

2024.34



CENACE[®]
CENTRO NACIONAL DE
CONTROL DE ENERGÍA

Reporte semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

18 al 24 de agosto del 2024

Versión	Elaboró/Revisó
2024.34	BCF/FSD

Índice de contenido

Índice de contenido.	2
Índice de tablas.	2
Índice de figuras.	2
1 Mercado de Día en Adelanto.	3
1.1 Puntos Relevantes del Mercado de Día en Adelanto.	4
1.2 Construcción de Gráficas del Mercado de Día en Adelanto.	4
2 Mercado de Tiempo Real	12
2.1 Puntos Relevantes del Mercado de Tiempo Real ex-post.	12
2.2 Representaciones gráficas de los escenarios del ex-post.	13

Índice de tablas

Tabla 1. Precios de Servicios Conexos Zona SIN en el MDA.	3
Tabla 2. Promedio por día de la indisponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA.	3
Tabla 3. Precios de Servicios Conexos Zona SIN en el MTR ex-post.	12

Índice de figuras

Figura 1. Capacidad disponible y despacho por tipo de Oferta en el MDA.	4
Figura 2. Indisponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA.	4
Figura 3. Oferta total de compra y despacho con desglose de la Oferta Térmica en el MDA.	5
Figura 4. Despacho eólico, fotovoltaico y geotérmico en el MDA.	5
Figura 5. Precio Marginal Local Promedio en el MDA.	6
Figura 6. Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MDA.	7
Figura 8a. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse en el MDA.	8
Figura 8b. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación) en el MDA.	8
Figura 9a. Frecuencia de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.	9
Figura 9b. Precio Sombra promedio de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.	9
Figura 10. Servicios Conexos (Zona SIN) en el MDA.	10
Figura 11. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga en el MDA.	11
Figura 12. Ofertas de Venta correspondientes al Mercado de Tiempo Real y realizadas durante el día de operación	13
Figura 13. Precio Marginal Local Promedio en el MTR ex-post.	13
Figura 14. Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MTR ex-post..	14
Figura 15. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MTR ex-post.	14
Figura 16. Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia	15
Figura 17. Precio de la Reserva Rodante de 10 minutos	15

1 Mercado de Día en Adelanto

1.1 Puntos Relevantes del Mercado del Día en Adelanto (MDA).

- El valor máximo de las Ofertas de Compra se presentó el jueves con un valor de **48,474.83 MWh**, y el valor mínimo se presentó el domingo con un valor de **34,490.66 MWh**.
- Los porcentajes de participación por tipo de Oferta de Venta fueron: Ofertas Térmicas **66.67%**, Oferta Hidroeléctrica **14.11%**, Oferta CIL **8.37%**, Oferta No Despachable **4.93%** y Oferta Renovable **5.92%**. El valor máximo de capacidad disponible fue de **59,872 MW**.
- Los porcentajes de energía despachada por tipo de Oferta de Venta fueron: Ofertas Térmicas **67.35%**, Oferta Hidroeléctrica **8.25%**, Oferta CIL **10.65%**, Oferta No Despachable **6.26%**, y Oferta Renovable **7.49%**.
- El PML promedio fue de **613.63 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo fueron **12,808.47 \$/MWh** y **-35.38 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **08AKL-115** y **04LCF-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos fue de **661.15 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **12,760.74 \$/MWh** y **19.08 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Riviera Maya** y **Nogales**, respectivamente.
- El Costo de Oportunidad promedio fue de **2,077.41 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **6,000.00 \$/MWh** y **477.00 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Angostura** y **El Cajón**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados fueron: **_0-19 ENL THP-LBR**, **8-13 ENL RIVIERA**, **4-14 LMD-GML** y **_0-11 NRI-NCG**. El valor promedio del precio sombra de estos enlaces, cuando presentaron congestión, fue de: **641.69 \$/MWh**, **6,042.76 \$/MWh**, **181.71 \$/MWh** y **496.54 \$/MWh**, respectivamente.
- Los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos fueron:

Tabla 1. Precios de Servicios Conexos Zona SIN

Precios (Max – Min) \$/MWh	Tipo de Reserva
2,848.06 – 205.39	Regulación Secundaria de Frecuencia.
1,655.01 – 7.39	Rodante de 10 minutos.

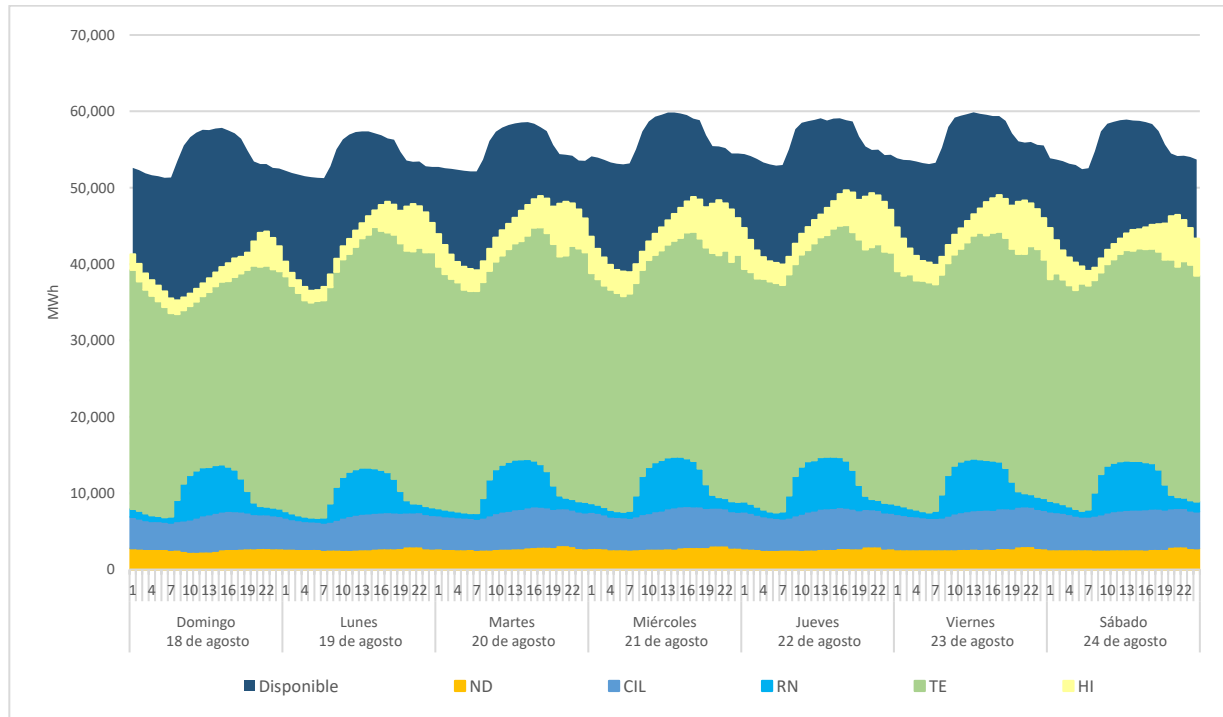


Figura 1. Capacidad disponible y despacho por tipo de Oferta en el MDA.

