

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