



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

06 al 12 de enero del 2019

Versión		Elaboró/Revisó
2019.02/1.0		BCF / FSD

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,095.18 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **10,000.00 \$/MWh** y **42.59 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08BEL-115** y **06PAE-400**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,134.18 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **6,125.77 \$/MWh** y **216.14 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Victoria**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **35,161.71 MWh**, y la demanda mínima se presentó el día lunes con un valor de **24,427.23 MWh**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **63.93%** proviene de Centrales Térmicas, **18.91%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **10.54%** proviene de Centrales No Despachables, **3.74%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **2.88%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.14%**, oferta Hidroeléctrica **19.61%**, Oferta CIL **11.99%**, Oferta No Despachable **5.43%** y Oferta Renovable **1.83%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **50,532 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **2,892.70 \$/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**, **6-02 ENL NES CID-LAA USA** y **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **1,028.18 \$/MWh**, **554.37 \$/MWh**, **86.30 \$/MWh** y **61.89 \$/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
386.39 – 20.51	381.00 – 256.00	Regulación
163.64 – 7.17	805.00 – 286.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
06 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 466 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por operación de protección Buchholz del transformador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión en el hogar, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.
07 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 578 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica para revisión por falla, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en transmisor de nivel del deareador, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por falla en sistema de control, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en precalentador de aire regenerativo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
08 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,032 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por altas vibraciones en chumacera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de aceite en la turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por restricción de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 4. Salida de tres unidades térmicas, una unidad de emergencia por problemas en aceite del generador, y dos unidades para mantenimiento, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 5. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
09 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 358 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos parques eólicos por daño en alimentador de circuito en galería de cables, ambos correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por fuga en recuperador de calor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.
10 de enero	<p>Indisponibilidad por un total de 1,172 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para cambio de elementos filtrantes, y otra unidad por falla en compresor, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por desprendimiento de metal en chumacera guía de la turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, tres unidades por fuga en recuperador de calor, una unidad por fuga en caldera, y otra unidad por punto caliente en transformador, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

11 de enero	Indisponibilidad por un total de 1,636 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none">1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por alta presión de combustible, y otra unidad por fuga de aceite en control hidráulico de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas al estar realizando cambio en el modo de operación, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.3. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga de agua en recuperador de calor, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.4. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.5. Salida de emergencia de ocho unidades térmicas, dos unidades por falla en canal de excitación, cuatro unidades por trabajos en ducto de combustible, y dos unidades por falla en sistema de control básico de turbina, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.6. Salida de emergencia de una unidad térmica por baja presión en el sistema hidráulico, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
12 de enero	Indisponibilidad por un total de 746 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 una unidad térmica por baja presión de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por problema en sistema de combustión, y otra unidad por restricción de combustible. Salida de una unidad térmica para mantenimiento. Todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

