



SIGNUM
E N E R G Y

**INFORME DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA
AÑO 2020**



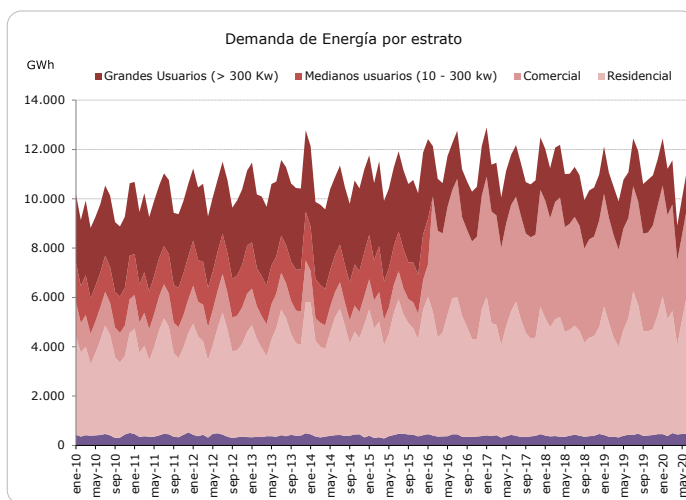
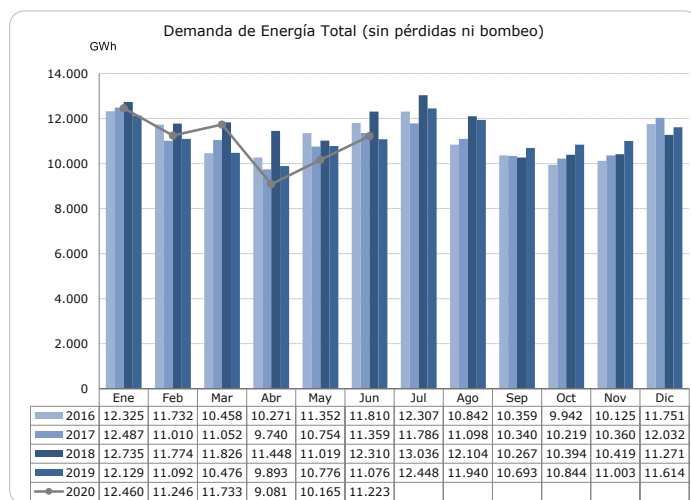
INFORME DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA ARGENTINO

ENERO – JUNIO 2020

1- INTRODUCCIÓN

La Demanda de **Energía** en el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina en el primer semestre del año 2020 tuvo su valor máximo en enero 2020 alcanzando **11.989 GWh** (incremento interanual de 2,5%), mientras que la Energía Generada + Importaciones fue de **12.460 GWh**. La diferencia del 3,9% entre Generación y Demanda se debe a las pérdidas originadas en la red de transporte y a las centrales de bombeo.

La temperatura media de enero 2020 fue de 25,1°C, siendo un 0,8% superior a lo registrado en enero 2019

