COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

INFORME GO-SEN Nº 25/2019

ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PERÍODO SEPTIEMBRE 2019 – FEBRERO 2020

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Septiembre 2019

Estudio de Seguridad de Abastecimiento período septiembre 2019 – febrero 2020

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	16-09-2019	Informe final	Felipe Valdés González	Ernesto Huber Sergio Díaz Juan M. Donoso

TABLA DE CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN 3

2 ANTECEDENTES 3

3 RESULTADOS 9

4 COMENTARIOS FINALES 11

5 ANEXOS 12

ANEXO 1: Resultados de caso base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4 y caso5 13

ANEXO 2: Acuerdo de operación Embalse Laja 2017-2018 38

ANEXO 3: Trayectoria de cotas embalse Colbún para restitución de riego 41

ANEXO 4: Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo 43

ANEXO 5: Restricciones de cota mínima embalse Rapel 46

ANEXO 6: Carta Ministerio de Energía N° 130/2017 51

1 INTRODUCCIÓN

El siguiente informe resume los antecedentes utilizados y los resultados obtenidos del estudio de seguridad de abastecimiento de acuerdo al artículo 6° del DS 97/2008, que mensualmente prepara la Gerencia de Operación, correspondiente al período septiembre de 2019 - febrero de 2020.

El objetivo es estudiar la situación de abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en los siguientes 6 meses, bajo las condiciones hidrológicas más desfavorables durante el primer año del horizonte de estudio y suponiendo indisponibilidades de unidades generadoras de gran tamaño.

2 ANTECEDENTES

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

a. La estadística de caudales considerada corresponde a la de los últimos 58 años hidrológicos utilizados en el proceso de programación. Para el período octubre-2019 a marzo-2020 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo a los resultados del pronóstico de deshielo adelantado a principios de septiembre. De esta manera, los caudales afluentes en el período de deshielo corresponden a los determinados en este último sistema de pronóstico. Además, para septiembre-2019 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo a los datos entregados por el Sistema de Pronóstico de Caudales.

b. La disponibilidad de gas natural en base a GNL y GNA corresponde a la utilizada en las bases de la programación del 1 de septiembre de 2019. La disponibilidad de GNL y GNA para el periodo septiembre 2019 – agosto 2020 se resume en las siguientes tablas:

Disponibilidad Mensual GNL Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla U16	Mejillones 3	Kelar	Gas Atacama	Taltal 1 y 2
sept-19	68%	15%	40%	2%	0%
oct-19	18%	38%	24%	0%	0%
nov-19	0%	83%	28%	0%	0%
dic-19	48%	23%	29%	0%	0%
ene-20	66%	0%	68%	0%	0%
feb-20	72%	0%	87%	0%	0%
mar-20	66%	0%	82%	0%	0%
abr-20	78%	12%	88%	0%	0%
may-20	96%	24%	100%	0%	0%
jun-20	54%	0%	98%	0%	0%
jul-20	52%	0%	60%	0%	0%
ago-20	52%	0%	58%	0%	0%

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Sur SEN								
Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
sept-19	100%	74%	4%	19%	11%	100%	100%	5%
oct-19	60%	44%	0%	0%	8%	100%	48%	0%
nov-19	31%	100%	0%	0%	0%	100%	0%	0%
dic-19	30%	100%	0%	2%	0%	100%	0%	0%
ene-20	98%	100%	0%	77%	0%	100%	100%	0%
feb-20	100%	100%	0%	79%	0%	100%	100%	0%
mar-20	100%	100%	0%	83%	0%	100%	100%	0%
abr-20	100%	100%	7%	78%	0%	97%	100%	35%
may-20	23%	100%	0%	4%	0%	18%	100%	0%
jun-20	100%	100%	0%	0%	0%	11%	73%	0%
jul-20	100%	100%	0%	0%	0%	11%	73%	0%
ago-20	100%	100%	0%	0%	0%	11%	73%	0%

c. Se consideran distintos escenarios durante el horizonte de estudio, los cuales se detallan a continuación:

- Caso Base: Tasa de crecimiento de las ventas del Sistema Eléctrico Nacional 3.0%. Considera a las centrales del complejo Nehuenco indisponibles para operar con petróleo diésel hasta el 31 de marzo de 2021, debido a restricciones medioambientales.
- Caso 1: Caso Base, considerando adicionalmente indisponible la central Nueva Renca entre el 1 de octubre de 2019 y el 31 de marzo de 2020.
- Caso 2: Incluye el caso 1, considerando adicionalmente indisponible la central Nehuenco 1 entre el 1 de octubre de 2019 y el 31 de marzo de 2020.
- Caso 3: Incluye el caso 2, considerando adicionalmente indisponible la central Bocamina 2 entre el 1 de octubre de 2019 y el 31 de marzo de 2020.
- Caso 4: Análogo al caso 3, considerando adicionalmente una disponibilidad de 25% de diésel (6 horas al día) para los motores. Esta energía se utilizará sólo en los bloques de punta. Las centrales limitadas son las siguientes:

Centrales			
Calle Calle	Esperanza TG1	Loma los Colorados 2	San Lorenzo U-3
Cenizas	Esperanza DS1	Placilla	Constitución Elek
Chiloé	Esperanza DS2	San Gregorio	Quellón 2
Chuyaca	Las Vegas	Teno	Quintay
Colihues	Linares	Termopacífico	Degañ
Con Con	Loma los Colorados 1	Trapén	

- Caso 5: Análogo al caso base, considerando adicionalmente una indisponibilidad en el suministro de GNL a los complejos: San Isidro y Quintero de Enel; Nehuenco y Candelaria de Colbún; además de la central Nueva Renca de Generadora Metropolitana. El suministro de GNL se interrumpe durante la primera semana de octubre y de noviembre de 2019 y la última semana de enero y de febrero de 2020. En estos períodos las centrales mencionadas quedan disponibles con un 25% de petróleo diésel, excepto la central Quintero de Enel. (Caso solicitado por el Ministerio de Energía en carta N° 130 del 29 de marzo de 2017 (Anexo 5)). Las centrales del complejo Nehuenco se habilitan para operar con petróleo diésel en este caso, mientras existe indisponibilidad de GNL.

d. Para los casos antes mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1 de septiembre de 2019.
e. El modelo aplicado corresponde al utilizado en el proceso de programación de largo plazo denominado PLP, el cual incorpora el sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal, para lo cual se definen 5 bloques de consumo para las 48 semanas estudiadas. 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.
f. Se ha modelado el aporte de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas considerando la disponibilidad del recurso primario de energía en cada uno de los 5 bloques de la curva de duración semanal.
g. Los mantenimientos de centrales y líneas de transmisión considerados son los vigentes de acuerdo al programa de mantenimiento mayor del período julio 2019 – diciembre 2020, actualizado al 30 de agosto del 2019.
h. Los costos de combustibles de centrales térmicas son los considerados en el proceso de programación, correspondiente a la última semana de agosto de 2019.
i. Se han utilizado las siguientes cotas iniciales, correspondientes a las 00:00 horas del 1 de septiembre de 2019.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1321.04
Embalse Colbún	415.48
Laguna del Maule	2161.03
Embalse Ralco	714.75
Lago Chapo	235.39
Embalse Rapel	102.54
Laguna La Invernada	1293.14

j. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1 de septiembre de 2019. Cabe señalar que la colocación de las centrales considera el abastecimiento de energía en cada bloque de la curva de duración.
k. En el estudio se considera el Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que complementa el convenio del año 1958, según lo informado por Enel Generación mediante su comunicación GC-N°0426 del 22 de noviembre de 2017, la cual se adjunta en Anexo 2.

l. Este estudio de seguridad considera las siguientes fechas de entrada en servicio de nuevas centrales:

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Aconcagua	Térmica	01-10-2019	40.6	Torquemada110
Alfalfal 2	Hidráulica	01-01-2021	264.0	Almendros220
Aurora	Eólica	01-10-2019	126.4	Rahue220
Bifurcada	Hidráulica	01-10-2019	0.2	Mulchen220
C.S. Cerro Dominador	Solar	01-10-2019	110.0	Encuentro220
Cabildo	Solar	01-10-2019	3.0	Polpaico220
Cipresillos	Hidráulica	01-10-2019	9.0	Sauzal110_BP2
Combarbalá	Térmica	01-11-2019	71.4	Ovalle066
Cumbres	Hidráulica	01-10-2019	14.9	Rahue220
Digua	Hidráulica	01-01-2020	20.0	Ancoa220
Doñihue	Solar	01-07-2020	7.5	Rancagua066
El Brinco	Hidráulica	01-10-2019	0.2	Mulchen220
El Maitén	Eólica	01-10-2019	9.0	Chillan154
El Manzano	Solar	01-10-2019	2.4	Graneros066
El Pinar	Hidráulica	01-10-2019	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 Arrebol	Eólica	01-10-2019	9.0	Horcones066
Eólica El Nogal	Eólica	01-10-2019	9.0	Mulchen220
Eólica Lebu II	Eólica	01-10-2019	3.5	Horcones066
Eólica Tolpán Sur	Eólica	01-07-2020	84.0	Mulchen220
Hidromocho	Hidráulica	01-06-2020	15.0	Rahue220
Hidropalmar	Hidráulica	01-10-2019	13.0	Rahue220
La Flor	Eólica	01-10-2019	32.4	Concepcio154
Las Codornices	Solar	01-10-2019	3.0	Parral154
Las Lajas	Hidráulica	01-01-2021	267.0	Florida110
Las Nieves	Hidráulica	01-10-2019	6.5	Cautin220
Las Perdices	Solar	01-10-2019	3.0	Talca066
Llanos Blancos	Térmica	01-05-2020	150.0	PAzucar220
Lo Sierra	Solar	01-10-2019	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	01-11-2019	95.2	Donhector220
Pilar Los Amarillos	Solar	01-10-2019	3.0	DAlmagro110
Prime Los Cóndores	Térmica	01-11-2019	90.9	LVilos220
RLA	Solar	01-10-2019	2.7	AMelipill220
San Gabriel	Eólica	01-10-2019	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	01-10-2019	168.8	Maitencil220
Solar Acacia 1	Solar	01-10-2019	2.8	Malloa154
Solar Almeyda	Solar	01-01-2020	52.0	DAlmagro110

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Andes IIA	Solar	01-03-2020	80.0	Andes220
Solar Ariztía	Solar	01-10-2019	2.8	Nogales220
Solar Atacama 2	Solar	01-05-2020	150.0	Lagunas220
Solar Berilio	Solar	01-10-2019	3.0	Polpaico220
Solar Caimi	Solar	01-10-2019	0.2	LVegas110
Solar Calle Larga	Solar	01-10-2019	3.0	Polpaico220
Solar Candelaria	Solar	01-02-2020	3.0	Graneros066
Solar Canesa 1	Solar	01-10-2019	3.0	Punitaqui066
Solar Cardones	Solar	01-09-2020	35.0	Maitencil110
Solar Chalinga	Solar	01-10-2019	3.0	Ovalle066
Solar Cintac	Solar	01-10-2019	2.5	Chena110
Solar Citrino	Solar	01-10-2019	2.8	Chena110
Solar Crucero	Solar	01-10-2019	2.8	Rapel220
Solar Cruz I	Solar	01-10-2019	3.0	LVegas110
Solar Darlin	Solar	01-01-2020	9.0	Paine154
Solar Don Mariano	Solar	01-10-2019	2.8	SFernando154
Solar Eclipse	Solar	01-10-2019	9.0	AMelipill220
Solar El Litre 2	Solar	01-12-2019	9.0	Florida110
Solar Esperanza 2	Solar	01-10-2019	9.0	Rapel220
Solar Granja	Solar	01-11-2019	105.0	Lagunas220
Solar Illapel 5	Solar	01-10-2019	3.0	Punitaqui066
Solar Jaururo	Solar	01-10-2019	3.0	LVilos220
Solar Kaufmann	Solar	01-10-2019	1.0	Batuco110
Solar La Estancia	Solar	01-10-2019	3.0	Rapel220
Solar La Ligua	Solar	01-10-2019	3.0	LVilos220
Solar La Manga	Solar	01-10-2019	2.9	Chillan154
Solar Las Chacras	Solar	01-10-2019	3.0	Rapel220
Solar Las Lechuzas	Solar	01-10-2019	3.0	Chillan154
Solar Las Mercedes 1	Solar	01-11-2019	3.0	Graneros066
Solar Laurel	Solar	01-10-2019	7.5	AMelipill220
Solar Lo Miranda	Solar	01-10-2019	6.0	Rancagua154
Solar Los Perales 1	Solar	01-10-2019	2.0	Quillota220
Solar Los Perales 2	Solar	01-12-2019	1.0	Quillota220
Solar Maitén	Solar	01-10-2019	3.0	Parral154
Solar Marchigüe 7	Solar	01-10-2019	3.0	Rapel220
Solar Montt	Solar	01-10-2019	3.0	LVilos220
Solar Paraguay	Solar	01-10-2019	9.0	Itahue154
Solar Pedreros	Solar	01-10-2019	3.0	ASanta220
Solar Pepa 1	Solar	31-01-2020	9.0	Miraflore110
Solar Pilpilen	Solar	01-10-2019	2.7	Rapel220
Solar Placilla	Solar	01-10-2019	9.0	ASanta110
Solar Población	Solar	01-10-2019	3.0	Rapel220
Solar PSF El Salitral	Solar	01-10-2020	3.0	Punitaqui066
Solar Ranguil	Solar	01-10-2019	2.8	Itahue154
Solar Rauquen	Solar	01-11-2019	9.0	Teno154
Solar Rinconada	Solar	01-10-2019	8.0	SVicente154
Solar San Isidro	Solar	01-10-2019	3.0	Graneros066
Solar Santa Adriana	Solar	01-10-2019	3.0	AMelipill220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Santa Clara	Solar	01-10-2019	3.0	Ovalle066
Solar Santa Isabel I	Solar	01-11-2020	70.0	Lagunas220
Solar Talca	Solar	01-10-2019	9.0	Itahue154
Solar Tricahue	Solar	01-10-2019	9.0	Graneros066
Solar Tucúquere	Solar	01-10-2019	3.0	ASanta220
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	01-10-2019	0.1	Almendros110
Solar Villa Cruz	Solar	01-10-2019	3.0	SJavier066
Solar Villa Seca	Solar	01-10-2019	3.0	Linares154
Solar Vituco 2B	Solar	01-10-2019	3.0	Malloa154
Teno Gas50	Térmica	01-10-2019	40.0	Teno154
Trupán	Hidráulica	01-01-2021	20.0	Charrua154
TOTAL			**3800**	

m. También considera las fechas de puesta en servicio de la Nueva Línea SE Los Changos - Kimal 2x500kV a partir del 01 de enero de 2020.
n. Además, considera el retiro de servicio de la central térmica Tarapacá (CTTAR) a partir del 01 de enero de 2020.
o. Adicionalmente, en las bases del estudio se han considerado los cambios topológicos correspondientes a la alternativa de conexión de la central Los Vientos directamente a la subestación Cerro Navia 110 [KV].
p. Se ha considerado que las unidades de la central Quintero no están disponibles para generar con diésel, según lo informado por su propietario en carta GC-N°109 de fecha 27 de agosto de 2014.
q. El presente estudio considera la disponibilidad de GNL para el terminal de Quintero actualizada a la última semana de agosto de 2019 y declarada según Norma Técnica GNL de 2016 para el proceso de programación.
r. Para el embalse Colbún, se ha considerado la restricción de cotas informada en la temporada 2019-2020, según lo indicado por Colbún mediante su comunicación GMC N°400/2019 del 21 de agosto de 2019 (Anexo 3). Para el Lago Chapo, se han utilizado las restricciones de cota informadas por su propietario para el período 2018-2019 mediante la carta GMC N° 466/2018 del 08 de octubre de 2018 (Anexo 4).
s. Adicionalmente, para el embalse Rapel se ha considerado las restricciones de cota mínima indicadas por Enel Generación mediante su comunicación GC-N°0383 del 02 de agosto de 2019 y posteriormente en su carta GC-N°0414 del 20 de agosto de 2019. Ambas se adjuntan en el Anexo 5

3 RESULTADOS

El cuadro siguiente muestra que no existe déficit de energías mensuales para los escenarios estudiados, los que consideran las 5 condiciones hidrológicas más secas de la estadística.

- Energías de déficit:

	Energía de Déficit [GWh]													
	Hidrología	sept-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	Total
Caso Base	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	07-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
Caso 1	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	07-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
Caso 2	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	07-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
Caso 3	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	07-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
Caso 4	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	07-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
Caso 5	68-69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	98-99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	07-08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	96-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**
	62-63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**0.0**

Adicionalmente, se muestra el consumo de petróleo para cada caso, (considerando la hidrología del año 68-69), como promedio diario en cada mes.

	Consumo Petróleo [m3/dia]						
	Hidrología	sept-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20
Caso Base	68-69	-	1	7	11	19	22
Caso 1	68-69	-	1	7	11	19	22
Caso 2	68-69	-	1	7	11	19	22
Caso 3	68-69	-	1	7	11	19	22
Caso 4	68-69	-	1	7	11	19	22
Caso 5	68-69	-	1	7	11	19	22

Por otro lado, se muestra el consumo de petróleo para el caso 5, considerando las hidrologías más secas analizadas, como promedio diario en cada mes.

	Consumo Petróleo [m3/dia]						
	Hidrología	sept-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20
Caso 5	62-63	-	1	8	10	17	20
Caso 5	68-69	-	1	7	11	19	22
Caso 5	96-97	-	1	7	11	19	22
Caso 5	98-99	-	1	7	11	19	22
Caso 5	07-08	-	4	11	13	22	26

Cabe señalar que en el Anexo 1 se incluyen las trayectorias de cotas y energía embalsada, para los casos estudiados.

4 COMENTARIOS FINALES

Para los casos estudiados, a partir de las simulaciones realizadas, no se presenta déficit de suministro durante los próximos 6 meses del horizonte de estudio, para las condiciones hidrológicas descritas en los antecedentes.

