

INFORME DPRO-GM-SEN N° 25/2020
ESTUDIO DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO
PERÍODO AGOSTO 2020 – ENERO 2021

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN



Agosto 2020

Estudio de Seguridad de Abastecimiento período agosto 2020 - enero 2021

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	07-08-2020	Informe final	Felipe Valdés González	Juan M. Donoso

TABLA DE CONTENIDO

1	<i>INTRODUCCIÓN</i>	4
2	<i>ANTECEDENTES</i>	4
3	<i>RESULTADOS</i>	11
4	<i>COMENTARIOS FINALES</i>	13
5	<i>ANEXOS</i>	14
	ANEXO 1 Resultados caso base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4 y caso 5	15
	ANEXO 2 Acuerdo de operación Embalse Laja 2017-2018	40
	ANEXO 3 Implementación de restricción de cota mínima en Lago Chapo	43
	ANEXO 4 Restricciones de cota mínima Embalse Rapel	46
	ANEXO 5 Carta Ministerio de Energía N° 130/2017	49

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 Mercados, correspondiente al período agosto de 2020 - enero de 2021.

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 59 años hidrológicos utilizados en el proceso de programación. Para el período octubre-2020 a marzo-2021 se han limitado los volúmenes afluentes de acuerdo a los resultados del pronóstico de deshielo adelantado elaborado a principios de agosto. De esta manera, los caudales afluentes en el período de deshielo corresponden a los determinados en este último sistema de pronóstico. Además, para agosto 2020 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 agosto de 2020. La disponibilidad de GNL y GNA para el periodo agosto 2020 – julio 2021 se resume en las siguientes tablas:

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Centrales Zona Norte SEN					
Mes	Tocopilla	Mejillones	Kelar	Gas	Taltal
	U16	3		Atacama	1 y 2
ago-20	95%	52%	46%	53%	0%
sept-20	69%	0%	43%	0%	0%
oct-20	96%	5%	39%	2%	0%
nov-20	17%	17%	54%	7%	0%
dic-20	54%	7%	39%	0%	0%
ene-21	62%	0%	59%	0%	0%
feb-21	62%	0%	59%	0%	0%
mar-21	62%	0%	59%	0%	0%
abr-21	62%	0%	59%	0%	0%
may-21	62%	0%	55%	0%	0%
jun-21	62%	0%	59%	0%	0%
jul-21	62%	0%	59%	0%	0%

Disponibilidad Mensual GNL y GNA Zona Centro-Sur SEN

Mes	San Isidro 1	San Isidro 2	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Colmito	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	Candelaria 1 y 2
ago-20	100%	100%	100%	92%	0%	19%	43%	10%
sept-20	90%	93%	75%	77%	0%	57%	36%	0%
oct-20	43%	100%	0%	49%	0%	77%	100%	0%
nov-20	50%	56%	4%	34%	0%	59%	100%	0%
dic-20	97%	93%	26%	26%	0%	67%	38%	0%
ene-21	63%	100%	67%	90%	0%	100%	0%	15%
feb-21	98%	100%	78%	100%	0%	100%	8%	11%
mar-21	100%	100%	90%	94%	0%	100%	100%	23%
abr-21	100%	100%	75%	100%	0%	99%	77%	0%
may-21	100%	100%	13%	71%	0%	90%	89%	0%
jun-21	100%	100%	0%	0%	0%	40%	100%	0%
jul-21	73%	100%	0%	0%	0%	37%	0%	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 Neuhuenco indisponibles para operar con petróleo diésel hasta el 31 de marzo de 2022, debido a restricciones medioambientales.
- **Caso 1:** Caso Base, considerando adicionalmente indisponible la central Nueva Renca entre el 1 de septiembre de 2020 y el 28 de febrero de 2021.
- **Caso 2:** Incluye el caso 1, considerando adicionalmente indisponible la central Neuhuenco 1 entre el 1 de septiembre de 2020 y el 28 de febrero de 2021.
- **Caso 3:** Incluye el caso 2, considerando adicionalmente indisponible la central Bocamina 2 entre el 1 de septiembre de 2020 y el 28 de febrero de 2021.
- **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; Neuhuenco y Candelaria de Colbún; además de la central Nueva Renca de Generadora Metropolitana. El suministro de GNL se interrumpe durante la primera semana de septiembre y octubre de 2020 y la última semana de diciembre de 2020 y enero de 2021. 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 4)). Las centrales del complejo Neuhuenco se habilitan para operar con petróleo diésel en este caso, mientras existe indisponibilidad de GNL. Esta restricción no considera el gas natural de origen argentino.

- d. Para los casos antes mencionados, la operación de la Laguna del Maule se ajusta a la programación vigente desde el 1 de agosto de 2020.
- 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 (48x5) 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 2020 – marzo 2022, actualizado al 30 de julio del 2020.
- h. Los costos de combustibles de centrales térmicas son los considerados en el proceso de programación, correspondiente a la última semana de julio de 2020.
- i. Se han utilizado las siguientes cotas iniciales, correspondientes a las 00:00 horas del 1 de agosto de 2020.

Embalse	Cota [m.s.n.m.]
Lago Laja	1316.28
Embalse Colbún	422.74
Laguna del Maule	2158.09
Embalse Ralco	705.66
Lago Chapo	236.04
Embalse Rapel	100.82
Laguna La Invernada	1285.53

- j. Las transferencias máximas por las líneas del sistema de transmisión corresponden a las utilizadas en la programación del 1 de agosto de 2020. 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
Solar UTFSM Vitacura	Solar	01-09-2020	0.1	Almendros110
El Brinco	Hidráulica	01-09-2020	0.2	Mulchen220
Solar Caimi	Solar	01-09-2020	0.2	LVegas110
Solar Los Perales 2	Solar	01-09-2020	1.0	Quillota220
Solar Kaufmann	Solar	01-09-2020	1.0	Batuco110
Solar El Cóndor	Solar	01-09-2020	1.3	Teno154
Solar Los Perales 1	Solar	01-09-2020	2.0	Quillota220
Solar Cintac	Solar	01-09-2020	2.5	Chena110

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Lirio de Campo	Solar	01-09-2020	2.5	AMelipilla220
La Confianza	Hidráulica	01-09-2020	2.6	Rucue220
Solar Chucao	Solar	01-09-2020	2.7	Parral154
Solar Quillay	Solar	01-09-2020	2.7	AMelipilla220
Solar Cocharcas II	Solar	01-09-2020	2.8	Chillan154
Solar Villa Cruz 7	Solar	01-09-2020	3.0	SJavier066
Pilar Los Amarillos	Solar	01-09-2020	3.0	DAlmagro110
Solar Candelaria	Solar	01-09-2020	3.0	SFcoMost066
Solar Filomena	Solar	01-09-2020	3.0	Polpaico220
Solar María Pinto	Solar	01-09-2020	3.0	SFcoMost066
Solar Guanaco 1	Solar	01-09-2020	3.0	AJahuel110
Solar Santa Inés	Solar	01-09-2020	3.0	PPeuco110
Solar Las Torcazas	Solar	01-09-2020	3.0	Rapel220
Solar El Zorzal	Solar	01-09-2020	3.0	Itahue154
Solar Las Tórtolas	Solar	01-09-2020	3.0	Chillan154
Eólica Lebu II	Eólica	01-09-2020	3.5	Horcones066
Solar Ocoa II	Solar	01-09-2020	3.5	LVegas110
Solar El Boco Ampl	Solar	01-09-2020	4.7	LVegas110
Solar Sol del Norte Andes	Solar	01-09-2020	8.6	Andes220
Solar Pepa 1	Solar	01-09-2020	9.0	Miraflores110
Solar Los Andes	Solar	01-09-2020	9.0	Andes220
Solar Villa Alegre	Solar	01-09-2020	9.0	SJavier066
Solar San Juan 1	Solar	01-09-2020	9.0	Salar220
Solar Granada	Solar	01-09-2020	9.0	Linares154
Solar Ciprés	Solar	01-09-2020	9.0	Linares154
Solar Del Desierto	Solar	01-09-2020	9.0	Andes220
Solar El Flamenco	Solar	01-09-2020	9.0	Itahue154
Solar San Ramiro	Solar	01-09-2020	9.0	Rapel220
Hidromocho	Hidráulica	01-09-2020	15.0	Rahue220
Digua	Hidráulica	01-09-2020	20.0	Ancoa220
Aconcagua	Térmica	01-09-2020	26.4	Torquemada110
Solar Usya	Solar	01-09-2020	52.4	Salar220
Solar Andes IIA	Solar	01-09-2020	70.0	Andes220
Eólica Tolpán Sur	Eólica	01-09-2020	84.0	Mulchen220
Prime Los Cóndores	Térmica	01-09-2020	90.9	LVilos220
Pajonales	Térmica	01-09-2020	95.2	DonHector220
Aurora	Eólica	01-09-2020	126.4	Rahue220
Solar Rio Escondido	Solar	01-09-2020	145.0	Cardones220
Eólica Cabo Leones 2	Eólica	01-09-2020	204.0	Maitencillo220
Solar Cocinillas	Solar	01-10-2020	2.5	ElPenon110
Solar Canelillo	Solar	01-10-2020	2.5	ElPenon110
Solar Peralillo	Solar	01-10-2020	2.9	Teno154
Solar Bicentenario	Solar	01-10-2020	2.9	Parral154
Solar Playero 1	Solar	01-10-2020	3.0	Parral154
Solar Puente	Solar	01-10-2020	3.0	Chena110
Solar Lumbrera	Solar	01-10-2020	3.0	AMelipilla220
Solar Pitra	Solar	01-10-2020	3.0	ASanta220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar El Piuquén	Solar	01-10-2020	3.0	Chillan154
Solar El Ñandú	Solar	01-10-2020	3.0	Cardones110
Solar PSF El Salitral	Solar	01-10-2020	8.4	ElPenon110
Cipresillos	Hidráulica	01-10-2020	9.0	Sauzal110_BP2
Solar Las Tencas	Solar	01-10-2020	9.0	Malloa154
San Javier Etapa I	Térmica	01-10-2020	23.8	Constitucion066
San Javier Etapa II	Térmica	01-10-2020	23.8	Constitucion066
Solar La Cruz	Solar	01-10-2020	50.0	Crucero220
Combarbalá	Térmica	01-10-2020	71.4	ElPenon110
Solar Nuevo Quillagua	Solar	01-10-2020	100.0	Lagunas220
Solar San Pedro GPG	Solar	01-10-2020	106.0	Salar220
Solar Finis Terrae II	Solar	01-10-2020	126.2	Crucero220
Solar Lo Boza	Solar	01-11-2020	0.8	Renca110
Solar Don Andrónico	Solar	01-11-2020	2.8	Buin110
Solar Playero 2	Solar	01-11-2020	3.0	Parral154
Solar Litre	Solar	01-11-2020	3.0	ASanta220
Solar Lingue	Solar	01-11-2020	3.0	ASanta220
Solar Tamarugo	Solar	01-11-2020	3.0	PAlmonte110
Solar Mercurio Sur	Solar	01-11-2020	3.0	Linares154
Solar Saturno Norte	Solar	01-11-2020	4.5	Linares154
Aillín	Hidráulica	01-11-2020	7.0	Rucue220
Solar Andes IIA E2	Solar	01-11-2020	9.7	Andes220
El Pinar	Hidráulica	01-11-2020	11.4	Cholguan066
Cerro Pabellón U3	Térmica	01-11-2020	33.0	Conchi220
Solar La Huella	Solar	01-11-2020	84.0	DonHector220
Eólica Alena	Eólica	01-11-2020	84.0	Charrua154
Eólica Malleco F1	Eólica	01-11-2020	135.1	Mulchen220
Llanos Blancos	Térmica	01-11-2020	149.6	PAzucar220
Solar Santa Isabel I	Solar	01-11-2020	158.8	Lagunas220
Solar Villa Prat V	Solar	01-12-2020	3.0	Itahue154
Solar Molina	Solar	01-12-2020	9.0	Itahue154
Solar Azabache	Solar	01-12-2020	59.8	Salar220
Eólica Mesamávida	Eólica	01-12-2020	60.0	Charrua154
Maitencillo	Térmica	01-12-2020	60.6	Maitencillo220
C.S. Cerro Dominador	Solar	01-12-2020	110.0	Crucero220
Eólica Renaico 2	Eólica	01-12-2020	144.0	Temuco220
Solar Atacama 2	Solar	01-12-2020	150.0	Lagunas220
Solar Sol de Lila	Solar	01-12-2020	152.0	Andes220
Eólica Cerro Tigre	Eólica	01-12-2020	184.8	Ohiggins220_BP1
Solar Campos de Sol	Solar	01-12-2020	381.0	CPinto220
Solar Chillán Confluencia	Solar	01-01-2021	2.8	Chillan154
Solar San Juan 2	Solar	01-01-2021	9.0	Salar220
Solar Peñaflores	Solar	01-01-2021	9.0	AJahuel110
Trupán	Hidráulica	01-01-2021	20.0	Charrua154
La Estrella	Eólica	01-01-2021	50.0	Rapel220
Solar Sol de Desierto 2	Solar	01-01-2021	55.0	MariaElena220
Los Cóndores	Hidráulica	01-01-2021	150.0	Ancoa220
Solar Tchamma	Solar	01-01-2021	155.4	Crucero220

Central	Tipo de central	Puesta en servicio	Potencia Neta [MW]	Barra de inyección
Solar Sol del Desierto 1	Solar	01-01-2021	175.0	MariaElena220
Solar Caracas 1	Solar	01-02-2021	9.0	LVilos220
Solar Negrete	Solar	01-02-2021	36.0	Charrua154
Eólica Cabo Leones 3	Eólica	01-02-2021	78.1	Maitencillo220
Solar El Trile	Solar	01-03-2021	9.0	Linares154
Solar Quinantu	Solar	01-03-2021	9.0	Talca066
Solar Capricornio	Solar	01-03-2021	87.9	Capricornio110
Eólica Los Olmos	Eólica	01-03-2021	100.0	Mulchen220
Eólica Malleco F2	Eólica	01-03-2021	137.9	Mulchen220
Solar UTFSM San Joaquín	Solar	01-04-2021	0.1	Ochagavia110
Solar UTFSM Valparaíso	Solar	01-04-2021	0.1	Miraflores110
Solar Corrales del Verano	Solar	01-04-2021	9.0	AJahuel110
Solar Malgárida 1	Solar	01-04-2021	28.0	Cumbres500
Solar Malgárida 2	Solar	01-04-2021	162.7	Cumbres500
Solar Pampa Tigre	Solar	01-05-2021	100.0	Ohiggins220_BP1
Solar Valle Escondido	Solar	01-05-2021	105.0	Cardones220
Eólica Cabo Leones 3 F2	Eólica	01-05-2021	110.0	Maitencillo220
Solar Caracas 2	Solar	01-06-2021	9.0	LVilos220
Eólica Cabo Leones 1 extensión	Eólica	01-06-2021	60.0	Maitencillo220
Solar Domeyko	Solar	01-06-2021	186.2	Domeyko220
Eólica El Cruce	Eólica	01-07-2021	2.9	Rahue220
Solar Sol de Los Andes	Solar	01-07-2021	89.4	DAlmagro110
Eólica Ochs	Eólica	01-08-2021	2.9	Rahue220
Solar Rucasol	Solar	01-08-2021	9.0	PPeuco110
Eólica Ckani	Eólica	01-08-2021	107.2	Conchi220
Las Lajas	Hidráulica	01-08-2021	267.0	Florida110
Solar Sol de Atacama	Solar	01-09-2021	80.8	Cardones110
Eólica Calama	Eólica	01-09-2021	150.0	Salar220
Eólica Llanos del Viento	Eólica	01-09-2021	156.1	Ohiggins220_BP1
Alfalfal 2	Hidráulica	01-10-2021	264.0	Almendros220
Solar Cardones	Solar	01-11-2021	35.0	Maitencillo110
Mapa	Térmica	01-11-2021	256.0	Lagunillas220
Eólica Puelche Sur	Eólica	01-12-2021	152.4	PMontt220
Solar Willka	Solar	01-01-2022	98.0	Condores220
Solar Coya	Solar	01-01-2022	180.0	Crucero220
Las Nieves	Hidráulica	01-02-2022	6.5	Cautin220
Ñuble	Hidráulica	01-04-2022	136.0	Ancoa220
San Pedro	Hidráulica	01-11-2024	170.0	Ciruelos220
TOTAL			7675	

m. Además, considera las fechas de puesta en servicio de las siguientes instalaciones de transmisión.

