

INFORME GO-SEN N° 27/2019

PROGRAMA DE GENERACIÓN DE 12 MESES
PERÍODO OCTUBRE 2019 – SEPTIEMBRE 2020

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Octubre 2019



Programa de Generación de 12 meses período octubre 2019 – septiembre 2020

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	08-10-2019	Informe final	Felipe Valdés González	Ernesto Huber Sergio Díaz Juan M. Donoso

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	2
1 INTRODUCCIÓN	3
2 ANTECEDENTES	3
3 RESULTADOS.....	8
4 COMENTARIOS FINALES	20

1 INTRODUCCIÓN

El presente informe resume los antecedentes y los resultados del proceso de planificación de la operación para los próximos 12 meses del Sistema Eléctrico Nacional.

Este programa mensual de generación tiene por objetivo estudiar la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante 12 meses, bajo diferentes condiciones hidrológicas. En particular se presentan los resultados de energía generada por tipo de aporte, las trayectorias de cotas de los embalses, la energía embalsada y los costos marginales de energía en las SS/EE Crucero, Diego de Almagro, Maitencillo, Quillota, y Charrúa. Para los costos marginales de energía se muestran resultados hasta septiembre de 2020, para días de trabajo típicos.

2 ANTECEDENTES

A continuación, se detallan los antecedentes empleados en el proceso:

a) Tres escenarios hidrológicos: Hidrología media, hidrología seca e hidrología húmeda. En el caso de hidrología media se considera un año con 50% de probabilidad de excedencia, lo cual corresponde a la energía afluente del año hidrológico 1969-1970. Para la hidrología seca se considera un año con 90% de probabilidad de excedencia que corresponde a la energía afluente del año hidrológico 2007-2008. Para la hidrología húmeda se considera un año con 20% de probabilidad de excedencia que corresponde a la energía afluente del año 1986-1987. Los datos corresponden a la estadística de caudales de los últimos 58 años utilizados en el proceso de planificación de la operación semanal. Adicionalmente, para el período octubre-2019 a marzo-2020 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo a los resultados del segundo pronóstico de deshielo elaborado a principios de octubre. De esta manera, los caudales afluentes en el período de deshielo para las tres condiciones hidrológicas estudiadas corresponden a los determinados en este último sistema de pronóstico. Además, para octubre-2019 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo a los datos entregados por el Sistema de Pronóstico de Caudales.

b) La programación de 12 meses se ejecuta en etapas semanales, es decir se consideran 48 etapas para el año estudiado.

c) El modelo aplicado corresponde al utilizado en el proceso de programación semanal denominado PLP, el cual incorpora el sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal, y se definen 5 bloques de consumo por semana. Como resultado de lo anterior se obtienen 240 (48×5) despachos para cada escenario hidrológico. El primer bloque de cada semana corresponde a las demandas agregadas de las horas de medianoche, el segundo corresponde a la agregación de las horas de madrugada, el tercero corresponde a la agregación de las horas de mañana, el cuarto corresponde a la agregación de las horas de tarde y el quinto corresponden a la agregación de las horas de noche.

d) Los consumos mensuales en barras utilizados son estimados de acuerdo a pronósticos de ventas de energía disponibles a la fecha del programa. Los consumos semanales y diarios en barras son estimados sobre la base de factores históricos de acuerdo a la semana y tipo de día.

e) La demanda por barra es obtenida a partir de los consumos diarios y de la distribución topológica de éstos. La distribución de demanda entre las diversas barras se estima sobre la base de antecedentes históricos.

f) Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión, los costos de combustibles y las capacidades de transmisión corresponden a los datos utilizados en los procesos de planificación de la operación.

g) Se han utilizado las siguientes cotas iniciales, correspondientes al 1 de octubre de 2019:

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1322.79
Embalse Colbún	421.93
Laguna del Maule	2161.31
Embalse Ralco	717.74
Lago Chapo	235.06
Embalse Rapel	103.09
Laguna La Invernada	1286.51

Tabla 1.- Cotas iniciales.

h) La disponibilidad de Gas Natural utilizada corresponde a la informada por las empresas según la Norma Técnica de GNL, y se detalla en las siguientes tablas:

Disponibilidad Mensual GNL Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
oct-19	22%	35%	32%	1%	0%
nov-19	0%	62%	38%	0%	0%
dic-19	20%	17%	28%	0%	0%
ene-20	65%	0%	52%	0%	0%
feb-20	72%	0%	64%	0%	0%
mar-20	66%	0%	12%	0%	0%
abr-20	78%	12%	72%	0%	0%
may-20	96%	24%	100%	0%	0%
jun-20	54%	0%	63%	0%	0%
jul-20	52%	0%	59%	0%	0%
ago-20	52%	0%	58%	0%	0%
sept-20	28%	30%	55%	0%	0%

Tabla 2.- Disponibilidad de GNL y GNA Zona Norte SEN.

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Sur SEN

Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuencho 1	Nehuencho 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
oct-19	66%	45%	84%	71%	11%	100%	100%	100%
nov-19	73%	100%	3%	0%	5%	100%	0%	0%
dic-19	79%	100%	0%	2%	0%	100%	0%	0%
ene-20	78%	100%	0%	77%	0%	100%	0%	0%
feb-20	96%	100%	0%	79%	0%	100%	100%	0%
mar-20	100%	100%	0%	83%	0%	100%	100%	0%
abr-20	100%	100%	6%	81%	0%	98%	100%	38%
may-20	23%	100%	68%	100%	0%	62%	100%	100%
jun-20	100%	100%	7%	10%	0%	53%	73%	12%
jul-20	100%	100%	0%	0%	0%	53%	73%	0%
ago-20	100%	100%	0%	0%	0%	52%	73%	0%
sept-20	100%	100%	0%	0%	0%	13%	73%	0%

Tabla 3.- Disponibilidad de GNL y GNA Zona Sur SEN.

i) Este informe considera las siguientes fechas de puesta en servicio de centrales.

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Aconcagua	Térmica	01-11-2019	40.6	Torquemada110
Alfalfal 2	Hidráulica	01-01-2021	264.0	Almendros220
Aurora	Eólica	01-11-2019	126.4	Rahue220
Bifurcada	Hidráulica	01-11-2019	0.2	Mulchen220
C.S. Cerro Dominador	Solar	01-11-2019	110.0	Encuentro220
Cabildo	Solar	01-11-2019	3.0	Polpaico220
Cerro Pabellón U3	Térmica	01-11-2020	33.0	ElAbra220
Cipresillos	Hidráulica	01-11-2019	9.0	Sauzal110_BP2
Combarbalá	Térmica	01-05-2020	71.4	Ovalle066
Digua	Hidráulica	01-01-2020	20.0	Ancoa220
El Brinco	Hidráulica	01-11-2019	0.2	Mulchen220
El Maitén	Eólica	01-11-2019	9.0	Chillan154
El Manzano	Solar	01-11-2019	2.4	Graneros066
El Pinar	Hidráulica	01-11-2019	11.4	Cholguan066
Eólica Cabo Leones 2	Eólica	01-08-2020	204.0	Maitencil220
Eólica Cabo Leones 3	Eólica	01-02-2021	78.1	Maitencil220
Eólica El Arbol	Eólica	01-11-2019	9.0	Horcones066
Eólica Lebu II	Eólica	01-11-2019	3.5	Horcones066
Eólica Tolpán Sur	Eólica	01-07-2020	84.0	Mulchen220
Hidromocho	Hidráulica	01-06-2020	15.0	Valdivia220
Hidropalmar	Hidráulica	01-11-2019	13.0	Rahue220
La Compañía II	Hidráulica	01-11-2019	5.0	PCortes154
La Estrella	Eólica	01-01-2021	50.0	Rapel220
La Flor	Eólica	01-11-2019	32.4	Concepcio154
Las Lajas	Hidráulica	01-01-2021	267.0	Florida110
Las Nieves	Hidráulica	01-11-2019	6.5	Cautin220

