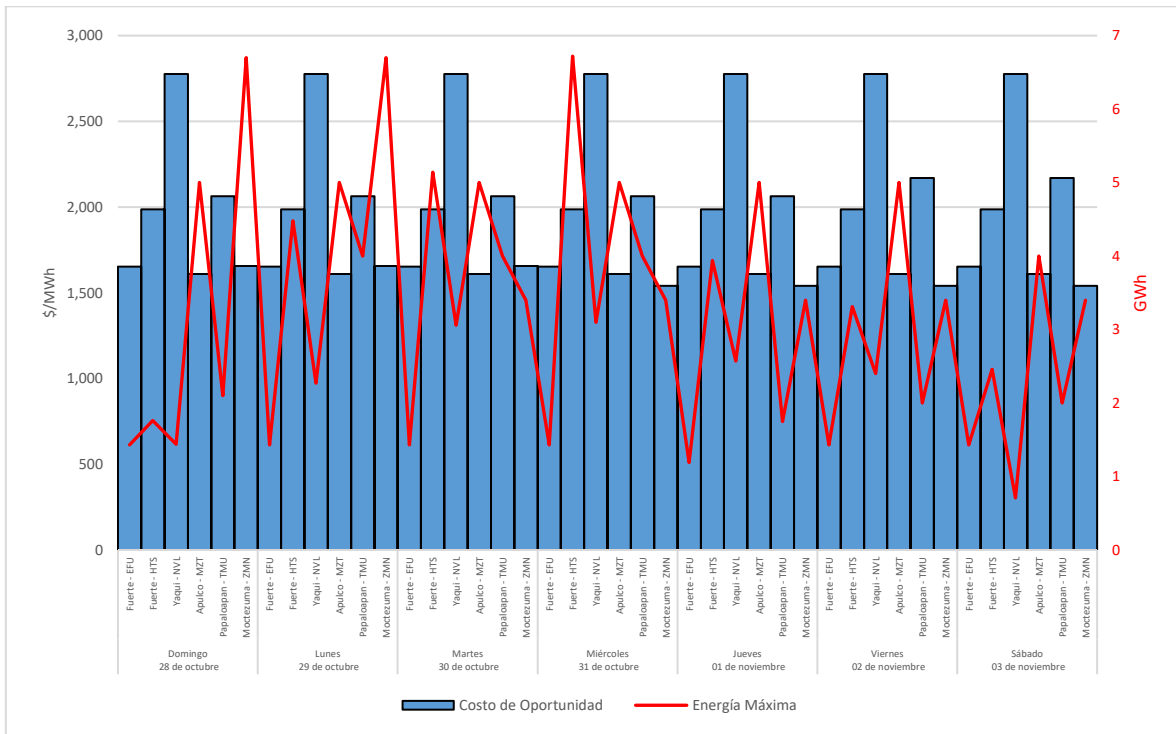


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

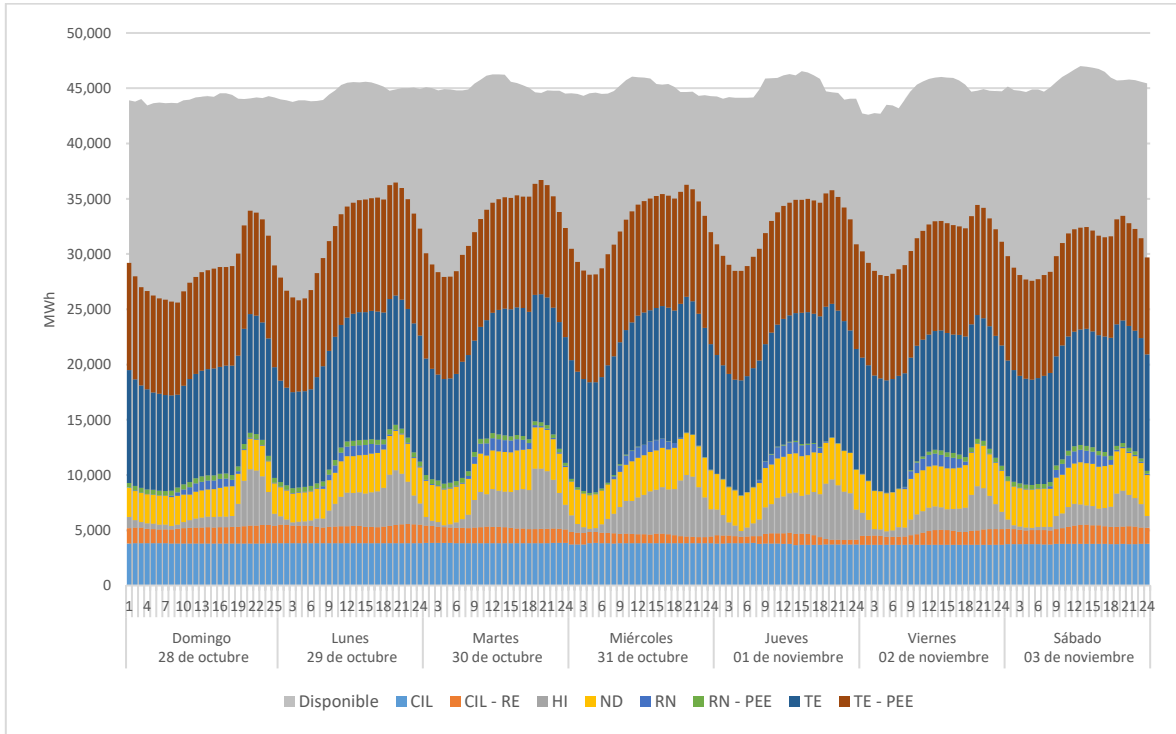


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.



Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

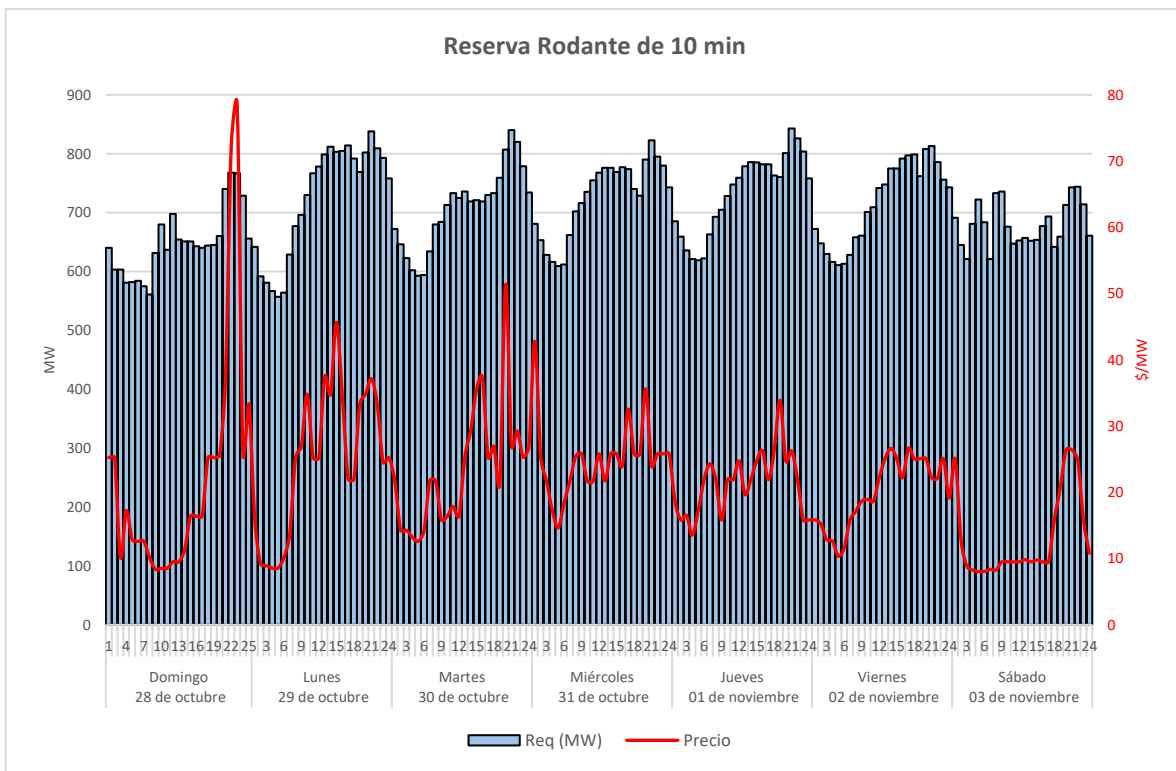
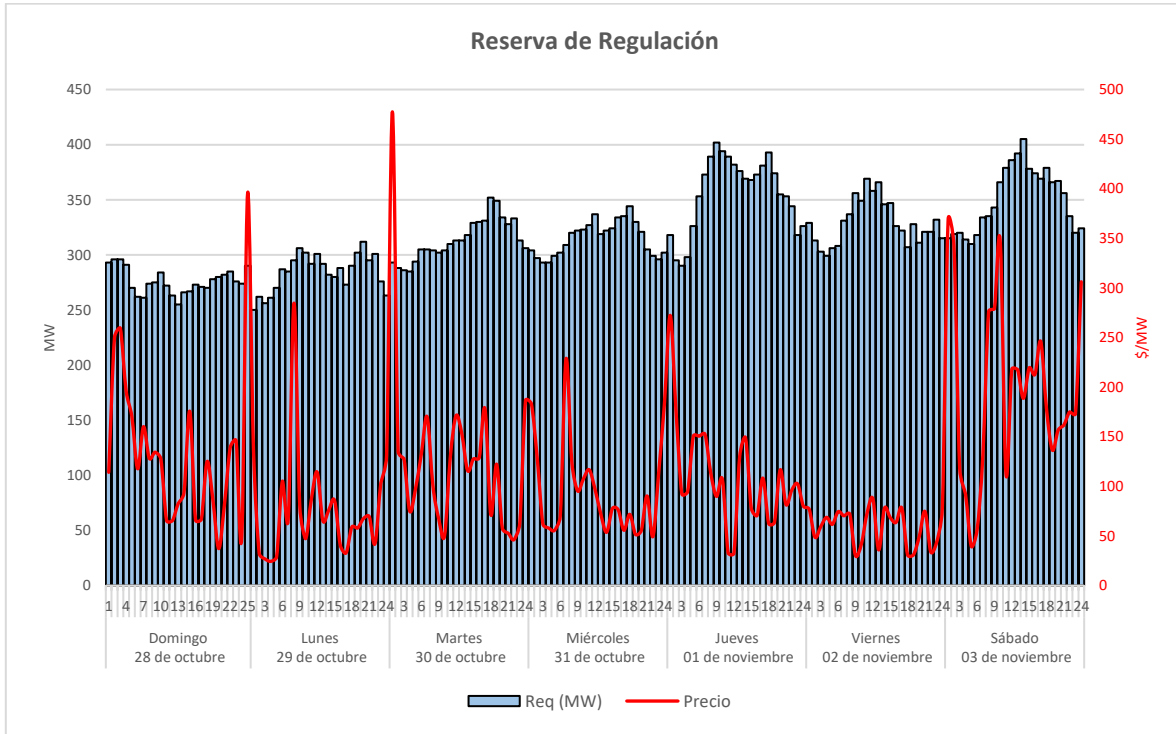


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

