



CENACE

CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

23 al 29 de julio del 2017

Versión	Elaboró/Revisó
2017.30/1.0	BCF, FSD/FBMM

Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **1,036.36 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **2,066.14 \$/MWh** y **626.80 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08COZ-34.5** y **04AGD-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **1,047.61 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **2,048.93 \$/MWh** y **648.51 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Carmen** y **Juárez**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día miércoles con un valor de **39,056.84 MW**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **28,178.92 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **69.50%** proviene de Centrales Térmicas, **15.88%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **5.81%** proviene de Centrales No Despachables, **7.98%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **0.83%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.73%**, oferta Hidroeléctrica **20.93%**, Oferta CIL **12.22%**, Oferta No Despachable **4.47%** y Oferta Renovable **0.65%**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **1,495.09 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **2,039.03 \$/MWh** y **1,069.82 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **El Cajón** y **Villita**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA son **4-2 ENL PLD-STANRI, _0-22 ENL HERMOSILLO-SIN, 3-2 ENL TED-TSN** y **8-1 ENL ESA SLC-MCD**. El costo marginal promedio de los enlaces son: **281.49 \$/MWh, 79.52 \$/MWh, 543.96 \$/MWh** y **725.06 \$/MWh**, respectivamente.
- Los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos, así como el monto de la reserva asignada, fueron:

○ **Zona 1.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
494.82 – 16.02	187.00 – 118.00	Regulación
378.23 – 10.75	331.00 – 227.00	10 minutos

○ **Zona 2.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
538.76 – 13.25	105.00 – 56.00	Regulación
28.02 – 10.59	177.00 – 120.00	10 minutos

○ **Zona 3.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
803.05 – 20.27	147.00 – 77.00	Regulación
612.51 – 14.01	255.00 – 186.00	10 minutos

○ **Zona 4.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
1,081.51 – 12.85	46.00 – 11.00	Regulación
269.42 – 10.60	90.20 – 55.00	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
23 de julio	Indisponibilidad por un total de 596 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por déficit de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por alta temperatura en diferencial de escape, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas vibraciones, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por desajuste en sellos del precalentador de aire regenerativo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.
24 de julio	Indisponibilidad por un total de 1,736 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida por mantenimiento anual de cuatro unidades térmicas, todas correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica para revisión por disparo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas por alta temperatura en diferencial de escape, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte. 4. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por bajo nivel de domo, una unidad por restricción de combustible, y otra unidad por falla en condensador principal, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
25 de julio	Indisponibilidad por un total de 1,484 MW, derivado de: <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en el sistema de enfriamiento en terminales del generador, y otra unidad por problemas en control de turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste. 4. Salida de emergencia de una unidad térmica por sobre-voltaje en el regulador automático de voltaje, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Peninsular.

26 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 2,820 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por fuga en dren de emergencia del calentador hacia el condensador, y otra unidad para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de cinco unidades térmicas, dos unidades por fuga en línea de agua de alimentación del recuperador de calor, dos unidades para revisión por disparo, y otra unidad por falla en termopar, todas correspondientes a la Gerencia de Control Oriental. 3. Salida de emergencia de seis unidades térmicas, dos unidades por falla en válvula de sangrado del compresor, una unidad por alta nivel domo, dos unidades por fuga en línea de pozos de agua, y otra unidad por pérdida de vacío, todas correspondientes a la Gerencia de Control Noreste.
27 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,161 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica para colocación de pre-calentador de aire regenerativo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por desviación en válvula de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad térmica por falla en bomba de agua de alimentación, otra unidad por operación de protección de deslizamiento de flecha de turbina, otra unidad por falsa señalización de pre-calentadores, y otra unidad por fuga de vapor de media presión, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.
28 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 792 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por fuga en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental. 3. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta temperatura en chumaceras de baja presión, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.
29 de julio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,356 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Salida de dos unidades térmicas, una unidad por mantenimiento para cambio de pre-filtros de succión del turbocompresor, y otra unidad de emergencia por fuga de aceite de lubricación en turbina, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central. 2. Salida de emergencia de una unidad térmica por pérdida de señal en tableros de sincronización de unidad, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental. 3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por desplazamiento de flecha de turbina, otra unidad por bajo vacío, y otra unidad por fuga en el generador de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

