



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL

ANÁLISIS DE ALTERACIÓN HIDROLÓGICA PRODUCTO DE LA INTERCONEXIÓN
SIC-SING EN UN ESCENARIO DE INCORPORACIÓN MASIVA DE ENERGÍA SOLAR
EN EL NORTE GRANDE DE CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL

MATÍAS IGNACIO PAREDES VERGARA

PROFESOR GUÍA:
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
EDUARDO PEREIRA BONVALLET
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE
2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
POR: MATÍAS IGNACIO PAREDES VERGARA
FECHA: SEPTIEMBRE 2017
PROF. GUÍA: MARCELO OLIVARES ALVEAL

ANÁLISIS DE ALTERACIÓN HIDROLÓGICA PRODUCTO DE LA INTERCONEXIÓN SIC-SING EN UN ESCENARIO DE INCORPORACIÓN MASIVA DE ENERGÍA SOLAR EN EL NORTE GRANDE DE CHILE

El hydropeaking, un esquema de operación fluctuante de las centrales de embalses, se ve acentuado en la medida en que aumenta la incorporación de ERNC fluctuantes en la matriz de sistemas eléctrico hidrotérmicos. Entre estos tipos de energías fluctuantes se encuentra la eólica y la solar, de las cuales esta última se encuentra en pleno desarrollo en Chile, acaparando interés internacional.

Para comienzos de 2018 se proyecta que estará puesto en marcha el proyecto de interconexión del SIC y SING, los dos principales sistemas eléctricos del país. De este modo, centrales de embalse del SIC entrarán en directa relación con centrales del norte del país mediante el Coordinador Eléctrico Nacional. Esta interconexión, sumado al potencial que tiene la zona del Norte Grande para la instalación de energía solar y los antecedentes de ERNC fluctuantes en sistemas hidrotérmicos vuelve pertinente la pregunta de cuánto aumentará el hydropeaking al aumentar la instalación de energía solar en la matriz.

Para responder a ello se realiza una modelación en Ameba, un modelo comercial que permite simular problemas de optimización que lleva a cabo el Coordinador Electrico Nacional (organismo que planifica el despacho de carga). Se configuran escenarios de distinta penetración masiva de energía solar y dos casos base: uno con y otro sin interconexión y se obtienen las series potencia horaria de las centrales de embalse para tres distintos escenarios hidrológicos. Estas series son llevadas a caudal y posteriormente analizadas mediante Indicadores de Alteración Hidrológica.

Los principales resultados son que, en general, la interconexión de los dos sistemas, por si sola, no trae consigo grandes variaciones sobre el sistema y que la incorporación masiva de energía solar, dada la interconexión SIC-SING, lleva a las centrales de embalse a un esquema donde más capacidad solar se traduce en más tiempo sin generar, produciendo que, respecto del caso base, el hydropeaking aumenta en las centrales que actúan como base del sistema y disminuye en aquellas que en el caso base operan con un alto hydropeaking.

Como trabajo futuro queda propuesto el desarrollar una metodología que permita obtener mejores indicadores para evaluar el hydropeaking, el estudio de restricciones operacionales y de un contra-embalse como medidas de mitigación al aumento del hydropeaking bajo escenarios de incorporación masiva de energía solar y establecer una relación cuantitativa entre la alteración de sistemas acuáticos y los indicadores de alteración hidrológica utilizados en el trabajo.

Dedicado al esfuerzo y apoyo incondicional de mis padres

Agradecimientos

Partiendo por lo académico, quisiera agradecer en primer lugar a Marcelo Olivares, quien, en su labor de profesor guía, hizo de este trabajo una instancia amena de aprendizaje. Además, sus cátedras y conversaciones lograron despertar mi interés en este interesante mundo donde se cruzan los recursos hídricos y la energía. Quisiera agradecer también la buena disposición y comentarios de Eduardo Pereira, co guía de este trabajo, y de Carlos Suazo, ambos de SPEC Energy Consulting, quienes me facilitaron el uso de Ameba, modelo utilizado en este trabajo de título. Se agradecen también los comentarios de Rodrigo Palma, profesor integrante de la comisión.

Agradezco también a mis padres por apoyarme incondicionalmente, a Francisca por su amor, apoyo y comentarios, y a su familia por lo buenos que han sido conmigo.

También se agradece a aquellos compañeros, profesores, funcionarios e instancias que hicieron más amena la vida universitaria.

Por último, agradezco al Estado de Chile por otorgarme una beca completa desde el primer año hasta ahora.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
2. Revisión Bibliográfica	3
2.1. Sistemas eléctricos en Chile	3
2.2. Incorporación de ERNC en Chile	4
2.2.1. Situación actual	4
2.2.2. Situación proyectada	5
2.3. Hydropeaking e impacto ambiental	7
2.4. Indicadores de Alteración Hidrológica	9
3. Metodología	11
3.1. Definición de escenarios	12
3.1.1. Escenarios asociados a la configuración del sistema eléctrico	12
3.1.2. Escenarios hidrológicos	13
3.2. Modelación del sistema en Ameba	13
3.2.1. Descripción de la herramienta utilizada	13
3.2.2. Implementación de escenarios en Ameba	14
3.2.3. Configuración temporal	15
3.3. Cálculo de los Indicadores de Alteración Hidrológica	15
3.3.1. Índice R-B	16
3.3.2. Coeficiente de variación	16
3.3.3. Porcentaje de Flujo Total	16
4. Resultados	17
4.1. Efecto de la interconexión SIC-SING sobre el hydropeaking	17
4.1.1. Curvas de duración del RBF	18
4.1.2. Curvas de duración del CDV	19
4.1.3. Curvas de duración del PTF	19
4.2. Efecto de la incorporación masiva de energía solar sobre el hydropeaking	23
4.2.1. Distribución de frecuencia de rampas horarias	24
4.2.2. Curvas de duración del RBF	27
4.2.3. Curvas de duración del CDV	27

4.2.4. Curvas de duración del PTF	28
4.3. Efecto de la incorporación masiva de energía solar sobre los costos del sistema	35
5. Análisis y Discusión	39
5.1. Efecto de la interconexión SIC-SING	39
5.2. Efecto de la incorporación masiva de energía solar	40
6. Conclusiones y trabajos futuros	44
7. Bibliografía	46

Índice de Tablas

2.1. Capacidades instaladas del SIC y SING por tecnología.	4
2.2. Actualidad de las ERNC en Chile.	4
2.3. Centrales ERNCf en desarrollo vs centrales en operación.	5
3.1. Capacidad solar total de los escenarios de incorporación masiva de energía solar definidos [MW]	12
3.2. Capacidad eólica total de los escenarios de incorporación masiva de energía solar definidos [MW]	12
3.3. Capacidad solar adicional respecto al caso base de los escenarios de incorporación masiva de energía solar [MW]	13
3.4. Definición de escenarios hidrológicos usados.	13
4.1. Porcentaje del año en que las centrales no generan, año seco [%].	26
4.2. Porcentaje del año en que las centrales no generan, año normal [%].	26
4.3. Porcentaje del año en que las centrales no generan, año húmedo [%].	26
4.4. Costos total del sistema y generación por escenario.	35
5.1. Valores de los IHA - ejemplo de validación.	41
A-A1Frecuencia relativa de rampas entre -4 y 4 % de rampa máxima, año seco [%]	48
A-A2Frecuencia relativa de rampas entre -4 y 4 % de rampa máxima, año normal [%]	48
A-A3Frecuencia relativa de rampas entre -4 y 4 % de rampa máxima, año húmedo [%]	48

Índice de Ilustraciones

2.1. Pool de centrales del escenario ERNC-SING.	6
2.2. Plan de Obras del escenario ERNC-SING.	6
2.3. Plan de Obras	7
2.4. Ejemplo de hydropeaking en centrales de Chile, datos del 30/08/2017.	8
2.5. Curvas de duración del índice de Richard-Baker, central El Toro en año húmedo.	9
3.1. Metodología propuesta.	11
4.1. Distribución de la potencia durante el primer día de la simulación de los casos base bajo escenario hidrológico normal. a) Caso base sin interconexión; b) Caso base con interconexión.	18
4.2. Curvas de duración del RBF para el estudio del efecto de la interconexión SIC-SING.	20
4.3. Curvas de duración del CDV para el estudio del efecto de la interconexión SIC-SING.	21
4.4. Curvas de duración del PTF para el estudio del efecto de la interconexión SIC-SING.	22
4.5. Distribución de la potencia durante el primer día de la simulación de los escenarios de incorporación masiva de energía solar bajo escenario hidrológico normal. a) Solar 1; b) Solar 2; c) Solar 3.	23
4.6. Distribución de frecuencias de rampas.	25
4.7. Curvas de duración del RBF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Maule.	29
4.8. Curvas de duración del RBF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Laja y Bío-Bío.	30
4.9. Curvas de duración del CDV para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Maule.	31
4.10. Curvas de duración del CDV para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Laja y Bío-bío.	32
4.11. Curvas de duración del PTF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Maule.	33
4.12. Curvas de duración del PTF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Laja y Bío-bío.	34
4.13. Costos del sistema.	35
4.14. Costo promedio de generación e IHA con 5% de probabilidad de excedencia - Ejemplo.	36

4.15. Costo promedio de generación e IHA con 5 % de probabilidad de excedencia.	37
5.1. Series de caudales - ejemplo de validación.	41
5.2. Perfil horario de velocidad del viento en el SING Centro.	42
5.3. Perfil horario de radiación solar en el SING Centro.	43

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En Chile, las centrales de embalse se ubican preferentemente en la zona Centro y Sur del país, la cual es abastecida de energía eléctrica mediante el Sistema Interconectado Central (SIC), el cual es un sistema principalmente hidrotérmico, es decir, su comportamiento es gobernado por centrales térmicas e hidráulicas de embalse y pasada, a diferencia del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el cual es gobernado por centrales térmicas y no posee centrales de embalse.

El impacto ambiental producto de la operación de embalses hidroeléctricos tiene una componente relacionada con la operación de un sistema eléctrico coordinado, el cual liga, mediante el despacho de carga, la operación de centrales de distintas tecnologías. Esto lleva a que sea difícil prever algunos impactos producto de la operación, en particular, fluctuaciones intradiarias del caudal de los ríos aguas abajo de centrales de embalse, fenómeno conocido como hydropeaking.

El hydropeaking se ve acentuado en la medida en que el sistema eléctrico tiene mayor incorporación de energía proveniente de fuentes de naturaleza fluctuante, como la eólica (Haas et al., 2015; Kern et al., 2014). Por tanto, es relevante estudiar la alteración hidrológica, en forma de Indicadores de Alteración Hidrológica (IHA), en un contexto de incorporación masiva de energía solar en el Norte Grande dada la interconexión SIC-SING, puesto que es de esperar que el desarrollo de ciertas energías renovables de naturaleza fluctuante, como la energía solar fotovoltaica, conlleven mayor variación intradiaria de la demanda neta a los sistemas eléctricos.

Existen algunos antecedentes de estudios del hydropeaking en centrales de Chile. Haas et al. (2015) estudió el efecto que tendría una penetración masiva de energía eólica en el SIC sobre el hydropeaking mediante un IHA que mide variación en corto plazo del caudal en ríos (Índice R-B). Olivares et al. (2015) propusieron un marco de referencia que permitió modelar el hydropeaking e imponer restricciones ambientales en centrales del SIC con miras a identificar aquellas que fuesen Pareto-eficientes.

Debido a que la operación hydropeaking puede traer consecuencias a la adaptación de las especies acuáticas a las condiciones que impone una central (Moog, 2013; García et al., 2011), es interesante estudiar este fenómeno bajo ciertos escenarios proyectados a los que pudieran estar sujetos las centrales de interés del Centro y Sur de Chile al interconectarse el SIC con el SING. Este trabajo podría generar una línea base a posibles propuestas de mejora a la operación hydropeaking de las centrales de estudio en un futuro, donde se prevé que existirá una mayor componente de Energías Renovables No Convencionales fluctuantes (ERNCF) en la matriz nacional.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El objetivo general de este trabajo es estudiar el efecto de la incorporación masiva de energía solar en el Norte Grande sobre el hydropeaking aguas abajo de ciertas centrales de embalse de interés, en un escenario donde se considera dada la interconexión SIC-SING.

1.2.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

1. Lograr una representación simplificada del SIC y SING en un solo modelo capaz de representar la interconexión de ambos sistemas, escenarios de incorporación masiva de energía solar en el Norte Grande, el despacho de energía a nivel horario y la operación de embalses que operan con hydropeaking.
2. Mediante la modelación de los escenarios propuestos, obtener las series horarias de caudal para la posterior aplicación de los IHA y determinación del grado de alteración hidrológica.
3. Obtener la relación entre los costos de generación promedio del sistema y el grado de alteración hidrológica medida en IHA.
4. Comparar los resultados de alteración hidrológica obtenidos con resultados anteriores del nivel de alteración hidrológica en un escenario sin integración SIC-SING y con incorporación masiva de energía eólica (Haas et al., 2015).

Este trabajo se estructura en seis Capítulos. En el Capítulo 2 se encuentra una revisión bibliográfica donde se presentan antecedentes que permiten sentar la base de la hipótesis de estudio. En el Capítulo 3 se presenta la metodología y el modelo propuesto para trabajar sobre dicha hipótesis. En el Capítulo 4 se presentan los resultados de aplicar IHA a las series de caudales obtenidas del modelamiento y la relación entre costos promedios de generación y la alteración hidrológica medida en términos de IHA. Luego en el Capítulo 5 se presenta un análisis de los resultados obtenidos y finalmente, en el Capítulo 6, se presentan las conclusiones del trabajo y posibles trabajos futuros.

Capítulo 2

Revisión Bibliográfica

En este capítulo se presenta una revisión de antecedentes que permiten sentar las bases del posterior estudio. Esta revisión está estructurada temáticamente, abarcando los principales aspectos a tratar durante la memoria.

2.1. Sistemas eléctricos en Chile

Los dos principales sistemas eléctricos de Chile, el SIC y el SING, han sido principalmente sistemas hidrotérmicos y térmicos, respectivamente. Esto ha estado determinado en gran medida porque en la macrozona Centro y Sur, asociadas al SIC, existe una gran cantidad de ríos con potencial hidroeléctrico, mientras que en la macrozona Norte, asociada al SING, el potencial hidroeléctrico es mucho menor. Sin embargo, últimamente, y en virtud de políticas públicas como la Ley 19.940 (Ley Corta I), Ley 20.018 (Ley Corta II), Ley 20.257 y Ley 20.698 (Ley 20/25), entre otras, se ha tenido que las ERNC se han vuelto más competitivas de modo que han ingresado de forma masiva diversos proyectos de ERNC al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) mientras que otros ya han ingresado al sistema eléctrico. Esto ha llevado a que la matriz de cada sistema se haya diversificado gradualmente en función de los recursos renovables de cada macrozona, particularmente destaca el SING por tener gran potencial para la energía solar por ser una de las zonas con mayor radiación solar del mundo.

En la Tabla 2.1 se muestra la distribución de capacidad instalada por tipo de tecnología al 16/6/2016 en cada uno de los dos sistemas eléctricos principales. Esta información es una referencia en la modelación del caso base.

Cabe destacar que un 19,3 % de la capacidad instalada del SIC corresponde a centrales hidráulicas de embalse (3393,4 MW). Las centrales de embalse tienen, entre las características interesantes que favorecen su despacho, el que pueden ser puestas en marcha rápidamente respecto de otras centrales (Carvalho et al., 2011) como las térmicas, lo cual permite que puedan responder bien frente a fluctuaciones de demanda intradiaria, pudiendo entenderse como grandes baterías del sistema en la escala diaria.

Por otra parte, se contempla la interconexión SIC-SING para comienzos del 2018, donde el sistema integrado será coordinado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Esto trae consigo que proyectos que responden a condiciones muy variadas, como las de la zona del Norte Grande y las de la zona Centro-Sur, estén ligados mediante el despacho económico de carga. Por este motivo, y con miras a entender el efecto aislado de la interconexión sobre el hydropeaking, se modelarán dos casos base, uno sin y otro con interconexión SIC-SING, ambos con la misma distribución de potencia y de demanda neta.

Tabla 2.1: Capacidades instaladas del SIC y SING por tecnología.

Tecnología	SIC [MW]	SIC [%]	SING [MW]	SING [%]
Embalse	3.393,4	19,3	0,0	0,0
Térmica	7.983,4	45,4	4.744,1	90,4
Biomasa	470,2	2,7	0,0	0,0
Pasada	2.825,9	16,1	0,0	0,0
Solar	1.269,0	7,2	396,2	7,6
Eólica	1.205,3	6,9	88,9	1,7
Mini hidro pasada	436,3	2,5	17,1	0,3
Total	17.583,6	100,0	5.246,2	100,0

Fuente: Comisión Nacional de Energía(CNE), 2016

2.2. Incorporación de ERNC en Chile

2.2.1. Situación actual

En el último reporte de la Comisión Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES) correspondiente al mes de Julio de 2016 se informa la situación de las ERNC en Chile que se muestra en la Tabla 2.2, donde se presentan la potencia de proyectos en operación, construcción, con RCA aprobada y en calificación ambiental.

De ésta se puede apreciar que las energías eólicas y solares presentan mucha más proyección en el mediano plazo al tener, entre ambas, 18.538 MW en proyectos con RCA aprobada.

Tabla 2.2: Actualidad de las ERNC en Chile.

Tecnología	Operación [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa	417	0	112	67
Biogás	53	0	8	0
Eólica	947	477	6.500	1.949
Geotermia	0	48	120	0
Mini hidro pasada	435	25	455	95
Solar FV	1.267	1.676	12.038	5.434
Solar CSP	0	110	1.085	1.270
Total	3.119	2.336	20.318	8.815

Fuente: Reporte CIFES, Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno, Julio de 2016.

Los proyectos de generación solar fotovoltaica en construcción representan un 107.3 % de la capacidad instalada solar y un 7.8 % de la potencia total del SIC y SING juntos. Esto se muestra también para los proyectos de generación eólica en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Centrales ERNCf en desarrollo vs centrales en operación.

Tecnología	Construcción [%]	RCA Aprobada [%]	En Calificación [%]
Eólica /Eólica actual	36,9	502,2	150,6
Solar /Solar actual	107,3	788,1	402,6
Eólica /Total actual	2,1	28,5	8,5
Solar /Total actual	7,8	57,5	29,4

Otro aspecto a considerar es que, producto de la Ley de Licitaciones (Ley 20.805), las empresas distribuidoras de energía deben asegurar a sus clientes (clientes regulados) el abastecimiento mediante contratos de largo plazo con generadores, los cuales se adquieren en un proceso de licitaciones mediado por la CNE. Esto llevó a que las ERNC también han entrado fuertemente en el sector de los clientes regulados ya que en la Licitación 2015/01 se logró la incorporación de 38 nuevas empresas oferentes, todas ellas pertenecientes a ERNC, donde destacó la energía solar al presentar precios mínimos históricos sustancialmente menores a la media (29.1 vs 47,6 \$US/MWh, respectivamente), siendo también responsable de que la media disminuyese.