Llanos Blancos	Térmica	01-05-2020	150.0	PAzucar220
Lo Sierra	Solar	01-11-2019	3.0	AMelipill220
Los Cóndores	Hidráulica	01-01-2021	150.0	Ancoa220
Maitencillo	Térmica	01-06-2020	60.6	Maitencil220
Mapa	Térmica	01-01-2021	166.0	Lagunilla220
Ñuble	Hidráulica	01-04-2021	136.0	Ancoa220
Pajonales	Térmica	01-02-2020	95.2	Donhector220
Pilar Los Amarillos	Solar	01-11-2019	3.0	DAlmagro110
Prime Los Cóndores	Térmica	01-03-2020	90.9	LVilos220
RLA	Solar	01-11-2019	2.7	AMelipill220
San Gabriel	Eólica	01-11-2019	183.0	Mulchen220
San Javier Etapa I	Térmica	01-03-2020	23.8	Constituci066
San Javier Etapa II	Térmica	01-05-2020	23.8	Constituci066
San Pedro	Hidráulica	01-04-2024	170.0	Ciruelos220
Sarco	Eólica	01-11-2019	168.8	Maitencil220
Solar Acacia 1	Solar	01-11-2019	2.8	Malloa154
Solar Almeyda	Solar	01-01-2020	52.0	DAlmagro110
Solar Andes IIA	Solar	01-03-2020	80.0	Andes220
Solar Atacama 2	Solar	01-05-2020	150.0	Lagunas220
Solar Bellavista 1	Solar	01-11-2019	9.0	Lagunas220
Solar Berilio	Solar	01-11-2019	3.0	Polpaico220
Solar Caimi	Solar	01-11-2019	0.2	LVegas110
Solar Calle Larga	Solar	01-11-2019	3.0	Polpaico220
Solar Campos de Sol	Solar	31-05-2021	400.0	CPinto220
Solar Candelaria	Solar	01-02-2020	3.0	Graneros066
Solar Cardones	Solar	01-09-2020	35.0	Maitencil110
Solar Cintac	Solar	01-11-2019	2.5	Chena110
Solar Citrino	Solar	01-11-2019	2.8	Chena110
Solar Crucero	Solar	01-11-2019	2.8	Rapel220
Solar Darlin	Solar	01-01-2020	9.0	Paine154
Solar Don Mariano	Solar	01-11-2019	2.8	SFernando154
Solar Eclipse	Solar	01-11-2019	9.0	AMelipill220
Solar El Litro 2	Solar	01-12-2019	9.0	Florida110
Solar Esperanza 2	Solar	01-11-2019	9.0	Rapel220
Solar Granja	Solar	01-11-2019	105.0	Lagunas220
Solar Guadalao	Solar	01-03-2020	3.0	Rapel220
Solar Kaufmann	Solar	01-11-2019	1.0	Batuco110
Solar La Estancia	Solar	01-11-2019	3.0	Rapel220
Solar La Ligua	Solar	01-11-2019	3.0	LVilos220
Solar La Manga	Solar	01-11-2019	2.9	Chillan154
Solar Las Chacras	Solar	01-11-2019	3.0	Rapel220
Solar Las Lechuzas	Solar	01-11-2019	3.0	Chillan154
Solar Las Mercedes 1	Solar	01-11-2019	3.0	Graneros066
Solar Las Rojas	Solar	01-12-2019	3.0	PAzucar110
Solar Lemu	Solar	01-11-2019	5.0	SJavier066
Solar Llanos del Potroso	Solar	01-01-2020	9.0	PAzucar110
Solar Lo Miranda	Solar	01-11-2019	6.0	Rancagua154
Solar Los Girasoles	Solar	01-11-2019	3.0	CNavia110
Solar Los Perales 1	Solar	01-11-2019	2.0	Quillota220

Solar Los Perales 2	Solar	01-12-2019	1.0	Quillota220
Solar Maitén	Solar	01-11-2019	3.0	Parral154
Solar Nuevo Quillagua	Solar	01-06-2020	100.0	Lagunas220
Solar Paraguay	Solar	01-11-2019	9.0	Itahue154
Solar Pepa 1	Solar	31-01-2020	9.0	Miraflore110
Solar Pilpilén	Solar	01-11-2019	2.7	Rapel220
Solar Placilla	Solar	01-11-2019	9.0	ASanta110
Solar Población	Solar	01-11-2019	3.0	Rapel220
Solar Proyecto La Ligua	Solar	01-11-2019	3.0	LVilos220
Solar PSF El Salitral	Solar	01-10-2020	3.0	Punitaqui066
Solar Rauquén	Solar	01-11-2019	9.0	Teno154
Solar Rinconada	Solar	01-11-2019	8.0	SVicente154
Solar San Isidro	Solar	01-11-2019	3.0	Graneros066
Solar Santa Clara	Solar	01-11-2019	3.0	Ovalle066
Solar Santa Isabel I	Solar	01-11-2020	70.0	Lagunas220
Solar Tricahue	Solar	01-11-2019	9.0	Graneros066
Solar Usya	Solar	01-03-2020	52.4	Calama100
Solar UTFSM San Joaquín	Solar	01-04-2021	0.1	Ochagavia110
Solar UTFSM Valparaíso	Solar	01-04-2021	0.1	Miraflore110
Solar UTFSM Valparaíso Valdés	Solar	01-04-2021	0.1	Miraflore110
Solar UTFSM Viña Del Mar	Solar	01-04-2021	0.5	Miraflore110
Solar UTFSM Vitacura	Solar	01-11-2019	0.1	Almendros110
Solar Villa Cruz	Solar	01-11-2019	3.0	SJavier066
Solar Villa Cruz 7	Solar	01-11-2019	3.0	SJavier066
Solar Villa Prat V	Solar	01-02-2020	3.0	PAzucar110
Solar Villa Seca	Solar	01-11-2019	3.0	Linares154
Solar Vituco 2B	Solar	01-11-2019	3.0	Malloa154
Teno Gas50	Térmica	01-11-2019	40.0	Teno154
Trupán	Hidráulica	01-01-2021	20.0	Charrua154
TOTAL			4208	

Tabla 4.- Fechas de puesta en servicio de centrales.

j) Además considera las fechas de puesta en servicio de la Nueva Línea SE Los Changos - Kimal 2x500kV a partir del 01 de enero de 2020.

k) Además, considera el retiro de servicio de la central térmica Tarapacá (CTTAR) a partir del 01 de enero de 2020.

3 RESULTADOS

a) Generación mensual por tipo de aporte.

Los siguientes gráficos muestran la generación mensual (en GWh) de las centrales del SEN agrupadas de acuerdo al tipo de aporte (centrales hidroeléctricas, eólicas, solares y térmicas).

