



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

30 de diciembre del 2018 al 05 de enero del 2019

Versión	Elaboró/Revisó
2019.01/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **971.37 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **15,000.00 \$/MWh** y **148.50 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **04NVL-115**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,007.84 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **4,823.94 \$/MWh** y **240.13 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Mazatlán**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día viernes con un valor de **33,925.35 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día martes con un valor de **19,734.16 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **61.26%** proviene de Centrales Térmicas, **20.41%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **12.38%** proviene de Centrales No Despachables, **3.26%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.69%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **59.77%**, oferta Hidroeléctrica **20.33%**, Oferta CIL **11.45%**, Oferta No Despachable **6.95%** y Oferta Renovable **1.50%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **51,282 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,886.80 \$/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**, **\_0-16 MALPASODOS-TABASCO** y **8-01 ENL PEN-BEL**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **767.60 \$/MWh**, **667.98 \$/MWh**, **784.16 \$/MWh** y **9,950.72 \$/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
503.75 – 9.55	389.00 – 160.00	Regulación
27.65 – 5.57	765.59 – 467.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
30 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 519 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en transformador de potencial del sistema excitación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en recuperador de calor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en control de válvula de alimentación, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
31 de diciembre	Indisponibilidad por un total de 31 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por problemas de mapeo de calentadores, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> </ol>
01 de enero	Indisponibilidad por un total de 248 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por daño en válvula de control de flujo hacia pilotos de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
02 de enero	Indisponibilidad por un total de 238 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de tres unidades térmicas por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
03 de enero	Indisponibilidad por un total de 1,666 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en compresor, y otra unidad por fuga de agua de línea de alimentación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alto nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por congelamiento de toma de impulso del transmisor de nivel de domo de baja presión, y dos unidades para reparar tubería del precalentador por baja temperatura ambiente, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>4. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas por falla en suministro de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> <li>5. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, una unidad por fuga de agua en recuperador de calor, dos unidades por fuga de gases de escape por disco de ruptura, dos unidades por disparo de bomba de condensado, y una unidad por fuga en sistema hidráulico de turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
04 de enero	Indisponibilidad por un total de 259 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por vibración en la chumacera, correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en generador de vapor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
05 de enero	Indisponibilidad por un total de 1,383 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en precalentador, y otra unidad por alta vibración en chumacera, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>2. Salida de emergencia de siete unidades térmicas, dos unidades para revisión por falla, una unidad por alta vibración de turbina, una unidad por alta presión en chumacera, y tres unidades por alto consumo de agua en recuperador de calor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