No se observan mayores cambios en el consumo de diésel para los distintos casos analizados debido a la disponibilidad de recurso hídrico y la disminución de su incertidumbre a partir de los resultados del pronóstico de deshielo. Asimismo, la reducción de hidrologías diferenciada para cada cuenca produce un cambio en el comportamiento esperado de la energía embalsada debido a que no existe uniformidad espacial en los resultados del pronóstico de deshielo.

Respecto a la regulación de frecuencia en el SEN, las centrales de embalse que habitualmente entregan este servicio son Colbún, El Toro, Ralco y Pehuenche. Estas centrales presentan restricciones técnicas para cumplir con esta prestación bajo las cotas 418, 1310, 700 y 640.5 m.s.n.m, respectivamente. En todo caso, la regulación de frecuencia del sistema considera regulación distribuida con la participación de otras centrales, de modo que para el horizonte de simulación se ha supuesto que se mantienen los montos de reserva para control primario y secundario para los sistemas norte y centro sur considerados.

En un escenario en el que persistan condiciones secas, a partir de febrero de 2020, el sistema contaría con una reserva de energía de aproximadamente 1200 [GWh] como promedio. El detalle por hidrología de esta reserva (al final del mes de febrero 2020), se puede observar en la siguiente tabla:

		E[GWh]					
Año	**Mes**	Año 68-69	Año 98-99	Año 07-08	Año 96-97	Año 62-63	**Promedio**
2020	**Feb**	931	1239	1583	1326	1030	**1222**

Energía Total embalsada al final del mes

5 ANEXOS

1.- Resultados de casos base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4, y caso 5. Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales.

2.- Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958, Carta Enel Generación GC N°0415 del 17 de noviembre de 2017.

3.- Trayectoria de cotas embalse Colbun para restitución de riego periodo 2019-2020, Carta GMC N° 400/2019.

4.- Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.

5.- Restricciones de cota mínima embalse Rapel, cartas Enel Generación GC-N°0383 y GC-N°0414.

6.- Carta Ministerio de Energía N° 130/2017.

ANEXO 1

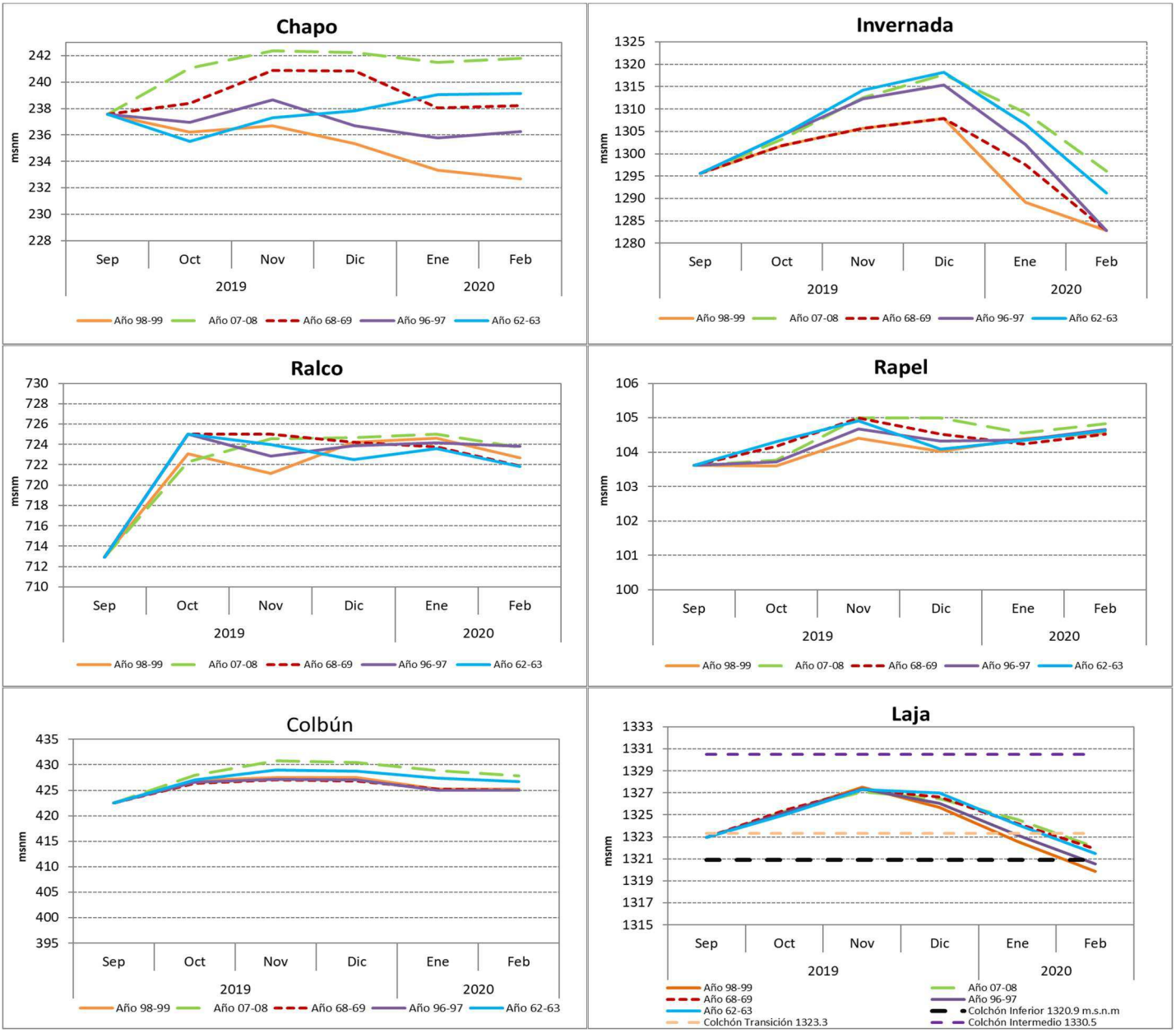
Resultados caso base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4 y caso 5.

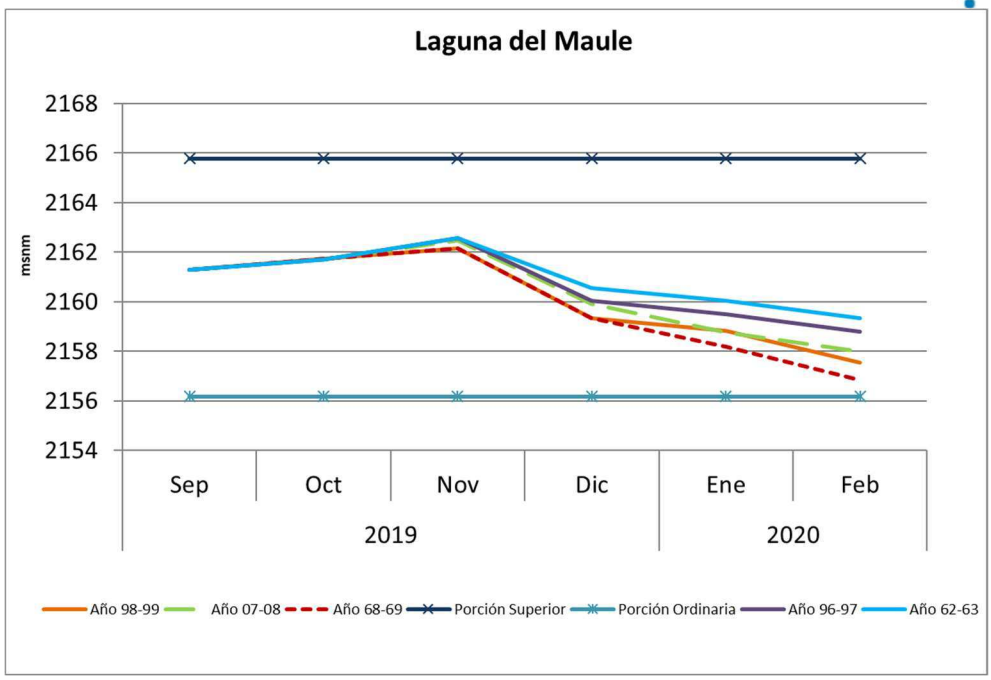
Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales

Los gráficos siguientes resumen los resultados generados a partir de los casos correspondientes para el primer semestre:

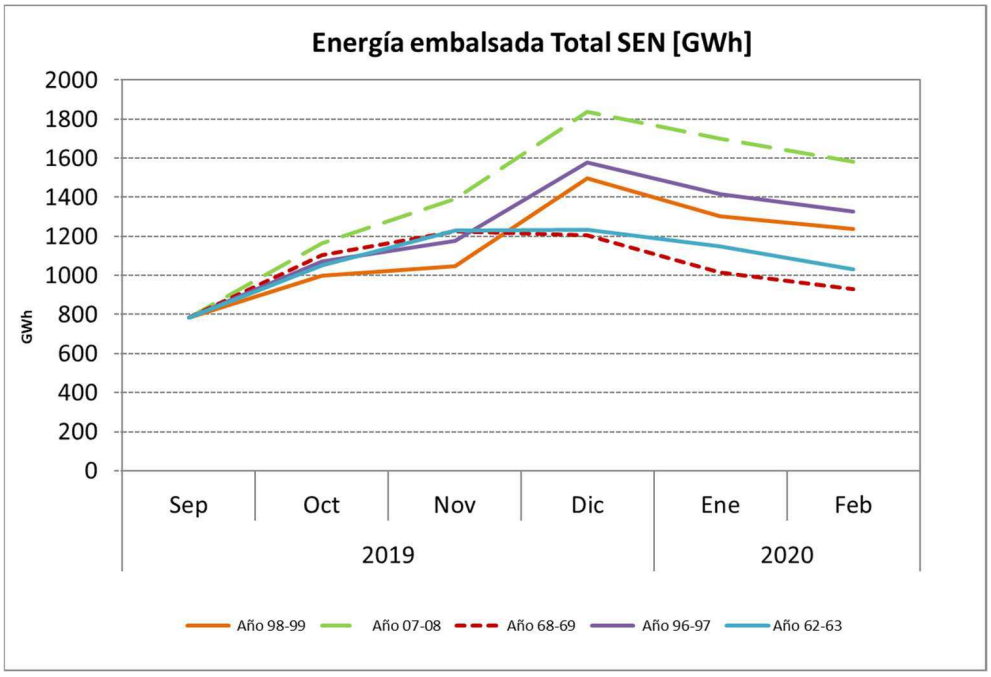
Caso base

i) Cotas finales mensuales





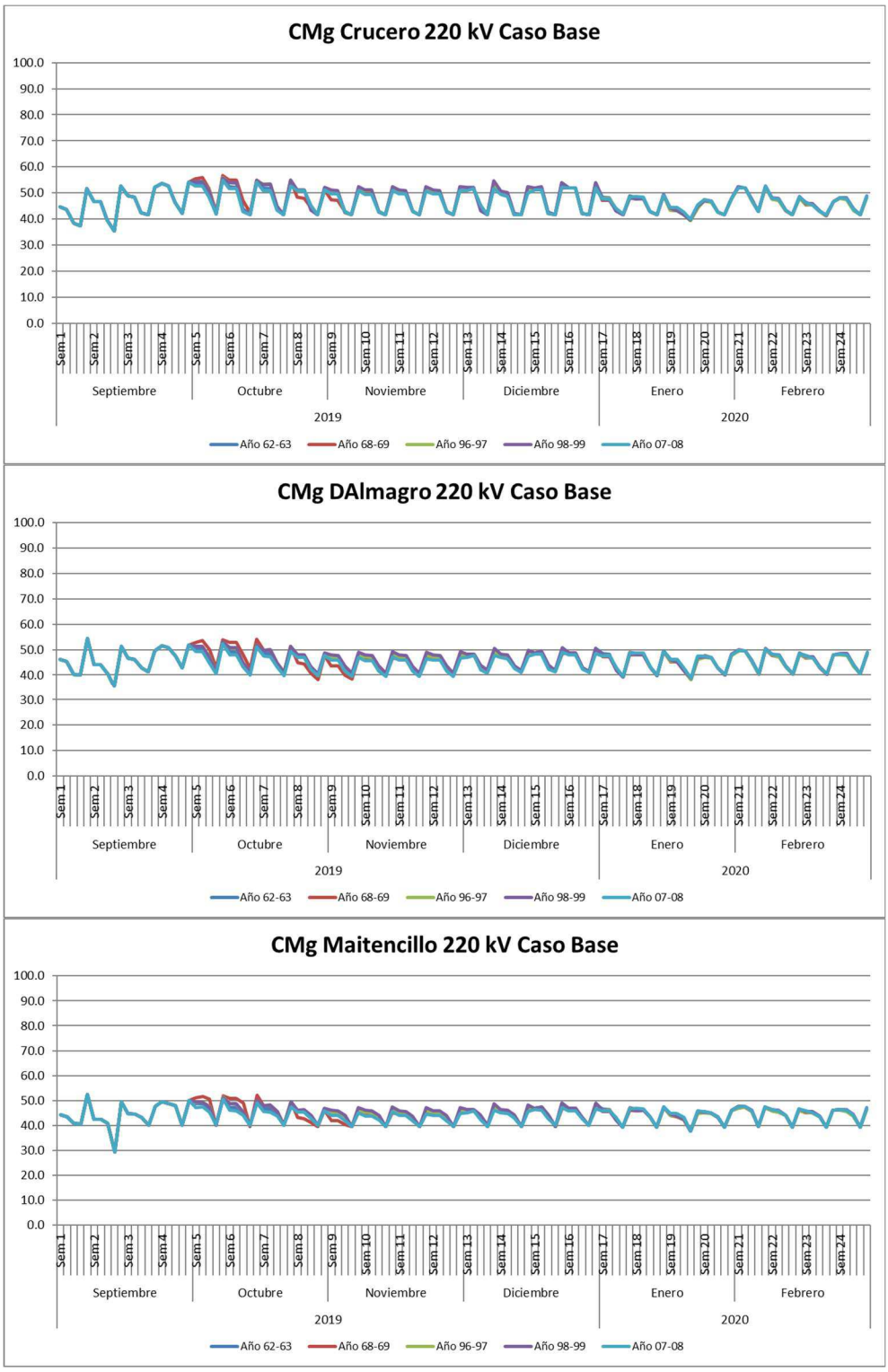
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base

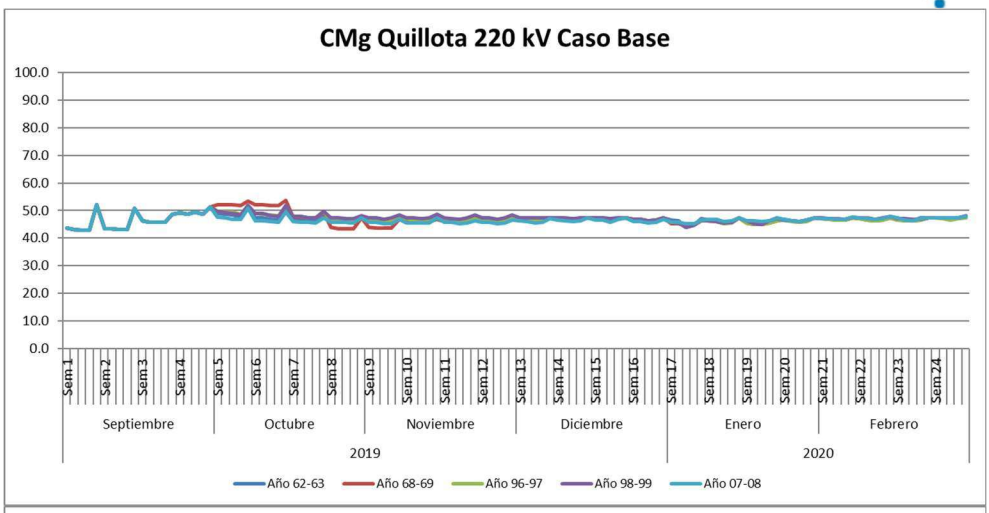


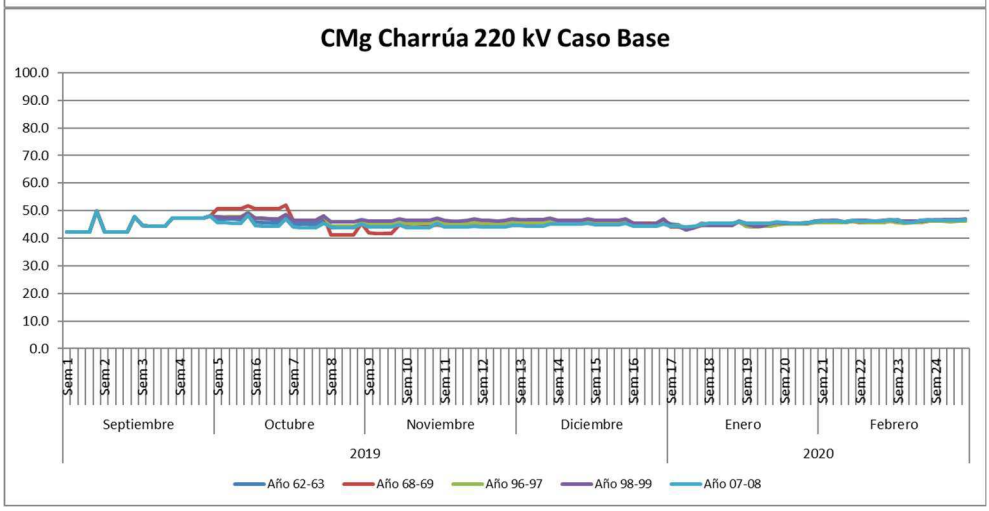
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

En el cálculo de la energía embalsada en el SEN se considera el agua acumulada en los embalses Chapo, Invernada, Colbún, Pangue, Melado, Ralco y Rapel. Además, se incluye la energía generable por el Laja dado el convenio de operación del año 2017 y se excluye en el cálculo a la Laguna del Maule debido a que el uso del agua es compartido entre generación y riego.

