



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

02 al 08 de diciembre del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.49/1.0	BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,441.56 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.00 \$/MWh** y **30.64 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **04MZD-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,493.68 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **4,092.83 \$/MWh** y **39.39 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Acapulco** y **Mazatlán**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día jueves con un valor de **35,434.79 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **22,992.67 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **64.91%** proviene de Centrales Térmicas, **17.15%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **11.86%** proviene de Centrales No Despachables, **3.90%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.18%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **59.79%**, oferta Hidroeléctrica **18.96%**, Oferta CIL **11.68%**, Oferta No Despachable **8.08%** y Oferta Renovable **1.49%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **47,972 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,856.79 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **8,003.52 \$/MWh** y **1,158.66 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **El Fuerte**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **_0-23 ENL MZD-TED-FSO**, **_0-8 ENL PMY-RAP**, **_0-12 ENL MZD-JOM** y **_0-7 ENL MZD-TED**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,402.56 \$/MWh**, **786.70 \$/MWh**, **478.33 \$/MWh** y **1,832.79 \$/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
851.98 – 24.88	394.00 – 246.00	Regulación
413.70 – 8.83	799.00 – 511.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
02 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,248 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falsa señal de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en señal de control del sistema de álabes de admisión hacia turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para lavado de compresor, y otra unidad por baja temperatura en cilindro. Salida de dos unidades térmicas para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubo roto en caldera. Salida de emergencia de un parque eólico por corto circuito en acometida de servicios propios. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
03 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,113 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en ventilador de tiro forzado, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de una unidad térmica para mantenimiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en bus de servicios propios, y otra unidad por problemas en válvula de baja presión de vapor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión en domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
04 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,162 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en calentador regenerativo de aire, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en línea de vapor recalentado frío, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, dos unidades por restricción de combustible, una unidad por falla en los niveles operativos de control, y otra unidad por atoramiento en precalentador de aire regenerativo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
05 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 315 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de control de flujo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por atoramiento de la válvula de alivio del sistema de inyección de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
06 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 1,361 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por falla. Salida de dos unidades hidráulicas, una unidad de emergencia por falla en sistema contra incendio, y otra unidad para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.

	<ol style="list-style-type: none"> 2. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en sistema de recirculación de agua de enfriamiento, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por manipulación de las tarjetas de comunicación de la central, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en el generador de vapor, y otra unidad por alarma de impulso electrónico del control de la unidad, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por baja presión de combustible en sistema de inyección, una unidad por tubos rotos, y otra unidad por disparo de bomba de aceite de control, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
07 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 747 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de cuatro unidades térmicas, tres unidades de emergencia por operación de respaldo de siete líneas de transmisión, y una unidad para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades, una unidad térmica por alta temperatura en chumacera de empuje, y una unidad hidráulica por atoramiento de aguja. Salida de emergencia de un parque eólico por disparo de línea de transmisión. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por variación de presión en combustores, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
08 de diciembre	<p>Indisponibilidad por un total de 825 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión de aceite de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alto consumo de agua, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en el controlador principal de la turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por bajo flujo de aire en la combustión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