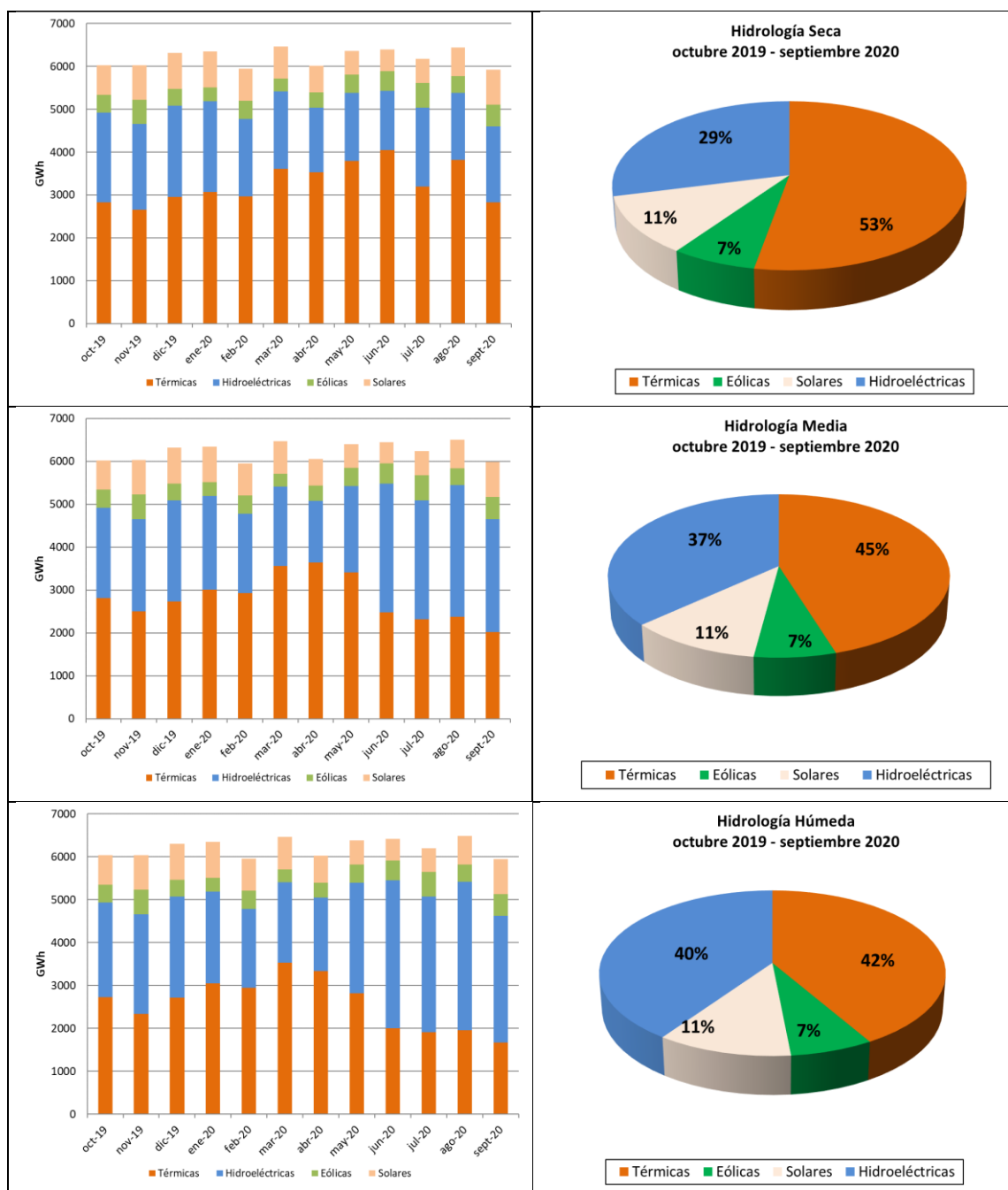


Figura 1.- Generación mensual y participación por hidrología.

b) Trayectoria de cotas finales mensuales.

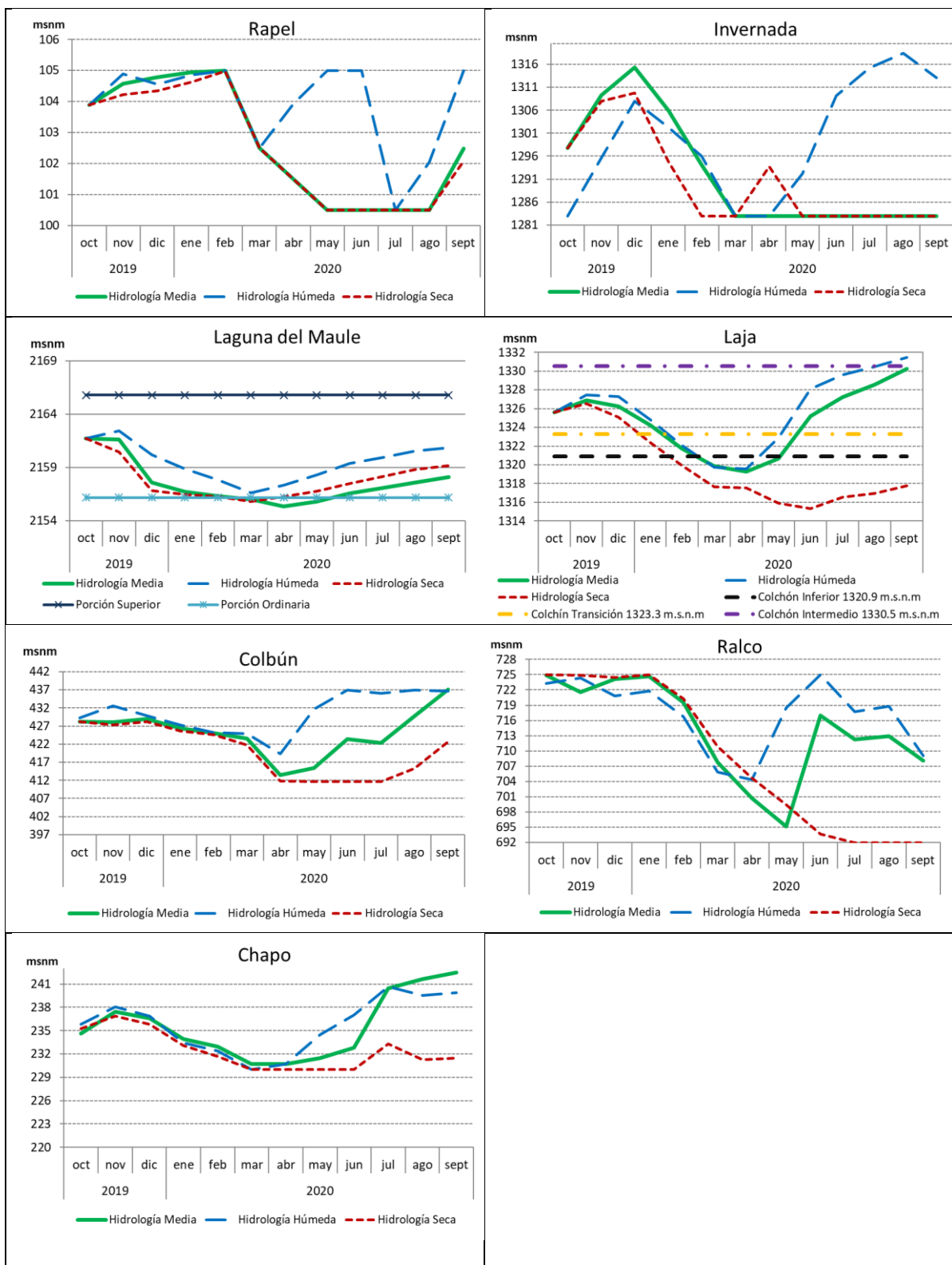


Figura 2.- Trayectoria de cotas Embalses del SEN.

c) Energía embalsada total en el SEN.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la energía total embalsada en el SEN para el período comprendido entre octubre 2019 – septiembre 2020. Se consideran los tres escenarios hidrológicos mencionados en los antecedentes, que representan los casos de hidrología seca, media y húmeda.