Instalación	Puesta en servicio	P Nom (MVA)
Nuevo banco de autotransformadores 500/220kV en S/E Nueva Cardones,S/E Nueva Maitencillo,S/E Nueva Pan de Azúcar	01-10-2020	750
Nueva línea 1x220 kV. A. Melipilla - Rapel	30-11-2020	386
Nueva línea 2x220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla, con un circuito tendido	30-11-2020	386
Nueva línea 2x500 kV Pichirropulli-Nueva Puerto Montt, energizada en 220 kV	01-08-2021	660
Nueva línea 2x220 kV Nueva Maitencillo-Punta Colorada-Nueva Pan de Azúcar	01-05-2022	1000
Nueva línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar-Punta Sierra-Los Pelambres	01-01-2023	580
Nueva línea 2x500 kV Nueva Puerto Montt-Nueva Ancud y nuevo cruce aéreo, energizados en 220 kV	01-12-2023	187

n. Se considera también las fechas de puesta en servicio de las siguientes instalaciones de consumo.

Instalación	Puesta en servicio	Demanda (MW)
Planta desalinizadora SPENCE y sistema de bombeo asociado	01-05-2020	60
MAPA	02-11-2020	90

- 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 julio de 2020 y declarada según Norma Técnica GNL de 2019 para el proceso de programación.

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		ago-20	sept-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	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/día]						
	Hidrología	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21
Caso Base	68-69	-	-	-	-	-	-
Caso 1	68-69	-	-	-	-	-	-
Caso 2	68-69	-	-	-	-	-	-
Caso 3	68-69	-	-	-	-	-	-
Caso 4	68-69	-	-	-	-	-	-
Caso 5	68-69	-	-	-	-	-	-

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/día]						
	Hidrología	ago-20	sept-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21
Caso 5	62-63	-	-	-	-	-	-
Caso 5	68-69	-	-	-	-	-	-
Caso 5	96-97	-	-	-	-	-	-
Caso 5	98-99	-	-	-	-	-	25
Caso 5	07-08	-	-	-	-	-	-

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.

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 enero de 2021, el sistema contaría con una reserva de energía de aproximadamente 1370 [GWh] como promedio. El detalle por hidrología de esta reserva (al final del mes de enero 2021), se puede observar en la siguiente tabla:

		E[GWh]					
Año	Mes	Año 68-69	Año 98-99	Año 16-17	Año 96-97	Año 62-63	Promedio
2021	Ene	1467	1255	1441	1354	1326	1369
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.- Implementación de restricción cota mínima en Lago Chapo, carta GMC N° 466/2018.
- 4.- Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.
- 5.- Carta Ministerio de Energía N° 130/2017.

ANEXO 1

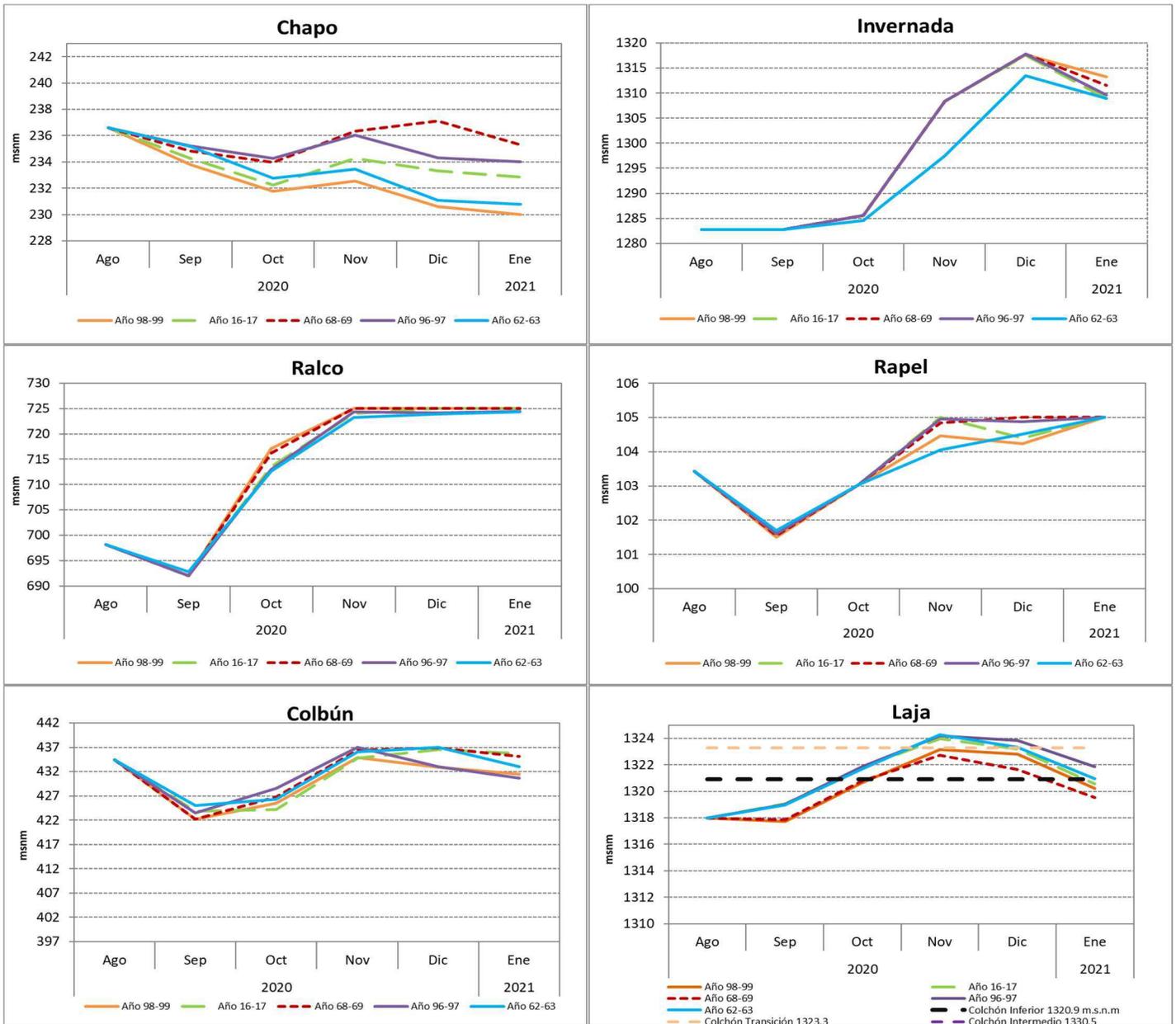
Resultados caso base, caso 1, caso 2, caso 3, caso 4 y caso 5.

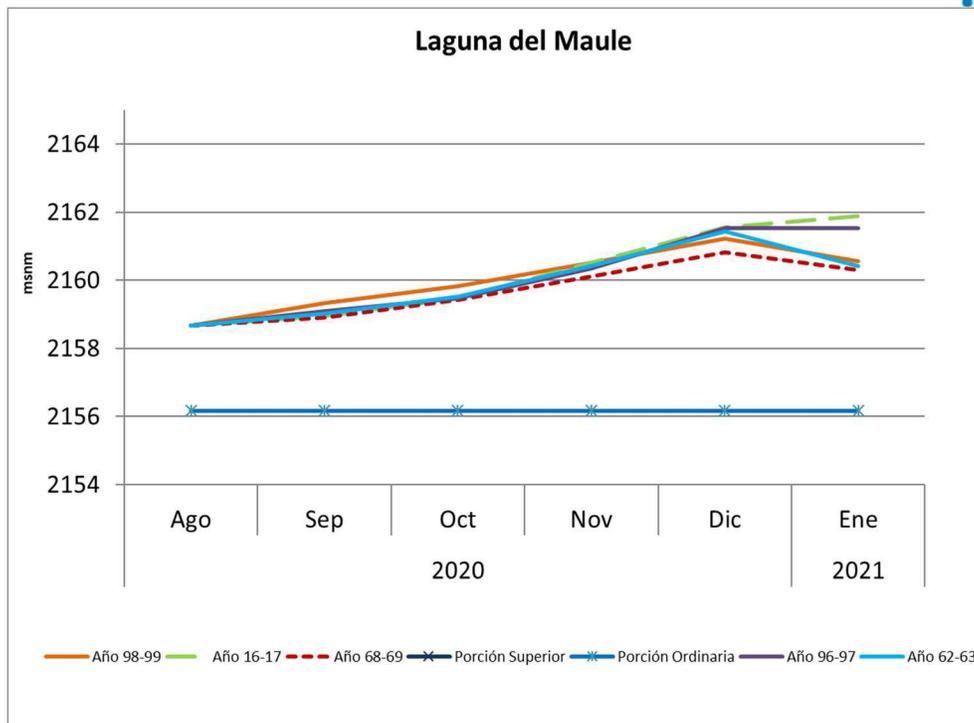
Gráficos de cotas, Energía total embalsada en el SEN y Costos Marginales