2.2.2. Situación proyectada

Respecto a las proyecciones de la capacidad instalada, la Plataforma Escenarios Energéticos 2030 (2013) obtuvo, para diversos escenarios, un Plan de Obras, la distribución de la potencia total para cada tecnología y la generación al año 2030. Los escenarios estudiados fueron cuatro, dos para el SIC y dos para el SING y estos fueron creados mediante una herramienta de optimización de la expansión llamada PET (Power Electricity Timetable) que decide cuáles centrales minimizan los costos de inversión y de operación dentro de un pool de centrales.

En la Figura 2.1 se presenta el pool de centrales entregado por cada año a PET para el escenario ERNC-SING, el cual fue construido por un Comité Consultivo en base a información de proyectos ingresados al SEIA, proyectos informados al CDEC-SING y concesiones de exploración y explotación geotérmica. Puede observarse que se presenta una visión de fuerte expansión de la generación solar, sin embargo cabe mencionar que este pool fue realizado con valores de costos de la energía solar al año 2013, los cuales eran altos comparados con los obtenidos en las últimas licitaciones eléctricas, de modo que este pool podría estar subestimando las proyecciones de instalación de energía solar.

En la Figura 2.2 se presenta el plan de obras entregado por PET para la expansión del SING, el cual muestra cómo en un comienzo predomina la instalación de centrales eólicas y en base a Gas Natural Licuado (GNL) hasta que, en torno al año 2019, la instalación de centrales solares fotovoltaicas equipara a éstas para luego ser la tecnología con más instalación en los años que siguen hasta el 2030.

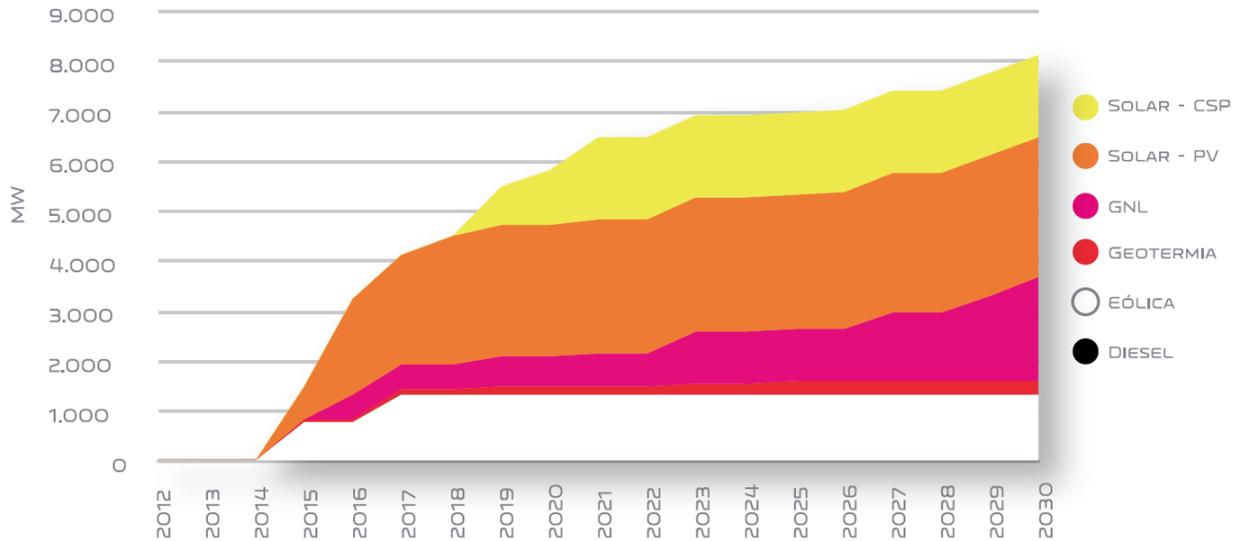


Figura 2.1: Pool de centrales del escenario ERNC-SING.

Fuente: Escenarios Energéticos 2030 (2013).

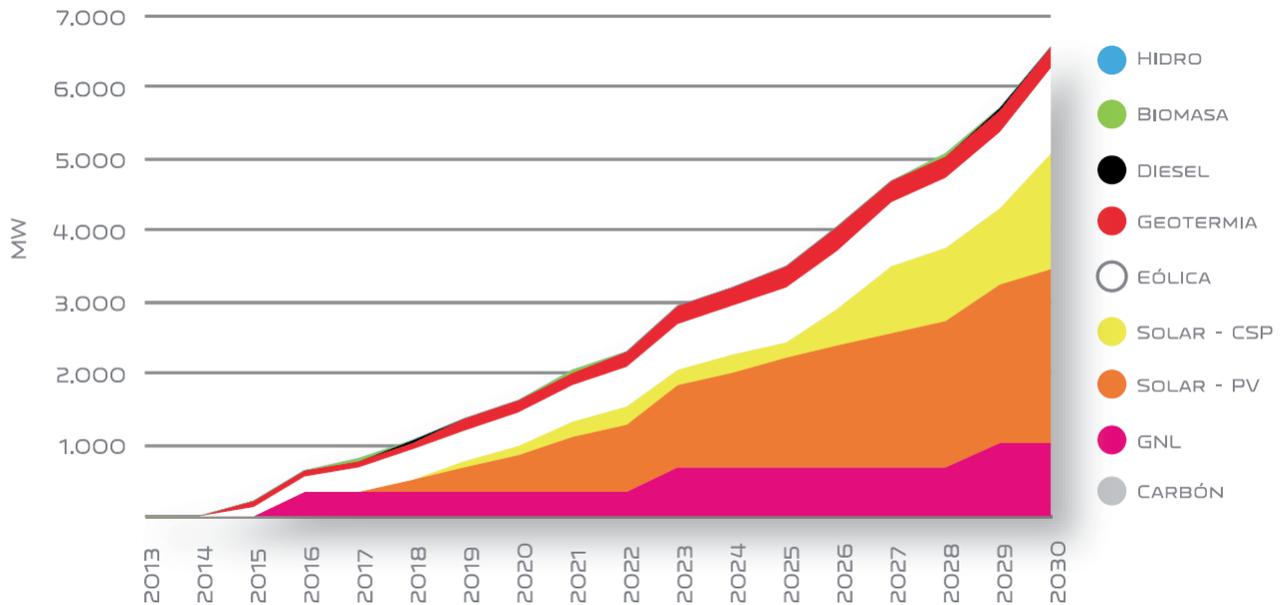


Figura 2.2: Plan de Obras del escenario ERNC-SING.

Fuente: Escenarios Energéticos 2030 (2013).

Si bien el objetivo de este trabajo es estudiar el efecto de la incorporación masiva de energía solar sobre el hydropeaking, no se puede despreciar el desarrollo de la generación eólica porque, como se mostró en la Tabla 2.3, los proyectos de centrales eólicas en construcción y con RCA aprobada representan, respectivamente, un 2.1 y 28.5% de la capacidad total del SIC y SING juntos.

Contando con información de contratos de suministro y de estado de avances de obras en construcción, fue posible definir un plan de obras en el mediano plazo que permite proyectar cuánta potencia instalada adicional se tendría para las tecnologías solar y eólica. Este plan de obras se muestra en la Figura 2.3, a continuación:

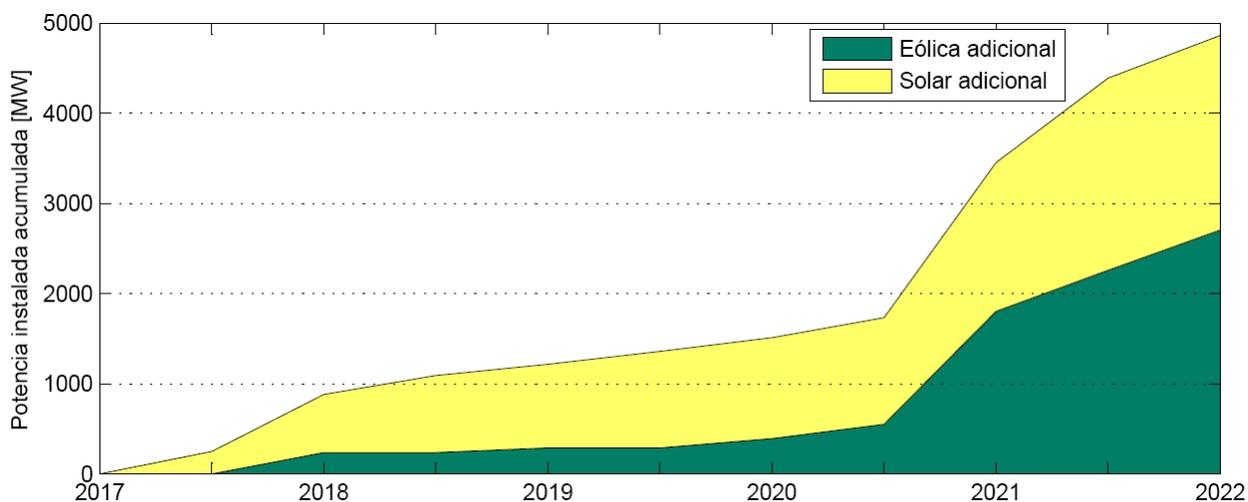


Figura 2.3: Plan de Obras

Se puede observar que para finales de 2021 se espera una capacidad instalada adicional de energía solar y eólica en torno a los 2.200 y 2.700 MW, respectivamente. Si relacionamos esto con la potencia instalada solar y eólica actual (véase la Tabla 2.1), la energía solar aumentaría su capacidad instalada en un 132 % extra, mientras que la energía eólica lo haría en un 209 % extra. Este plan de obras sirve de base para la definición de escenarios de incorporación masiva de energía solar que se presenta en el Capítulo 3.

Acerca de las proyecciones del despacho, Pérez (2015) estudió distintos escenarios de expansión del sistema eléctrico, con y sin interconexión, considerando metas de generación anual de energía solar fotovoltaica. Entre sus principales resultados encontró que el despacho de las centrales base se ve favorecido por la interconexión mientras que aquellas centrales de alto costo de operación se ven perjudicadas, particularmente las centrales térmicas de diésel y fuel oil. Sin embargo, en la medida en que se proyectan aumentos de energía fotovoltaica el despacho de centrales base disminuye y existe una migración del despacho de centrales hidráulicas de embalse desde bloques solares a bloques no solares.

2.3. Hydropeaking e impacto ambiental

El hydropeaking se puede definir como “alzas y bajas artificiales en la descarga y correspondientes niveles de agua en ríos que se caracteriza por presentar ascensos y descensos bruscos en hidrogramas de la operación de centrales de embalse al generar electricidad según la demanda energética”(Hauer, 2016). De este modo, en una escala intradiaria existen marcadas rampas en el despacho de carga de las centrales que operan bajo este esquema.

En Chile las centrales de embalse también operan bajo este esquema. A modo de ejemplo, en la Figura 2.4 se muestran los caudales turbinados por las centrales Colbún, Pehuenche, Pangue y Ralco, durante cada bloque horario del día Miércoles 30 de Agosto de 2017. Estos caudales se obtienen a partir del dato de la generación media horaria en cada central (proporcionado por el CDEC-SIC) y el correspondiente rendimiento de la central, y, por tanto corresponden a caudal medio horario. Destaca que, para ese día, la central Pangue presentó una rampa de bajada de $149 \text{ m}^3/\text{s}$ desde el bloque 3 al 4 y una de subida de $194 \text{ m}^3/\text{s}$ desde el bloque 19 al 20.

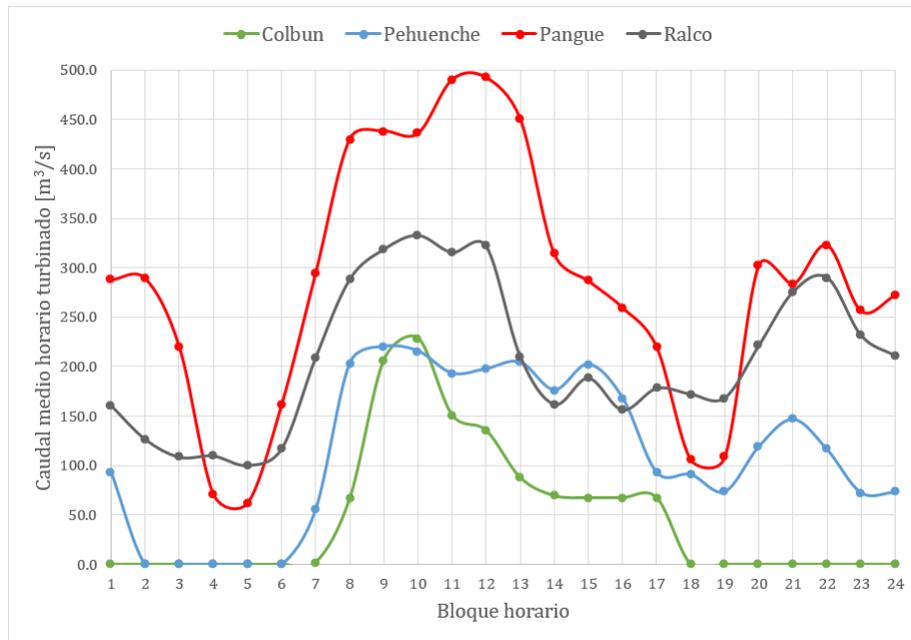


Figura 2.4: Ejemplo de hydropeaking en centrales de Chile, datos del 30/08/2017.

Fuente: CDEC-SIC, 2017.

Zimmerman et al. (2010) realizaron un estudio de alteración hidrológica aguas abajo de diferentes estaciones de medición en la cuenca del Río Connecticut, EE.UU., encontrando que las estaciones aguas abajo de centrales de embalse que operan bajo hydropeaking tienen significativamente una mayor cantidad de días al año con una alta alteración hidrológica que las estaciones de medición aguas abajo de centrales de pasada, defensas fluviales y puntos de medición sin regulación. Esto justifica que la alteración hidrológica se estudie en las centrales de embalse preferentemente por sobre las centrales de pasada, defensas fluviales, o zonas sin regulación.

El principal impacto que genera el hydropeaking es poner en riesgo la conservación de especies aguas abajo de las centrales. Entre estos impactos se tiene que se produce alteración del régimen termal (Krause et al., 2005), reducción en riqueza de especies nativas (Vehanen et al., 2015; Stanford et al. 1996), degradación del hábitat de peces (García et al., 2011), degradación de hábitats ribereños (Scruton et al., 2005), arrastre de pequeños invertebrados, sus huevos y crías (Moog, 2013), muerte de peces por varamiento o asfixia con sedimentos suspendidos (Moog, 2013; Salveit et al., 2001; Halleraker et al., 2003), entre otros.

2.4. Indicadores de Alteración Hidrológica

Para estudiar el impacto ambiental producto de la alteración hidrológica se ha propuesto el método de Indicadores de Alteración Hidrológica. Por la forma en que se definen estos indicadores, un mayor valor de éstos supone una mayor alteración hidrológica y viceversa. En el Capítulo 3 se presenta la definición de los indicadores utilizados, los cuales también se encuentran en Zimmerman (2010).

Haas et al. (2015) realizaron un estudio de alteración hidrológica, medida en términos de IHA, en las centrales del SIC bajo diferentes escenarios de incorporación masiva de energía eólica. Los escenarios fueron tres:

- Viento 1: Es el caso base, considera la operación del SIC con las centrales eólicas que a esa fecha ya estaban operando.
- Viento 2: Considera que, además de las centrales del SIC operativas a esa fecha, entraban en operación todas las que ya tuvieran aprobación ambiental a esa fecha (del orden de 1.000 MW adicionales de energía eólica).
- Viento 3: Considera que, además de las centrales del SIC operativas a esa fecha, entraban en operación todas aquellas centrales ya aprobadas ambientalmente y todas las que hubiesen entrado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) a esa fecha (del orden de 3200 MW adicionales de energía eólica).

Con esto, para diferentes escenarios de año húmedo, seco y normal generaron curvas de duración del IHA (en este caso el Índice de Richard-Baker), obteniendo resultados como el de la Figura 2.5, donde se puede observar que, a medida que aumenta la incorporación de energía eólica, aumenta el valor del IHA para una misma probabilidad de excedencia.

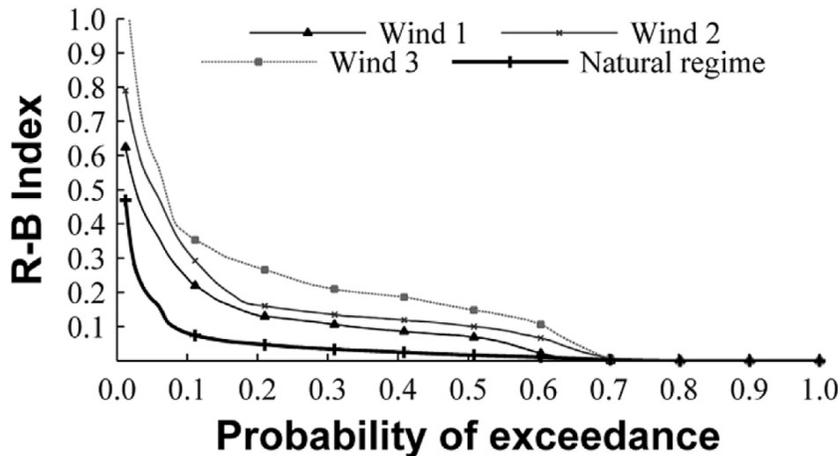


Figura 2.5: Curvas de duración del índice de Richard-Baker, central El Toro en año húmedo.

Fuente: Haas et al., 2015.

De este modo, Haas et al.(2015) encontraron que, en general, más incorporación de energía eólica implica más alteración hidrológica. Sin embargo, se tiene que el caso base ya presenta bastante alteración respecto del régimen natural, y que, además para algunas centrales la

mayor inclusión de energía eólica no cambia mucho respecto del caso base (Wind 1). También se recalcó que se debe prestar especial atención a los los embalses más aguas abajo de sus cuencas, dado que su operación afecta a todo el sistema aguas abajo, estos serían los embalses El Toro, Machicura y Angostura.