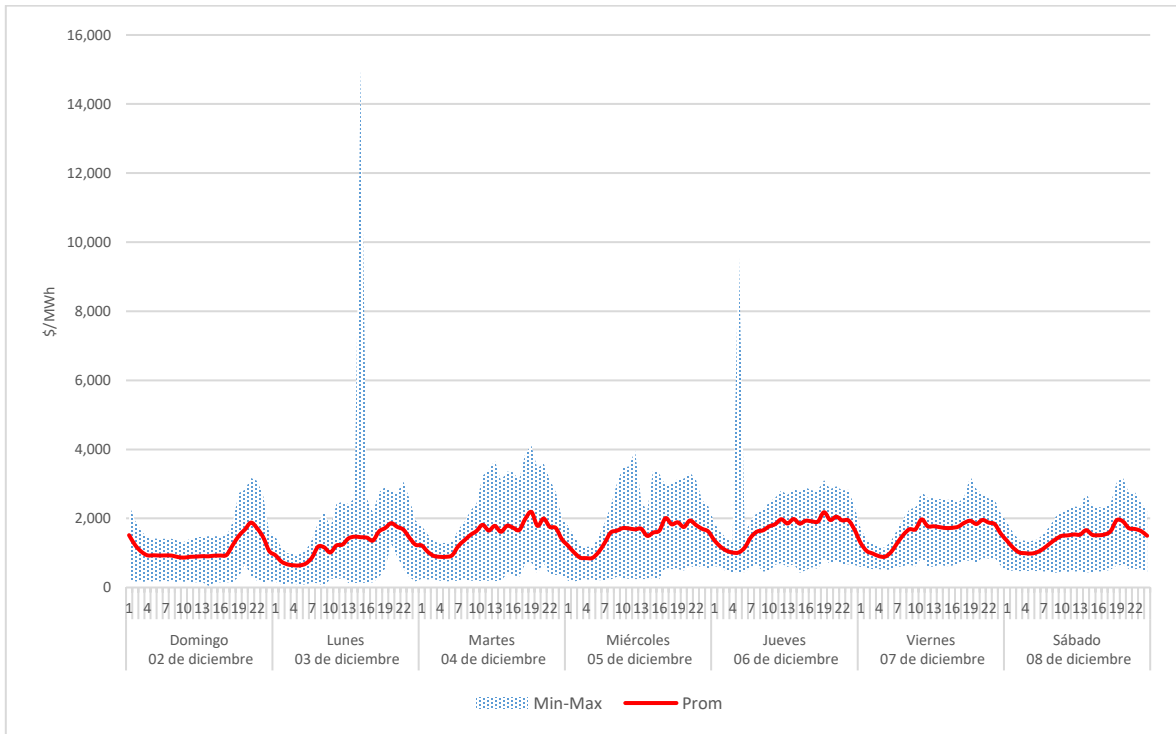


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

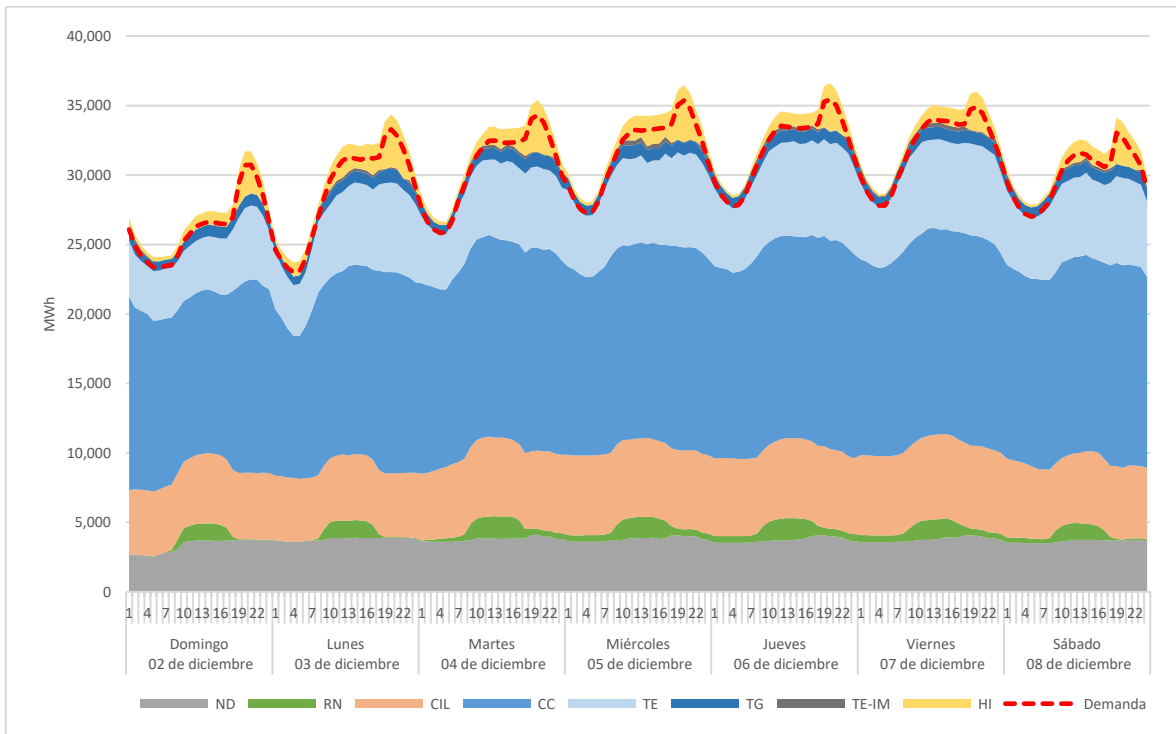