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

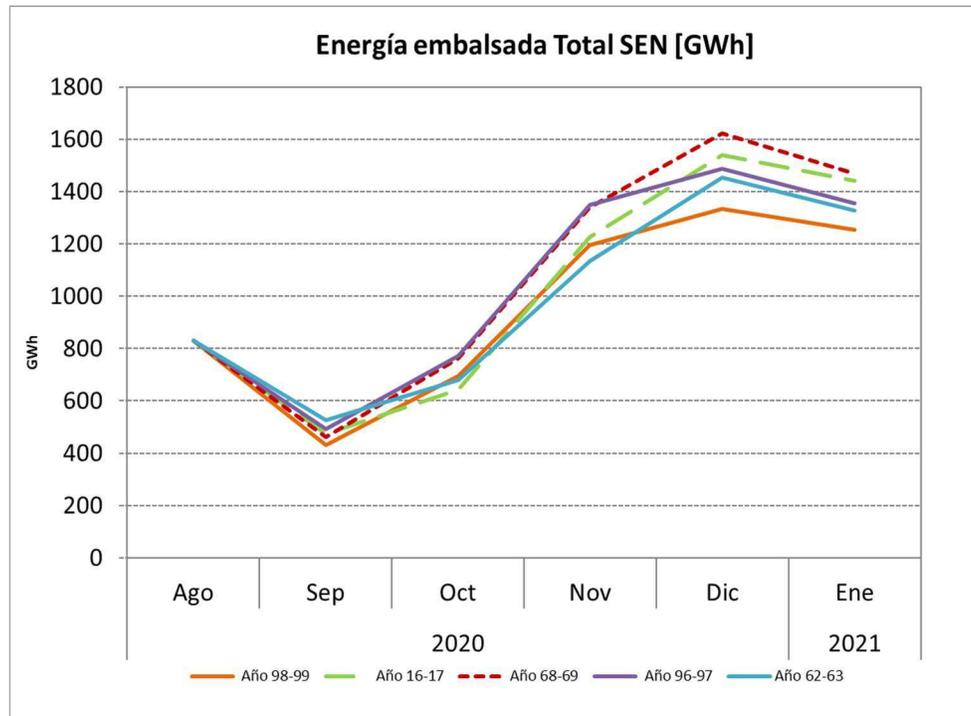
Caso base

i) Cotas finales mensuales





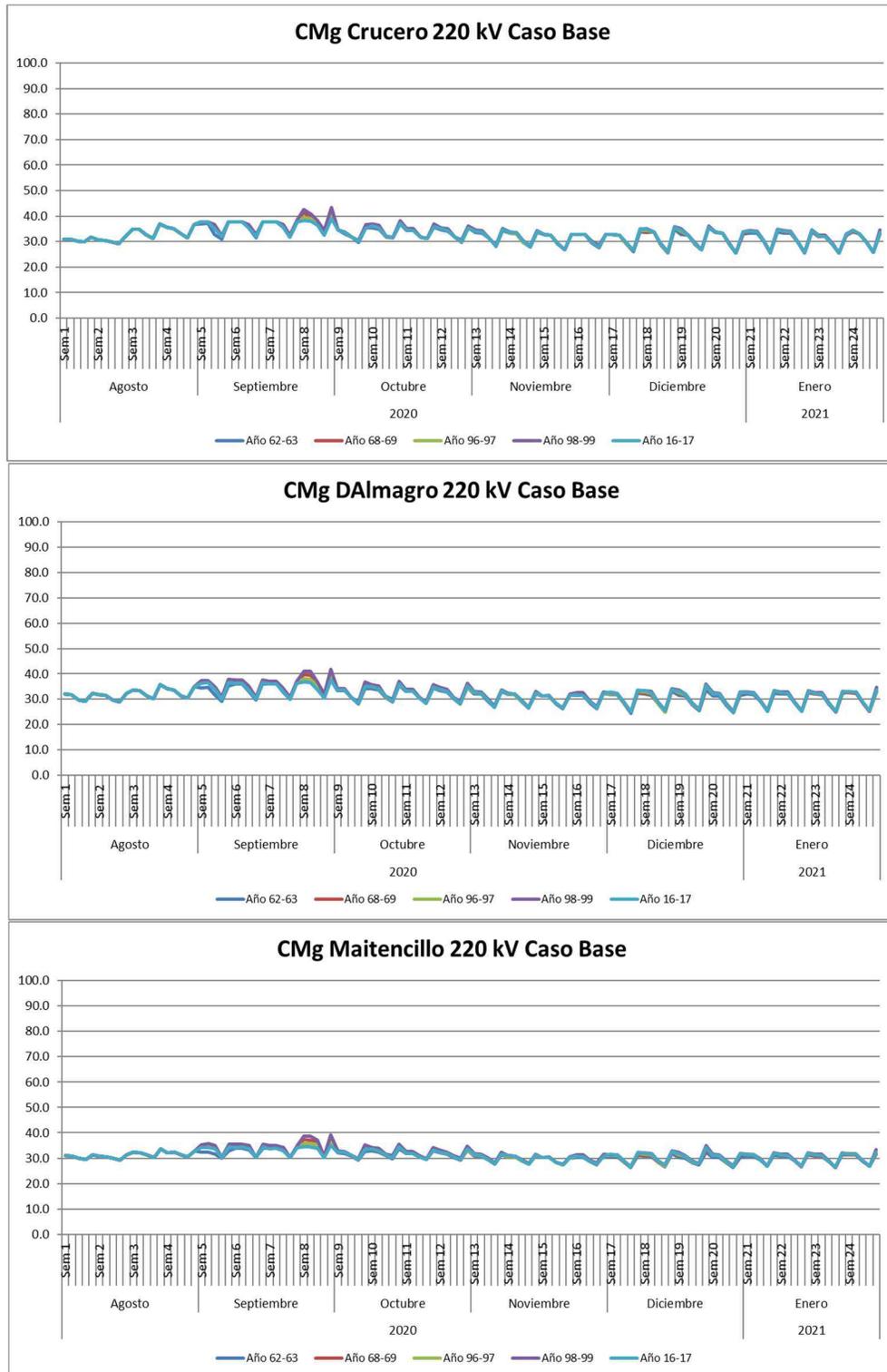
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso base

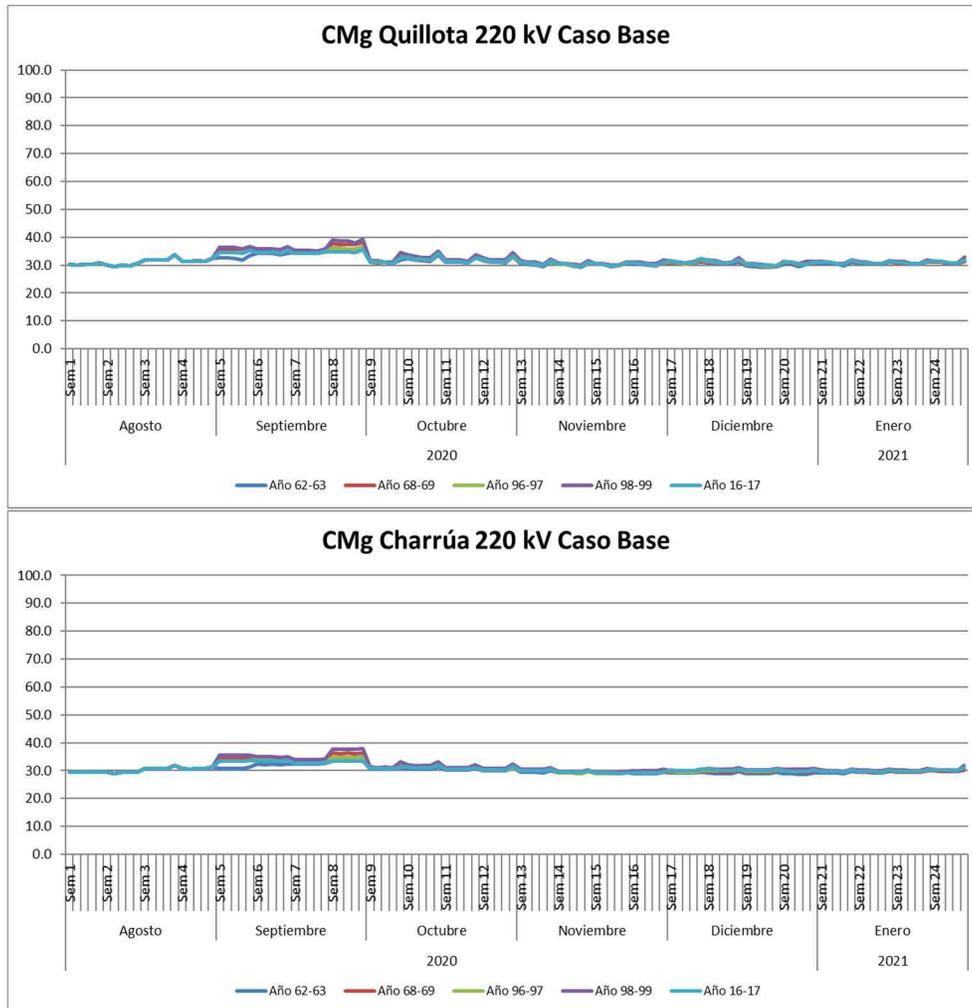


Nota: El cálculo de la energía embalsada no incluye los derechos de agua para riego del Lago Laja para dar cumplimiento al Convenio.

En el cálculo de la energía embalsada en el SEN se considera el agua acumulada en los embalses Chapo, Invernada, Colbún, Pangué, 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.