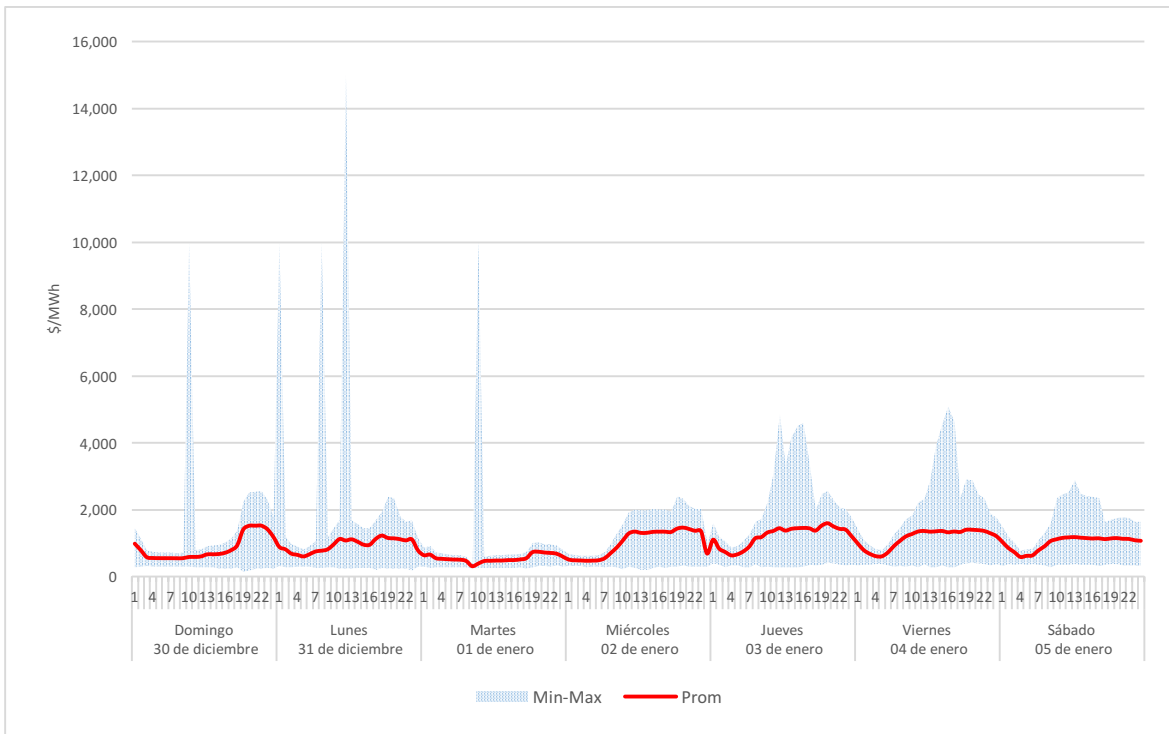


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

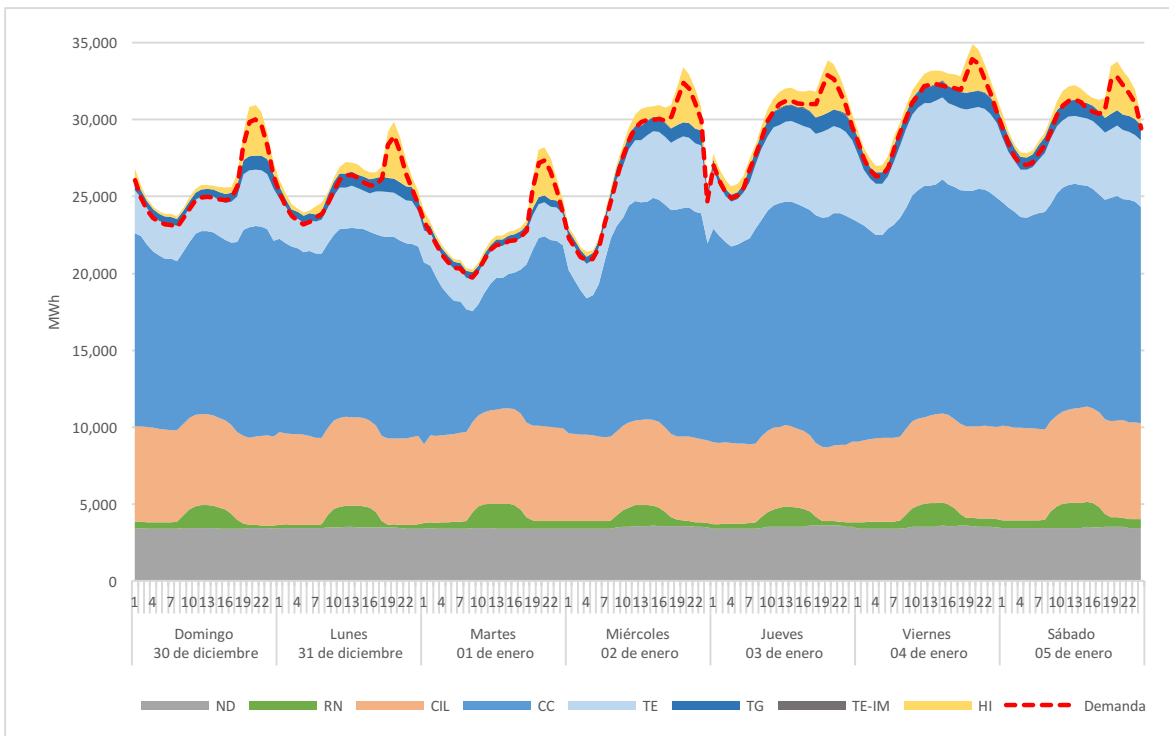