Un resultado similar fue encontrado por Kern et al. (2014). En dicho estudio se estudió la incorporación masiva de energía eólica en un sistema dominado por la generación en base a combustible fósil. Se encontró que, en un escenario de incorporación masiva de energía eólica, los errores en los pronósticos de los perfiles de viento en tiempo real producen que las centrales de embalse operen en un régimen más fluctuante, aumentando la alteración hidrológica aguas abajo de éstas (medida también en términos de IHA).

En base a los antecedentes presentados en esta revisión bibliográfica se toma como hipótesis de trabajo, que la penetración masiva de ERNCf, en particular energía solar fotovoltaica, en un sistema eléctrico hidrotérmico, como el sistema que resultará de la interconexión SIC-SING, traerá consigo un aumento de la alteración hidrológica intradiaria aguas abajo de las centrales que operan bajo hydropeaking.

Capítulo 3

Metodología

La metodología propuesta, con los flujos de información correspondientes, se presenta en la Figura 3.1 y se detalla en las secciones siguientes.

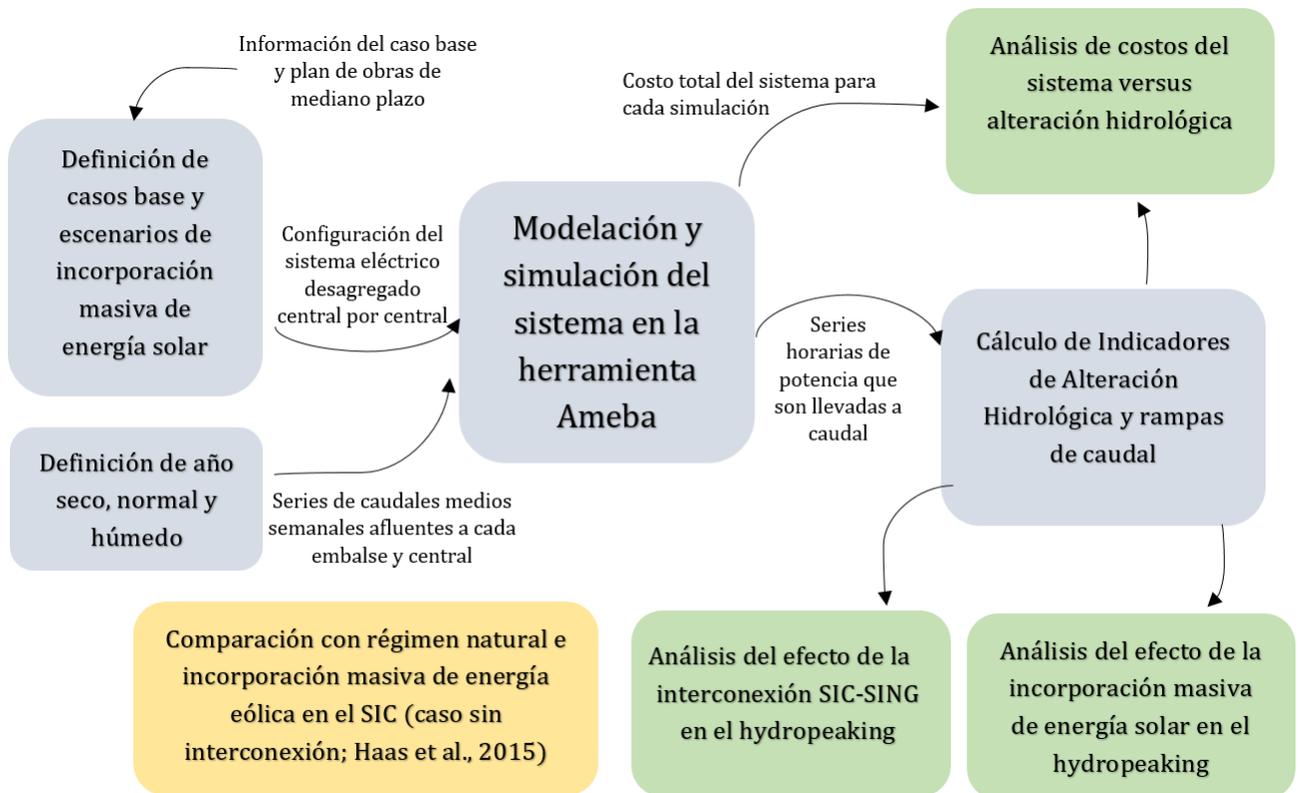


Figura 3.1: Metodología propuesta.

3.1. Definición de escenarios

3.1.1. Escenarios asociados a la configuración del sistema eléctrico

Casos base

Se estudiaron dos escenarios asociados al caso base: uno con y otro sin interconexión SIC-SING. Esto permite estudiar el efecto de la interconexión ya que todos los escenarios de incorporación masiva de energía solar consideran interconexión SIC-SING, lo cual no permite aislar este efecto de la incorporación de energía solar. En concordancia con lo anterior, ambos casos base solo difieren en la interconexión de los sistemas, de modo que tienen el mismo mix de centrales cada uno.

Escenarios de incorporación masiva de energía solar

Dado que la idea principal del estudio es ver el efecto de añadir más capacidad de centrales solares al sistema, es que se definieron tres escenarios de distinta incorporación masiva de energía solar. Estos escenarios comparten la misma cantidad de capacidad eólica adicional, con el fin de dejar fijo el efecto de dichas fuentes sobre el sistema.

Los escenarios definidos son los de la Tabla 3.1 y 3.2. Como se puede apreciar en la Tabla 3.3, en conjunto con la Figura 2.3, el escenario Solar 1 se condice con la capacidad adicional esperada de fuentes eólicas y solares en el mediano plazo, mientras que los escenarios Solar 2 y Solar 3 son múltiplos cercanos a 1,5 y a 2 veces de la capacidad adicional solar del escenario Solar 1, respectivamente.

Tabla 3.1: Capacidad solar total de los escenarios de incorporación masiva de energía solar definidos [MW]

Escenario	SIC	SING	Suma
Caso base	1030.1	278.8	1308.9
Solar 1	2392.3	1116.6	3508.9
Solar 2	2692.3	2116.6	4808.9
Solar 3	3592.3	2716.6	6308.9

Tabla 3.2: Capacidad eólica total de los escenarios de incorporación masiva de energía solar definidos [MW]

Escenario	SIC	SING	Suma
Caso base	942.4	88.9	1031.3
Solar 1	2997.9	733.4	3731.3
Solar 2	2997.9	733.4	3731.3
Solar 3	2997.9	733.4	3731.3

Tabla 3.3: Capacidad solar adicional respecto al caso base de los escenarios de incorporación masiva de energía solar [MW]

Escenario	SIC respecto caso base	SING respecto caso base	Suma
Solar 1	1362.2	837.8	2200.0
Solar 2	1662.2	1837.8	3500.0
Solar 3	2562.2	2437.8	5000.0

3.1.2. Escenarios hidrológicos

Los escenarios asociados a la configuración del sistema eléctrico son estudiados bajo tres escenarios hidrológicos diferentes: año seco, año húmedo y año normal. Los años hidrológicos usados son los mismos utilizados por Haas et al. (2015) y se muestran en la Tabla 3.4, donde cada año hidrológico abarca desde el 01/04 de un año al 31/03 del año siguiente. Estas series usadas son datos de caudales medios semanales afluentes a cada central y embalse del sistema y son utilizados por el Coordinador Electrico Nacional para la programación semanal de la operación.

Tabla 3.4: Definición de escenarios hidrológicos usados.

Escenario hidrológico	Año
Seco	2007 - 2008
Normal	2008 - 2009
Húmedo	2006 - 2007

3.2. Modelación del sistema en Ameba

3.2.1. Descripción de la herramienta utilizada

Ameba es un software creado por la empresa SPEC Energy Consulting, y corresponde a un conjunto de metodologías, algoritmos computacionales y modelos matemáticos para abordar íntegramente la toma de decisiones en los mercados eléctricos.

Ameba posee distintos modelos matemáticos para simular la operación y planificación de sistemas eléctricos, siendo el de Despacho Económico el utilizado en el presente trabajo de título. Dicho modulo determina la politica operativa de minimo costo de un sistema hidrotermico, respetando las principales restricciones operacionales de los sistemas electricos y las cuencas hidrograficas, destacando las siguientes:

- Modelo multinodal, con una representación de flujos a través de la red de transmisión mediante aproximación flujo DC con pérdidas cuadráticas.
- Representación de filtraciones-rebalses de embalses
- Caracterización retardos en caudales para representar de forma más fidedigna la disponibilidad del agua en las distintas centrales (relevante en análisis horarios o subhorarios).

- Descripción de caudal ecológico y restituciones de riego
- Representación de límites por golpes de agua (modelación de rampa en caudales)
- Descripción de topologías complejas (canales, extracciones u otros) generadoras (turbinas) independientes dentro de una central: relevante al llevar a cabo análisis horarios para caracterizar mantenimiento separado de turbinas y aporte unitario de reservas operativas. modelar curva de rendimiento de cada turbina.

Adicionalmente al módulo utilizado en este trabajo de título, Ameba cuenta con otras herramientas, tales como:

- Módulo de predespacho económico (Unit Commitment)
- Módulo de conexión con PLP: permite conectarse directamente con modelo PLP desarrollado con Colbún, permitiendo a los usuarios utilizarlo sin hacer modificaciones a la base de datos que construya en la plataforma. Dentro de las ventajas, podrá utilizar PLP en la nube con un solo clic, utilizar las características gráficas de la plataforma y conectar los resultados con los diversos módulos en Ameba.
- Módulo de coordinación hidrotérmica (optimización de múltiples hidrologías, e.g. 54).
- Módulo de planificación de generación.
- Módulo de planificación de transmisión.
- Módulo de operación privada de cuencas

Además, la plataforma cuenta con una interfaz de usuario bajo una implementación web el cual permite acceso remoto mediante cualquier computador a los distintos modelos, casos de estudio, funcionalidades y soporte en línea.

3.2.2. Implementación de escenarios en Ameba

Casos base

El nivel de agregación usado en Ameba es generador por generador, es decir, no se agrupan centrales para el caso base. Los perfiles de radiación y de viento fueron compartidos por las generadoras que se conectan a una misma subestación. En particular, una representación precargada del modelo al año 2016, sirvió de base para la configuración inicial (previa validación con los datos de la CNE de la Tabla 2.1), la cual contenía, además de las subestaciones, conexiones, generadoras, los parámetros de parámetros de entrada de cada central.

Escenarios de incorporación masiva de energía solar

Para el escenario Solar 1 se configuró el modelo utilizando la información del caso base más las centrales del plan de obras hasta completar la potencia instalada, donde el nivel de agregación y el tratamiento de los perfiles es análogo a la subsección anterior. Para el escenario Solar 2 se utilizó la información de Solar 1 y se aumenta la potencia instalada de las centrales solares hasta obtener la potencia instalada adicional deseada. La forma en que

se distribuyó este extra de potencia es de manera relativamente equitativa, sin sobrecargar algún punto del sistema en particular, pero siempre privilegiando la instalación en la zona del Norte Grande. Para el escenario Solar 3 la configuración se realizó de manera análoga a Solar 2.

Escenarios hidrológicos

La forma en que se representaron los escenarios hidrológicos fue entregando los afluentes medios semanales de 54 años hidrológicos, desde 1961 a 2014, e indicando en el modelo cuál serie corresponde a los escenarios seco, normal y húmedo. Como se mencionó anteriormente, estas series son utilizadas por el Coordinador Electrico Nacional para la programación semanal de la operación.

3.2.3. Configuración temporal

Para correr la simulación de escenarios en Ameba es necesario primero generar la estructura temporal, la cual divide el período de tiempo a simular en etapas y éstas a su vez en bloques. Para el caso particular de estudiar el hydropeaking, es necesario contar con una resolución horaria, de modo que cada etapa se define de 1 hora de extensión, y a su vez se utiliza 1 bloque dentro de cada etapa puesto que las variaciones del sistema modelado no requieren dividir una ventana de tiempo de 1 hora de duración en varios bloques. Esto ya que, por ejemplo, una forzante importante es la variación de los perfiles solares, la cual se ingresa como series con una resolución horaria y no de minutos. El horizonte de tiempo usado para cada corrida es de 1 año, es decir, por cada central y en cada escenario, se obtuvo una serie de potencia simulada horaria de 8.760 registros.

Además, las variaciones de demanda en el tiempo siguen las proyecciones propuestas por la CNE, las caules además se verifican con datos de estudios de proyección de demanda realizados por el CDEC-SIC (CDEC-SIC, 2015), de modo que fue necesario situar cada corrida en un determinado año de referencia según una estimación de cuándo podría ocurrir un escenario tal, por ello los casos base se simularon en el año 2017 y los escenarios de incorporación masiva de energía solar en el año 2021.

3.3. Cálculo de los Indicadores de Alteración Hidrológica

Las series horarias de potencia, de 8760 valores, obtenidas de la simulación son llevadas a caudal mediante el rendimiento (en unidades de $MW/m^3/s$) de cada central. Luego, para cada día de la serie de caudales, se aplican los tres IHA que se definen a continuación. Así, cada serie de potencia horaria dio origen a una serie de 365 valores de cada IHA.

3.3.1. Índice R-B

El Índice R-B, en adelante RBF (de Richard-Baker Flashiness index), se define como (Zimmerman et al., 2010):

$$RBF = \frac{\sum_{t=1}^{\mathcal{T}} (|q_{t+1} - q_t| + |q_t - q_{t-1}|)}{2 \sum_{t=1}^{\mathcal{T}} q_t} \quad (3.1)$$

Este IHA puede interpretarse como la suma normalizada de las rampas de caudal hacia adelante y atrás de cada hora. Así, a mayor índice, se tiene que mayor es el grado de alteración que se produce en el río, y viceversa, puesto que un río con caudal constante todo el día tendría un índice R-B de 0 al no tener rampas.

Este índice fue usado por Haas et al.(2015) al estudiar alteración hidrológica bajo una penetración masiva de energía eólica.

3.3.2. Coeficiente de variación

El Coeficiente de Variación, en adelante CDV (de Coefficient of Diel Variation), se define como (Zimmerman et al., 2010):

$$CDV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (3.2)$$

Este IHA se puede interpretar como qué porcentaje del promedio de la muestra representa la desviación estándar de ésta. En una serie de caudales con grandes rampas respecto a la media, uno debiera esperar que el indicador muestre un valor alto y viceversa.

3.3.3. Porcentaje de Flujo Total

El Porcentaje de Flujo Total, en adelante PTF (de Percentage of Total Flow), se define como (Zimmerman et al., 2010):

$$PTF = \frac{max - min}{\sum_{t=1}^{\mathcal{T}} q_t} \quad (3.3)$$

Este IHA se puede interpretar como qué porcentaje representa el rango de caudales sobre la descarga total que realiza una central. Es de esperarse que en días con grandes rampas el valor del PTF sea grande y viceversa.

Luego, para cada uno de los IHA se calculó la probabilidad de excedencia según la distribución de Weibull y se construyeron curvas de duración de cada índice.

Capítulo 4

Resultados

Este capítulo se divide en tres partes: una primera presenta los efectos de la interconexión SIC-SING sobre el hydropeaking medido en términos de IHA, una segunda parte presenta los efectos de la incorporación masiva de energía solar sobre el hydropeaking, medido en términos de IHA y de distribución de frecuencias de rampas, y una tercera parte que presenta una relación entre los costos promedio de generación del sistema con los IHA estudiados para el caso de incorporación masiva de energía solar.

4.1. Efecto de la interconexión SIC-SING sobre el hydropeaking

En la Figura 4.1 se presenta la distribución de la potencia, a una escala horaria, de las centrales de embalse durante el primer día de la simulación del Caso base sin interconexión (Figura 4.1 a)) y Caso base con interconexión (Figura 4.1 b)), bajo un escenario hidrológico normal.

Se puede observar que en la Figura 4.1 b) que entre el bloque 3 y 10 existe una generación constante que en la Figura 4.1 a) no estaba presente. También, para este día, destaca que en ambos casos base existen centrales que presentan rampas bruscas durante el día y noche. Este es el caso del sistema Ralco-Pangue-Angostura.

También se destaca que la generación de embalses sigue el patrón de la demanda diaria como es de esperarse, i.e., mayor generación en horas del día con un descenso durante la madrugada.

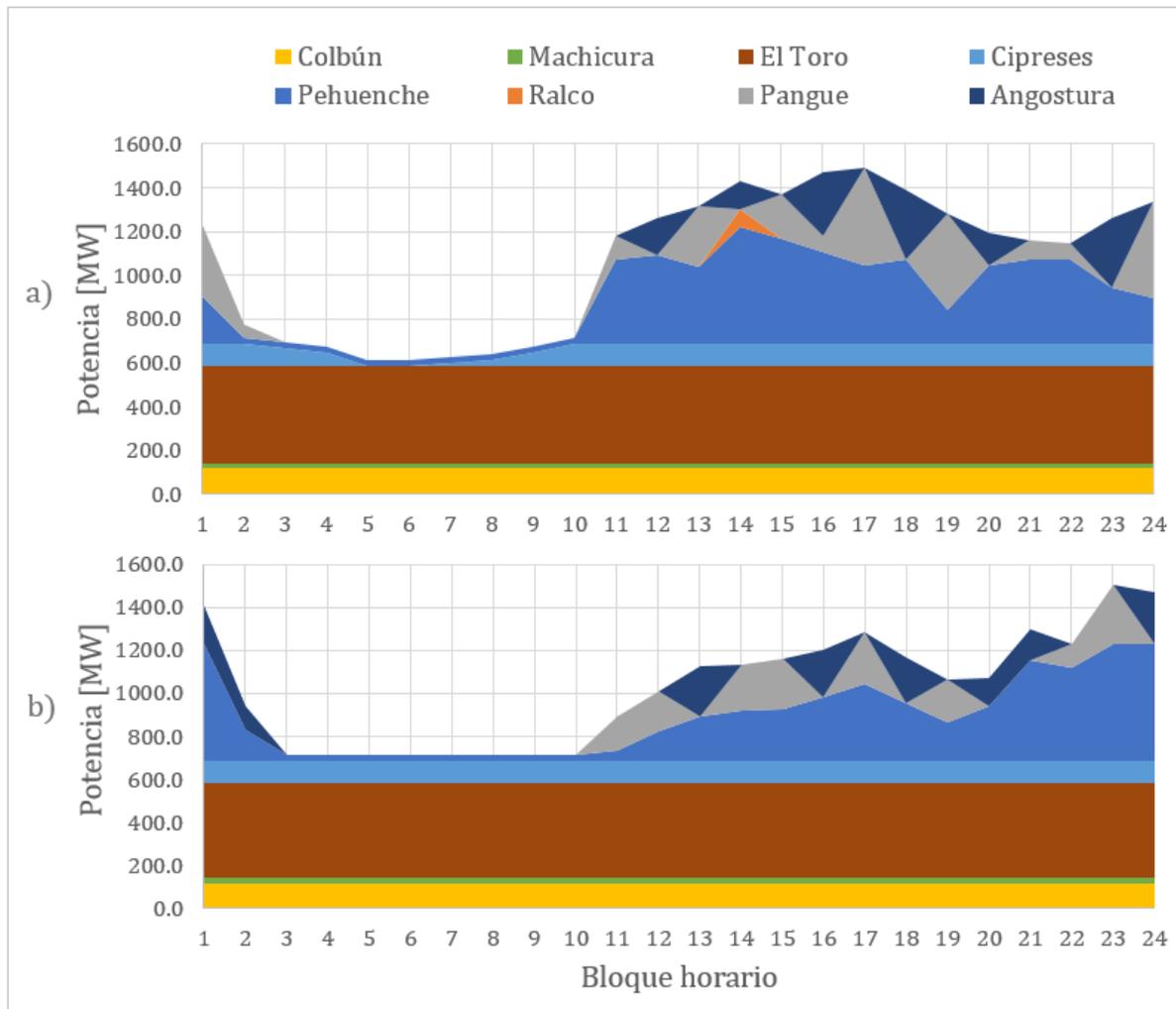


Figura 4.1: Distribución de la potencia durante el primer día de la simulación de los casos base bajo escenario hidrológico normal. a) Caso base sin interconexión; b) Caso base con interconexión.