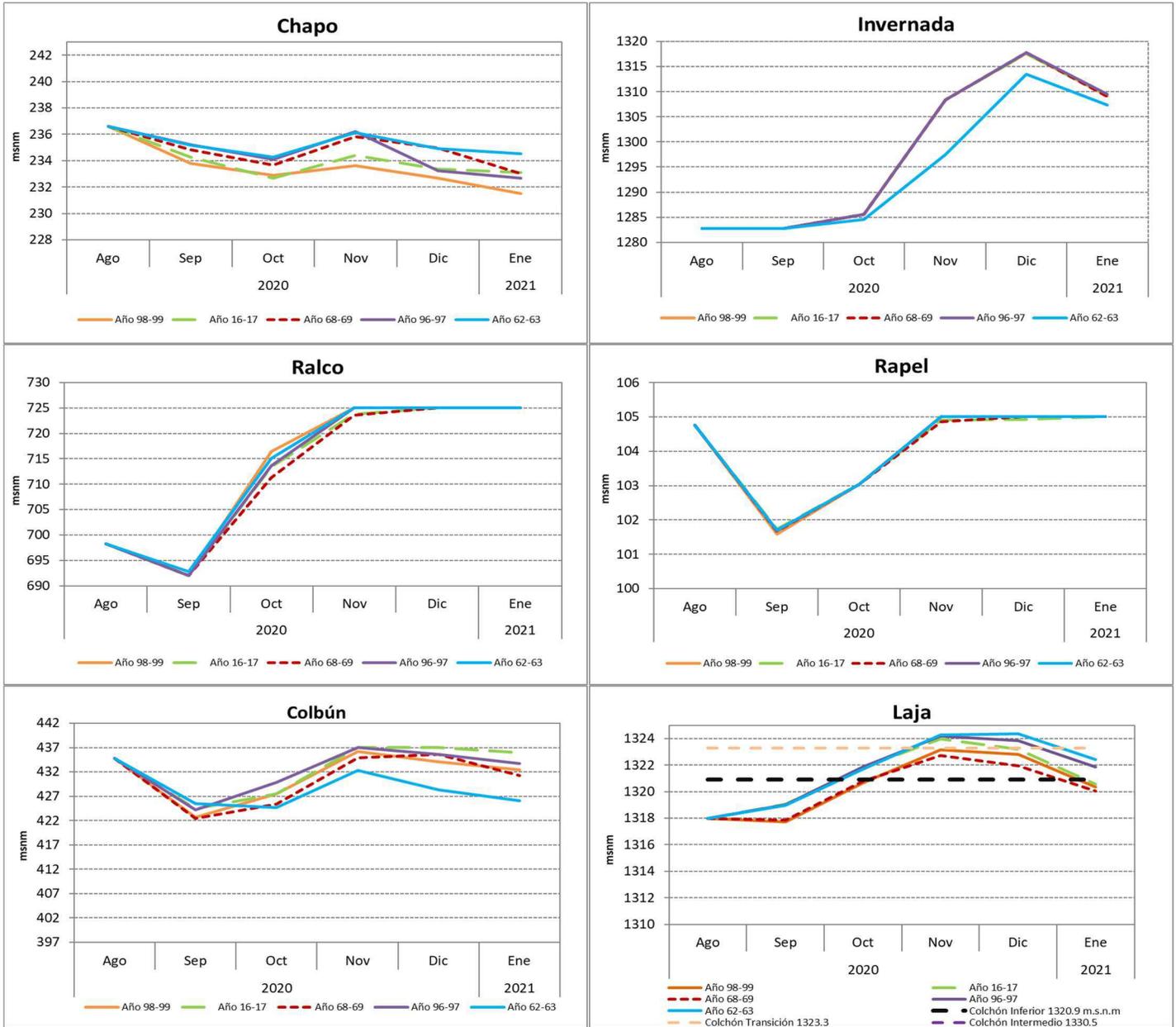
iii) Costos Marginales – Caso base

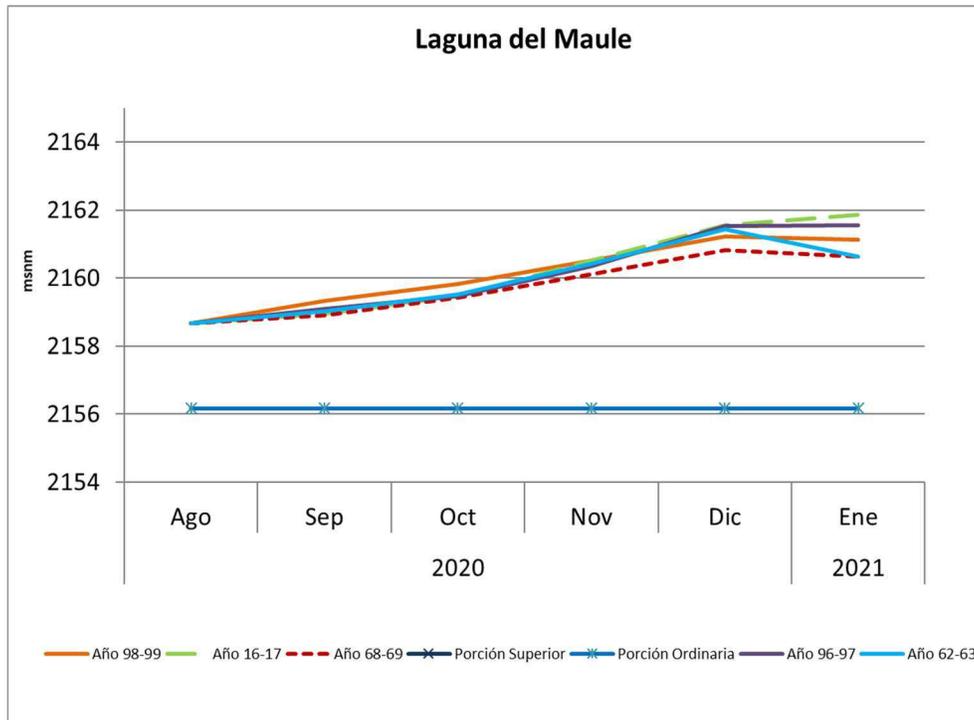




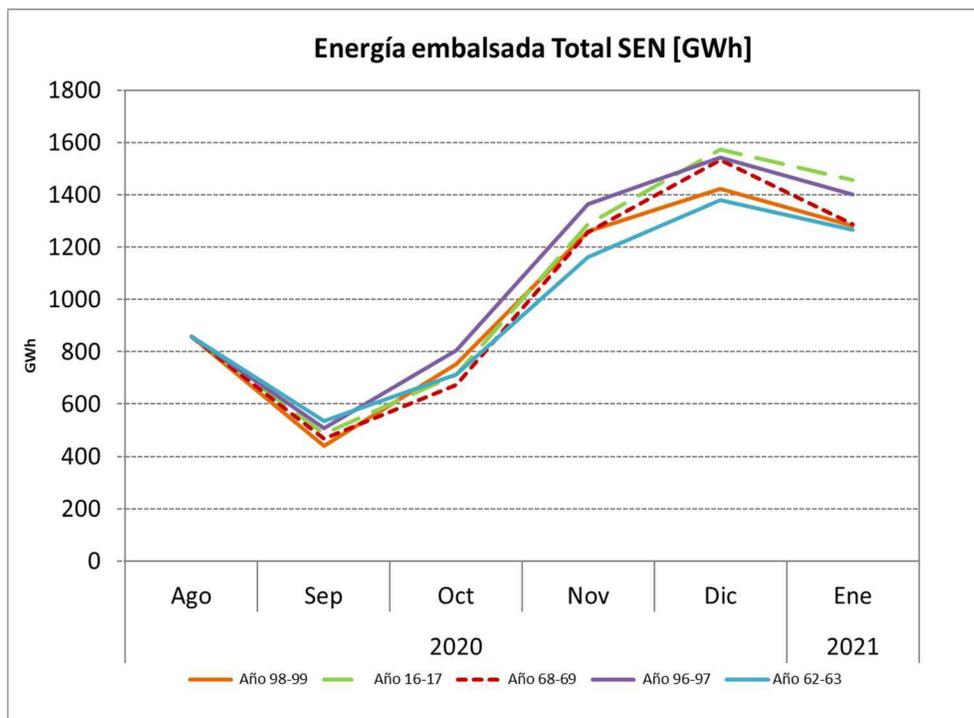
Caso 1

i) Cotas finales mensuales



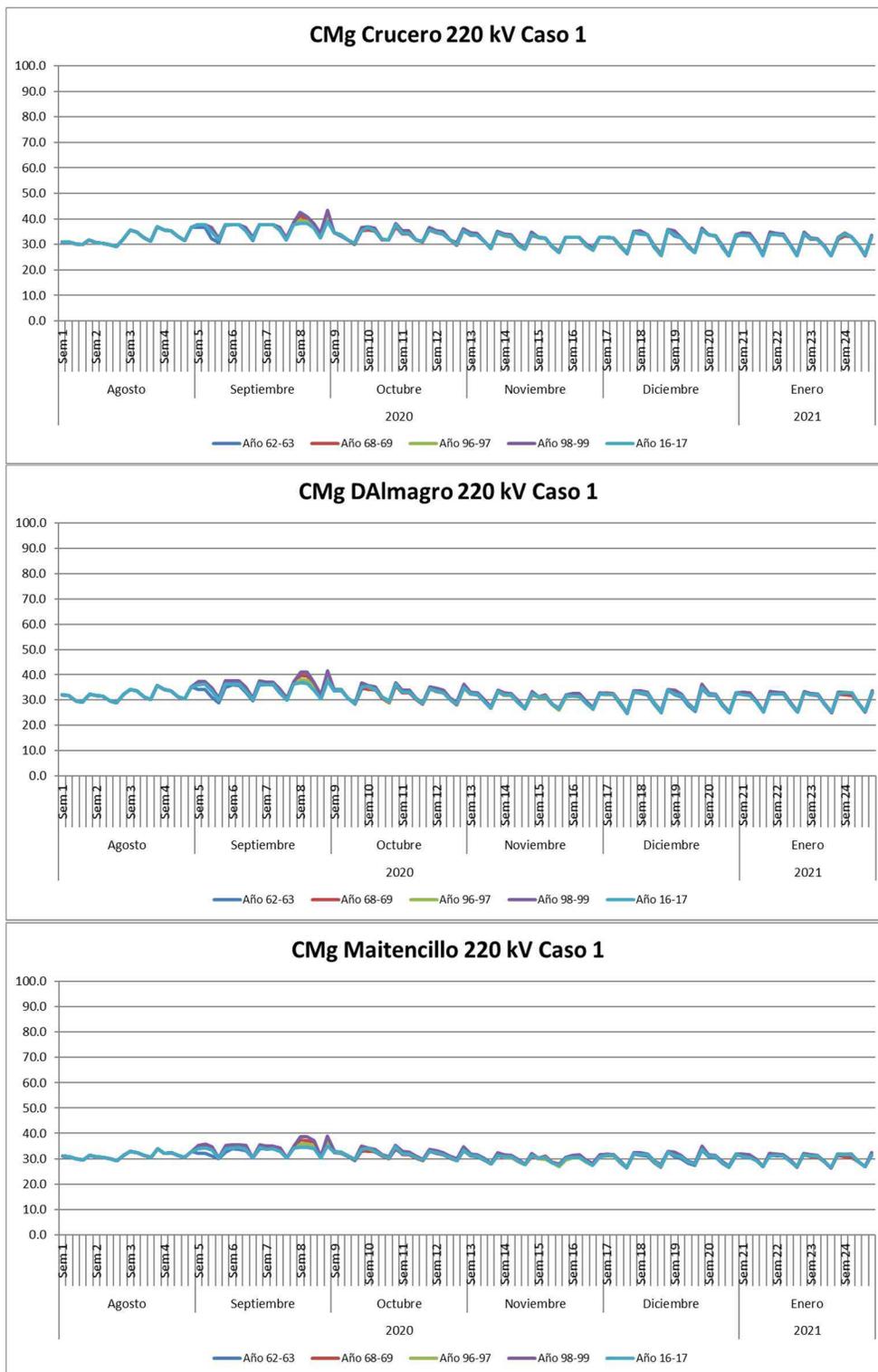


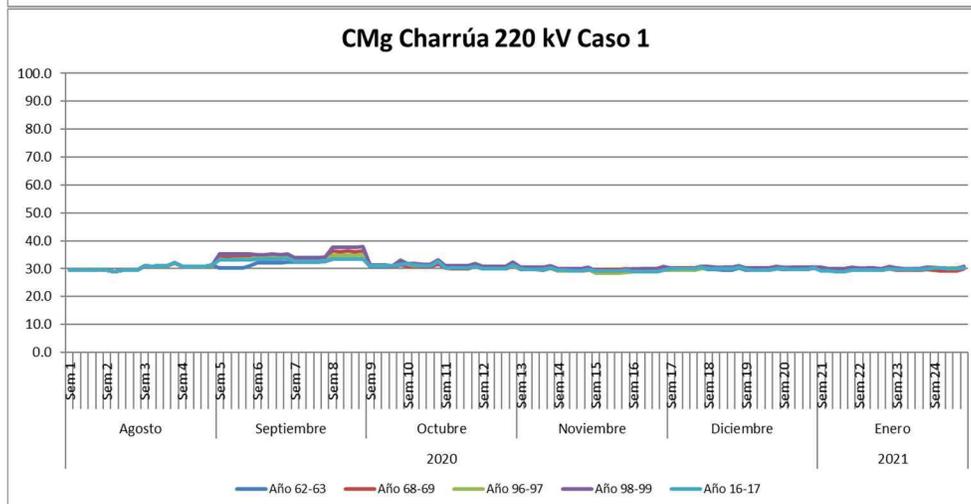
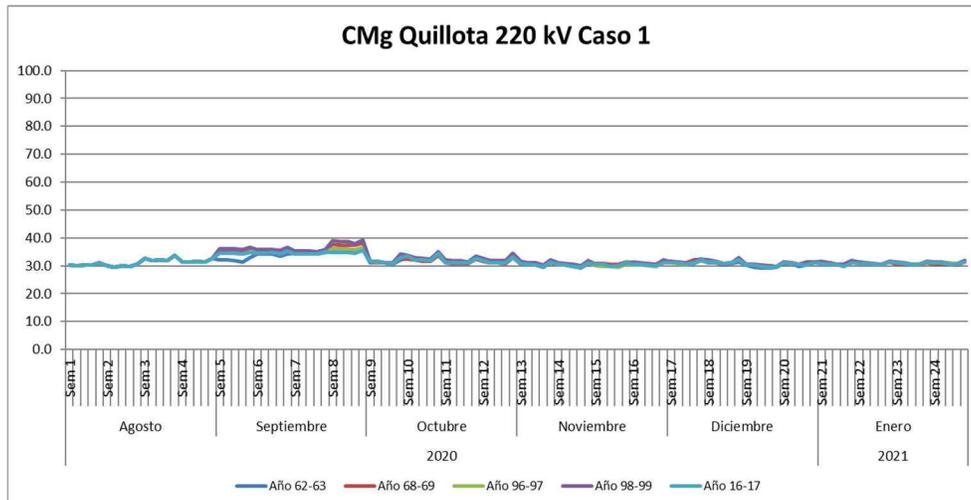
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 1