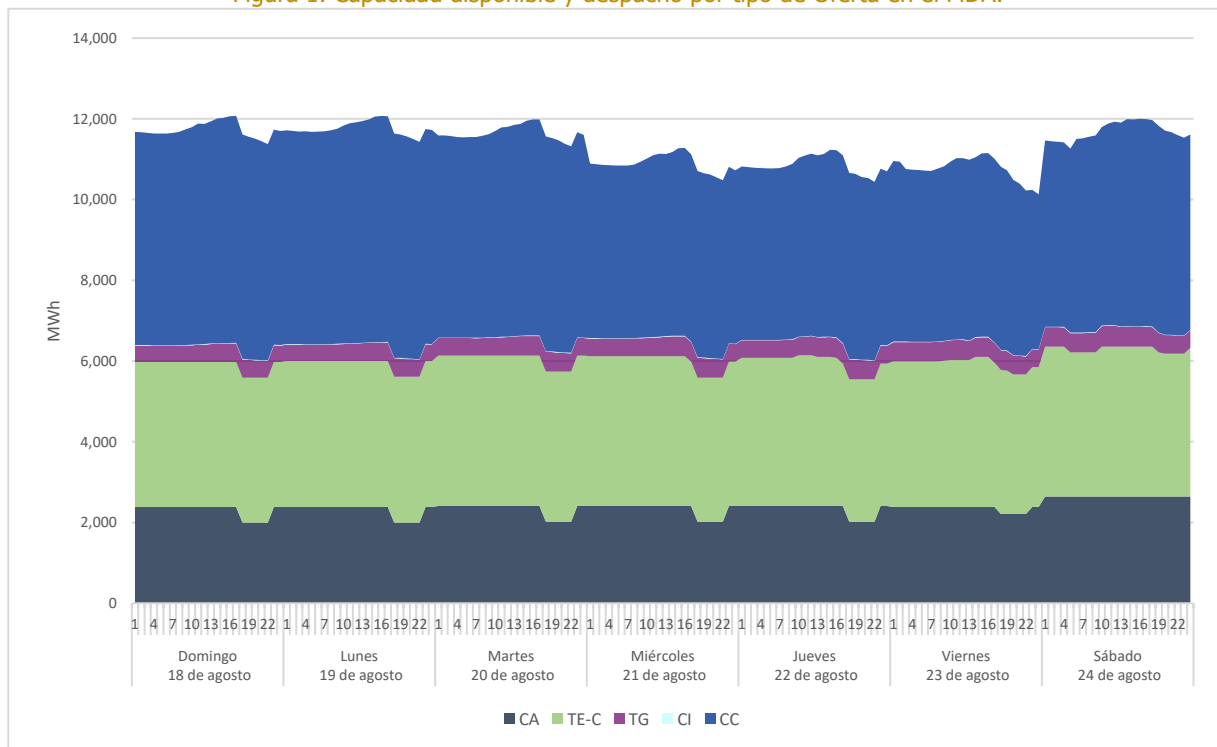


Figura 2. Indisponibilidad de Ofertas Térmicas en el MDA.

Tabla 2. Promedio por día de disponibilidad de oferta térmica en el MDA.

	18 de agosto	19 de agosto	20 de agosto	21 de agosto	22 de agosto	23 de agosto	24 de agosto
Promedio	11,732	11,762	11,650	10,900	10,856	10,770	11,692

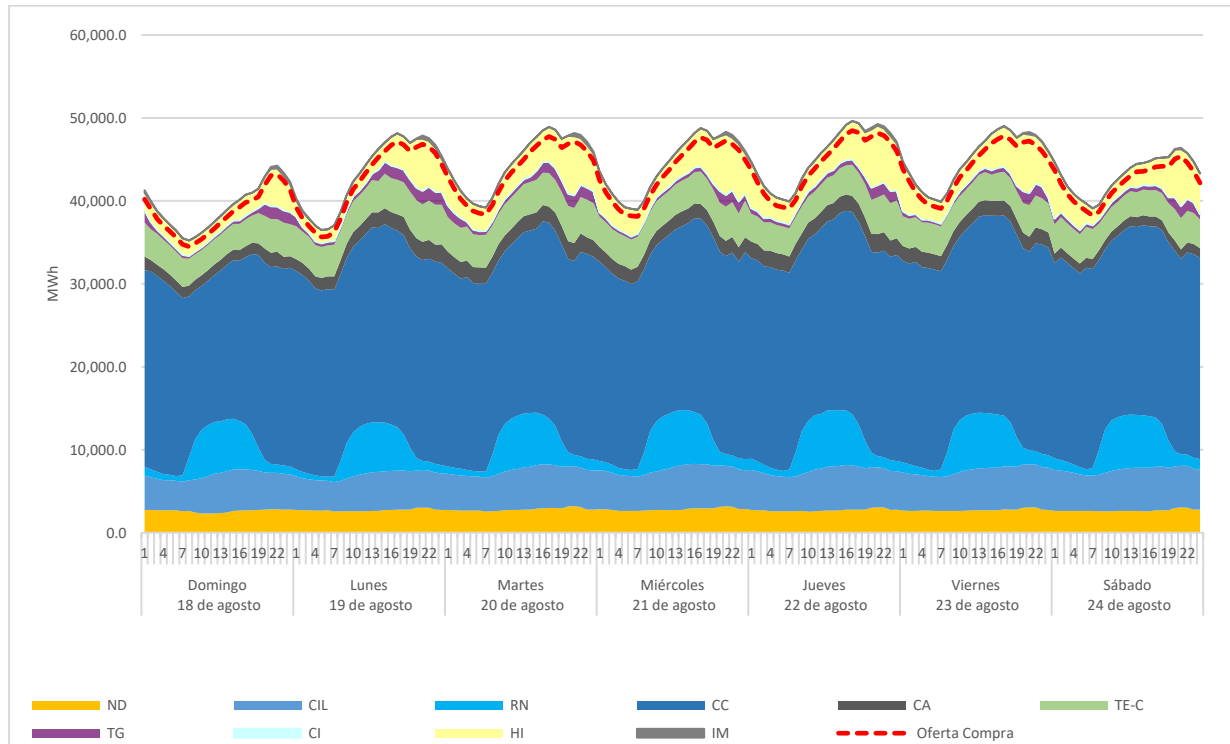


Figura 3. Oferta total de compra y despacho con desglose de la Oferta Térmica en el MDA.

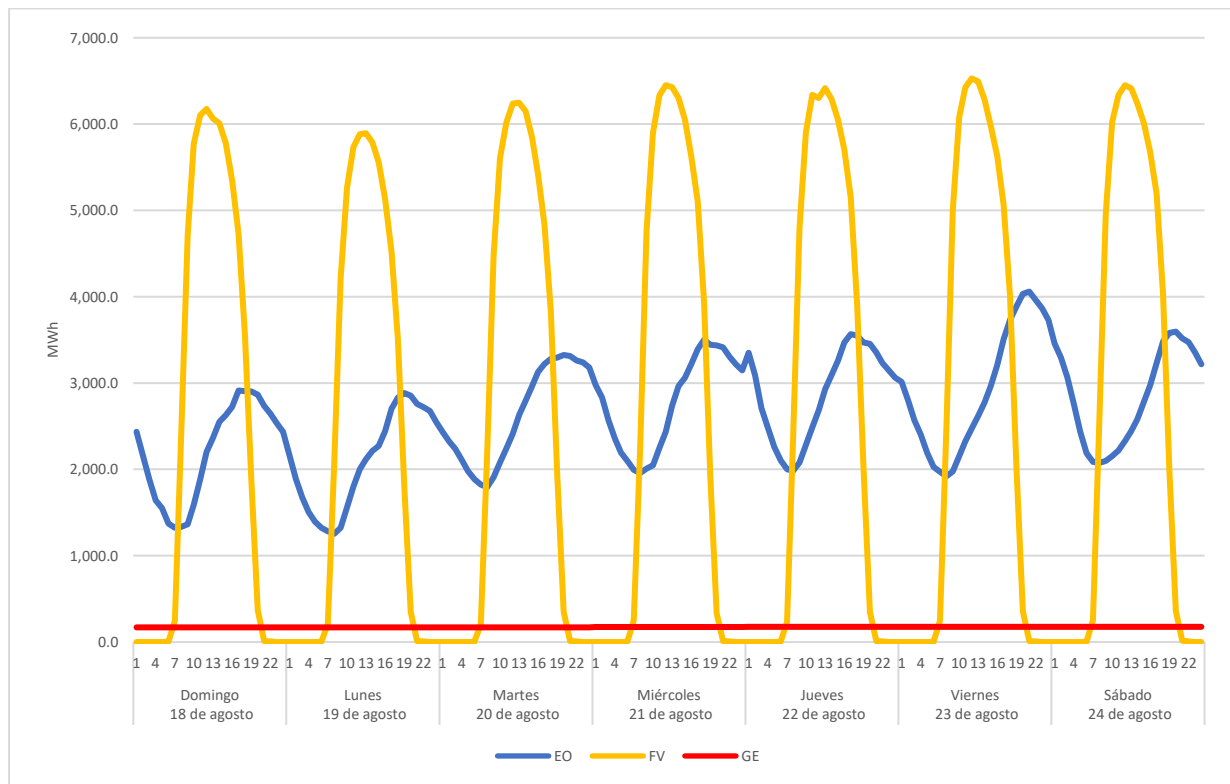


Figura 4. Despacho eólico, fotovoltaico y geotérmico en el MDA.