4.1.1. Curvas de duración del RBF

Las curvas de duración del RBF se presentan en la Figura 4.2, donde se puede apreciar que las variaciones son en general menores salvo en la cuenca del Laja. Si se observa el corte en el eje x que presenta cada curva de duración, se obtiene que la central El Toro presenta un aumento de un 20 % en la cantidad de días con indicador distinto de cero (días en que existen rampas de caudal).

En las centrales de la cuenca del Maule se tiene que el comportamiento es mixto, donde en algunas centrales la interconexión disminuye la magnitud de los eventos de hydropeaking extremos (Machicura y Colbún en año seco).

En el caso de la Cuenca del Bío-bío la interconexión disminuye la magnitud del RBF en los años normal y secos, mientras que los aumenta en los años húmedos.

A nivel de sistema, se obtuvo que el RBF aumenta conforme más secos son los años hidrológicos y que las centrales de la cuenca del Laja y Bío-bío son las que presentan una mayor alteración hidrológica según este IHA. En año húmedo, para ambos casos base, las centrales de la Cuenca del Maule presentan un comportamiento muy similar al régimen natural, donde destaca el sistema Colbún - Machicura que es prácticamente idéntico a éste. En año normal la operación de este sistema es también muy similar al régimen natural.

4.1.2. Curvas de duración del CDV

Las curvas de duración del CDV se presentan en la Figura 4.3, donde se obtuvo que los resultados obtenidos por el CDV son muy similares a los que muestra el RBF en términos de que la única central que varía apreciablemente su comportamiento es la central El Toro. Nuevamente, al observar el corte con el eje x en esta central para el año normal, se observa que los días donde el CDV es no nulo aumentan en un 20 %, es decir, los días donde la desviación estandar de los caudales es no nula, aumentan en un 20 %. Esto se condice con lo presentado en la sección anterior para esta central y es directo de la definición de los indicadores ya que si el RBF es nulo, entonces no existen rampas de caudal durante ese día, con lo que la desviación estandar sería nula también, y por tanto el CDV también.

Se obtiene que mientras más seco es el año, mayor es el CDV y que las centrales que tienen más días con indicador no nulo son las de la cuenca del Bío-bío. Destaca también que el hydropeaking es casi inexistente para las centrales del sistema Colbún - Machicura en año húmedo.

4.1.3. Curvas de duración del PTF

Las curvas de duración del PTF se presentan en la Figura 4.4. En general no se distinguen grandes variaciones en el PTF al interconectarse los sistemas. La excepción a este resultado es El Toro en escenario hidrológico normal y seco, donde nuevamente se obtiene que el PTF es no nulo un 20 % extra del tiempo. Esto nuevamente se relaciona con la definición del RBF y CDV, es decir, como los días donde el caudal no es constante aumentan en un 20 %, y el PTF es no nulo cuando existe por lo menos dos valores diferentes de caudal en un día, entonces el PTF es no nulo en un 20 % extra.

En general, para ambos casos base, el escenario húmedo presenta igual o menor PTF que los escenarios normal o seco, lo cual puede deberse a tres motivos diferentes:

- El rango de operación de la central es similar en los tres escenarios hidrológicos, pero mientras más húmedo es el año, mayor es la suma de los caudales turbinados, por tanto aumenta el denominador del PTF.
- La suma de los caudales turbinados es similar en los tres escenarios hidrológicos, pero mientras más húmedo es el año, menor es el rango de operación de la central, disminuyendo el numerador del PTF.
- Una combinación intermedia de los dos casos expuestos anteriormente.

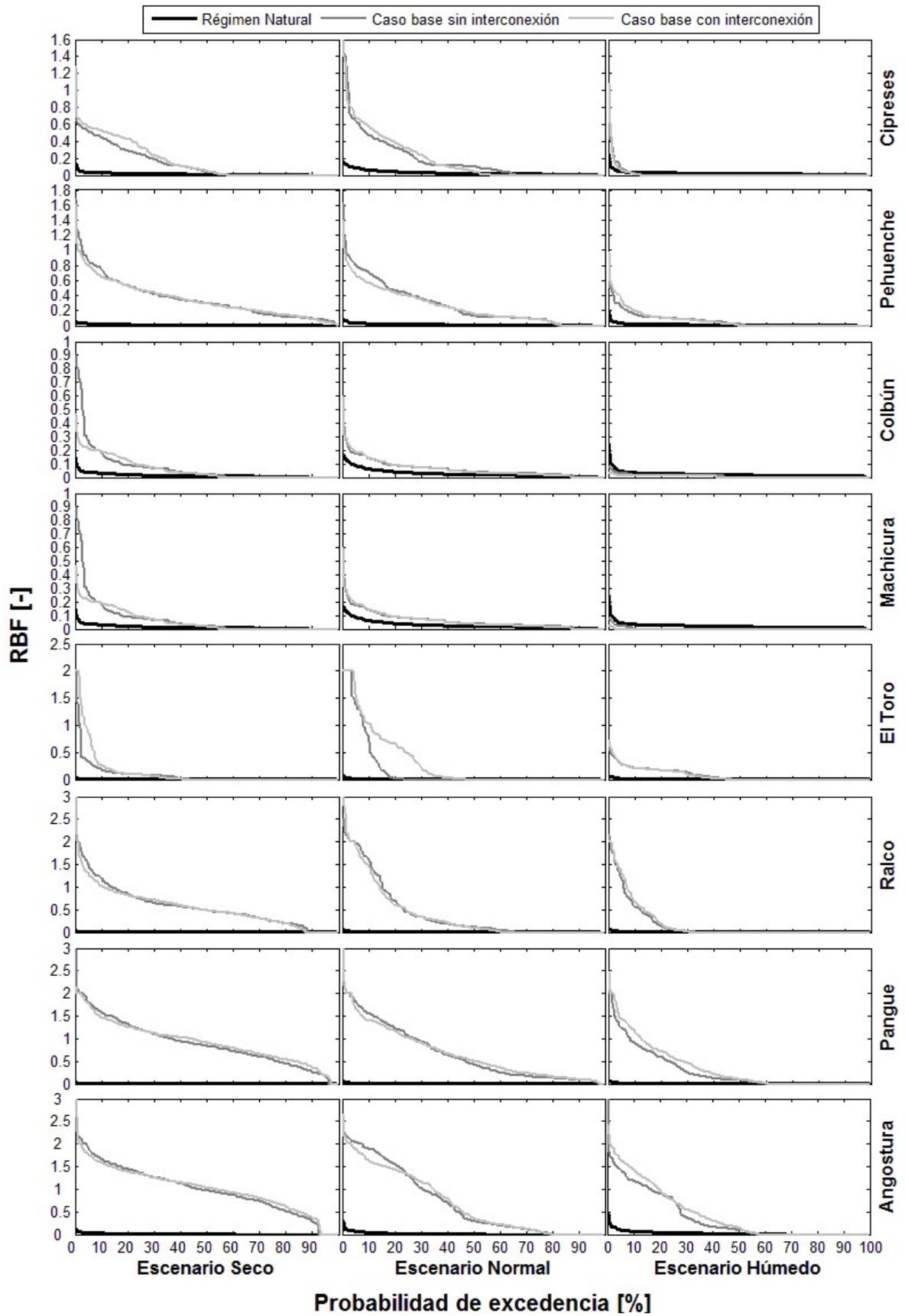


Figura 4.2: Curvas de duración del RBF para el estudio del efecto de la interconexión SIC-SING.

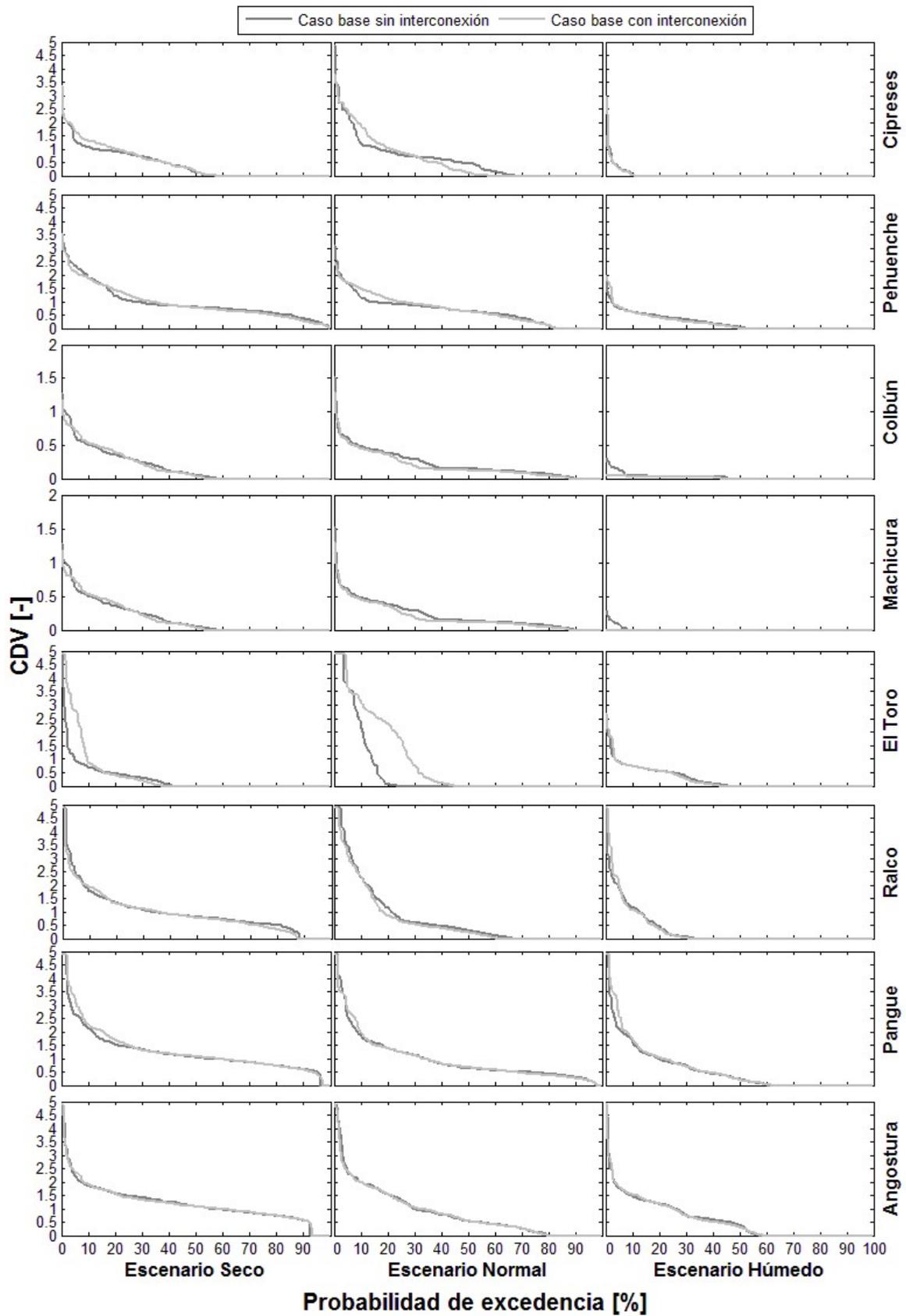


Figura 4.3: Curvas de duración del CDV para el estudio del efecto de la interconexión SIC-SING.

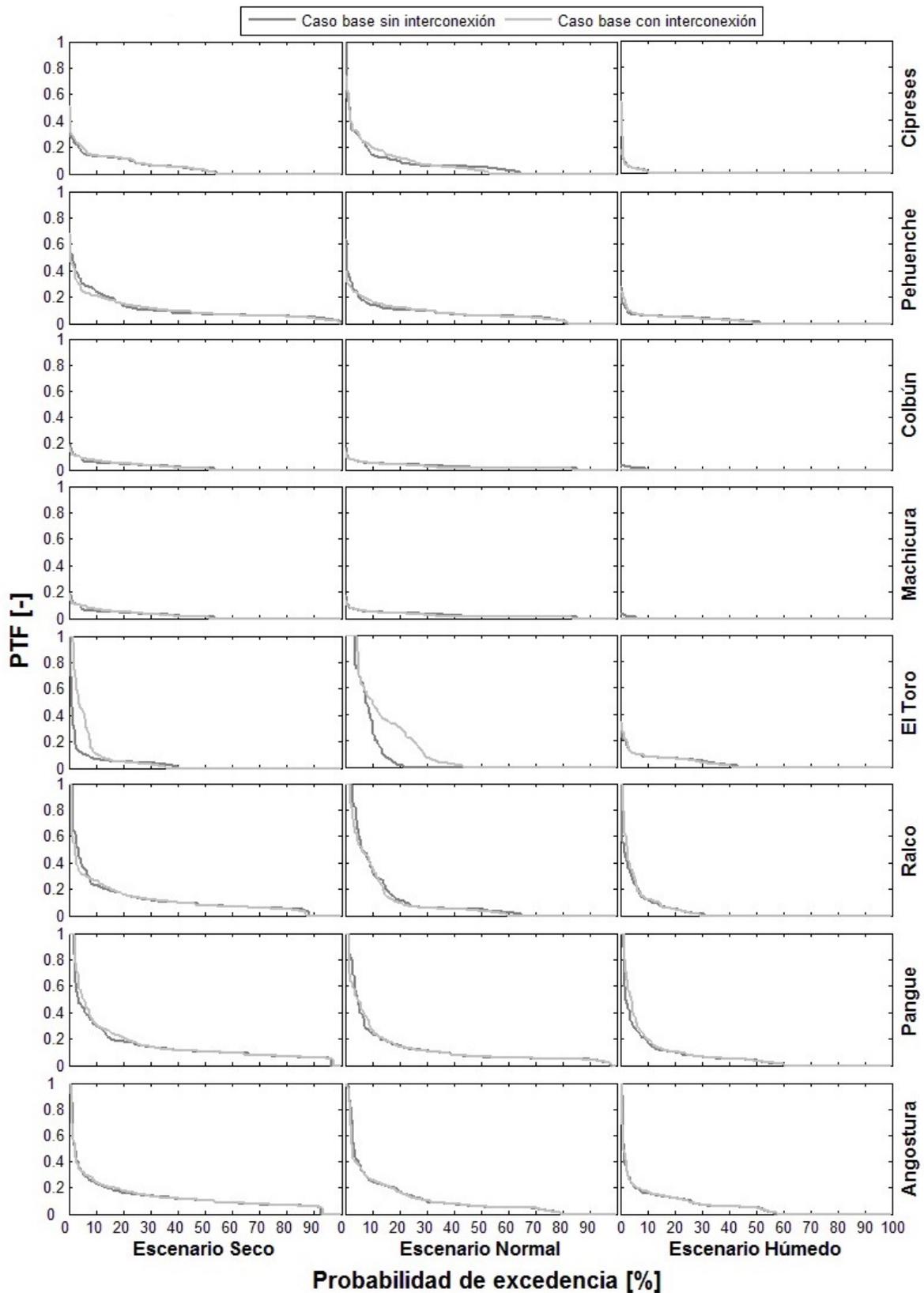


Figura 4.4: Curvas de duración del PTF para el estudio del efecto de la interconexión SIC-SING.

4.2. Efecto de la incorporación masiva de energía solar sobre el hydropeaking

En la Figura 4.5 se presenta la distribución de la potencia, a una escala horaria, de las centrales de embalse durante el primer día de la simulación de los escenarios de incorporación masiva de energía solar bajo un escenario hidrológico normal. En esta se puede apreciar que existe una marcada tendencia a generar en los bloques no solares producto de que las centrales solares y eólicas de estos tres escenarios son parte de la base del sistema.