iii) Costos Marginales – Caso base

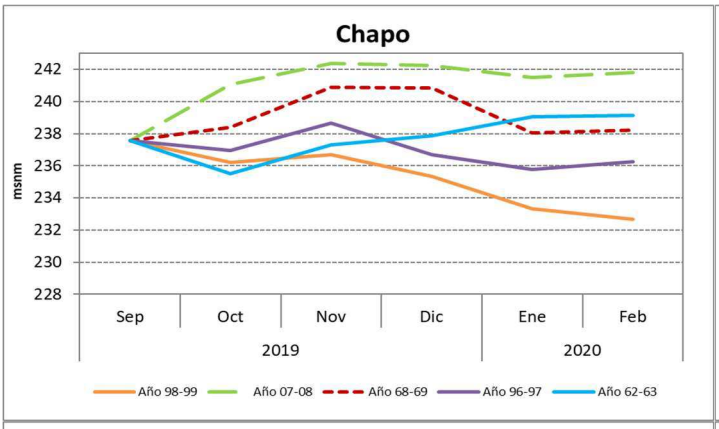


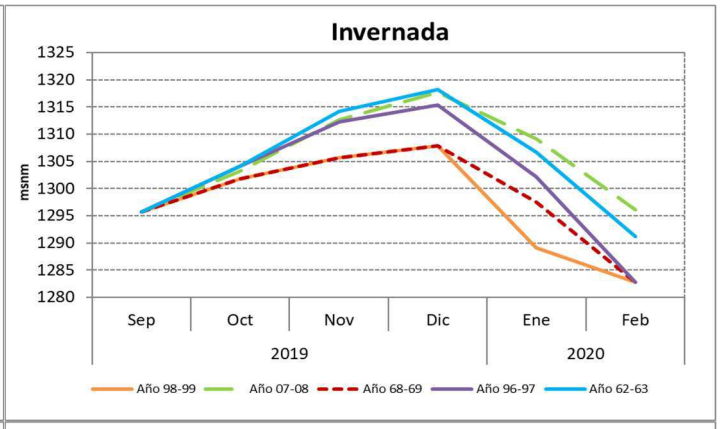

CMg Quillota 220 kV Caso Base
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

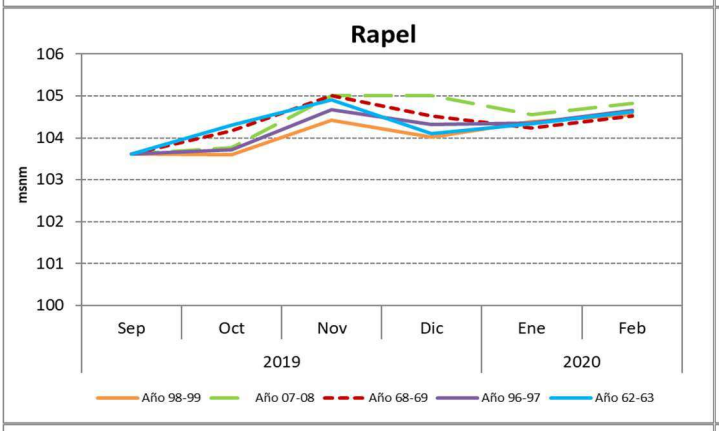

CMg Charrúa 220 kV Caso Base
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

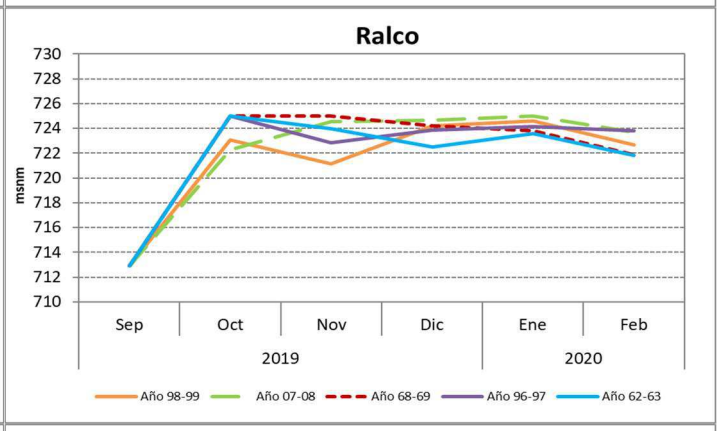
Caso 1

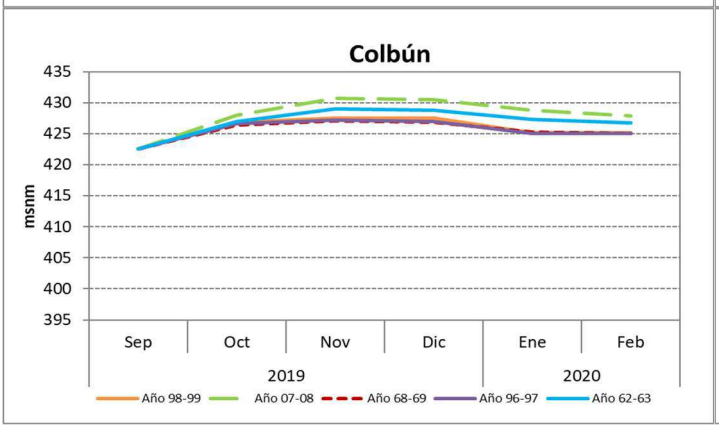
i) Cotas finales mensuales

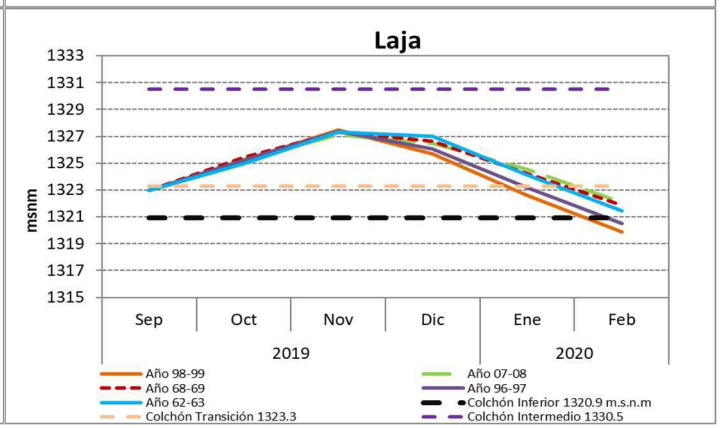


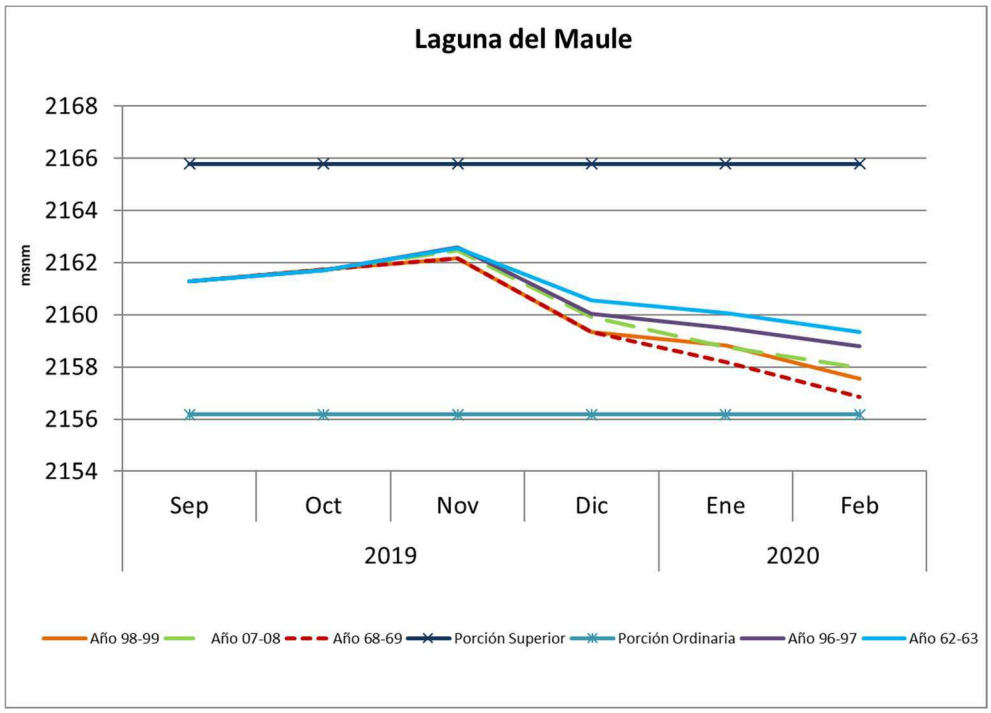




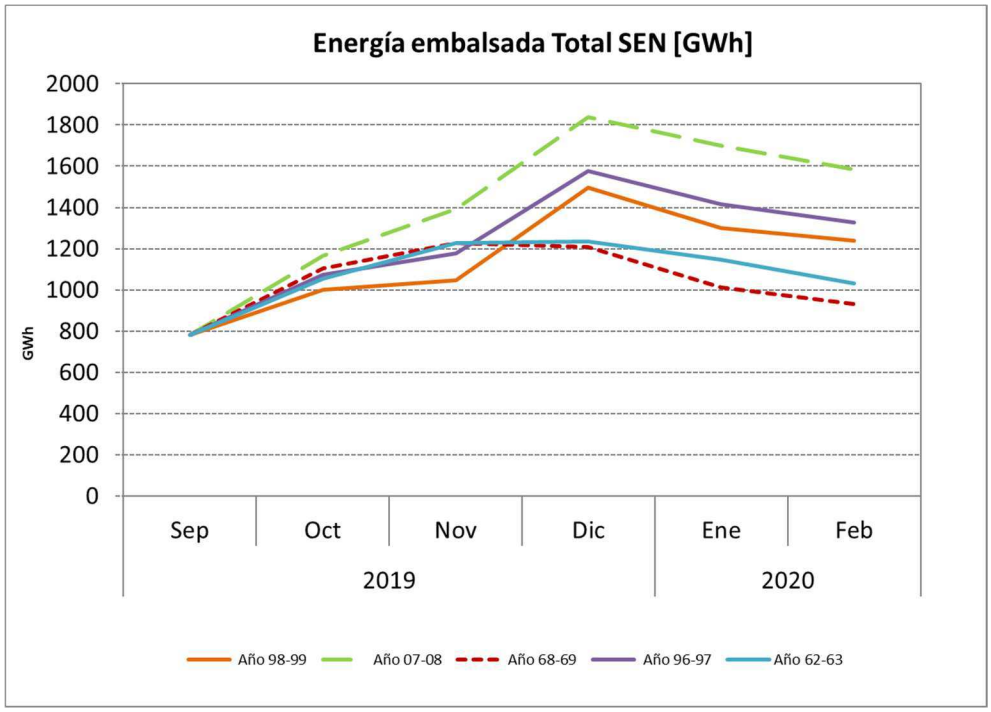






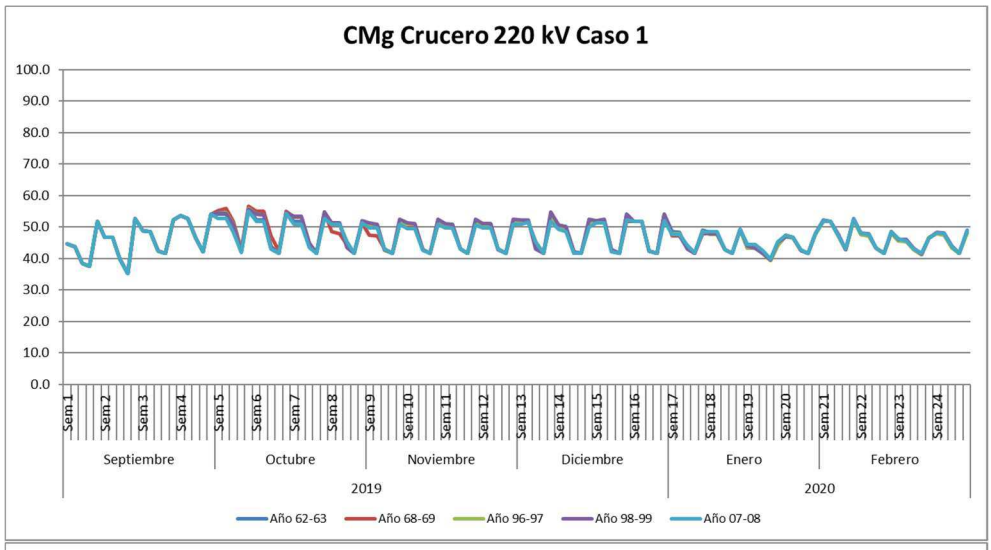


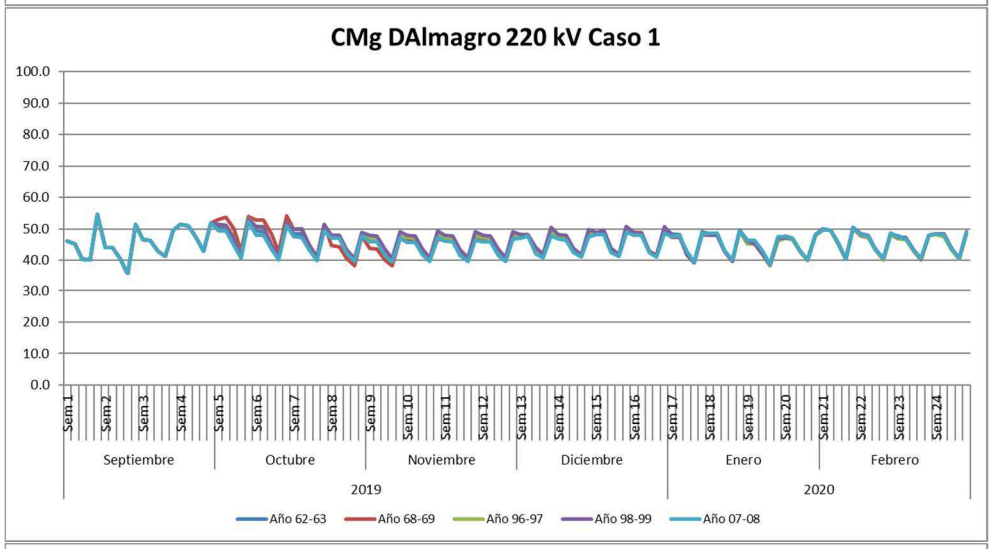
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 1

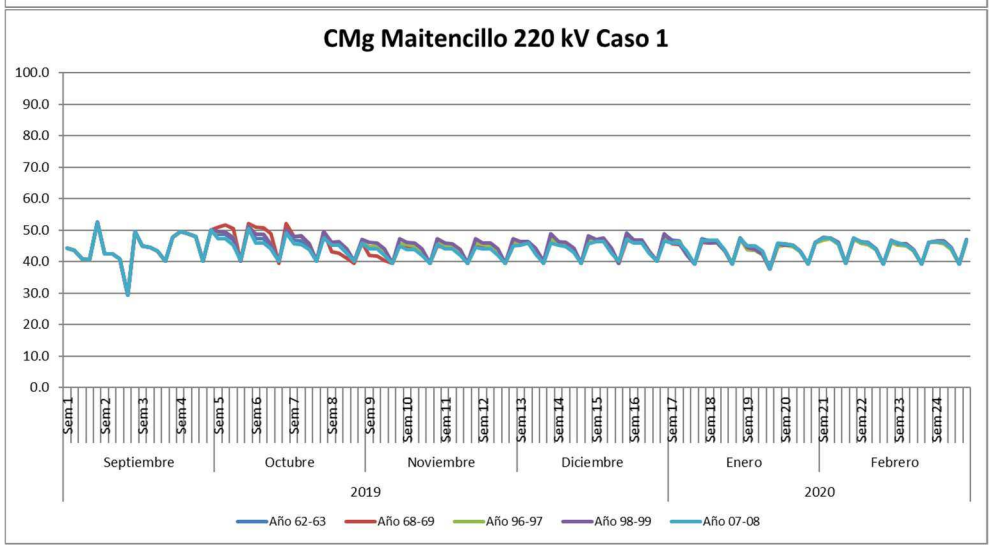


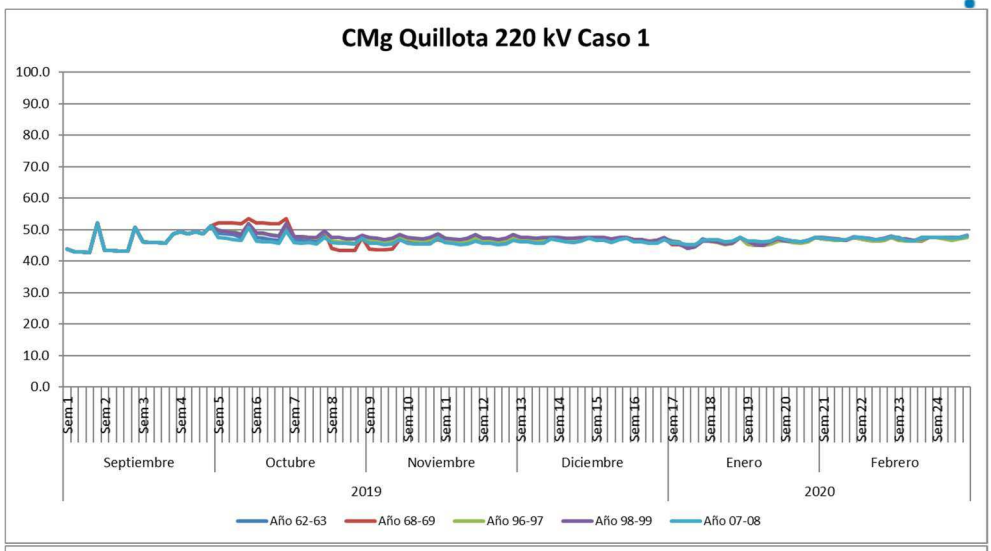
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

