



FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela de Ingeniería en Medioambiente

INGENIERÍA AMBIENTAL

Evaluación de la escasez de agua y la compensación energética con Tecnología Fotovoltaica. Caso de Estudio: Central Puntilla.

TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO

PROFESIONAL DE INGENIERA AMBIENTAL

Francisca Andrea Arriaza Guerra.

Profesor Guía: Joao Cerqueira

Co-Guía: Felipe Ladrón de Guevara

VALPARAÍSO, CHILE

ENERO, 2020

Resumen

Es probable que los años 1983-2012 haya sido el período de 30 años más cálido de los últimos 1.400 años en el hemisferio norte, que ha traído innumerables consecuencias a nivel global y nacional. En Chile, estas consecuencias traen desórdenes hidrológicos importantes que alteran El ciclo del agua, entre otros efectos. Estos efectos se observan en los pronósticos que advierten disminuciones en las precipitaciones a futuro y aumentos en las temperaturas, lo que impactaría negativamente los caudales en los ríos. Particularmente para la Cuenca del Río Maipo, lugar en el que se localiza el área de estudio del presente trabajo, se han identificado reducciones considerables en sus caudales en Estación Maipo en el Manzano, lugar en el que se realiza la repartición del agua entre los distintos usuarios de la Cuenca. De esta forma, los distintos actores hídricos han debido enfrentar adversidades para sus actividades económica, entre ellas la Generación Hidroeléctrica.

Este trabajo evalúa la escasez hídrica que experimentará la Cuenca del Río Maipo en su primera sección, mediante el uso de modelos hidrológicos de la literatura, estimando además el impacto que tiene sobre el sector hidroeléctrico. Dada estas reducciones de generación, y en el contexto nacional de sequía, es que se considera favorable explorar otras tecnologías para enfrentar las adversidades que trae el fenómeno climático. En este contexto, se estudia una alternativa de proyecto presentado a nivel de Perfil para suplir la pérdida de energía que podría ocurrir por la falta de caudal. Los resultados preliminares de este estudio muestran una primera factibilidad técnica y económica.

Tabla de Contenido

1.	Introducción	0
2.	Problemática	5
3.	Objetivos	6
3.1	General	6
3.2	Específicos	6
4.	Marco Teórico	7
4.1	Antecedentes del Cambio climático	7
4.1.1	Cambio Climático	7
4.1.2	Influencia del Cambio Climático en los Recursos Hídricos	8
4.1.3	Escenarios Climáticos	11
4.2	Contexto Nacional Energético	13
4.3	Generación Hidroeléctrica de pasada	16
4.4	Influencia del Cambio Climático en Generación Hidroeléctrica de pasada	16
4.5	Modelos	17
4.5.1	Modelación hidrológica	17
4.5.2	Modelos Climáticos	21
4.5.3	Calibración y Validación de Modelos	22
4.6	Proyecto MAPA: Maipo adaptación	23
4.6.1	Escenarios climáticos utilizados	23
4.6.2	Resultados de la Simulación	24
4.7	Antecedentes Caso de Estudio	26
4.7.1	Descripción Cuenca del Río Maipo	26
4.7.2	Instalación Hidroeléctrica de pasada. Caso de Estudio: Central Puntilla	28
4.8	Tecnología Fotovoltaica como medida de compensación energética	30
4.8.1	Energía solar	30
4.9	Herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión	40
5.	Metodología	41
5.1	Validación de modelo Hidrológico MAPA	42
5.1.1	Delimitación física de la zona de estudio	42
5.1.2	Delimitación temporal/paso de tiempo	42
5.1.3	Búsqueda de información meteorológica y fluviométrica	42
5.1.4	Procesamiento de datos y relleno de series temporales	43

5.1.5	Ingreso de nueva información meteorológica y simulación	45
5.1.6	Validación del Modelo	46
5.1.7	Selección de escenarios climáticos	47
5.2	Cálculo de la generación hidroeléctrica.....	47
5.3	Medida compensatoria energética.....	48
5.3.1	Localización y caracterización del terreno de emplazamiento	48
5.3.2	Análisis de costos.....	50
6.	Resultados.....	52
6.1	Área de Estudio	52
6.2	Validación del Modelo	54
6.2.1	Procesamiento de datos	54
6.2.2	Simulación y Validación de Modelo	57
6.2.3	Selección de escenario climático	58
6.3	Estimación del potencial generador hidroeléctrico	63
6.4	Medida compensatoria energética.....	67
6.4.1	Localización y caracterización del terreno de emplazamiento	67
6.4.2	Diseño y consideraciones técnicas.....	68
6.4.3	Balance de energía eléctrica	68
6.4.4	Análisis de costos.....	70
7.	Discusión	72
8.	Conclusiones	76
9.	Referencias.....	77
10.	Anexos.....	83
10.1	Anexo 1. Metodología para Calibración de modelo	83
10.2	Anexo 2. Caudales anuales en estación Maipo el Manzano 1960-2018	86
10.3	Anexo 3. Cálculo de inflación anual	87
10.4	Anexo 4. Flujo de Caja	88

Índice de Tablas

Tabla 1. Potencial Hidroeléctrico proyectado en Chile. SRES A2 y B2. Fuente: Mcphee. Et al, 2010..3	
Tabla 2. Proyectos Ingresados y aprobados en el SEIA. Fuente: con información de SEIA	15
Tabla 3. Escenario climáticos utilizados; RCP y las posibles combinaciones de clima. Fuente:	
Proyecto MAPA.	24

Tabla 4. Costos de Inversión (US/kW). Fuente: CNE, 2019.....	37
Tabla 5. Estaciones utilizadas para la actualización del modelo.....	43
Tabla 6. Estaciones base meteorológicas Proyecto MAPA (elaborado a partir de información del Proyecto MAPA).....	44
Tabla 7. Tabla de coeficientes de correlación para variables meteorológicas.....	45
Tabla 8. Valores referenciales del Criterio de Nash-Sutcliffe (Molnar, 2011).....	46
Tabla 9. Punto de cierre de subcuencas del Proyecto MAPA. Fuente: Tabla modificada de Proyecto MAPA.	53
Tabla 10. Número de Semanas por años hidrológicos de cada estación de Temperatura.	54
Tabla 11. Número de Semanas por años hidrológicos de cada estación de Precipitación.	54
Tabla 12. Número de estaciones con datos faltantes de temperatura.	55
Tabla 13. Coeficientes de correlación de temperatura para estaciones	55
Tabla 14. Estaciones con datos faltantes de precipitación	56
Tabla 15. Coeficientes de correlación de precipitación para estaciones	57
Tabla 16. Resultados del cálculo del coeficiente NS en escenarios climáticos.	59
Tabla 17. Criterios estadísticos evaluados en caudales estivales de escenarios climáticos con caudal más bajo; RCP45_PP5_T95, RCP60_PP5_T95, RCP85_PP25_T75, RCP85_PP5_T95.	61
Tabla 18. Criterios estadísticos evaluados en caudales estivales de escenarios climáticos con caudal más alto; RCP45_PP50_T50, RCP45_PP75_T25, RCP45_PP95_T5, RCP60_PP95_T5.....	61
Tabla 19. Diferencia de la generación eléctrica media anual de los escenarios climáticos seleccionados y la generación media en Central Puntilla en el Periodo hidrológico 2009-2018. Periodo 20230-2050.....	66
Tabla 20. Coordenadas puntos de medición de radiación.....	69
Tabla 21. Resultados generación mensual en kWh para una disponibilidad de área del 100% y 85%	70
Tabla 22. Consideraciones en el en la estimación de costos.	71
Tabla 23. Resultados del análisis de costos	71

Índice de Figuras

Figura 1. Cambio en la temperatura desde el periodo preindustrial. Fuente: IPCC, 2019.....	0
--	---

Figura 2.Caudal medio semanal estimado en el Río Maipo en el Manzano, Período 2030-2050. Fuente: Vicuña, S. Bustos, E. 2017.	2
Figura 3.Población regional estimada 2002 y proyectada 2035 y porcentaje de variación del período. Fuente: INE, 2019.	4
Figura 4. Totales de lluvia desde el 1 de Enero hasta el 30 de Junio de los años 2018 y 2019. Fuente: DGA, 2019.	11
Figura 5.Generación Eléctrica en Chile y el mundo. Fuente: IEA, 2015; Ministerio de Energía, 2014.	14
Figura 6.Matriz Energética Renovable. Fuente: Ministerio de Energía, 2014.	15
Figura 7.Componentes de un modelo hídrico. Fuente: Fondo Adaptación, 2015.	18
Figura 8.Elementos hidrológicos modelados en WEAP. Centro de Cambio Global, 2009.	20
Figura 9.Representación de GCMs'. Fuente: www.ipcc-data.org.	22
Figura 10.Cambio modelado en el área glaciar promedio en la subcuenca de Maipo en Las Hualtatas para tres escenarios de cambio climático para el periodo 2020-2050. Fuente: Proyecto MAPA	25
Figura 11. Caudal medio semanal en el Río Maipo en el Manzano: a) Período 2020-2040 y b) Período 2030-2050. Fuente: Proyecto MAPA.	26
Figura 12.Subcuenca de Río Maipo en la primera sección. Fuente: Centro Cambio Global, 2019.	28
Figura 13.Modelo Estimación de Generación Eléctrica de Central Puntilla. Fuente: Eléctrica Puntilla	30
Figura 14. Potencial Fotovoltaico de Chile. Fuente: www. Solargis.com.	31
Figura 15.Precio del panel fotovoltaico de panel plano (en euros por vatio pico) en función de la producción acumulada. Fuente: lamarea.com	33
Figura 16. Clasificación de sistemas fotovoltaicos. Fuente: García, 2015.	35
Figura 17.Eschema de un sistema solar Fotovoltaico conectado a la red. Fuente: García, 2015.	36
Figura 18.Partidas de costos de inversión para Tecnología solar fotovoltaica. CNE, 2019.	38
Figura 19. Costos fijos por tecnología (% valor de inversión). Fuente: CNE, 2019.	39
Figura 20. Extracto del archivo Excel CSV para la variable temperatura	45
Figura 21.Delimitación de área de Estudio considerando puntos de cierre de subcuencas.	54
Figura 22. Temperatura semanal promedio para estaciones El Yeso, Cerro Calán, San José, Quinta Normal, años 2013-2014.	55

Figura 23. Precipitación semanal promedio para estaciones El Yeso, Cerro Calán, San José, Quinta Normal, años 2012 y 2013.	56
Figura 24. Simulación del caudal de modelo Mapa en Estación Maipo en el Manzano vs datos observados. a) caudal graficado en el periodo 1985-2018; b) Acercamiento al Periodo 2009-2019.	57
Figura 25. Comparación caudal histórico Periodo hidrológico 2084-2008 y 2009-2018.	58
Figura 26. Caudal medio anual observado y proyectado en 3 escenarios con coeficiente NS más altos	59
Figura 27. Caudal medio anual de sus respectivos escenarios climáticos en el periodo 2009-2050. a) Caudales menores en escenarios: RCP45_PP5_T95, RCP60_PP5_T95, RCP85, b) Caudales mayores en escenarios: RCP45_PP50_T50, RCP45_PP75_T25, RCP45_PP95_T5, RCP60-PP95_T560	
Figura 28. Caudal medio anual de los tres escenarios seleccionados; RCP45_PP50_T50, RCP85_PP5_T95, RCP85_PP25_T75. Periodo 2009-2050.....	62
Figura 29. Caudal medio semanal en el Río Maipo en el Manzano, tres escenarios seleccionados y caudal observado medio anual del Periodo 1999-2018. a) Periodo 2020-2040 y b) Periodo 2030-2050	63
Figura 30. Potencia media anual 2009-2050 de tres escenarios seleccionados con mayor NS y la situación observada.	64
Figura 31. Potencia media anual estimada para tres escenarios seleccionados: RCP45_PP50_T50, RCP85_PP5_T95, RCP85_PP25_T75 y escenario Observado. Periodo 2009-2050.....	64
Figura 32. Potencia media semanal en Central Puntilla (Máxima Potencia: 17,7 MW). a) Periodo 2020-2040 y b) Periodo 2030-2050	65
Figura 33. Mapa Área de estudio.	67
Figura 34. Canal La Sirena. Fuente: cooperativa.cl	67
Figura 35. Puntos de medición de radiación en el área de estudio.	69

1. Introducción

Cada uno de los tres últimos decenios ha sido sucesivamente más cálido en la superficie de la Tierra que cualquier decenio anterior. Según el IPCC, es probable que el período 1983-2012 haya sido el período de 30 años más cálido de los últimos 1.400 años en el hemisferio norte (IPCC, 2014; IPCC, 2019).

Desde el periodo preindustrial (1850-1900) se observa un aumento considerable de la temperatura media global del aire, más de lo que se ha registrado en la temperatura de la superficie (tierra y océano). La Figura 1 evidencia un incremento de la temperatura media del aire en cerca de 1.53°C desde 1850-1900 al periodo de 2006-2015 (IPCC, 2019), mientras que la media global de la superficie aumentó en aproximadamente 0.87°C (IPCC 2018, IPCC 2019).

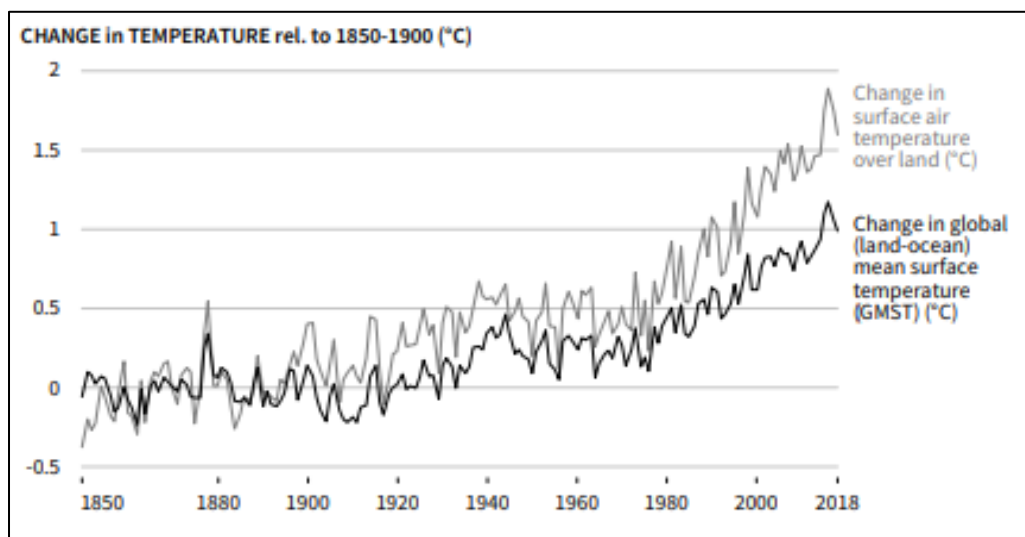


Figura 1. Cambio en la temperatura desde el periodo preindustrial. Fuente: IPCC, 2019.

Dichos efectos están vinculados al Cambio Climático, el que se define como un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables (CMNUCC, 1992).

Con respecto a los impactos del cambio climático, Chile, según el art. 4.8 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC, 1992), se considera un país altamente vulnerable frente al fenómeno de cambio climático ya que cuenta con áreas de borde costero de baja

altura, áreas áridas, semiáridas y de bosques, susceptibilidad a desastres naturales, áreas propensas a sequía y desertificación, zonas urbanas con problemas de contaminación atmosférica y ecosistemas montañosos como las cordilleras de la Costa y de los Andes. A lo anterior, se le suma la fuerte dependencia que tienen las principales actividades socioeconómicas del país al clima, principalmente de la disponibilidad hídrica (CMNUCC, 1992).

En Chile, los efectos del alza en la temperatura traen desórdenes hidrológicos importantes. Se han pronosticado disminuciones en las precipitaciones a futuro y aumentos en las temperaturas, lo que impactaría negativamente los caudales en los ríos [IPCC, 2007; CMNUCC, 1992]. Así también, se estima que para zonas andinas el aumento en época estival sería de 5°C (CMNUCC, 1992), zonas que albergan diversas actividades que se realizan en la zona central del país con una influencia directa en nuestra sociedad y que dependen del agua, entre ellas la generación hidroeléctrica.

Los resultados del estudio titulado “Vulnerabilidad y adaptación a la variabilidad y al cambio climático en la Cuenca del Río Maipo en Chile Central” (Centro de Cambio Global, 2019), evidenciaron que para todos los escenarios climáticos simulados, existe una mayor probabilidad que en promedio entre el 2030 y el 2050, el caudal del Río Maipo permanezca debajo del promedio histórico durante el período comprendido entre abril a octubre (otoño e invierno) y de enero a marzo (verano). Primavera (octubre a diciembre) parece tener más caudales acumulados (en volumen), incrementando esta tendencia en el período lejano.

En la Figura 2 se presenta el caudal medio semanal para el rango de todos los escenarios considerados (área sombreada) y los escenarios seleccionados (líneas) para el punto Maipo en el Manzano, el cual es relevante al ser un lugar de referencia para la distribución de las aguas de los principales usuarios de agua de la cuenca.

La ocurrencia de los caudales máximos aparentemente cambia también, mientras en el período histórico las crecidas máximas ocurren entre finales de diciembre y principios de enero, en el futuro estos caudales máximos incrementan su magnitud en los mejores escenarios, pero también aparecen antes en todos los casos, en algún tiempo a mediados de diciembre. Las áreas sombreadas muestran que es más probable que los caudales de los escenarios futuros permanezcan debajo de los valores históricos, sólo 30% de todos los caudales en el período cercano y 25% en el período lejano sobrepasan los niveles históricos (Vicuña & Bustos, 2017).

Las consecuencias que anuncian los expertos desde hace más de un siglo, advierten un cambio en los patrones climáticos que repercuten en las actividades económicas, sociales y en general en la calidad de vida de las personas.

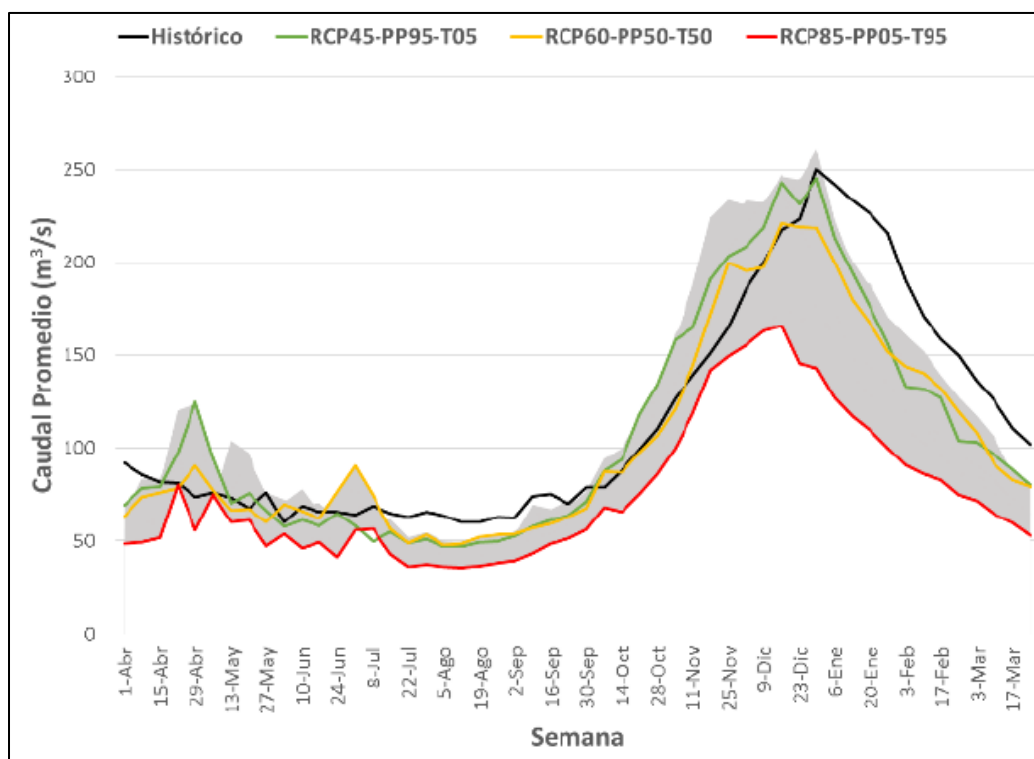


Figura 2. Caudal medio semanal estimado en el Río Maipo en el Manzano, Período 2030-2050. Fuente: Vicuña, S. Bustos, E. 2017.

Muchos estudios, incluyendo los informes de IPCC (2007; 2014), señalan que en muchas áreas socioeconómicas es probable que aumente la demanda de agua mientras se reduce el suministro (oferta) de agua. Este equilibrio cambiante desafiaría a los gestores de agua a satisfacer simultáneamente las necesidades de comunidades en crecimiento, ecosistemas sensibles, agricultores, ganaderos, fabricantes y productores de energía.

Hoy día sería un error analizar la industria hidroeléctrica sin considerar el cambio climático, puesto que no hay industria hidroeléctrica inmune a riesgos del fenómeno climático en cualquier parte del mundo. Así lo muestra el gran número de estudios sobre el tema en casos específicos de diferentes partes del mundo desarrollado y el mundo en vías de desarrollo (CEPAL *et al*, 2017; McPhee *et al*, 2010; (Centro de Cambio Global, 2019).