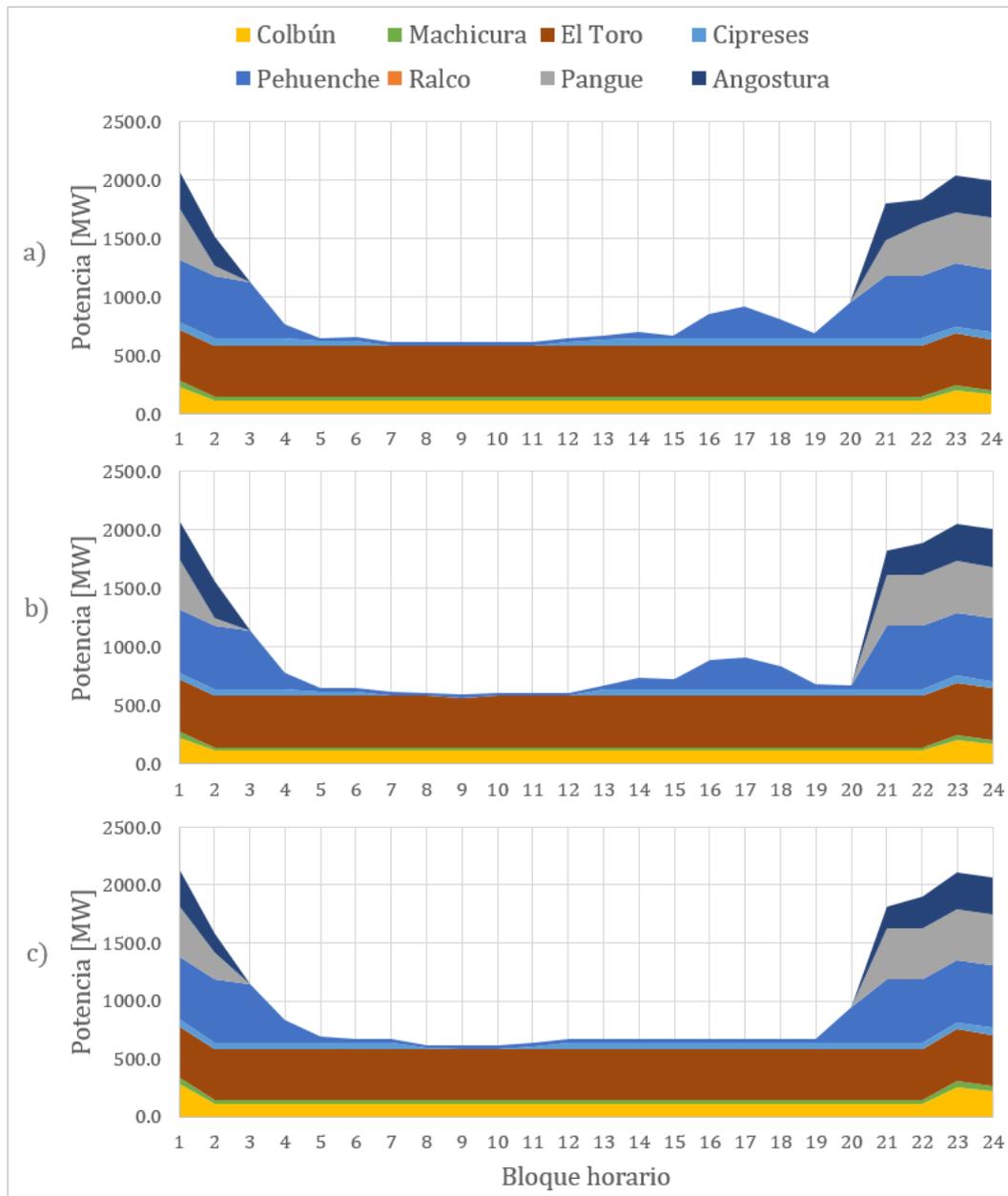


Figura 4.5: Distribución de la potencia durante el primer día de la simulación de los escenarios de incorporación masiva de energía solar bajo escenario hidrológico normal. a) Solar 1; b) Solar 2; c) Solar 3.

Para este día, en los tres escenarios se advierte una gran rampa de subida entre el bloque 20 y 21, es decir, entre las 19:00 y 20:00 horas, y una rampa sostenida de bajada entre el bloque de 1 y 4, es decir, entre las 00:00 y las 03:00. Además, en la Figura 4.6 c) se observa como una mayor instalación de centrales solares trae consigo que la generación de centrales de embalse sea desplazada, puesto que el peak en torno al bloque 17 de la Figura 4.6 a) y b) deja de estar presente.

4.2.1. Distribución de frecuencia de rampas horarias

En la Figura 4.6 se muestra la distribución de frecuencias de las rampas horarias de caudal. Cada una de estas series tiene 8760 valores, correspondientes a las horas del año simulado. En el eje Y se presenta la frecuencia relativa, en porcentaje, de las rampas de caudales a una escala horaria y en el eje X se presenta la magnitud de la rampa respecto al caudal máximo turbinable por la central, es decir, una rampa de 100 o -100 % significa que la central pasó de estar sin turbinar a estar a plena capacidad o de estar a plena capacidad a estar sin turbinar, respectivamente. En adelante, a estos eventos se les denomina eventos de rampas máximas.

En estas distribuciones la mayoría de los valores están en torno a 0 % de rampa, mientras que los valores extremos son muy menores en frecuencia, por esto no se pudo encontrar una escala que permitiera apreciar correctamente ambos tramos al mismo tiempo, por lo que las Figuras fueron truncadas en el eje Y y estos valores de frecuencia, de los eventos de rampas comprendidos entre un -4 y 4 % de rampa máxima, se muestran en las Tablas A-A1, A-A2 y A-A3 del Anexo A.

Al observar la Figura 4.6, se aprecia que la simetría de las curvas indica que, en general, las centrales realizan una cantidad similar de rampas de bajada que de subida, no habiendo una tendencia hacia un tipo de rampa en particular. En las centrales de la cuenca de Laja y del Maule se observa que, en la medida en que se tiene mayor incorporación de energía solar, la frecuencia de los eventos de rampas máximas aumenta, mientras que disminuye las centrales del Bío-Bío.

En la Figura 4.6 se observa que en las centrales Colbún y Machicura, tanto en año seco como húmedo, conforme aumenta la incorporación de capacidad solar, se vuelven frecuentes los eventos de rampas de aproximadamente 60 % del caudal máximo, tanto de subida como de bajada. La frecuencia de estas rampas era del orden de 7 veces menos en el año seco y prácticamente nula en año húmedo, para ambas centrales.

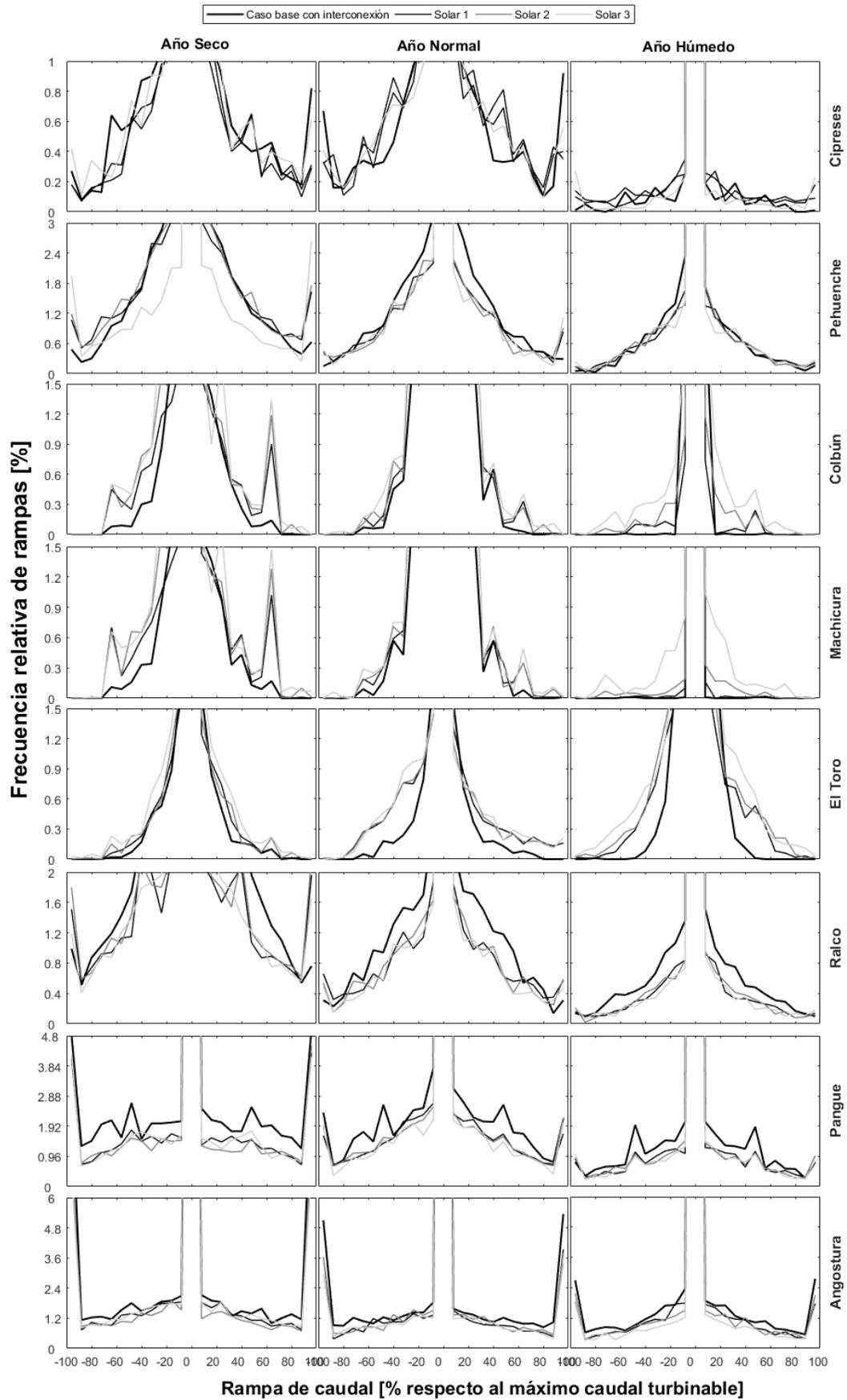


Figura 4.6: Distribución de frecuencias de rampas.

De las Tablas A-A1, A-A2 y A-A3 se encontró, que las centrales del sistema Ralco-Pangue-Angostura aumentan considerablemente el número de horas en que las rampas están en el intervalo -4 a 4 %. Como esto puede incluir horas seguidas en las que el caudal es grande pero constante así como horas seguidas en las que es nulo, se calculó el porcentaje de horas al año en que el caudal es nulo. Esto se presenta en las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3.

Tabla 4.1: Porcentaje del año en que las centrales no generan, año seco [%].

Central/Escenario	Caso base con interconexión	Solar 1	Solar 2	Solar 3
Cipreses	21.7	16.3	16.7	19.2
Pehuenche	27.2	27.5	26.9	32.6
Colbún	0.0	0.0	0.0	0.0
Machicura	0.0	0.0	0.0	0.0
El Toro	50.7	52.3	52.3	51.3
Ralco	42.0	49.1	48.7	49.2
Pangue	47.0	53.1	53.9	53.3
Angostura	49.9	52.6	53.8	52.9

Tabla 4.2: Porcentaje del año en que las centrales no generan, año normal [%].

Central/Escenario	Caso base con interconexión	Solar 1	Solar 2	Solar 3
Cipreses	25.8	24.1	24.4	23.9
Pehuenche	10.9	10.9	11.1	11.4
Colbún	0.0	0.0	0.0	0.0
Machicura	0.0	0.0	0.0	0.0
El Toro	47.9	49.7	49.9	49.0
Ralco	24.6	29.1	29.0	29.2
Pangue	31.1	34.8	35.3	36.5
Angostura	33.9	36.4	35.9	36.7

Tabla 4.3: Porcentaje del año en que las centrales no generan, año húmedo [%].

Central/Escenario	Caso base con interconexión	Solar 1	Solar 2	Solar 3
Cipreses	1.3	1.3	1.4	2.3
Pehuenche	2.7	5.5	5.3	6.1
Colbún	0.0	0.0	0.0	0.0
Machicura	0.0	0.0	0.0	0.0
El Toro	12.9	14.9	16.2	20.0
Ralco	15.7	17.4	17.7	17.9
Pangue	22.2	24.4	24.6	24.5
Angostura	25.7	26.1	26.7	28.1

Se encuentra que, en general, las centrales pasan más tiempo sin generar conforme aumenta la capacidad instalada de energía solar, siendo el sistema Ralco-Pangue-Angostura el que presenta mayor variación respecto al caso base. En año seco Ralco, Pangue y Angostura aumentaron su cantidad de horas sin generar respecto al caso base en un 7.0, 6.5 y 3.2 %, respectivamente (promedio sobre los escenarios solares) y en un año normal, aumentaron 4.5, 4.4 y 2.4 %, respectivamente.

4.2.2. Curvas de duración del RBF

Las curvas de duración del RBF se presentan en la Figuras 4.7 y 4.8, donde se identifica que no existe un comportamiento general acerca de si aumenta o disminuye el indicador, sino que existen comportamientos según cuenca.

En las centrales de la Cuenca del Maule, el sistema Colbún-Machicura presenta un aumento del RBF en forma monótona, es decir, mayor incorporación solar se traduce en un aumento en la magnitud del hydropeaking y también, al observar el corte en el eje x de las curvas de duración, se observa que los días donde el indicador es no nulo aumenta entre un 10 a 20 % extra, en año seco para ambas centrales.

En la Central Cipreses, particularmente para el escenario Solar 3, en año normal y húmedo, el RBF aumenta para valores bajos de probabilidad de excedencia. También, para el año normal, en Cipreses y Pehuenche existe un cruce de las curvas de escenarios solares y caso base con interconexión en torno al 35 % de probabilidad de excedencia. Esto significa que el RBF de los escenarios solares es mayor o igual que el del caso base estudiado en un 65 % del tiempo, pero esto ocurre en el sector de la curva de duración donde los valores del indicador son bajos.

La central El Toro presenta un comportamiento casi monótono con los escenarios solares: mayor penetración de energía solar se traduce en un mayor RBF y durante más días, mientras que las centrales del sistema Ralco-Pangué-Angostura presentan en general una disminución de la magnitud del RBF.

Se advierte que, cuando el escenario hidrológico es más seco, aumenta la cantidad de días con un RBF distinto de cero, con la excepción de la central El Toro, donde los días con RBF distinto de cero se mantienen relativamente constantes para cada serie.

4.2.3. Curvas de duración del CDV

Las curvas de duración del CDV se presentan en la Figura 4.9 y 4.10, donde se observa que, en general, la incorporación masiva de energía solar aumenta el CDV. Además la variación entre los escenarios solares se puede apreciar claramente en las centrales El Toro y el sistema Colbún-Machicura donde el comportamiento es monótonamente creciente con mayor incorporación solar a la matriz. Además, al observar el corte en el eje X de las curvas de duración, los días con CDV no nulo aumentan en un 20, 25 y 30 % extra para los escenarios solar 1, solar 2 y solar 3, respectivamente, en relación al caso base con interconexión.

En el caso base con interconexión, las centrales del sistema Colbún-Machicura, en año húmedo, presentan un CDV inferior a 0.2, para toda probabilidad de excedencia. Este valor se llega a cuadruplicar en el caso del escenario solar 3.

En las centrales de la cuenca del Bío-bío el CDV aumenta e la medida en que se tiene mayor incorporación de capacidad solar, salvo en el caso de Ralco en año normal. Esta última central es la que presenta variaciones más grandes, respecto del caso base, de las tres que

componen el sistema y es la que se ubica más aguas arriba de las tres.

En la central Cipreses durante año seco se observa que los valores del CDV aumentan cuando la probabilidad de excedencia es inferior al 10 %, mientras que en la central Pehueche ocurre lo contrario.

Se observa nuevamente que existe una tendencia general a que el año seco y normal tengan mayor alteración hidrológica que el año húmedo.

4.2.4. Curvas de duración del PTF

Las curvas de duración del PTF se presentan en la Figura 4.11 y 4.12. El indicador muestra que los escenarios solares se comportan de una manera muy similar al caso base. Una excepción a esto lo constituye la central El Toro, donde el comportamiento es casi monótono, aumentando el indicador en la medida en que es mayor la incorporación solar en la matriz.

La central Ralco también presenta un comportamiento que difiere del caso base: en año seco y húmedo el PTF aumenta, mientras que en año normal disminuye. Esto no sucede en las demás centrales del Sistema Ralco-Pangue-Angostura, donde se observa que el PTF aumenta levemente.

Nuevamente la diferencia entre año húmedo y normal es mayor que la diferencia entre año normal y seco, donde el comportamiento, en general es casi el mismo salvo en las centrales anteriormente mencionadas.

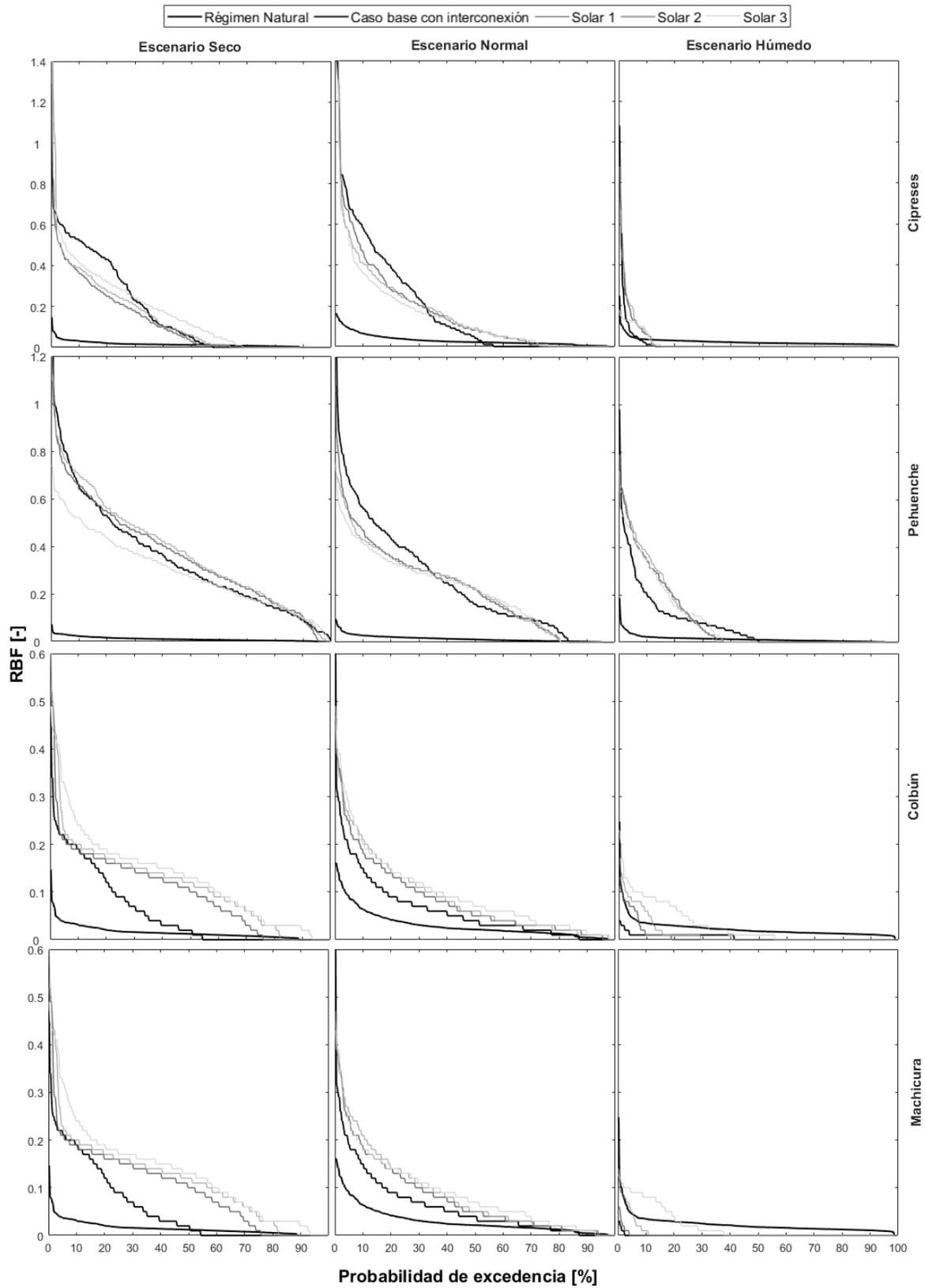


Figura 4.7: Curvas de duración del RBF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Maule.