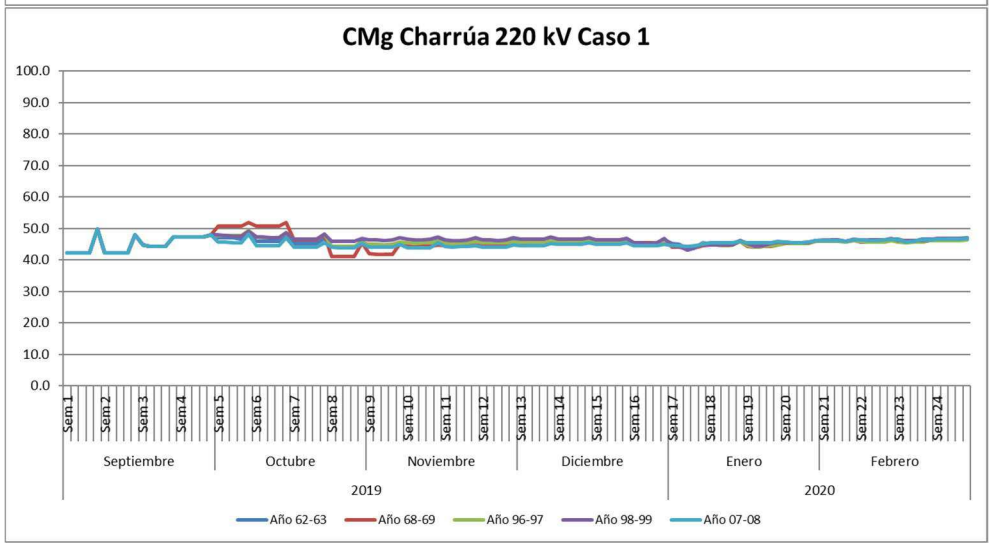
iii) Costos Marginales – Caso 1





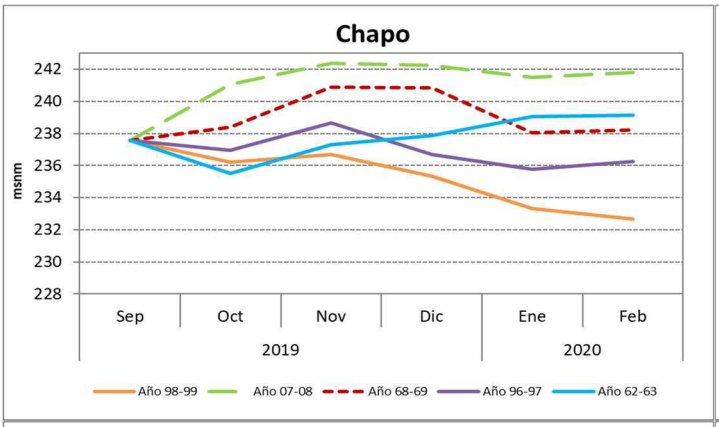


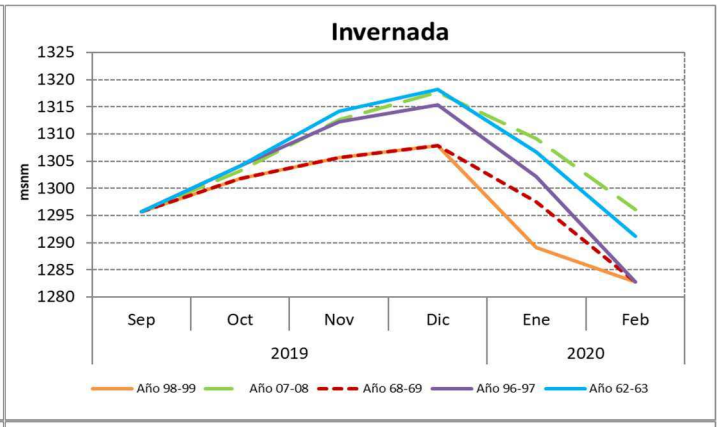

CMg Quillota 220 kV Caso 1
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

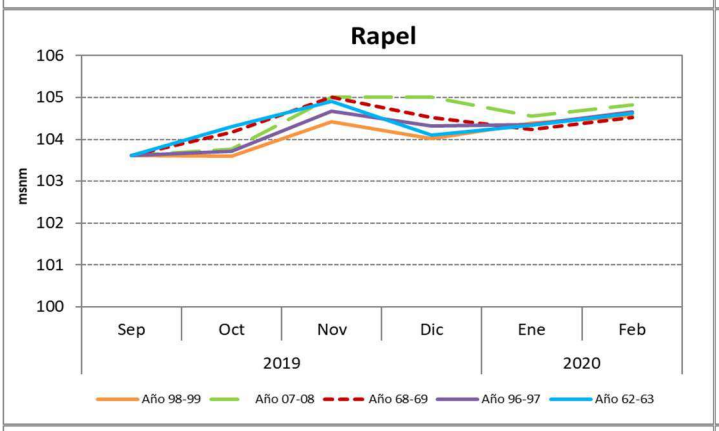

CMg Charrúa 220 kV Caso 1
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

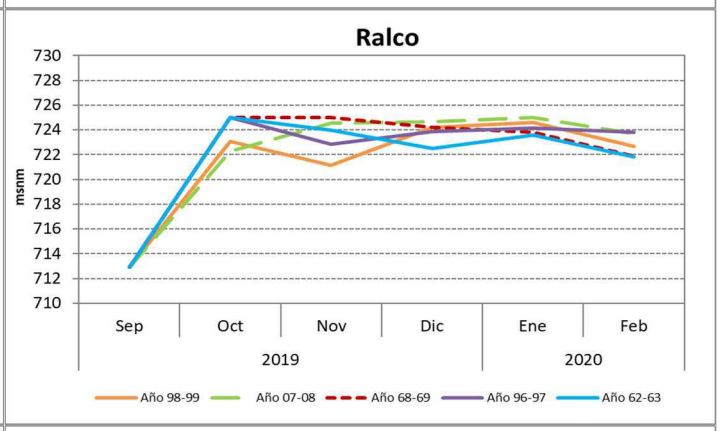
Caso 2

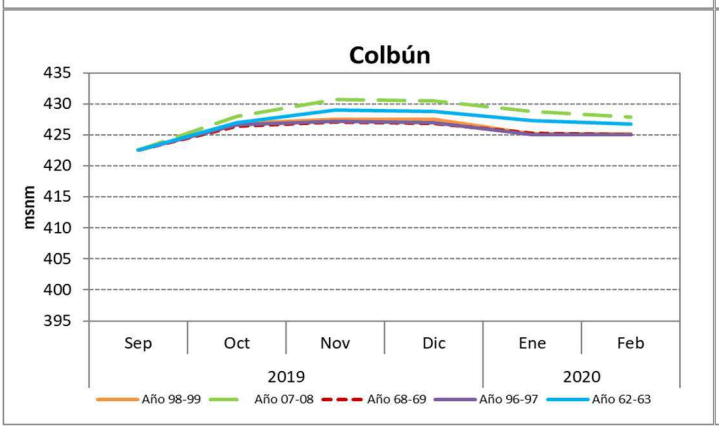
i) Cotas finales mensuales

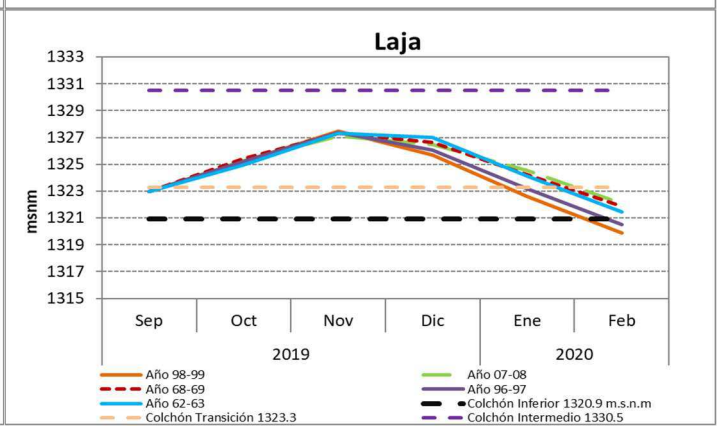


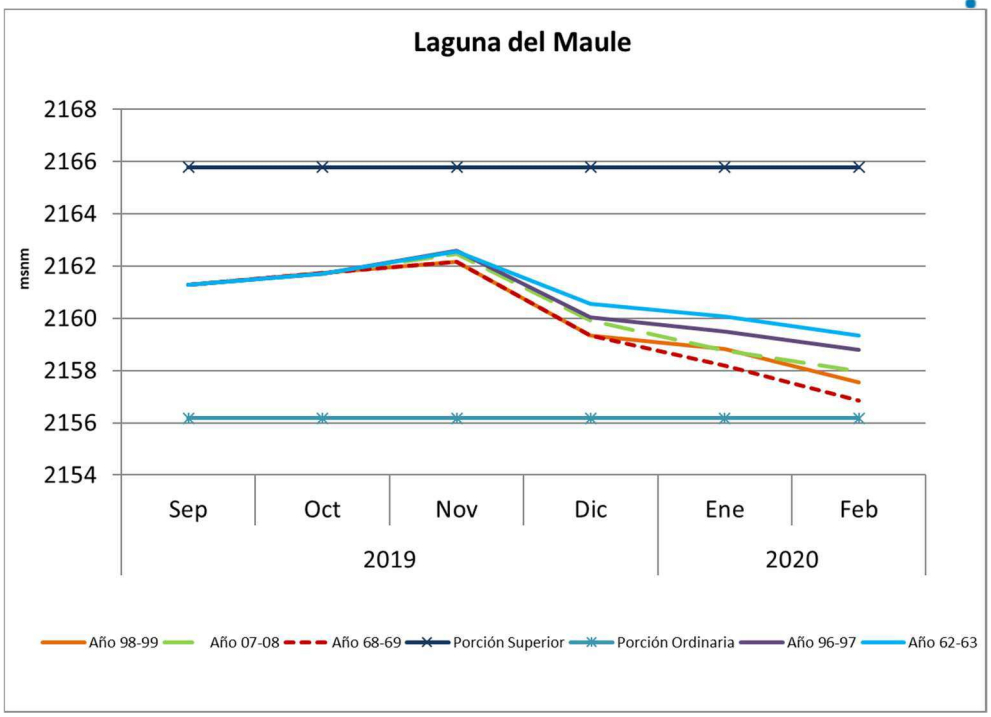




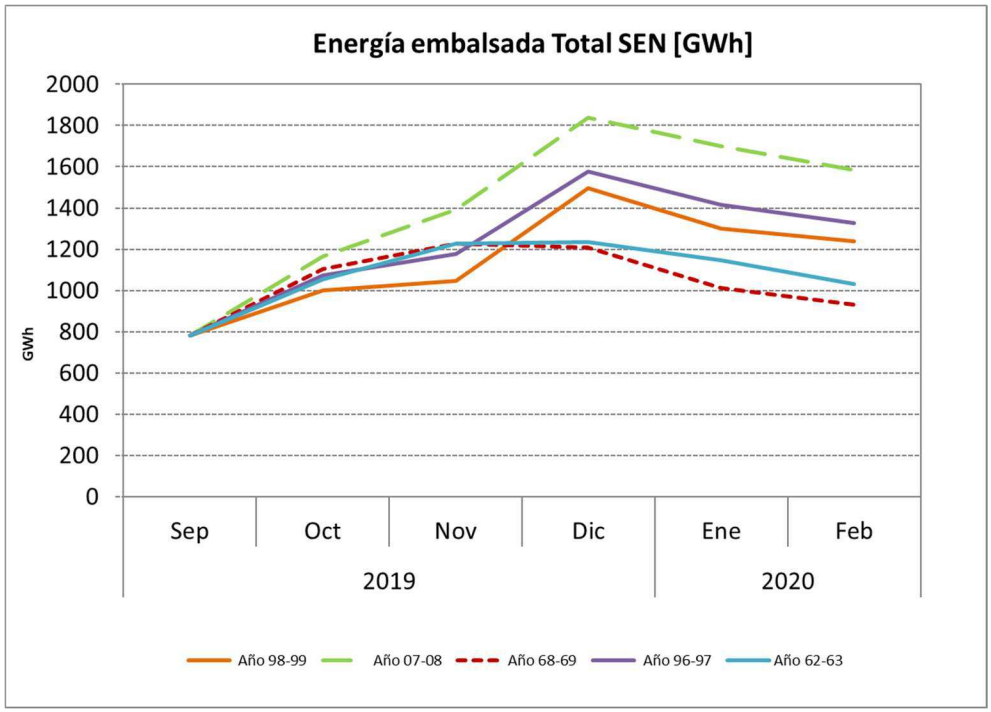






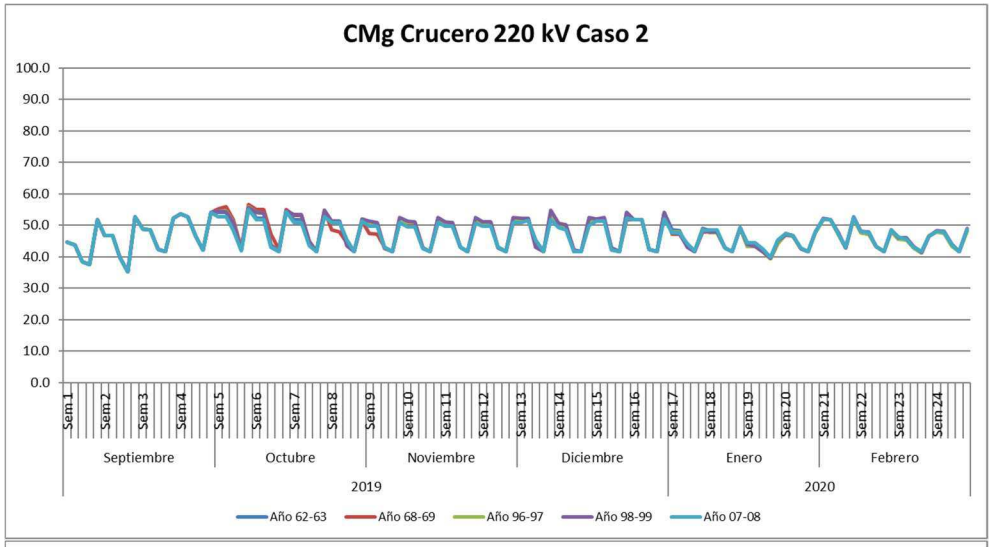


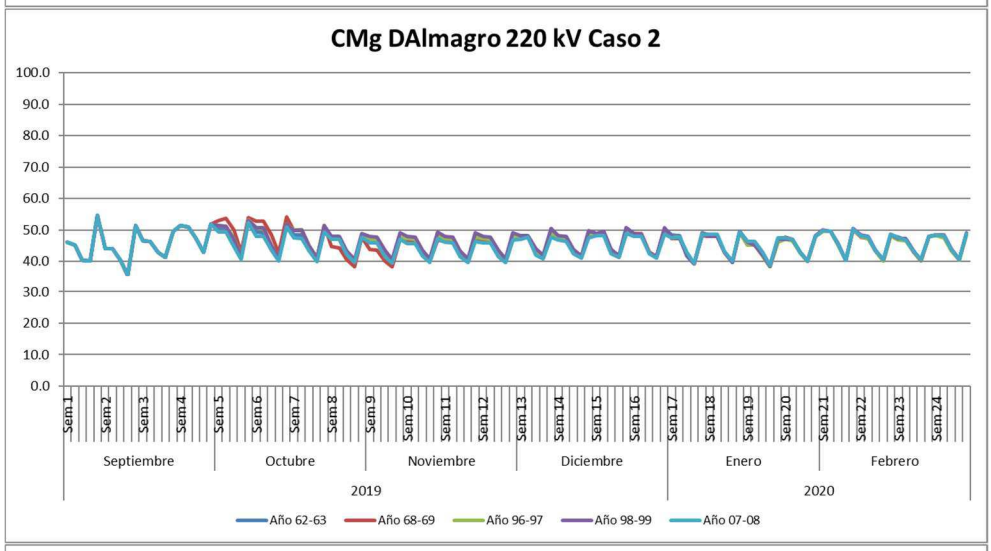
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 2

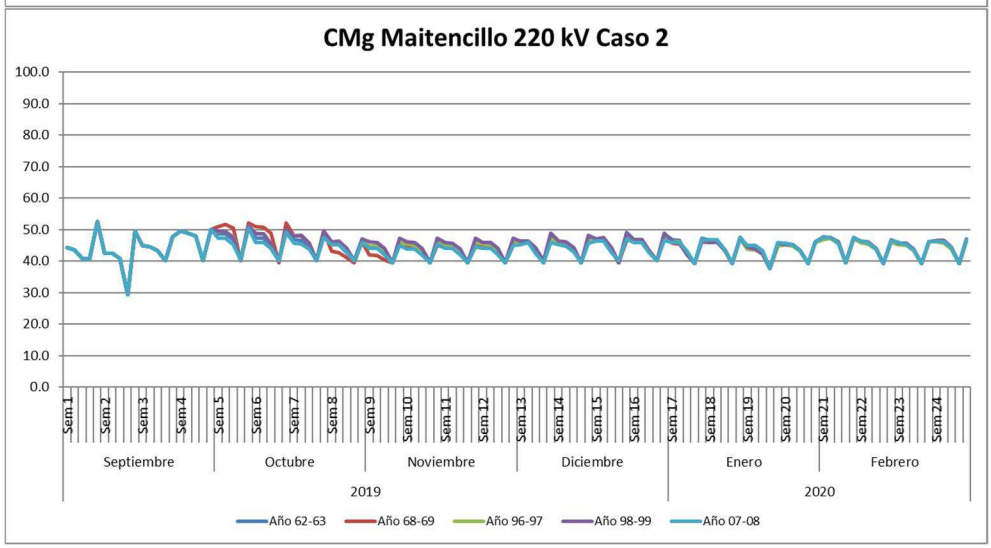


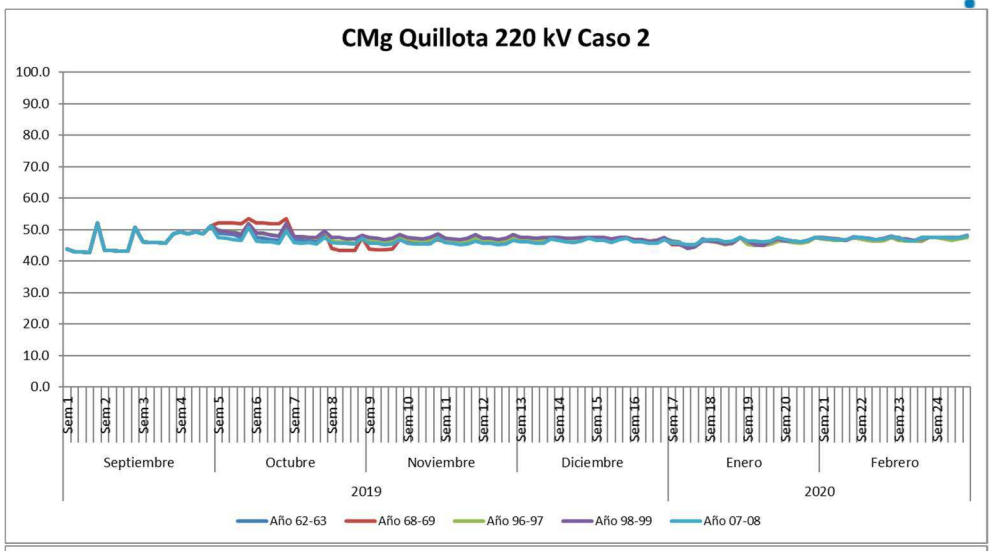
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