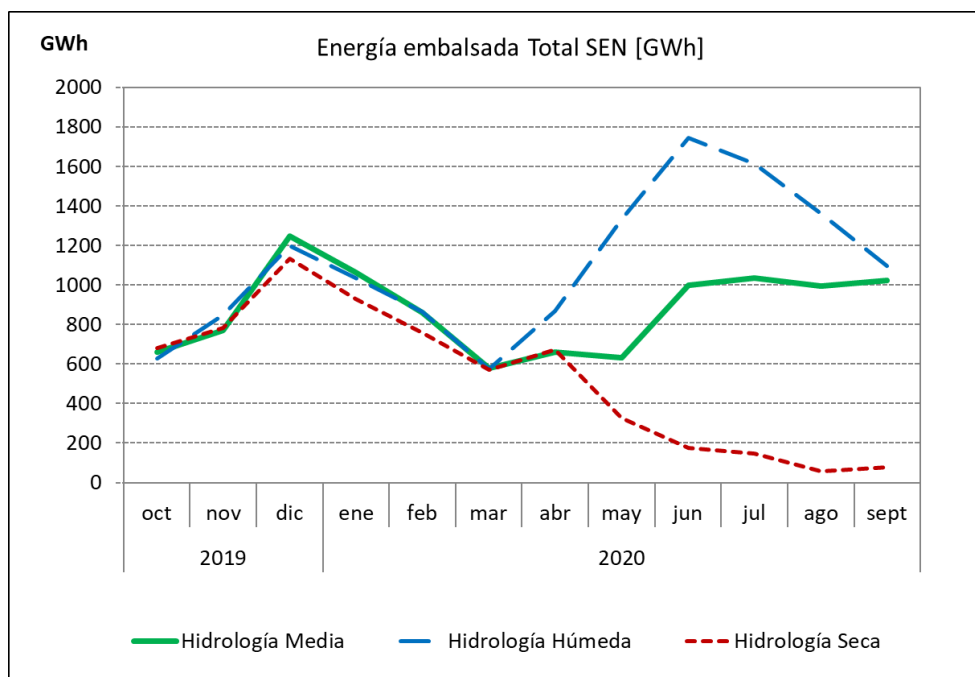
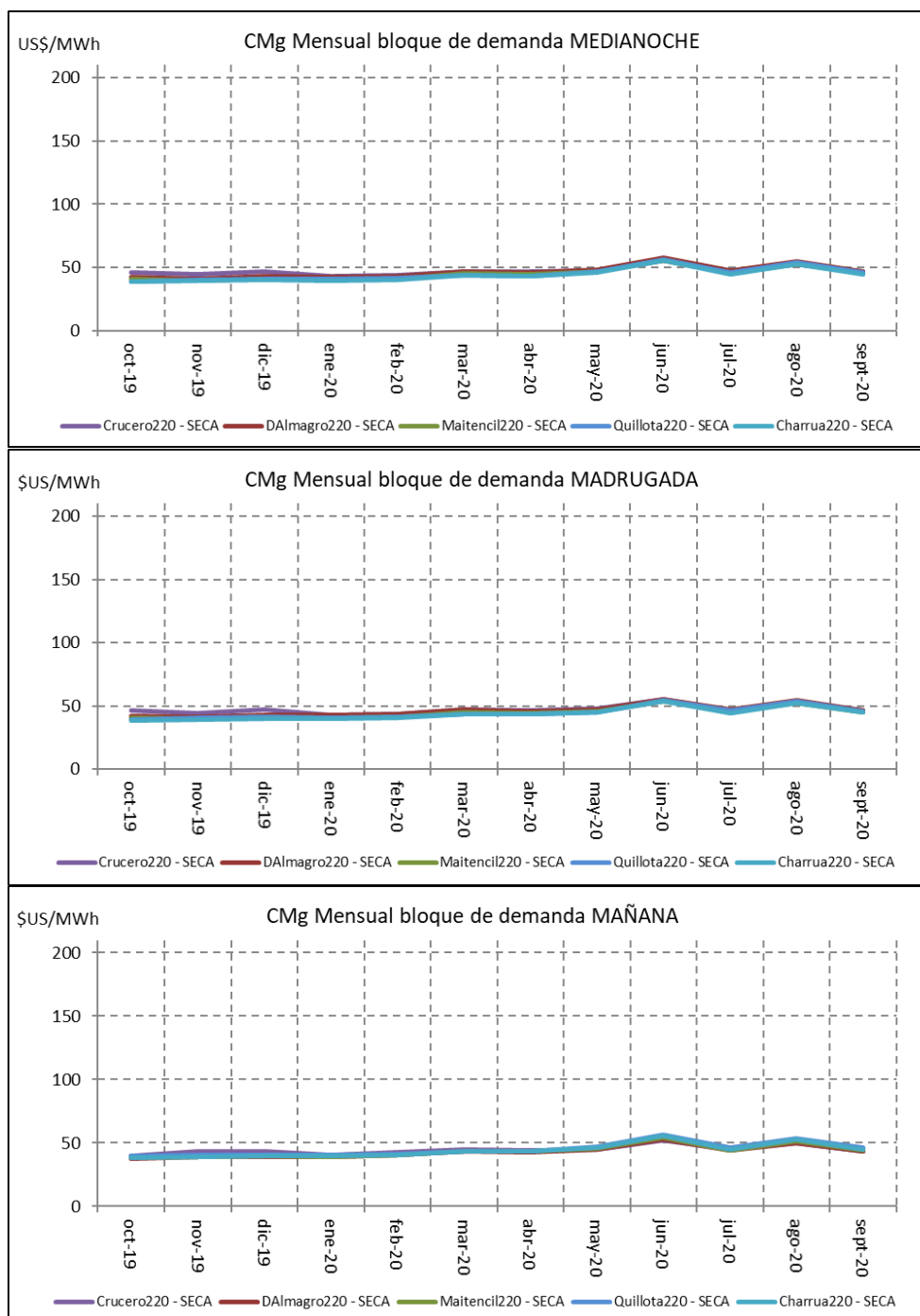


Figura 3.- Energía total embalsada en el SEN.

d) Costo marginal mensual por bloques.

Los siguientes gráficos muestran los costos marginales por bloque en las barras Crucero 220kV, Diego de Almagro 220kV, Maitencillo 220kV, Quillota 220 kV y Charrúa 220kV, para condiciones hidrológicas seca, media y húmeda respectivamente, hasta septiembre de 2020.