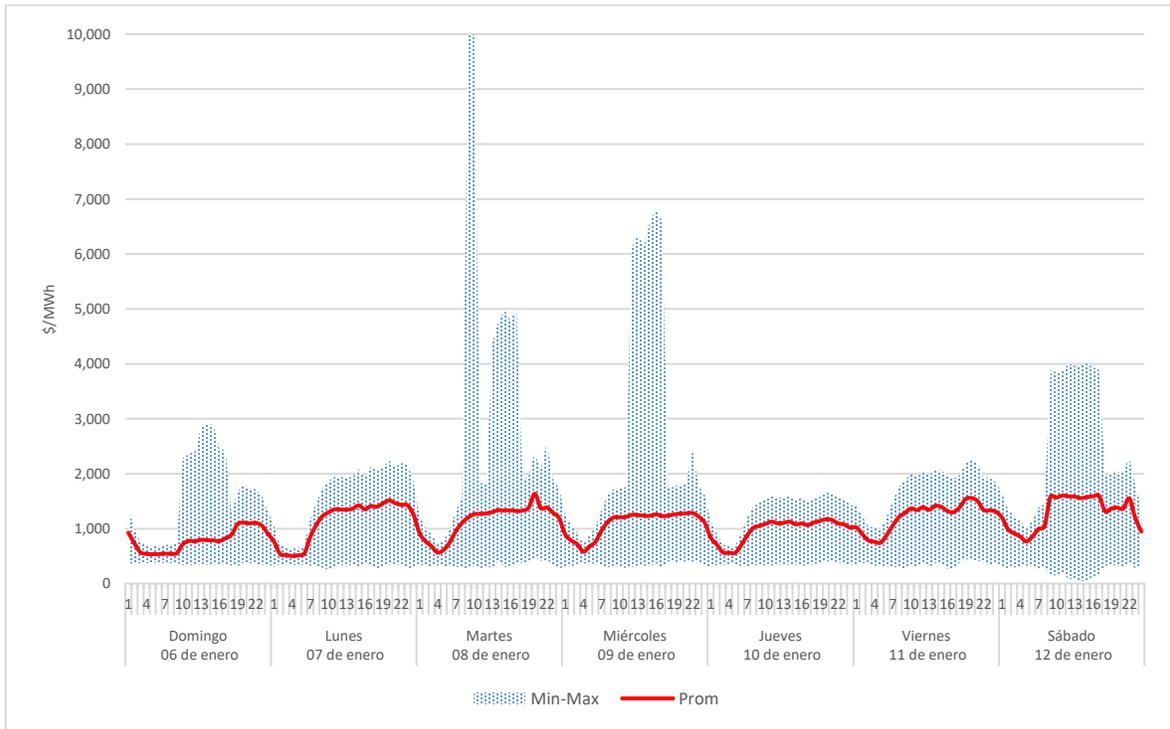


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

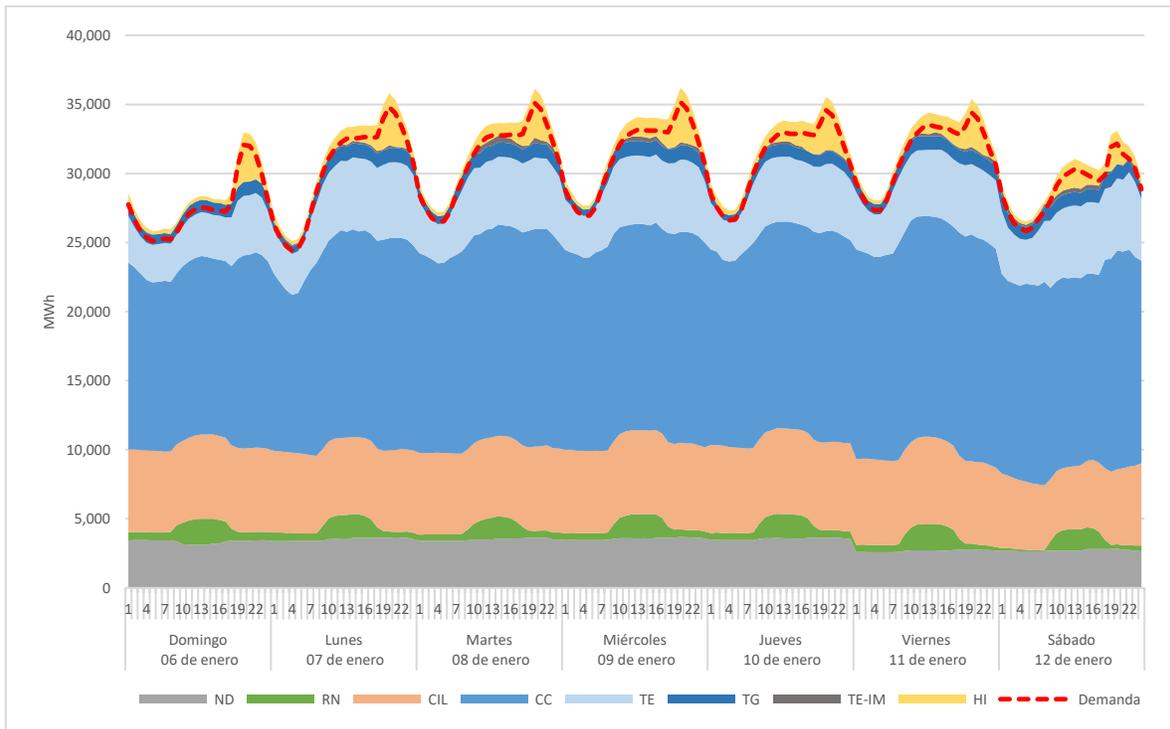