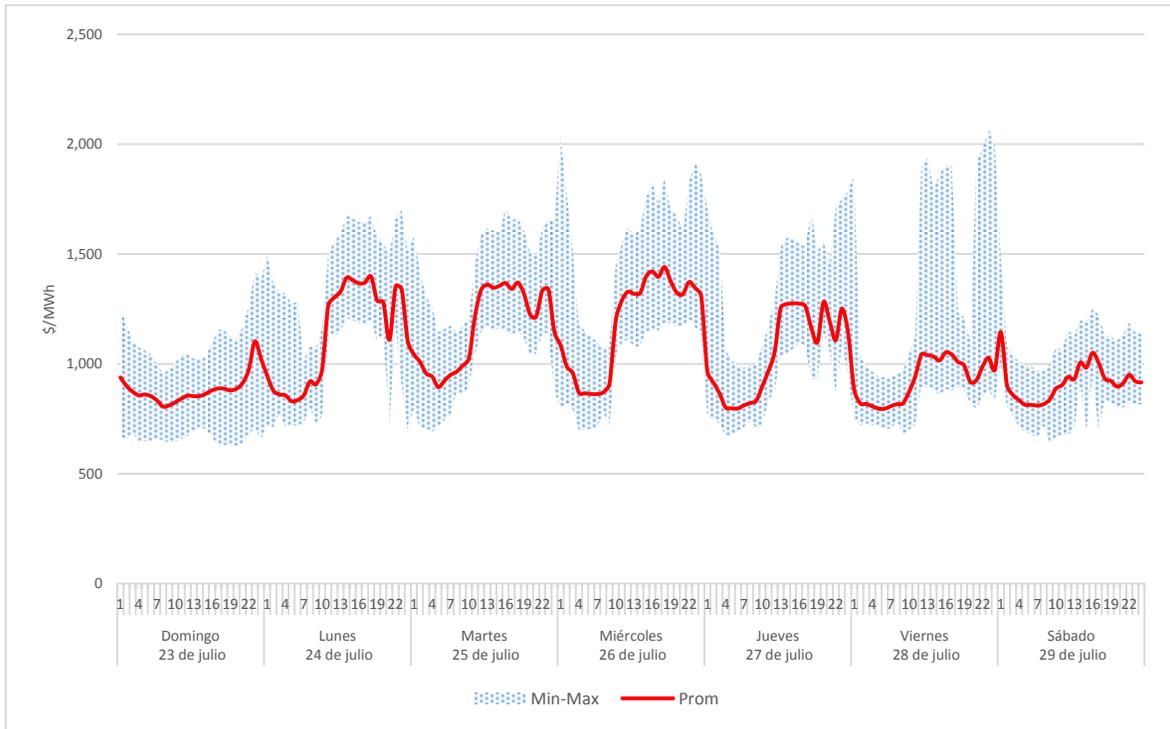


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

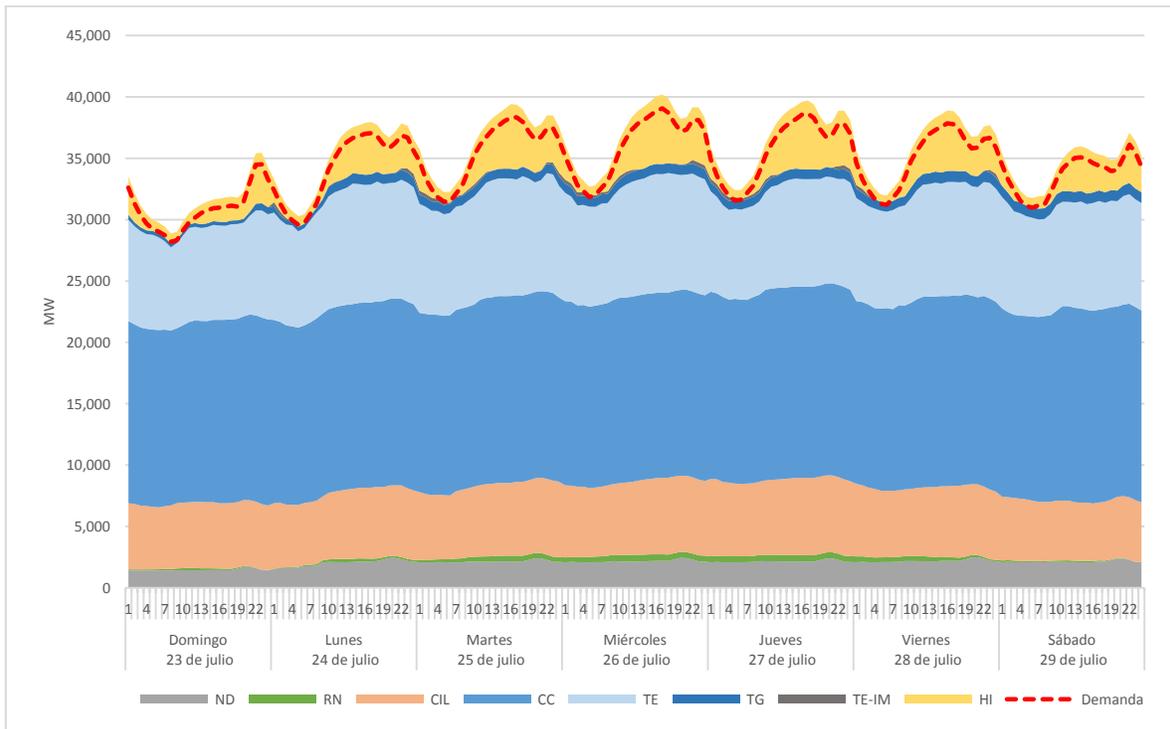


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

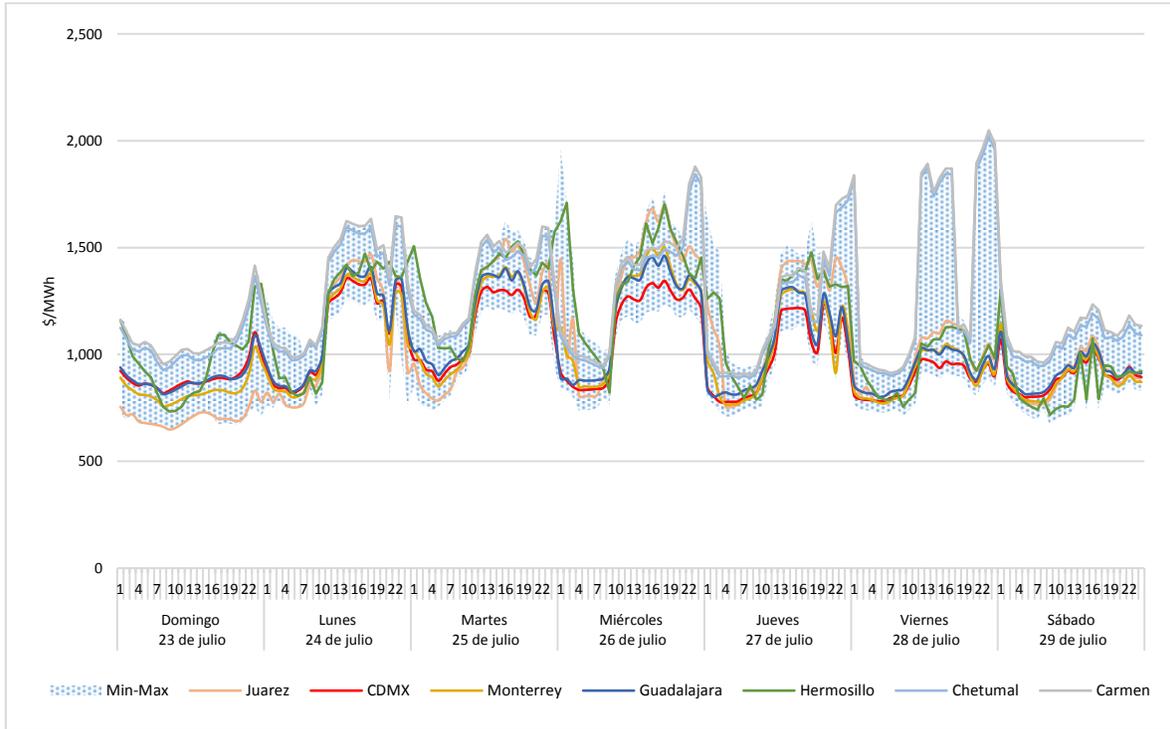