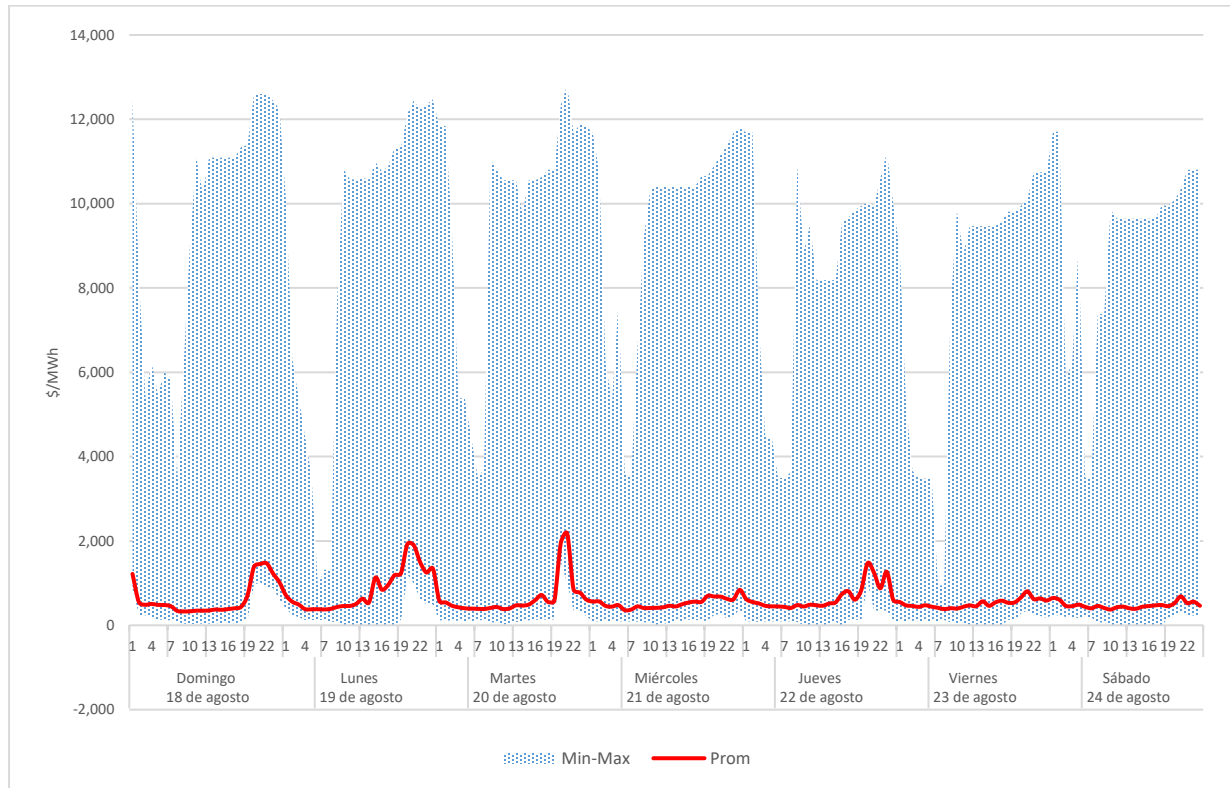


Figura 5. Precio Marginal Local Promedio en el MDA.

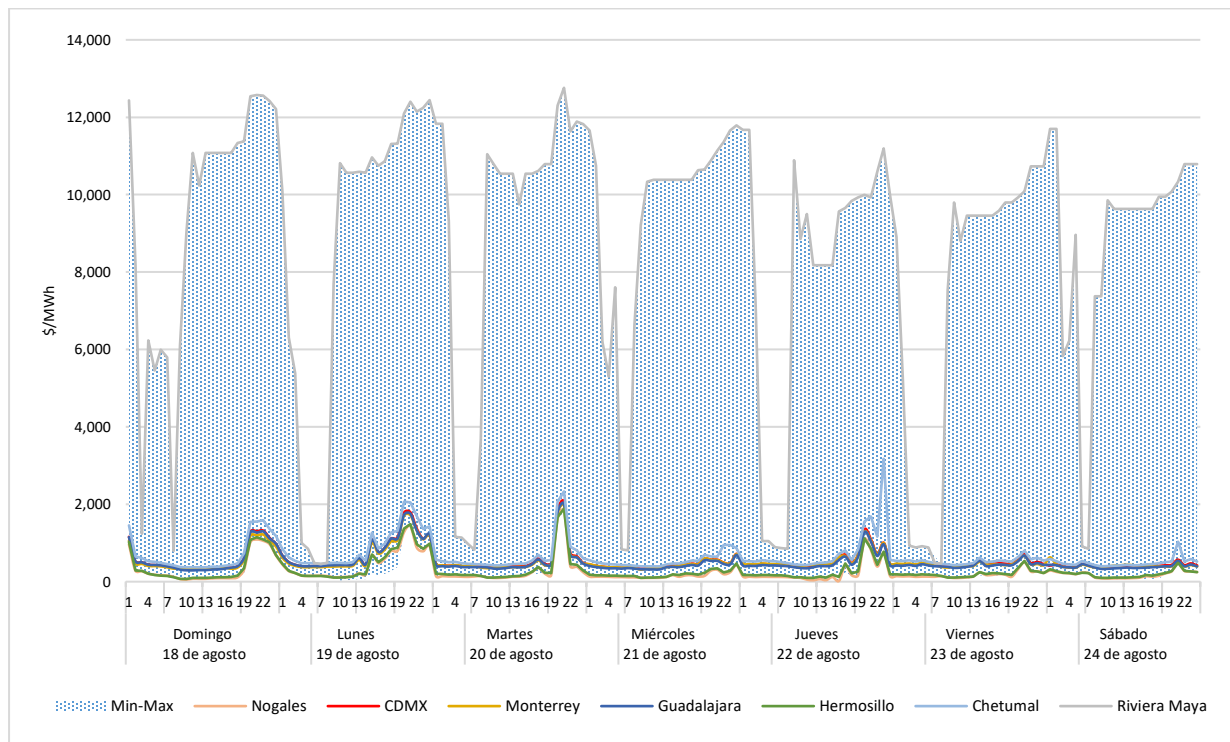


Figura 6. Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MDA.