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

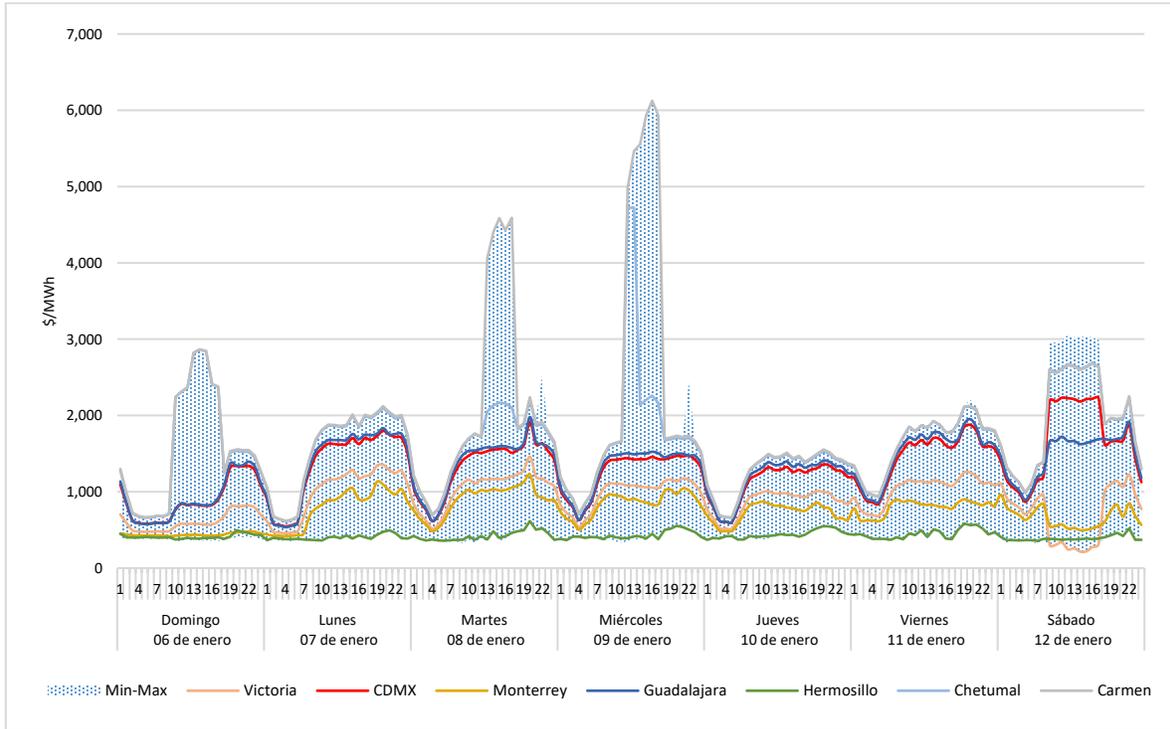