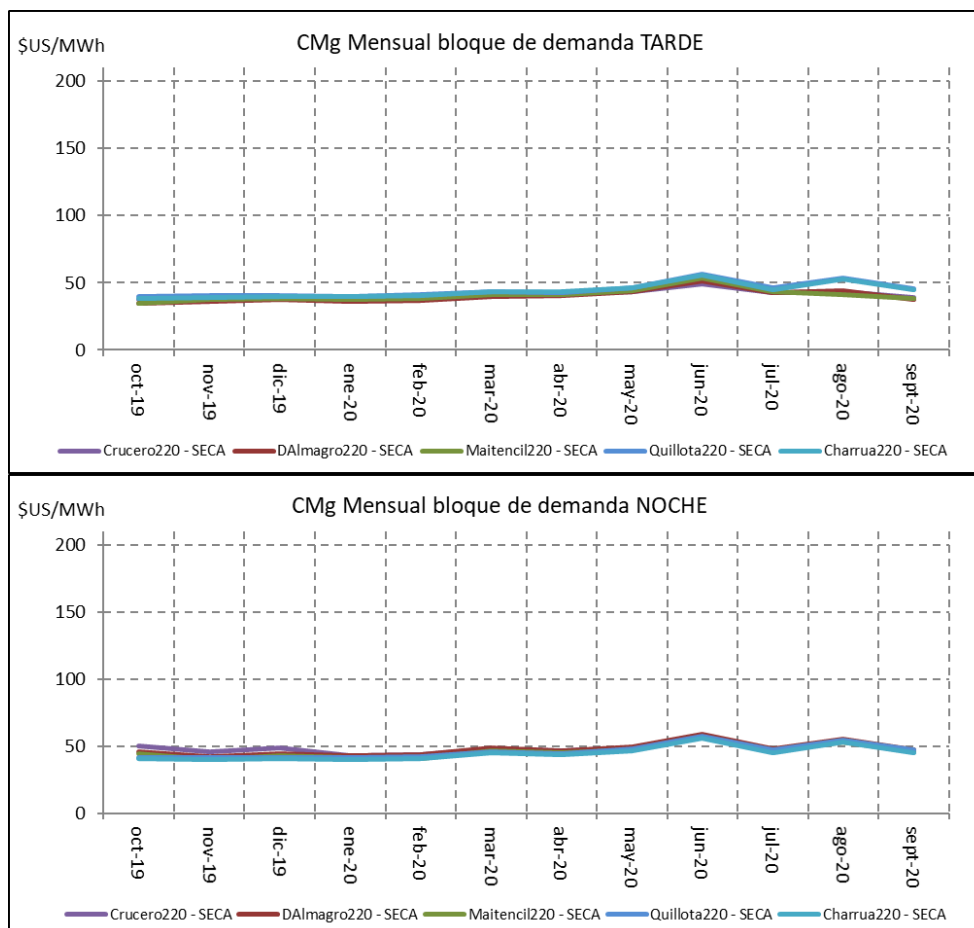
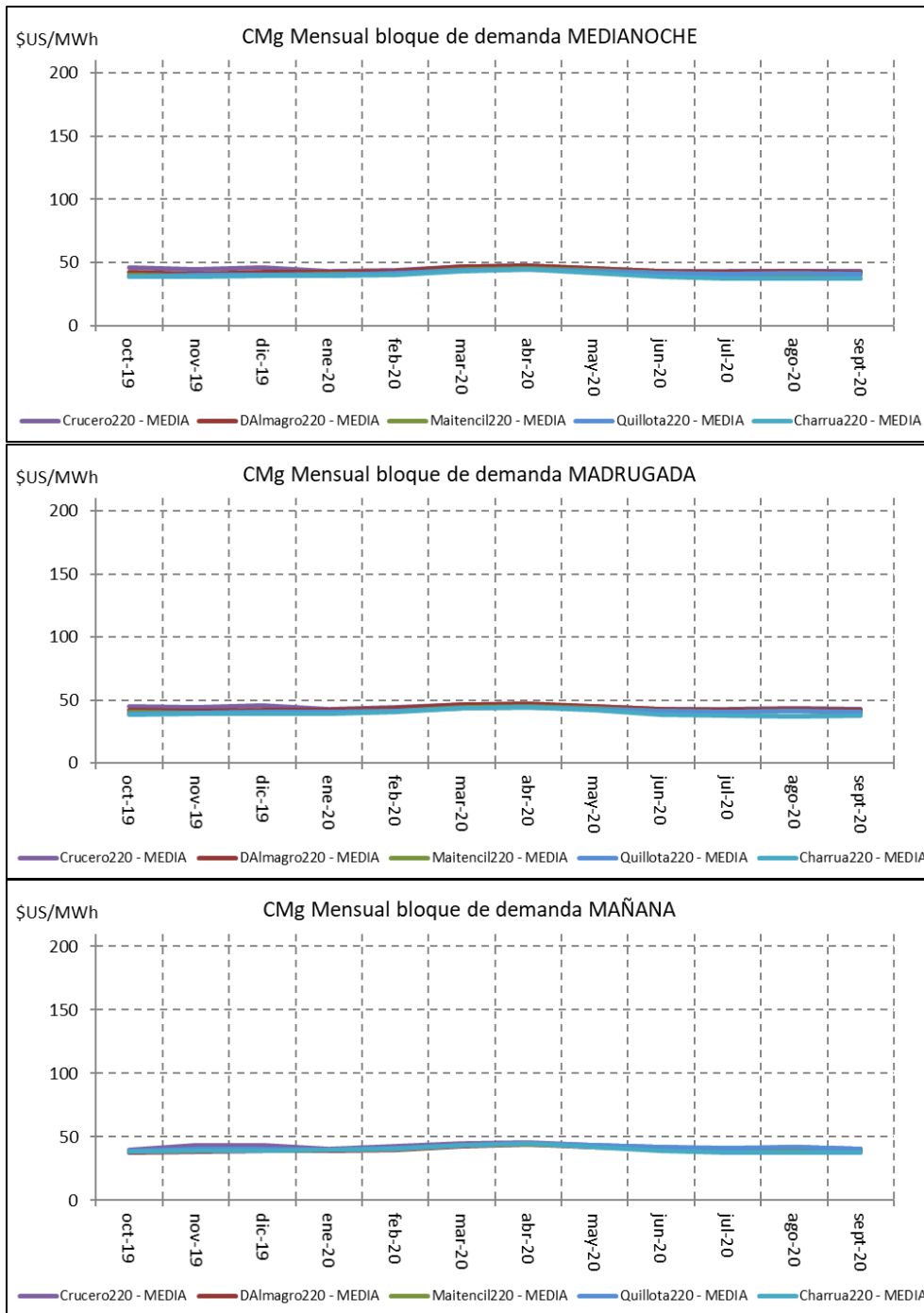


Figura 4.- Costo marginal en hidrología seca.