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

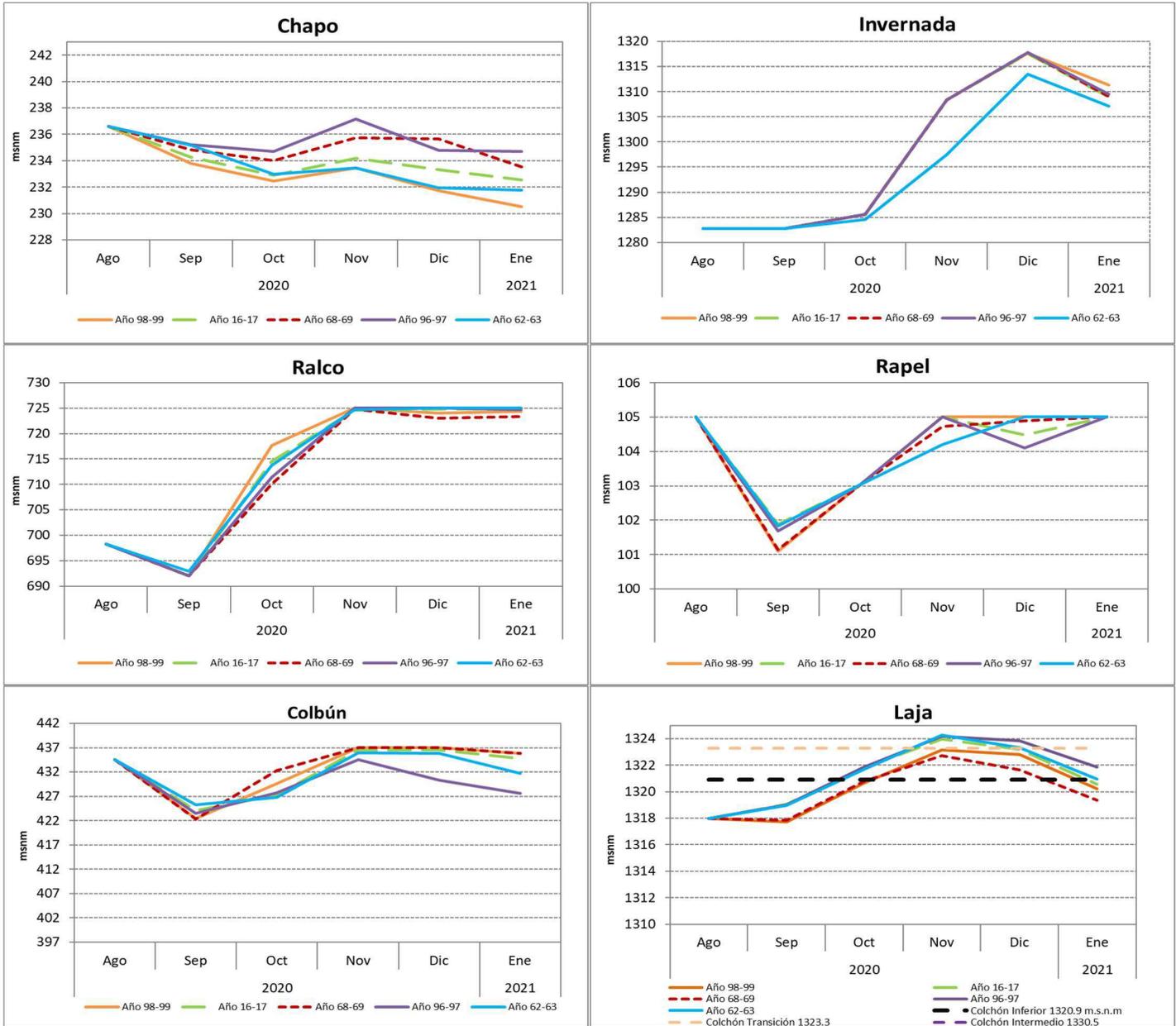
iii) Costos Marginales – Caso 1

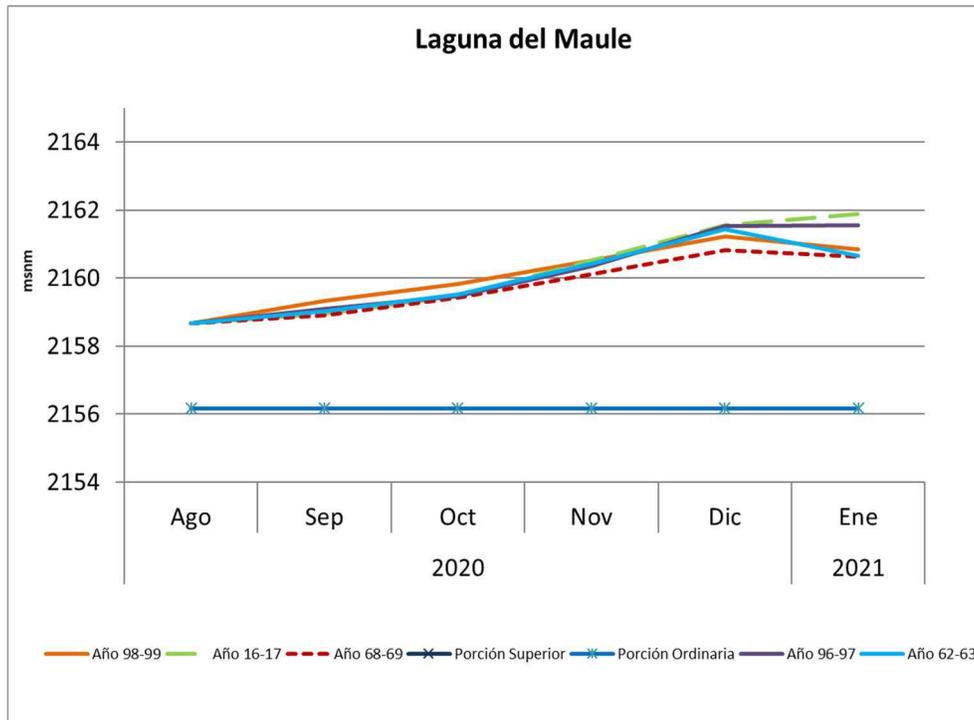




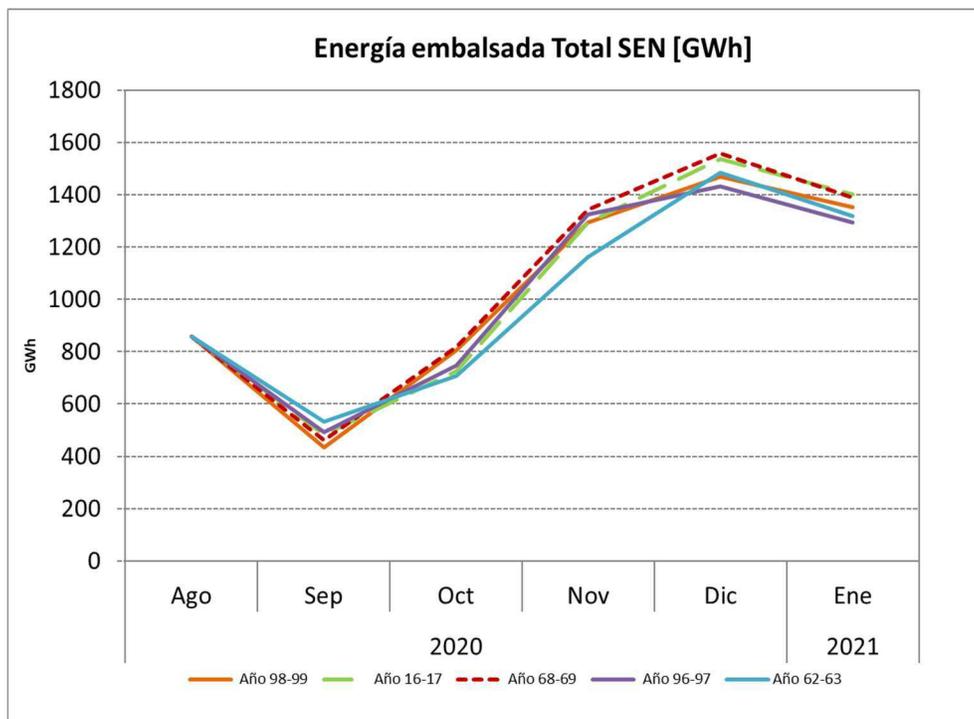
Caso 2

i) Cotas finales mensuales



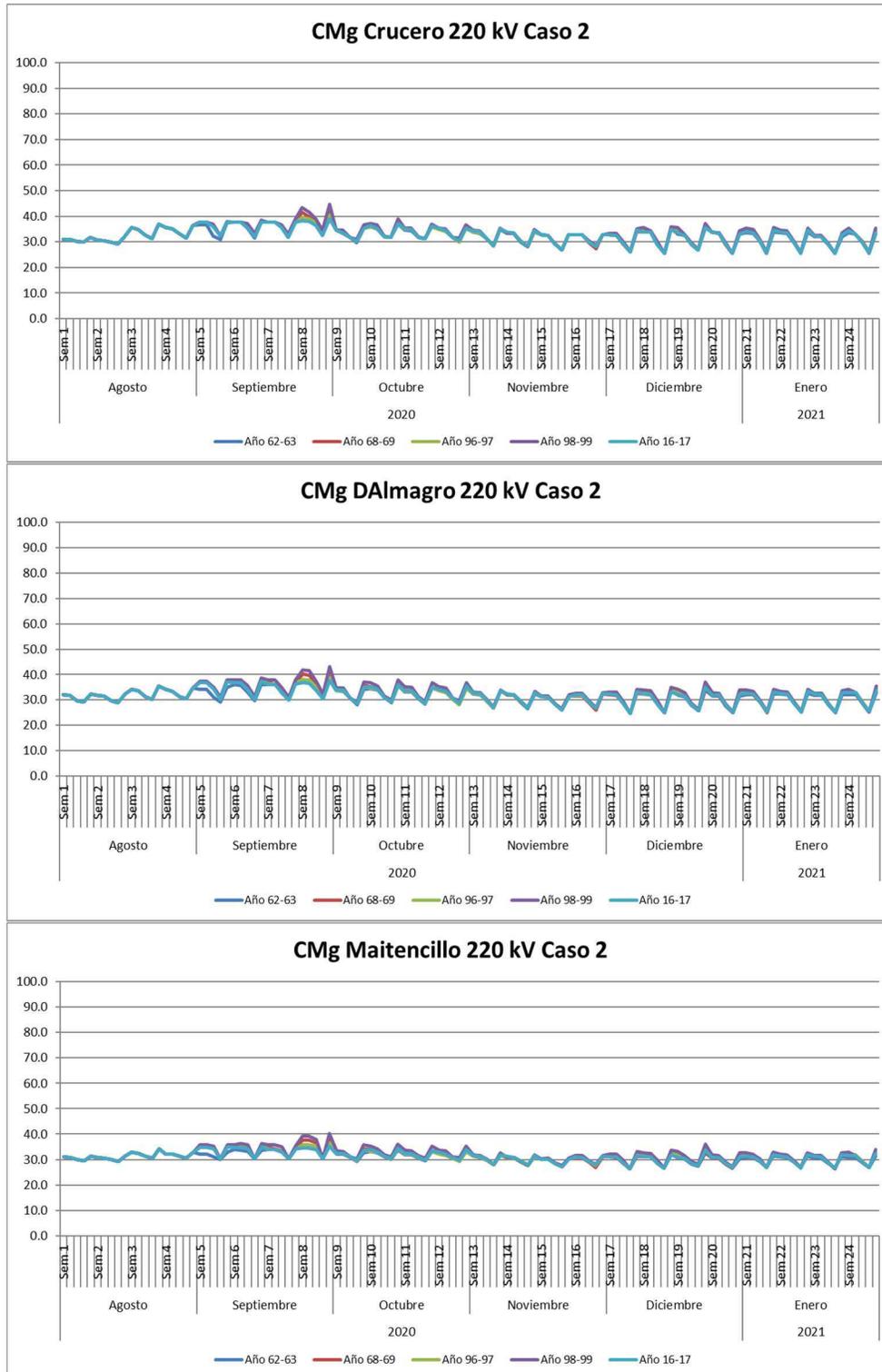


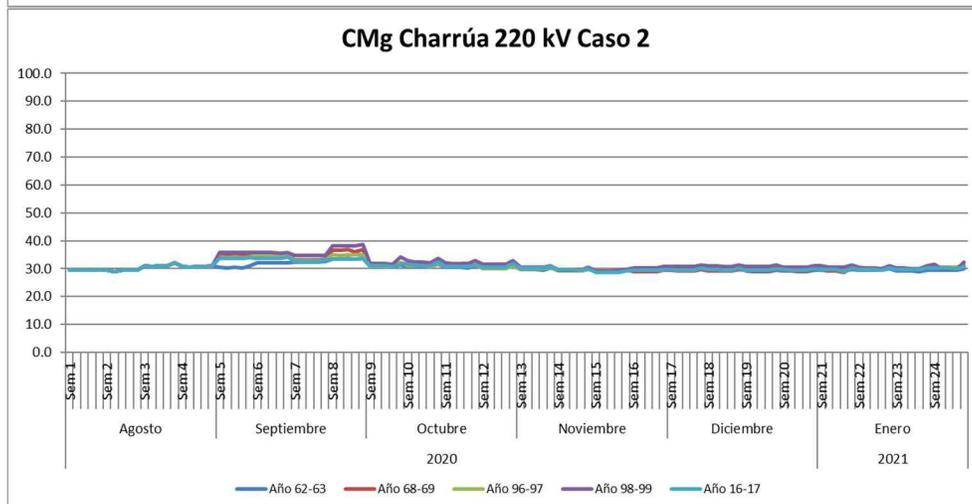
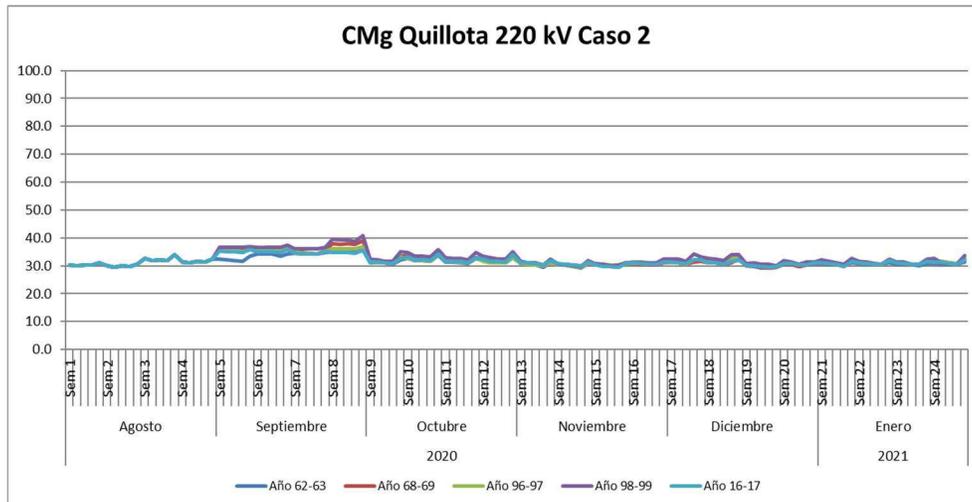
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 2