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

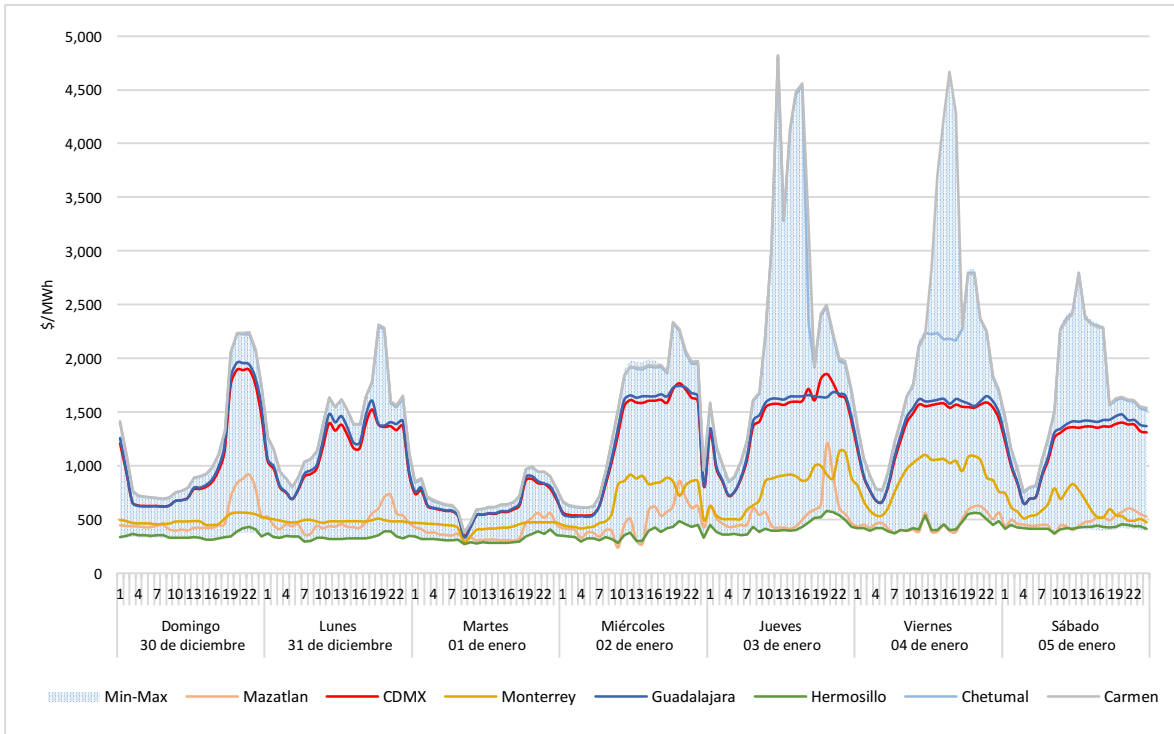


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