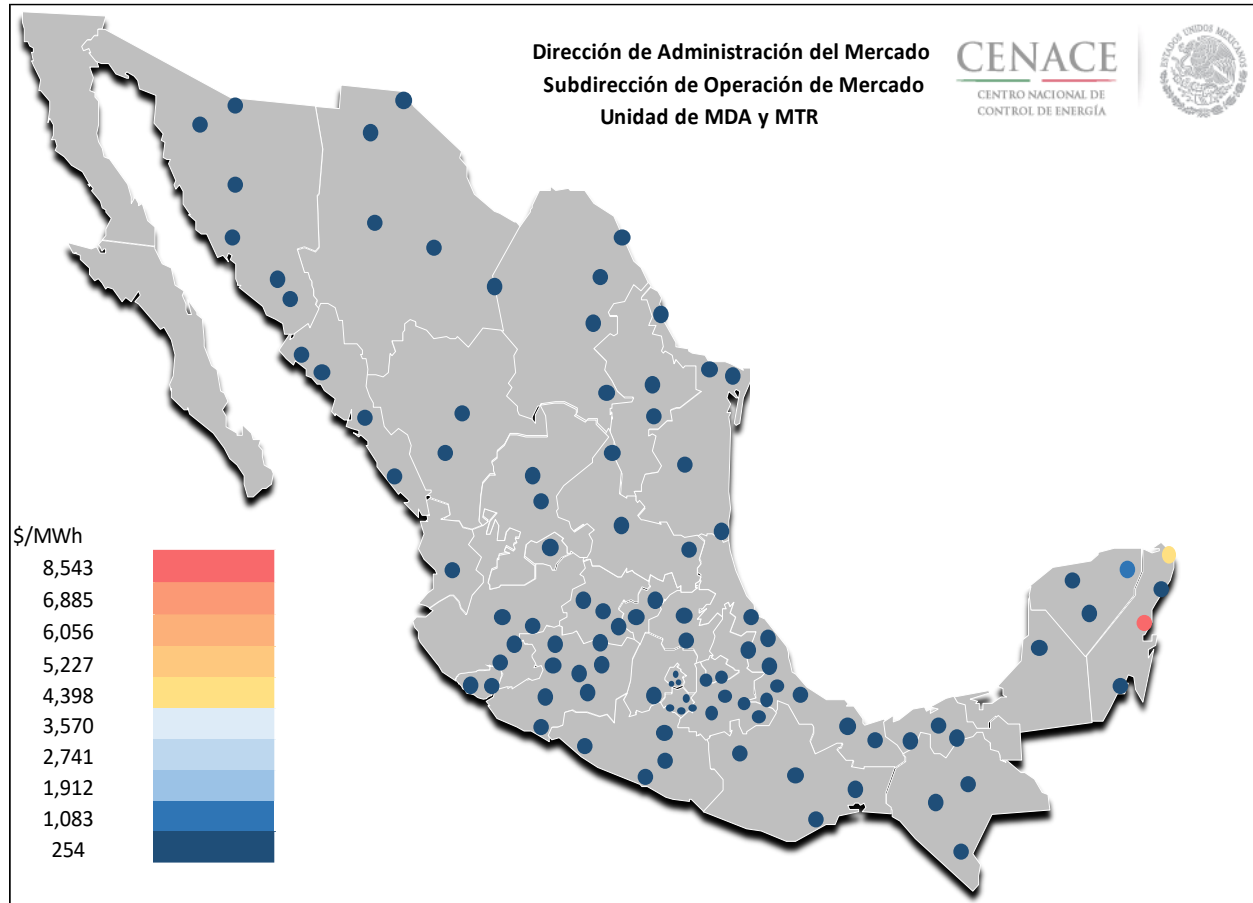


Figura 7. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MDA.

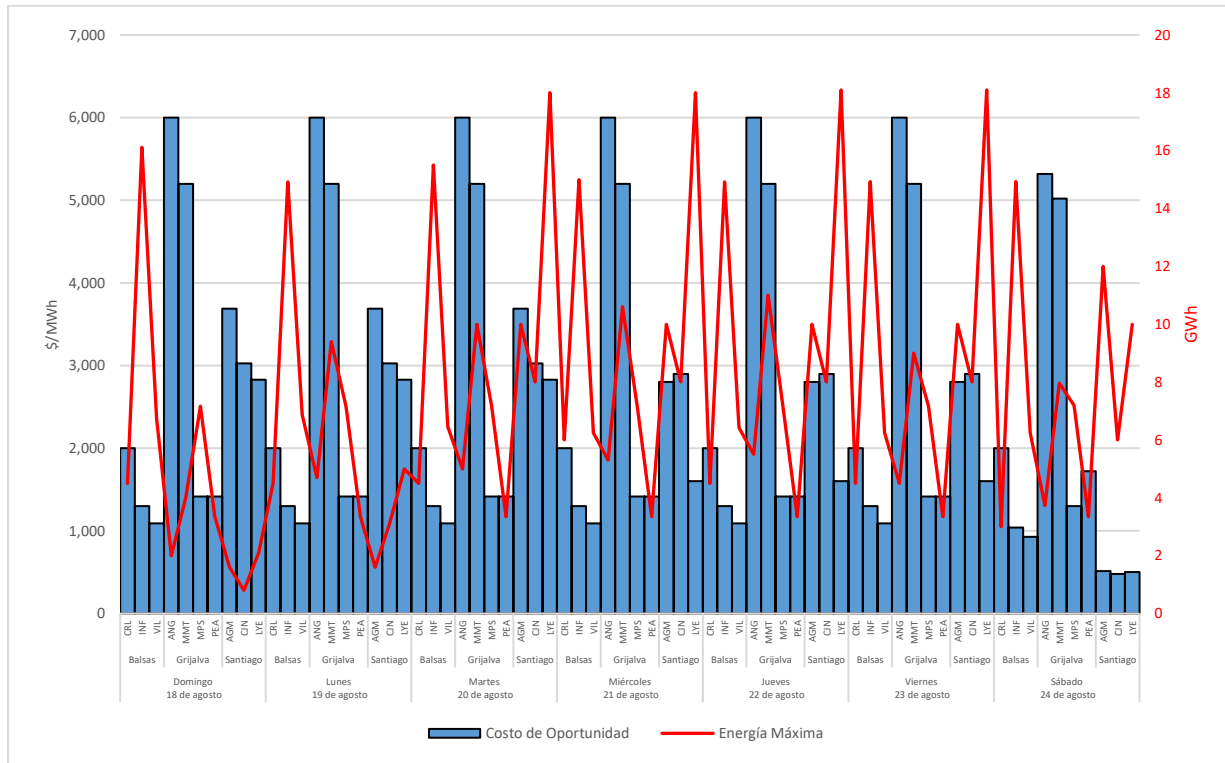


Figura 8a. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse en el MDA.

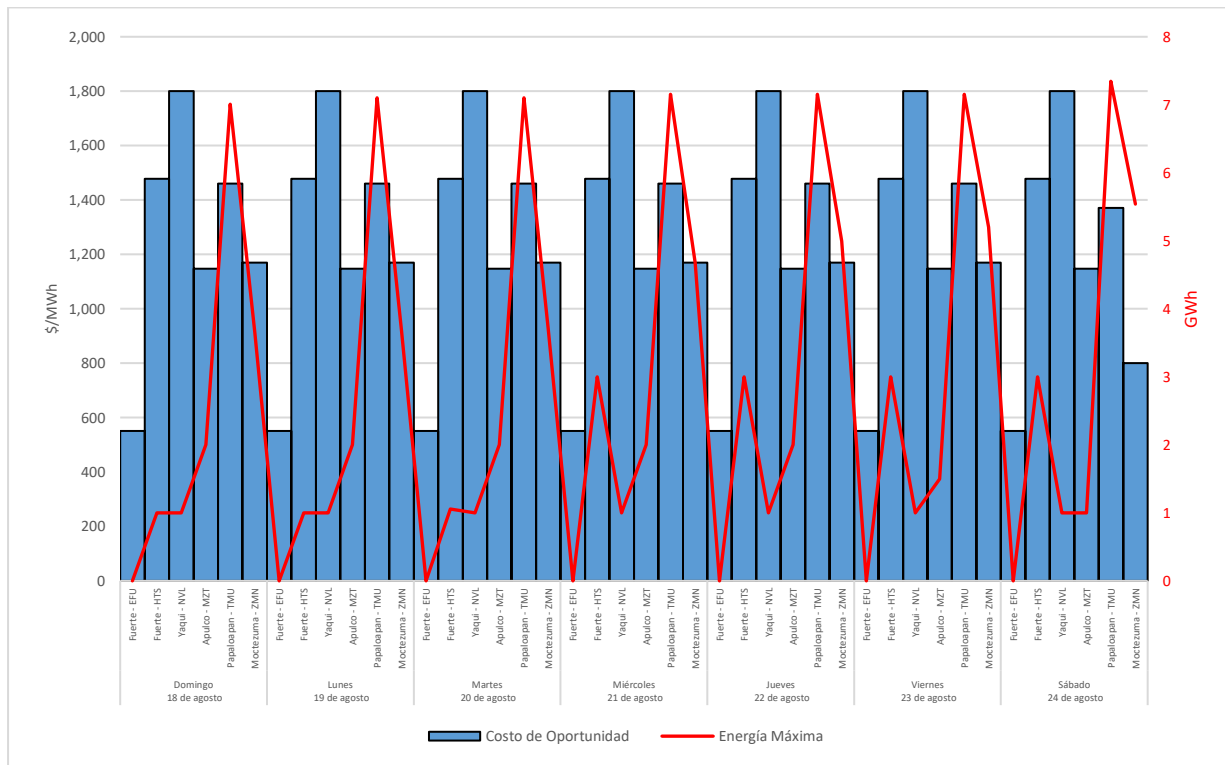


Figura 8b. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse en el MDA.