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

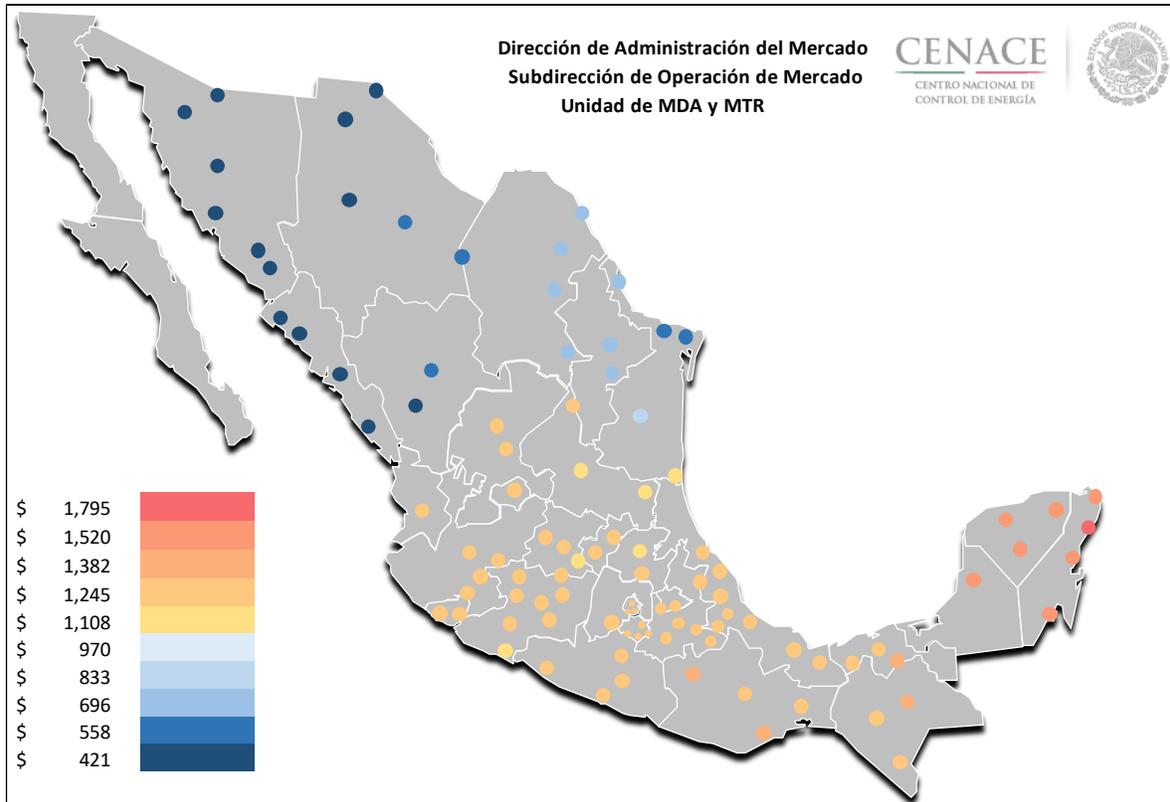


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