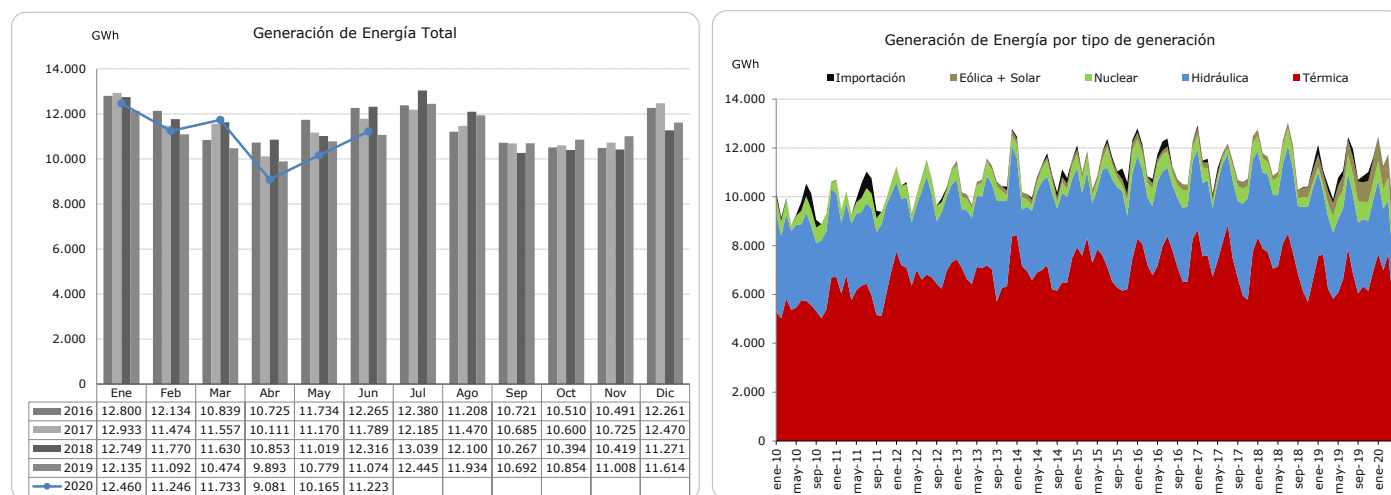


Como puede observarse en el gráfico de Demanda por estrato; la **categoría Residencial** es la que concentra el mayor requerimiento de energía con un **44%**, seguido con un **36% por la categoría Comercial y Medianos Usuarios y un 15% los Grandes Usuarios**. El 4% restante surge de las pérdidas originadas en la red de transporte y a las centrales de bombeo y un 0,8% de las exportaciones.

Del análisis de la evolución de la demanda se evidencia una **disminución del 1% durante el primer semestre del año 2020 en el consumo total**. En las categorías comercial y grandes usuarios la disminución fue del -7% y -13% respectivamente, mientras que, por el Asilamiento Social, la demanda residencial se incrementó un 10% interanual.

Resulta importante mencionar que, como consecuencia del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio, se registraron importantes descensos en la demanda de energía producto de la reducción de la actividad industrial y de servicios. Las disminuciones interanuales registradas fueron de -11% en abril y de -7,6% en mayo. Mientras que, en junio, dado que se retomaron las actividades en forma parcial, se registró un incremento interanual del 1%.

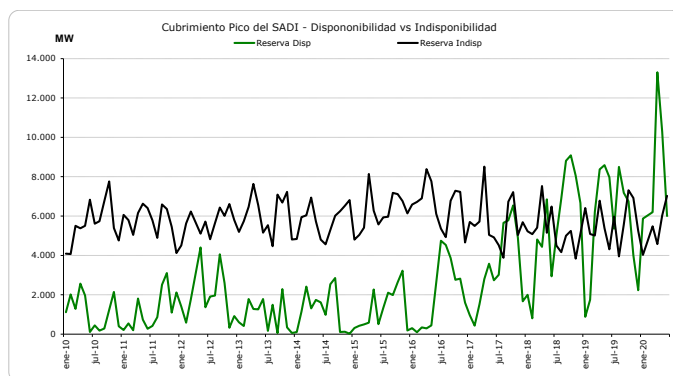
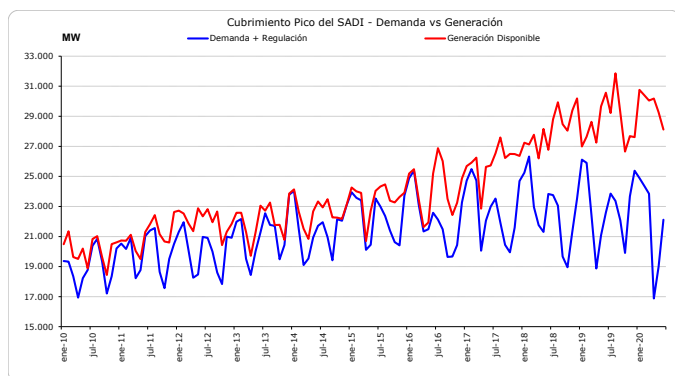
En cuanto a la Generación, las **centrales Térmicas** son las que realizan un mayor aporte al conjunto generador con un **61%** de la energía total inyectada al sistema, siendo la **generación Hidráulica** con un **22%** la que le sigue en importancia. El **17%** restante corresponde a **Energía Nuclear (8%)**, las fuentes Eólicas y Solar representan el 8% y un 1% las importaciones.



2- CUBRIMIENTO DEL PICO REAL DEL SADI

El día **20-01-2020 a las 14:27 hs** se registró el pico de consumo de potencia. La demanda máxima en el pico de consumo ascendió a **24.891 MW**; tal solicitud fue cubierta con un 59% de Generación Térmica, 30% Hidráulica y 10% con Generación Nuclear + Renovable. Para cubrir la demanda fue necesario importar 10 MW de Paraguay. La reserva Térmica, Hidráulica y Nuclear disponible era de 2.231 MW es decir un 9%, del pico demandado.