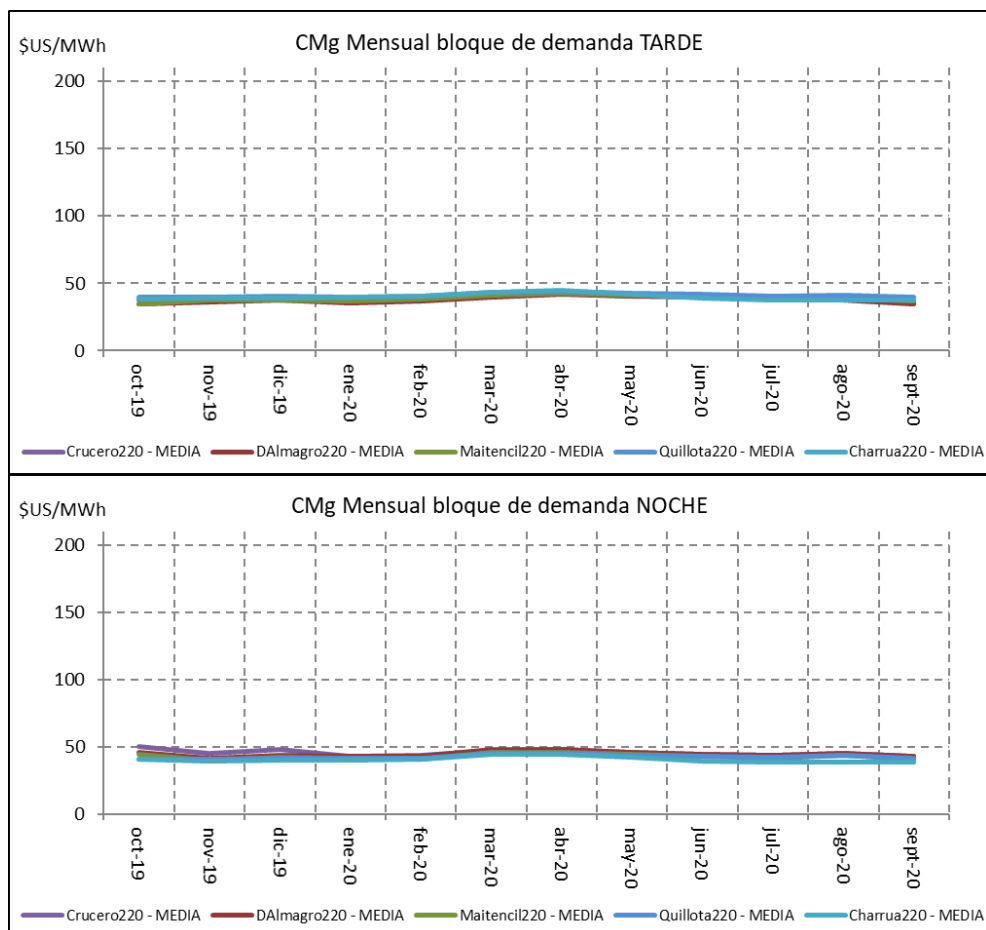
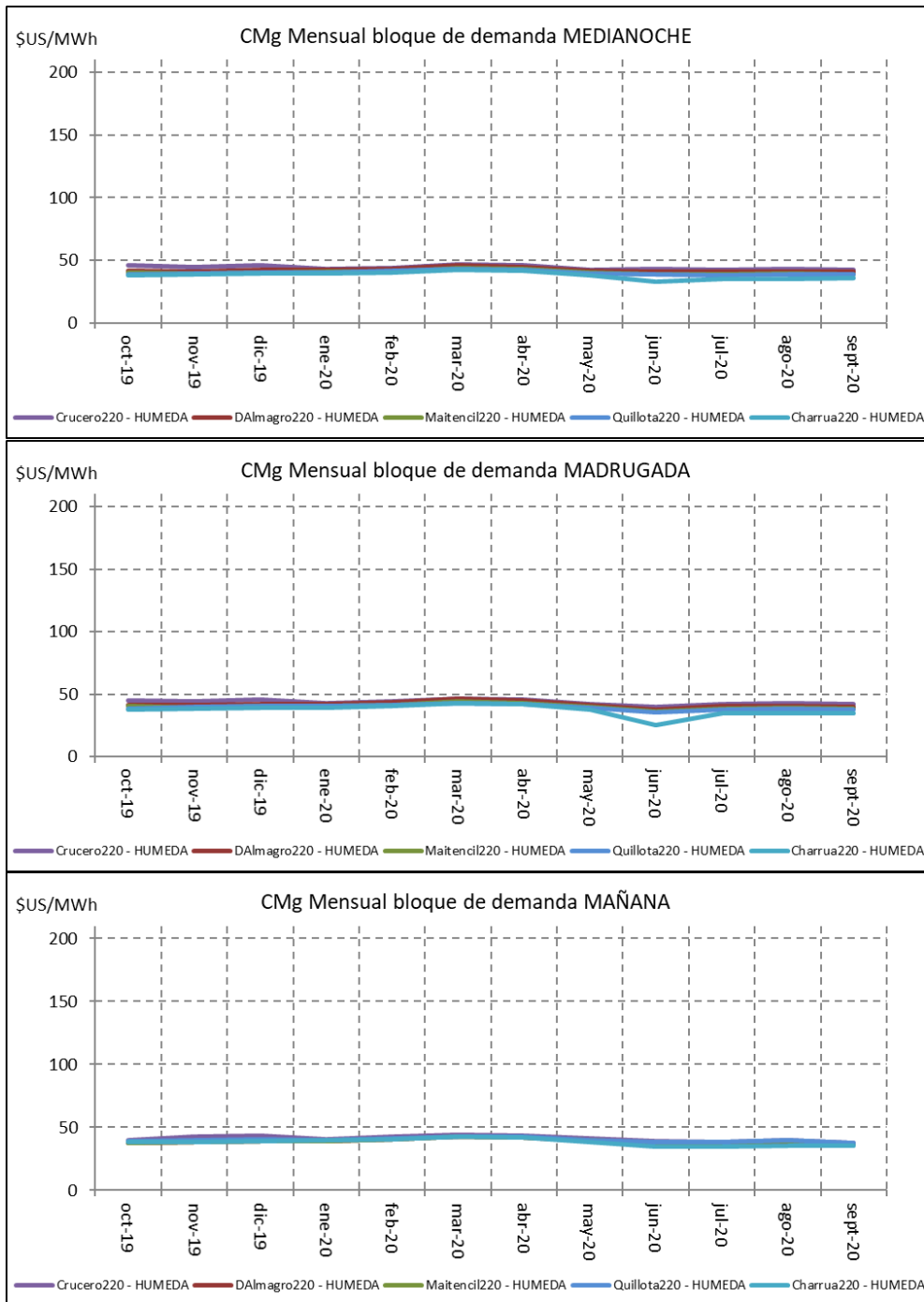


Figura 5.- Costo marginal en hidrología media.