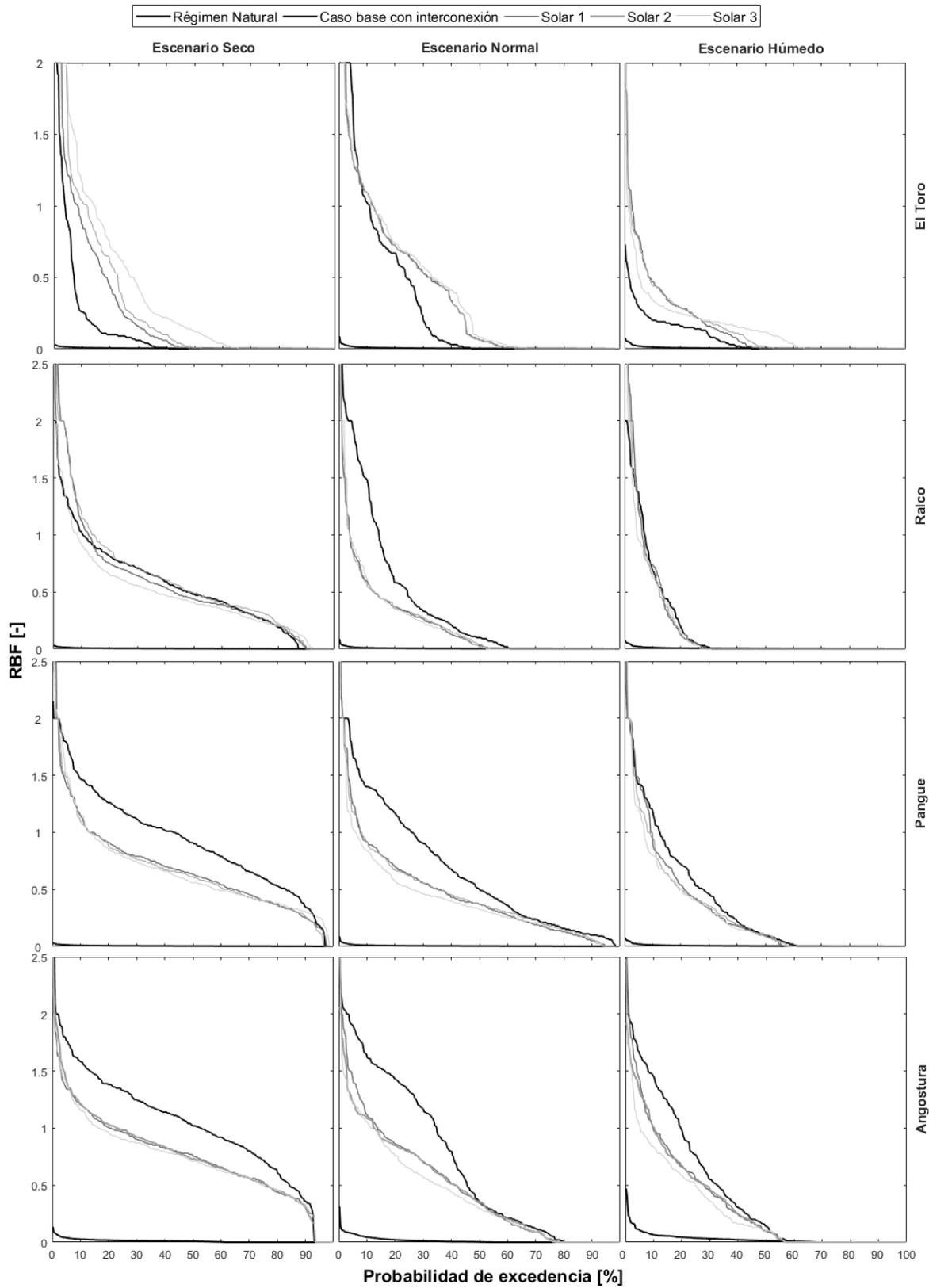


Figura 4.8: Curvas de duración del RBF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Laja y Bío-Bío.

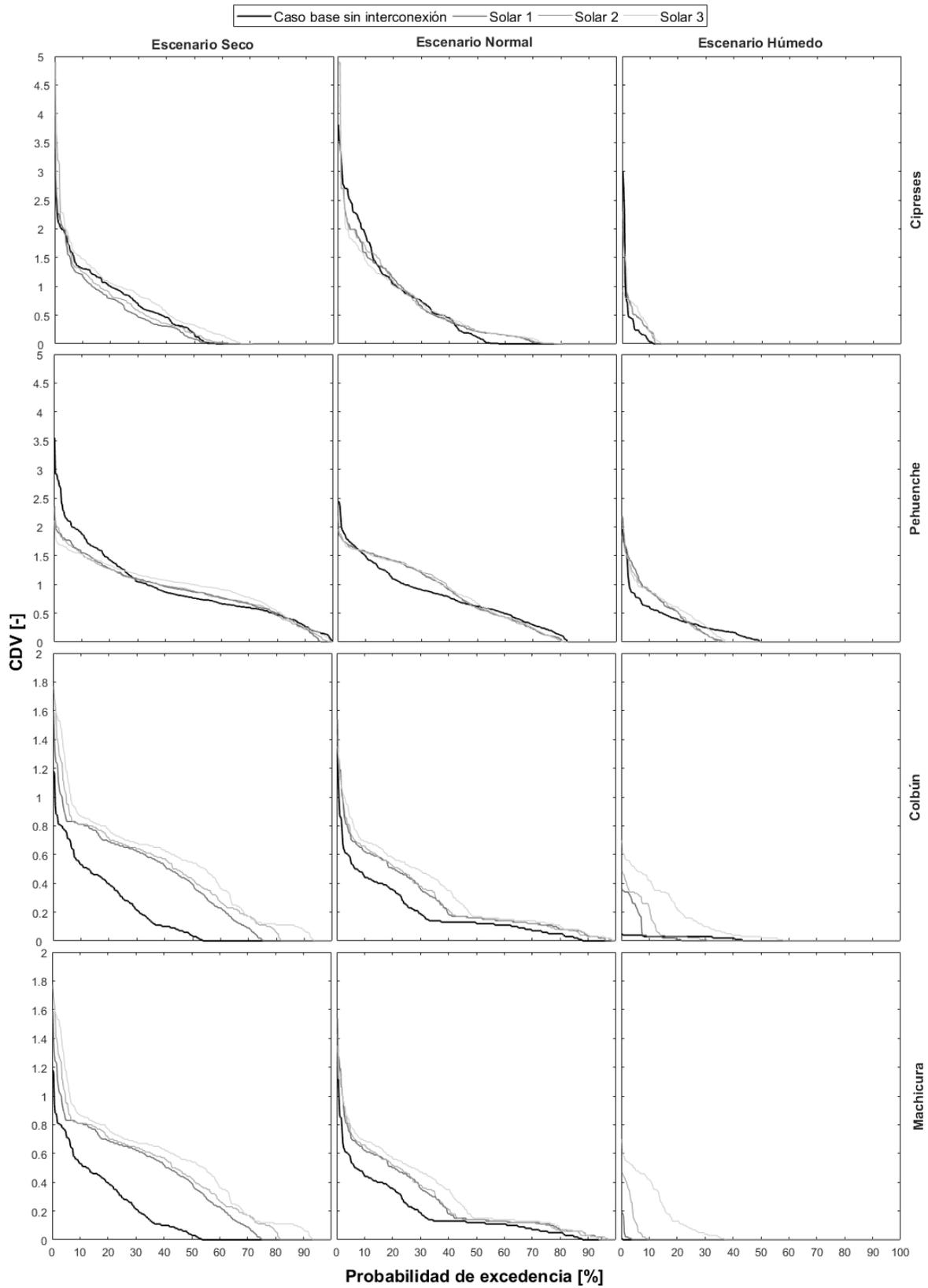


Figura 4.9: Curvas de duración del CDV para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Maule.

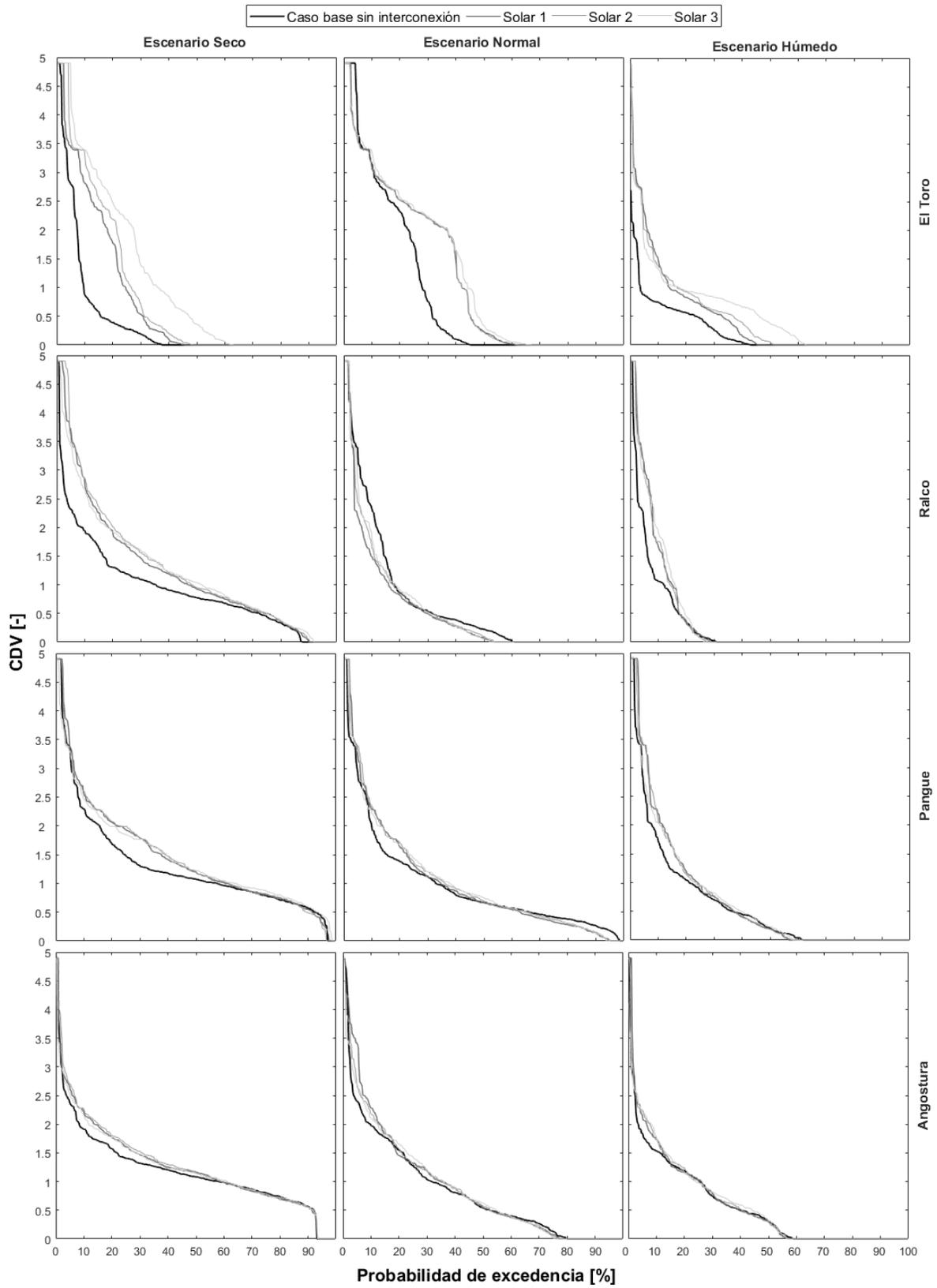


Figura 4.10: Curvas de duración del CDV para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Laja y Bío-bío.

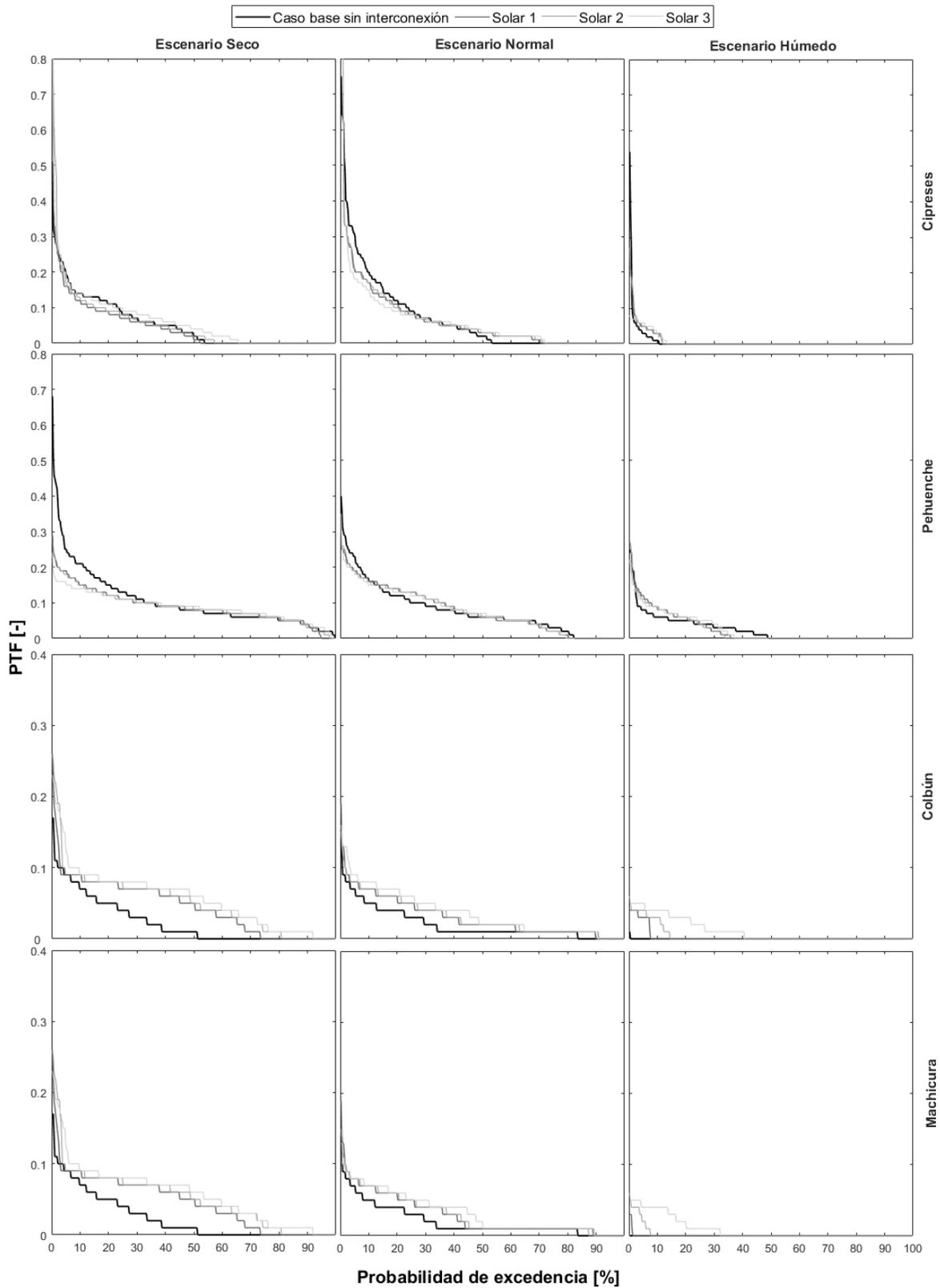


Figura 4.11: Curvas de duración del PTF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Maule.

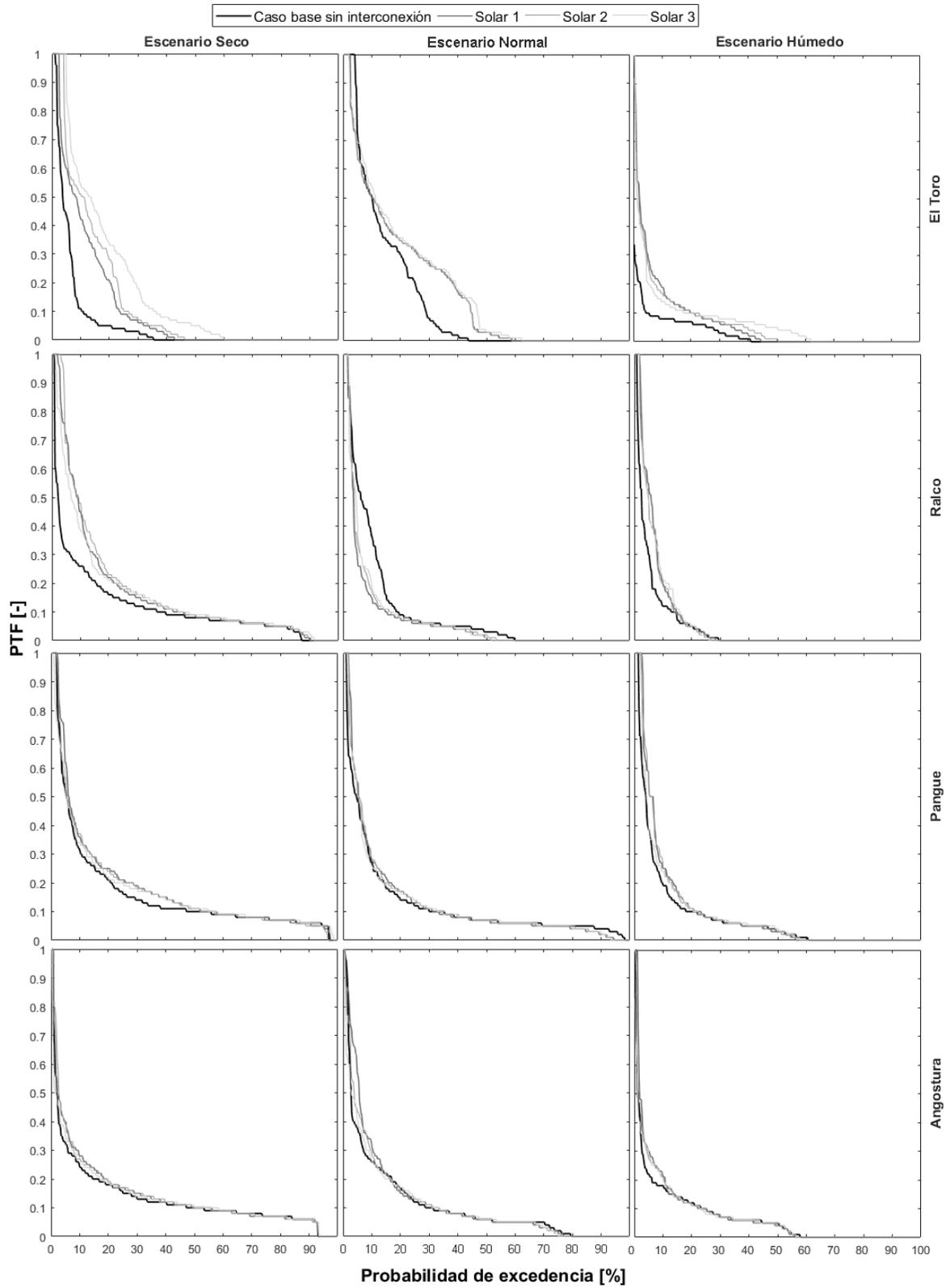


Figura 4.12: Curvas de duración del PTF para el estudio del efecto de la incorporación masiva de energía solar, centrales de la cuenca del Laja y Bío-bío.