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

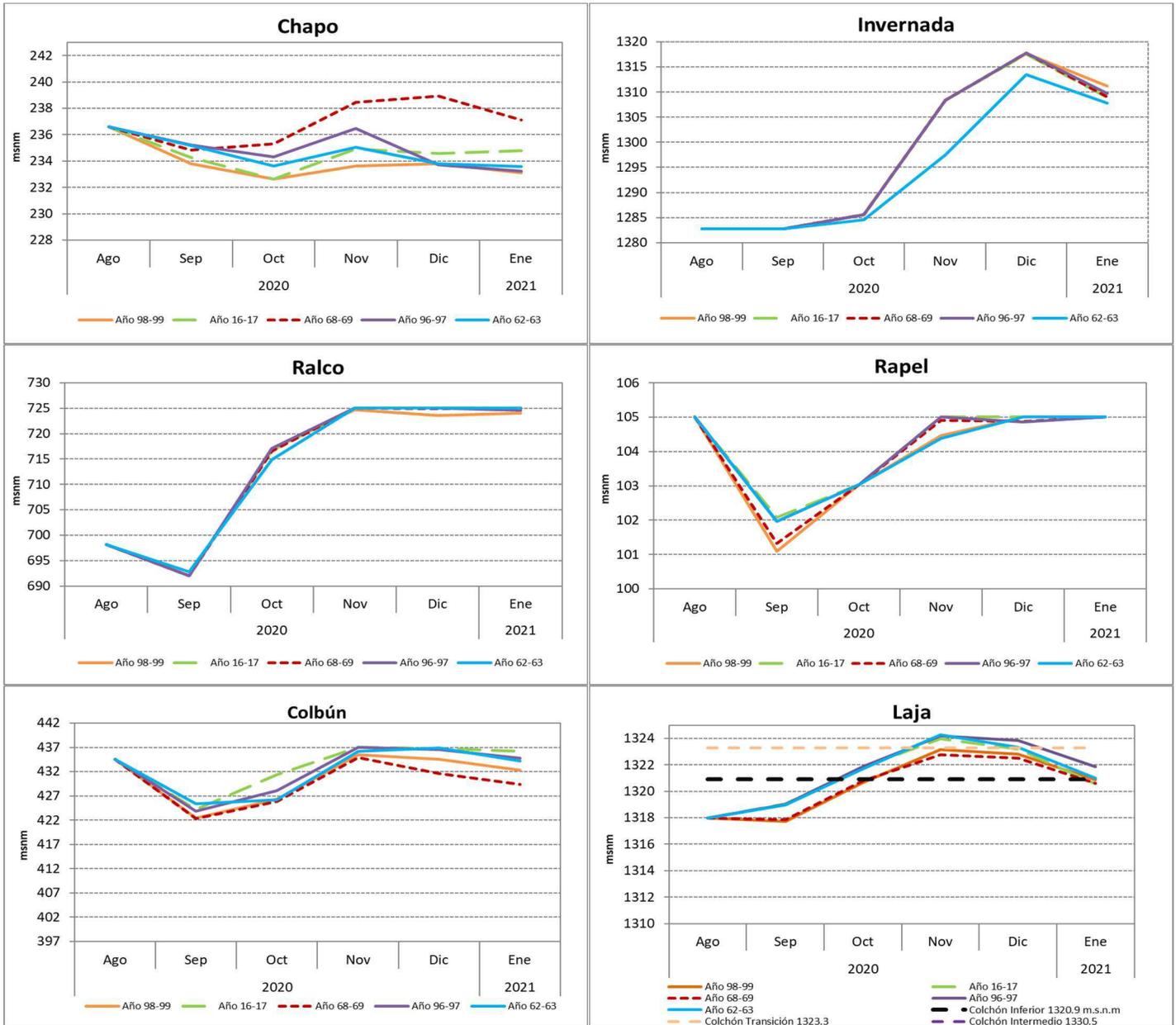
iii) Costos Marginales – Caso 2

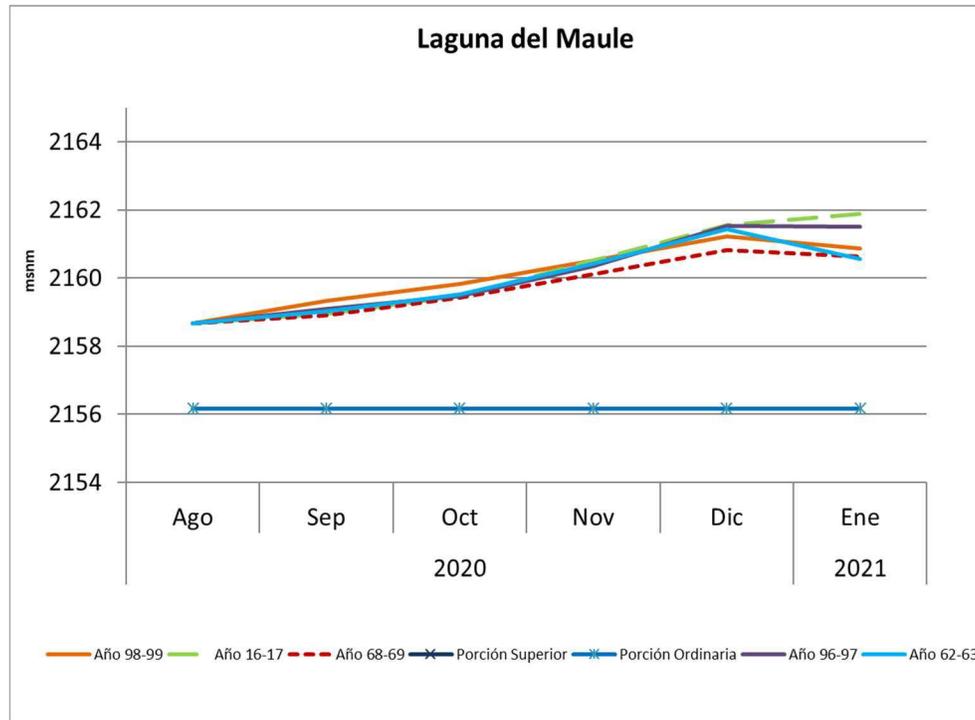




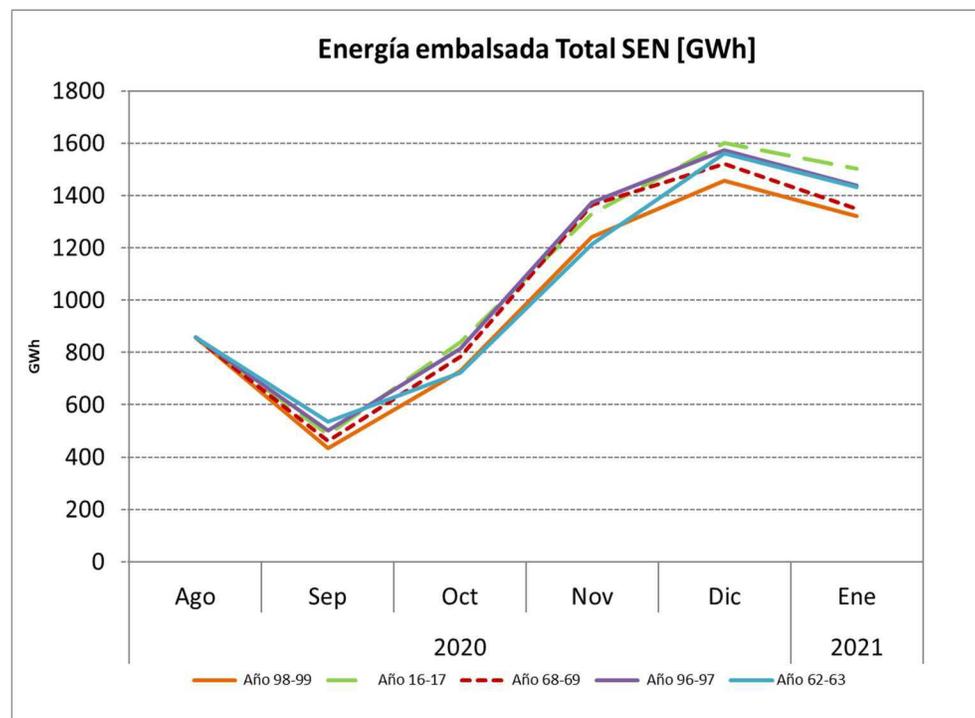
Caso 3

i) Cotas finales mensuales



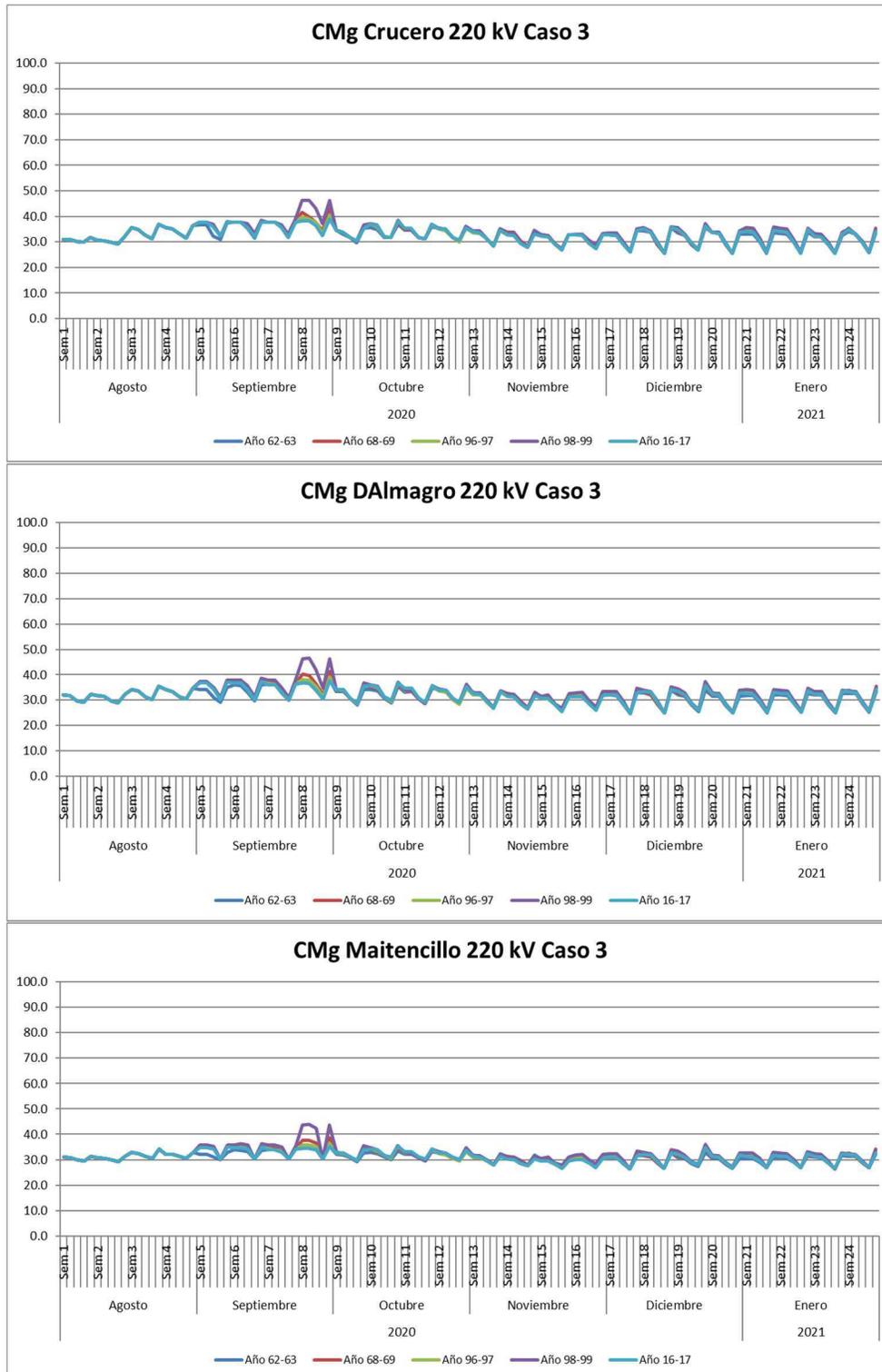


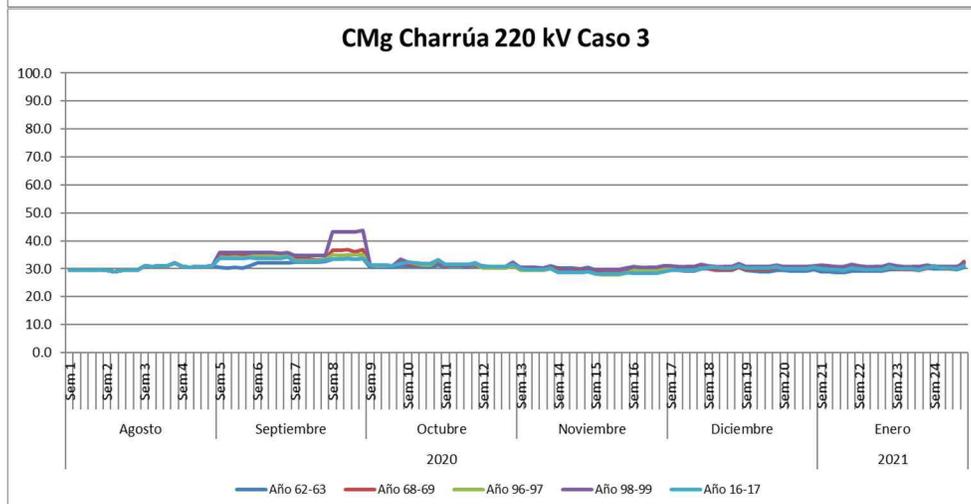
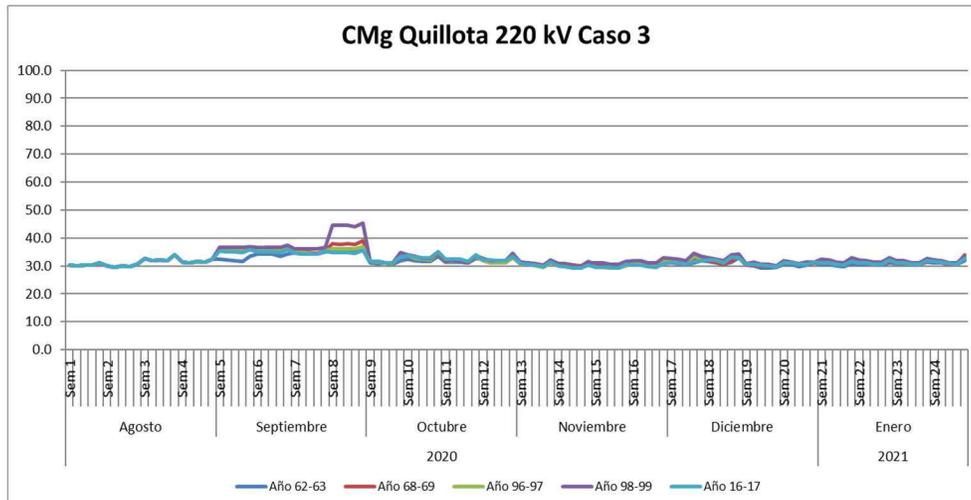
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 3