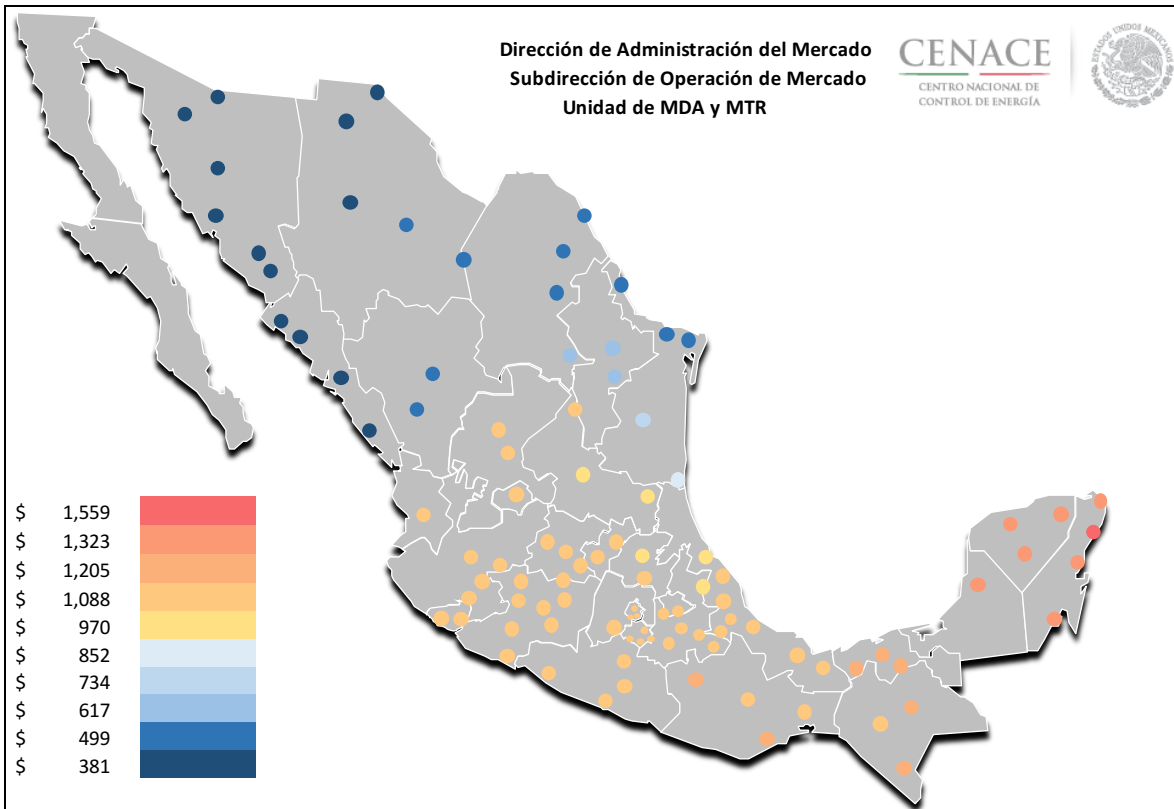




Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

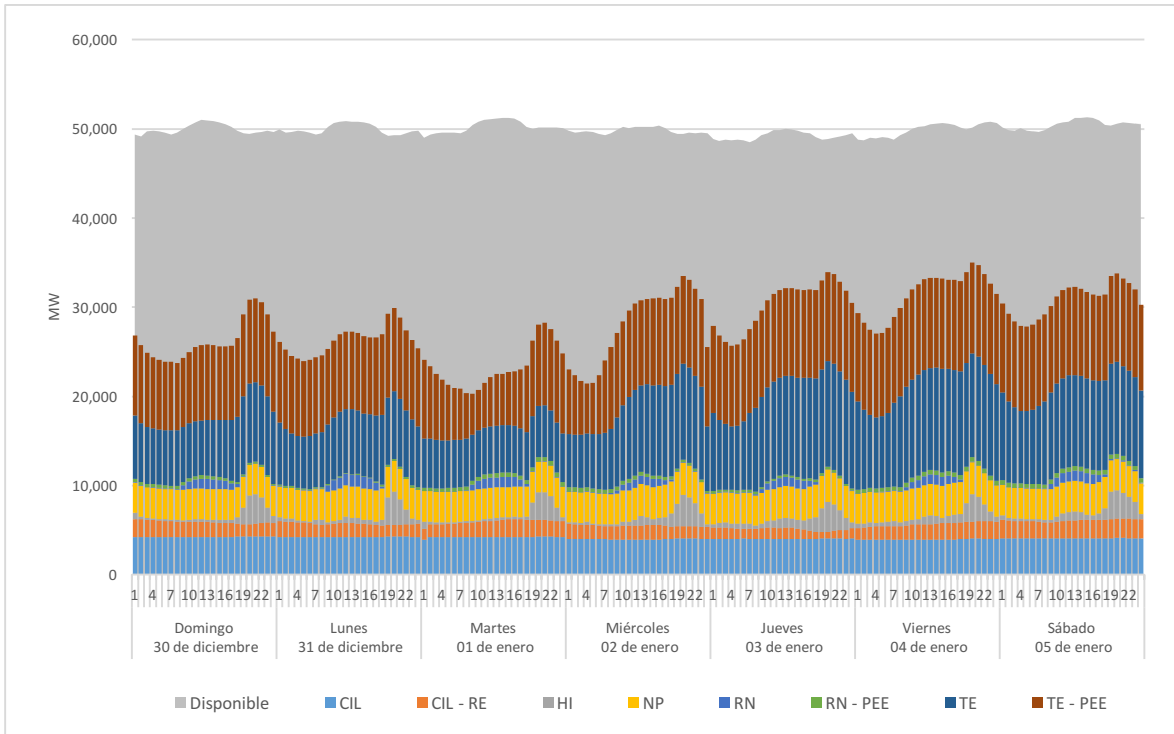