4.3. Efecto de la incorporación masiva de energía solar sobre los costos del sistema

Además de la potencia por bloque horario, otro resultado importante obtenido con Ameba es el costo del sistema y la generación total de la simulación realizada. Este resultado se muestra en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Costos total del sistema y generación por escenario.

Escenario	Costo total [MM USD]	Generación [GWh]		
		Seco	Normal	Húmedo
Caso base sin interconexión	1253	74897	74979	75067
Caso base con interconexión	1202	74729	74815	75022
Solar 1	1488	89777	89808	90048
Solar 2	1362	89872	89882	90084
Solar 3	1231	89906	89895	90137

Dado que los dos escenarios de caso base tienen asociada una demanda menor que los escenarios Solar 1, 2 y 3, y que la generación se obtiene con restricciones de demanda, para poder establecer una relación de costos entre estos grupos de escenarios, es necesario dividir el costo total del sistema de cada escenario por la generación total correspondiente, obteniendo el costo promedio de generación. En la Figura 4.13 se presentan los costos totales del sistema y los costos promedio de generación.

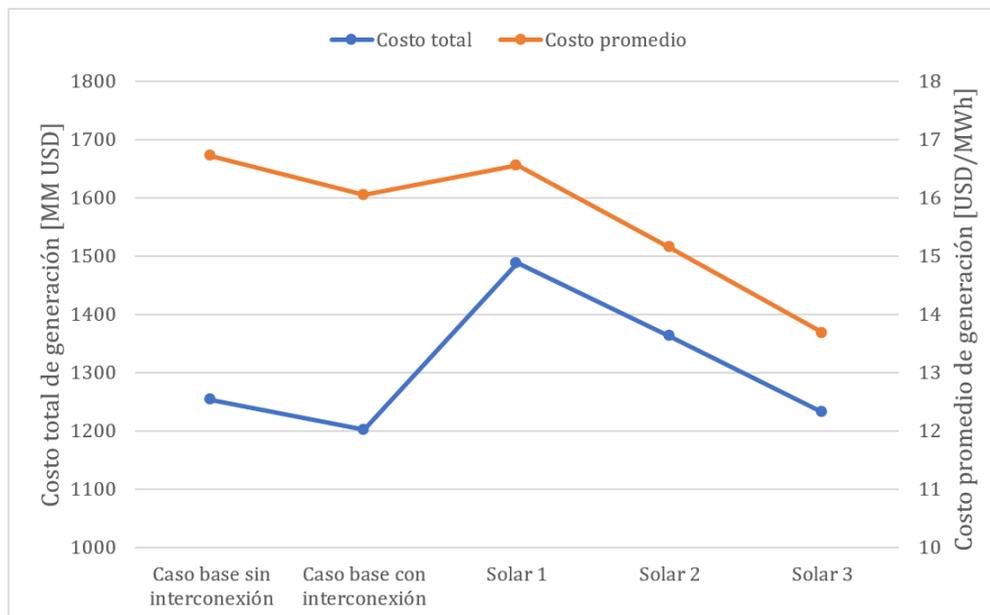


Figura 4.13: Costos del sistema.

Al observar el efecto de la interconexión en la Figura 4.13 se encuentra que disminuye tanto el costo total como el costo promedio de generación.

De la curva de costo total se obtiene que, al movernos desde el Caso base sin interconexión al escenario Solar 1, el costo del sistema aumenta en 236 MM USD, es decir, en un 18.8 %. Sin embargo, si se observa la curva de costo promedio, al movernos desde el Caso base sin interconexión al escenario Solar 1 el costo promedio de generación disminuye en 0.15 USD/MWh (un 0.9 %). Esto se explica en base a dos cosas: la demanda considerada en los escenarios Solar 1, 2 y 3 es mayor que en los casos base, por tanto se genera una cantidad mayor de energía que en estos últimos (como puede verse en la Tabla 4.4), y que las centrales solares y eólicas agregadas utilizan un LCOE (Levelized Cost of Energy) como costo variable a modo de modelar su costo de inversión.

Al comparar los costos de los escenarios Solar 1, 2 y 3 se encuentra que mayor incorporación de energía solar trae consigo una disminución sustancial del costo total de generación y el costo promedio, puesto que las centrales de mayor costo variable se ven desplazadas al tener alternativas más económicas, como la solar.

A continuación, se analiza la relación de los IHA con el costo de generación para los distintos escenarios Solar 1, Solar 2 y Solar 3 y el caso base sin interconexión. Para ello, se seleccionó el valor del RBF, CDV y PTF para una probabilidad de excedencia del 5 % de cada indicador (valores altos del IHA) y se graficaron estos valores con sus correspondientes costos promedio de generación por escenario. Estas figuras se pueden interpretar como trayectorias de estos valores de los IHA a medida que se aumenta la capacidad de generación solar. A modo de ejemplo, esto se ilustra en la Figura 4.14 donde se presenta cual trayectoria es deseable y cual es no deseable (desde el punto de vista de reducción de costo promedio y de menor alteración hidrológica) para el indicador RBF en las centrales Ralco y El Toro en Año Seco.

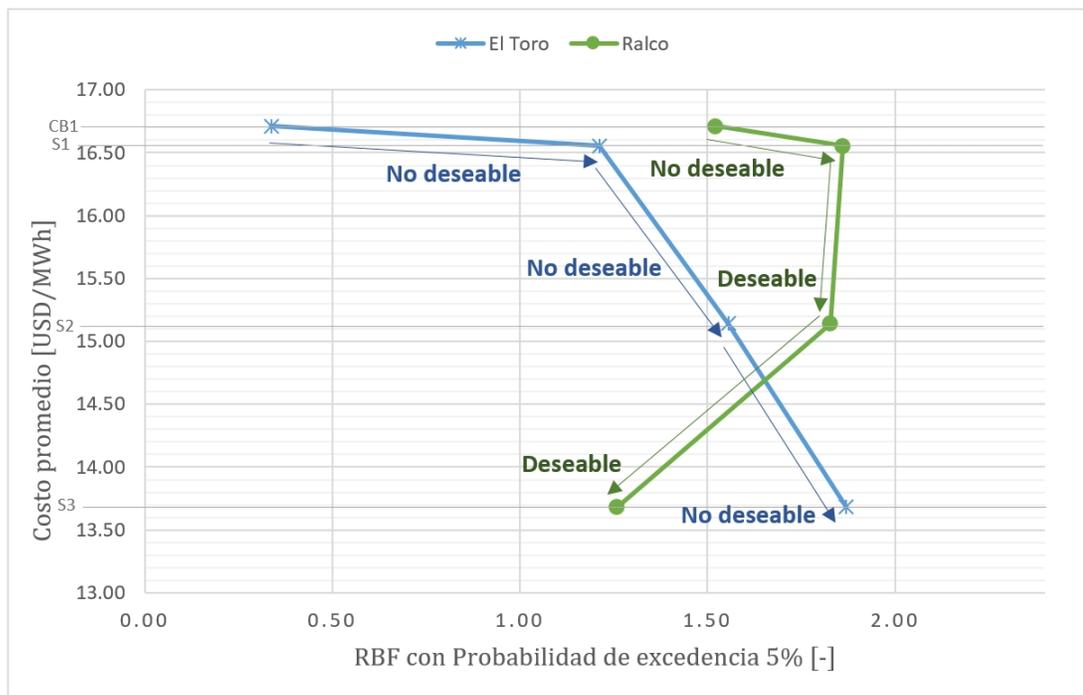


Figura 4.14: Costo promedio de generación e IHA con 5 % de probabilidad de excedencia - Ejemplo.

En la Figura 4.15 se presenta la relación anterior para todas centrales bajo diferentes escenarios hidrológicos e IHA.

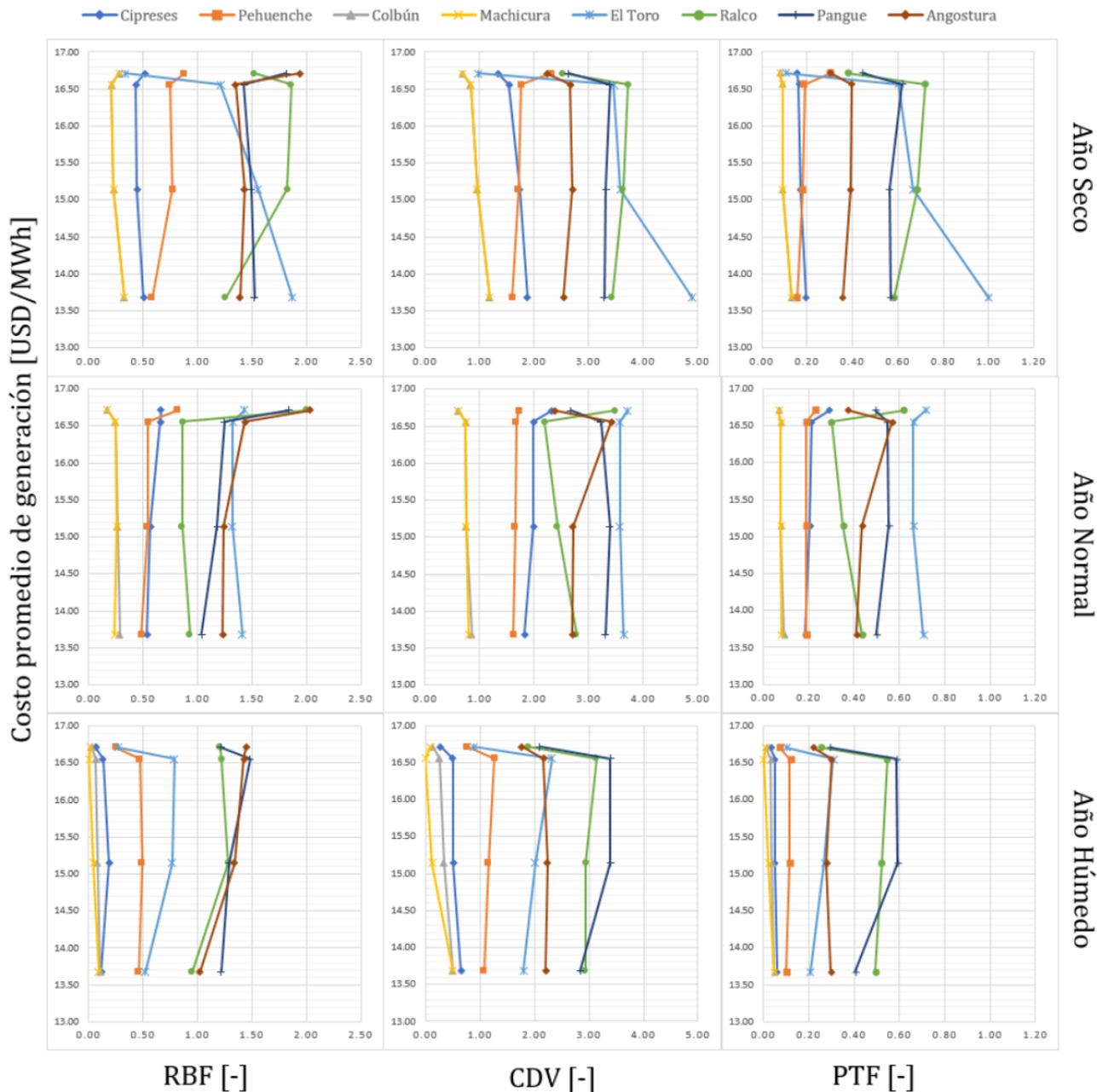


Figura 4.15: Costo promedio de generación e IHA con 5% de probabilidad de excedencia.

Se encuentra que las centrales del sistema Ralco-Pangué-Angostura y El Toro son las centrales más sensibles, en el sentido de que presentan variaciones más grandes en su IHA que las centrales de la cuenca del Maule al aumentar la capacidad solar. Además, la central El Toro, durante año seco, aumenta monótonamente su alteración hidrológica para los tres IHA, el CDV y PTF.

Si se compara por escenario hidrológico, el CDV y PTF presentan cualitativamente el mismo comportamiento central por central, difiriendo de lo indicado por el RBF. Por ejemplo, para la central Angostura en año húmedo, el RBF indica que una mayor capacidad solar beneficia al sistema en el sentido de que desde el caso base se mueve hacia una zona de menor costo promedio y de menor IHA, pero en el CDV y PTF se mueve hacia una zona de menor costo pero mayor IHA.

Además, la diferencia en los IHA, entre el caso base sin interconexión y el escenario Solar 1 es, en general, mayor que la diferencia de los escenarios solares entre sí.

Capítulo 5

Análisis y Discusión

5.1. Efecto de la interconexión SIC-SING

Al observar las series horarias de potencia despachada (como las de la Figura 4.1) se encontró que la interconexión lleva a que las centrales de embalse tengan una demanda más constante entre los bloques 3 y 10, correspondiente a las horas de la madrugada y mañana. Esto se explica en que el SING tiene una demanda, proveniente del sector industrial, que es relativamente constante durante las 24 horas del día, la cual pasaría a ser cubierta en parte por centrales de embalse, desplazando centrales térmicas de alto costo operacional que abastecían a este sector en el caso sin interconexión.

También al observar la Figura 4.1 se encuentra que algunas centrales como Ralco, Pangué y Angostura actúan como “diente de sierra” complementando sus despachos, es decir, cuando la potencia de una central es nula, las otras son no nulas.

En términos de IHA, los efectos de la interconexión de los sistemas, en general, son menores. La única central que presenta cambios sustanciales bajo los tres IHA considerados es El Toro, la cual, en año normal, aumenta los días con IHA no nulos en un 20 % respecto al caso base sin interconexión, resultado que se da en los tres indicadores. En año seco, El Toro muestra que los eventos de menor probabilidad de excedencia (inferior al 10 %) también aumentan.

En el caso del RBF se presentó, en la Figura 4.2, la serie del régimen natural del río para poder contrastarlo con los casos base. En general ambos casos base presentan mucha desviación respecto del régimen natural, con la excepción de las centrales de la cuenca del Maule en año húmedo.

En general, el análisis de las rampas de potencias de la Figura 4.1 con los IHA se condice, es decir, las centrales que son base del sistema (Colbún, Machicura, El Toro y Cipreses en la Figura 4.1) tienen o mayor cantidad de días con IHA nulo, o menor valor de sus IHA para las mismas probabilidades de excedencia que las centrales del sistema Ralco-Pangué-Angostura.

5.2. Efecto de la incorporación masiva de energía solar

Al observar las series horarias de potencia (como las de la Figura 4.5), y compararlas con las de los casos base (Figura 4.1) se encuentra que la incorporación masiva de energía solar lleva a las centrales de embalse a estar más tiempo detenidas en los bloques solares. Por ejemplo, en la Figura 4.1, la generación en base a centrales de embalse entre los bloques 10 y 19 es del orden de 1000 a 1200 MW, mientras que, en los escenarios con incorporación masiva de energía solar, la generación durante estos bloques solares es del orden de 500 MW. Esto ilustra el resultado que se presentó en las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3, donde las centrales del sistema Ralco-Pangué-Angostura, aquellas que realizaban hydropeaking tipo “diente de sierra” en los casos base, aumentan considerablemente las horas del año en que no generan para pasar a un esquema donde generan en los bloques no solares, con grandes rampas de subida y bajada en los bloques 20 y 1-3, respectivamente.

Acerca del comportamiento general de los IHA, de las cuvas de duración bajo escenarios de incorporación masiva de energía solar, se puede notar que para probabilidades de excedencia bajo el 5% los IHA se mantienen igual o aumentan respecto al caso base. Otro resultado importante es que el año normal y seco presentan más días al año con indicador mayor que cero que el año húmedo.

Los tres IHA sugieren que en el sistema Colbún-Machicura y la central El Toro aumentan el hydropeaking conforme se tiene mayor capacidad solar. Mientras que en las otras centrales el comportamiento de un IHA no es suficiente para entender si aumenta o disminuye el hydropeaking. En el sistema Ralco-Pangué-Angostura el RBF muestra una disminución del hydropeaking sin embargo el CDV y PTF muestran que aumenta. Si se observa la definición de cada indicador se puede llegar a la conclusión de que el hydropeaking disminuye en este sistema puesto que la operación tipo “diente de sierra” es reemplazada por una operación con mayor tiempo sin generar y con menos rampas máximas. Por la definición de los IHA, se puede ver que una disminución del caudal turbinado de este tipo lleva a que el CDV y PTF aumenten, al tener un denominador menor. Si bien el RBF también disminuye su denominador, este indicador resulta ser más sensible a una disminución en su numerador (dado por la suma de rampas), de modo que termina disminuyendo en el global. La central Pehuenche presenta una disminución del hydropeaking en año seco mientras que año normal existen cruces entre las curvas de duración del caso base con los escenarios solares en torno al 40% de probabilidad de excedencia, sin embargo en año húmedo aumenta el hydropeaking puesto que aumenta considerablemente la cantidad de horas al año en que la central no genera. En la central Cipreses el comportamiento es cualitativamente similar al de la central Pehuenche, es decir, el hydropeaking disminuye en año seco y normal, pero aumenta en año húmedo.