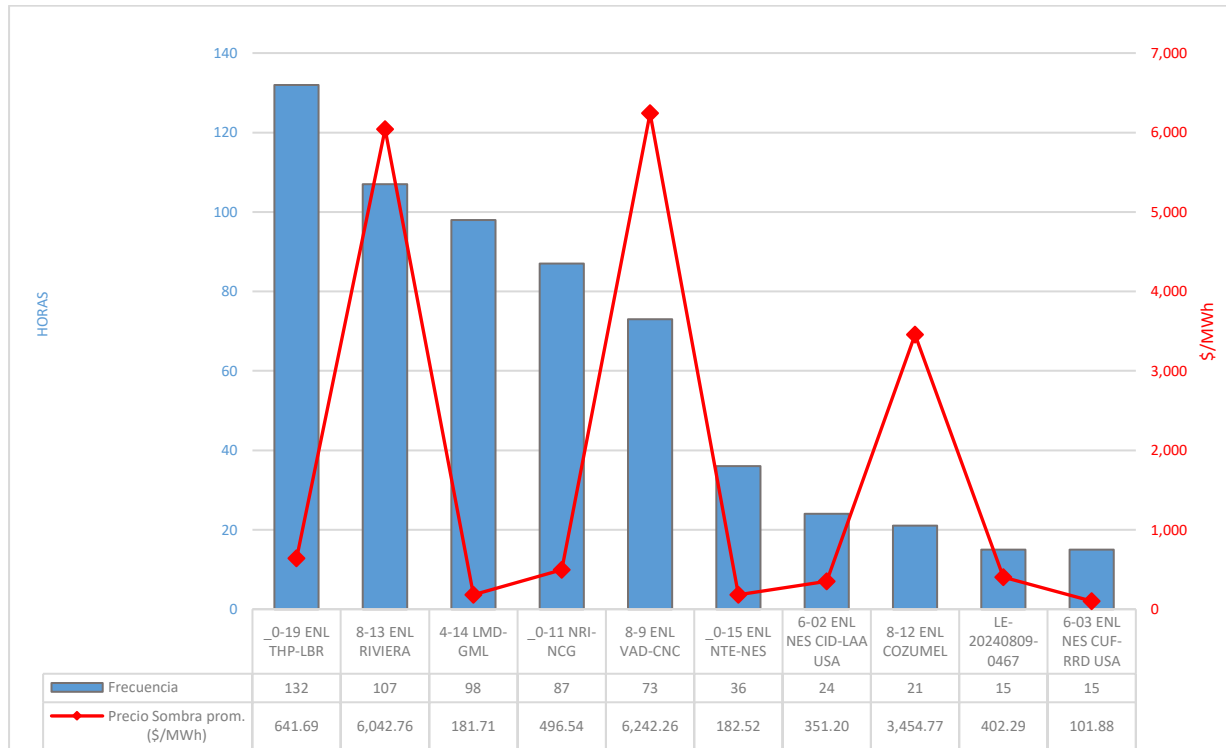


Figura 9a. Frecuencia de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.

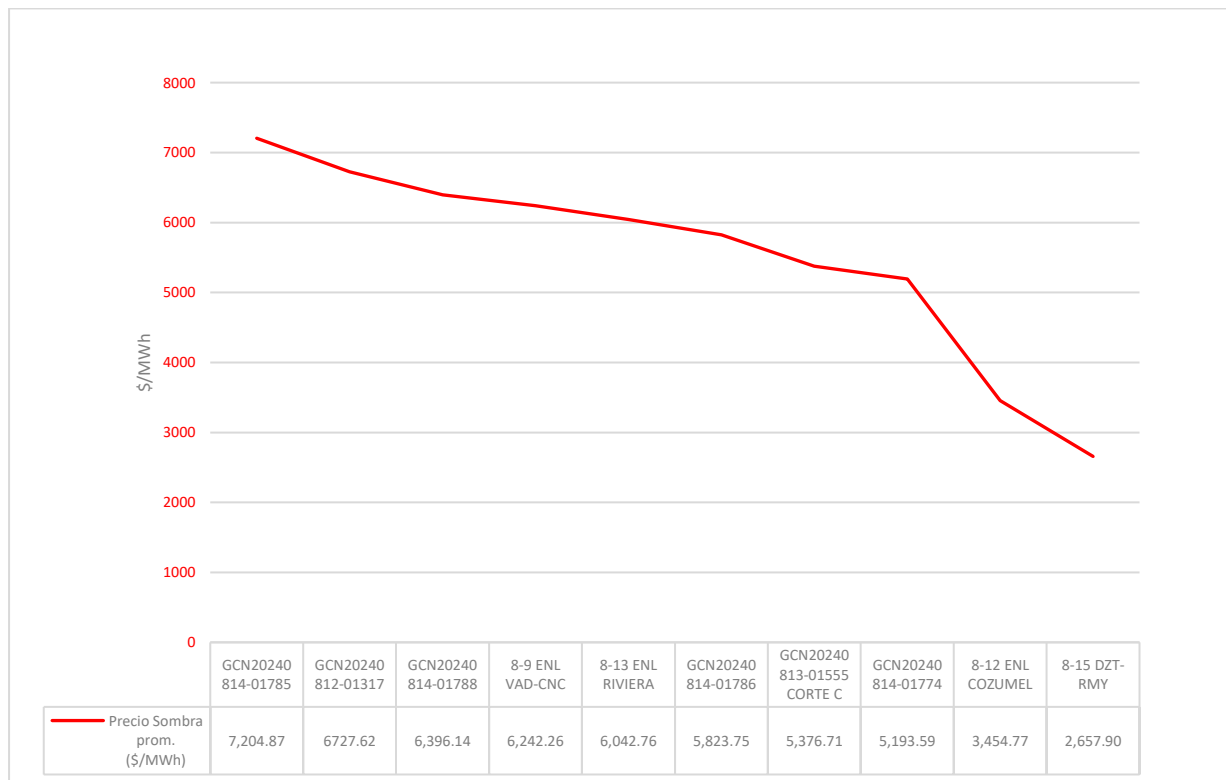


Figura 9b. Precio Sombra promedio de Enlaces de Transmisión Congestionados en el MDA.