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

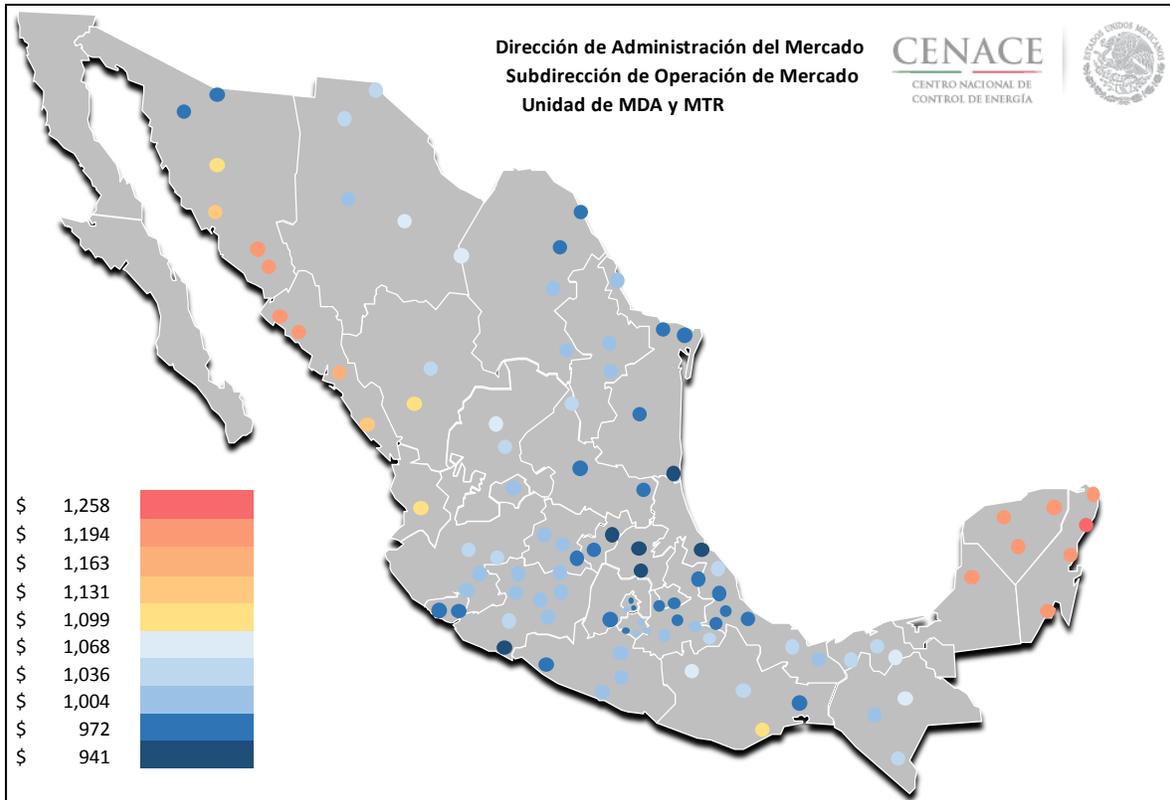


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

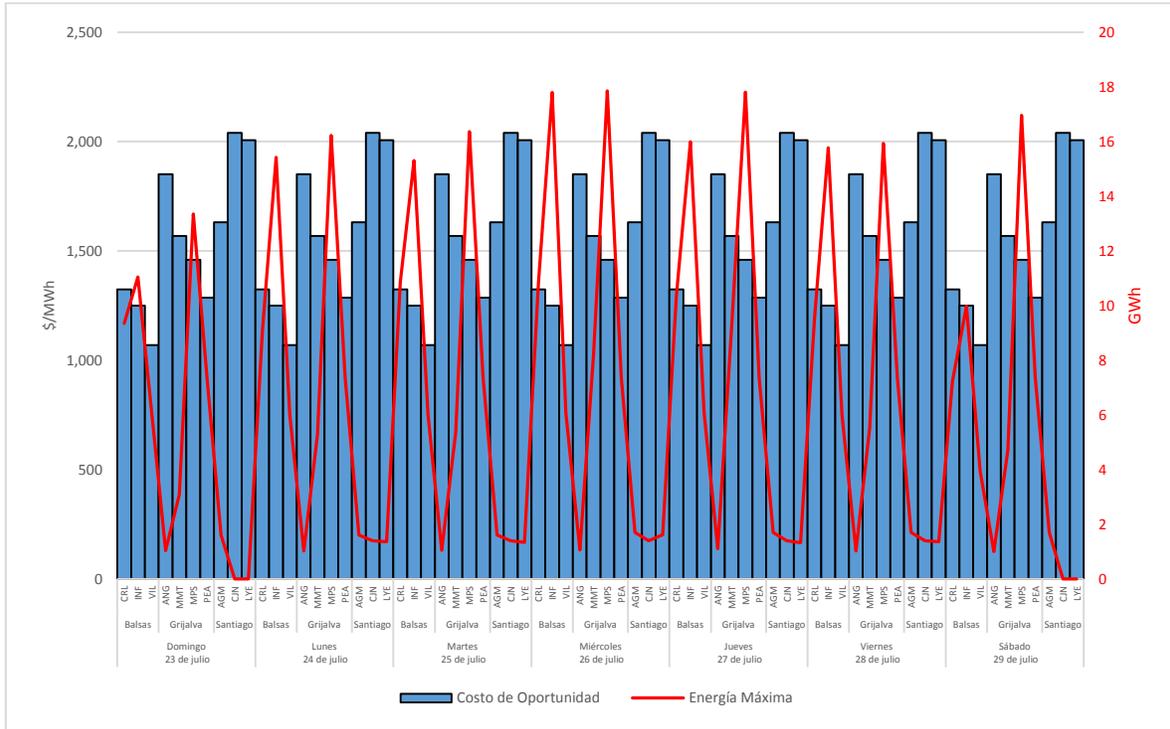


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

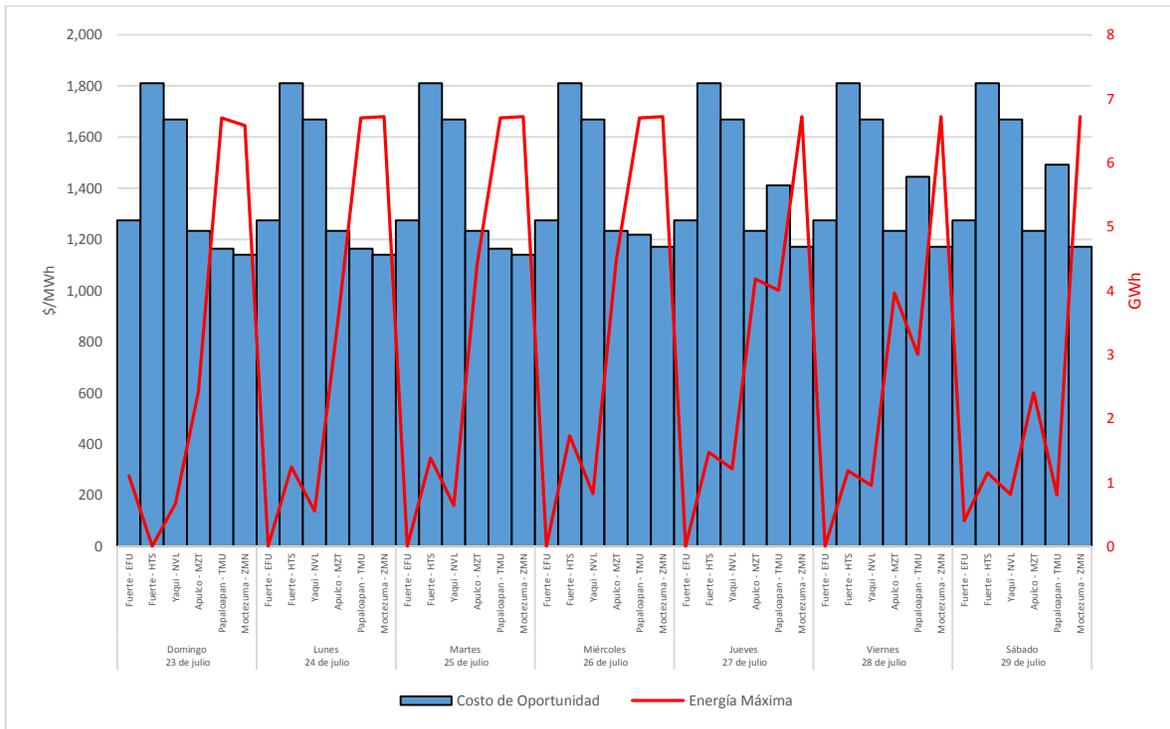