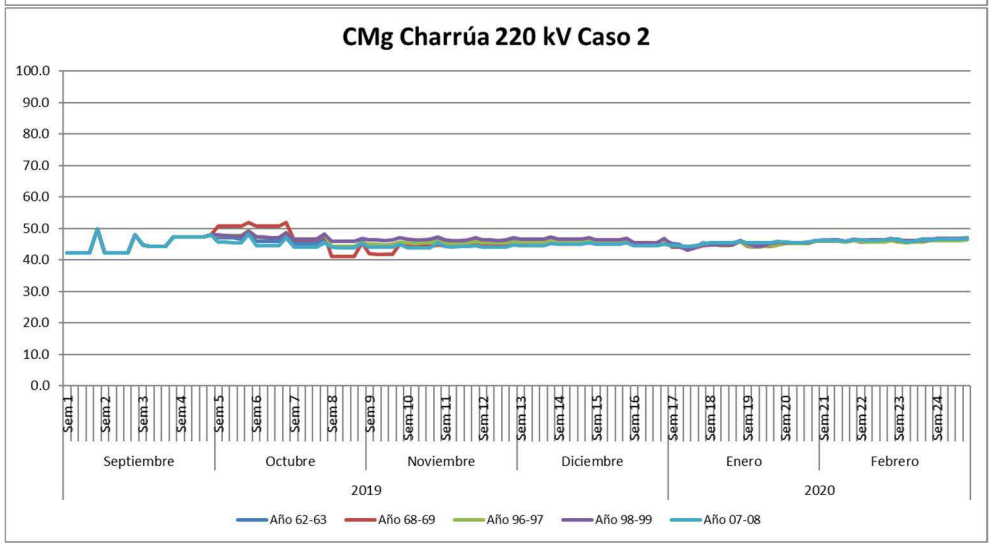
iii) Costos Marginales – Caso 2





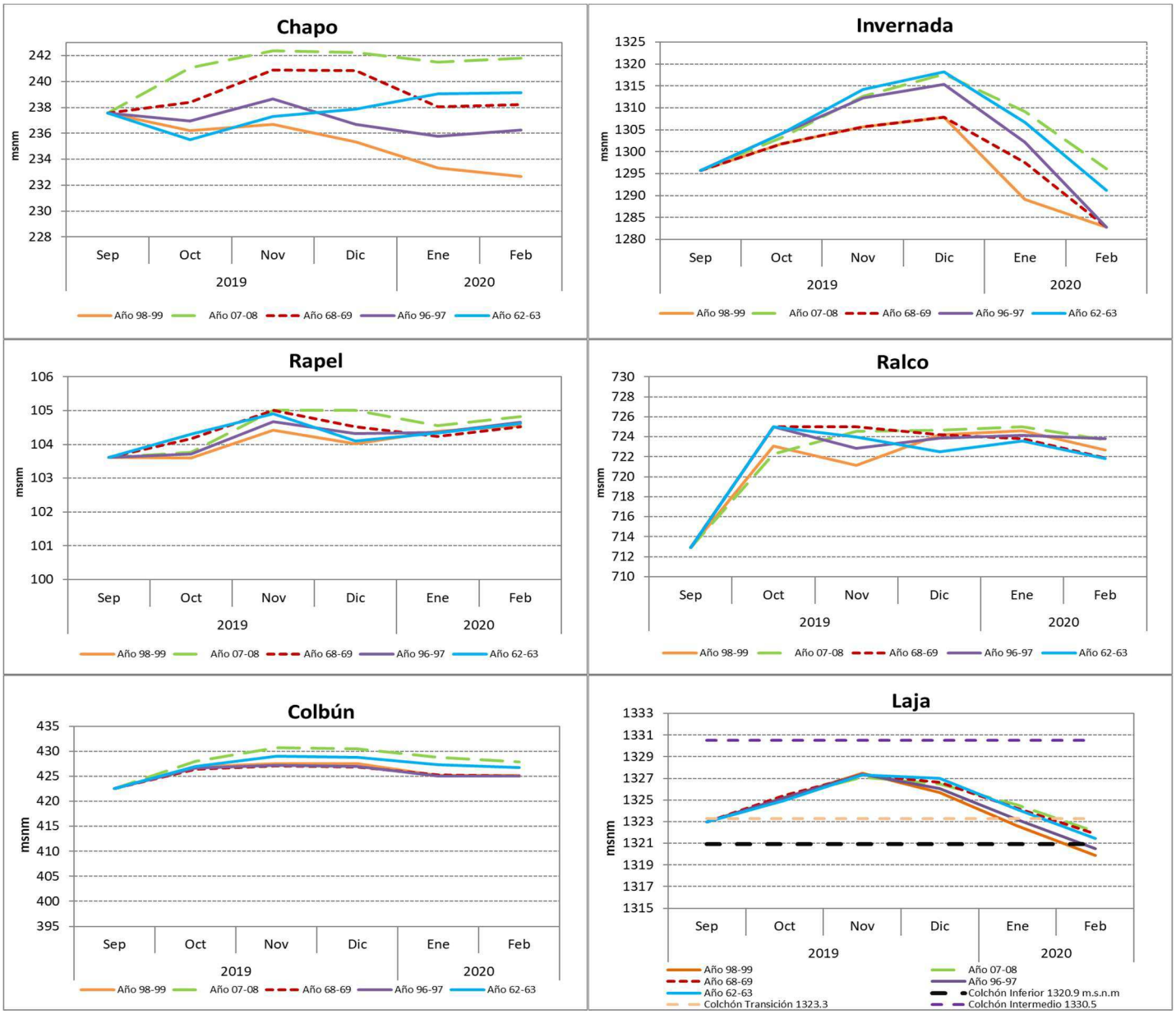


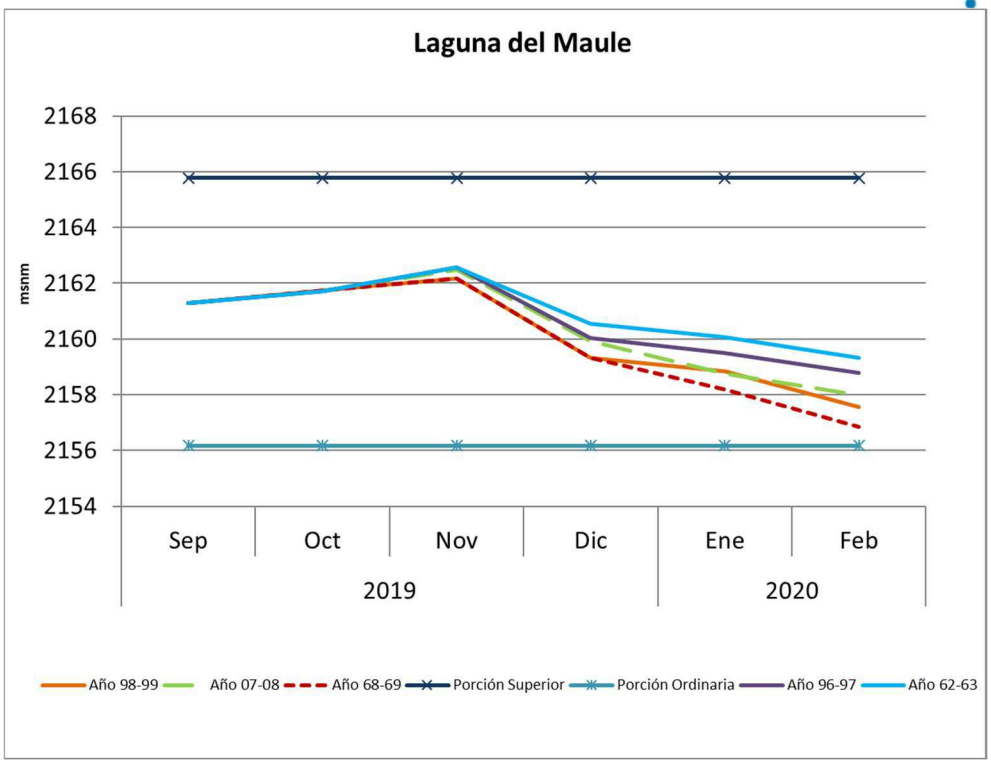

CMg Quillota 220 kV Caso 2
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08


CMg Charrúa 220 kV Caso 2
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

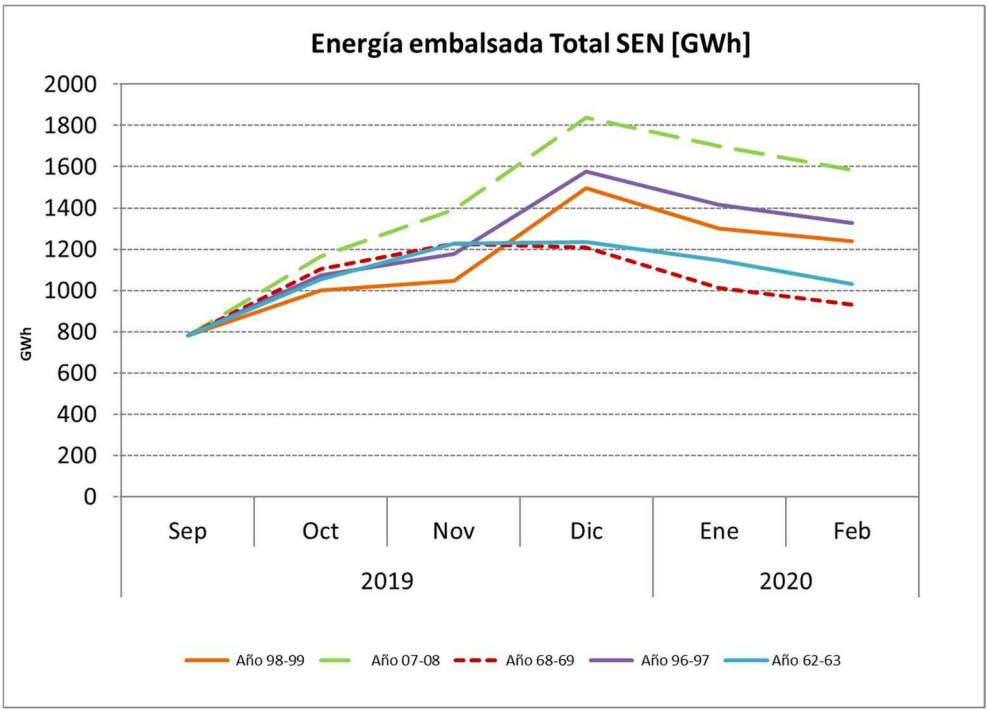
Caso 3

i) Cotas finales mensuales



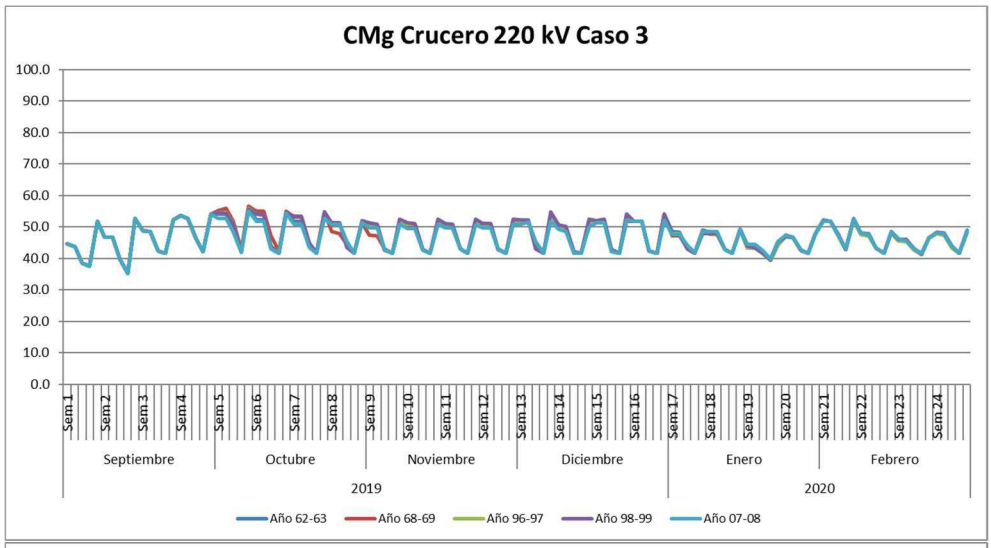


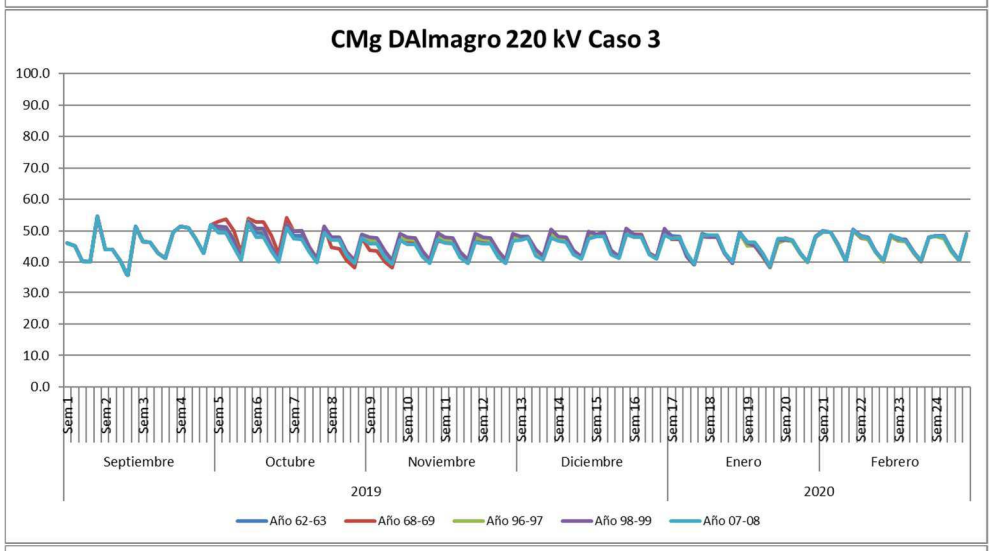
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 3

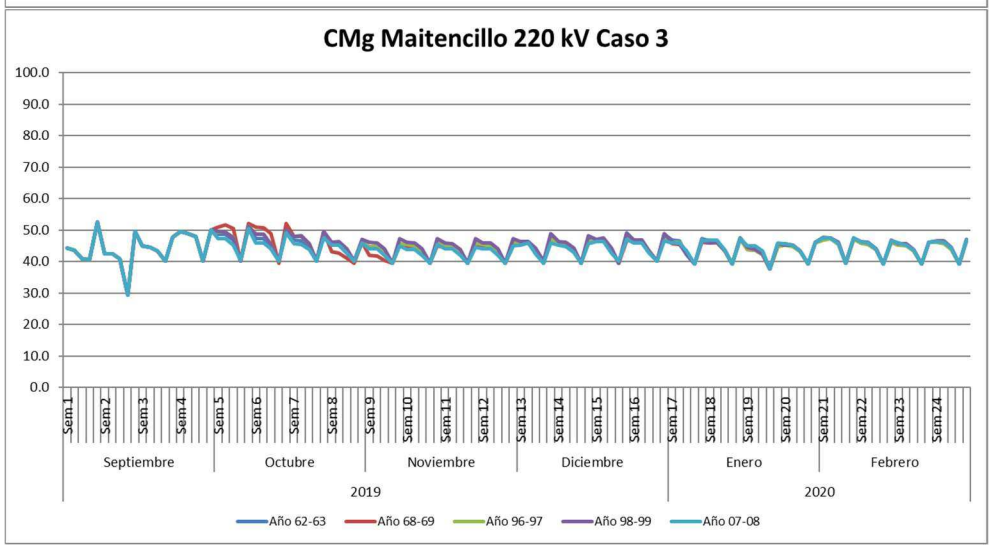


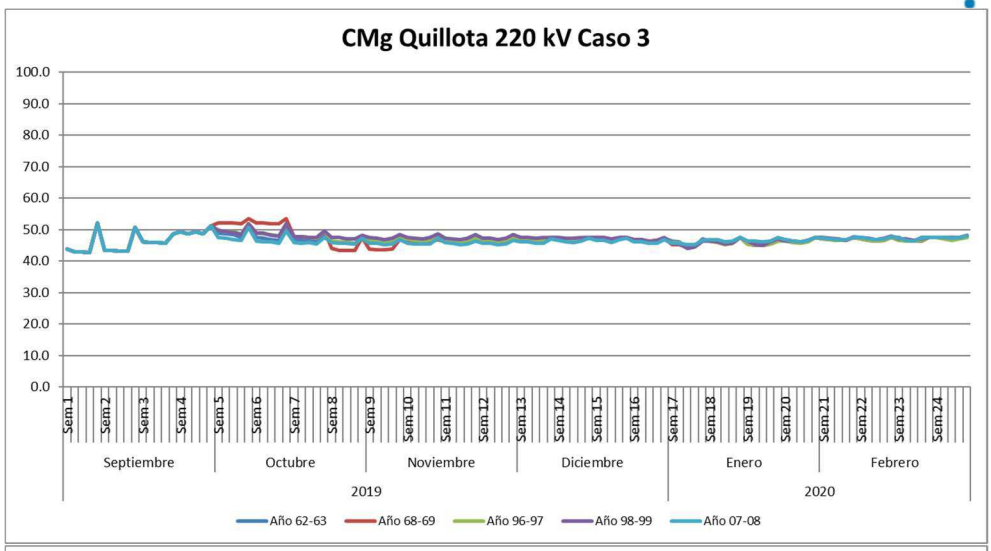
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