McPhee *et al*. (2010) analiza el impacto que tendrá el cambio climático en la generación hidroeléctrica en Chile utilizando el modelo para dos tipos de escenarios distintos. El autor analizó el impacto para las siguientes cuencas (resultados señalados en Tabla 1):

- a) Río Aconcagua (ACN);

- b) Río Maipo (MPO);
- c) Río Rapel (RPL);
- d) Río Maule (MLE);
- e) Río Laja (LJA);
- f) Río Bío-Bío (BBO).

Tabla 1. Potencial Hidroeléctrico proyectado en Chile. SRES A2 y B2. Fuente: Mcphee. et al. 2010.

	ACN	MPO	CCH	BBO	MLE	LJA	Others	Total system
Reference period	1996-2008	1996-2008*	1996-2008	2004-2008	1976-2008	1973-2000	1996-2008	-
Annual reference output (GWh)	756	1.584	1.555	4.798	7.282	4.508	455	20.938
SRES A2								
Absolute value	ACN	MPO	CCH	BBO	MLE	LJA	Others	Total system
2011-2040	711	1.572	1.429	4.238	7.045	4.214	438	19.647
2041-2070	598	1.458	1.216	4.017	6.820	3.856	441	18.406
2071-2099	602	1.448	1.194	3.217	6.480	3.741	429	17.110
Relative variation								
2011-2040	6%	1%	8%	12%	3%	7%	4%	6%
2041-2070	21%	8%	22%	16%	6%	14%	3%	12%
2071-2099	20%	9%	23%	33%	11%	17%	6%	18%
SRES B2								
Absolute value	ACN	MPO	CCH	BBO	MLE	LJA	Others	Total system
2011-2040	667	1.529	1.528	4.346	7.054	4.309	440	19.873
2041-2070	631	1.457	1.304	4.081	6.841	3.994	439	18.748
2071-2099	683	1.448	1.410	3.629	6.719	3.975	428	18.293
Relative variation								
2011-2040	12%	3%	2%	9%	3%	4%	3%	5%
2041-2070	16%	8%	16%	15%	6%	11%	3%	10%
2071-2099	10%	9%	9%	24%	8%	12%	6%	13%

McPhee *et al.* (2010) señala que hay baja variación en la producción de Energía hidroeléctrica en relación a la baja de caudales. No obstante, se puede identificar una disminución no menos importante al horizonte temporal medio 2041-2070, siendo el Bio-Bio (BBO) la cuenca más vulnerable.

Por otro lado, observando los análisis del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), se evidencia el incremento exponencial de la población en Chile que estima que para el año 2035 la Región Metropolitana alcanzará cerca de los nueve millones de habitantes (INE, 2019, Figura 3) prácticamente el 50% de la población total chilena estimada para ese periodo.

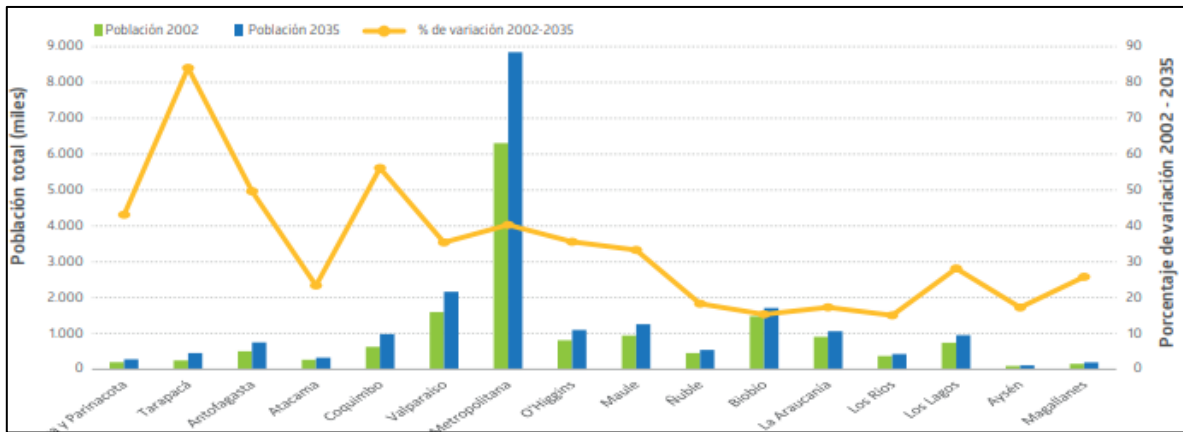


Figura 3. Población regional estimada 2002 y proyectada 2035 y porcentaje de variación del período. Fuente: INE, 2019.

La combinación de una gran demanda urbana y agrícola en conjunto con un clima semi-árido pone presiones extremadamente altas en el suministro de agua en la cuenca. Investigación previa ha demostrado que el ciclo hidrológico a lo largo de la cuenca del Maipo se espera que sea alterado significativamente en el futuro (Centro de Cambio Global, 2019).

Existe bastante información, estudios de calidad y de buena fuente que indican escasez del recurso hídrico y los efectos en el Potencial Hidroeléctrico en Chile, como también propuestas de medidas para la adaptación a la variabilidad y al cambio climático en determinados países, cuencas, entre otros. Sin embargo, la literatura carece de información sobre propuestas de compensación a la variabilidad y al cambio climático para Centrales Hidroeléctricas.

2. Problemática

El cambio climático en lo referente a la influencia antropogénica en los sistemas climáticos, se ha convertido en el mayor desafío que ha debido enfrentar la humanidad.

Según los distintos autores antes mencionados (Garreaud, 2011; IPCC, 2007; Convención, 1992), se estima que los factores temperatura y precipitaciones tendrán variaciones, dependiendo de la zona que se analiza, desencadenando alteraciones en la disponibilidad de agua en Cuencas.

Para Chile, en zonas andinas el aumento de la temperatura en época estival sería de 5°C lo cual advierte que podrían presentarse importantes variaciones en el recurso hídrico.

A su vez, existen diversas actividades que se realizan en la Región Metropolitana con una influencia directa en nuestra sociedad y que dependen del agua, entre ellas la generación hidroeléctrica. Hoy día sería un error analizar la industria hidroeléctrica sin considerar el cambio climático, puesto que no hay industria hidroeléctrica inmune a riesgos del fenómeno climático en cualquier parte del mundo.

Debido a su sensibilidad, la cuenca del río Maipo podría sufrir serios cambios en la disponibilidad y calidad del agua debido a los aumentos previstos en la temperatura y las disminuciones en precipitación. Es probable que esto afecte no sólo la base de usuarios existente, además es probable que tenga graves consecuencias para una región en la que se anticipa un elevado crecimiento demográfico en las próximas décadas.

En consecuencia, la combinación de una gran demanda urbana y agrícola en conjunto con un clima semi-árido pone presiones extremadamente altas en el suministro de agua en la cuenca. Además, los efectos del cambio climático generan riesgo e incertidumbre en el potencial de generación hidroeléctrica, lo cual dificulta la toma de decisiones operacionales y económicas del rubro en el futuro respecto de las tendencias climáticas.

3. Objetivos

3.1 General

Evaluar la escasez de agua para la generación hidroeléctrica en la primera sección del Río Maipo, respecto de diversos escenarios climáticos, periodo hidrológico 2020-2050, analizando una posible compensación con tecnología fotovoltaica. Caso de Estudio: Central Hidroeléctrica Puntilla, Eléctrica Puntilla S.A.

3.2 Específicos

- Validar el Modelo Hidrológico MAPA en el periodo hidrológico 2009-2018.
- Estimar la generación hidroeléctrica de Central Hidroeléctrica Puntilla, a través de las proyecciones de caudal del modelo Hidrológico validado.
- Evaluar el Perfil de Proyecto para la compensación energética con tecnología fotovoltaica

4. Marco Teórico

4.1 Antecedentes del Cambio climático

4.1.1 Cambio Climático

El cambio climático, en lo referente a la influencia antropogénica en los sistemas climáticos, se ha convertido en el mayor desafío que ha debido enfrentar la humanidad. Existe un consenso científico en que este fenómeno es un hecho inequívoco, causado por la acción del hombre, detonada a través de sus excesivas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de otros forzantes climáticos de vida corta (MMA, 2016).

Según la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), "cambio climático" se entiende como un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables (CMNUCC, 1992).

Por otro lado, Petit, J. *et al* (1999), afirma que el cambio climático es un proceso natural dentro del ciclo climatológico del planeta. Sucede a escalas de miles de años, cursando períodos de calentamiento y de enfriamiento. No obstante, se ha demostrado que la acción antrópica post revolución industrial ha producido un aumento considerable en la cantidad de gases efecto invernaderos (GEI) a una escala de decenios de años que no tiene precedentes en la historia, por lo que estos gases están alterando la capa de ozono generando el llamado Efecto Invernadero, y así alterando el ciclo climatológico natural.

A la fecha, la comunidad internacional está desplegando un gran esfuerzo para lograr, de modo equilibrado, la mitigación de las emisiones GEI para limitar el calentamiento global. Esto gracias a la creación de la CMNUCC y posterior entrada en vigencia del protocolo Kioto, cuyo objetivo principal estableció una reducción en la emisión de gases invernadero de un 5,2% para el período 2008 - 2012 en relación los niveles de 1990. Aunque a la fecha, se conoce que los compromisos del protocolo se cumplieron por la mayoría de los países adheridos, según el Quinto informe del IPCC (2014) el aumento de las emisiones de GEI no ha cesado:

“Las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) han aumentado desde 1750 debido a la actividad humana. En 2011, las concentraciones de estos gases de efecto invernadero eran de 391 ppm, 1803 ppm y 324

ppm, respectivamente, valores que excedían los niveles preindustriales en aproximadamente el 40%, el 150% y el 20%, respectivamente.”

Por otro lado, según la IEA (2015), el escenario "business as usual" (“Las cosas como siempre”) en el sector eléctrico, llevaría a un incremento de la temperatura en el planeta para el año 2050, de 6 grados Celsius más que los existentes en la era preindustrial, provocando consecuencias impensadas para el desarrollo humano. Para abordar este problema, la 21ª Conferencia de las Partes de la CMNUCC o COP 21 “Acuerdo de París”, llevada a cabo en diciembre del 2015, buscó redoblar los esfuerzos de disminución de las emisiones GEI, y así, limitar el calentamiento global a menos de 2°C. Estos esfuerzos buscaron concretarse en la COP25 celebrada en Madrid a fines del año 2019, con el objetivo de fijar criterios para el cumplimiento de dicho acuerdo, lo cual traerá exigencias y compromisos para cada uno de los países adheridos.

Si bien Chile solo es responsable del 0,25% de las emisiones globales, es altamente vulnerable a sus efectos, debido al bajo nivel de las costas a lo largo de su territorio, al régimen nival y glacial de sus ríos, a los tipos de bosques que posee, y a sus océanos, que son fuente de la pesca que constituye un recurso clave para el país.

De cualquier manera, es un problema que el ser humano está enfrentando en la actualidad y se requieren de herramientas para enfrentar la adversidad climática y así contribuir positivamente.

4.1.2 Influencia del Cambio Climático en los Recursos Hídricos

4.1.2.1 Influencia Global

El agua en cualquiera de sus estados es vital para nuestro planeta tanto para las sociedades como para los ecosistemas. Es por esto que dependemos de un suministro seguro y limpio de agua potable para sostener la salud. Además, como sociedad, necesitamos agua para diferentes actividades económicas, turísticas y culturales como la agricultura, producción de energía, navegación, recreación y manufactura. Muchos de estos usos ponen presión sobre los recursos hídricos, tensiones que probablemente se verán exacerbadas por el cambio climático (EPA, 2019).

A grandes rasgos, el ciclo del agua es un delicado equilibrio entre precipitación, evaporación y todos los pasos intermedios. Las temperaturas más cálidas aumentan la tasa de evaporación en la atmósfera, y de esta forma aumenta su capacidad para retener el agua. El aumento de la evaporación puede secar algunas áreas y caer como exceso de precipitación en otras. El incremento de las temperaturas invernales hace que más precipitación caiga como lluvia en lugar de nieve, y el conjunto causa el

derretimiento temprano, alterando la sincronización del flujo de corriente en los ríos que tienen sus fuentes en áreas montañosas (Baeza, 2017).

Las alteraciones climáticas mencionadas, desencadenan cambios significativos en el hábitat de ciertas especies, riesgos sociales y principalmente en la disponibilidad de agua. Informes del IPCC (IPCC, 2007; 2014), señalan que en muchas áreas, es probable que el cambio climático aumente la demanda de agua mientras se reduce el suministro (oferta) de agua, puesto que a medida que suben las temperaturas, las personas y los animales necesitan más agua para mantener su salud y prosperar.

Así también, como en zonas se manifiesta la escasez de agua, en otras será menos problemática, pero la calidad de esta podría ser alarmante.

Producto del desorden climatológico que genera el fenómeno climático, tal como las lluvias intensas en lugares que antes no se presentaban, aumenta la escorrentía, las inundaciones o el aumento del nivel del mar, cuyos efectos pueden reducir la calidad del agua y pueden dañar la infraestructura que se utiliza para transportar, tratar y suministrar agua (EPA, 2019).

En mayor detalle, las fuertes lluvias pueden aumentar la cantidad de escorrentía en ríos y lagos, lavando sedimentos, nutrientes, contaminantes, basura, desechos de animales y otros materiales en los suministros de agua, haciéndolos inutilizables, inseguros o con necesidad de tratamiento de agua.

Por otro lado, según lo señalado por la EPA (2019), los recursos de agua dulce a lo largo de las costas se enfrentan a riesgos derivados del aumento del nivel del mar. A medida que el mar se eleva, el agua salada se desplaza hacia las zonas de agua dulce (proceso de intrusión salina). Esto puede obligar a los gestores de agua a buscar otras fuentes de agua dulce, o aumentar la necesidad de desalación para algunos acuíferos de agua dulce costeros utilizados como suministro de agua potable. Además, la escasez hídrica, en conjunto con el aumento de la demanda hídrica en el río, hará que el agua salada se desplace aguas arriba, aportando salinidad al recurso.

4.1.2.2 Influencia en Chile: Situación hidrológica actual

“Chile se ubica entre los 30 Estados del mundo con mayor estrés hídrico, donde se destaca como la única nación latinoamericana que pasará a un estrés hídrico extremadamente alto al año 2040” (EH2030, 2019).

Según la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), Chile presenta 7 criterios de vulnerabilidad de los 9 establecidos: posee áreas costeras de baja altura; zonas áridas y semiáridas; zonas de bosques; territorio susceptible a desastres naturales; áreas propensas a

sequía y desertificación; zonas urbanas con problemas de contaminación atmosférica; y ecosistemas montañosos (MMA, 2016).

Entre los años 2000 y 2014, el análisis del componente atmosférico del país evidenció una sequía meteorológica con un desbalance generalizado, donde las precipitaciones no alcanzaron a cubrir las necesidades hídricas de la cobertura vegetal actual. De igual manera, los eventos extremos de inundaciones y aluviones provocados por episodios de fuertes lluvias en corto tiempo, se han manifestado con mayor frecuencia en los últimos años, con pérdidas económicas, sociales y ambientales no evaluadas. Así, un 76% de la superficie de Chile está afectada por desertificación, degradación de las tierras y sequía, donde el 72% aproximadamente de las tierras del país tiene algún grado de sequía en sus diferentes categorías (EH2030, 2019).

Respecto a las aguas subterráneas, también se ha notado un descenso en la disponibilidad del recurso hídrico, donde 110 acuíferos del territorio nacional se encuentran actualmente con una demanda comprometida superior a su recarga (Ministerio del Interior de Chile, 2015). Esto se ratificó en la Radiografía del Agua donde de 203 pozos monitoreados por la DGA ubicados entre la región de Arica y Parinacota y O'Higgins, 147 (72%) presentaron una tendencia negativa estadísticamente significativa (Escenarios Hídricos 2030, 2018). Por otra parte, en el mismo estudio se concluyó que la totalidad de los glaciares investigados a lo largo de todo el país registran retroceso areal y frontal o pérdida de masa a partir del año 2003, con una sola excepción en la Región Metropolitana, el glaciar El Rincón (Ministerio del Interior de Chile, 2015).

En el año 2013, un estudio del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (Villarroel, 2013), en cooperación con otras identidades (CEPAL, DMC), proyectó los impactos del cambio climático según los cuatro nuevos escenarios del IPCC, denominados Trayectorias de Concentración Representativas, RCP (por sus siglas en inglés, *Representative Concentration Pathways*; RCP2.6, RCP4.5, RCP 6 y RCP 8.5), en el cual se realizaron simulaciones para los escenarios más y menos favorables (RCP2.6 y RCP8.5, respectivamente). A través de dicho trabajo, se registraron aumentos de las temperaturas en el valle central y la cordillera, en tanto que las estaciones costeras indican un leve enfriamiento. Los estudios indican que a futuro se experimentaría un aumento de las temperaturas en todo el país, siendo mayor en la zona norte. Por otro lado, en la zona centro-sur del país, se ha observado una disminución estadísticamente significativa de las precipitaciones (Quintana & Aceituno, 2012). En la zona semiárida, las precipitaciones se han caracterizado por sucesiones de años lluviosos y sequías multianuales (Ortega et al, 2012; Ayala & Rubio, 2011). Para el período 2031 - 2050, se intensificaría la disminución de la precipitación.

Tal como advierte Ortega *et al.* (2012), todo indica que Chile ha experimentado una importante sequía, y así lo mantiene la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN, 2019) quién afirma:

“La última década ha sido de las más secas de la historia, durante 12 años consecutivos las precipitaciones han estado bajo el promedio climatológico provocando que desde la región de Coquimbo y hasta la región de la Araucanía el territorio se encuentre afectado por lo que se ha denominado megasequía.”

La situación de déficit no ha presentado cambios importantes durante este invierno ya que fue considerado el comienzo de invierno más seco desde que se tiene registro (BCN, 2019).

Según la Figura 4, en la zona central del país las estaciones que presentan los máximos déficit son las pertenecientes a las comunas de San Felipe con -76%, Embalse El Yeso en San José de Maipo con -77% y Rancagua con -70%. Le siguen estación Cerro Calán en Las Condes con -69% y estación Santiago con un déficit que alcanza -66% (Dirección General de Aguas, 2019).

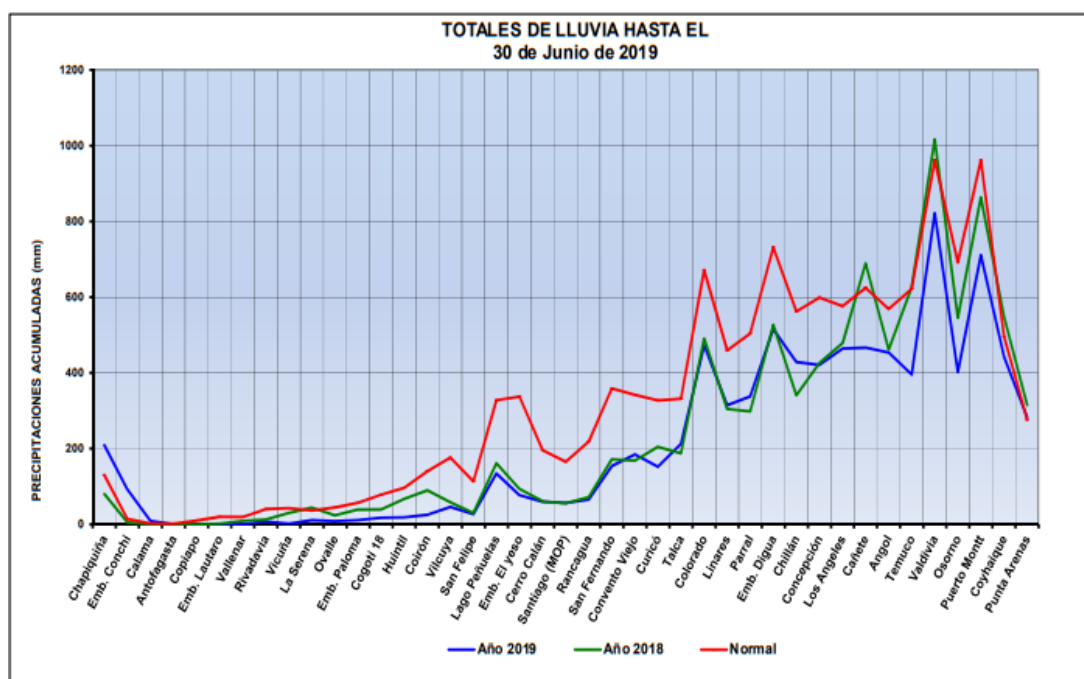


Figura 4. Totales de lluvia desde el 1 de Enero hasta el 30 de Junio de los años 2018 y 2019. Fuente: DGA, 2019.

4.1.3 Escenarios Climáticos

Según el IPCC (2013), el escenario climático es la representación plausible y en ocasiones simplificada del clima futuro, basada en un conjunto de relaciones climatológicas internamente

coherente definido explícitamente para investigar las posibles consecuencias del cambio climático antropógeno, y que puede introducirse como datos entrantes en los modelos de impacto. Las proyecciones climáticas suelen utilizarse como punto de partida para definir escenarios climáticos.