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

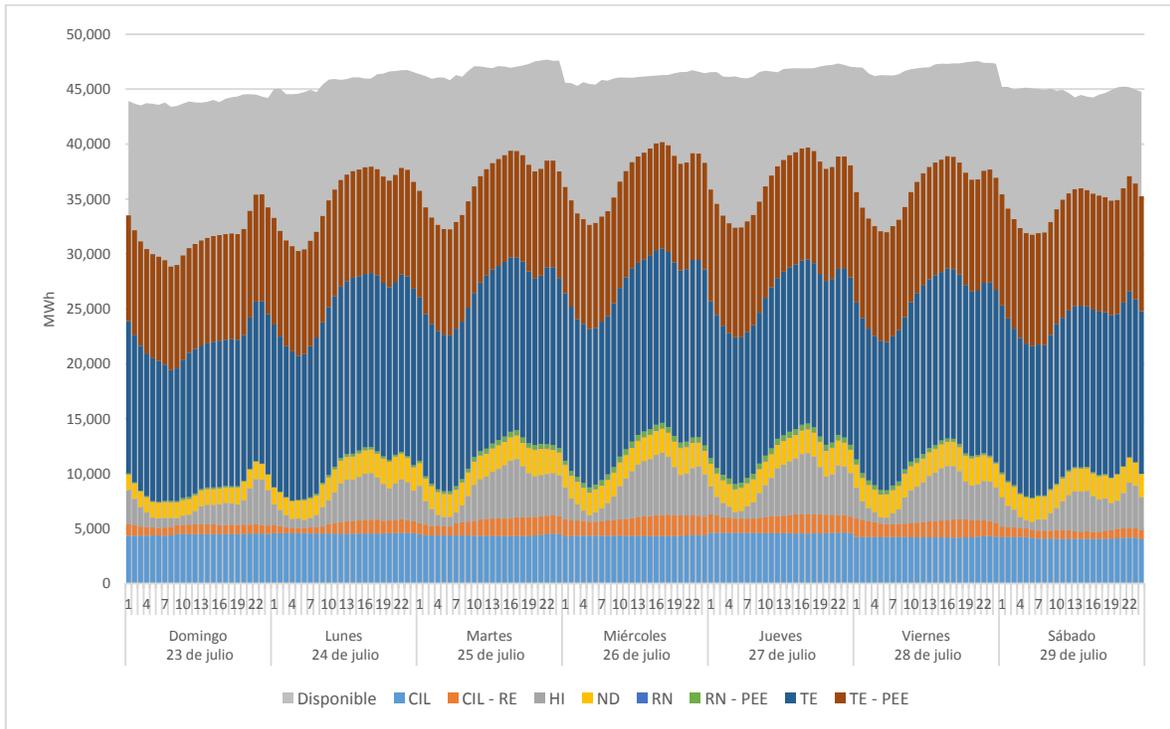


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

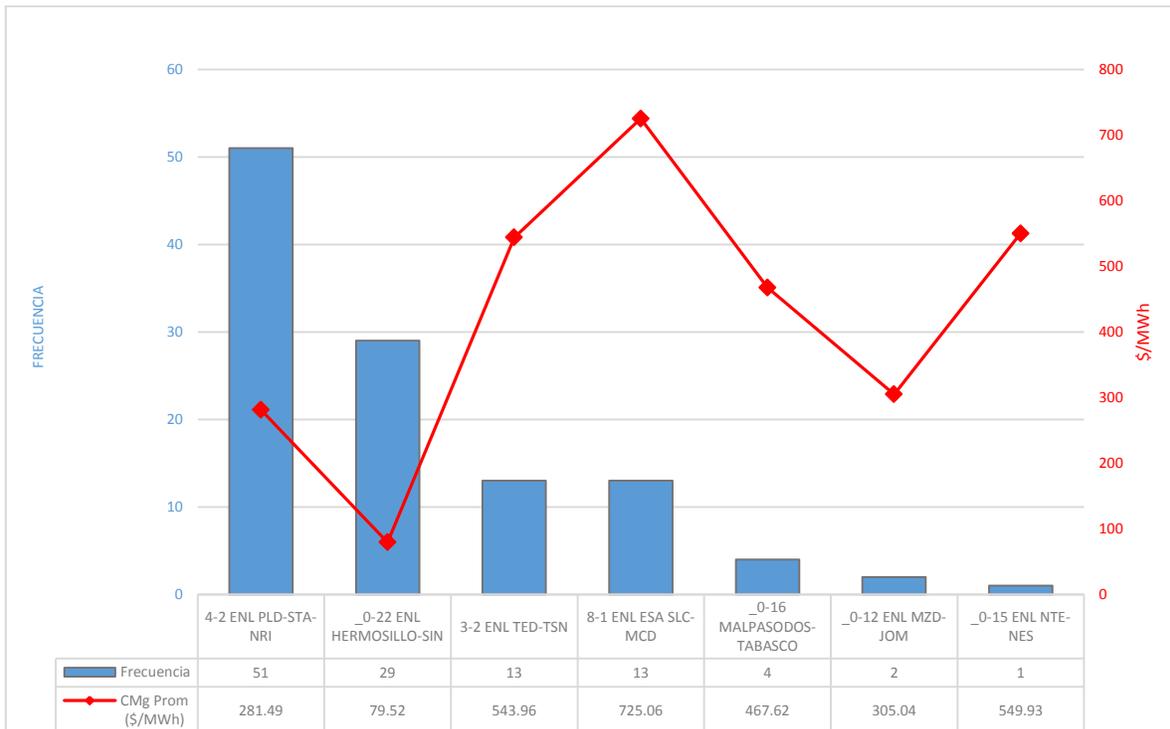


Figura 9. Servicios Conexos (Zona 1).