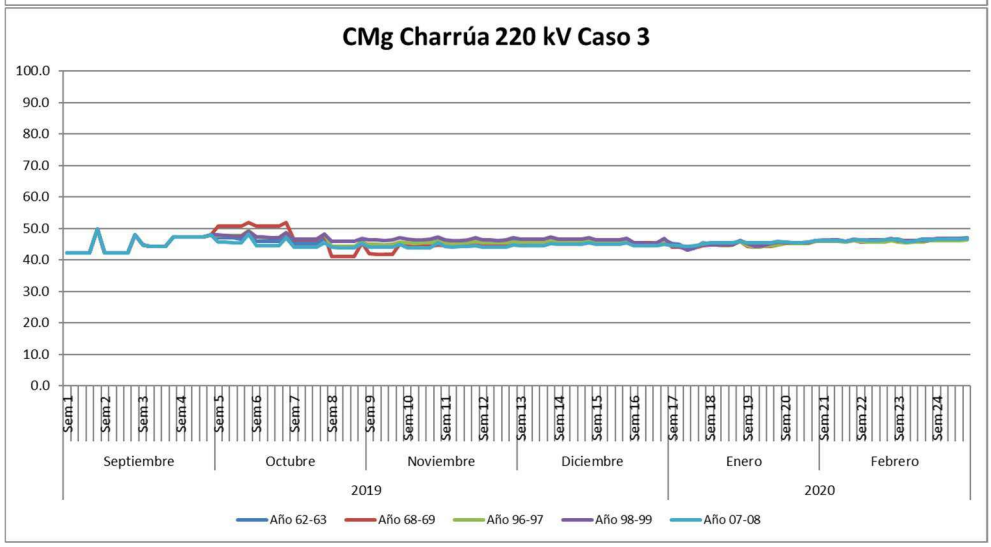
iii) Costos Marginales – Caso 3





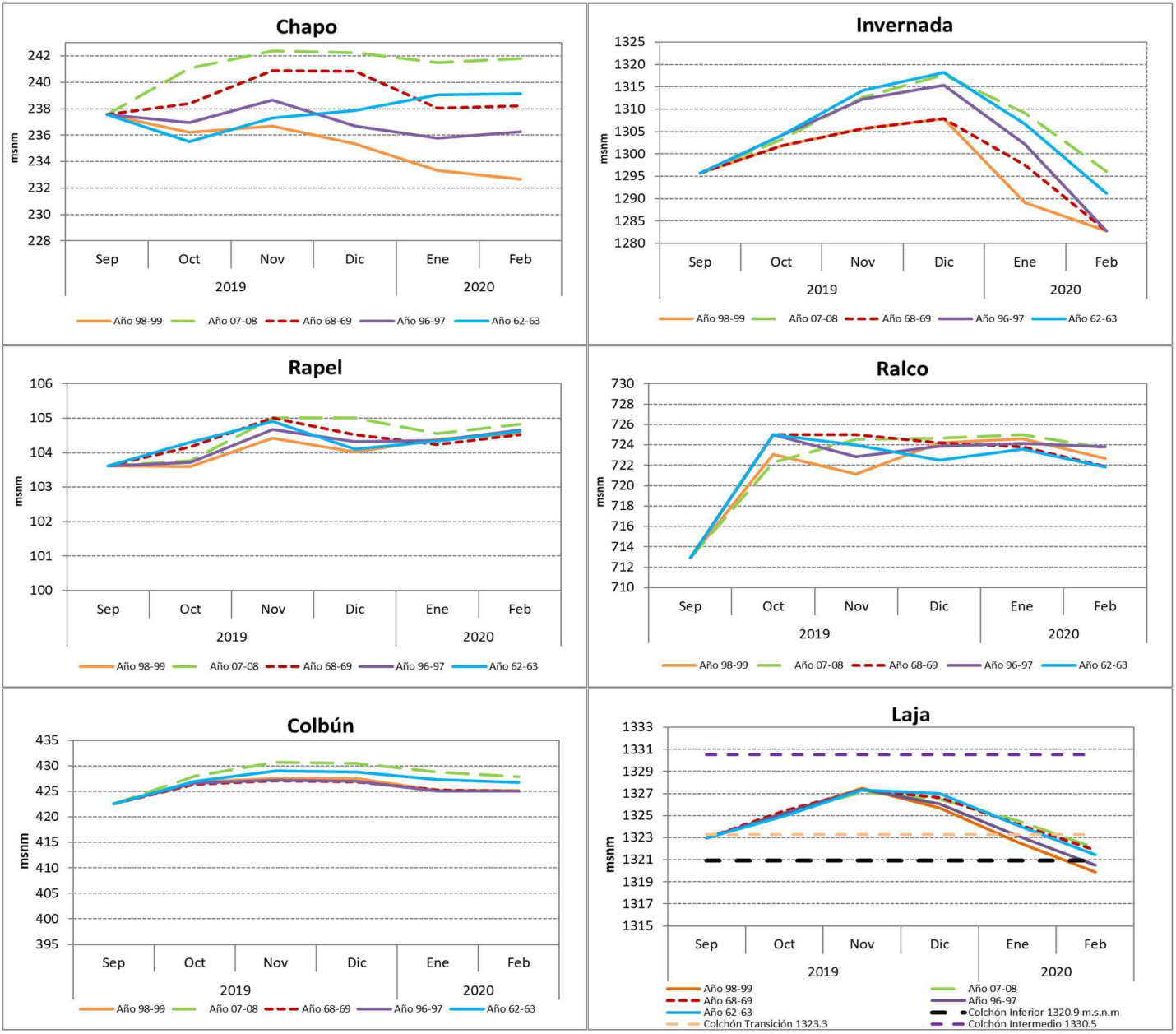


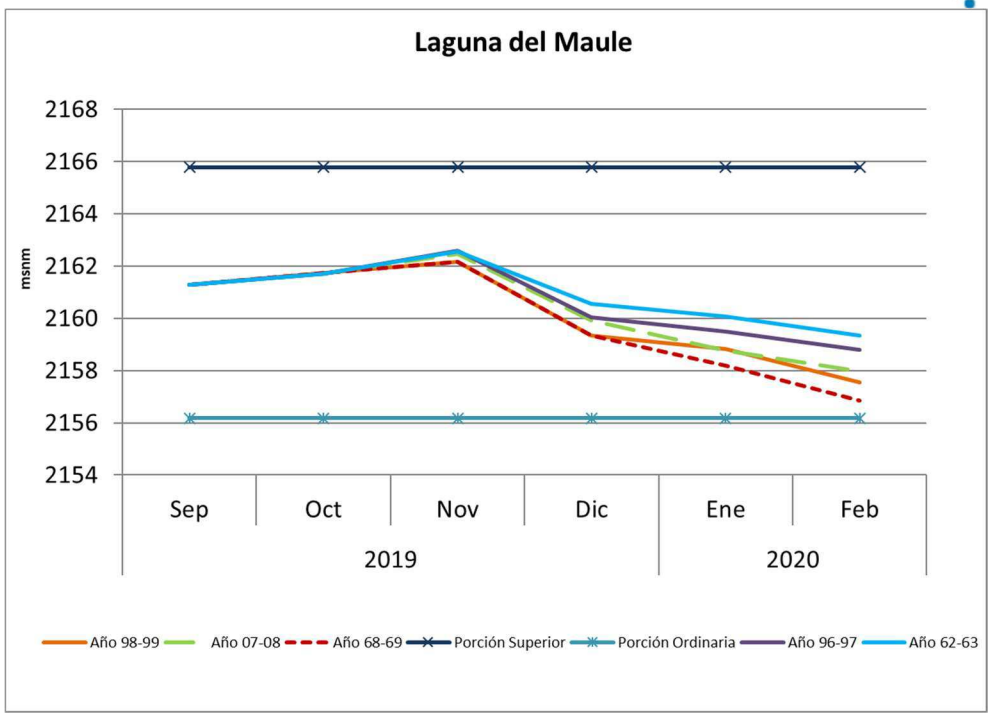

CMg Quillota 220 kV Caso 3
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08


CMg Charrúa 220 kV Caso 3
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

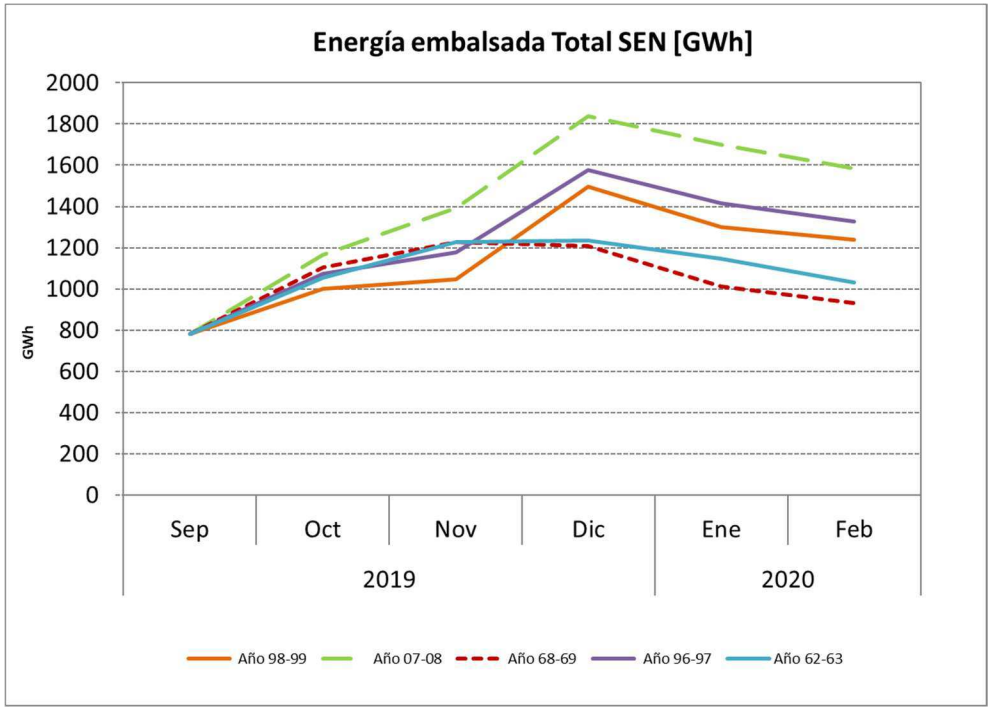
Caso 4

i) Cotas finales mensuales



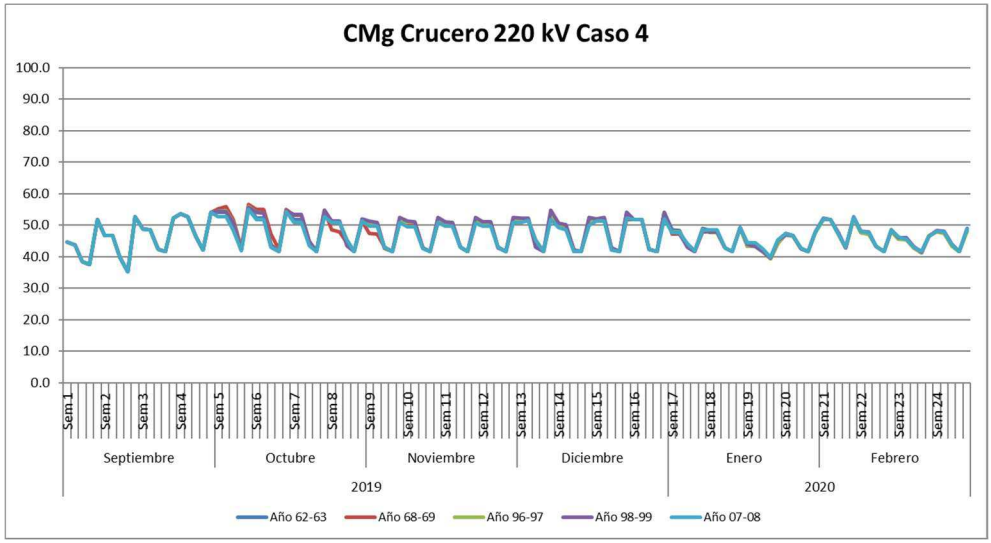


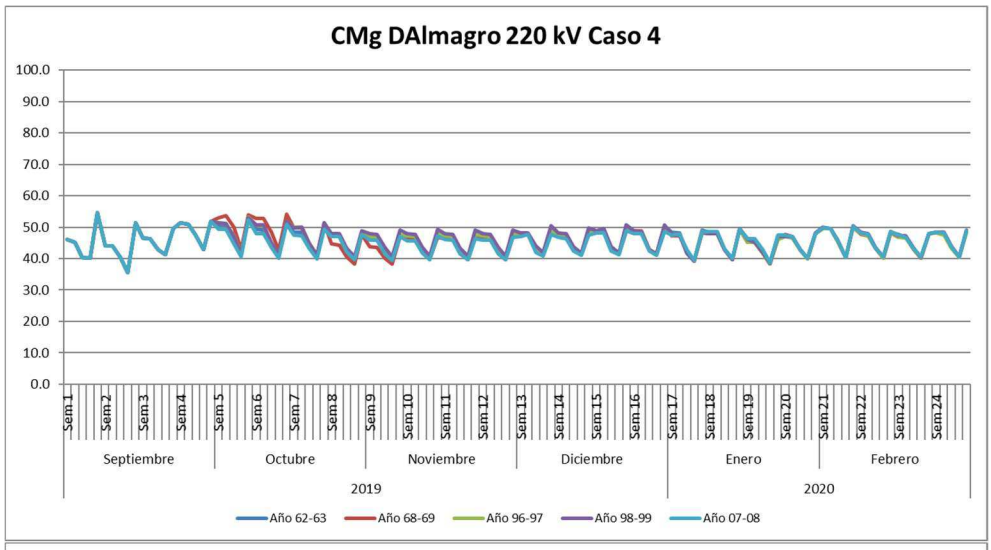
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 4

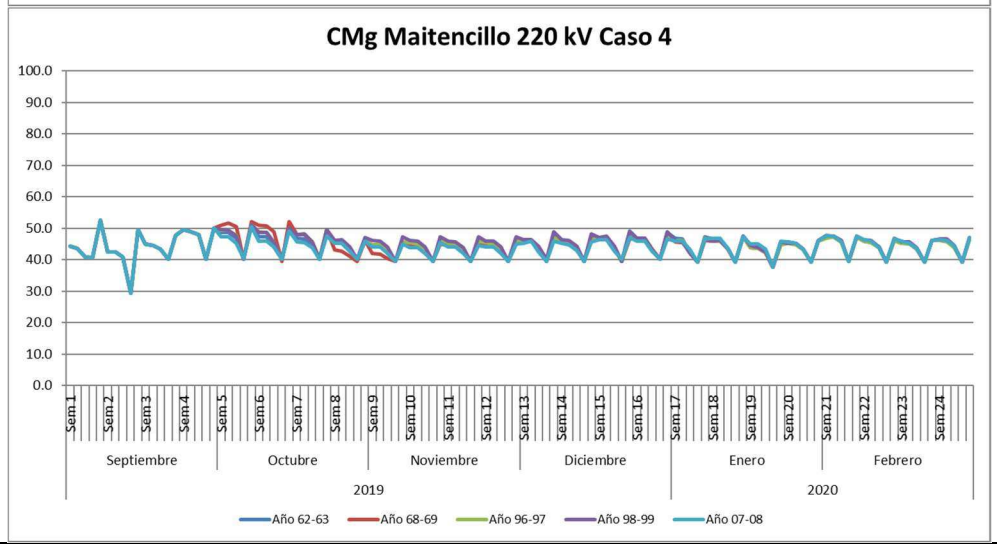


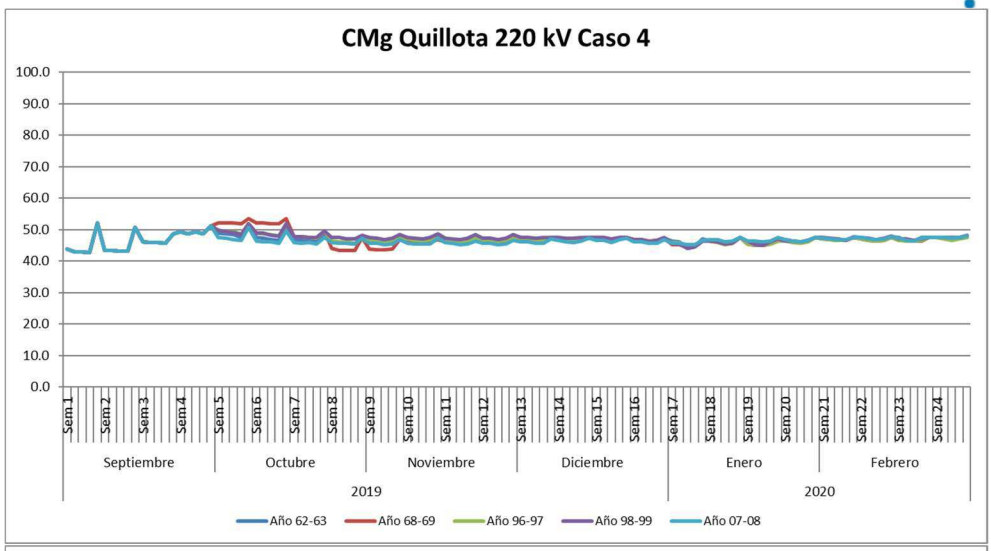
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