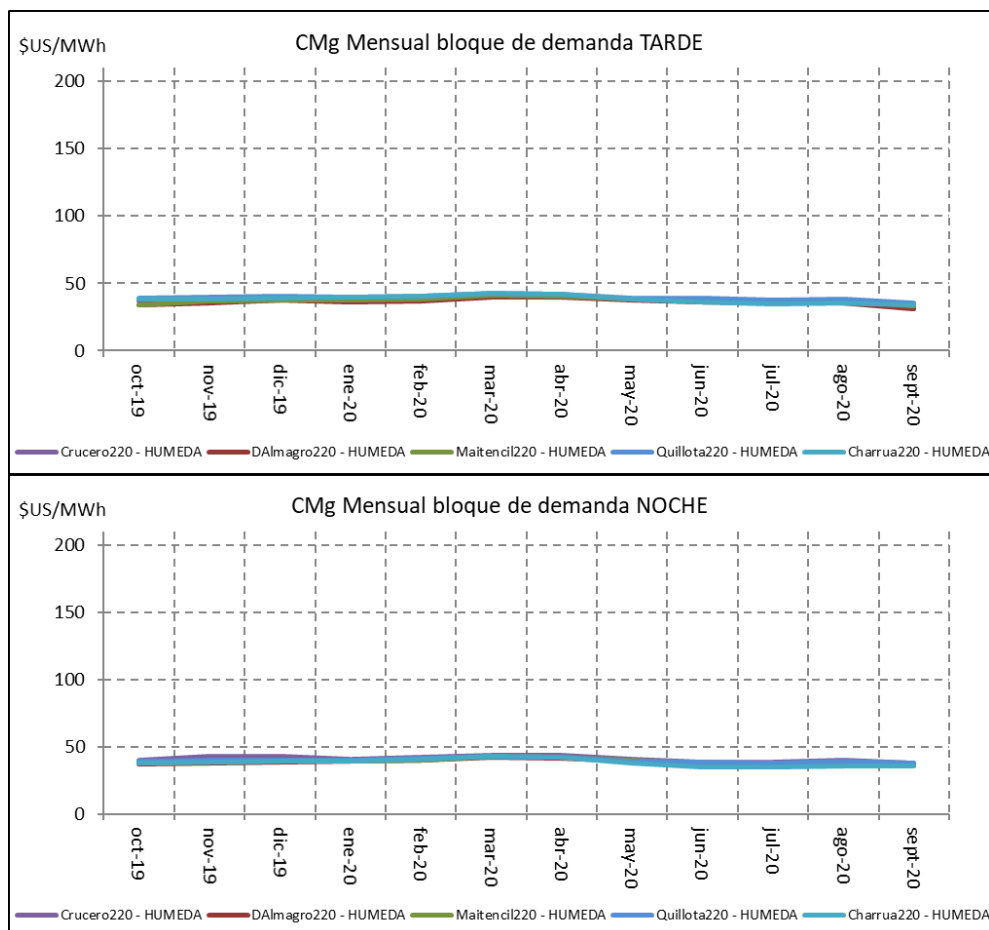
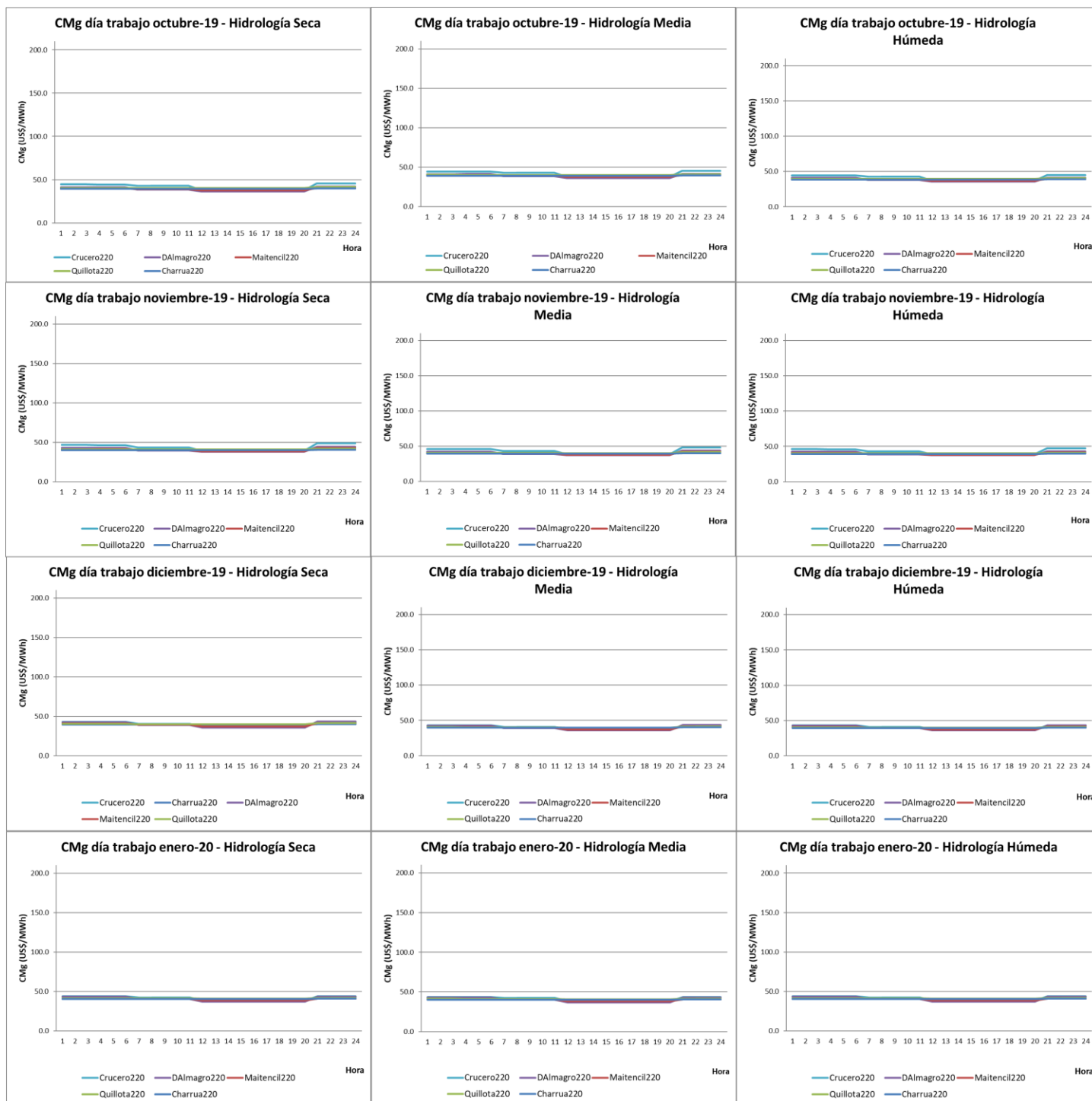
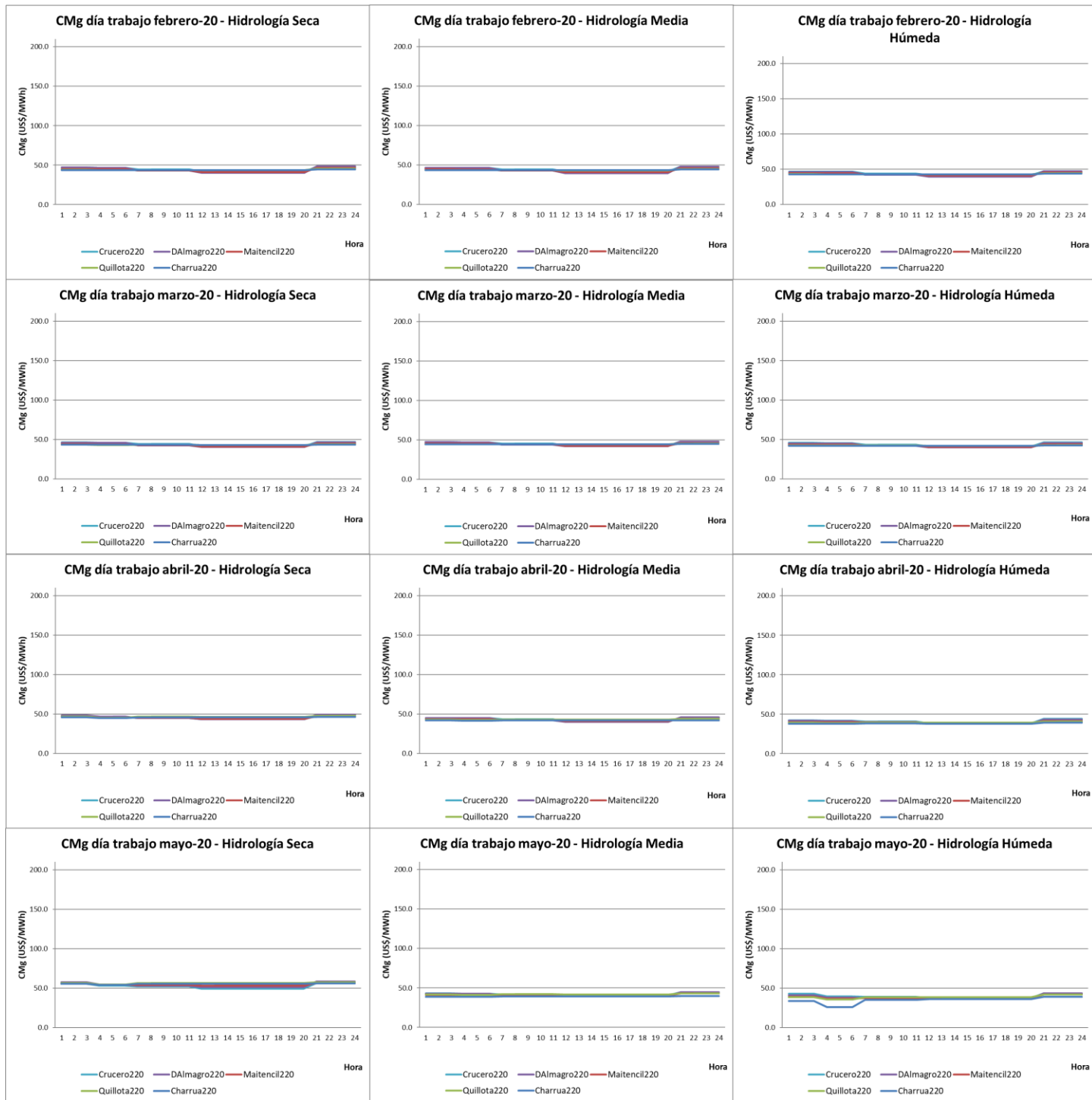