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

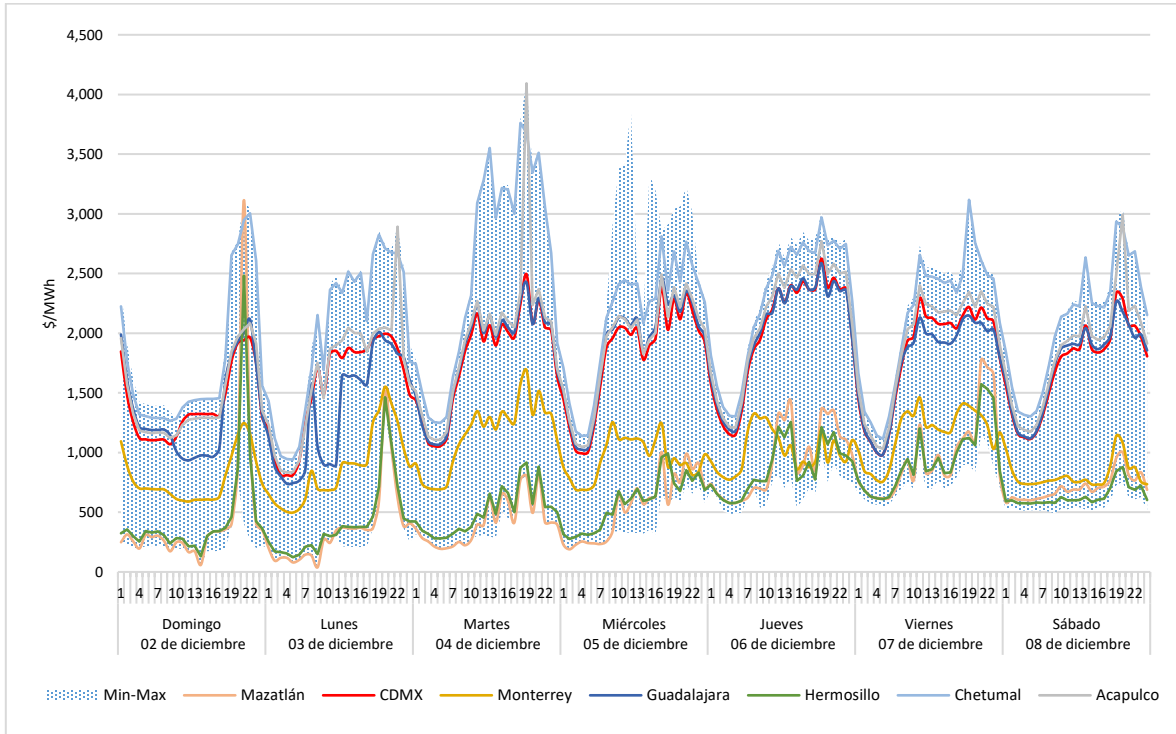


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