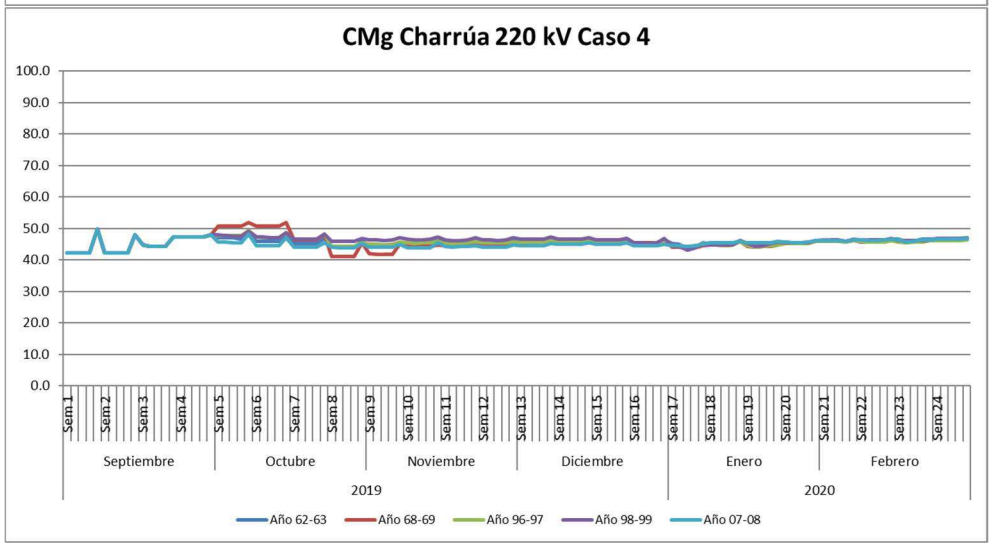
iii) Costos Marginales – Caso 4





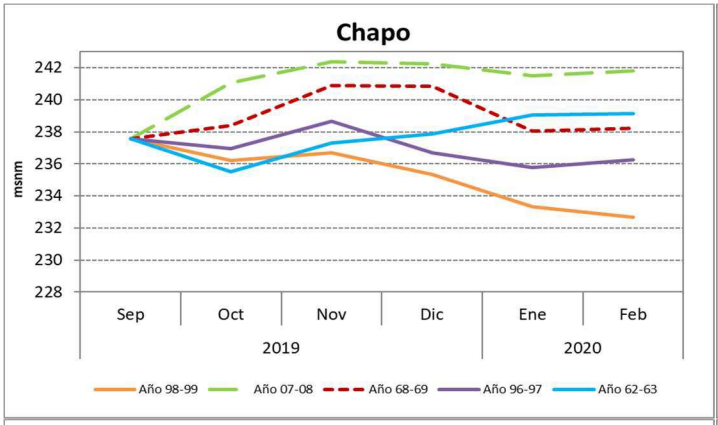


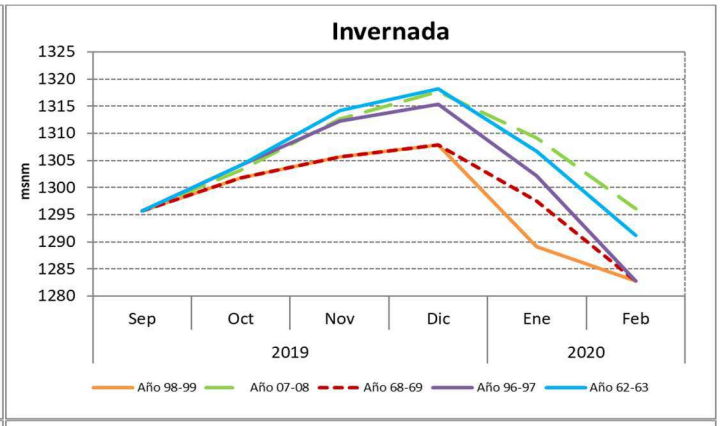

CMg Quillota 220 kV Caso 4
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

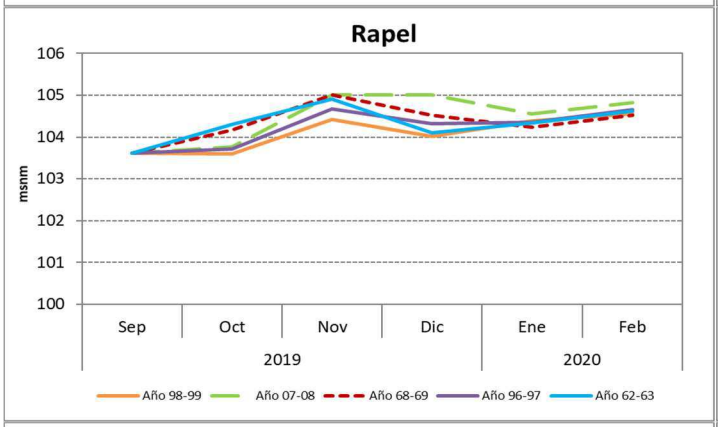

CMg Charrúa 220 kV Caso 4
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

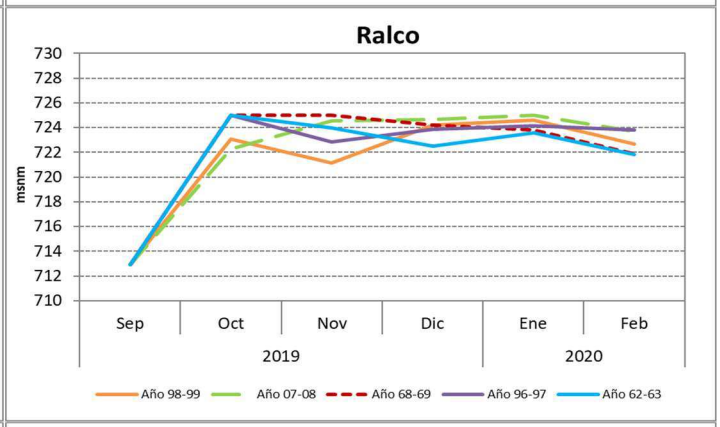
Caso 5

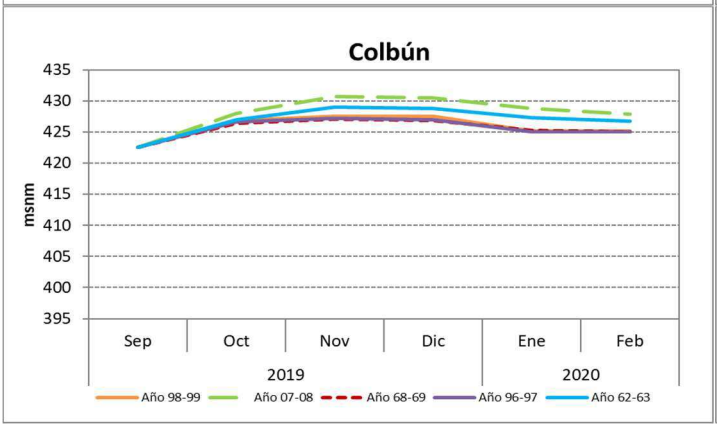
i) Cotas finales mensuales

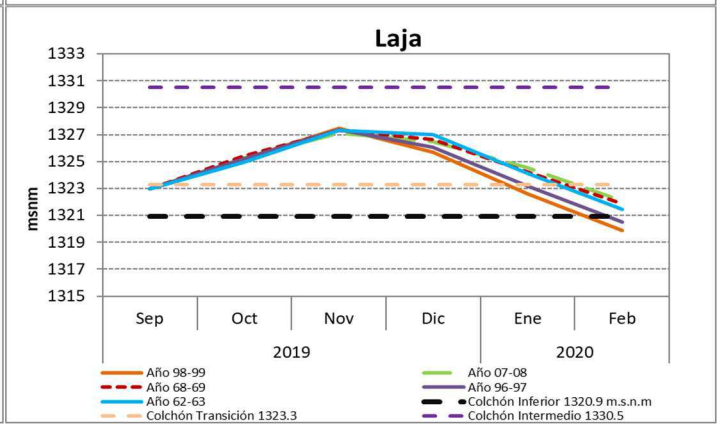


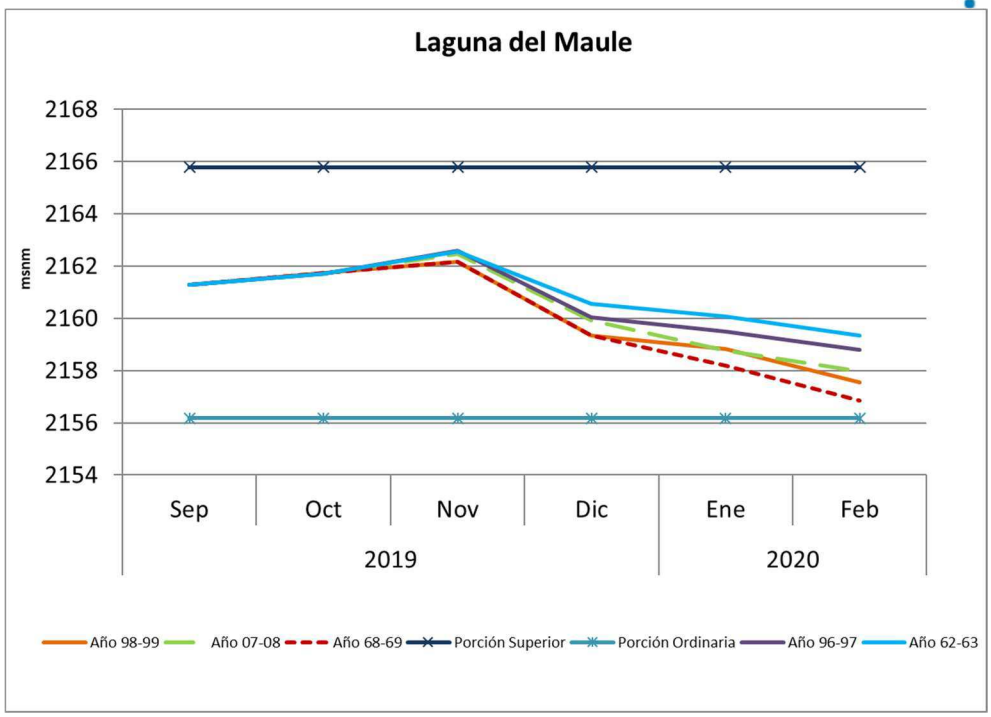




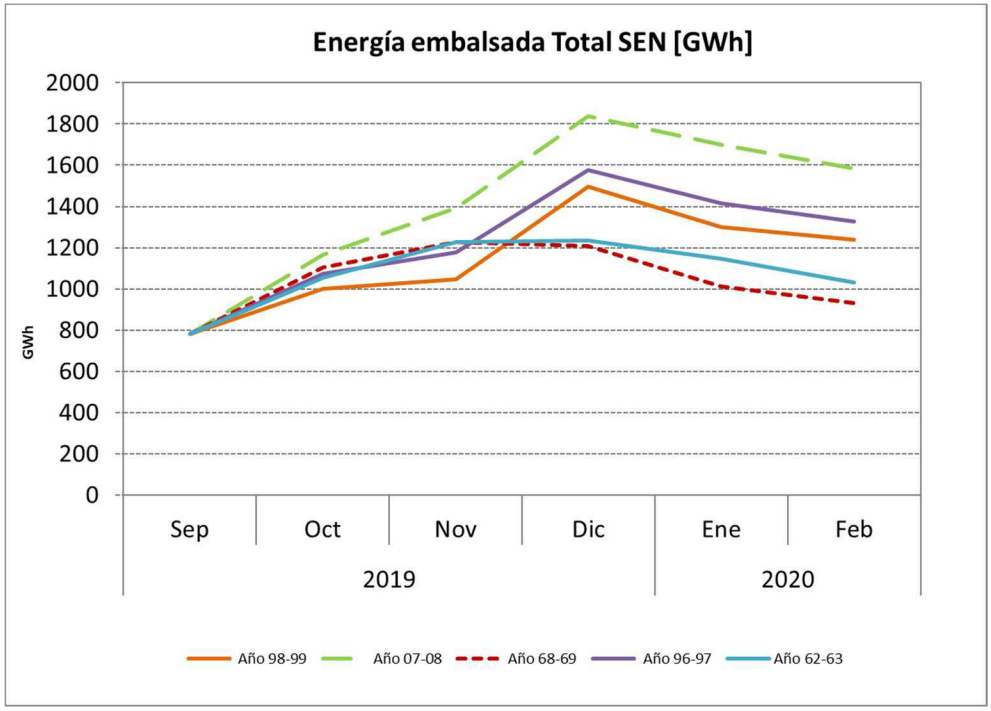






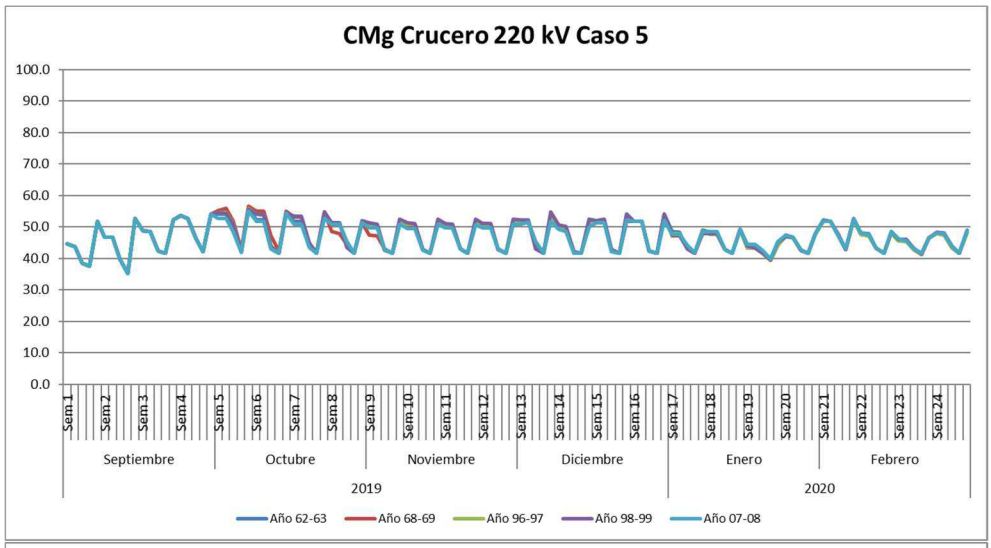


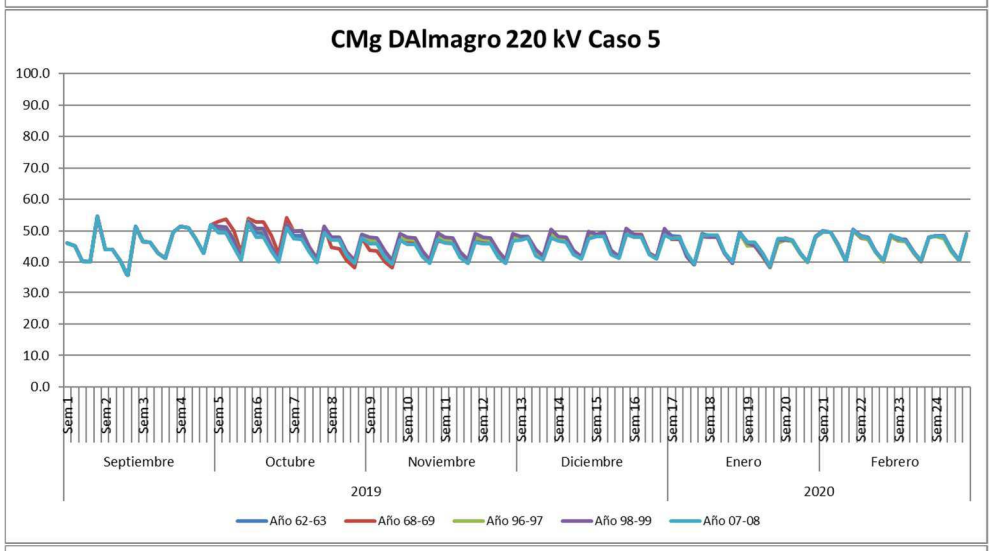
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 5

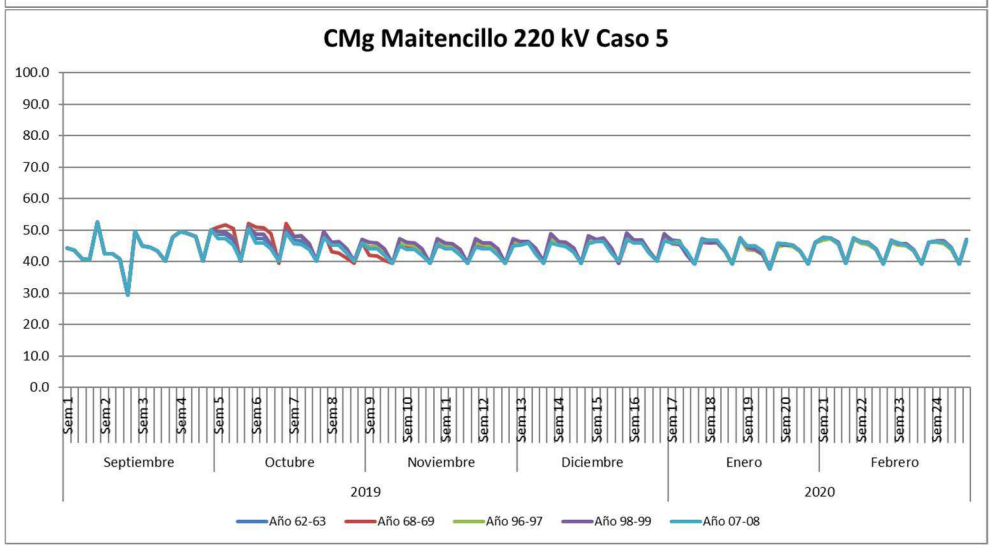


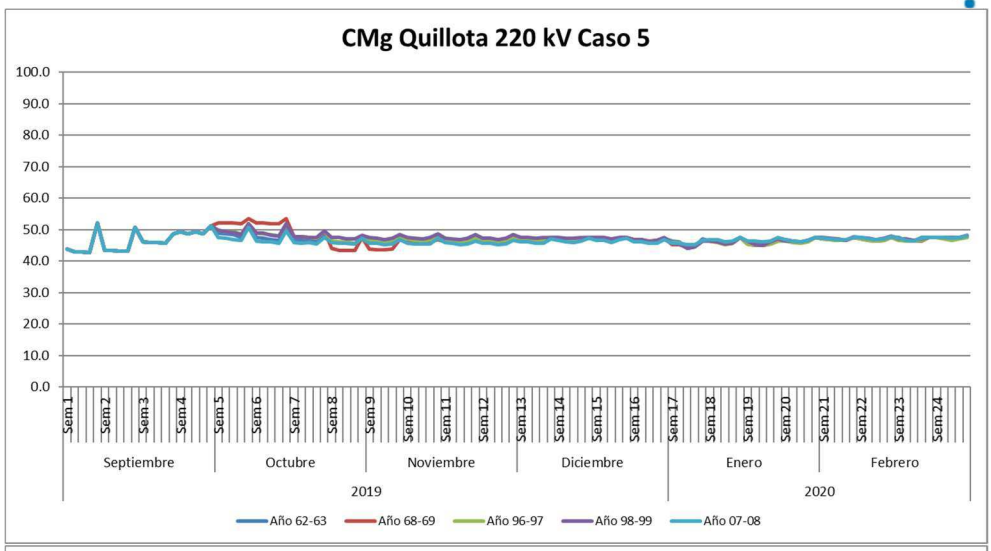
Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