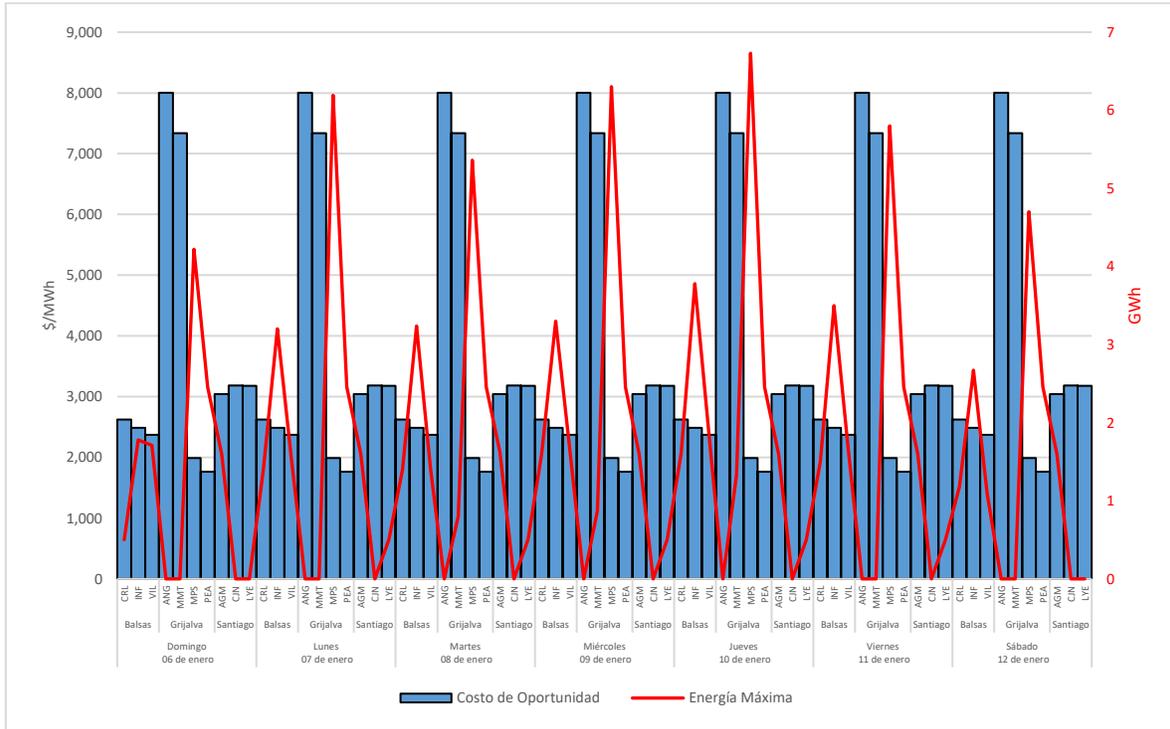


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

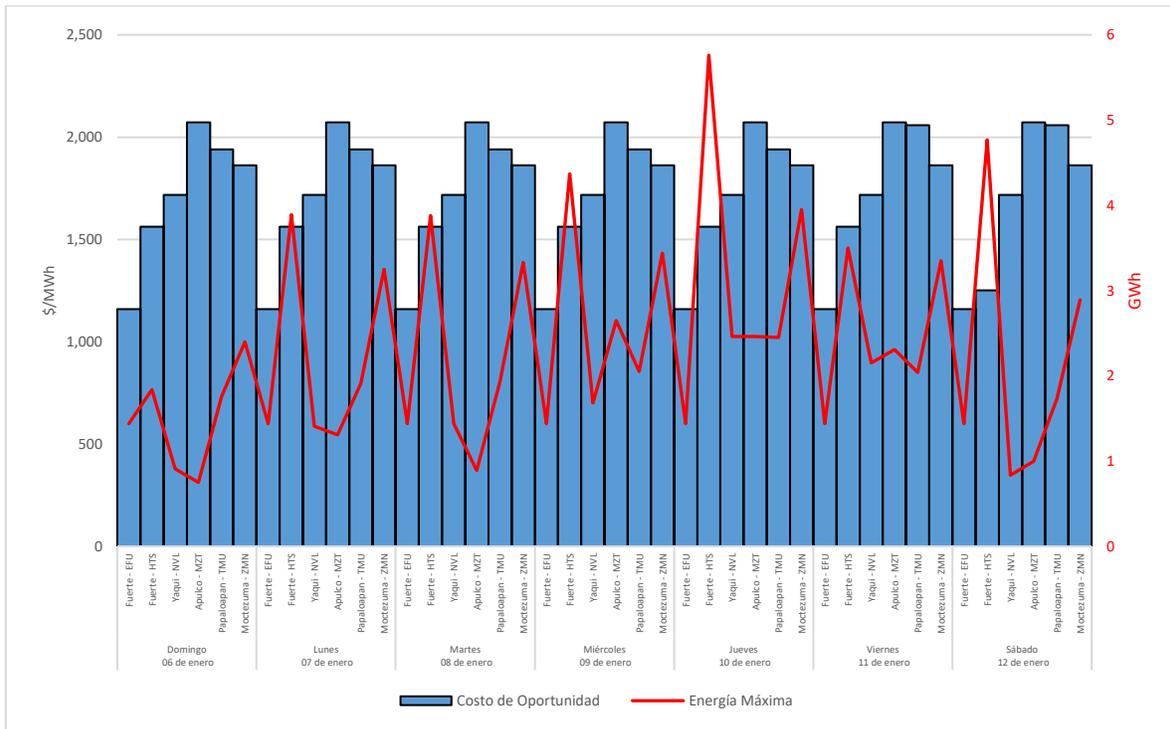