Así también los escenarios de concentraciones son obtenidos a partir de los escenarios de emisión, y se introducen en un modelo climático para obtener proyecciones climáticas.

En el informe del IPCC del año 95' (IPCC, 1995) se publicaron un conjunto de escenarios de emisiones utilizados para las proyecciones del clima. Este conjunto de escenarios se denomina IS92, el cual fue seguido por los escenarios SRES (por sus siglas en inglés, *Special Reports on Emission Scenarios*) publicados en el Cuarto Informe del IPCC (AR4). Posteriormente, en el Informe Especial del IPCC sobre escenarios de emisiones (IPCC, 2000) se publicaron los escenarios del IE-EE (*Informe especial sobre escenarios de emisiones*), algunos de los cuales se utilizaron, en particular, para las proyecciones del clima expuestas en los capítulos 9 a 11 de IPCC (2000) y en los capítulos 10 y 11 de IPCC (2007). Los nuevos escenarios de emisiones para el cambio climático, esto es, las cuatro trayectorias de concentración representativas, se desarrollaron para la evaluación del IPCC 2013 (IPCC, 2013).

Los escenarios del IE-EE se identifican por su forzamiento radiativo total para el año 2100, que varía desde 2,6 a 8,5 W/m² (vatios por metro cuadrado). Los escenarios de emisión utilizados en el AR4 (SRES) no contemplaban los efectos de las posibles políticas o acuerdos internacionales tendentes a mitigar las emisiones, representando posibles evoluciones socio-económicas sin restricciones en las emisiones. Por el contrario, los escenarios IE-EE pueden contemplar los efectos de las políticas orientadas a limitar el cambio climático del siglo XXI.

Los escenarios RCP abarcan series temporales de emisiones y concentraciones de la gama completa de gases de efecto invernadero y aerosoles y gases químicamente activos, así como el uso del suelo y la cubierta terrestre. La palabra representativa significa que cada trayectoria de representación ofrece uno de los muchos posibles escenarios que conducirían a las características específicas de forzamiento radiativo. La palabra trayectoria hace hincapié en que únicamente son de interés los niveles de concentración a largo plazo, pero también indica el camino seguido a lo largo del tiempo para llegar al resultado en cuestión (Moss *et al*, 2010). Las trayectorias de concentración representativas generalmente hacen referencia a la parte de la trayectoria de concentración hasta 2100, para las cuales los modelos de evaluación integrados han producido los correspondientes escenarios de emisión:

- **RCP 2,6 (escenario de mitigación de GEI estricto):** Trayectoria en la que el forzamiento radiativo alcanza el valor máximo a aproximadamente 3 W/m² antes de 2100 y

posteriormente disminuye (la correspondiente trayectoria de concentración ampliada en el supuesto de que sean constantes las emisiones después de 2100).

- **RCP 4,5 y RCP 6,0 (escenarios intermedios):** Dos trayectorias de estabilización intermedias en las cuales el forzamiento radiativo se estabiliza aproximadamente a 4,5 W/m² y 6 W/m² después de 2100 (la correspondiente trayectoria de concentración ampliada en el supuesto de que sean constantes las concentraciones después de 2150).
- **RCP 8,5 (emisiones de GEI muy altos):** Trayectoria alta para la cual el forzamiento radiativo alcanza valores superiores a 8,5 W/m² en 2100 y sigue aumentando durante un lapso de tiempo (la correspondiente trayectoria de concentración ampliada en el supuesto de que sean constantes las emisiones después de 2100 y sean constantes las concentraciones después de 2250).

Los escenarios sin esfuerzos adicionales para limitar las emisiones (escenarios de referencia) dan lugar a trayectorias que se sitúan entre RCP6,0 y RCP8,5. Por otro lado, RCP2,6 representa un escenario que tiene por objetivo que sea probable mantener el calentamiento global a menos de 2 °C por encima de las temperaturas preindustriales, es decir, es el escenario optimista. (IPCC, 2014).

4.2 Contexto Nacional Energético

En los últimos 40 años en el mundo, la generación eléctrica en base a carbón se ha mantenido como la más importante alcanzando, en años recientes, una participación cercana al 40%. Sin embargo, la generación en base a derivados del petróleo (diésel, fuel oil) ha tenido una gran baja correspondiendo a cerca del 5% de la matriz en el año 2012. Al mismo tiempo, ha aumentado la participación de la generación en base a energía nuclear, gas natural y energías renovables (eólica, geotermia, solar, entre otras). Al año 2014, la generación eléctrica en Chile fue predominantemente térmica (Carbón 41% y Gas Natural 11%), siendo la principal fuente renovable la hidroelectricidad con 34% (Figura 5).

Al mismo tiempo, la participación de la capacidad de generación en petróleo diésel también ha aumentado significativamente durante el mismo periodo, producto de la sustitución del gas natural que era importado desde Argentina. Dicha sustitución sumada a la volatilidad de los precios internacionales de combustibles importados, la dificultad para materializar ciertos proyectos de generación, el aumento del consumo de energía per cápita, y los extensos períodos de sequía que han afectado la generación hidroeléctrica, han elevado los precios de suministro sostenidamente por varios años, constituyendo un desafío primario para la política energética (Ministerio del Interior de Chile, 2015).

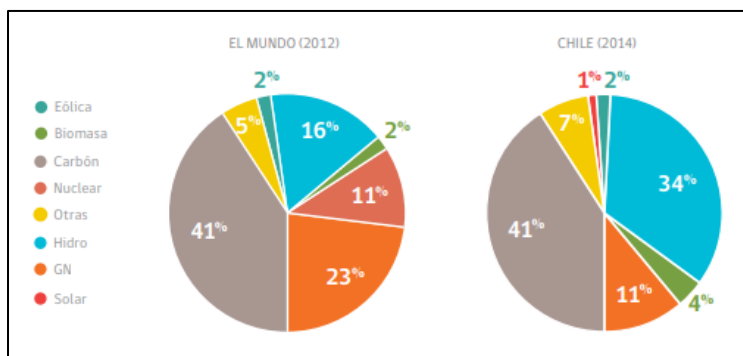


Figura 5. Generación Eléctrica en Chile y el mundo. Fuente: IEA, 2015; Ministerio de Energía, 2014.

Nuevos escenarios energéticos

En los últimos años se ha producido un gran crecimiento de las energías solar, eólica, biomasa y mini hidráulica. Al año 2005 existían en el país 286 MW de capacidad en dichas fuentes, mientras que al año 2019, se ha alcanzado un total de 24.172 MW, correspondiendo a dichas fuentes 4.268 MW, es decir, un 18% de la capacidad eléctrica total (CEN, 2020)

Con la adhesión al Protocolo Kioto y más tarde al Acuerdo de París, Chile ha sufrido una transición importante en materia ambiental energética.

Según la Política de Energía 2050 (Ministerio de energía, 2014), las energías renovables se han vuelto "convencionales", con costos decrecientes en los últimos años, lo que han llevado a que puedan competir con los combustibles fósiles. El informe de la IEA 2015 sobre "Projected Costs of Generating Electricity", indica que la tendencia es que las energías renovables tendrán costos de desarrollo cada vez menores, mientras que para las tecnologías convencionales los costos se mantienen o aumentan (Ministerio de energía, 2014). Hoy en día, la participación de las energías renovables variables en los sistemas eléctricos, como la solar y la eólica, depende no sólo de sus costos, sino de la flexibilidad del sistema al que éstas se integran. Entre otras condiciones, contribuye a una mejor incorporación de las energías variables, mayores y más flexibles redes de transmisión, con interconexiones regionales e internacionales que faciliten el intercambio de energía. Los sistemas de almacenamiento aparecen también como una opción a futuro, en la medida que el avance tecnológico facilite su incorporación.

En el informe Energía 2050 (Ministerio de Energía, 2014), propone el remplazo de las actuales fuentes primarias de energía utilizadas por el país, por energías Renovables, dando énfasis en la energía eólica y energía solar (Figura 6). Al año 2035 la meta es alcanzar al menos el 60% de la

generación eléctrica nacional proveniente de energías renovables, y para el año 2050 se espera que aumente al 70%.

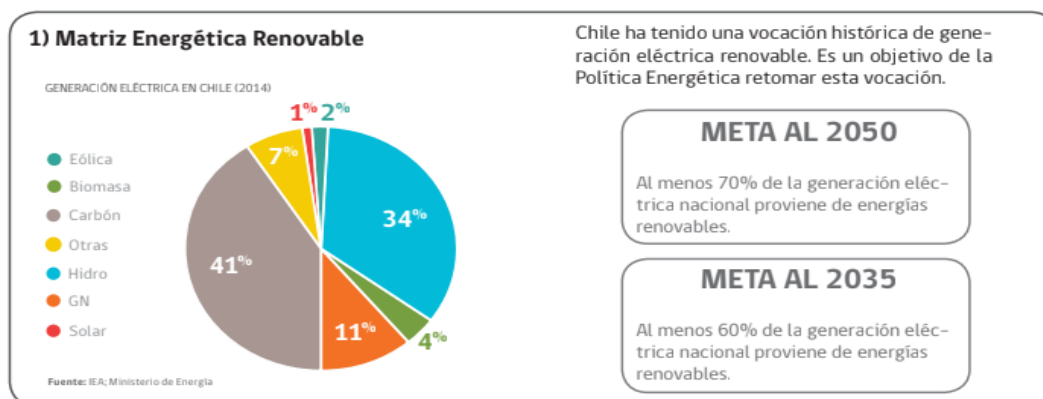


Figura 6. Matriz Energética Renovable. Fuente: Ministerio de Energía, 2014.

Según el informe anual Climatescope (2018), Chile es el país con más oportunidades para establecer proyectos de Energías Renovables dentro de un universo de 103 países en vías de desarrollo. De acuerdo a dichos antecedentes, se revisó la cantidad de proyectos de parques Solares ingresados al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), y se encontró que desde el 2015 estos habían aumentado considerablemente dada la gran inversión que el país está realizando en esta área (Tabla 2).

Tabla 2. Proyectos Ingresados y aprobados en el SEIA. Fuente: con información de SEIA

Año de Ingreso	Total ingresados	Aprobados
2011	1	1
2012	18	17
2013	19	17
2014	13	7
2015	31	17
2016	31	18
2017	30	14
2018	50	13
2019	45	1
Total	238	105

4.3 Generación Hidroeléctrica de pasada

En una central hidroeléctrica, se aprovecha la energía de un caudal de agua que se encuentra en forma de energía potencial, cinética o de presión. La energía cinética del agua mueve una turbina que gira en torno a un eje conectado a un generador eléctrico. La energía eléctrica es inyectada a una red eléctrica llegando a uno o varios consumidores (Ministerio de Energía, 2018).

Por otro lado, las centrales hidroeléctricas de pasada captan parte del caudal de un río a través de la construcción de una bocatoma. El agua captada es conducida por túneles y/o canales hasta un punto alto, y desde ahí se vierte a una tubería de acero desde donde cae hasta la casa de máquinas. Es allí donde la energía hídrica impulsa una o más turbinas haciéndolas girar, transformándose en energía mecánica. Luego el generador convierte la energía mecánica proveniente de la turbina en energía eléctrica (Wisconsin Valley Improvement Company, 2019) para finalmente inyectar dicha energía al Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”).

El proceso finaliza con la restitución del agua al cauce natural del río en igual cantidad y calidad en la que fue captada.

La potencia que puede generar una central hidroeléctrica es directamente proporcional al caudal de diseño y al salto o caída (Monroy, J. 2011):

$$P = 9,8 * Q * Hn * n \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde;

- P: Potencia (kW),
- Q: caudal (m³/seg),
- Hn: salto neto (m),
- N: eficiencia de los equipos.

4.4 Influencia del Cambio Climático en Generación Hidroeléctrica de pasada

En este contexto, el cambio climático produce fluctuaciones importantes en los ríos que van afectar en la cantidad de agua que pueda captar las hidroeléctricas. Como se mencionó en sección anterior, en sectores de Chile se pronostica que las precipitaciones aumentarán en invierno, las temperaturas

aumentarán todo el año, así como también la evaporación y el derretimiento de glaciares, afectando el flujo en las distintas estaciones del año e influyendo en el grado de prioridad de extracción (Mideksa & Kallbekken, 2010). En este caso, los meses cálidos tendrán menos disponibilidad de agua y probablemente una disminución en la generación hidroeléctrica.

Los autores Ayala y Rubio (2011), con la ayuda del Departamento de Ingeniería Civil Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, analizaron el impacto que tendrá el cambio climático en las principales cuencas con generación hidroeléctrica del país, simulando para diferentes Modelos de Clima Global (GCM's, por sus siglas en inglés) y para los escenarios de emisiones A2 y B2 concluyen que existirá una baja generalizada en los caudales hacia el año 2050.

McPhee *et al.* (2010) analiza el impacto que tendrá el cambio climático en la generación hidroeléctrica en Chile utilizando el GCM HadCM3 para los escenarios A2 y B2. El autor analizó el impacto para las siguientes cuencas: a) Río Aconcagua (ACN) b) Río Maipo (MPO) c) Río Rapel (RPL) d) Río Maule (MLE) e) Río Laja (LJA) f) Río Bío-Bío (BBO). Utilizando el programa WEAP (*Water Evaluation and Planning System*) y relaciones estadísticas obtuvo que la Cuenca del Río Maipo tendría un 9% menos de generación hidroeléctrica para el periodo más lejano.

Por último, en *Economics of Climate Change in Latin America and the Caribbean* (CEPAL, 2010) estimaron que el cambio climático tendrá un grave impacto en la economía chilena. Se indican pérdidas significativas en todos los sectores: a) pérdida de generación eléctrica, b) una previsión de déficit en el abastecimiento de agua debida a cambios hidrológicos asociados a una disminución de la regulación por nieve, c) descenso de la disponibilidad de agua en todas las regiones donde hay minería (regiones con escasez de agua) y d) descenso de la disponibilidad de agua en las regiones al norte de la RM, mientras otras regiones, especialmente en el sur, se podrían beneficiar del cambio climático debido a incrementos en la temperatura (IPCC, 2014; EPA, 2019).

Estos antecedentes generan preocupación en el sector hidroeléctrico, puesto que existe riesgo e incertidumbre en el potencial de generación hidroeléctrica, lo cual dificulta la toma de decisiones operacionales y económicas del rubro en el futuro respecto de las tendencias climáticas.

4.5 Modelos

4.5.1 Modelación hidrológica

Un modelo es una abstracción de la realidad, en la que se establecen relaciones para tratar de entender el comportamiento de un fenómeno. La representación de un sistema real a través de un modelo parte

de ciertas inferencias y emplea información a diferentes escalas para entender el comportamiento del fenómeno de interés. El nivel de resolución de los datos y la información requerida, así como el grado de complejidad del modelo a emplear, depende básicamente de los objetivos del estudio (Fondo Adaptación, 2015). Existen varias maneras de llevar a cabo la evaluación del recurso hídrico de una cuenca hidrográfica o de una determinada zona; la selección de una en particular está condicionada por las necesidades de cada estudio. Una representación simplificada de un modelo se presenta en la Figura 7.



Figura 7. Componentes de un modelo hídrico. Fuente: Fondo Adaptación, 2015.

El comportamiento hidrológico, hidráulico, hidrogeológico, sedimentológico y de calidad puede ser muy complejo y un modelo suministra una vista simplificada, permitiendo reducir esta complejidad y resolver problemas específicos. El desacople y análisis de un sistema complejo por componentes y procesos facilitan el desarrollo de un modelo. Un buen modelo debe tener en cuenta las relaciones entre los diferentes procesos involucrados en el fenómeno estudiado, además de caracterizar y asimilar la incertidumbre y de permitir hacer una adecuada interpretación de los resultados (IDEAM, 2018).

Se acostumbra hablar de modelación hidrológica e hidráulica (hidrodinámica), para lo cual es importante distinguir para cada una de ellas su objetivo y alcance; para el caso de la modelación hidrológica, se tiene como objetivo principal estimar la cantidad (volumen) de agua que puede ingresar al sistema que se está estudiando, mientras que la modelación hidráulica busca determinar o representar cómo es el movimiento de la misma dentro del sistema; luego, toma importancia en esta segunda, tener control sobre las variables relevantes como lo son el nivel (altura o profundidad de agua), velocidad (o caudal) y, para algunas aplicaciones específicas, temperatura del agua, concentración de sustancias especiales y fuerzas hidrostáticas o hidrodinámicas (IDEAM, 2018).

4.5.1.1 Modelación en WEAP

La necesidad de estudiar las interacciones y el funcionamiento de los distintos elementos naturales y sociales que componen y coexisten en la cuenca hace necesario contar con herramientas computacionales que permitan entender las formas en la que los diferentes factores se han desarrollado en un contexto histórico, es decir, lo que hemos observado hasta ahora, y cómo, a partir de ello, el futuro puede desarrollarse considerando los escenarios del clima y desarrollo futuro, y cómo impactan las distintas estrategias de gestión o alternativas de adaptación a los distintos componentes del sistema (Centro de Cambio Global et al., 2009).

El modelo más relevante a cargo de este proceso es el Water Evaluation and Planning System (WEAP), una herramienta de modelación para la planificación y distribución de agua que puede ser aplicada a diferentes escalas, desde pequeñas zonas de captación hasta extensas cuencas (Centro de Cambio Global et al., 2009).

A diferencia de otros modelos de recursos hídricos típicos basados en modelación hidrológica externa, WEAP es un modelo forzado por variables climáticas. Además, incluye rutinas diseñadas para distribuir el agua entre diferentes tipos de usuarios desde una perspectiva humana y ecosistémica. Estas características convierten a WEAP en un modelo ideal para realizar estudios de cambio climático, en los que es importante estimar cambios en la oferta de agua (e.j. cambios en la precipitación proyectados) y en la demanda de agua (e.j. cambios en la demanda por evaporación en cultivos), los cuales producirán un balance de agua diferente a nivel de cuenca (Purkey *et al.*, 2007).

En Chile, el modelo WEAP ha sido utilizado para estudiar el impacto que tendrá el cambio climático en la operación hídrica de algunas cuencas. Algunos estudios relacionados son el de Ayala (2011), McPhee *et al.*, (2010), Mena (2009), Araya & Rubio (2011) y Centro de Cambio Global (2019).

El programa WEAP utiliza un modelo semi-conceptual para la evaluación de los procesos que ocurren al interior de la cuenca, ofreciendo tres metodologías diferentes, según sea el objetivo que se tiene (Centro de Cambio Global et al., 2009):

- i. Demandas de riego (método coeficiente simplificado): Solo utiliza las variables precipitación, evapotranspiración de referencia y coeficiente de cultivo para hacer el balance de agua y simular la demanda de agua en los cultivos. Enfoque agrícola.
- ii. Precipitación/Escurrimiento (método coeficiente simplificado): incluye las variables del modelo anterior, además de la simulación de escurrimiento de la lluvia hacia un río o hacia aguas subterráneas.

- iii. Humedad del suelo: representa adecuadamente todos los fenómenos que es posible observar en el ciclo hidrológico y las distintas fases que puede adoptar el recurso hídrico, por medio de ecuaciones simplificadas de los procesos físicos involucrados. Este método representa cada una de las captaciones definidas por el usuario como un modelo de dos “estanques” que presentan interacciones entre ellos según el esquema de la Figura 8 en el que incorpora los “catchments” en dos tanques, además del potencial para la acumulación de nieve.

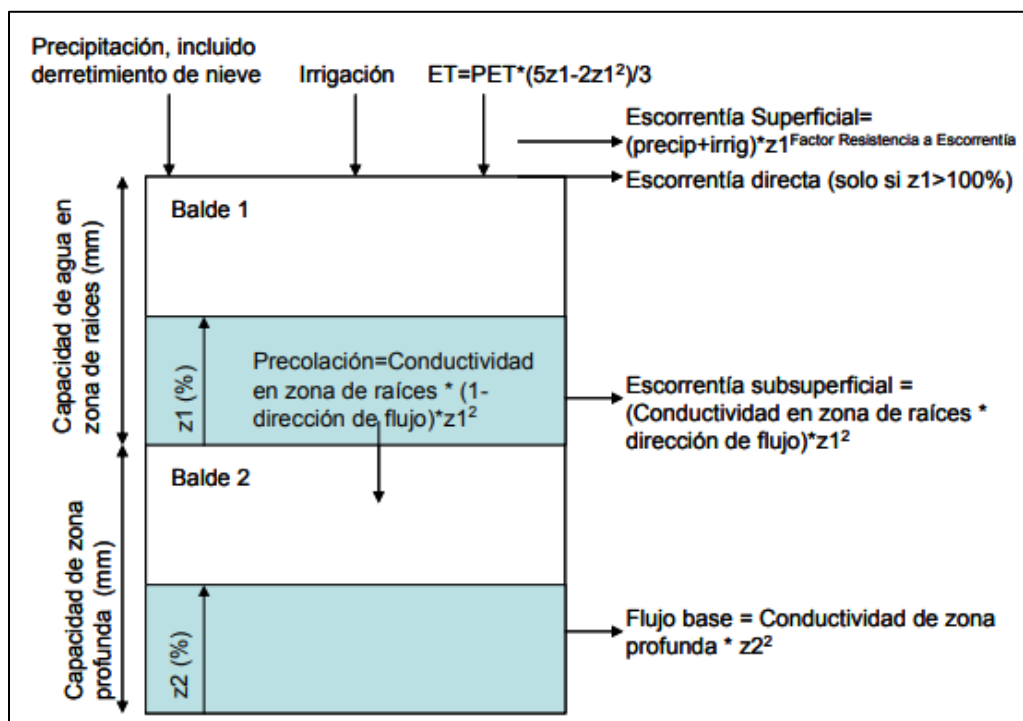


Figura 8. Elementos hidrológicos modelados en WEAP. Centro de Cambio Global, 2009.