Especial interés debiese ser puesto en El Toro, puesto que los tres indicadores muestran que es la central más sensible a la incorporación masiva de energía solar y una de las que se observa como base del sistema en la Figura 4.1 y 4.5. Esta central, junto con Colbún y Machicura tienen algunas características similares, entre ellas el que responden de forma prácticamente monótona a la incorporación de capacidad solar, es decir, más capacidad solar se traduce en mayor cantidad de eventos de grandes rampas (sobre $\pm 75\%$ del máximo turbinable). También, al observar el despacho de potencia, estas tres centrales forman parte de la base

del sistema en los casos base y escenarios de incorporación masiva de energía solar.

Un análisis de los indicadores permitió identificar que bajo determinados casos, poco frecuentes, que se presentaron, estos respondían de una forma en que no permiten evaluar correctamente las series de caudales. En la Figura 5.1 se muestra una serie de caudales que ilustra esto.

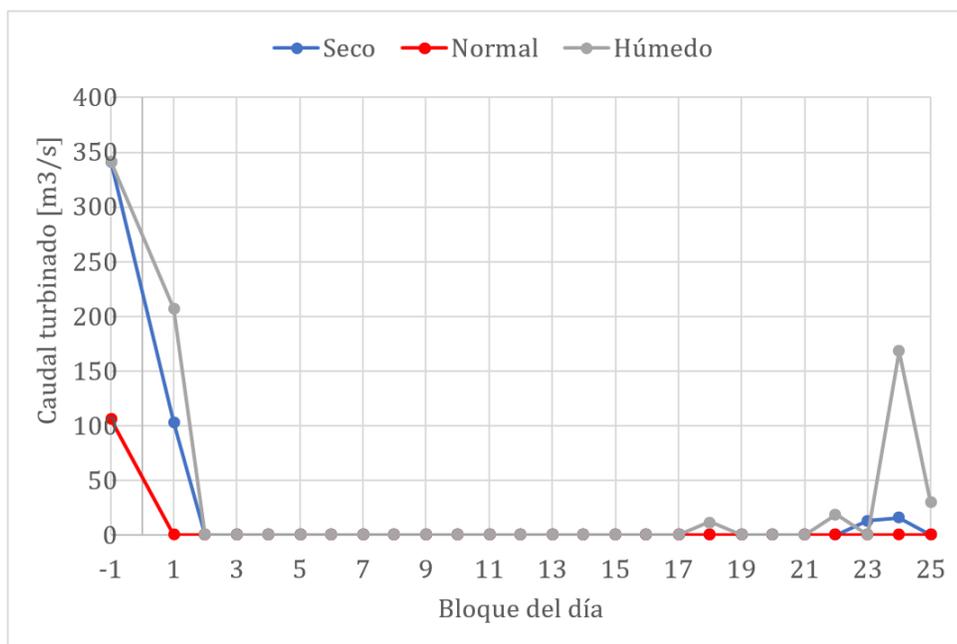


Figura 5.1: Series de caudales - ejemplo de validación.

Esta serie corresponde al caudal del 30 de Enero de la central Ralco en año seco, normal y húmedo, en el escenario Solar 1. Se muestra también el caudal de la hora inmediatamente anterior y posterior a ese día, los cuales son los bloques -1 y 25, respectivamente. Por un tema de escala, cabe mencionar que, en año normal, el caudal en el bloque 1 es $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$. Al calcular los IHA se encontró los valores de la tabla 5.1:

Tabla 5.1: Valores de los IHA - ejemplo de validación.

Escenario/IHA	RBF [-]	CDV [-]	PTF [-]
Seco	1.9	3.9	0.8
Normal	159.8	4.9	1.0
Húmedo	1.41	3.14	0.51

Nótese que, de observar la Figura 5.3 se esperaría que los IHA acusaran un valor más alto en año seco y húmedo, puesto que estas series tienen rampas más grandes. Sin embargo, lo que se encuentra es lo contrario, el año normal presenta indicadores más grandes que las otras dos series.

El año normal de esta serie recoge tres problemas encontrados, uno por cada indicador:

1. El RBF recoge en su denominador solo los caudales del día en que se mide pero en su

numerador también recoge caudales de las horas inmediatamente anterior y posterior a aquel día.

2. El CDV para aquellos días en que solo se tiene un caudal distinto de cero entrega un valor constante e igual a la raíz del número de registros considerados. En este caso $N=24$ y $\sqrt{24} \sim 4.9$.
3. El PTF, para aquellos días en que solo se tiene un caudal distinto de cero entrega un valor constante e igual a 1.

El gran problema con esto es que en el CDV y PTF el valor del indicador no depende del valor del caudal no nulo de ese día. En otras palabras, si en vez de haberse obtenido el caudal de $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$ en el bloque 1, se hubiese obtenido un caudal de $1000 \text{ m}^3/\text{s}$ y ambos indicadores habrían entregado el mismo valor, siendo que el segundo caso debiera tener un índice mayor, puesto que la rampa de caudal sería mucho mayor.

Las series como éstas son casos aislados y poco frecuentes dentro de las series observadas, sin embargo generan interferencia con otros casos poco frecuentes donde el indicador sí mide correctamente un hydropeaking que es severo pero que al resumir la información, ésta se presenta valorada de la misma manera. Por tanto, el análisis de los resultados requiere de un indicador fuera de esta interferencia y por ello el análisis se realizó con una consulta a la distribución de frecuencia de rampas.

Respecto a la comparación con los resultados de Haas et al.(2015) primero cabe mencionar que el comportamiento de las ERNCf estudiados es diferente : la energía eólica presenta perfiles de generación más variables en el tiempo que la energía solar. Esto se presenta en las Figuras 5.1 y 5.2, obtenidas desde el explorador solar para un punto cercano a Tocopilla en el SING y corresponden a valores medios anuales.

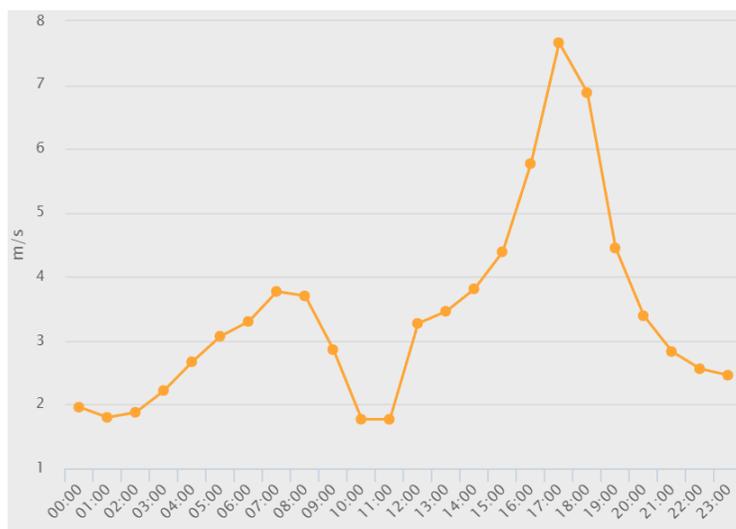


Figura 5.2: Perfil horario de velocidad del viento en el SING Centro.

Fuente: Explorador Solar, 2017.

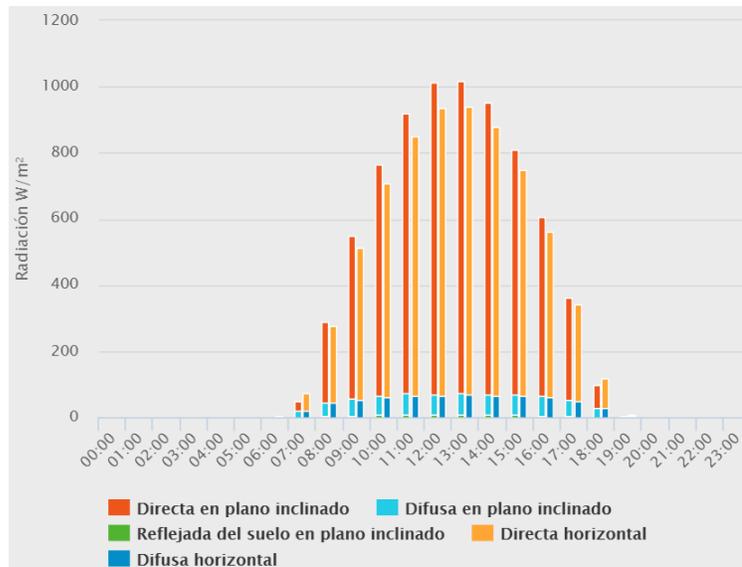


Figura 5.3: Perfil horario de radiación solar en el SING Centro.

Fuente: Explorador Solar, 2017.

Debido a esta más alta variabilidad intradiaria de la energía eólica, aquellas variaciones en el corto plazo que fuesen absorbidas por el despacho de centrales de embalse son más frecuentes y mantienen a las centrales de embalse en un régimen de hydropeaking diferente al observado en algunas centrales del presente trabajo (como Ralco-Pangué-Angostura por ejemplo), donde se presenta un aumento del tiempo en que éstas no generan y un aumento de la frecuencia de rampas máximas, explicado porque las centrales solares presentan un perfil de potencia menos variable pero que cae a cero al comienzo de la noche, hora en que además aumenta la demanda.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

Los efectos de la incorporación masiva de energía solar sobre el sistema integrado indican que el hydropeaking aumentaría en las centrales Colbún, Machicura y El Toro, las cuales en el despacho obtenido actúan como base del sistema, y disminuiría en Ralco, Pangué y Angostura, las cuales presentaron un despacho altamente fluctuante en el caso base. También se tendría un efecto dependiente del año hidrológico en las centrales Cipreses y Pehuenche donde en año seco y normal disminuye el hydropeaking y en año húmedo aumenta. En general, las centrales de embalse pasan más horas sin generar al ser desplazadas por la generación solar durante los bloques solares.

De los tres IHA analizados, ninguno permite entregar una respuesta al comportamiento del sistema completo cuando se analiza dicho indicador por sí solo, sino que la combinación de los diferentes indicadores permite explicar el comportamiento, puesto que cada uno recoge una visión del problema, i.e., medir las rampas de caudales respecto al total turbinado, medir la dispersión de los datos respecto al promedio o el rango de operación respecto al total turbinado.

También se concluye que mientras más seco es el escenario hidrológico, mayor es el hydropeaking y ocurre durante una mayor cantidad de días al año. Esto cobra más importancia en el contexto de la actual sequía y cambio climático, puesto que se prevé que aumentará la frecuencia de los años secos, por tanto aumentará la cantidad de días con hydropeaking y la frecuencia de los eventos extremos de dicho esquema de operación.

La comparación con Haas et al.(2015) permite ver que no todas las ERNCf llevan al mismo tipo de hydropeaking: la generación eólica es más intermitente pero la solar baja bruscamente a cero durante la noche. Esto lleva a que el hydropeaking en un sistema con alta penetración solar tenga más frecuentemente eventos de rampas máximas que un sistema con alta penetración eólica.

Del presente trabajo se identifican los siguientes trabajos futuros:

1. Un estudio análogo de incorporación masiva de energía solar que considere restricciones de operación de los embalses con miras a encontrar restricciones Pareto-eficientes en

términos de los costos de generación del sistema y de IHA. Un estudio análogo de incorporación masiva de energía solar que considere contra-embalses como medida de mitigación de la alteración hidrológica.

2. Desarrollar una teoría que permita evaluar adecuadamente, y mediante un solo indicador si es posible, la alteración hidrológica producto de la operación de centrales de embalses. Particularmente, que resuelva las inconsistencias presentadas por el RBF, CDV y PTF para ciertas series propias del tipo de hydropeaking estudiado en este trabajo. Este indicador debe ser comparable, es decir, que si tengo el doble del valor del indicador ese aumento se pueda reflejar simple y cuantitativamente en términos de alteración hidrológica.
3. Sería relevante establecer una relación cuantitativa entre la alteración de sistemas acuáticos, medida, por ejemplo, en términos de abundancia de ciertas especies, y alguno de los indicadores vistos aquí, así como definir la escala de tiempo relevante a las problemáticas ambientales, puesto que un buen indicador debiera poder actuar en esa escala al menos.

Los trabajos futuros anteriormente mencionados podrían tener una aplicación en la tramitación ambiental de nuevas centrales y constituir una sólida base cuantitativa para evaluar los impactos del hydropeaking.

Capítulo 7

Bibliografía

Baker, D.B., Richards, R.P., Loftus, T.T., Kramer J.W., (2004) A new flashiness index: characteristics and applications to midwestern rivers and streams. *Journal of the American Water Resources Association*, 40, 503-522.

Bruno, M.C., Maiolini, B., Carolli, M. Silveri, L., (2009) Impact of hydropeaking on hyporheic invertebrates in an Alpine stream (Trentino, Italy). *Annales de Limnologie International Journal of Limnology*, 45, 157-170.

Carvalho, P.M.S., Ferreira, L.A.F.M., Krogh, B.H., Popli, N. Ilic, M.D. (2011) Wind integration in power systems: operational challenges and possible solutions. *IEEE*, 99, 214-232.

García, A., Jorde, K., Habit, E., Caamaño, D. Parra O. (2011), Downstream environmental effects of dam operations: Changes in habitat quality for native fish species, *River Research Applications*, 27(3), 312–327.

Haas, J. (2014) Análisis de interacciones a nivel horario entre centrales hidroeléctricas y eólicas en el Sistema Interconectado Central de Chile, Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.

Haas, J., Olivares, M., Palma, R., (2015) Grid-wide subdaily hydrologic alteration under massive wind power penetration in Chile, *Journal of Environmental Management*, 154, 183-189.

Halleraker, J. H., Sundt, H., Alfredsen, K.T., Dangelmaier, G. (2007) Application of multiscale environmental flow methodologies as tools for optimized management of a Norwegian regulated national salmon watercourse, *River Research and Applications*, 23(5), 493–510.

Kern, J. D., Patino-Echeverri, D. Characklis, G.W. (2014), The impacts of wind power integration on sub-daily variation in river flows downstream of hydroelectric dams, *Environmental Science Technology*, 48(16), 9844–9851.

Krause, C. W., Newcomb, T. J. Orth, D.J. (2005) Thermal habitat assessment of alternative flow scenarios in a tailwater fishery, *River Research and Applications*, 21(6), 581–593.

- Moog O., (1993) Quantification of daily peak hydropower effects on aquatic fauna and management to minimize environmental impacts. *River Research and Applications*, 8, 5-14.
- Olivares, M., Haas, J., Palma, R., Benavides, C. (2014) A framework to identify Pareto-efficient subdaily environmental flow constraints on hydropower reservoirs using a grid-wide power dispatch model, *Water Resources Research*, 51, 3664-3680.
- Pérez, R., (2015) Desarrollo de la energía solar fotovoltaica e interconexión SIC-SING, Tesis para optar el grado de Magíster en Economía Aplicada, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Richter, B., Baumgartner, J., Powell, J. Braun, D., (1996) A method for assessing hydrologic alteration within ecosystems. *Conservation Biology*, 10, 1163-1174.
- Richter, B. D., J. V. Baumgartner, et al. (1997). How much water does a river need? *Freshwater Biology*, 37, 231-249.
- Saltveit, S. J., Halleraker, J.H., Arnekleiv, J.V Harby A. (2001) Field experiments on stranding in juvenile atlantic salmon (*Salmo salar*) and brown trout (*Salmo trutta*) during rapid flow decreases caused by hydropeaking, *Regulated Rivers: Research Management*, 17(4-5), 609-622.
- Scruton, D. A., Pennell, C. J., Robertson, M. J., Ollerhead, L. M. N., Clarke, K. D. , Alfredsen, K., Harby, A. McKinley R. S. (2005) Seasonal response of juvenile Atlantic Salmon to experimental hydropeaking power generation in Newfoundland, Canada, *North American Journal of Fishing Management*, 25(3), 964-974.
- Stanford, J., Ward, J.V., Liss, W., Frissell, C., Williams, R., Lichatowich, J. Coutant, C. (1996). A general protocol for restoration of regulated rivers. *Regulated Rivers: Research and Management*, 12, 391-413.
- Tuhtan, J. A., Noack, M. Wieprecht, S. (2012) Estimating stranding risk due to hydropeaking for juvenile European grayling considering river morphology, *KSCE Journal of Civil Engineering*, 16(2), 197-206.
- Urzúa, I., Medición del impacto de la penetración de Energías Renovables No Convencionales intermitentes en los costos del Sistema Interconectado Central (2015) Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- Vehanen, T., Jurvelius, J., Lahti M. (2005), Habitat utilisation by fish community in a short-term regulated river reservoir, *Hydrobiologia*, 545, 257-270.
- Zimmerman, J.K.H., Letcher, B.H., Nislow, K.H., Lutz, K.A. Magilligan, F.J. (2010) Determining the effects of dams on subdaily variation in river flows at a whole-basin scale. *River Research and Applications*, 26(10), 1246-1260.

Anexo A

Tabla A-A1: Frecuencia relativa de rampas entre -4 y 4% de rampa máxima, año seco [%]

Central/Escenario	Caso base con interconexión	Solar 1	Solar 2	Solar 3
Cipreses	82.9	86.7	85.8	84.2
Pehuenche	60.8	60.7	58.7	72.3
Colbún	89.5	87.3	85.2	82.4
Machicura	89.3	87.2	85.1	82.4
El Toro	92.4	91.8	91.2	88.4
Ralco	53.1	66.4	64.1	66.0
Pangue	48.5	63.3	65.3	63.6
Angostura	45.9	56.5	58.6	57.1

Tabla A-A2: Frecuencia relativa de rampas entre -4 y 4% de rampa máxima, año normal [%]

Central/Escenario	Caso base con interconexión	Solar 1	Solar 2	Solar 3
Cipreses	85.0	84.8	85.0	86.3
Pehuenche	70.6	75.6	76.1	76.6
Colbún	80.3	79.2	77.9	76.20
Machicura	80.7	81.7	80.5	80.0
El Toro	93.1	89.6	89.8	89.3
Ralco	74.6	80.8	81.2	82.6
Pangue	53.3	64.2	64.3	67.7
Angostura	63.4	71.9	71.1	73.9

Tabla A-A3: Frecuencia relativa de rampas entre -4 y 4% de rampa máxima, año húmedo [%]

Central/Escenario	Caso base con interconexión	Solar 1	Solar 2	Solar 3
Cipreses	98.2	97.2	97.0	98.1
Pehuenche	85.4	86.6	86.3	87.0
Colbún	95.3	97.6	95.6	90.7
Machicura	99.9	99.5	98.4	94.2
El Toro	85.2	87.0	85.1	80.9
Ralco	87.2	91.9	91.8	92.5
Pangue	74.2	81.7	81.6	82.5
Angostura	69.1	75.6	76.4	80.5