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

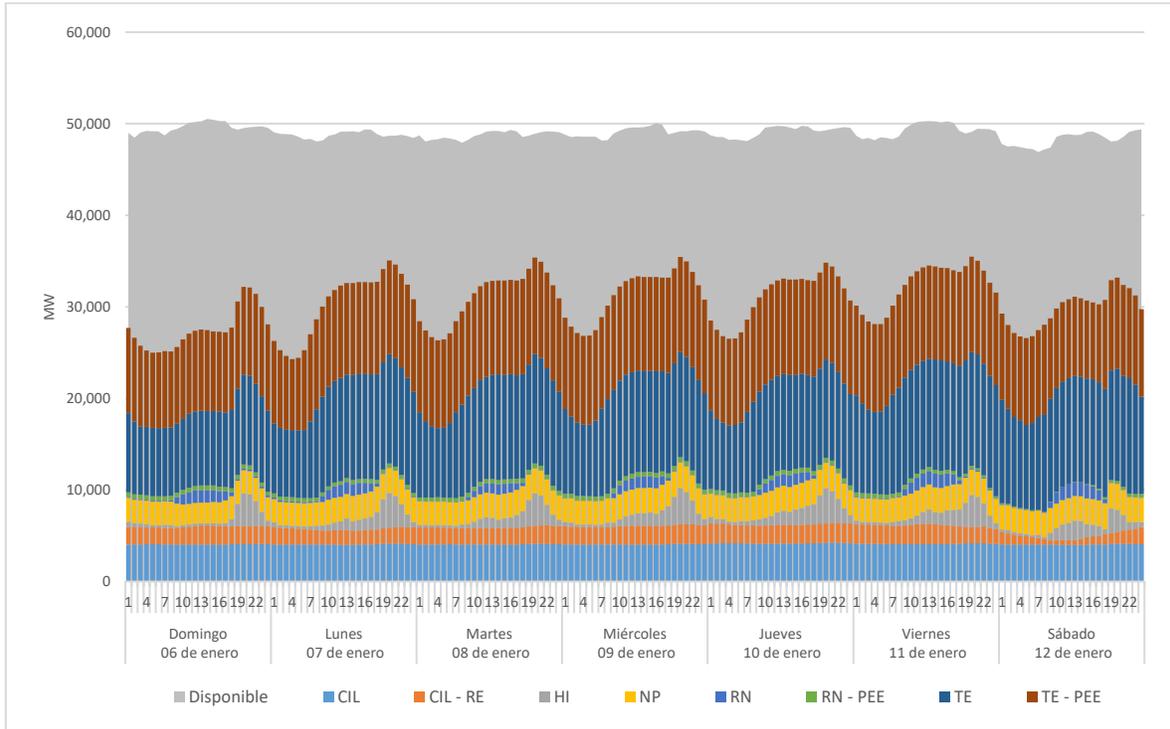


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