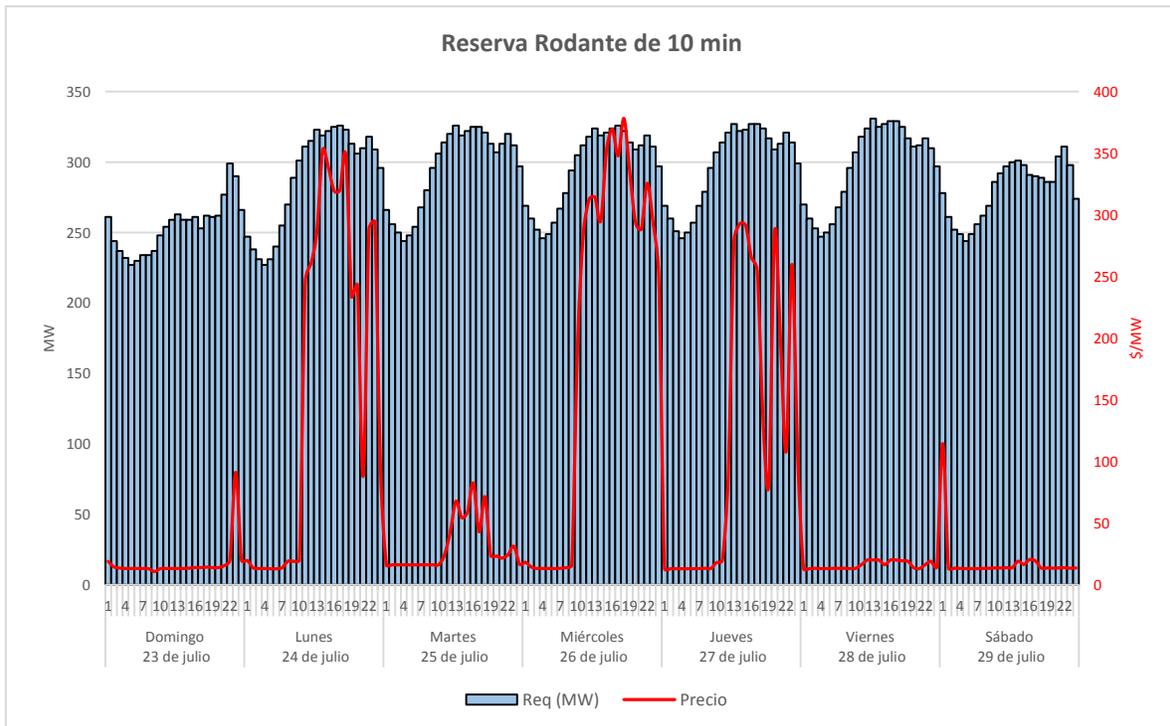
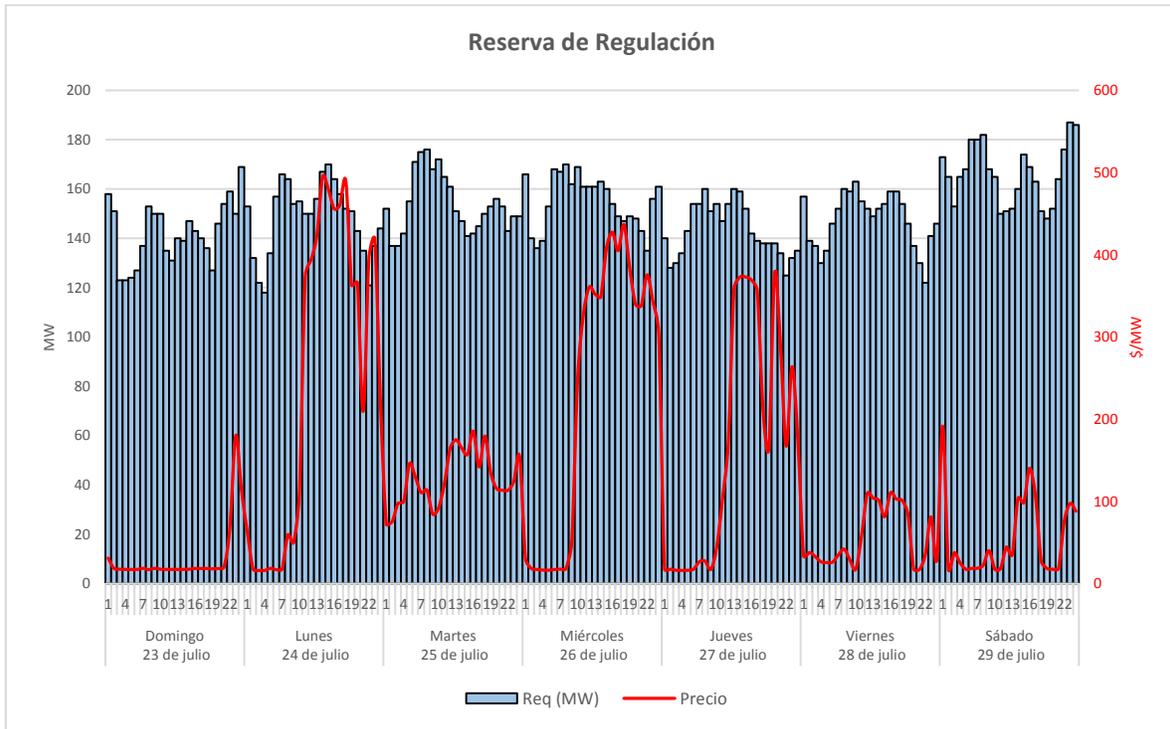


Figura 10. Servicios Conexos (Zona 2).

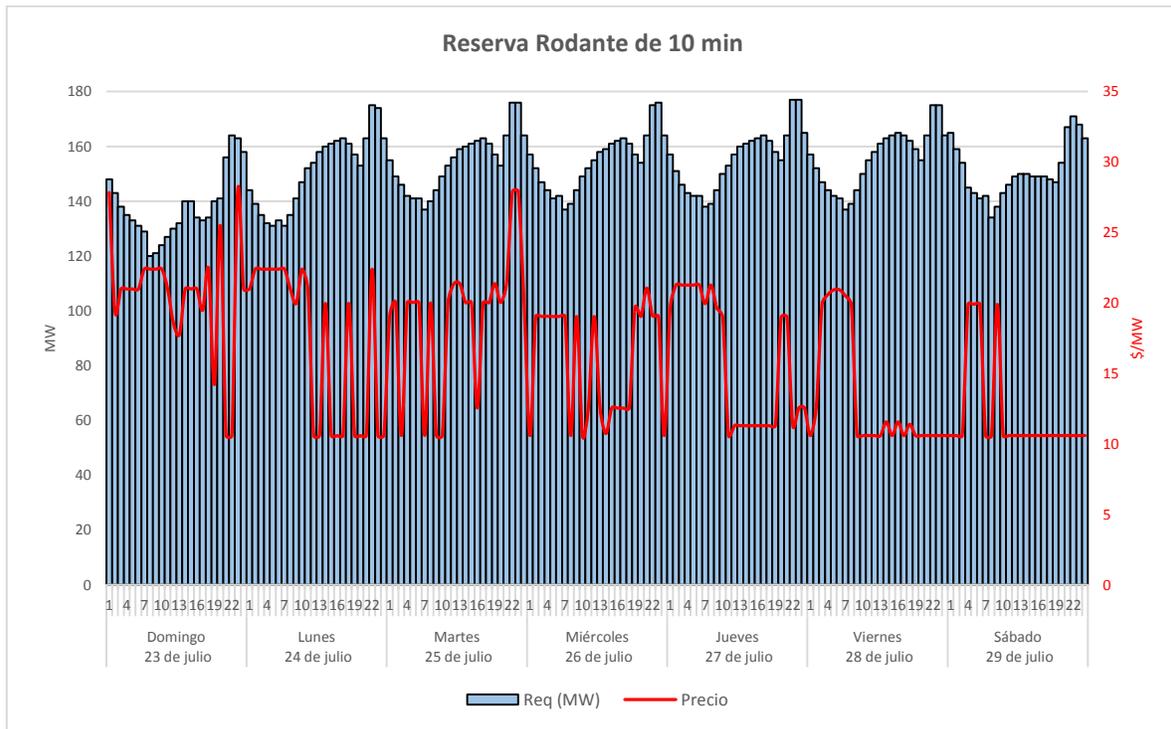
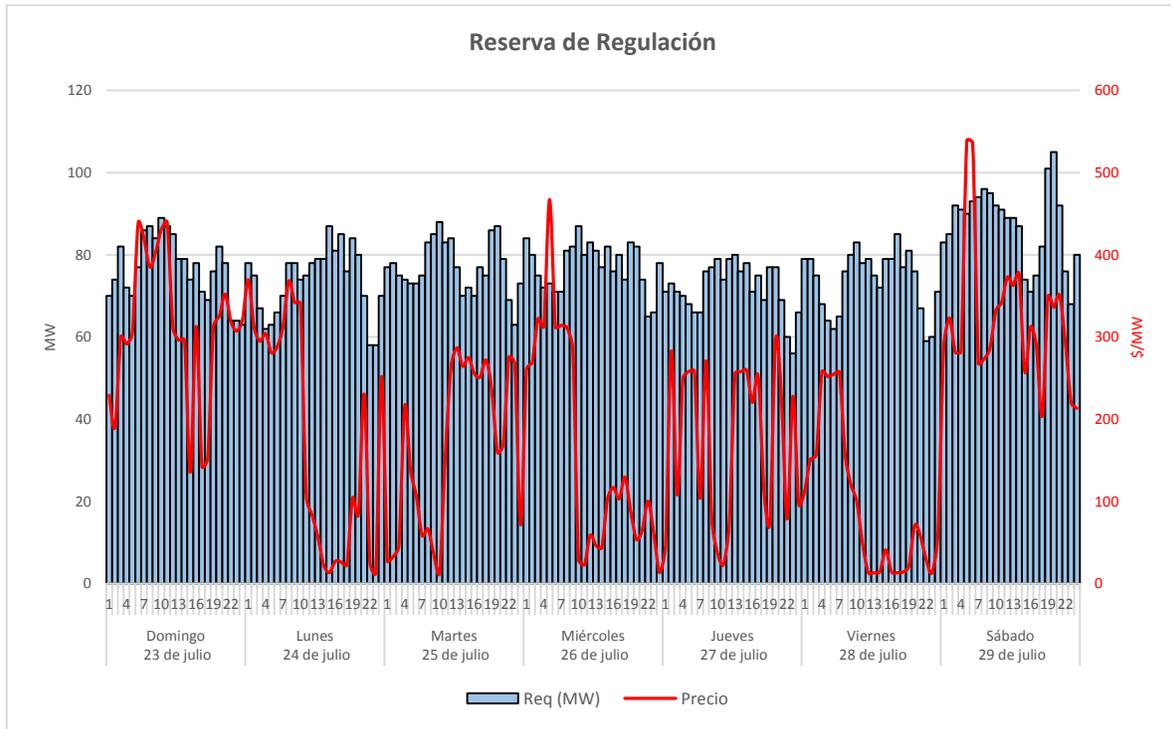