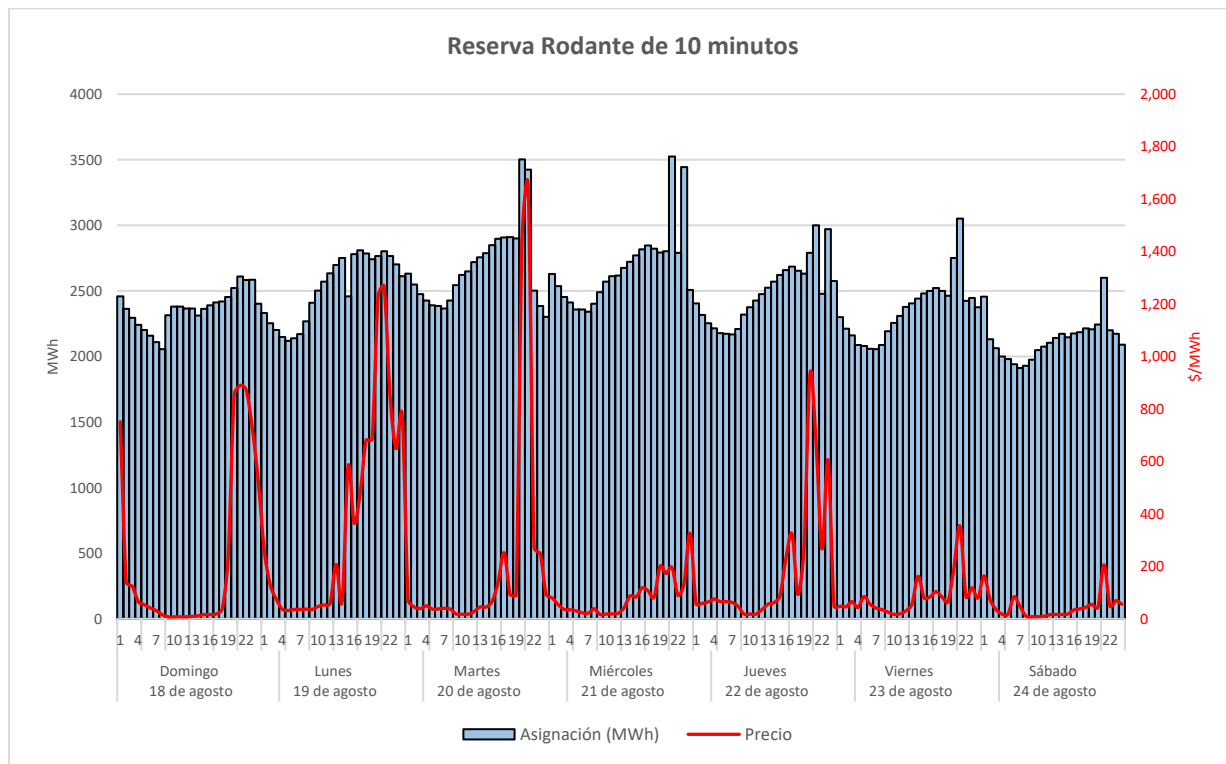
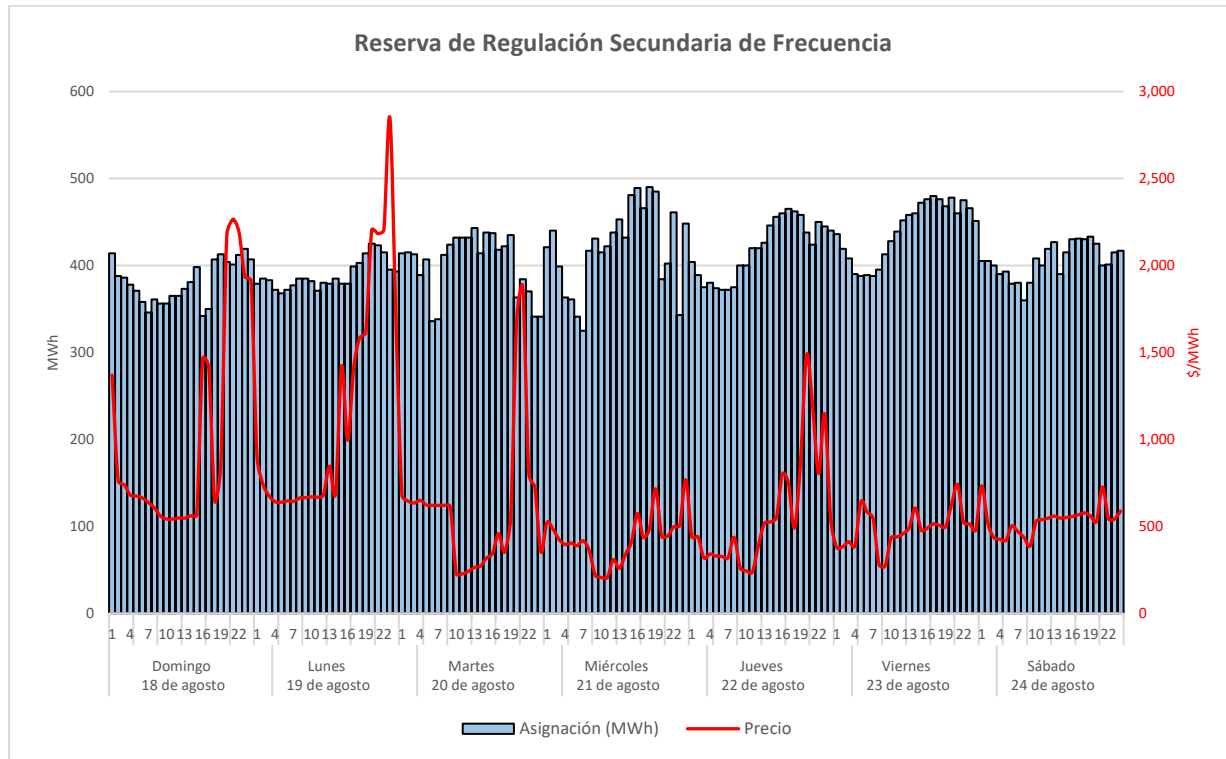


Figura 10. Servicios Conexos (Zona SIN) en el MDA.

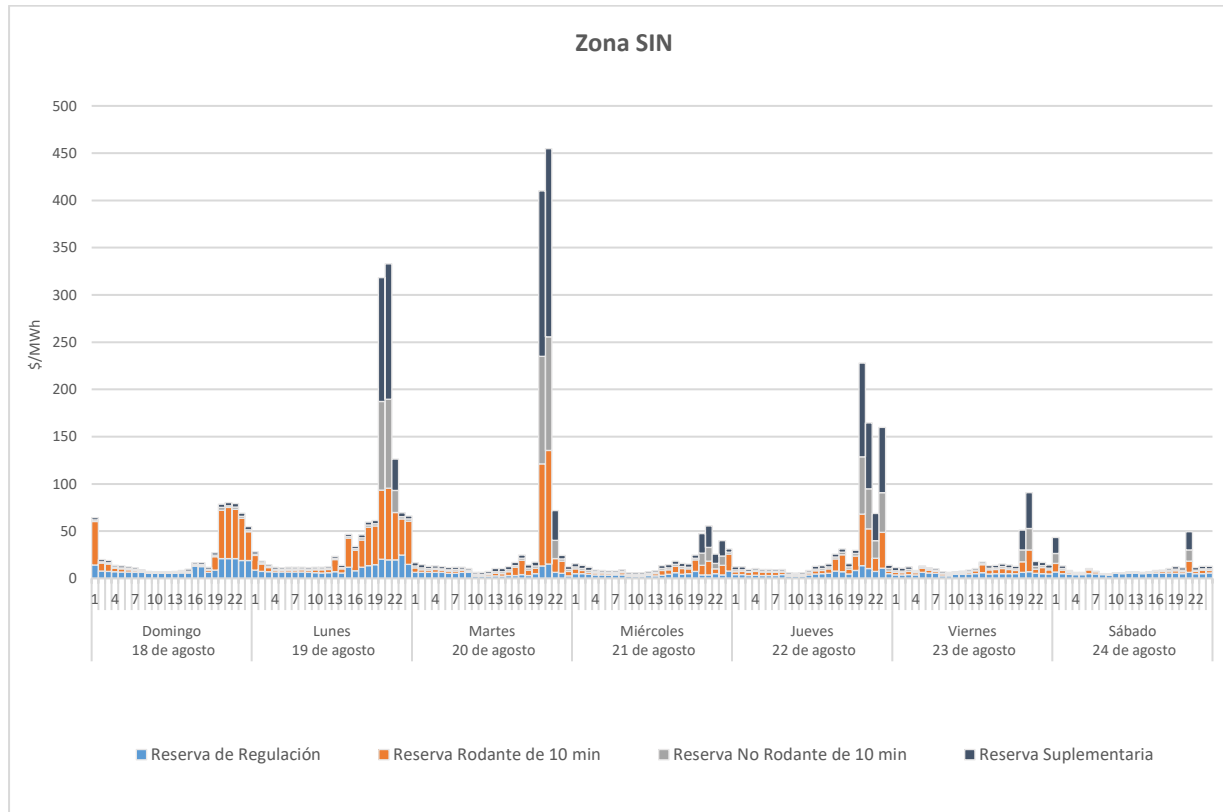


Figura 11. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga en el MDA.