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

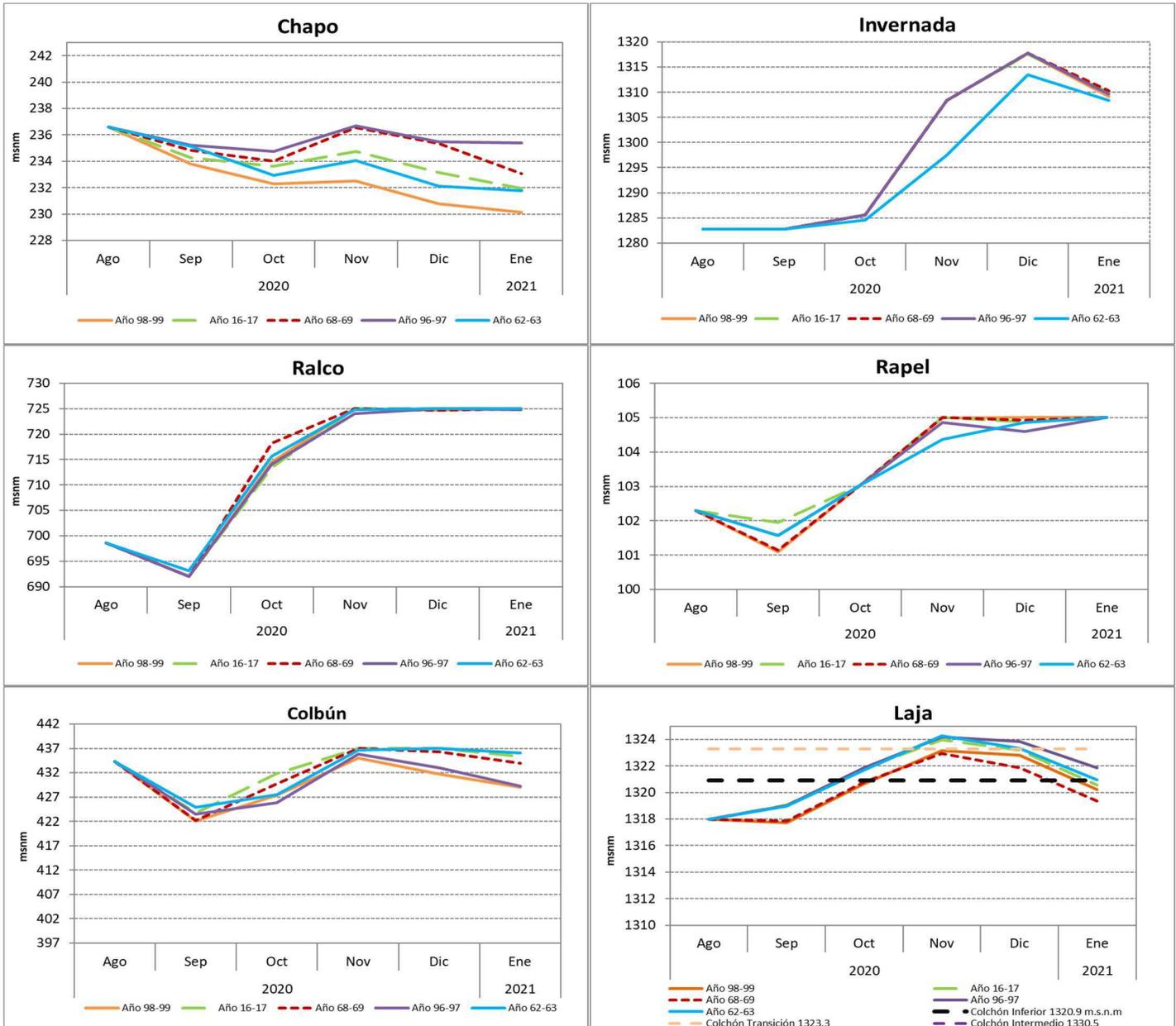
iii) Costos Marginales – Caso 3

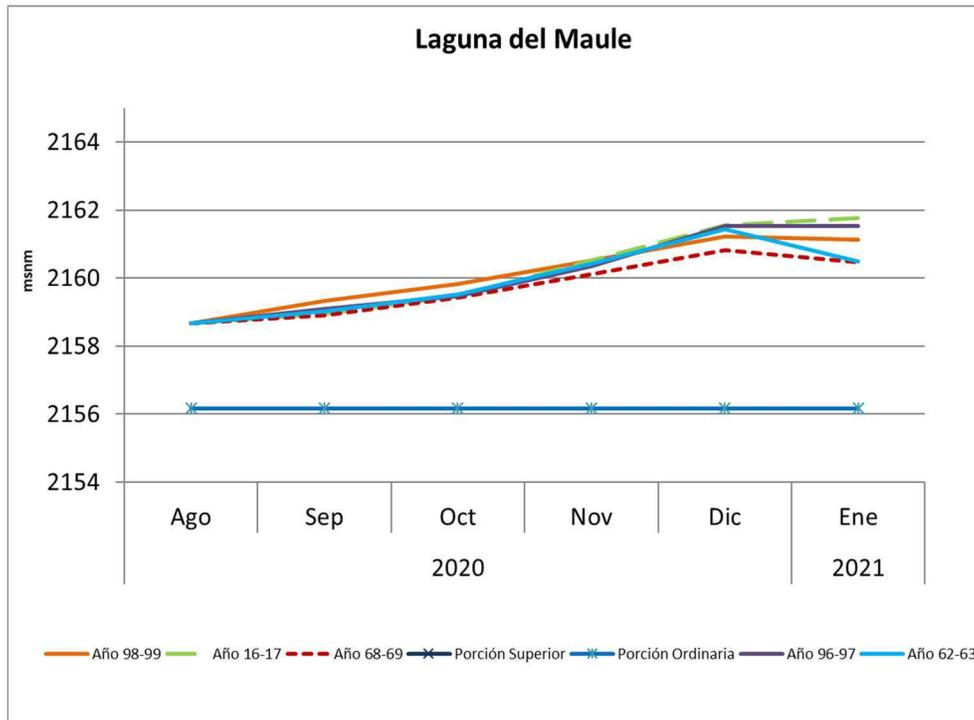




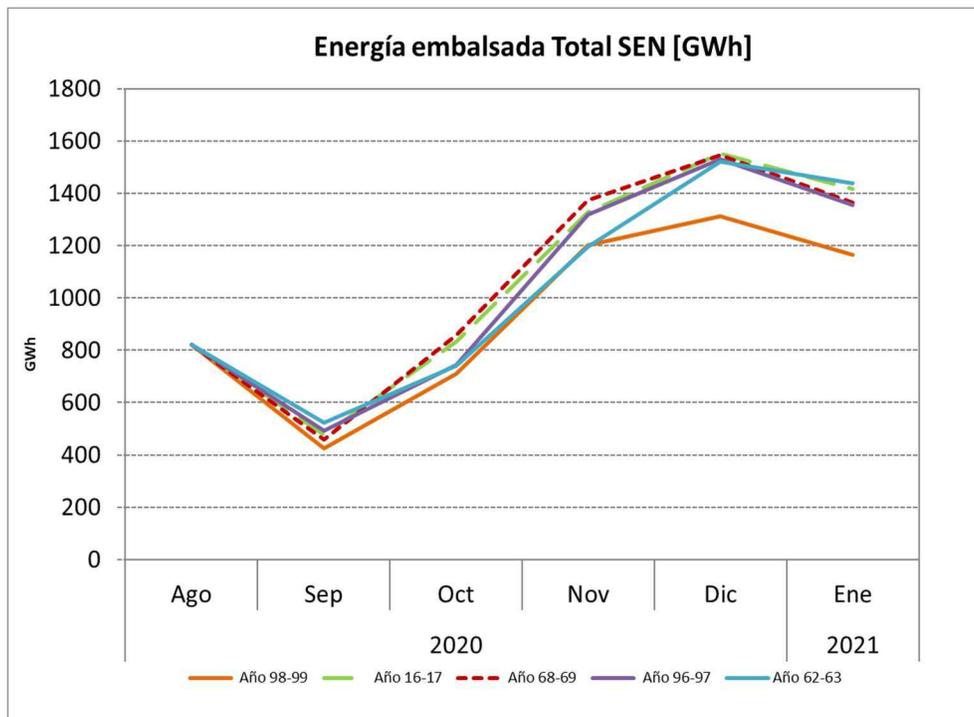
Caso 4

i) Cotas finales mensuales



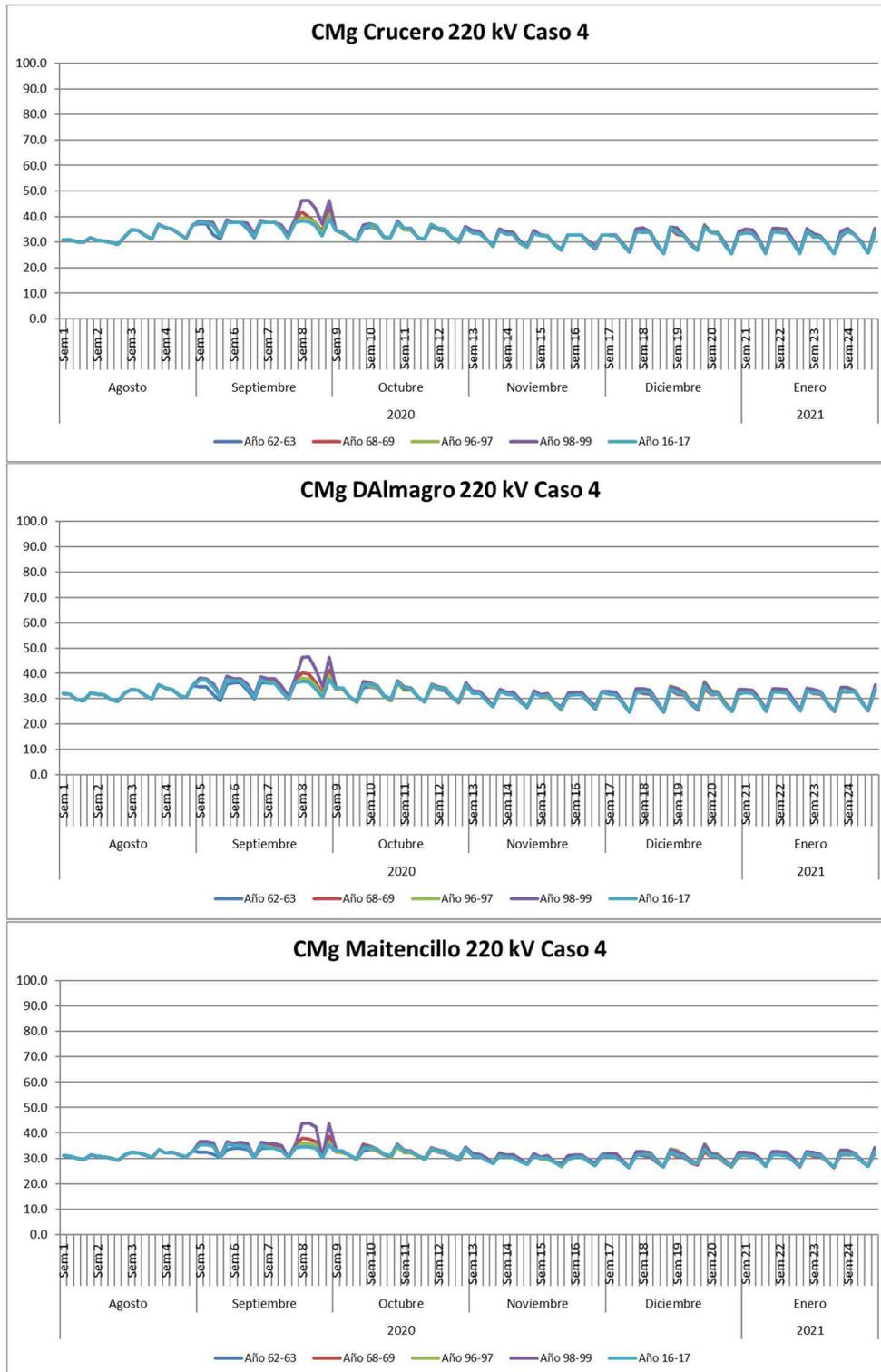


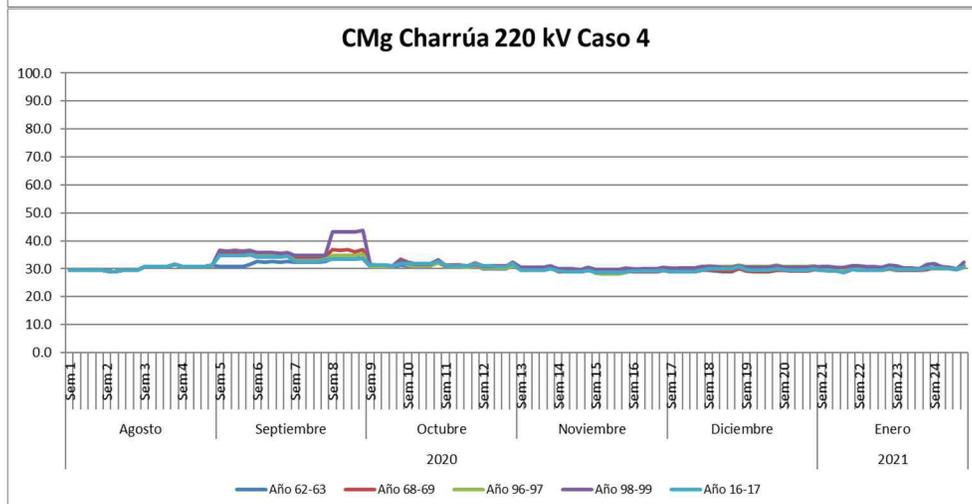
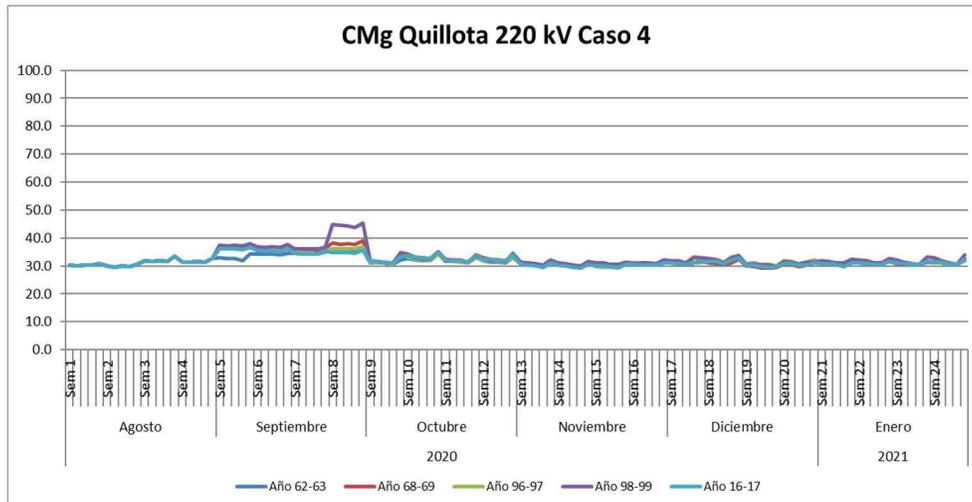
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 4