Figura 11. Servicios Conexos (Zona 3).

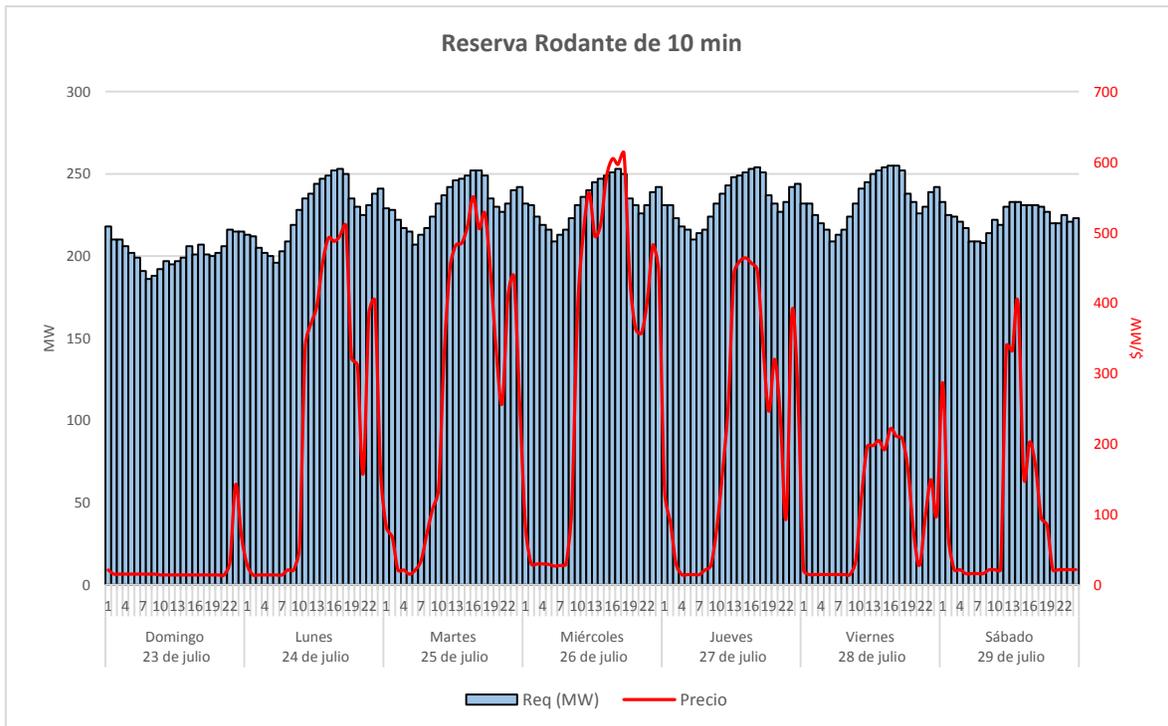
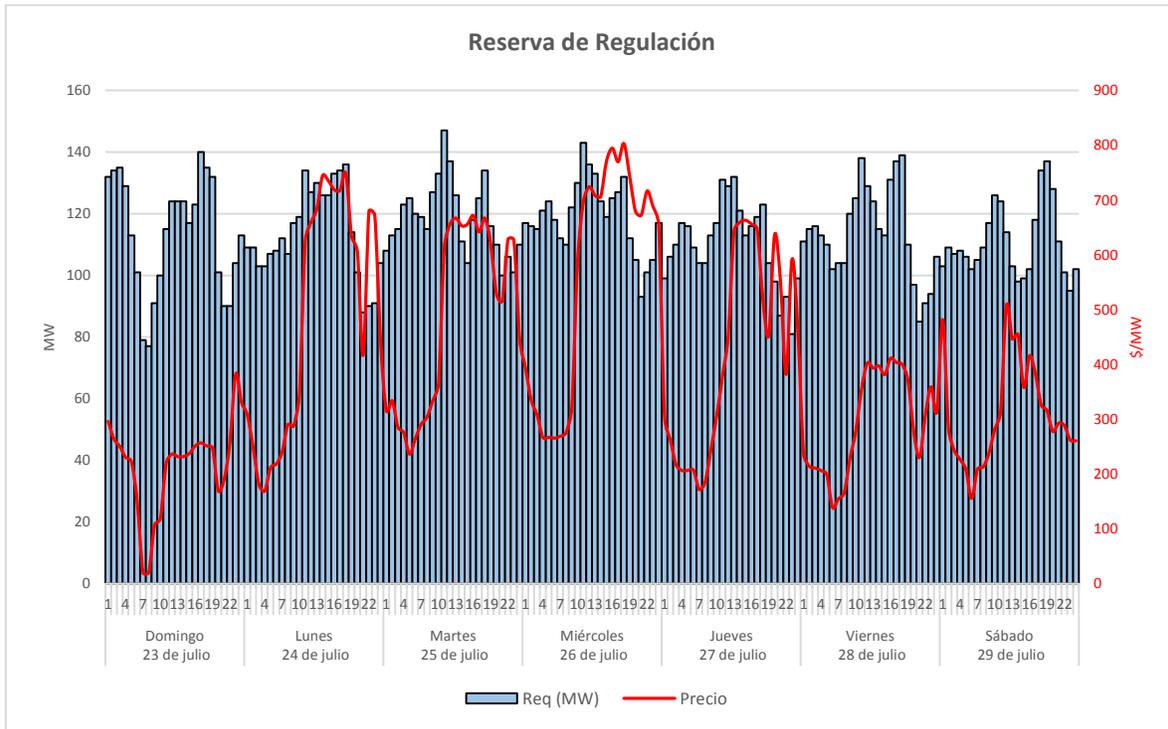


Figura 12. Servicios Conexos (Zona 4).