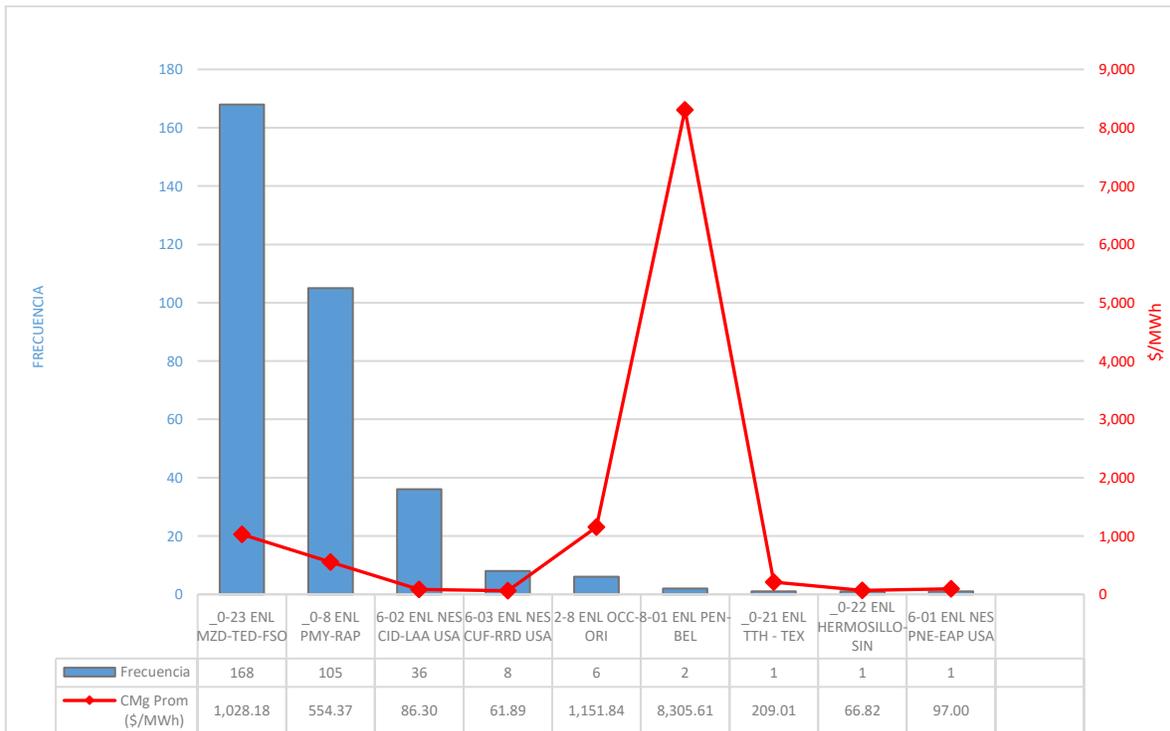


Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