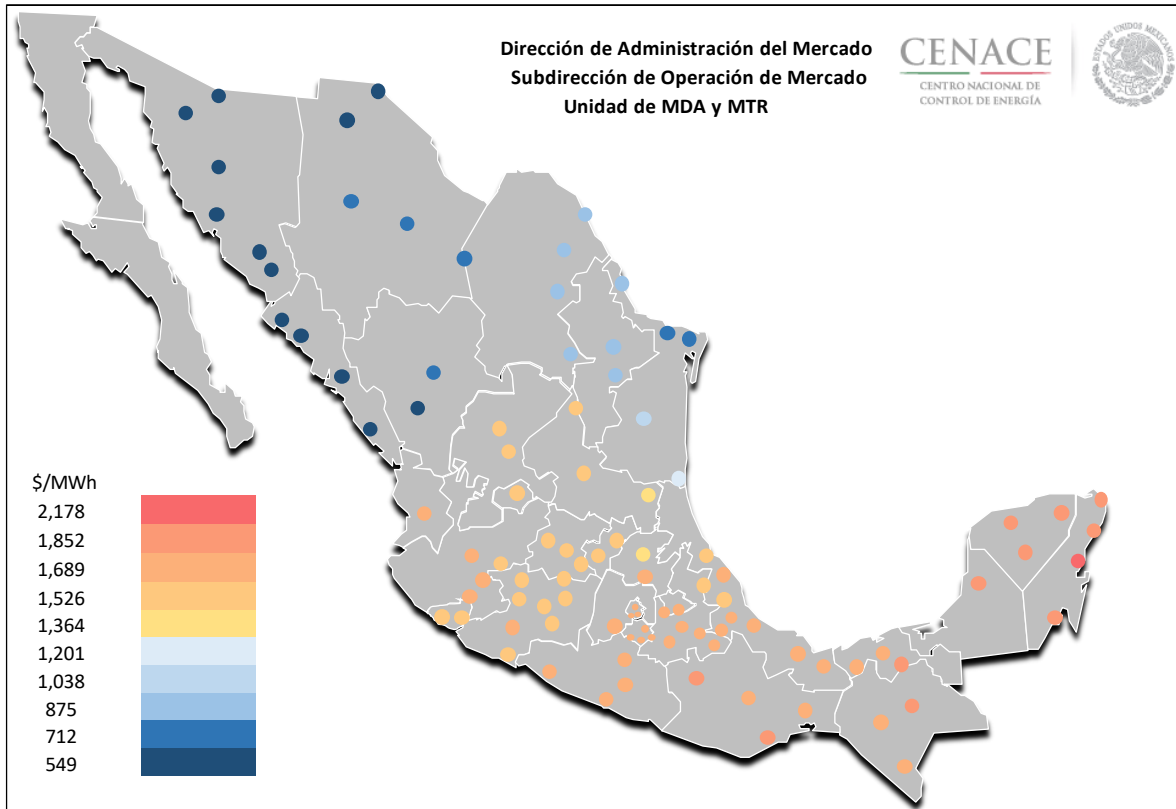


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

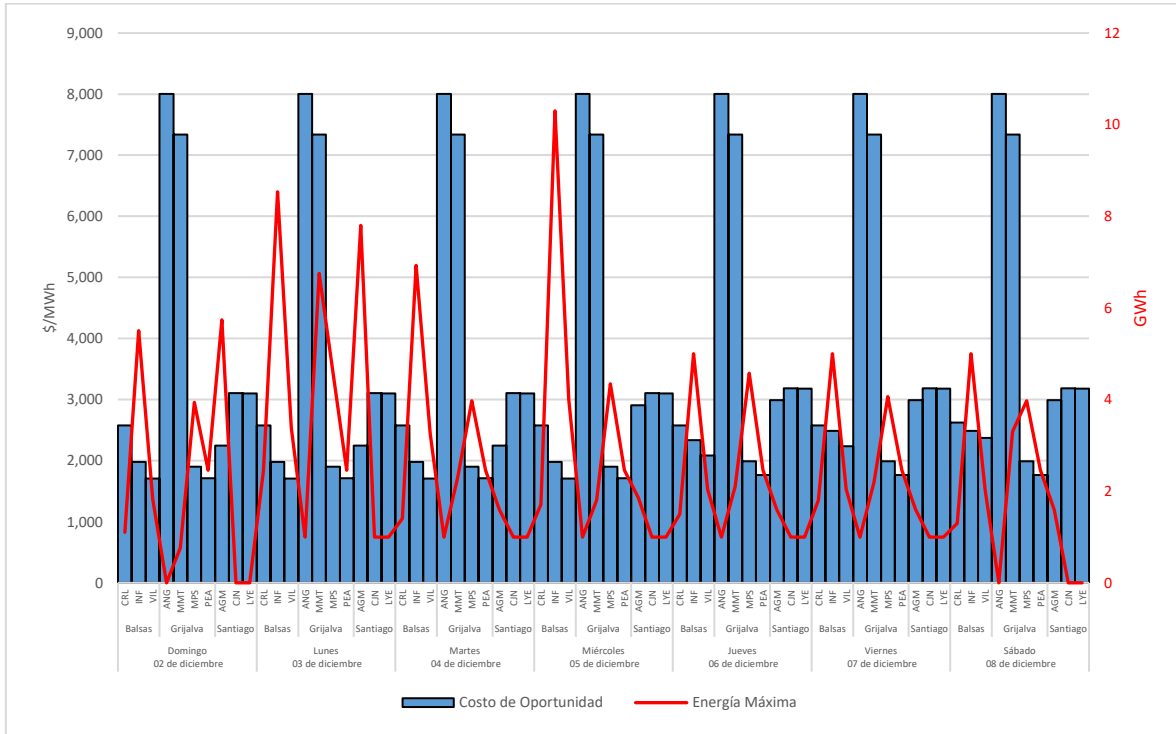