Por otro lado, la Indisponibilidad de generadores Térmicos, Hidráulicos y Nucleares totalizaba 5.246 MW es decir un 21% de la demanda de potencia de ese momento.



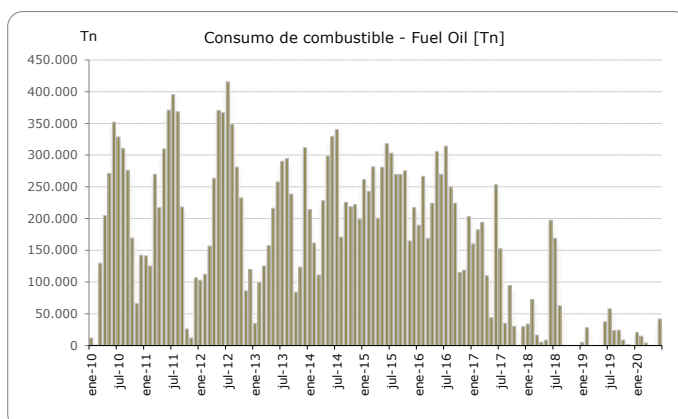
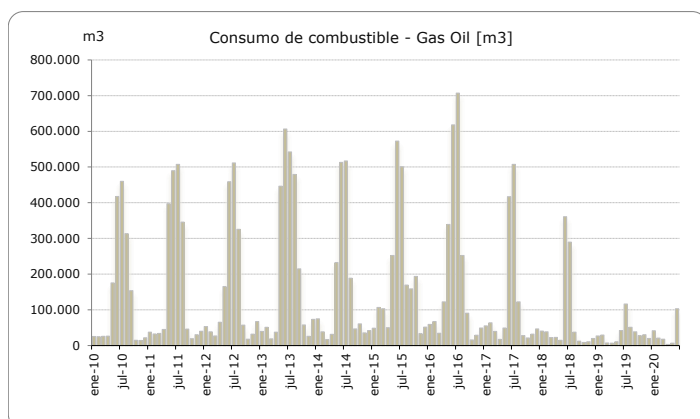
INCORPORACIONES DE EQUIPOS DE GENERACIÓN - Principales Ingresos Previstos agosto-octubre 2020:

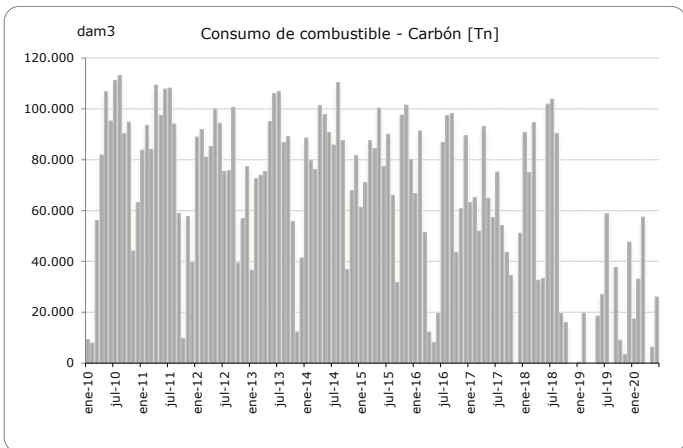
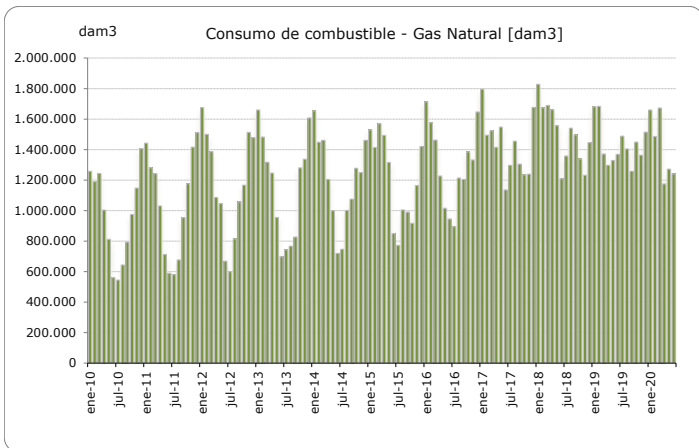
Generación Térmica: ATUCHA 2 operando al 60% hasta su parada programada (octubre-noviembre). Unidades térmicas ingresantes hasta fines de Octubre 619 MW, RES 287 (GEBATV02 - Central Termoeléctrica Genelba, TER6TG11 - Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo, LPLCTG01 - Cogeneración La Plata, ROJOTV01 - Central Termoeléctrica General Rojo) y ACONDI01 (Petrolera Aconcagua) y hasta fin de año se agregarían 424 MW más (VMA2TV01 - Villa María UENSA, BRKETV01 - Central Termoeléctrica Barker, TER6TV21 - Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo, LDLMDI01 - CT Loma de La Lata Motores y BRCHTV01 - CT Bracho).