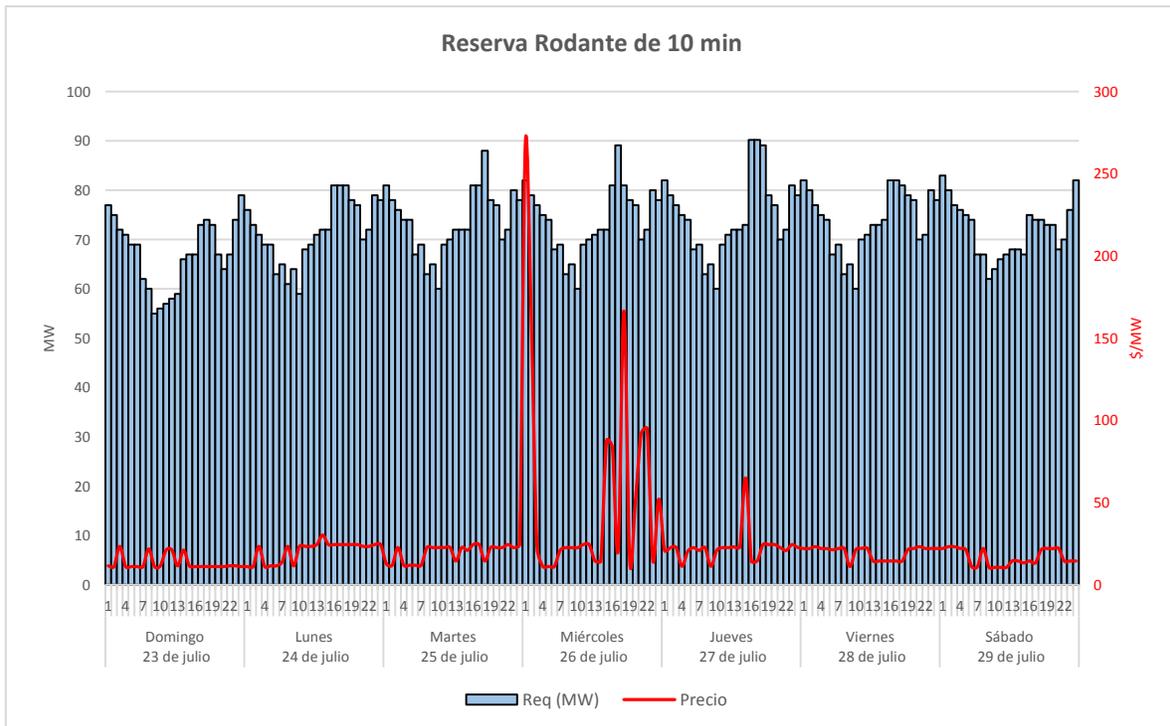
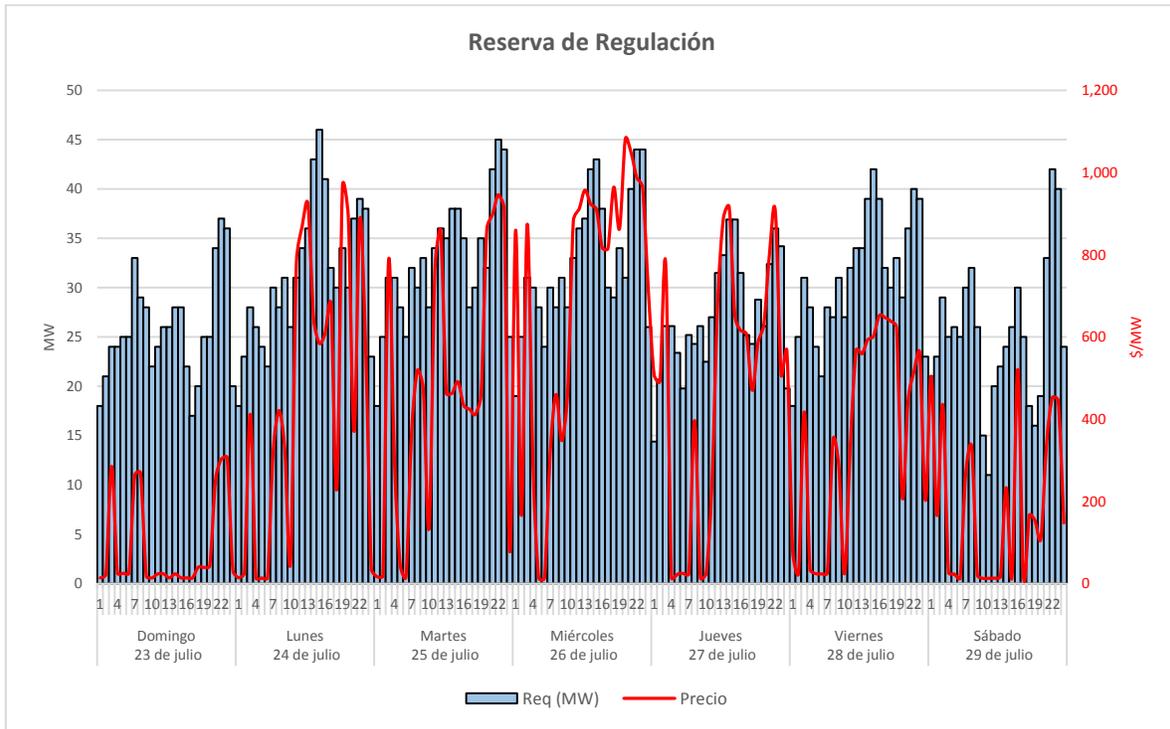


Figura 13. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 1).