WEAP requiere la entrada de datos climatológicos y de cobertura vegetal para estimar los componentes del balance hidrológico (evapotranspiración, infiltración, escorrentía superficial, escorrentía sub-superficial y flujo base) para cada una de las unidades espaciales básicas que tienen que ser identificados en el modelo. Estas unidades básicas de modelación corresponden a las zonas de captación denominadas en el modelo como catchments. Los catchments tienen que ser definidos a través de procedimientos de delimitación de subcuencas (Unidad hidrológica).

4.5.2 Modelos Climáticos

Los modelos climáticos se utilizan como herramienta de investigación para estudiar y simular el clima y para fines operativos, en particular predicciones climáticas mensuales, estacionales e interanuales (IPCC, 2013).

Los modelos climáticos son la representación numérica del sistema climático basada en las propiedades físicas, químicas y biológicas de sus componentes, en sus interacciones y en sus procesos de retroalimentación, y que recoge todas o algunas de sus propiedades conocidas. El sistema climático se puede representar mediante modelos de diverso grado de complejidad; en otras palabras, para cada componente o conjunto de componentes es posible identificar un espectro o jerarquía de modelos que difieren en aspectos tales como el número de dimensiones espaciales, el grado en que aparecen representados explícitamente los procesos físicos, químicos o biológicos, o el grado de utilización de parametrizaciones empíricas.

Los modelos de circulación general (*Modelos de Circulación General* o GCMs siglas en inglés) son algoritmos matemáticos que representan procesos físicos en la atmósfera, océano, criósfera y superficies terrestres, con la facultad de acoplar estas dimensiones creando Modelos de Circulación General Atmósfera-Océano (MCGAO) y que proporcionan la más completa representación del sistema climático actualmente disponible.

Los GCMs representan el clima, usando una malla tridimensional sobre el globo (Figura 9), típicamente teniendo una resolución horizontal de entre 250 y 600 km, 10 a 20 capas verticales en la atmósfera y algunas veces tantas como 30 capas en los océanos. Es por esto que la mayor desventaja de los GCM deriva de una baja resolución espacial (centenas de kilómetros) que, al momento de ser utilizados para análisis de impacto, resulta ser muy pobre, particularmente en el caso de regiones costeras o con importantes variaciones de relieve. Un caso es Chile, debido a la presencia de la Cordillera de la Costa y de los Andes, y al ser muy amplia la resolución de los modelos globales para poder utilizarlos directamente dificulta su estudio en detalle (DGF, 2006).

El IPCC señala como mejor herramienta para estudiar los cambios climáticos, los modelos de circulación general (GCM), basados en leyes físicas de la atmósfera y en la parametrización de procesos, tales como movimientos de las masas de aire, formación de la nubosidad, efectos del océano y otros varios. Los modelos se hacen “correr por décadas”, es decir, se hace correr la variable tiempo durante periodos de años, y los resultados son sintetizados estadísticamente y por otros métodos. En el modelo se introducen varios escenarios de emisiones de gases y de aerosoles, y se evalúan sus efectos en la temperatura (IPCC, 2007).

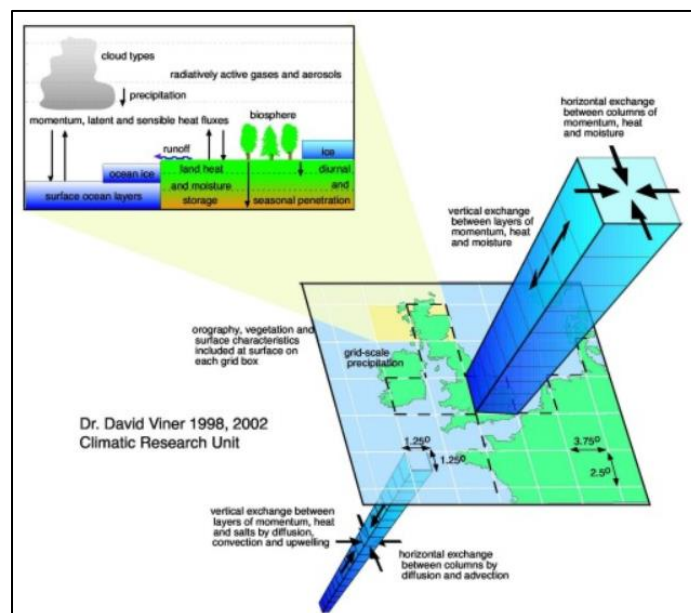


Figura 9. Representación de GCMs'. Fuente: www.ipcc-data.org.

Por otro lado, el Proyecto de Intercomparación de Modelos Acoplados (CMIP en sus siglas en inglés, *Coupled Model Intercomparison Project*) ha tenido a lo largo del tiempo fases sucesivas (CMPI, CMPI3, CMPI6) adoptadas para mejorar los modelos del clima, y que han sido iniciativa del Programa Mundial de Investigaciones del Clima (WCRP) cuyo objetivo ha sido avanzar en la comprensión del clima pasado, presente y futuro mediante la implementación de GCMs (Ovallos, C & Mesa, O, 2017).

4.5.3 Calibración y Validación de Modelos

En la etapa de calibración del modelo se busca lograr un set de parámetros hidrológicos y operaciones que permitan obtener una representación de caudales y de operación de obras de infraestructura que asemeje los datos históricos de la forma más cercana posible. Para esto, es necesario realizar comparaciones entre series de datos de caudales en puntos específicos de la cuenca observadas versus simuladas, así como comparar los datos de niveles de reservorios observados versus simulados, así como otras variables que representen la operación de los recursos hídricos en una cuenca. Con base en estas comparaciones se realizan medidas estadísticas para estimar la precisión del modelo y de esta manera ajustar los parámetros hasta lograr la mejor respuesta de dichas medidas estadísticas (Centro de Cambio Global, 2009). La metodología para realizar la calibración de un modelo Hidrológico se dispone en el Anexo 1.

Luego de calibrar un modelo, se valida utilizando los datos del caudal observado posterior al periodo simulado para verificar la relación entre ambos. Generalmente se utiliza el índice de eficiencia de Nash-Sutcliffe y el sesgo (ó Bias “desviación relativa de los caudales”) para evaluar la validez del modelo.

4.6 Proyecto MAPA: Maipo adaptación

El Centro de Cambio Global de la Pontificia Universidad Católica de Chile, en conjunto con la partición del Departamento de Ingeniería Civil de la Universidad de Chile, desarrollaron el Proyecto “Vulnerabilidad y adaptación a la variabilidad y al cambio climático en la Cuenca del Río Maipo en Chile Central” (en adelante, Proyecto MAPA), cuyo objetivo general es **“articular el desarrollo de un plan de adaptación con respecto a la variabilidad y el cambio climático en la cuenca del río Maipo a partir del análisis de las vulnerabilidades de los diferentes tipos de usuarios del agua”**.

Para el cumplimiento de este objetivo general, se desarrollaron distintos productos: Modelo de Hidrología de alta Montaña, Hidrológica Glaciar, Oferta y demanda de agua en Agricultura, Cuencas Periurbanas, Modelación de Calidad de Aguas todos estos simulados en distintos escenarios de variabilidad y cambio en el clima.

La plataforma seleccionada para llevar a cabo esta integración es el modelo WEAP, en donde, además de incorporar a los sectores urbanos y agrícolas, se incorporan otras fuentes de abastecimiento, tales como aguas subterráneas y glaciares. Sumado a lo anterior, y para mejorar las capacidades de la herramienta, se desarrolló e integró un modelo de calidad de aguas en algunas secciones de la cuenca. Se contempló el desarrollo de herramientas complementarias a WEAP para representar efectos hidrológicos no ligados a problemas de disponibilidad del recurso tales como eventos de inundación.

Dada la disponibilidad a uso público del modelo MAPA, es que, este se vuelve un insumo fundamental para el desarrollo del presente trabajo de título.

4.6.1 Escenarios climáticos utilizados

Para llevar a cabo el objetivo principal, el proyecto MAPA utilizó una metodología de desarrollo de información climática futura desarrollada por el International Research Institute for Climate and Society (IRI) de la Universidad de Columbia, EE.UU. (Greene *et al.*, 2012). En lo que respecta a las proyecciones de señal de cambio climático de largo plazo, éstas se obtienen desde los Modelos de Clima, los cuales se utilizaron para realizar estas proyecciones distintos escenarios de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Los resultados de los GCMs entregan la magnitud, temporalidad y dirección del cambio del clima futuro en el área de estudio. Para el caso de la cuenca del río Maipo, y en el marco de este proyecto, se obtuvieron las proyecciones de cambio de la precipitación y temperatura para los grupos de escenarios CMIP3 (IPCC 2007) y CMIP5 (IPCC 2013) que a su vez consideran los escenarios de emisión SRES (B1, A1B y A2) y RCP (2.6, 4.5, 6.0 y 8.5) respectivamente. En total analizan 15 escenarios distintos (Tabla 3) combinando 3 RCP y 5 combinaciones de percentiles para Precipitación (Pp) y Temperatura (T); es decir, se analizó dentro de cada RCP, las posibles combinaciones de clima, siendo: PP5: muy seco; PP95 muy húmedo; T5 muy frío; T95 muy cálido.

La información proveniente de los GCMs se escala para representar la condición correspondiente a la estación de interés.

Tabla 3. Escenario climáticos utilizados; RCP y las posibles combinaciones de clima. Fuente: Proyecto MAPA.

RCP4.5	RCP6.0	RCP8.5
RCP45 T05 PP95	RCP60 T05 PP95	RCP85 T05 PP95
RCP45 T25 PP75	RCP60 T25 PP75	RCP85 T25 PP75
RCP45 T50 PP50	RCP60 T50 PP50	RCP85 T50 PP50
RCP45 T75 PP25	RCP60 T75 PP25	RCP85 T75 PP25
RCP45 T95 PP05	RCP60 T95 PP05	RCP85 T95 PP05

4.6.2 Resultados de la Simulación

4.6.2.1 Cambios en la disponibilidad de agua en el Río Maipo

Los efectos de dichos escenarios de clima futuro sobre el caudal del río Maipo fueron analizados para el periodo futuro 2030 – 2050, mediante la incorporación de información climática en modelos de simulación de recursos hídricos, desarrollados para la cuenca del río Maipo en el marco del proyecto MAPA.

Un primer elemento importante de analizar es el estado de los glaciares, tanto como por su valor cultural/estético, así como también por su aporte hidrológico. En un primer ejercicio de evaluación de estos impactos en la criósfera de la cuenca del Maipo, mediante modelación explícita de la dinámica glaciar, todos los escenarios futuros de cambio climático (periodo 2030-2050) muestran una disminución de la superficie cubierta por glaciares siguiendo la tendencia de retroceso histórico que ha existido en la cuenca (Figura 10).

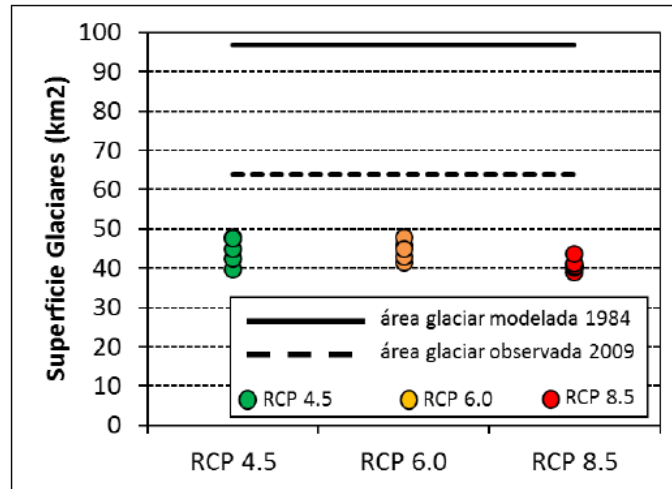


Figura 10. Cambio modelado en el área glaciar promedio en la subcuenca de Maipo en Las Hualtatas para tres escenarios de cambio climático para el periodo 2020-2050. Fuente: Proyecto MAPA

A partir de estos cambios proyectados en superficie, es posible prever cambios en la hidrología de la alta cordillera, principalmente en los aportes de caudal glaciar y su efecto en la temporalidad de caudales.

En la Figura 11 se presenta el caudal medio semanal para el rango de todos los escenarios considerados (área sombreada) y los escenarios seleccionados (líneas) para el punto Maipo en el Manzano, el cual es relevante al ser un lugar de referencia para la distribución de las aguas de los principales usuarios de agua de la cuenca, uno de ellos Central Puntilla.

En ambos períodos se observan cambios en magnitud y temporalidad de los caudales. Todos los escenarios muestran que existe una mayor probabilidad que el caudal del Río Maipo permanezca debajo del promedio histórico durante el período comprendido entre abril a octubre (otoño e invierno) y de enero a marzo (verano). Primavera (octubre a diciembre) parece tener más caudales acumulados (en volumen), incrementando esta tendencia en el período lejano. La ocurrencia de los caudales máximos aparentemente cambia también, mientras en el período histórico las crecidas máximas ocurren entre finales de diciembre y principios de enero, en el futuro estos caudales máximos incrementan su magnitud en los mejores escenarios, pero también aparecen antes en todos los casos, en algún tiempo a mediados de diciembre. Las áreas sombreadas muestran que es más probable que los caudales de los escenarios futuros permanezcan debajo de los valores históricos, sólo 30% de todos los caudales en el período cercano y 25% en el período lejano sobrepasan los niveles históricos.

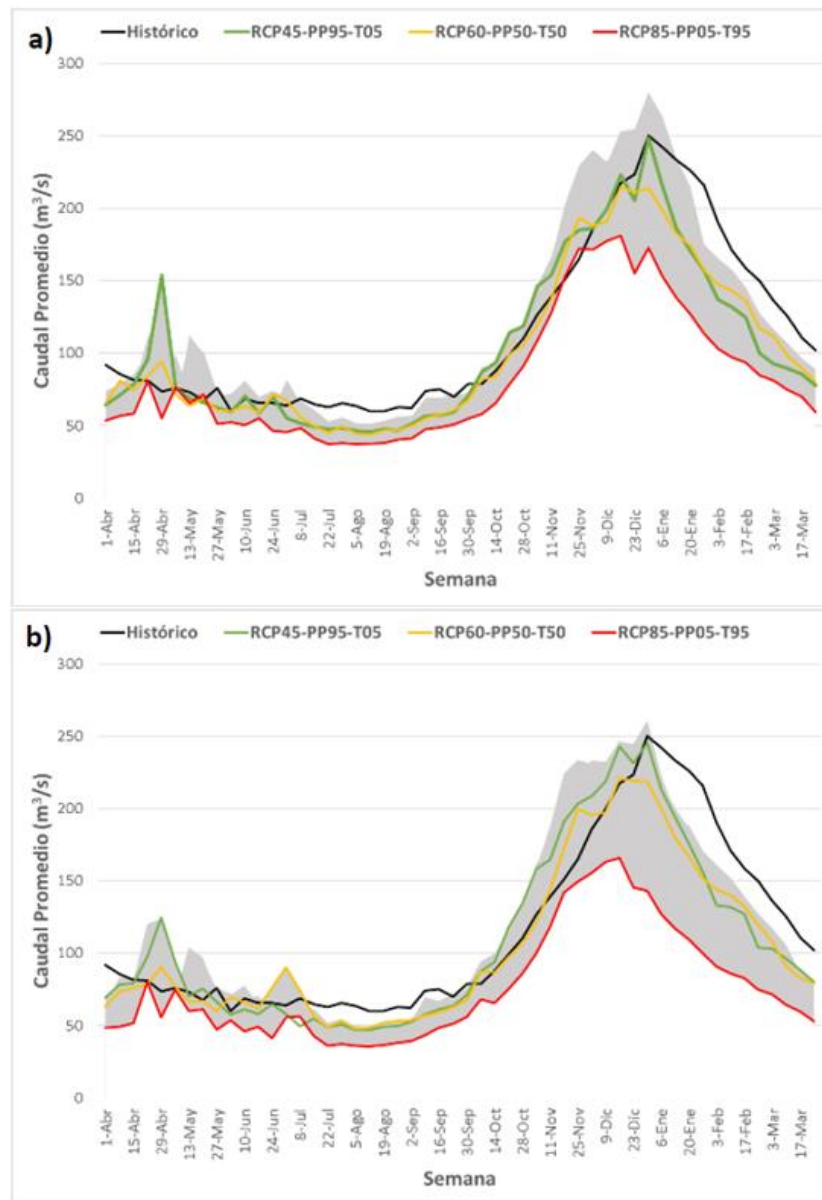


Figura 11. Caudal medio semanal en el Río Maipo en el Manzano: a) Período 2020-2040 y b) Período 2030-2050. Fuente: Proyecto MAPA.

4.7 Antecedentes Caso de Estudio

4.7.1 Descripción Cuenca del Río Maipo

La Cuenca del Río Maipo se encuentra situada entre 32°55' -34°15' de latitud Sur y 69°46' y 71°43' de longitud Oeste. Es una cuenca andina en la que se distinguen tres sistemas geomorfológicos desde su origen hasta su desembocadura y de Este a Oeste: Cordillera de Los Andes, Depresión Intermedia

y Cordillera de la Costa. La superficie de la cuenca, cubre prácticamente el 100% de la Región Metropolitana y una mínima superficie de las Regiones de Valparaíso (Provincia de San Antonio y Valparaíso) y del Libertador Bernardo O'Higgins (Provincia de Cachapoal) (Centro de Cambio Global, 2019).

El Río Maipo posee un régimen hidrológico de alimentación mixta, siendo marcadamente nival en zonas altas y medias y pluvial en las zonas bajas. Cada una de estas zonas presenta un aumento de caudal dependiente de los deshielos y de las precipitaciones respectivamente (Centro de Cambio Global, 2019).

El Río Maipo se encuentra dividido en tres secciones (Subcuencas) (DGA,1988):

- Primera Sección: Desde la Cordillera de los Andes hasta el puente del ferrocarril Paine – Talagante.
- Segunda Sección: Desde el fin de la primera hasta la confluencia de los ríos Maipo y Mapocho.
- Tercera Sección: Comprende desde la confluencia de los ríos Maipo y Mapocho, hasta el Océano Pacífico.

Los recursos de agua disponibles en este tramo provienen del caudal propio del río Maipo y sus afluentes cordilleranos tales como los ríos Yeso, Volcán y Colorado, y los esteros Clarillo, Manzano, El Canelo, San José y Coyanco (DGA,1988). En la Figura 12, se aprecia la Subcuenca del Río Maipo en la Primera Sección, destacando la Estación fluviométrica Maipo en el Manzano de la DGA, justamente la última estación de reportes antes de que el recurso hídrico pase por la Bocatoma La Sirena de la Central Puntilla. Por tanto, es fundamental en este estudio.

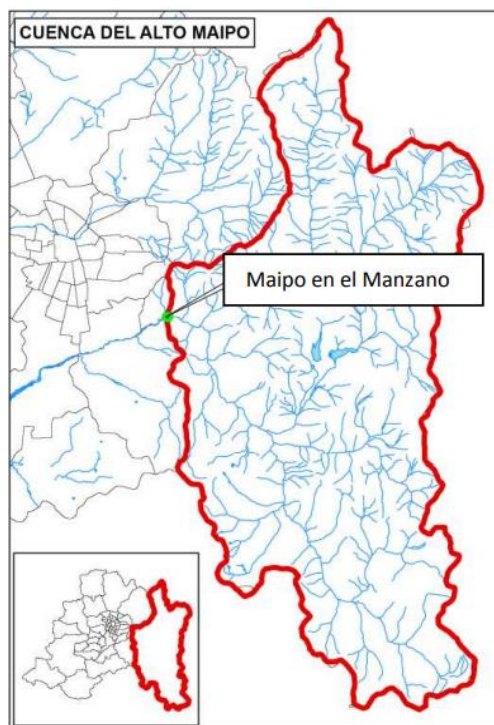


Figura 12. Subcuenca de Río Maipo en la primera sección. Fuente: Centro Cambio Global, 2019.

El Río Maipo nace en el extremo sur de la Cordillera de Los Andes, en las laderas del volcán Maipo (5.323 m s.n.m.). La altura considerable que presenta la cordillera de Los Andes en esta zona permite una glaciación importante y una nivación estacional considerable que contribuye a fijar las características hidrológicas del río (CONAMA, 2006). Más abajo se unen los ríos tributarios Volcán y Yeso, en las inmediaciones de San Gabriel (1.250 m s.n.m.). Luego, al nor-poniente del poblado de San José de Maipo, se recibe los aportes de su afluente más importante del sector cordillerano, el río Colorado, cuyo caudal en el sector de confluencia tiene un promedio anual de 26 m³/s y colecta las aguas de parte de la hoya andina septentrional (norte) (DGA, 2003).

En las zonas altas y media del río Maipo el régimen hidrológico es marcadamente nival, presentando un gran aumento de caudal en los meses de primavera producto de los deshielos cordilleranos. El 90% de la esorrentía total se genera por la precipitación que cae en el invierno, entre abril y septiembre (DGA, 2003).