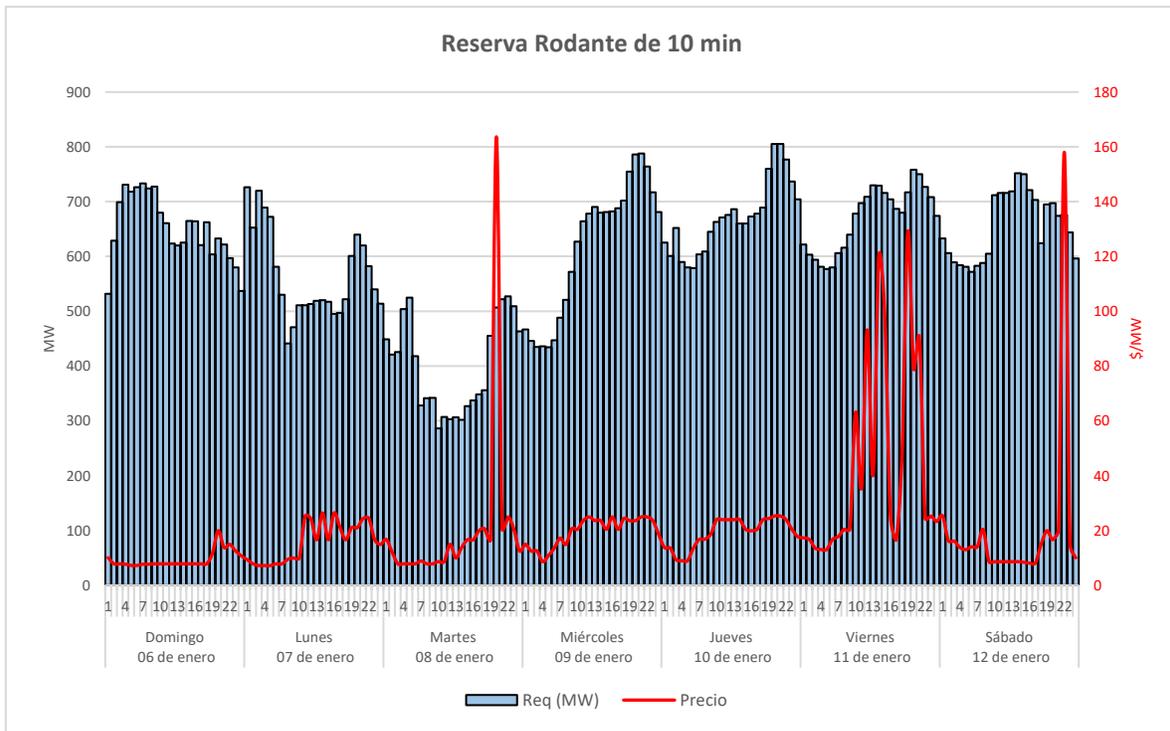
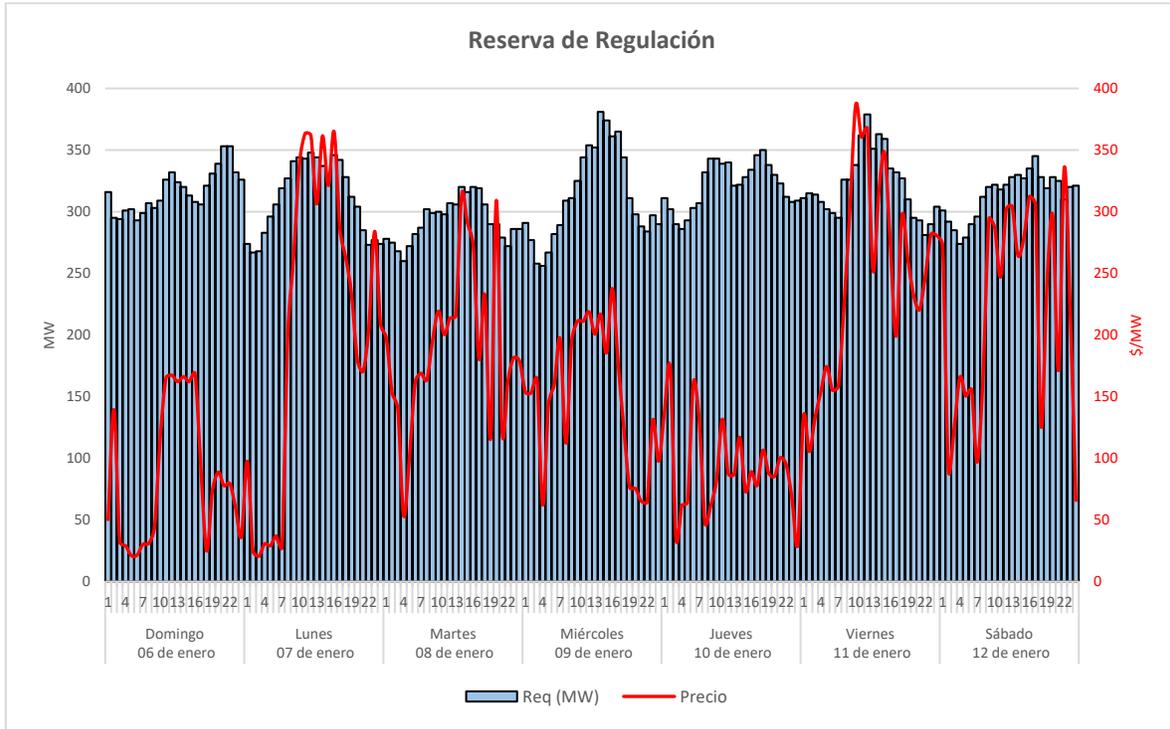


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