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

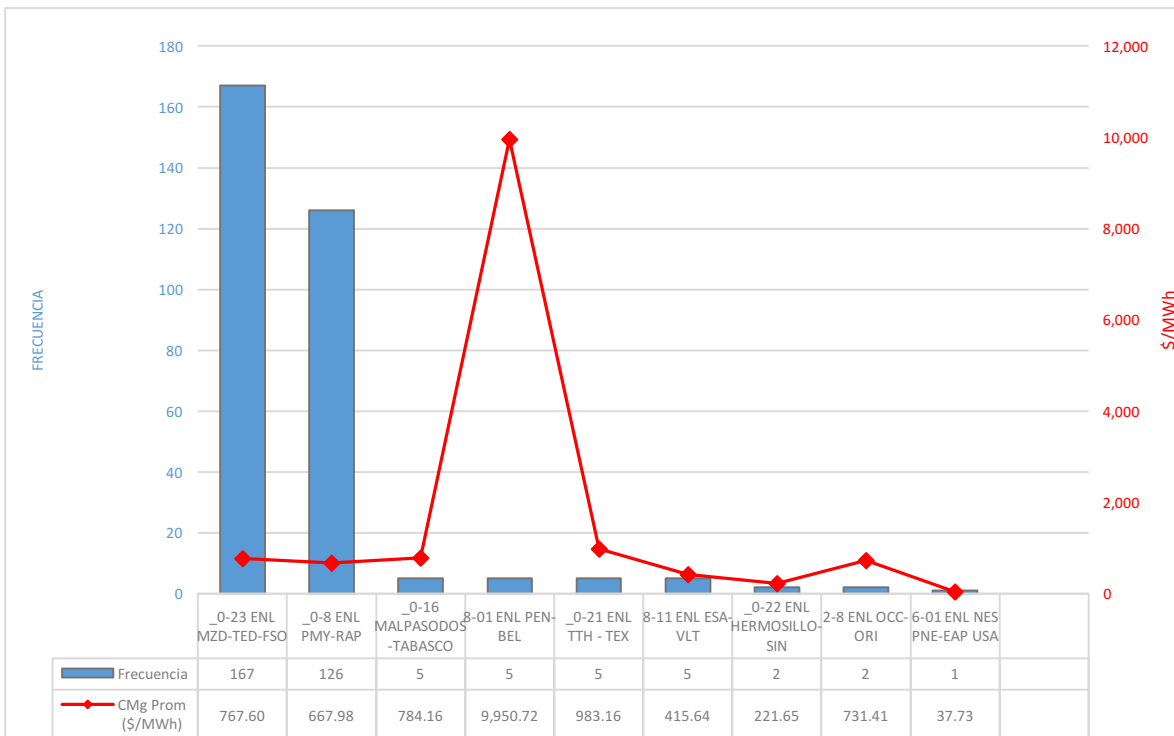


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