2 Mercado de Tiempo Real

2.1 Puntos Relevantes del Mercado de Tiempo Real expost.

- El valor máximo de la carga se presentó el martes con un valor de **42,112.53 MWh**, y el valor mínimo se presentó el domingo con un valor de **29,791.38 MWh**.
- En total se recibieron **294** actualizaciones de Ofertas de Venta de energía durante el día de operación, siendo viernes el día de más casos con **59** ofertas.
- El PML promedio fue de **679.75 \$/MWh**. Los PML máximo y mínimo fueron **6,114.67 \$/MWh** y **292.85 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **03TPA-69** y **04AGD-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos fue de **690.11 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **5,914.41 \$/MWh** y **320.29 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Huatulco** y **Nogales**, respectivamente.
- Los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos fueron:

Tabla 1. Precios de Servicios Conexos Zona SIN

Precios (Max – Min) \$/MWh	Tipo de Reserva
4,315.03 – 118.84	Regulación Secundaria de Frecuencia.
4,186.40 – 6.25	Rodante de 10 minutos.

2.2 Representaciones gráficas de los escenarios del MTR ex-post.

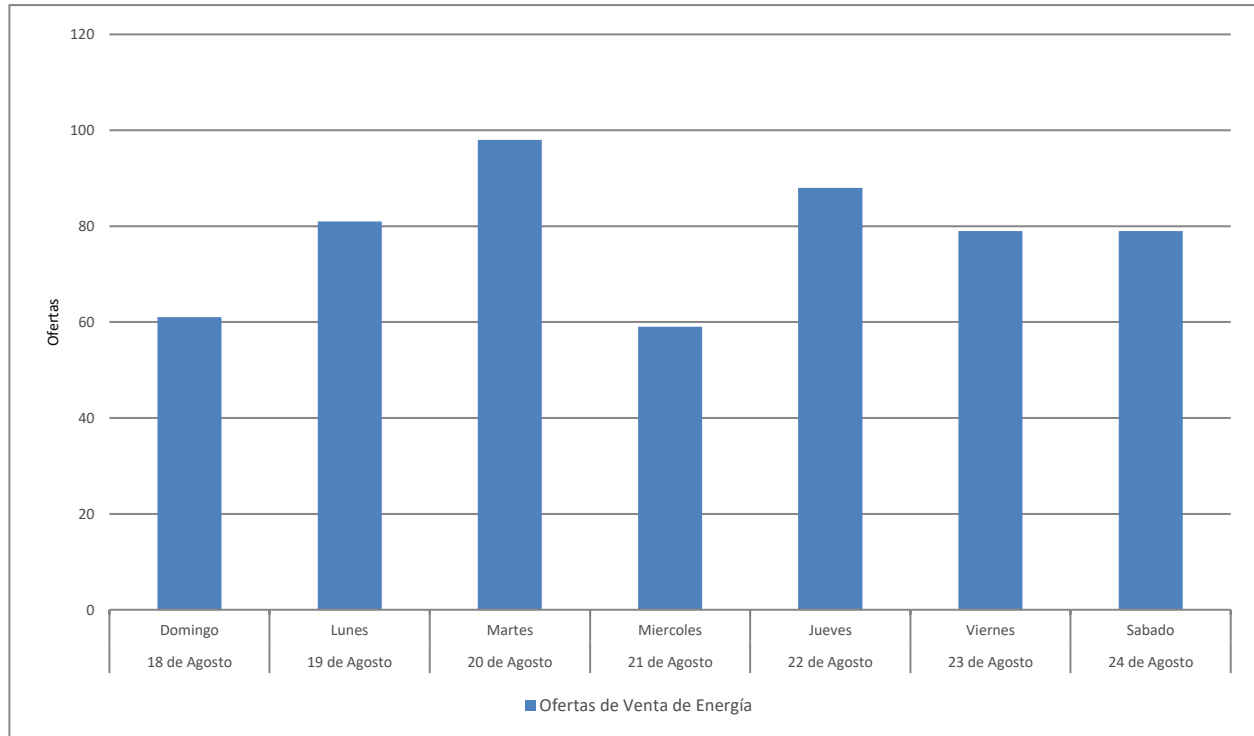


Figura 12. Ofertas de Venta correspondientes al Mercado de Tiempo Real y realizadas durante el día de operación.

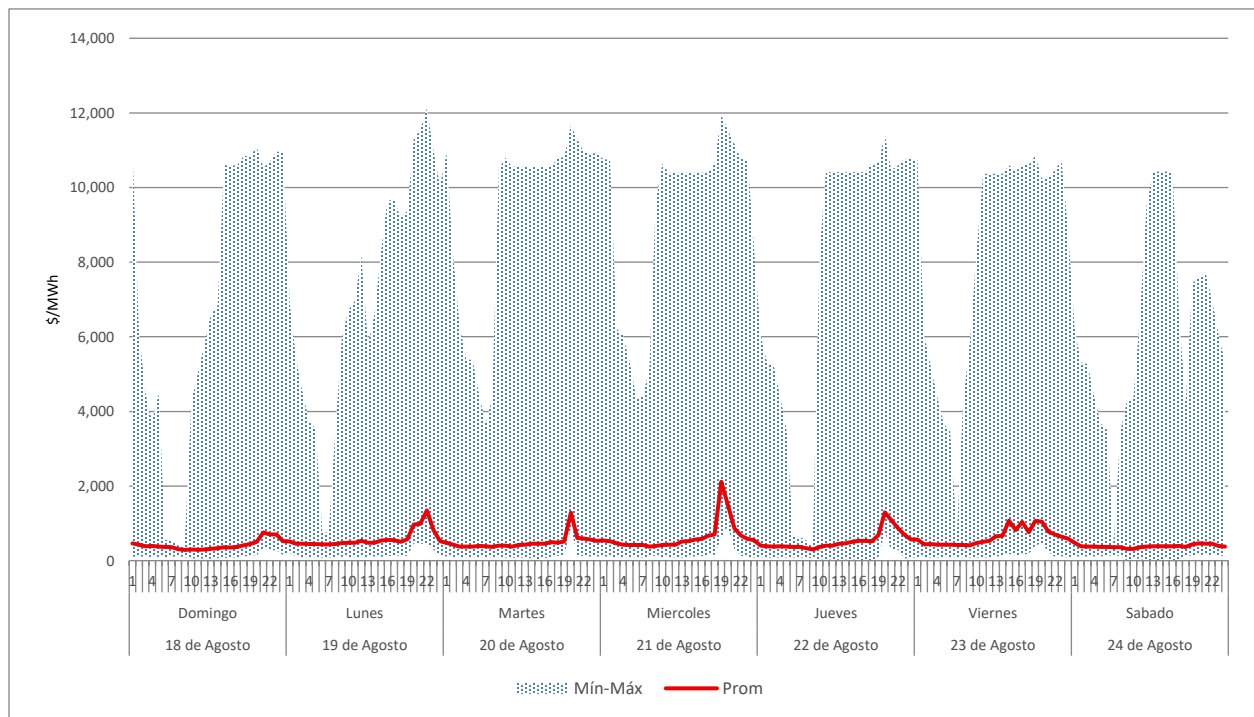


Figura 13. Precio Marginal Local Promedio en el MTR ex-post.