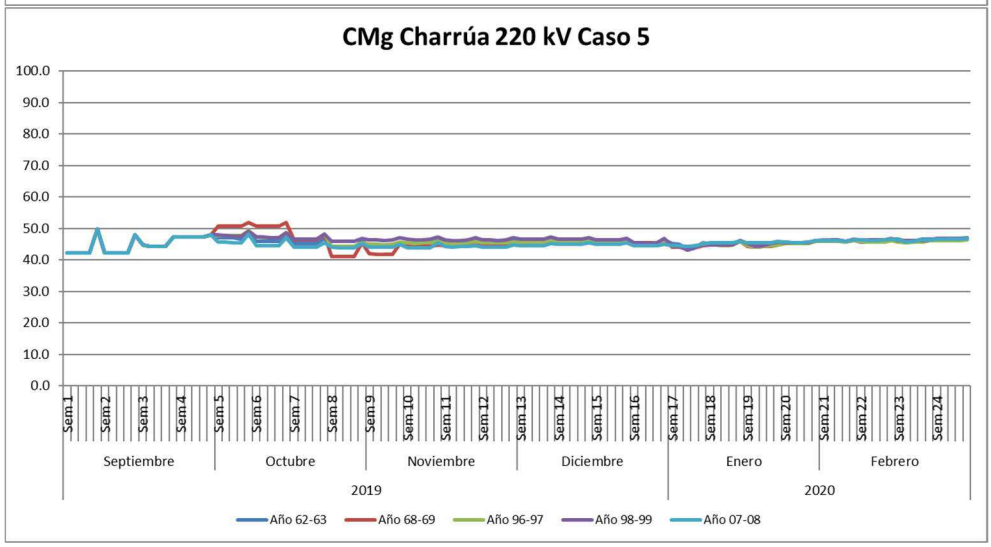
iii) Costos Marginales – Caso 5








CMg Quillota 220 kV Caso 5
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08


CMg Charrúa 220 kV Caso 5
100.0
90.0
80.0
70.0
60.0
50.0
40.0
30.0
20.0
10.0
0.0
Sem 1
Sem 2
Sem 3
Sem 4
Sem 5
Sem 6
Sem 7
Sem 8
Sem 9
Sem 10
Sem 11
Sem 12
Sem 13
Sem 14
Sem 15
Sem 16
Sem 17
Sem 18
Sem 19
Sem 20
Sem 21
Sem 22
Sem 23
Sem 24
Septiembre
Octubre
Noviembre
Diciembre
Enero
Febrero
2019
2020
Año 62-63
Año 68-69
Año 96-97
Año 98-99
Año 07-08

ANEXO 2
Acuerdo de Operación y Recuperación del Lago Laja, que Complementa al Convenio de 1958, Carta ENDESA GC N°0426 del 22 de noviembre de 2017.

Fax GC - N° 0426 FECHA: 22 nov. 2017 Pág. 1 de 1

Sr. Dirección Teléfono Fax	ERNESTO HUBER J. Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional TEATINOS 280 (56) (2) 2424 6300 (56) (2) 2424 6301
Remite Dirección Teléfono Fax	MIGUEL BUZUNARIZ ENCARGADO Enel Generación Chile Santa Rosa 76 - Piso 13 – Santiago (56) (2) 2630 9000 (56) (2) 2635 4087

MATERIA: CONVENIO LAJA

En archivo adjunto versión completamente firmada del "Acuerdo de Operación y recuperación del Lago Laja complementa Convenio de 1958", firmado el día 16 de noviembre de 2017. El texto de este acuerdo es igual al enviado mediante carta GC - N° 0426 del 17/11/2017.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

Miguel Buzunáriz
ENCARGADO – Enel Generación Chile

Fax GC - N° 0429 FECHA: 22 nov. 2017 Pág. 1 de 1

Sr.	ERNESTO HUBER J. Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional
Dirección	TEATINOS 280
Teléfono	(56) (2) 2424 6300
Fax	(56) (2) 2424 6301
Remite	MIGUEL BUZUNARIZ ENCARGADO Enel Generación Chile
Dirección	Santa Rosa 76 - Piso 13 – Santiago
Teléfono	(56) (2) 2630 9000
Fax	(56) (2) 2635 4087

MATERIA: CORRECCIÓN INFORMACIÓN CARTA FAX GC - N° 0426

En relación al Convenio del Laja enviado mediante carta Fax GC - N° 0426 del 22/11/2017, corrijo en indicar que si existe una pequeña modificación en la clausula Decimo Tercera respecto a la versión enviada mediante carta GC - N° 0415 del 17/11/2017.

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

Miguel Buzunáriz
ENCARGADO – Enel Generación Chile

ANEXO 3

Restricción de cotas embalse Colbun para restitución de riego periodo 2019-2020, Carta GMC N° 400/2019.

GM N°400/2019
Santiago, 21 de agosto de 2019

Señor
Rodrigo Bloomfield Sandoval
Director Ejecutivo
Coordinador Eléctrico Nacional
Presente

Ref.: Trayectoria de cotas embalse Colbún para restitución de riego periodo 2019 - 2020

De nuestra consideración:

Nos referimos a la trayectoria de cotas mínimas del embalse Colbún para garantizar la restitución de riego en el canal Maule Norte Bajo, informada mediante carta GMC N°084/2014 de fecha 12 de mayo de 2014, para el periodo comprendido entre el 01 de julio y el 31 de marzo de cada año hidrológico.

En este contexto, y habida cuenta de la condición hidrológica proyectada para la Cuenca del Maule según pronóstico de deshielo anticipado -informado por Coordinador mediante carta DE N°04266-19 de fecha 05 de agosto de 2019- resulta factible modificar dicha trayectoria de cotas para el período vigente, con el objetivo de colocar a disposición mayores recursos hidroeléctricos en los meses anteriores a la temporada de riego (octubre 2019 hasta marzo de 2020), permitiendo optimizar la gestión de dichos recursos según las directrices de la programación de la operación.

Por lo anteriormente señalado, informamos a usted la siguiente modificación de trayectoria de cotas mínimas del embalse Colbún, vigente sólo para el periodo 2019 - 2020:

Fecha	**30-jun-19**	**31-jul-19**	**31-ago-19**	**30-sept-19**	**31-oct-19**	**30-nov-19**	**31-dic-19**	**31-ene-20**	**28-feb-20**	**31-mar-20**
Cota mínima modificada (msnm)	397.00	408.39	413.83	422.50	424.00	425.00	425.00	425.00	425.00	425.00

Solicitamos a usted considerar esta información para todos los procesos propios del Coordinador Eléctrico Nacional

Sin otro particular, saluda atentamente

JOSÉ MIGUEL VERA
ENCARGADO SUPLENTE
COLBÚN S.A.

ANEXO 4
Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.

GMC N° 466/2018
Santiago, 08 de octubre de 2018

Señor
Daniel Salazar Jaque
Director Técnico
Coordinador Eléctrico Nacional
PRESENTE

REF.: Carta Colbún GMC N° 347/2018 de fecha 25 de julio de 2018 que **Informa Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo**

De nuestra consideración:

De acuerdo a lo informado en la carta de la REF., Colbún S.A. ("Colbún") solicitó una asesoría al Centro de Energía de la Universidad de Chile para implementar de manera eficiente una cota mínima de operación en el lago Chapo que mejorase la conectividad de los propietarios ribereños que permitiese consolidar esta cota como mínima operacional definitiva a partir del 01 de enero de 2021. Todo ello, resguardando los criterios de operación segura y económica para el sistema.

Sin embargo, con el propósito de mejorar sustantiva y oportunamente la conectividad de acceso al lago Chapo, Colbún ha acogido la solicitud presentada por la Junta de Vecinos del Lago Chapo ("la Junta") en orden a adelantar el compromiso de incremento de cota mínima operacional.

Para estos efectos, Colbún ha considerado oportuno modificar las condiciones de implementación de cota para el lago Chapo, según se indica a continuación:

1. Se establece una cota mínima operacional del lago Chapo en el nivel 229,0 msnm, que será mantenida desde el 15 de diciembre de 2018 hasta el 31 de mayo de 2019.

2. Se define una trayectoria de cotas mínimas para el periodo junio-diciembre de 2019, que permitiría aumentar el nivel del lago desde la cota 229,0 msnm, a la "cota objetivo" en el nivel 230,0 msnm al 31 de diciembre de 2019.

Sin perjuicio de lo anterior, sólo en los casos que se presenten condiciones hidrológicas favorables tales que permitan alcanzar la "cota objetivo" en una fecha anterior al 31 de

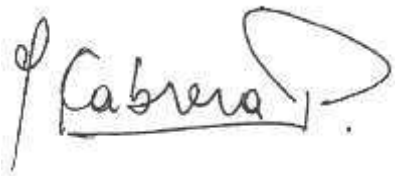
diciembre de 2019, esta restricción de cota mínima deberá incorporarse a partir de dicha fecha en el proceso de la Planificación de la Operación.

Para el resto del periodo, continuarán vigentes las restricciones de cotas mínimas informadas para la operación de la central Canutillar, las que podrán flexibilizarse conforme a las decisiones de uso del recurso hídrico que adopte el Coordinador Eléctrico Nacional en caso que sea necesario garantizar la seguridad operativa y de abastecimiento del sistema eléctrico.

Para mayor entendimiento de los compromisos adquiridos, se adjuntan los documentos complementarios correspondientes al Acuerdo suscrito con la Junta y los resultados del Estudio con el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Quedamos a su disposición para reunirnos y aclarar, si fuese el caso, el sentido y alcance de estos antecedentes.

Por tanto, solicito a usted considerar esta información en la programación de la operación del sistema eléctrico.

Sin otro particular, le saluda atentamente



Iván Cabrera Pavez
Encargado Titular
COLBÚN S.A.

ANEXO 5

Restricciones de cota mínima embalse Rapel, cartas Enel Generación GC-N°0383 y GC-N°0414.

Fax GC - N° 0383 **FECHA: 02 ago. 2019** **Pág. 1 de 2**

Sr.	**ERNESTO HUBER J.** **Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional**
Dirección	**TEATINOS 280**
Teléfono	**(56) (2) 2424 6300**
Fax	**(56) (2) 2424 6301**
Remite	**MIGUEL BUZUNÁRIZ** **ENCARGADO ENEL Generación Chile**
Dirección	**Santa Rosa 76 - Piso 13 – Santiago**
Teléfono	**(56) (2) 2630 9000**

MATERIA: COTA MÍNIMA EMBALSE RAPEL

Informo a usted que la Corporación de Desarrollo y Protección del Lago Rapel – CODEPRA se ha reunido con Enel Generación para comunicar los deseos de la comunidad aledaña al embalse Rapel, junto con el interés regional retransmitido por el Intendente Regional a través de CODEPRA, sobre la importancia de mantener una cota elevada que faciliten y promuevan las actividades turísticas en la zona.

Atendiendo estos requerimientos y considerando el interés de Enel Generación de mantener una relación cordial y sustentable con las comunidades donde está presente, es que se ha acordado mantener las siguientes cotas mínimas en los periodos a continuación descritos.

Fecha inicial	Cota mínima msnm	Fecha final	Cota mínima msnm
01-sept-19 00:00	102.5	13-sept-19 23:59	103.5
14-sept-19 00:00	103.5	22-sept-19 23:59	103.5
23-sept-19 00:00	100.5	14-oct-19 23:59	102.5
15-oct-19 00:00	102.5	15-nov-19 23:59	103.5
16-nov-19 00:00	103.5	31-dic-19 23:59	104.0
01-ene-20 00:00	104.0	31-ene-20 23:59	104.0
01-feb-20 00:00	104.0	29-feb-20 23:59	104.0
01-mar-20 00:00	104.0	31-mar-20 23:59	102.5
01-abr-20 00:00	102.5	30-abr-20 23:59	101.5
01-may-20 00:00	101.5	14-may-20 23:59	100.5

En los días intermedios entre la fecha inicial y final, la cota mínima resulta de la interpolación lineal.

El embalse Rapel podrá operar por debajo de las cotas mínimas indicadas en caso de que fuera requerido por el Coordinador Eléctrico con el objeto de preservar la seguridad global del Sistema Eléctrico.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,

Miguel Buzunáriz R.
ENCARGADO – Enel Generación Chile

Sr.	**ERNESTO HUBER J.** **Gerente de Operación Coordinador Eléctrico Nacional**
Dirección	**TEATINOS 280**
Teléfono	**(56) (2) 2424 6300**
Fax	**(56) (2) 2424 6301**
Remite	**MIGUEL BUZUNÁRIZ** **ENCARGADO ENEL Generación Chile**
Dirección	**Santa Rosa 76 - Piso 13 – Santiago**
Teléfono	**(56) (2) 2630 9000**

MATERIA: COTA MÍNIMA EMBALSE RAPEL

Informo a usted que el día 19 de agosto 2019, Enel Generación se ha reunido con representantes de los Municipios aledaños al embalse Rapel, del Turismo regional y de la Corporación de Desarrollo y Protección del Lago Rapel – CODEPRA, que nos han expresado su preocupación sobre la situación de extrema sequía que afecta en la Zona y sobre el riesgo que el embalse Rapel no alcance las cotas deseadas para el desarrollo de la actividad turística, de forma similar a lo ocurrido en la temporada 2018/2019.

Atendiendo estos requerimientos y considerando el interés de Enel Generación de mantener una relación cordial y sustentable con las comunidades donde está presente, es que se ha acordado elevar las cotas mínimas del embalse Rapel después de fiestas Patrias, respecto a las cotas informadas mediante Carta Fax GC - N° 0383/2019.

Fecha inicial	Cota mínima msnm	Fecha final	Cota mínima msnm
01-09-2019 0:00	102.5	13-09-2019 23:59	103.5
14-09-2019 0:00	103.5	22-09-2019 23:59	103.5
23-09-2019 0:00	102.00	14-10-2019 23:59	103.15
15-10-2019 0:00	103.15	15-11-2019 23:59	104.0
16-11-2019 0:00	104.0	31-12-2019 23:59	104.0
01-01-2020 0:00	104.0	31-01-2020 23:59	104.0
01-02-2020 0:00	104.0	29-02-2020 23:59	104.0
01-03-2020 0:00	104.0	31-03-2020 23:59	102.5
01-04-2020 0:00	102.5	30-04-2020 23:59	101.5
01-05-2020 0:00	101.5	14-05-2020 23:59	100.5

En los días intermedios entre la fecha inicial y final, la cota mínima resulta de la interpolación lineal.

El embalse Rapel podrá operar por debajo de las cotas mínimas indicadas en caso de que fuera requerido por el Coordinador Eléctrico con el objeto de preservar la seguridad global del Sistema Eléctrico.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,

Miguel Buzunáriz R.
ENCARGADO – Enel Generación Chile

Anexo: Carta Codepra del 19 de Agosto de 2019

ANEXO 6
Carta Ministerio de Energía N° 130/2017.

Ministerio de
Energía

CARTA MINENERGIA N° 130 /

SANTIAGO,

29 MAR 2017

Señor
Daniel Salazar Jaque
Director Ejecutivo
Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)
Presente

REF: Solicita incorporar nuevo escenario al Informe de Abastecimiento de Abril de 2017.

Estimado Señor:

En el marco de las funciones del Ministerio de Energía relacionadas con la seguridad de suministro, y en consideración de las condiciones de abastecimiento esperadas para los próximos meses, tengo a bien solicitar a Ud. que incorpore al informe de abastecimiento de Abril de 2017, el siguiente escenario:

- **Nuevo Caso 5:** Considerar que se cierra el puerto de Quintero por marejadas, afectando por siete (7) días seguidos el normal abastecimiento de gas natural licuado (GNL) al Terminal GNL Quintero; interrumpiendo el suministro de GNL al complejo San Isidro y Quintero de Enel Generación Chile; a los complejos Nehuenco y Candelaria de Colbún S.A, además de la central Nueva Renca de AES Gener.

Para efectos de la modelación solicitada, la interrupción de suministro a considerar corresponde a los siete (7) días seguidos de la primera semana de los meses de Abril, Mayo y Junio, y la última semana de los meses de Agosto y Septiembre.

Finalmente, es importante indicar que para este nuevo caso de estudio, se requiere que la central Bocamina II de Enel Generación Chile, se encuentre operando normalmente.

Esperando una buena acogida a nuestra solicitud y sin otro particular, saluda atentamente a usted.

MINISTERIO DE ENERGIA
JEFA
DIVISION
SEGURIDAD
Y MERCADO
ENERGETICO

María José Reveco Arenas
Jefa División Seguridad y Mercado Energético
Ministerio de Energía

OAG/CAG/ARR/sea

DISTRIBUCION:
- Destinatario
- Archivo Gabinete Ministro, Ministerio de Energía
- División Seguridad y Mercado Energético, Ministerio de Energía
- Oficina de Partes y Archivos, Ministerio de Energía

Tel: (56-2) 2365 6800
contactoweb@minenergia.cl
www.minenergia.cl
Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449, Pisos 13 y 14
Edificio Stgo. Downtown II, Santiago, Chile
www.gob.cl

Gobierno de Chile