4.7.2 Instalación Hidroeléctrica de pasada. Caso de Estudio: Central Puntilla

En 1996 la Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones (CMPC) abrió un proceso de licitación para enajenar los activos asociados a sus centrales hidroeléctricas Puntilla y Carena. La Central Puntilla y todos sus activos relacionados fueron adjudicados a la Asociación de Canalistas Sociedad

del Canal de Maipo (SCM), para lo cual se creó la empresa filial Eléctrica Puntilla S.A., con una participación del 80% para SCM y del 20% para la Fundación San Carlos de Maipo, ésta última fundada por SCM.

El 1 de mayo de 1997 se realizó el traspaso físico de los activos adjudicados y Eléctrica Puntilla S.A. inició sus operaciones.

La Central Puntilla se encuentra emplazada en la ribera sur del río Maipo, en la comuna de Pirque. Cuenta con tres unidades generadoras: una instalada en 1926 de 4,5 MW, que opera en forma ocasional; otra de 9,5 MW instalada en 1942; y la tercera, que data de octubre de 2006, de 8,1 MW de potencia. En la actualidad Central Puntilla cuenta con una potencia instalada de 22 MW y la generación promedio de los últimos 5 años es de 114 GWh.

Puntilla capta sus aguas en la bocatoma ubicada en la localidad de El Canelo, con referencia en Estación Maipo en el Manzano, que da origen al canal Sirena, que corre por la ribera sur del río Maipo en una extensión de aproximadamente 13 kilómetros, hasta la cámara de carga. Este canal conduce también las aguas de propiedad de los regantes de la Asociación de Canalistas del Canal de Pirque, quienes a su vez son los propietarios del cauce artificial antes señalado.

4.7.2.1 Modelo Estimación de Generación eléctrica

Eléctrica Puntilla desarrolló un modelo que simplifica las complejidades del reparto de aguas desde la Estación Maipo en el Manzano. Este modelo simplificado predice la generación de Central Puntilla, es decir, a partir de un caudal medido en la estación de interés, el modelo automáticamente calcula la potencia despachada de la Central en [MW] (Figura 13).

Cabe mencionar que el modelo es válido para caudales instantáneos; en la medida que el caudal que se ingresa sea un promedio de un periodo mayor, el modelo va perdiendo precisión, por ejemplo, para un caudal medio mensual donde hay máximos y mínimos.

Cabe recalcar que, ya que el Canal La Sirena es capaz de transportar un máximo de 55 m³/s, este caudal es el máximo que puede entrar a la Central, generando una Potencia máxima de 17,7 MW. Así mismo, importante destacar que el modelo incorpora los retiros de todos los actores, es decir, que del caudal total de un momento dado en estación Maipo en el Manzano, que es ingresado en el modelo, este realizará automáticamente todos los descuentos debidos, calculando la potencia real despachada.

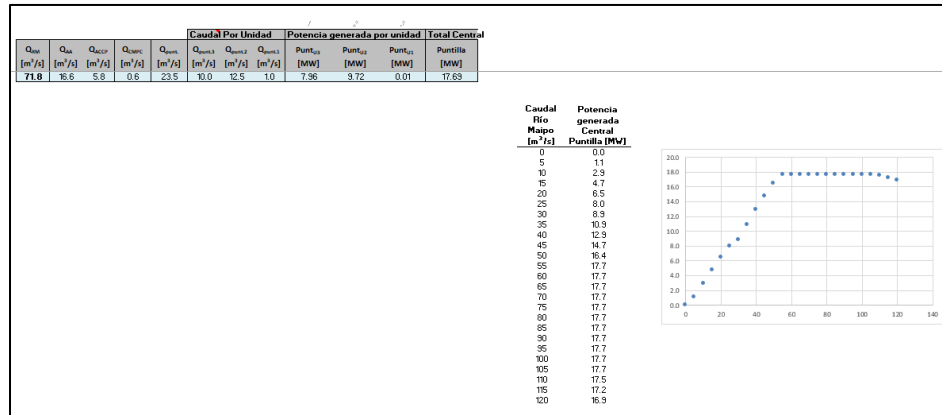


Figura 13. Modelo Estimación de Generación Eléctrica de Central Puntilla. Fuente: Eléctrica Puntilla

4.8 Tecnología Fotovoltaica como medida de compensación energética

4.8.1 Energía solar

La Energía Solar, es aquella que viaja en los fotones de radiación que se libera en forma de onda electromagnética a todo el espacio, producto de la fusión nuclear que se genera dentro del Sol. Esta radiación, al llegar a la atmosfera terrestre, comienza a chocar con los átomos y moléculas que componen sus distintas capas y el aire, dando origen a fenómenos de absorción, difusión, dispersión, rebotes y filtraciones, las que a su vez, dan origen a las condiciones climáticas. El total de radiación del espectro electromagnético del Sol, que llega a la superficie terrestre, se divide en espectro ultravioleta (10%), visible (45%) e infrarrojo (44%).

Además, podemos dividir la radiación solar total, en directa e indirecta o difusa, siendo la primera correspondiente a los rayos recibidos en la superficie de la Tierra, sin que hayan sufrido alteraciones importantes al atravesar la atmosfera, y la segunda, corresponde a la que llega con menor energía a la superficie de la Tierra, tras haber perdido su fuerza en desviaciones y reflejos provocados por los choques con partículas.

Para aprovechar la energía solar se debe considerar: la ubicación geográfica, época del año y la orientación e inclinación de los sistemas. Claramente, siempre existe un alto grado de relación entre los factores involucrados. Por ejemplo, la ubicación geográfica y la época del año están estrechamente relacionados y dan origen a los criterios que se debe tener en la orientación e inclinación, independiente que generosamente el Sol, nos regala su luz y calor diariamente en cualquier punto de nuestro planeta. La Figura 14 muestra el mapa del potencial fotovoltaico del país, siendo este elevado

en la zona Norte, no obstante, hasta la Región del Maule se observa un potencial alto, reflejado también en los proyectos Fotovoltaicos presentados al SEIA.



Figura 14. Potencial Fotovoltaico de Chile. Fuente: www.Solargis.com.

4.8.1.1 Sistemas Fotovoltaicos

La primera célula fotovoltaica se fabricó a mediados del siglo XX, la cual funciona bajo el concepto de efecto fotoeléctrico, que corresponde básicamente al efecto que produce el movimiento de electrones, cuando inciden los fotones de luz solar en un material semiconductor, como por ejemplo el silicio, convertido en una celda o célula.

Osorio, J (2009) describe el esquema básico para la generación, almacenamiento y distribución de electricidad solar por medio del fenómeno fotovoltaico y sus múltiples aplicaciones:

“...la radiación provoca el efecto fotovoltaico, generando una corriente eléctrica que pasa a un regulador de corriente el cual tiene dos salidas, una es directa a aparatos que funcionen con corriente continua, y otra que circula hasta un banco de baterías para ser almacenada. Finalmente es pasada por un inversor que convierte la corriente en alterna. Los dimensionamientos de los sistemas de generación de electricidad fotovoltaica, van de la mano con las necesidades de consumo, a excepción de las grandes plantas de generación.”

Desde este descubrimiento, numerosas empresas en todo el mundo han dedicado recursos a esta tecnología para mejorarla y así abaratar su fabricación y optimizar su eficiencia, lo que se consigue año tras año. De esta manera se está convirtiendo en una alternativa competitiva en el sector eléctrico (Puig, M. 2007).

La Figura 15 muestra que a medida que aumenta la producción acumulada, el precio del panel disminuía considerablemente. Este tipo de representación suele utilizarse para estimar el ritmo de aprendizaje de una tecnología, que está relacionada con la pendiente de los datos en estos ejes (Blog La Marea, 2014).

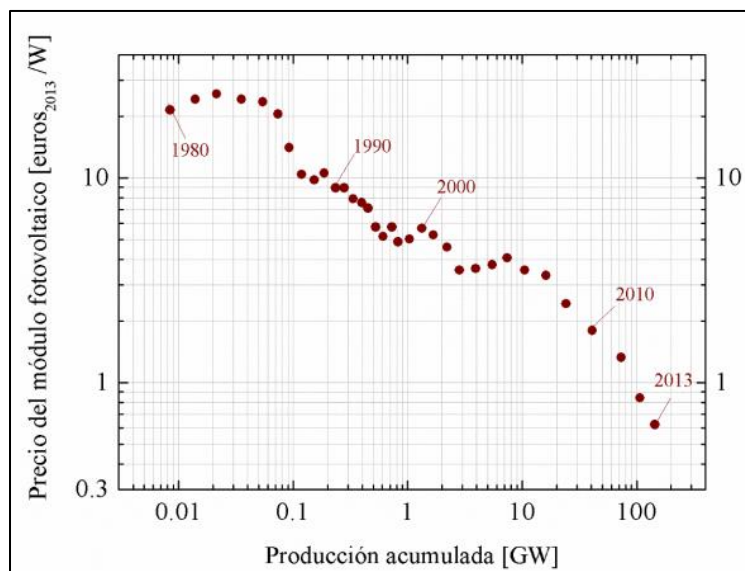


Figura 15. Precio del panel fotovoltaico de panel plano (en euros por vatio pico) en función de la producción acumulada.
Fuente: lamarea.com

En concordancia con lo antes mencionado, las iniciativas nacionales y mundiales por remplazar la matriz energética convencional por las no convencionales renovables, y su relación con la disminución de costos en este tipo de tecnología, permite que proyectos como los Sistemas Fotovoltaicos sean más accesibles y viables para implementar.

Un proyecto fotovoltaico a gran escala es complejo e involucra a muchas partes diferentes, incluyendo promotores, propietarios de tierras, servicios públicos, operadores de redes, organismos gubernamentales y partes financieras.

Según CEPAL (s.f.) el Ciclo de Vida de los Proyectos, corresponde a un proceso de transformación de ideas en soluciones concretas para la provisión de bienes o servicios que mejor resuelven necesidades o problemas detectados. Se componen de las Fases señaladas a continuación:



La fase de Preinversión, corresponde al proceso de elaboración de los estudios y análisis necesarios para la preparación (o formulación) y evaluación del proyecto que permite resolver el problema o atender la necesidad que le da origen. El resultado es una decisión de realizar o no un proyecto o inversión. En esta fase es posible definir las siguientes etapas:

- i. **Idea:** Corresponde a una primera aproximación al problema, necesidad u oportunidad y a su resolución.
- ii. **Perfil:** Se realiza la preparación y evaluación de las posibles alternativas de solución, partiendo de información que proviene principalmente de fuentes de origen secundario. Como resultado se pretende seleccionar alternativas factibles, de lo contrario si no lo son, descartarlas.
- iii. **Prefactibilidad:** En esta etapa se realiza una evaluación más completa y profunda de las alternativas identificadas en la etapa de perfil y de las posibles soluciones
- iv. **Factibilidad:** En esta etapa se perfecciona y precisa la mejor alternativa identificada en la etapa de pre-factibilidad, sobre la base de información primaria recolectada especialmente para este fin.

4.8.1.2 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Según García (2015), independientemente de la potencia y el posterior uso que se le vaya a dar, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en (Figura 16):

- **Aislados:** su principal objetivo trata de cubrir parcial o totalmente la demanda de energía eléctrica en lugares en los que no hay red eléctrica de distribución o su acceso es complicado (Méndez, Cuervo, & S.A.U, 2008). Normalmente estos sistemas cuentan con sistemas de acumulación de energía.
- **Conectados a red:** no se necesita la utilización de sistemas de acumulación, el componente más caro, puesto que la energía que se produce en las horas de sol se vuelca a la red eléctrica. Las instalaciones tienen un sistema de seguimiento del estado de tensión de la red de distribución, de tal forma que se pueda garantizar su buen funcionamiento respecto a la forma de entregar la energía, tanto en tiempo como en modo, tratando de evitar situaciones peligrosas (García, 2015).
- **Híbridos:** hay algunos casos de sistemas fotovoltaicos aislados, en los que se complementan con otro distinto para obtener más garantías de disponibilidad de electricidad. Es decir, cuando una instalación fotovoltaica además del generador, incorpora otro generador de energía se denomina sistema híbrido. Por lo general, es aplicado a la energía eólica o los grupos electrógenos (García, 2015).

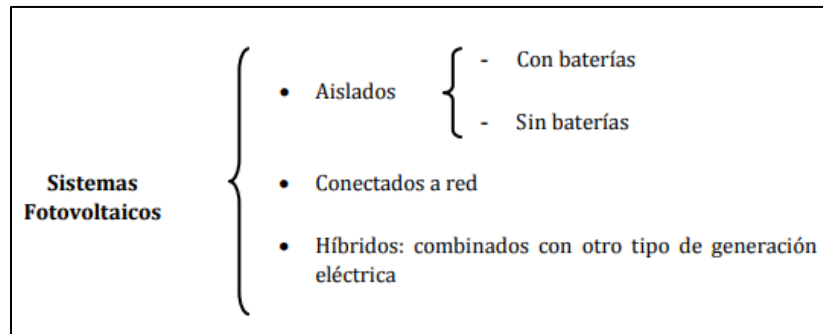


Figura 16. Clasificación de sistemas fotovoltaicos. Fuente: García, 2015.

En cuanto a los principales componentes de un Sistema Fotovoltaico, a continuación, se mencionan los de un Sistema aislado:

Bloque de generación: El bloque de generación está conformado por los paneles fotovoltaicos, donde su número y tipo de conexión existente entre ellos depende de varios factores como: el valor promedio de la insolación del lugar, la carga y la máxima potencia nominal de salida del panel (Salamanca, 2017).

Bloque de acumulación: El bloque de acumulación es la parte del sistema fotovoltaico encargado de almacenar y controlar la carga y descarga del sistema (Salamanca, 2017). Está conformado por los siguientes componentes:

1. Banco de baterías. Evita la descarga de las baterías a través de los paneles durante la noche, cuando el voltaje de salida del panel PV es nulo.
2. Fusibles o llaves de protección. Protegen las baterías y son incorporadas al sistema como un elemento de seguridad.
3. Medidor de carga. Dispositivo que permite conocer el estado de carga del banco.

El bloque de carga: está encargado de suministrar la energía producida por los paneles solares a los equipos que requieran energía eléctrica (García, 2016) y lo conforman:

1. Inversor: Su función es convertir la corriente continua proveniente de las baterías o directamente del panel en corriente alterna para su aprovechamiento.
2. Cableado: es lo más básico del sistema y su selección tiene un rol importante en la reducción de pérdidas de energía.

No obstante, para un sistema conectado a la red (Figura 17), solo requiere del Bloque de generación y bloque de carga, ahorrando los grandes costos del Sistema de acumulación

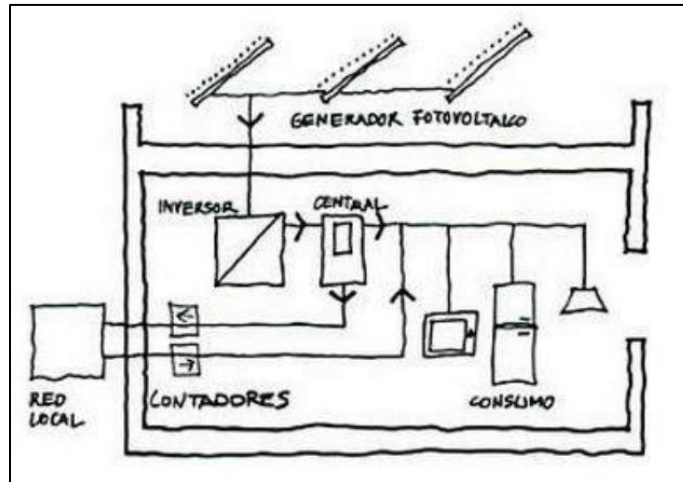


Figura 17. Esquema de un sistema solar Fotovoltaico conectado a la red. Fuente: García, 2015.

4.8.1.3 Capacidad del Sistema Solar

La capacidad instalada de un arreglo fotovoltaico corresponde a la potencia que generaría el panel fotovoltaico, o arreglo de paneles, en condiciones estándar, es decir, con una radiación incidente de 1000 W/m^2 y la celda a una temperatura de 25°C (Molina, A, Martinez, F. 2017). La capacidad del sistema (PDCO) se puede calcular conociendo el área total efectiva (AT) y la eficiencia del panel (ϵ_{panel}).

Por otro lado, la Generación eléctrica Fotovoltaica (GEF) se calcula utilizando la eficiencia del inversor y paneles solares ($\epsilon_{\text{inversor}}$, ϵ_{panel} , respectivamente) que se resume en un factor de planta del sistema (f). Además, el área total se puede calcular conociendo el área de cada panel (AP) y el número de paneles que se instalarán (N).

Existen distintos sitios web que calculan la radiación incidente en determinado lugar, según los mapas de radiación de Chile. Uno de estos sitios es el explorador solar (minenergia.cl/exploradorsolar/).

4.8.1.4 Costos asociados a Implementación de Sistemas Fotovoltaicos

Costo de inversión

En el documento de la Resolución exenta N°207 (CNE, 2019) se ha determinado costos de inversión referenciales para un Sistema solar Fotovoltaico (Tabla 4), información que se obtuvo en base a proyectos de generación Fotovoltaica. En relación a lo anterior, el autor caracterizó sus costos de inversión separando los proyectos de acuerdo a costo de inversión en: bajos, medios y altos. El valor presentado corresponde al promedio en cada uno de estos casos, obtenidos, estos últimos, como los

promedios de los costos de inversión para la mitad de los proyectos con niveles de inversión más bajos y altos, respectivamente, y para el conjunto (escenarios de costo medio) (Resolución exenta, 2019).

No obstante, debido a la poca variación (+1.3%) experimentada por el escenario de costos de inversión bajos, respecto del informe de Costos de Tecnologías de Generación de enero 2018, se mantiene el costo de inversión referencial promedio de los costos más bajos utilizados en el informe anterior, esto es un **valor de 970 US\$/kW** que se ve reflejado en los ítems considerados de la Figura 18.

Tabla 4. Costos de Inversión (US\$/kW). Fuente: CNE, 2019.

Tecnología	Costo de Inversión US\$/kW		
	Bajo	Promedio	Alto
Solar fotovoltaica	983	1.138	1.294
Solar térmica	-	6.055	-
Eólica	1.361	1.680	1.882
Geotérmica	-	4.394	-
Térmica a gas natural (CC)	-	1.048	-
Térmica a gas natural (CA)	-	639	-
Térmica a biomasa	-	2.056	-
Térmica a diésel	-	460	-
Hidráulica de pasada	-	2.754	-
Mini-hidráulica	-	3.565	-

Costos Variables

Los costos variables de generación tienen relación directa con la producción de energía, es decir todos aquellos costos variables combustibles y no combustibles. Para un Sistema fotovoltaico, en general se consideran todos los demás costos derivados de la producción de energía que no corresponden a costos asociados a los combustibles, como por ejemplo, insumos varios: agua, aceite, filtros, etc., inspecciones, repuestos, entre otros, siempre que estos se puedan considerar dependientes del nivel de generación de la central.

En términos generales, se puede considerar la siguiente fórmula para determinar los costos variables por generación:

$$CE_i = (Ci^{comb} * C^{esp}) + CVnc \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde,

CE_i : costos variables por generación de energía en el periodo i-ésimo.

Ci^{comb} : costos de combustible en el periodo i-ésimo.

C^{esp} : consumo específico de la unidad generadora.

CV_{nc} : costo variable no combustible de la unidad generadora.

TOTAL ESTIMADO COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
DETALLE PARTIDAS COSTO DE INVERSIÓN (US\$)
SUMINISTRO EQUIPAMIENTO MECÁNICO GENERAL
Sistema Contra Incendio
Planta Agua Potable - Tratamiento de Agua
Otros Equipos Mecánicos Balance of Plant
INSTALACIONES PARQUE FOTOVOLTAICO
Módulos Fotovoltaicos (Paneles)
Inversores
Sistema de Seguimiento
Estación Meteorológica
Redes en Corriente Continua
SUMINISTRO Y MONTAJE EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO (FOB)
Transformadores
Sistema Corriente Continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de Iluminación y Alumbrado
Sistemas de Protecciones y Puesta a Tierra
Sistemas de Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
Sistema Generador de Emergencia diésel
Subestación Servicios Auxiliares (SSAA)
Otros Equipos Eléctricos BOP
Montaje Equipamiento Eléctrico
Montaje Medición, Instrumentación, Control, Automatización y Comunicaciones
FLETES Y SEGUROS
Fletes Internacionales y Nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
OBRAS CIVILES Y MONTAJE
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación del Sitio, Rellenos, Excavaciones
Instalaciones de Faena
Caminos, Urbanización y Cierres
Fundaciones y Obras Civiles Módulos Fotovoltaicos
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de Control
Otras Obras Civiles
Otros Montajes
COSTO INDIRECTO OCCC & MONTAJE
Costos Indirectos Construcción
Gastos Generales de Construcción
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
Subestación de Salida
Línea de Transmisión
Paño de Conexión Subestación Sistema Interconectado
Servidumbres
GASTOS DE GESTIÓN DEL PROPIETARIO
Servicios de Ingeniería y Estudios
Servicios de Administración del Proyecto
Gestión e Ingeniería Estudio de Impacto Ambiental
Derechos de Internación / Gastos Aduaneros
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la Comunidad
Gastos de Puesta en Marcha / Pruebas
Otros Gastos
IMPREVISTOS

Figura 18.Partidas de costos de inversión para Tecnología solar fotovoltaica. CNE, 2019.