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

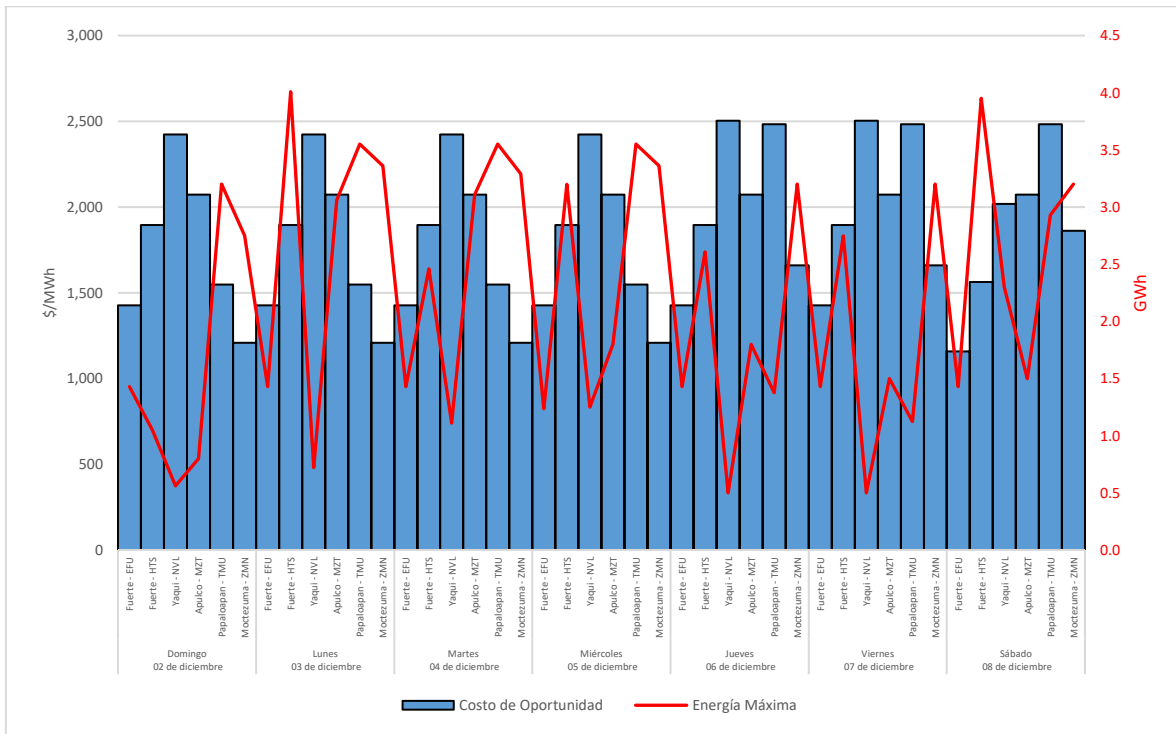