Energías Renovables: Ingresos hasta octubre 1134 MW (Mater 200 MW). Eólico de 637 MW, Solares de 408 MW Bio Combustibles de 84 MW, Hidráulica de 5 MW.

3- MAQUINAS TÉRMICAS - CONSUMOS Y PRECIOS DE COMBUSTIBLES

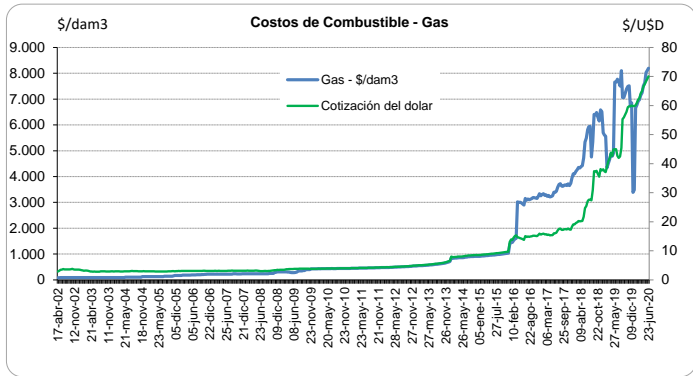
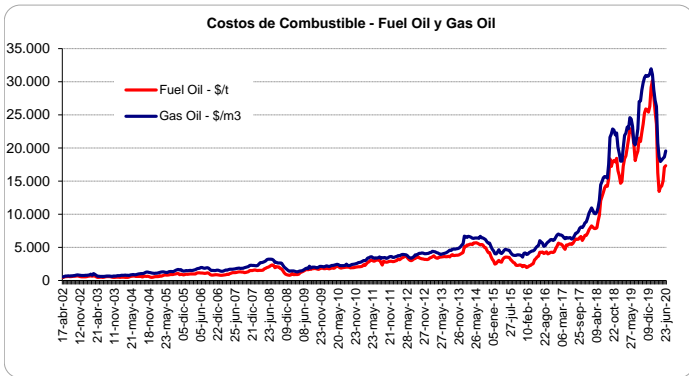
En los siguientes gráficos se puede observar el detalle de los diferentes combustibles utilizados para la Generación Térmica desde el año 2010 a la fecha.





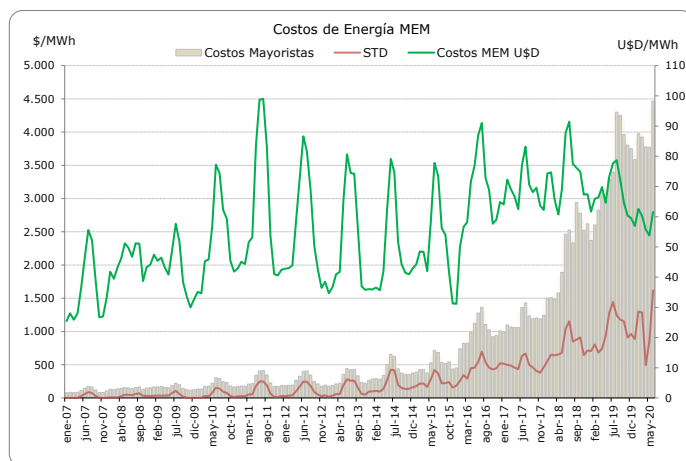
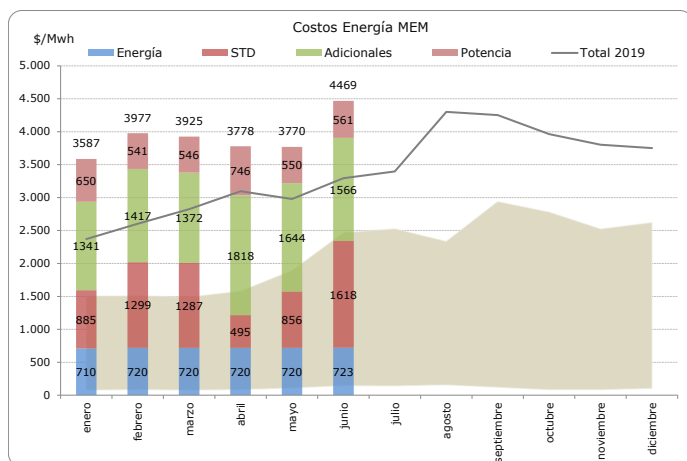
En referencia a la utilización de combustibles líquidos, Gas Óil y Fuel Óil, se observa cómo históricamente crece su utilización en el período invernal debido al déficit de Gas que afronta el parque generador en dichos periodos. Sin embargo, del análisis del año 2020, surge que **se produjeron importantes variaciones en el consumo de Gas Oil (+58%), Fuel Oil (+15%) y Carbón (+114%)**, comparado con el año pasado, mientras que el Gas Natural redujo su utilización en un 3%.