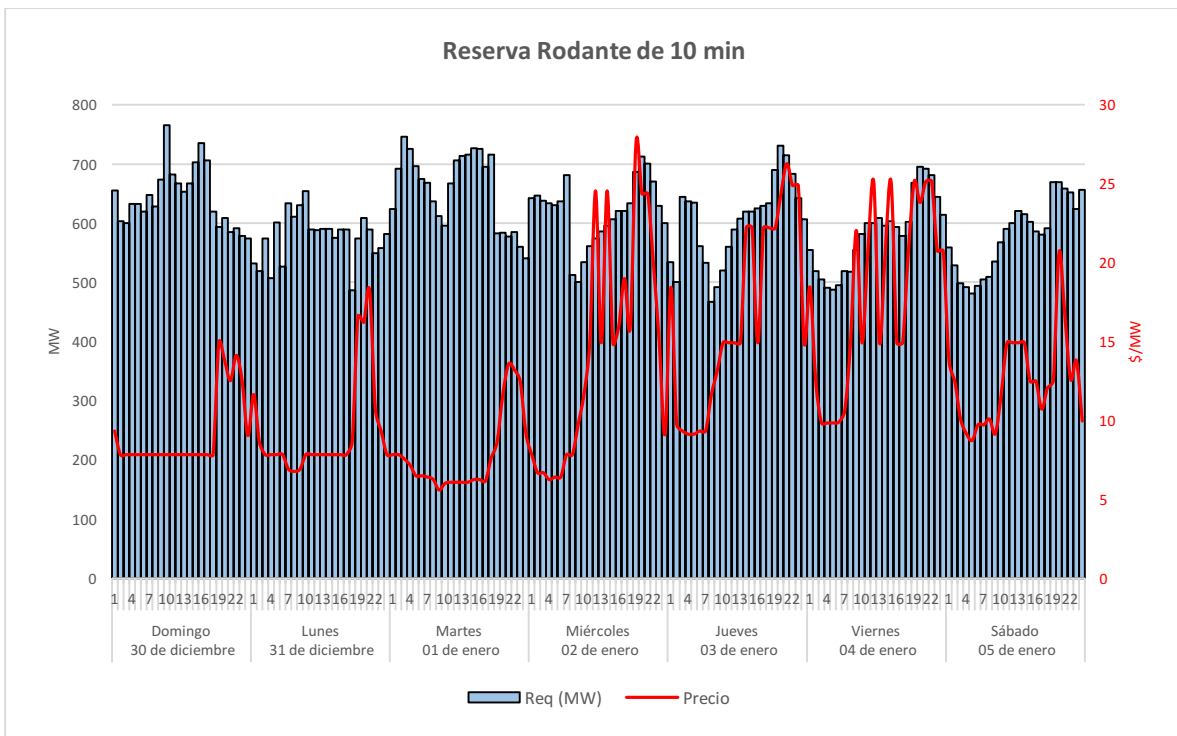
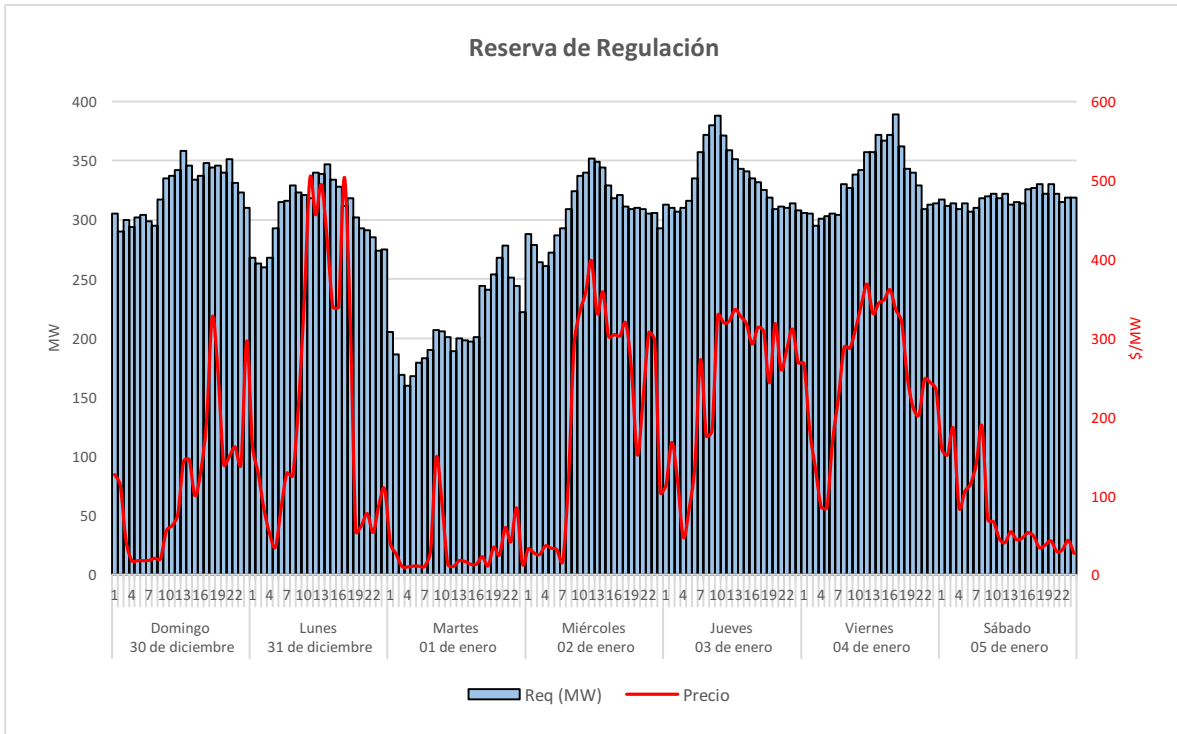




Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