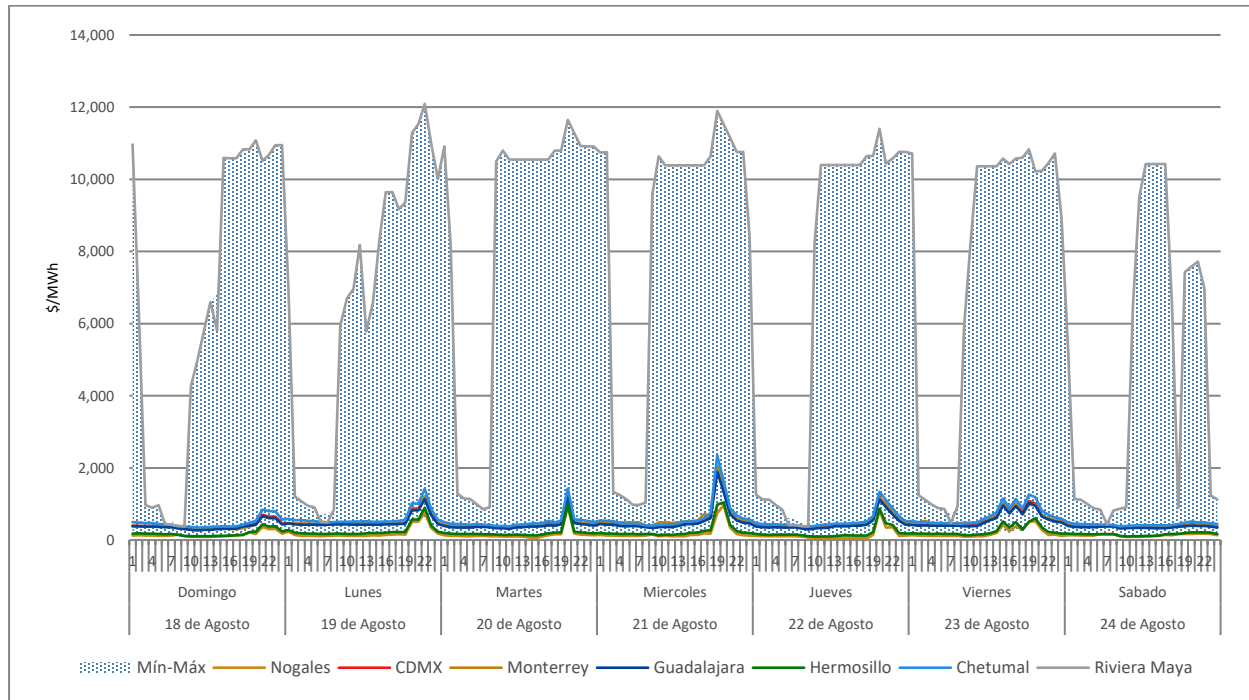


Figura 14. Precios en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) Representativos en el MTR ex-post.



Figura 15. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos (Zonas de Carga) en el MTR ex-post.

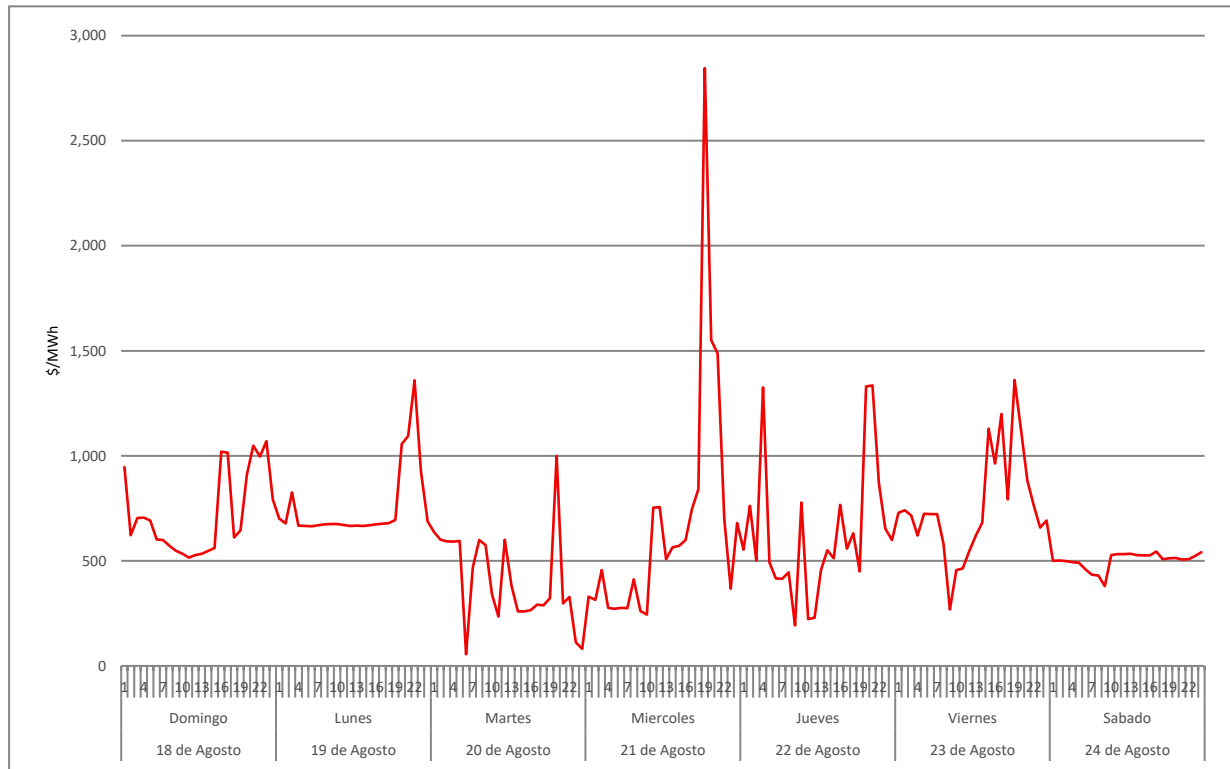


Figura 16. Precio de la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia.

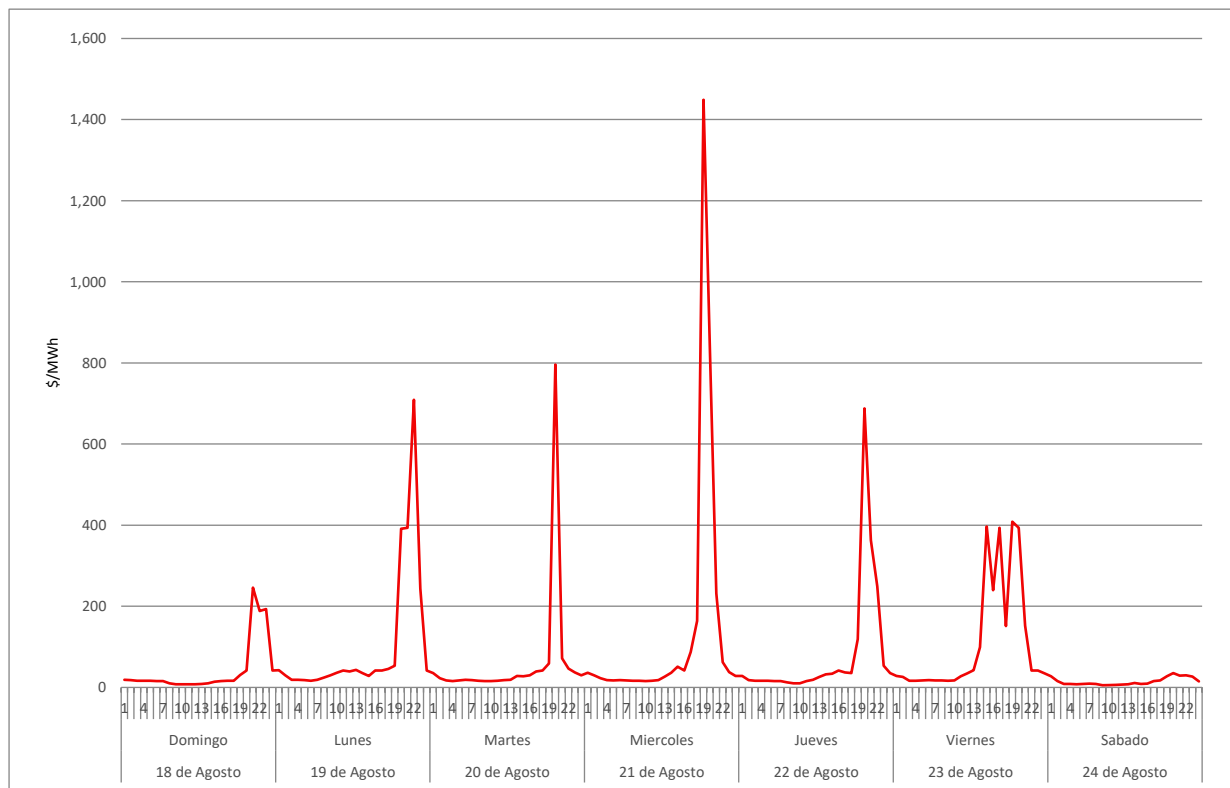


Figura 17. Precio de la Reserva Rodante de 10 minutos.

Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista

Subdirección de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

Contacto:

reportesemanalpm@cenace.gob.mx



www.gob.mx/cenace