En cuanto al costo de los combustibles, los mismos tuvieron un incremento interanual del 13% promedio. El que tuvo un mayor incremento fue el Gas Natural (31%), lo cual como puede verse en el gráfico de la derecha, se explica principalmente por la devaluación del tipo de cambio.



4- PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MEM (COSTO DEMANDA BASE)

El siguiente esquema muestra el impacto económico que tiene la utilización de los distintos combustibles en el precio de la energía. El área muestra los precios máximos y mínimos del periodo 2007-2018 de los Costos de Energía Eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista, mientras que la curva muestra los costos del año 2019. El gráfico de barras muestra el costo total del año 2020, desagregado en cada uno de sus principales conceptos.



Se puede observar que el costo de Energía en el MEM durante el **año 2020 tuvo un incremento del 38% en pesos** (acorde al incremento en los costos de los combustibles mencionado anteriormente) y una **disminución del 13% en dólares**. Se destaca que en enero y febrero 2020 la variación interanual fue del 52%, motivado especialmente por la devaluación del tipo de cambio.

El concepto de mayor relevancia es el Sobrecosto Transitorio de Despacho (STD) cuyo costo promedio 2020 fue de 1073 \$/MWh y explica el 27% del costo total. Este cargo se ve fuertemente influenciado por el tipo de combustible utilizado para la generación de energía, lo que explica su incremento en época invernal por la utilización de combustibles líquidos, en remplazo del Gas.

Otro de los cargos de relevancia es el Sobrecosto MEM importación Brasil en la facturación de CAMMESA cuyo costo promedio durante el 2020 fue de 1.035 \$/MWh (21% del costo total).

El Sobrecosto Transitorio de despacho no es aplicado sobre la demanda excedente y en caso de tener formalizado un contrato Plus tampoco se aplica el Sobrecosto MEM importación Brasil.

En resumen, el costo promedio en el transcurso del año 2020 fue de 58 U\$D/MWh para la demanda base y 60 U\$D/MWh para la demanda excedente.

Costo Res. 1281 Aplicado y Real

Este cargo que forma parte de la Res. 1281 estipula la aplicación de un sobrecosto para aquellos Grandes Usuarios del Mercado Mayorista que registren una potencia superior a los 300 Kw y cuya demanda de energía supere el consumo del año 2005 (Demanda Base). En el caso de los Grandes Usuarios de la Distribuidora, este cargo se dejó de aplicar en el año 2016.

El 14 de junio de 2018, la Subsecretaría de Energía emitió la nota 28663845 mediante la cual se actualizó el costo aplicado sobre la demanda excedente para los GUME's y GUMA's; pasando a ser el máximo entre **1.200 \$/MWh** y el costo del Sobrecosto Transitorio de Despacho.

Además, se dejó de calcular el diferencial existente entre el costo Aplicado y el Costo Real de la Res. 1281. Esto implica que los Fondos de deuda de Res. 1281 no se modificarán quedando en suspenso con su valor acumulado a Mayo 2018.

El gráfico nos muestra en área celeste el "Costo Real de la Res 1281" mientras que las curvas roja y azul hacen referencia a los "Costos Aplicados Res 1281", en los Mercados Mayorista y Minorista respectivamente.