Figura 6.- Costo marginal en hidrología húmeda.

e) Costos marginales proyectados para día tipo trabajo.

Se han incluido los gráficos de costos marginales proyectados para días tipo trabajo, para las tres condiciones hidrológicas estudiadas, hasta septiembre de 2020.





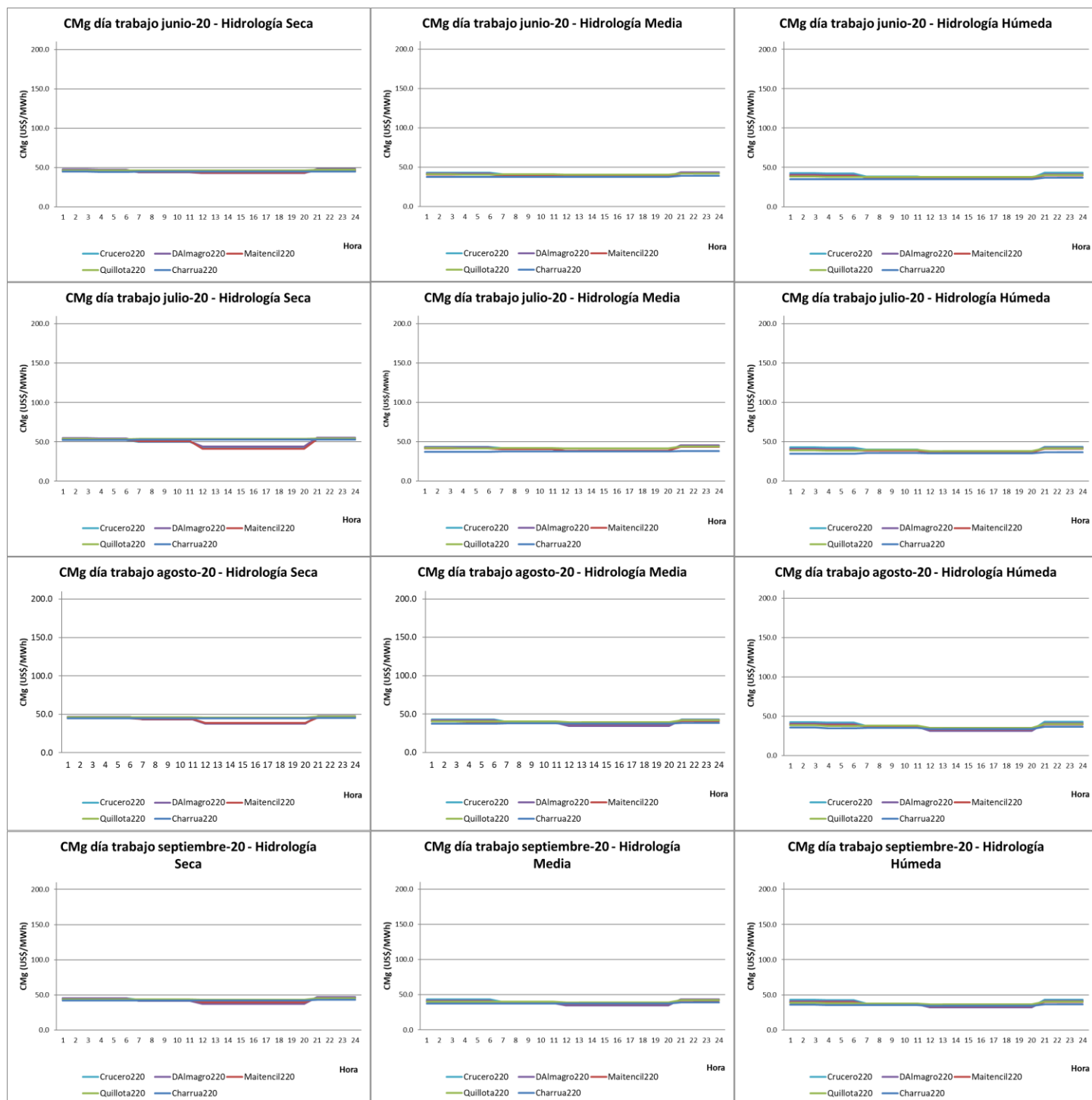


Figura 7.- Costos marginales proyectados para días tipo trabajo, hasta septiembre de 2020.

4 COMENTARIOS FINALES

Respecto al suministro por tipo de tecnología, se obtiene que para la hidrología seca (90% de probabilidad de excedencia) las centrales termoeléctricas abastecerían un 53% de los consumos en el período de 12 meses, en tanto que en la condición húmeda (20% de probabilidad de excedencia) el aporte de las centrales térmicas sería de 42%.

En cuanto a la energía embalsada al final del período de 12 meses, en el caso de hidrología seca se obtiene un monto de aproximadamente 75 GWh, cuya utilización dependerá de las restricciones de riego que existan. Asimismo, para hidrología húmeda la energía embalsada estaría en torno a un valor de 1100 GWh al final de los 12 meses estudiados.

Durante el período de deshielo, la reducción de hidrologías diferenciada para cada cuenca produce un cambio en el comportamiento esperado de la energía embalsada, resultando mayor para la hidrología media que para la hidrología húmeda. Lo anterior se produce porque no existe uniformidad espacial en los resultados del pronóstico de deshielo. Al terminar el período de deshielo, el comportamiento del sistema vuelve a presentar mayor energía total embalsada para la hidrología húmeda.

Finalmente, los resultados del estudio muestran que no existen problemas de abastecimiento en el sistema para las tres condiciones hidrológicas analizadas.