Ya que la tecnología fotovoltaica no requiere de combustible, agregando también que según CNE (2019) los costos variables no combustibles son despreciables, se asume que no existen costos variables para proyectos solares fotovoltaicos.

Costos Fijos

Estos corresponden a los costos fijos necesarios para mantener en operación una unidad generadora y que son independientes del nivel de generación de energía de la misma. Estos costos consideran, entre otros, sueldos, contratos de mantenimiento, etc. En términos generales, se puede considerar la siguiente fórmula para determinar los costos fijos totales:

$$CF_i = (P_{bruta} * CF_{O\&M})_i \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- CF_i : costos fijos totales en el periodo i-ésimo.
 P_{bruta} : potencia de la unidad generadora.
 $CF_{O\&M}$: costos fijos de operación y mantenimiento.

Tomando el valor referencial de la Resolución exenta (2019) para costos fijos en porcentaje de inversión de aproximadamente entre 1% y 2% para Sistema solar Fotovoltaica (Figura 19).

Tecnología	Costo fijos (% valor de inversión)
Térmica a Carbón	1% - 2%
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	1% - 2%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1%
Térmica diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmica diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2%
Eólica	3% - 4%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	1%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	3% - 4%
Térmica a Biogás	3% - 4%
Geotérmica	4% - 5%

Figura 19. Costos fijos por tecnología (% valor de inversión). Fuente: CNE, 2019.

4.9 Herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión

La teoría financiera nos brinda una gran gama de herramientas para la evaluación y selección de proyectos, siendo las más utilizadas las basadas en el descuento de flujos de efectivo, Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno/Rendimiento (TIR), Tasa de descuento WACC, entre otras (Mete, Marcos Roberto. 2014).

Según el autor mencionado, “el Valor Actual Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos”. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios.

Por otro lado, según el autor la TIR señala el rendimiento generado por los fondos invertidos en el proyecto en una sola cifra que resume las condiciones y méritos de aquel. Al no depender de las condiciones que prevalecen en el mercado financiero, se la denomina tasa interna de rendimiento: es la cifra interna o intrínseca del proyecto, es decir, mide el rendimiento del dinero mantenido en el proyecto, y no depende de otra cosa que no sean los flujos de efectivo de aquel (Mete, *et al.* 2014).

En otros términos, la TIR es aquella tasa de interés que hace igual a cero VAN de un flujo de beneficios netos. Vale decir es aquella tasa de descuento que aplica a un flujo de beneficios netos hace que el beneficio al año cero sea exactamente igual a cero. En ese caso, la solución requiere considerar a la TIR como incógnita en la ecuación del Valor Actual Neto, ya que ella tiene la particularidad de ser la única tasa que hace que el resultado de aquel sea igual a 0.

Por otro lado, algunas empresas requieren que la inversión se recupere en un período determinado. El Payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones. Payback se obtiene contando el número de períodos que toma igualar los flujos de caja acumulados con la inversión inicial. Si payback es menor que el máximo período definido por la empresa, entonces se acepta el proyecto.

Finalmente, el Costo de Capital o WACC, que en términos generales debe ser entendido como la tasa de rentabilidad ponderada requerida por todos los proveedores de recursos financieros, la cual representa la tasa mínima aceptable por los mismos para que estos accedan a facilitar dichos recursos (Anderson, Byers, & Groth, 2000).

5. Metodología

En el capítulo 4.5 del Marco Teórico se ha mencionado y descrito particularmente el Proyecto MAPA: Maipo Adaptación, debido a que tanto el objetivo general, así como el espacio temporal y físico de dicho proyecto se ajustan al del presente estudio. En consecuencia, se utilizó como un insumo directo para el desarrollo del presente Trabajo de Título.

Tal como se mencionó en la sección anterior, el Proyecto MAPA utilizó el programa WEAP para elaborar un Modelo Hidrológico que simula todas las demandas y ofertas de la cuenca, tomando en cuenta las características de esta (variables climáticas, uso de suelo, entre otras). El Proyecto MAPA consideró información histórica del periodo contenido en 1985-2009, y el presente estudio actualizó hasta al año hidrológico 2018 (31 de marzo 2019), y luego se verificó si el modelo sigue valido con la nueva información ingresada, calculando el coeficiente Nash-Sutcliffe (NS) y verificando si mantiene un valor aceptable, es decir mayor a 0,5.

Para el desarrollo de esta investigación, se utilizó la metodología cuantitativa del tipo Correlacional descrito por Hernández Sampieri (2014). Este tipo de estudio tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables en una muestra o contexto en particular.

Para la construcción de la Metodología, se abarcaron las siguientes etapas y subetapas:

- ❖ Validación de modelo Hidrológico MAPA
 - ✓ Definición del estudio
 - ✓ Búsqueda de información
 - ✓ Procesamiento de dato y relleno de series temporales
 - ✓ Ingreso de nueva información meteorológica y simulación
 - ✓ Validación del modelo
 - ✓ Selección de escenario climático
- ❖ Estimación del potencial de generación hidroeléctrico

Utilizando los escenarios climáticos seleccionados en el primer objetivo, se realizó una estimación de la generación de Central Puntilla al año 2050 obtenidos del uso del Modelo de Estimación de Generación Eléctrica de Central Puntilla.

- ❖ Medida compensatoria energética

Se realizó un Perfil de proyecto Fotovoltaico como medida de compensación ante la potencial reducción energética de Central Puntilla.

5.1 Validación de modelo Hidrológico MAPA

5.1.1 Delimitación física de la zona de estudio

Para la delimitación del área de estudio se consideraron algunos criterios que ayudaron a discernir este resultado, siendo el principal, que la zona a estudiar, fuese en función de la Estación Maipo en el Manzano, debido a que se encuentra en el sector, a 6 km de la bocatoma en donde inicia el Canal La Sirena, el cual transporta el agua hasta la Central Puntilla. A continuación 2 criterios:

- Se analizó la dirección de los Ríos de la primera sección de la Cuenca del Río Maipo que influyan en el caudal registrado en la estación.
- Se identificaron las zonas de la primera sección del Río Maipo que abordan las estaciones meteorológicas consideradas en el Proyecto MAPA.

Al entrelazar estos criterios y de acuerdo a los puntos de cierre de las subcuencas y microcuencas del área de estudio del modelo “Modelo de Montaña” (Proyecto MAPA), se delimitó la zona a abordar en este trabajo.

5.1.2 Delimitación temporal/paso de tiempo

Se definieron los límites temporales de acuerdo a la metodología del Proyecto MAPA en conjunto con los nuevos objetivos de este trabajo.

5.1.3 Búsqueda de información meteorológica y fluviométrica

Tal como se ha mencionado en subsecciones anteriores, la actualización del modelo se realizó entre el periodo hidrológico 2015 y el 2018, por lo que se recopilamos los datos fluviométricos y meteorológicos a un paso de tiempo semanal.

El Proyecto MAPA, considera en su modelo tres estaciones meteorológicas que aplican en todas las unidades territoriales o catchments de la primera sección de la Cuenca del Río Maipo. Estos son: Estación San José, Estación Cerro Calán y Estación Embalse el Yeso (Tabla 5). Por tanto, estas son las estaciones que se actualizaron.

La recopilación de la información meteorológica y fluviométrica existente oficial, fue obtenida de las siguientes entidades:

- ✓ Dirección General de Aguas (DGA), Banco Nacional de Aguas (BNA).
- ✓ Dirección Meteorológica de Chile (DMC).
- ✓ Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR)²
- ✓ Eléctrica Puntilla (EP).

Las tres primeras fuentes antes mencionadas obtienen la información de estaciones ubicadas en la misma localización geográfica o muy cercana, por lo que se asume que la georreferenciación de las estaciones es la misma. De este modo, se combinó la información proveniente de las fuentes para obtener series de tiempo lo más completa posible.

Los registros de las distintas fuentes ofrecen información hidroclimatológica de todo el país organizada en divisiones administrativas, unidades hidrológicas, variables consideradas o tipo de estación. Particularmente para este estudio, se accedió a los datos a nivel diario de las estaciones.

Tabla 5. Estaciones utilizadas para la actualización del modelo.

Estaciones	Tipo de estación	Parámetro medido	Año inicio	UTM Este	UTM Norte	Altitud
Río Maipo Manzano	Fluviométrica	Q	1/6/1965	372019	6281633	850
Río el Yeso en Embalse el Yeso	Meteorológica	T-P	1/7/1963	399081	6273246	2475
Cerro Calán	Meteorológica	T-P	01/6/1975	357078	6303869	848
San José	Meteorológica	T-P	1/6/1985	379470	6266472	1092

T: temperatura, P: precipitación, Q: caudal

5.1.4 Procesamiento de datos y relleno de series temporales

Debido a la ausencia de información en las series de tiempo meteorológicas de las estaciones utilizadas, se realizó el relleno de series de datos faltantes utilizando el método de Regresión lineal.

La Metodología aplicada y descrita a continuación, fue utilizada por Carrera *et al.* (2016) y Toro *et al.* (2015), autores que coinciden en que dicho método tiene resultados satisfactorios para el relleno de series de tiempo.

La técnica de regresión lineal simple permite construir modelos para representar la relación entre la variable independiente que es la que proporciona datos para el cálculo denotada con la letra X, y la

variable dependiente “a calcular” denotada por la letra Y. Para analizar la intensidad de la relación se calcula el coeficiente de correlación mediante la Ecuación 4, se le denota con la letra r y puede tomar valores comprendidos entre el -1 y el +1. Un valor cercano a cero indica que no existe ninguna correlación entre variables.

$$r = \frac{n \sum XY - \sum X \sum Y}{\sqrt{[n \sum X^2 - (\sum X)^2][n \sum Y^2 - (\sum Y)^2]}}$$

Ecuación 4

Donde:

n: Número de observaciones.

Para la ejecución de esta metodología, se buscaron estaciones vigentes desde el 2015 lo más completas posibles que pudiesen servir como estaciones auxiliares. Luego se analizó el coeficiente de correlación entre pares de “estación base o de relleno” y “estación auxiliar” para seleccionar el par que tenga el comportamiento más similar.

Finalmente, las series de tiempo completas, ya sea para temperatura y/o precipitación y, se agruparon primero en periodos semanales para todo el periodo de estudio y, a continuación, en años hidrológicos comprendidos entre el 01 de Abril y el 31 de Marzo del año siguiente.

A continuación, se explica el detalle de las acciones contempladas en la metodología para cada variable meteorológica.

5.1.4.1 Temperatura y Precipitación

Para las variables Temperatura y Precipitación se utilizaron las estaciones base del Proyecto MAPA (Tabla 6) y se seleccionaron estaciones auxiliares mediante un análisis de regresión lineal, para realizar el relleno de las series de datos faltantes en las estaciones base.

Si bien solo se cuenta con una sola estación auxiliar, se analizó la correlación entre todas las estaciones (Tabla 7), tanto base como auxiliar, para evaluar cual es el par de estaciones que tienen más similitud en su patrón para realizar el relleno de cada estación base.

Tabla 6. Estaciones base meteorológicas Proyecto MAPA (elaborado a partir de información del Proyecto MAPA)

Temperatura	Precipitación
Cerro Calán	Cerro Calán
Embalse el Yeso	Embalse el Yeso
	San José

Tabla 7. Tabla de coeficientes de correlación para variables meteorológicas

r	Estación base 1	Estación base 2	Estación base n	Estación Auxiliar
Estación base 1				
Estación base 2				
Estación base n				
Estación Auxiliar				

Estación n: para la variable precipitación, “estación 3”

5.1.5 Ingreso de nueva información meteorológica y simulación

En la etapa de desarrollo del modelo, se representó la cuenca tomando como base la simulación de las condiciones históricas desde 1985 hasta el año hidrológico 2018. Para llevar a cabo esta simulación fue necesario rellenar el modelo MAPA con la nueva información meteorológica y fluviométrica ya procesada. Para esto, se ordenaron los datos procesados por variable climática, temperatura y precipitación, en archivos csv independientes como lo indica la Figura 20, y finalmente se integra esta data en los archivos originales del Proyecto MAPA.

	A	B	C	D	E
1	1983	14	10.9571429	18.3	
2	1983	15	12.6142857	17	
3	1983	16	10.1214286	17.4	
4	1983	17	6.00714286	16.3	
5	1983	18	5.37857143	12.9	
6	1983	19	8.17857143	14.7	
7	1983	20	3.32142857	11	
8	1983	21	5.41428571	12.7	
9	1983	22	-3.05	7.5	
10	1983	23	-0.09285714	9.2	
11	1983	24	0.72857143	9.4	

Figura 20. Extracto del archivo Excel CSV para la variable temperatura

5.1.6 Validación del Modelo

Dado que el modelo del Proyecto MAPA se encuentra calibrado hasta el año hidrológico 2009, se validó el modelo con la nueva data ingresada, con los caudales del periodo hidrológico 2009 al 2018.

En primer lugar, se graficó el caudal simulado y observado de la estación Maipo en el Manzano (MAN); En segundo lugar, se calcularon 2 criterios para la validación:

- a) Coeficiente de Determinación R^2
- b) Coeficiente de Nash-Sutcliffe (NS):

$$NS = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T (Q_o^t - Q_m^t)^2}{\sum_{t=1}^T (Q_o^t - Q_o^{ave})^2}$$

Ecuación 5

Donde:

- Q_o^t : caudal observado
- Q_m^t : caudal simulado
- Q_o^{ave} : media de los caudales observados

Un valor 1 de NS es una relación perfecta entre la información simulada y la observada. Algunos valores sugeridos para la toma de decisiones son resumidos en la Tabla 8. Para fines de este trabajo se tomaron valores $\geq 0,5$ como un NS aceptable. En caso de resultar menor a ese valor, se requiere recalibrar el modelo.

Tabla 8. Valores referenciales del Criterio de Nash-Sutcliffe (Molnar, 2011).

NS	Ajuste
<0.2	Insuficiente
0.2 - 0.4	Satisfactorio
0.4 - 0.6	Bueno
0.6 – 0.8	Muy bueno
>0.8	Excelente

5.1.7 Selección de escenarios climáticos

Se realizó la selección del escenario climático más representativo para analizar el efecto en la generación hidroeléctrica de Central Puntilla.

En primer lugar, se realizó una comparación de la información meteorológica real hasta el año hidrológico 2018 con los datos de los 15 escenarios climáticos desarrollados por Proyecto MAPA (a la misma fecha), calculándose el Coeficiente de Nash-Sutcliffe entre ambas series de datos. Desde este resultado se seleccionó el escenario climático más similar a la situación real (mayor *NS*).

Por otro lado, para abarcar las tendencias de caudales extremas, se seleccionaron también dos escenarios climáticos, centrado en las proyecciones de caudal que tuviesen el caudal más alto y el más bajo. Para esto se utilizó la herramienta Excel y con ella se analizaron las tendencias según los siguientes criterios:

- Se graficó la media anual de caudal de los 15 escenarios climáticos entre los años 2009-2019 y se seleccionaron las cuatro más representativas de cada uno; caudales más altos; y más bajos.
- Se agruparon los datos de cada escenario y se colorearon según el percentil 50; rojo (caudal más bajo); blanco percentil 50; verde (caudal más alto).
- Se calcularon criterios estadísticos: Promedio, Desviación Estándar, Máximo, Mínimo.
- Se analiza el nombre del escenario climático según la referencia del IPCC (2014), en conjunto de los percentiles que lo definen según Chadwick, *et al* (2018).

Al interceptar estos criterios, se seleccionaron los dos escenarios climáticos de caudal más alto y más bajo. Estos se utilizaron para generar un gráfico de la media semanal de los periodos 2020-2040 y 2030-2050 en conjunto con la data histórica de los caudales observados del periodo hidrológico 1999-2018. Utilizando esta representación se realiza un estimado de la variación del caudal en porcentaje para obtener los potenciales impactos que se tendrán en ese sector de la cuenca producto de los efectos del cambio climático y las alteraciones que este producirá en la operación de la Central Puntilla.

5.2 Cálculo de la generación hidroeléctrica

Se calcula la potencia semanal disponible por Central Puntilla en los tres escenarios climáticos seleccionados versus el escenario observado, para evidenciar el cambio en las tendencias. Esto se realizó aplicando el modelo facilitado por la empresa y detallado en la sección 4.6.2.1.

Para estimar la baja de energía en cada uno de los escenarios climáticos se calculó la energía promedio anual producida en Central Puntilla para el periodo hidrológico 2009-2018 utilizando el Anexo 2

(Caudales mensuales registrados en Estación Maipo en el Manzano; información otorgada por Eléctrica Puntilla), según el caudal que se mide en Estación Maipo en el Manzano. A su vez, este procedimiento se realizó en cada uno de los escenarios climáticos seleccionados en el periodo de 2030-2050. Finalmente, según la Ecuación 6, se calculó la variación de energía positiva/negativa de cada escenario respecto del promedio histórico de generación eléctrica de Central Puntilla.

$$\Delta GE = GE_{CP} - GE_{E(x)} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

ΔGE_{Ex} : Diferencia de generación eléctrica (+-) para el escenario climático X.

GE_{CP} : Promedio de generación eléctrica anual, periodo 2009-2018 Central Puntilla.

$GE_{E(i)}$: Promedio de generación eléctrica anual año i (Periodo 2030-2050).

5.3 Medida compensatoria energética

Bajo el supuesto que la empresa Eléctrica Puntilla S.A dirige los esfuerzos en mantener un cierto nivel de generación eléctrica, se realizó un estudio de inversión en su primera etapa.

Para facilitar la gestión y control de los proyectos de inversión, estos se dividen en etapas. Este Trabajo de Título presenta la etapa o valoración de un proyecto de Preinversión; un Perfil (CEPAL ,s.f.). En esta etapa se comienza con la identificación del emplazamiento y se realiza una revisión de los principales aspectos del proyecto, tales como, elección de módulos solares, el recurso solar y el coste de la construcción, con el fin de decidir si merece el esfuerzo seguir con el proyecto adelante.

Para el desarrollo de este objetivo se utilizaron las estadísticas entregadas en la Resolución Exenta N°207 (CNE, 2019) que entregan información relevante para hacer la estimación de costos:

- Proporción de la Inversión (US\$/kWh) y que es lo que considera en esta.
- Costos fijos.
- Costos variables.

5.3.1 Localización y caracterización del terreno de emplazamiento

Se consultó a la empresa Eléctrica Puntilla S.A. por información necesaria de las instalaciones de Central Puntilla, Canal La Sirena, para identificar necesidades y condiciones, específicamente:

- Área total del Canal Sirena.

- Trayectoria del canal (curvas muy pronunciadas o más bien recto).
- Altura del canal.
- Acceso del Público al Canal, entre otros.

Para el Perfil del proyecto se consideraron a grandes rasgos los principales componentes del sistema: Módulos solares y estructura soporte. La información a utilizar para los cálculos posteriores se muestra continuación.

- Eficiencia del panel solar.
- Eficiencia inversor.
- Eficiencia sistema solar.
- % de área disponible a utilizar.

5.3.1.1 Estimación de la generación solar

Para la realización del estudio del recurso solar se trabajó con la base de datos de radiación de Explorador solar MMA (minenergia.cl/exploradorsolar/) fuente de las cuales se reunieron los datos mensuales promedio de la Radiación Solar Global Horizontal. Debido a que el área destinada a implementar el sistema solar es una franja extensa y delgada, se midió la radiación solar en tres puntos para obtener una media y disponer de un valor representativo de toda la extensión de la superficie.

Utilizando la Ecuación 7 y 8 descrita a continuación, se estimó la Capacidad instalada (PDCO) y la generación eléctrica fotovoltaica (GEF).

$$PDCO = AT * 1000 * \epsilon_{panel} \quad \textbf{Ecuación 7}$$

Donde:

PDCO: Capacidad instalada
 AT: Área total disponible
 ϵ_{panel} : Eficiencia panel

$$GEF = (R * AT * t) * f \quad \textbf{Ecuación 8}$$

Donde:

GEF: Generación eléctrica fotovoltaica.
 R: Radiación diaria incidente por m2.
 t: Tiempo.

f: Factor de planta (incluye eficiencia panel, inversor, eficiencia sistema).

5.3.2 Análisis de costos

Se realizó una estimación preliminar del costo de instalación de los módulos solares, considerando los principales componentes del sistema y su implementación, tomando como base los datos expuestos en el capítulo 4.7.2.3, en cotizaciones del mercado y por consulta a expertos.

Para esto se realizó un flujo de caja sencillo de 25 años considerando: Costo de inversión, gastos (Costos fijos y Costos variables), Depreciación lineal e Impuestos.

Por otro lado, se indagó la inflación aplicada anualmente en Chile en el periodo 1994-2019, de manera de estimar un factor de inflación anual aplicable al ítem costos-mantenimiento y al precio de la energía producida en kWh (Anexo 3).

La tasa de descuento y el impuesto a las empresas generadoras de electricidad, fue obtenida de la literatura; el primero, como uno de los valores utilizados en el análisis de inversión de proyectos de energía (Lazard, 2019); y el segundo, siendo el Impuesto de Primera Categoría que grava las rentas provenientes del capital, entre otras, por las empresas comerciales, industriales, mineras, servicios, etc, se obtuvo desde el artículo 20 de Ley de Impuesto a la Renta.