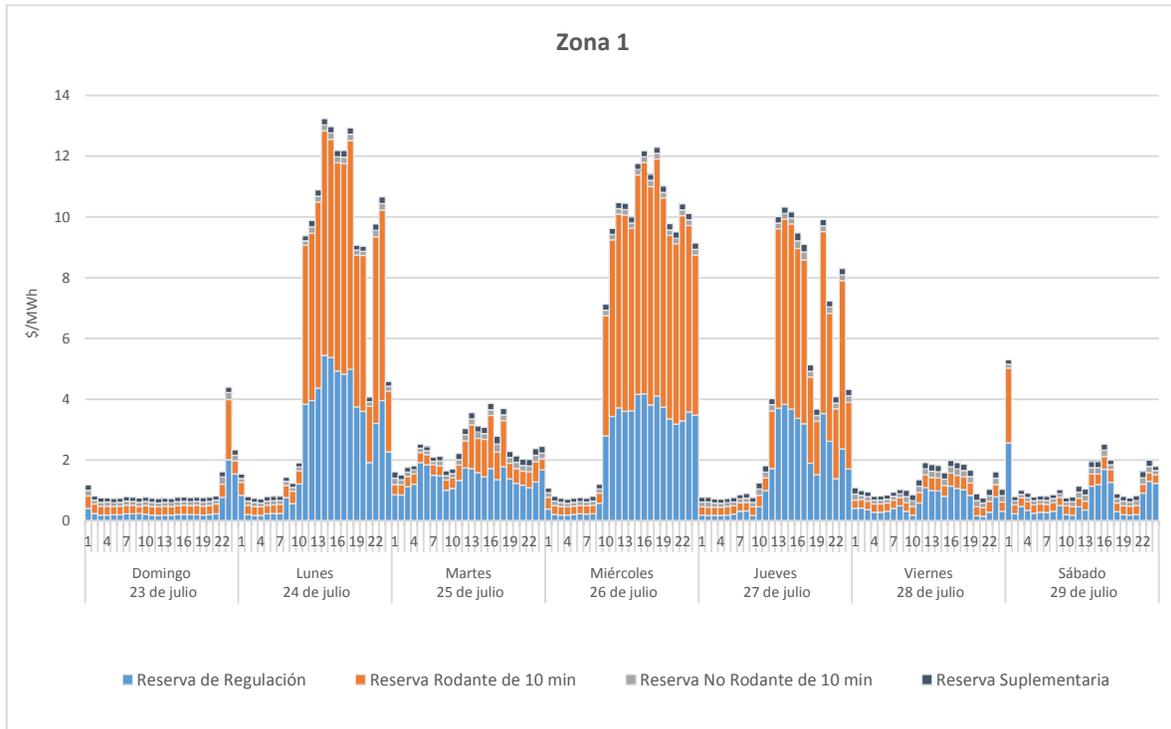


Figura 14. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 2).

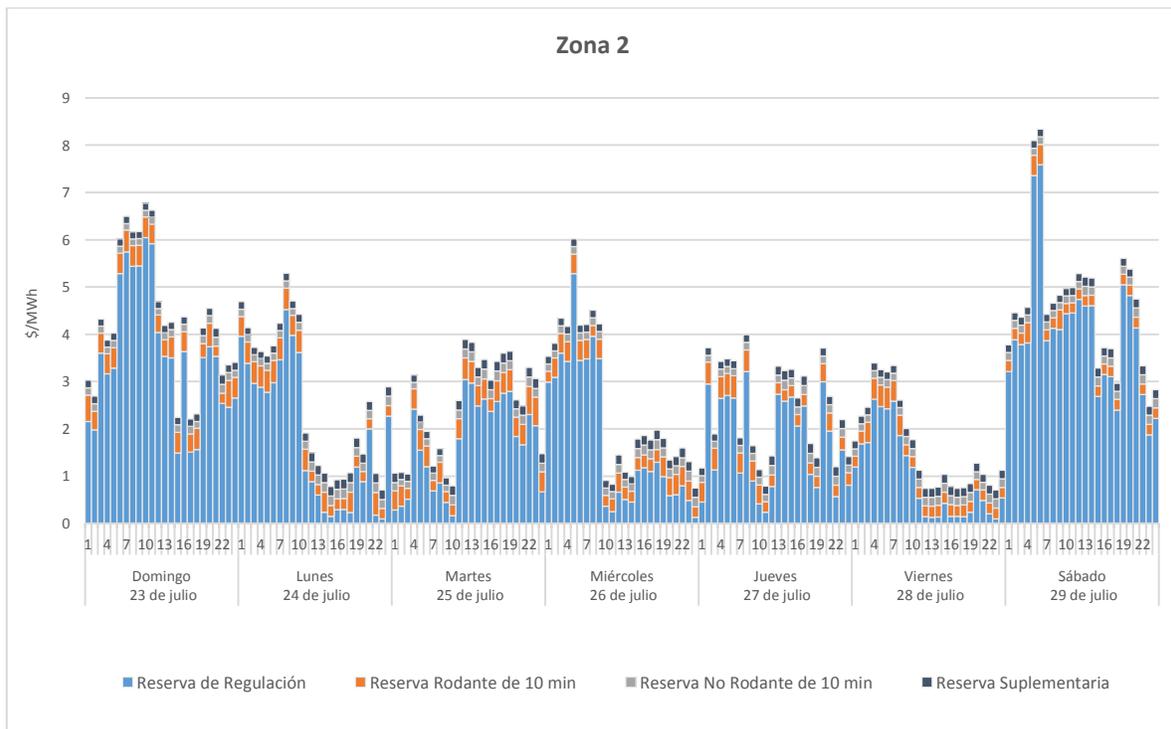


Figura 15. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 3).

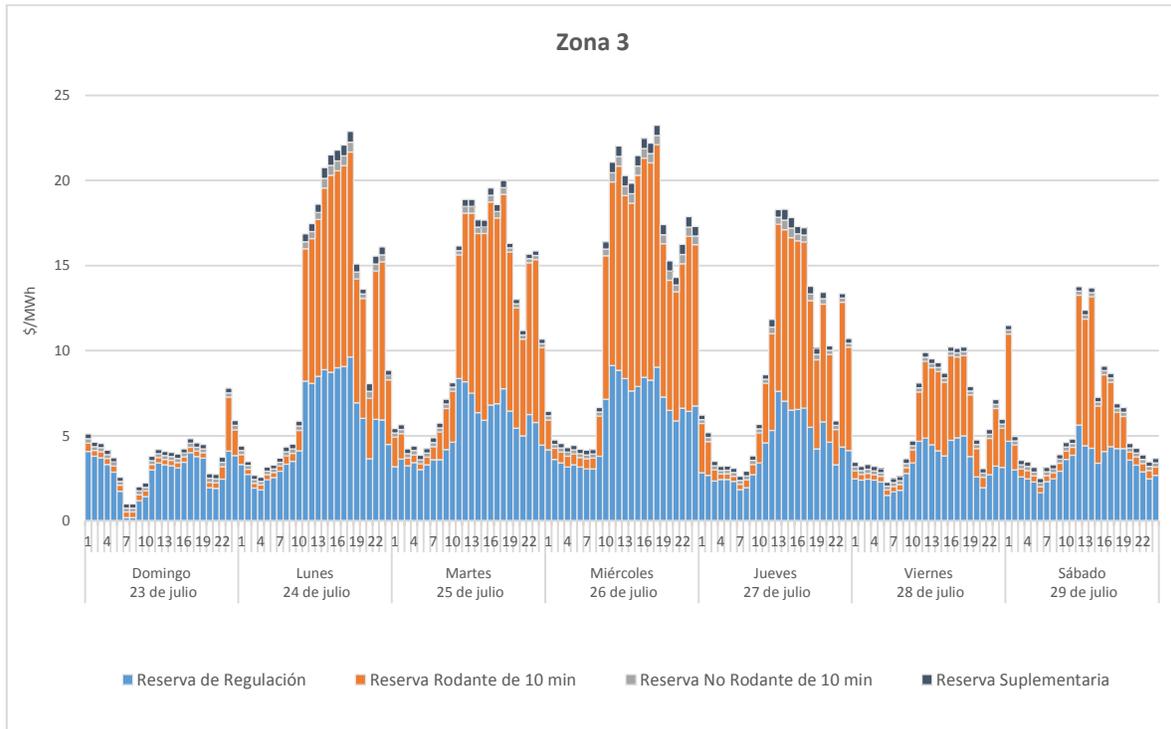


Figura 16. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona 4).