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

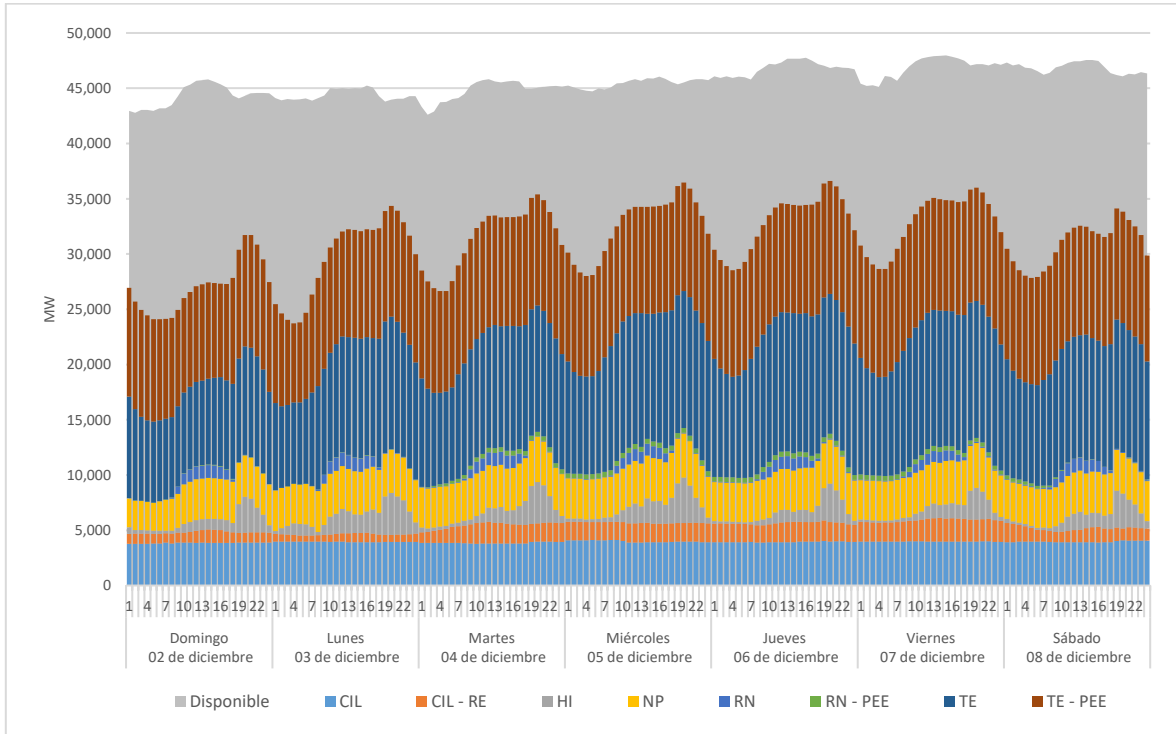


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.



Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

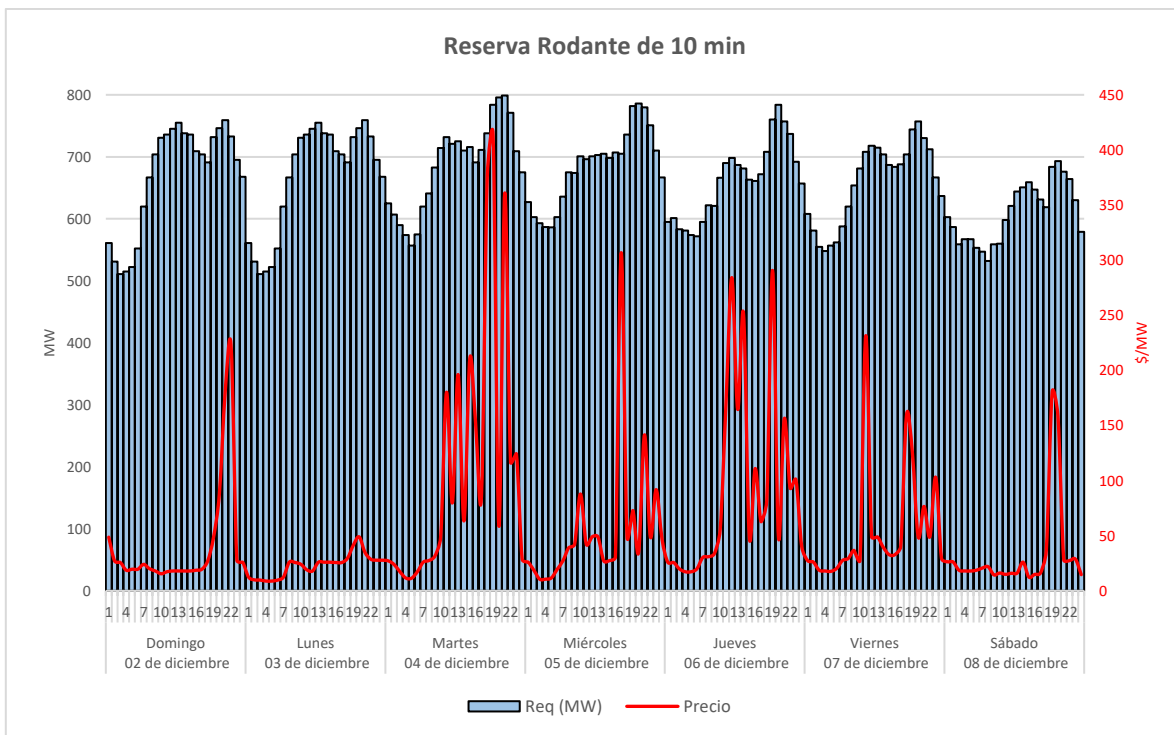
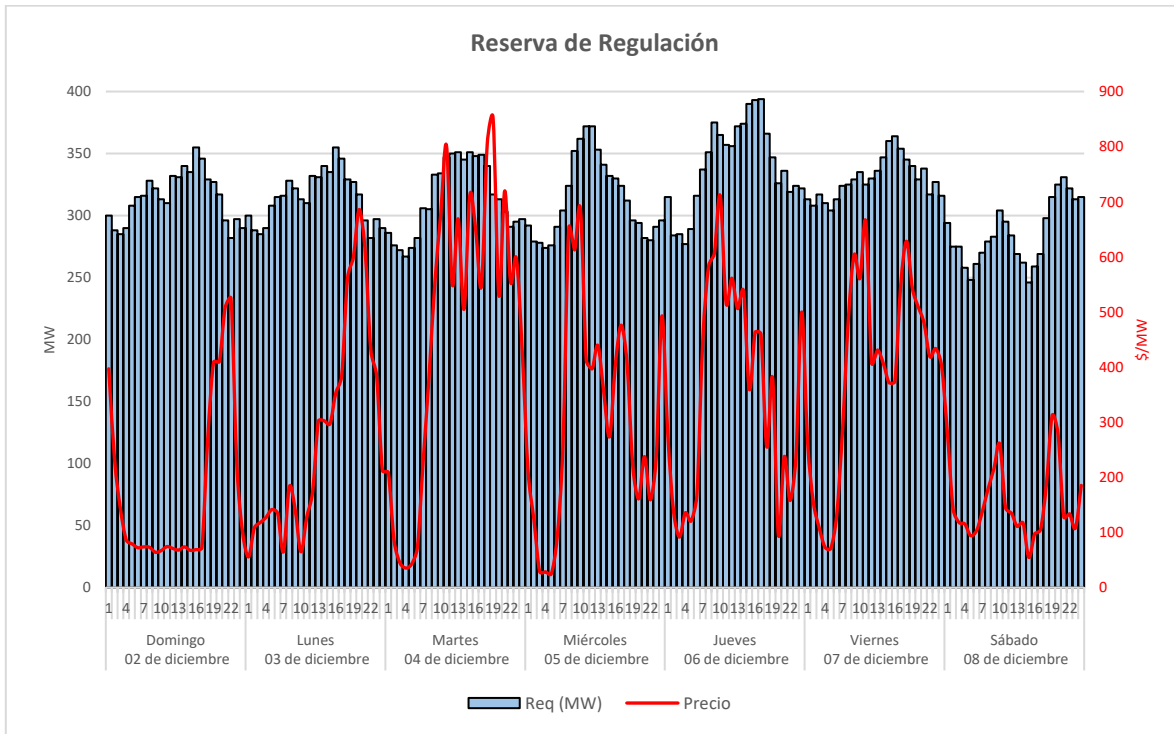


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