Finalmente utilizando la herramienta Excel, se calcula la TIR, VAN y Payback (Ecuación 9, 10 y 11, respectivamente.) se estudia la viabilidad financiera del proyecto solar, tomando en cuenta los criterios de aceptación o rechazo de ambas herramientas financieras en conjunto expuestos a continuación.

Para su cálculo se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Ecuación 9

Donde:

VAN: Valor Actual Neto,

Ft: Flujo de efectivo neto del período t,

k: tasa de expectativa o alternativa/oportunidad,

t: número de períodos de vida útil del proyecto,

I (0): inversión inicial (neta de ingresos y otros egresos).

Con el resultado del VAN, se analiza la aceptación o rechazo de una alternativa aislada:

- ❖ $VAN \geq 0$ se acepta,
- ❖ $VAN = 0$ indiferente,
- ❖ $VAN < 0$ se rechaza.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Ecuación 10

Con el resultado de la TIR, se analiza la aceptación o rechazo de una alternativa aislada; siendo i = tasa de descuento:

- ❖ $TIR \geq i$ entonces acepta la inversión
- ❖ $TIR < i$ entonces rechazar la inversión.

$$Payback = \frac{I_0}{F}$$

Ecuación 11

Donde:

I0: inversión inicial del proyecto.

F: valor de los flujos de caja.

Se analiza la aceptación o rechazo de una alternativa aislada, siendo t el tiempo de vida del proyecto:

- ❖ $Payback < t$ Se acepta la inversión
- ❖ $Payback > t$ Se rechaza la inversión

6. Resultados

6.1 Área de Estudio

El área de estudio definida en el Proyecto MAPA contempló casi la totalidad de la cuenca del Río Maipo, la cual fue trabajada de distintas formas. Una de las simulaciones es la Hidrología Cordillerana, que contempla toda la primera sección de la Cuenca, con cierre de subcuencas y microcuencas en puntos equivalentes a las más importantes estaciones fluviométricas correspondientes a la red de monitoreo de la Dirección General de Aguas (DGA).

Uno de los objetivos de este trabajo es estimar la disponibilidad de agua para Central Puntilla al año 2050, y tal como se mencionó en sección 4.5.2, la central extrae el agua desde un punto cercano a la estación Maipo en el Manzano, por lo que es necesario estimar en dicho punto la disponibilidad de agua para generación de energía.

Por otro lado, el Proyecto MAPA considera en su modelo tres estaciones meteorológicas que aplican en todas las unidades territoriales, o catchments, de la primera sección de la Cuenca del Río Maipo, es decir: Estación San José, Estación Cerro Calán y Estación Embalse el Yeso.

Por todo lo anteriormente señalado, el área de estudio definida de acuerdo a la metodología considera la primera sección de la Cuenca del Río Maipo que influyera directamente en el caudal de la Estación Maipo en el Manzano, considerando además el área en el que se encuentran las estaciones meteorológicas. Se adaptaron los puntos de cierre de subcuencas y microcuencas del Proyecto Mapa para el área de interés de este trabajo (Figura 21 y Tabla 9).

Además, dado que el Proyecto MAPA modeló a un paso de tiempo semanal, para el periodo de modelación de 1985 al año 2009, en esta primera sección del trabajo se abarcará desde el año hidrológico 2010 al año 2018 con un paso de tiempo semanal. También es importante recalcar que para la ejecución de este trabajo se manipuló y actualizó solo la información de los años hidrológicos 2015-2018. No obstante, la validación del modelo se realizó para el periodo 2010-2018.

Tabla 9. Punto de cierre de subcuencas del Proyecto MAPA. Fuente: Tabla modificada de Proyecto MAPA.

Nombre	Tipo de Punto de cierre	X	Y	Altitud	N° Mapa
Rio Maipo en San Alfonso	Estación Fluviométrica	379481	6266532	1093	7
Rio Yeso en Embalse El Yeso	Estación Fluviométrica	399375	6274219	2509	8
Rio Maipo en el Manzano	Estación Fluviométrica	372042	6281605	886	9
Rio Colorado antes de junta con Rio Maipo	Estación Fluviométrica	373216	6282674	915	10
Rio Colorado antes de junta con Rio Olivares	Estación Fluviométrica	394697	6293595	1573	15
Rio Olivares antes de junta con Rio Colorado	Estación Fluviométrica	394277	6293994	1573	16
Rio Mapocho en Los Almendros	Estación Fluviométrica	365547	6306599	978	21
Bocatoma Aucayes (Maitenes)	Bocatoma Central	384449	6287167	1421	11
Central Maitenes	Bocatoma Central	382981	6289251	1153	12
Bocatoma Maitenes	Bocatoma Central	389266	6292367	1329	14
Bocatoma Colorado (Alfalfal)	Bocatoma Central	405382	6298906	2081	18
Bocatoma Parraguirre (Alfalfal)	Bocatoma Central	405167	6299529	2134	19
Bocatoma Olivares (Alfalfal)	Bocatoma Central	394639	6303358	2043	20
Central La Hermita	Bocatoma Central	370131	6306941	1157	23
Central La Planchada	Bocatoma Central	373449	6312863	1497	25
Bocatoma Los Bronces	Bocatoma Minería	374261	6318793	2059	26
Estero del Manzanito	Punto de Interés modelación	392801	6265257	1697	6
Quebrada de Macul	Punto de Interés modelación	355368	6290387	647	13
Quebrada de Ramon	Punto de Interés modelación	355021	6297769	634	17
Mapocho en las Hualtatas	Punto de Interés modelación	358650	6306803	785	22
Estero El Arrayan	Punto de Interés modelación	361540	6307563	853	24

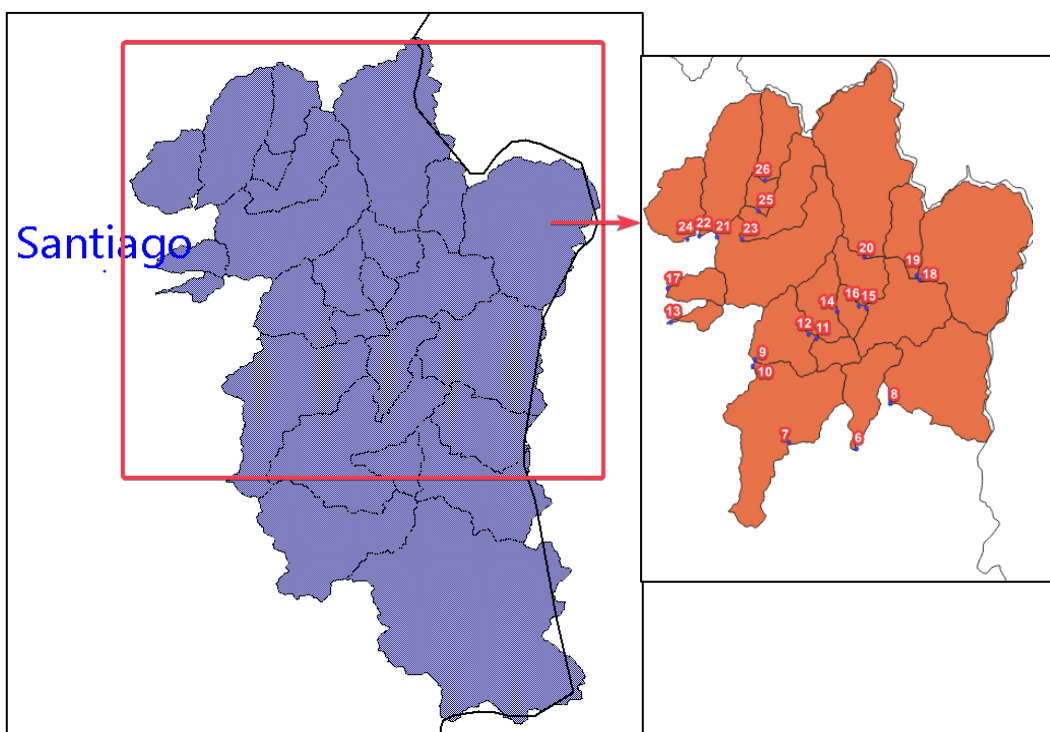


Figura 21. Delimitación de área de Estudio considerando puntos de cierre de subcuencas.

6.2 Validación del Modelo

6.2.1 Procesamiento de datos

Respecto del análisis de la información meteorológica obtenida y resumida en Tabla 10 y 11, se evidencia la ausencia de datos en determinadas semanas del periodo de estudio. Por esto se realizó el relleno de datos para completar las series de tiempo de las estaciones utilizadas.

Para la selección de una estación de relleno se consideró el coeficiente de correlación más alto.

Tabla 10. Número de Semanas por años hidrológicos de cada estación de Temperatura.

Estación/año Hidrológico	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Embalse el Yeso	52	52	52	52	52	52	52	52	36	30	16
Cerro Calán	52	52	52	52	52	52	52	47	49	50	18

Tabla 11. Número de Semanas por años hidrológicos de cada estación de Precipitación.

Estación/año Hidrológico	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Embalse el Yeso	52	52	52	52	52	52	52	52	40	10	20
Cerro Calán	52	52	52	52	52	52	52	45	32	43	20
San José	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	20

6.2.1.1 Temperatura

Para la variable Temperatura se utilizó la estación El Yeso y Estación Cerro Calán como base. En la Tabla 12 se presenta las estaciones de relleno junto a las estaciones auxiliares utilizadas.

Tabla 12. Número de estaciones con datos faltantes de temperatura.

Estación de relleno	Estación Auxiliar
Cerro Calán	San José
Embalse el Yeso	Quinta Normal

En la Figura 22 se visualiza una clara semejanza entre los patrones de temperatura para las distintas estaciones presentadas. Los coeficientes de correlación calculados se observan en la Tabla 13.

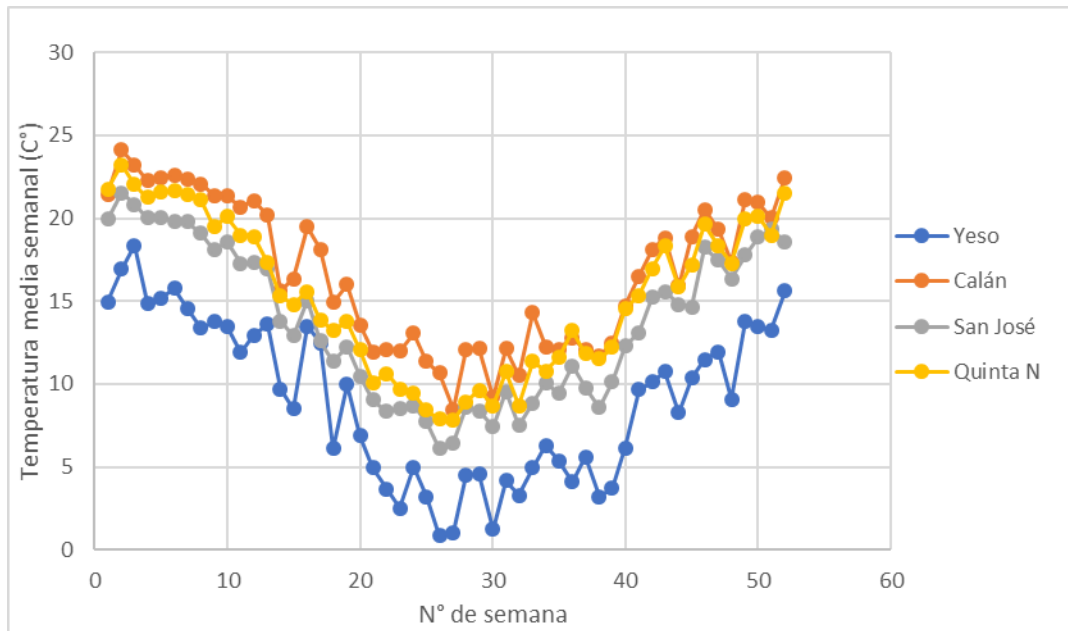


Figura 22. Temperatura semanal promedio para estaciones El Yeso, Cerro Calán, San José, Quinta Normal, años 2013-2014

Tabla 13. Coeficientes de correlación de temperatura para estaciones

R^2	El YESO	CALÁN	SAN JOSÉ	QUINTA N
El YESO	1			
CALÁN	0.95507362	1		
SAN JOSÉ	0.92214102	0.95263253	1	
QUINTA N	0.89926696	0.94868841	0.97931925	1

6.2.1.2 Precipitación

Para la variable precipitación se utilizó la estación El Yeso, Cerro Calán y Estación San José como base. En la Tabla 14 se presenta las estaciones de relleno-referencia en base a las estaciones auxiliares.

Tabla 14. Estaciones con datos faltantes de precipitación

Estación de relleno	Estación Auxiliar
Cerro Calán	Quinta N
Embalse el Yeso	Quinta N
San José	Quinta N

En la Figura 23 se visualiza una clara semejanza entre los patrones de precipitación de la Estación San José y Quinta Normal con cada una de las estaciones de relleno. Los coeficientes de correlación calculados se observan en la Tabla 15.

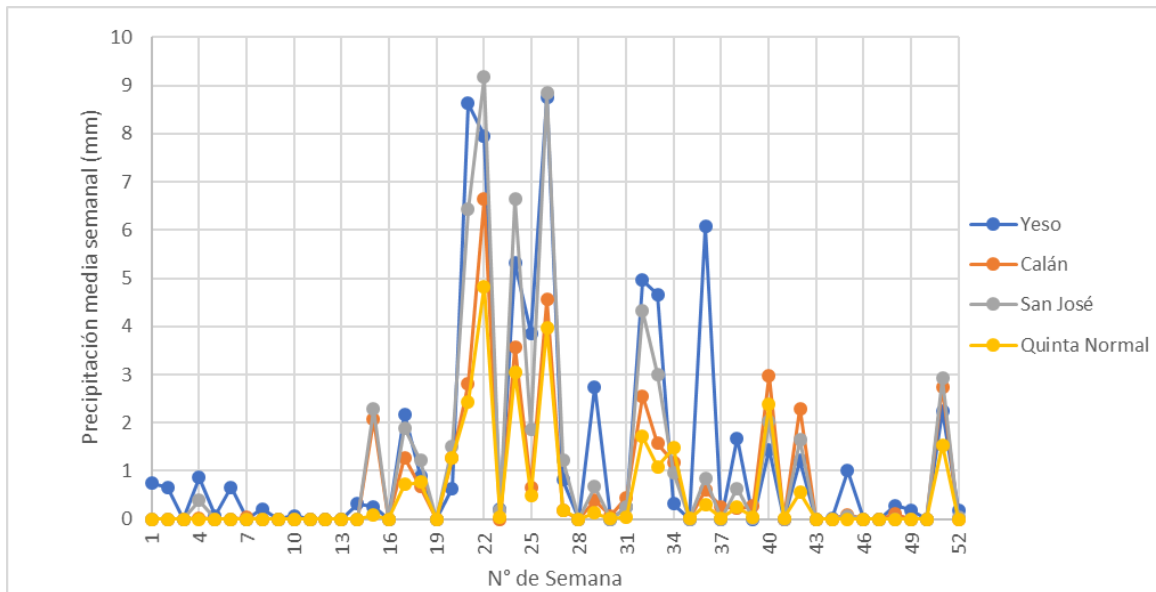


Figura 23. Precipitación semanal promedio para estaciones El Yeso, Cerro Calán, San José, Quinta Normal, años 2012 y 2013.

Tabla 15. Coeficientes de correlación de precipitación para estaciones

R^2	YESO	CALÁN	SAN JOSÉ	QUINTA N
YESO	1			
CALÁN	0.62340917	1		
SAN JOSÉ	0.80278379	0.89124679	1	
QUINTA N	0.66424666	0.91099727	0.89985839	1

6.2.2 Simulación y Validación de Modelo

Luego del ingreso de la información meteorológica, se simuló el modelo para obtener el caudal simulado al año hidrológico 2018 que se puede observar en la Figura 24 a) y b), siendo el color azul equivalente al caudal simulado y el naranja al caudal observado.

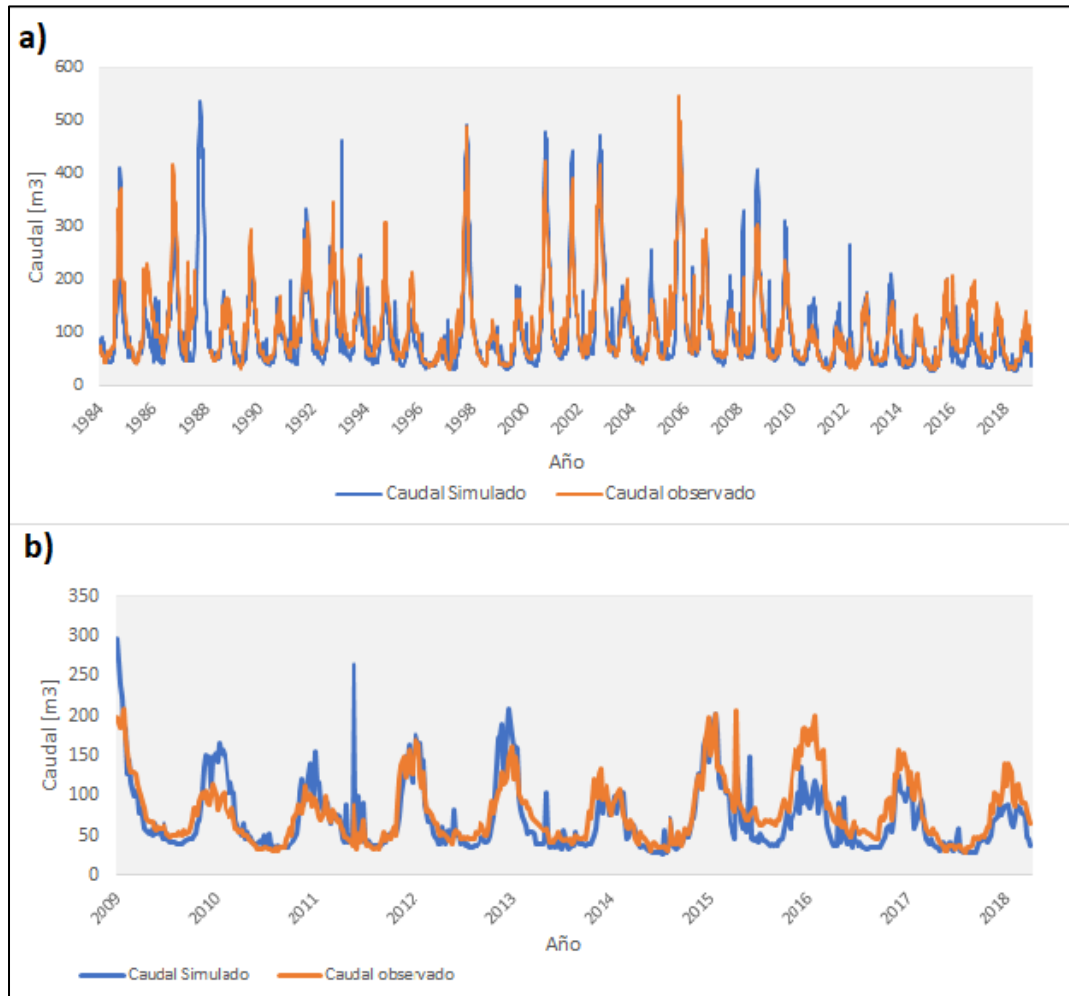


Figura 24. Simulación del caudal de modelo Mapa en Estación Maipo en el Manzano vs datos observados. a) caudal graficado en el periodo 1985-2018; b) Acercamiento al Periodo 2009-2019.

Como resultado de la validación del presente trabajo, del periodo 2010-2019 resultó de un NS 0.74 y para el periodo 2015-2019 de 0.7, es decir categorizados según Molnar (2011) como “Muy bueno” (Tabla 7).

Además, utilizando los caudales históricos se graficó el periodo 1984-2008 versus 2009-2018 (Figura 25), y en este se evidencia la banda de caudal que se redujo en los últimos 10 años, en los que el máximo caudal medido para el periodo hidrológico 1984-2008 y 2009-2018 son de 243,75 y 144,35 m³/s respectivamente, es decir, el caudal medio actual (últimos 10 años) se redujo en cerca del 50%.