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

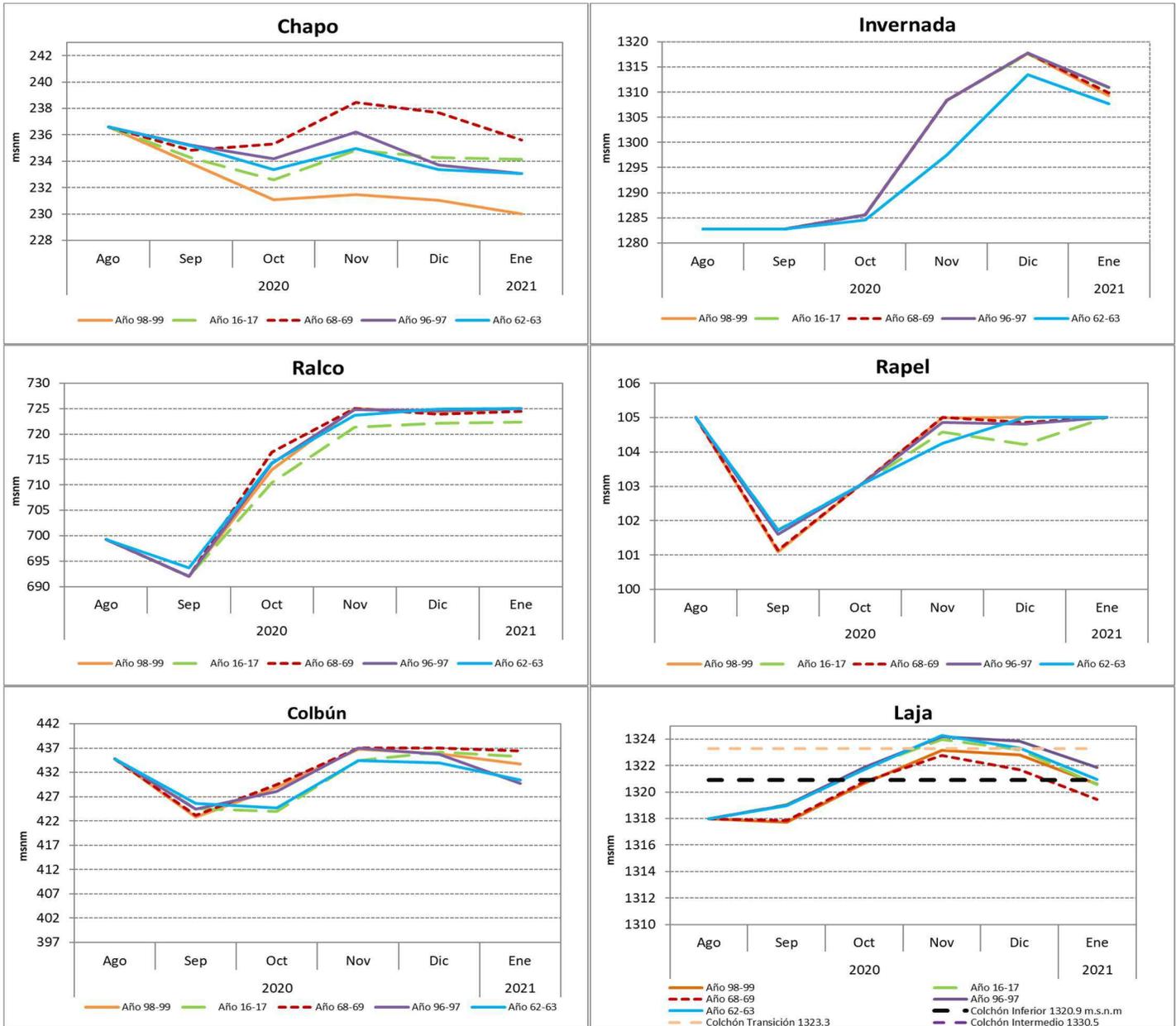
iii) Costos Marginales – Caso 4

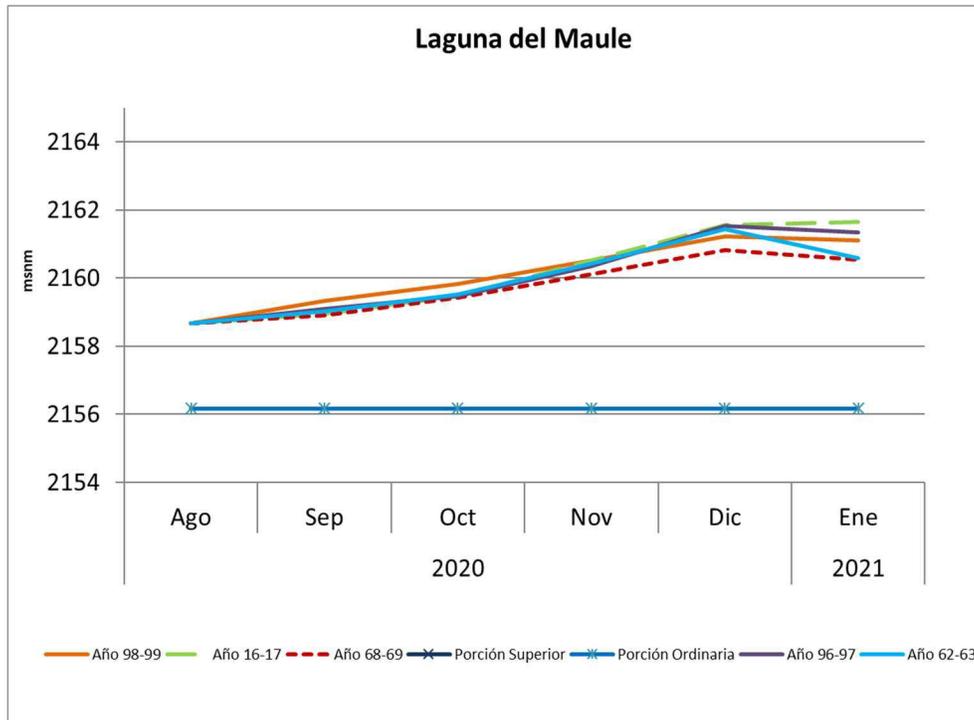




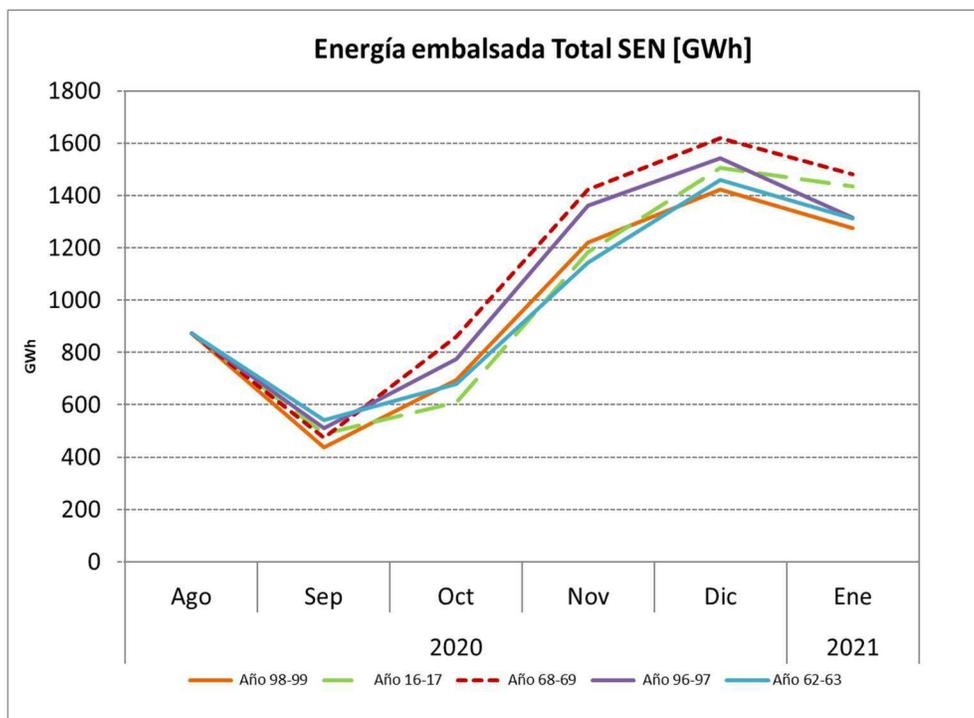
Caso 5

i) Cotas finales mensuales



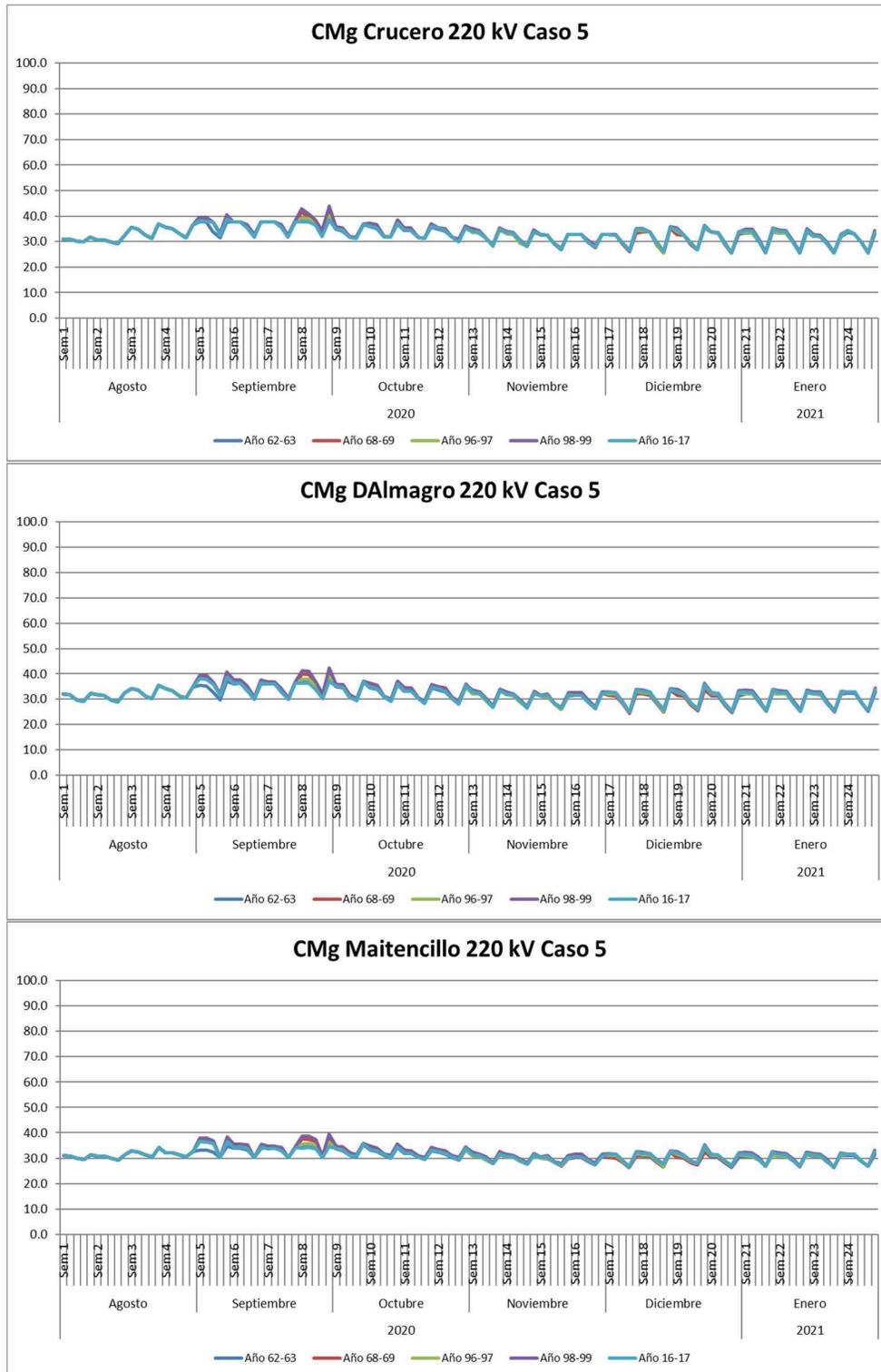


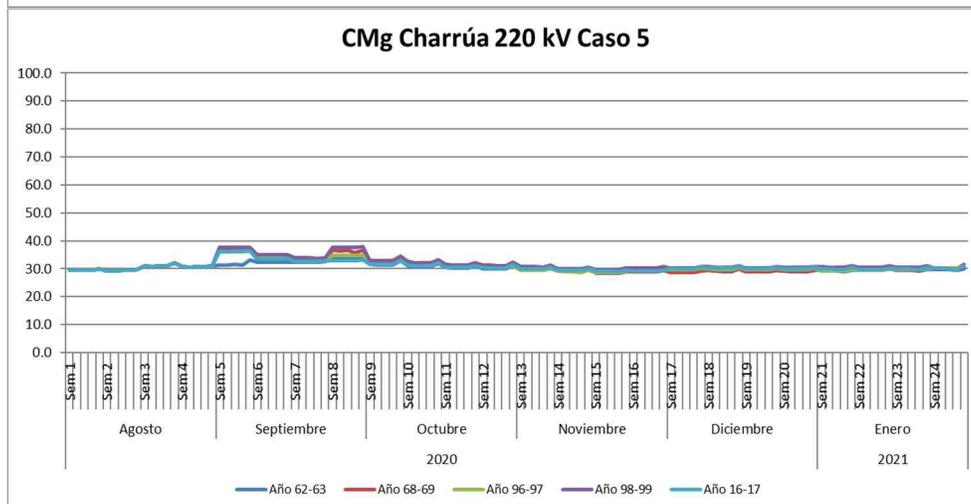
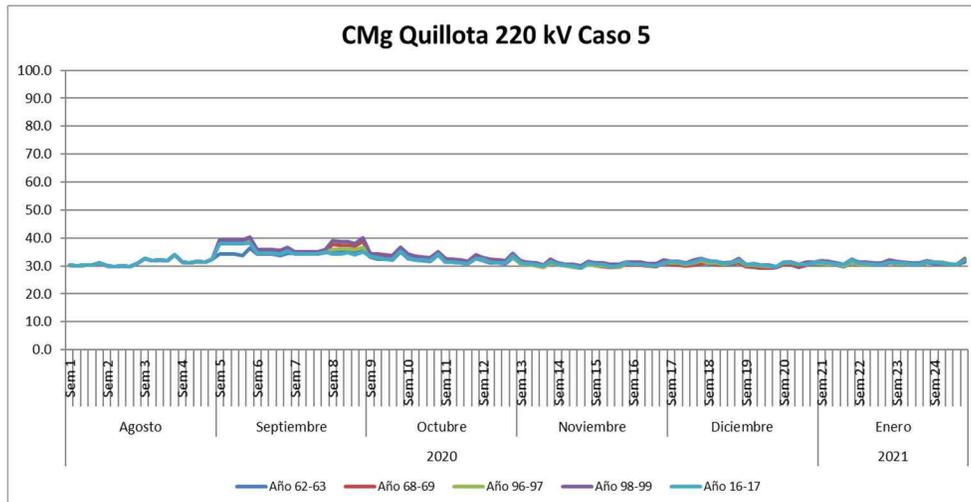
ii) Energía embalsada final mensual total SEN – Caso 5



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





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

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

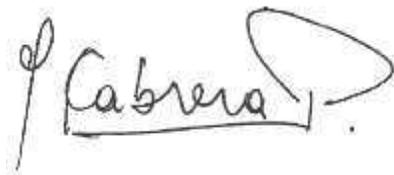
diciembre de 2019, esta restricción de cota mínima deberá incorporarse a partir de dicha fecha en el proceso de la Planificación de la Operación.

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 4
Restricciones de cota mínima Embalse Rapel, carta Enel Generación GC-N°0051.



GC - N° 0051

FECHA: 29/01/2019

SR.
OSCAR ANWANDTER QUENTIN
DIRECTOR EJECUTIVO
CODEPRA

MATERIA: Cota Lago Rapel

De nuestra consideración,

En primer lugar, quisiera expresar nuestro permanente compromiso con las distintas Comunidades pertenecientes a las zonas geográficas en las cuales está presente Enel Generación Chile y en particular la Zona del Lago Rapel. Entendemos la importancia que tiene el Turismo en la región y compartimos plenamente la necesidad de un desarrollo sustentable de las distintas actividades que se desarrollan en la zona.

Creemos que este compromiso debe ser un compromiso compartido por todos los sectores que estamos presentes en la región, en que todos debemos intentar entregar nuestros mejores esfuerzos para tener un desarrollo sustentable y en particular respecto al agua. En un escenario de requerimientos hídricos crecientes y una disponibilidad cada vez menor, es de vital importancia que todos cuidemos el agua disponible, haciendo un uso racional de la misma y con especial cuidado sobre la calidad del agua.

Creemos también que este compromiso compartido requiere a la vez de un adecuado nivel de comunicación y coordinación entre todos, además de un clima de mutua cordialidad.

Con respecto a vuestra solicitud de mantener ciertas cotas mínimas en el embalse Rapel en distintos periodos del año, ratificamos nuestro compromiso con este objetivo tal cual lo hemos venido haciendo durante ya varios años y creemos que nuestro compromiso a lo largo de este periodo se ha reflejado en un buen nivel de comunicación y cercanía con vuestra organización.

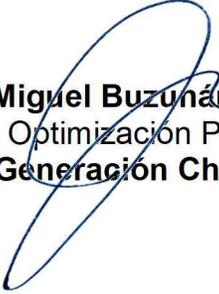
Hemos revisado las necesidades planteadas y hemos analizado su factibilidad, luego de lo cual nos hemos enfocado principalmente en dos objetivos de mejora, lograr mantener una adecuada cota en el periodo de fiestas Patrias y mejorar la trayectoria de cota durante la primavera de manera de asegurar con un gran nivel de seguridad la cota durante el periodo estival.

Por consiguiente, consideramos que podemos dar nuestros mejores esfuerzos, para conseguir las siguientes cotas mínimas, por supuesto sujeto a que existan las condiciones hidrológicas mínimas de afluente que así lo permitan y atendiendo las eventuales emergencias en el abastecimiento eléctrico que ocurran.

Fecha inicial	Cota mínima msnm	Fecha final	Cota mínima msnm
01-ene 00:00	104.0	31-ene 23:59	104.0
01-feb 00:00	104.0	28-feb 23:59	104.0
01-mar 00:00	104.0	31-mar 23:59	102.5
01-abr 00:00	102.5	30-abr 23:59	101.5
01-may 00:00	101.5	14-may 23:59	100.5
15-may 00:00	100.5	31-may 23:59	100.5
01-jun 00:00	100.5	30-jun 23:59	100.5
01-jul 00:00	100.5	31-jul 23:59	100.5
01-ago 00:00	100.5	14-ago 23:59	100.5
15-ago 00:00	100.5	31-ago 23:59	102.3
01-sept 00:00	102.3	14-sept 23:59	103.5
(*)15-sept 00:00	103.5	19-sept 23:59	103.5
20-sept 00:00	100.5	14-oct 23:59	102.5
15-oct 00:00	102.5	15-nov 23:59	103.5
16-nov 00:00	103.5	31-dic 23:59	104.0

(*) periodo de fiestas patrias, sujeto a la configuración de feriados que haya cada año.
Las fechas intermedias serán calculadas por interpolación lineal.

Esperando su buena acogida, sin otro particular, saluda atentamente,


Miguel Buzunáriz
Gerente Optimización Producción
Enel Generación Chile S.A.

ANEXO 5
Carta Ministerio de Energía N° 130/2017.

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 ENERGÍA
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