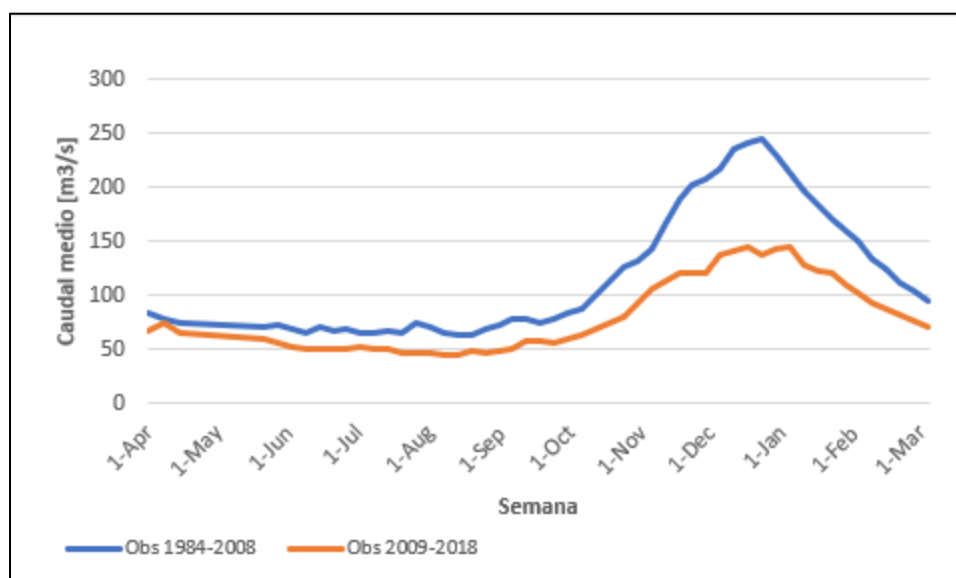


Figura 25. Comparación caudal histórico Periodo hidrológico 1984-2008 y 2009-2018.

6.2.3 Selección de escenario climático

Dado que el modelo MAPA sigue siendo válido, se exploran los 15 escenarios de caudal simulado en Estación Maipo en el Manzano y desarrollado en dicho proyecto MAPA para indagar la similitud que podría haber entre estos y las condiciones observadas. Se destaca que todos los escenarios tienen una condición climática distinta respecto de la precipitación, temperatura y en cuanto a los escenarios climáticos RCP del Quinto Informe del IPCC, explicado en detalle en la sección 4.5.1.

El objetivo de la selección del escenario climático entre las quince simulaciones de caudal, pretende encontrar la proyección que más se ajuste a las condiciones observadas. Para esto se utilizó la

metodología de cálculo del coeficiente NS explicada en la sección 5.1.6. En la Tabla 16 se detallan los resultados del cálculo del coeficiente de NS para cada escenario, siendo los coloreados los escenarios más similares al escenario observado.

En la Figura 26 se observa la gráfica entre los tres escenarios que ponderaron mejor valor de NS, es decir, que tienen una tendencia más similar al caudal observado.

Si se observa con mayor detalle el escenario RCP85 en paralelo con los datos observados entre los años 1984 y 2019, puede afirmarse que existe una mayor similitud en cuanto a su tendencia que podría proyectarse en el tiempo, hasta el año 2050. Por lo anteriormente mencionado, se seleccionó el escenario climático RCP85_PP25_T75 como aquél que en su tendencia representa mejor las condiciones observadas hasta el año hidrológico 2018.

Tabla 16. Resultados del cálculo del coeficiente NS en escenarios climáticos.

	RCP45	RCP60	RCP85
PP5_T95	0.67	0.68	0.61
PP25_T75	0.47	0.47	0.69
PP50_T50	0.12	0.35	0.60
PP75_T25	0.50	0.53	0.54
PP95_T5	0.45	0.41	0.63

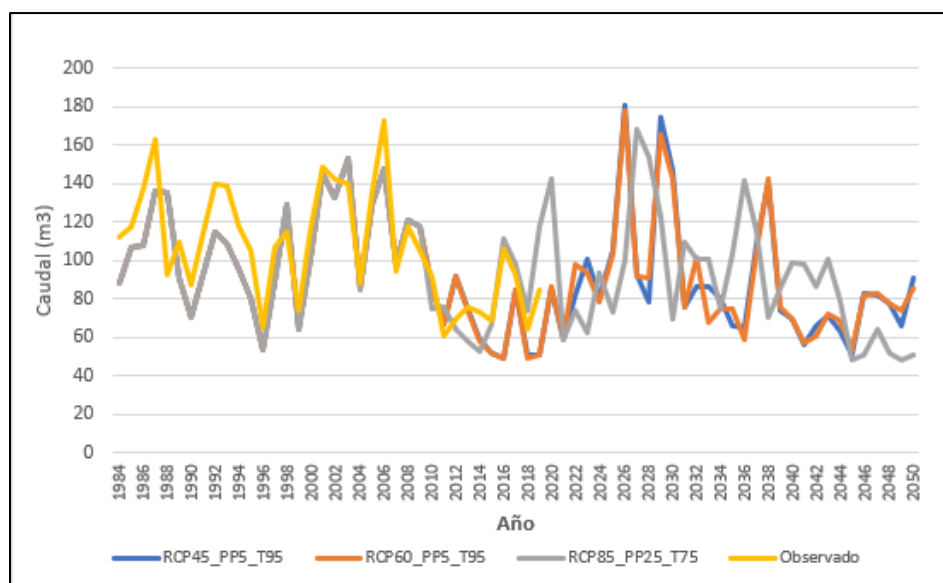


Figura 26. Caudal medio anual observado y proyectado en 3 escenarios con coeficiente NS más altos

Cabe destacar que los escenarios con mejores NS coinciden en que los percentiles que definen el clima se concentran en seco-muy cálido. Es decir, este clima es el que representa las condiciones climáticas observadas.

Por otro lado, se analizaron los 15 escenarios para elegir aquellos con la tendencia hacia el menor y el mayor caudal. Para el caso del caudal más bajo, según la Figura 27-a y Tabla 17, considerando los criterios evaluados, el escenario RCP85_PP5_T95 es el que presenta una tendencia de caudales más bajos, coincidiendo con ser el escenario más pesimista respecto a lo que afirma IPCC (2014) y con percentiles que presumen altas temperaturas y bajas precipitaciones (Chadwick *et al.* 2018).

Respecto del escenario con mayores caudales, según la Figura 27-b y Tabla 18, y según los criterios evaluados, se seleccionó el escenario climático RCP45_PP50_T50, escenario intermedio respecto a lo que afirma IPCC (2014).

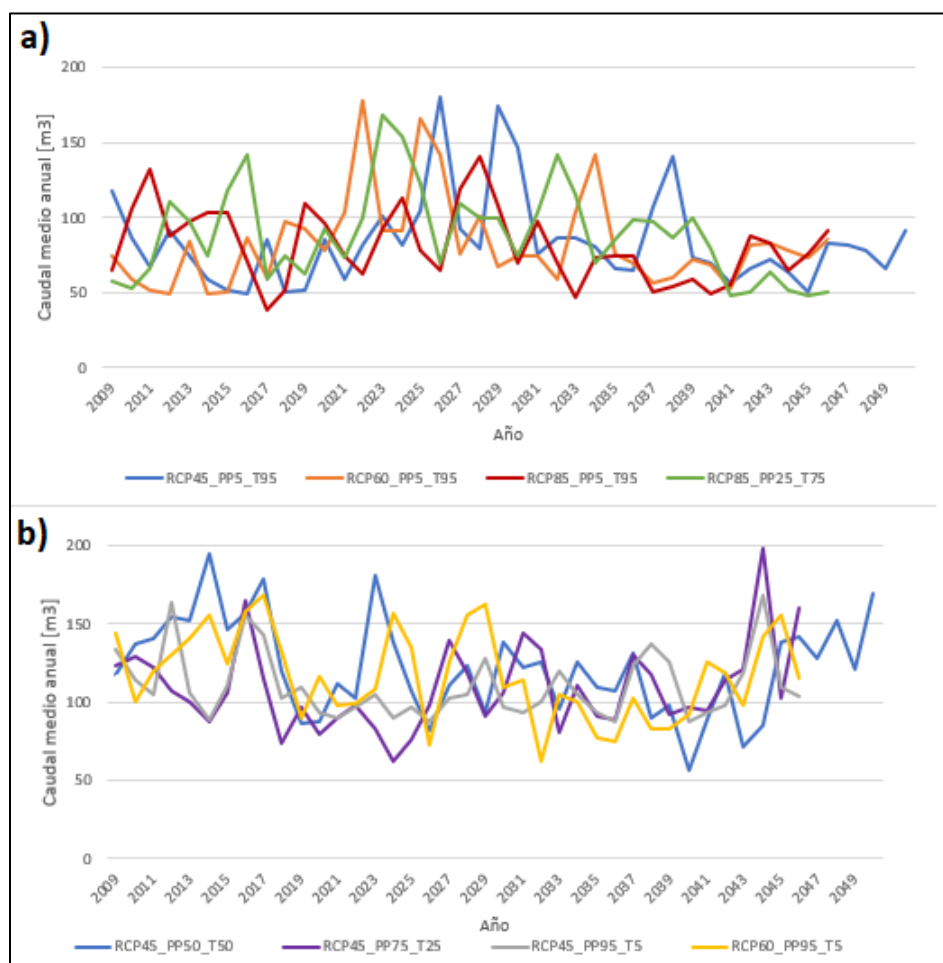


Figura 27. Caudal medio anual de sus respectivos escenarios climáticos en el periodo 2009-2050. a) Caudales menores en escenarios: RCP45_PP5_T95, RCP60_PP5_T95, RCP85, b) Caudales mayores en escenarios: RCP45_PP50_T50, RCP45_PP75_T25, RCP45_PP95_T5, RCP60_PP95_T5

Tabla 17. Criterios estadísticos evaluados en caudales estivales de escenarios climáticos con caudal más bajo; RCP45_PP5_T95, RCP60_PP5_T95, RCP85_PP25_T75, RCP85_PP5_T95.

Escenario	Promedio anual 2009-2050	Desviación Estándar	Máx	Mín
RCP45_PP5_T95	83.90	29.87	180.25	49.16
RCP60_PP5_T95	83.79	29.02	177.76	141.16
RCP85_PP25_T75	88.02	29.61	168.06	47.88
RCP85_PP5_T95	82.42	24.14	48.93	38.42

De esta forma se grafica el caudal medio anual del periodo 2009-2050 (Figura 28) de los tres escenarios seleccionados en este trabajo para observar las tendencias respecto del caudal observado, graficado su media anual en el periodo hidrológico 2009-2018.

Tabla 18. Criterios estadísticos evaluados en caudales estivales de escenarios climáticos con caudal más alto; RCP45_PP50_T50, RCP45_PP75_T25, RCP45_PP95_T5, RCP60_PP95_T5.

Escenario	Promedio anual 2009-2050	Desviación Estándar	Máx	Mín
RCP45_PP50_T50	122.05	30.21	194.12	56.14
RCP45_PP75_T25	109.45	25.90	197.77	62.55
RCP45_PP95_T5	110.48	20.30	168.56	87.07
RCP60_PP95_T5	116.13	26.76	168.41	61.86

En este se observa que el escenario RCP45 muestra una tendencia de caudales muy altos y distinto respecto a los demás, y particularmente del caudal observado ya que su NS es el más bajo de todos. Mientras que los escenarios RCP85 muestran caudales muy bajos que al tomar en cuenta su NS, parecen tendencias similares a la situación observada. Así también, la curva del escenario RCP85_PP25_T75 tiene un descenso importante desde el año 2040, y al comparar el caudal medio estival del año 2050 de dicho escenario con el escenario real u observado en el año 2018 (estival), el caudal se reduce de 102 m³/s a 53 m³/s, es decir, se reduce en cerca del 50%.

También se contrasta el resultado con la Figura 29, en la que se graficaron las medias de caudales semanales en dos periodos distintos de 20 años cada uno; 2020-2040 y 2030-2050. Aquí se evidencia una baja en el caudal estival en los escenarios RCP85_PP5_T95 y RCP85_PP25_T75 en cerca del

6% y 16%, mientras que la media de los caudales del escenario RCP45 se mantiene en ambos periodos.

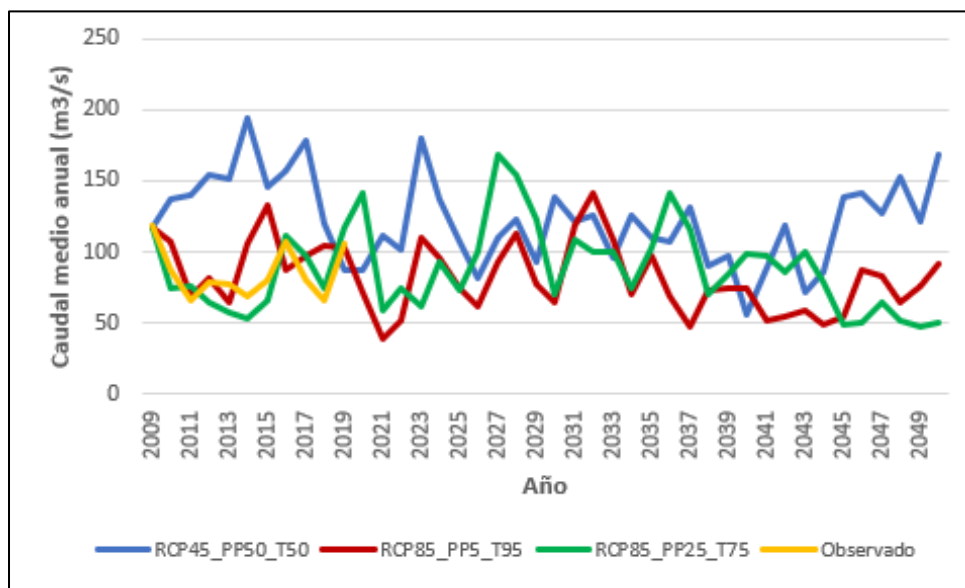


Figura 28. Caudal medio anual de los tres escenarios seleccionados; RCP45_PP50_T50, RCP85_PP5_T95, RCP85_PP25_T75. Periodo 2009-2050.

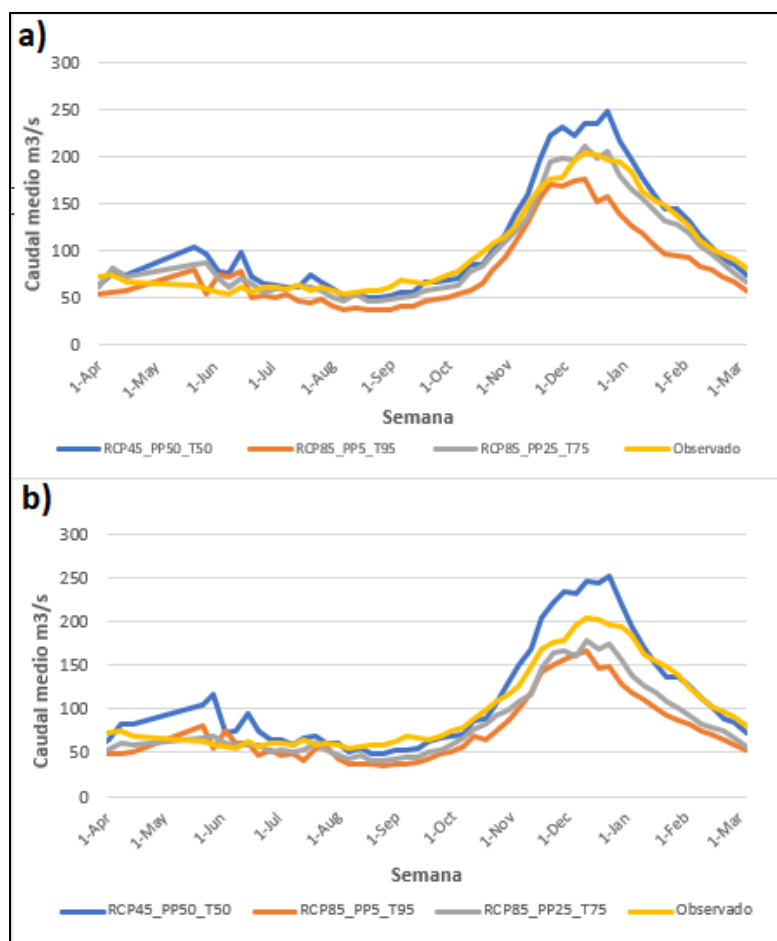


Figura 29. Caudal medio semanal en el Río Maipo en el Manzano, tres escenarios seleccionados y caudal observado medio anual del Periodo 1999-2018. a) Periodo 2020-2040 y b) Periodo 2030-2050

6.3 Estimación del potencial generador hidroeléctrico

Utilizando como información base las series de caudal semanal obtenidas de los tres escenarios con tendencias similares a los datos observados (<NS), como también las tres series de caudal de los escenarios seleccionados (NS>, mayor caudal y menor caudal), es posible generar series de proyecciones de la potencia máxima generable según los caudales resultantes de las proyecciones climáticas, incluyendo los datos observados.

En la Figura 30 se presentan los cuatro escenarios con mayor NS, incluyendo el observado. El escenario azul correspondiente a RCP85_PP25_T75 presenta una fuerte disminución entre los años 2045 y 2050, con una reducción de más del 11% que no tiene precedentes desde el 2009.

Por otro lado, en la Figura 31 se evidencia una caída de la Potencia considerable del escenario RCP85_PP5_T95 con una baja de más del 30% en el año 2021, y otras bajas menores desde el año

2037 en adelante; por otra parte, en el escenario RCP85_PP25_T75 se observan caídas aproximadamente desde el año 2045 en adelante.

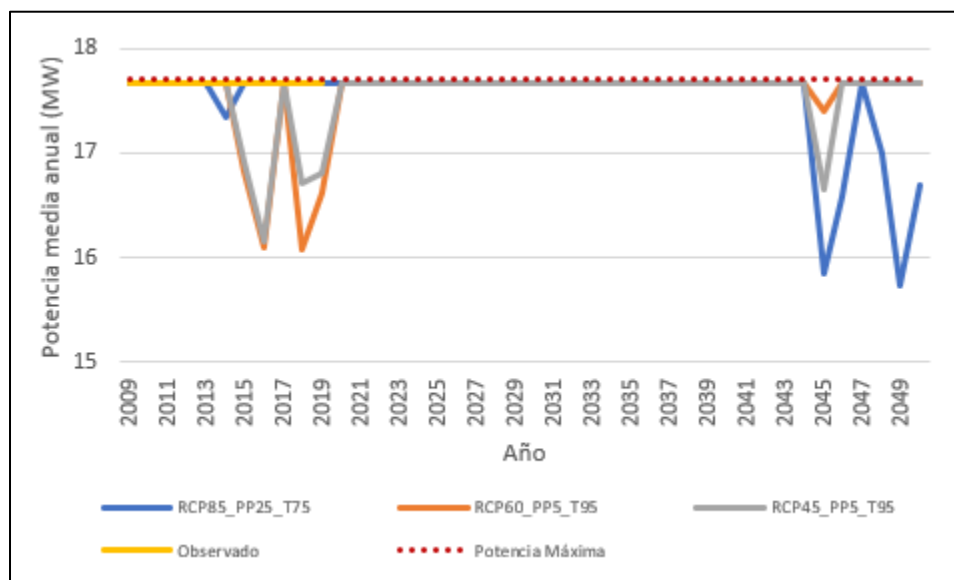


Figura 30. Potencia media anual 2009-2050 de tres escenarios seleccionados con mayor NS y la situación observada.

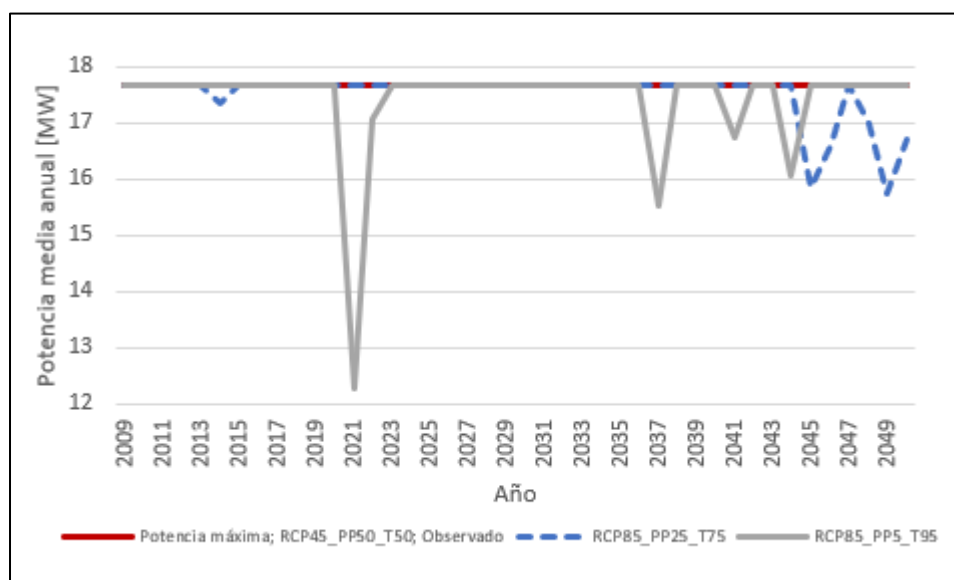


Figura 31. Potencia media anual estimada para tres escenarios seleccionados: RCP45_PP50_T50, RCP85_PP5_T95, RCP85_PP25_T75 y escenario Observado. Periodo 2009-2050.

También se grafica la media semanal de la generación de potencia en relación al caudal presente y modelado para dos periodos, obteniendo una máxima potencia de 17,7 MW si es que el valor del

caudal se encuentra por sobre los 55 [m³/s]. Respecto a esto, en la Figura 32 se evidencia una baja de potencia en los tres escenarios, que afectan en la generación eléctrica, aunque con mayor intensidad en los escenarios de menor caudal (RCP85). En dicha figura se observa que en el periodo de invierno hay una disminución de la generación de potencia, y esta se ve fuertemente representada en el escenario de menor caudal, en el que en el segundo periodo alcanza un valor cercano a los 11 MW.

Cabe destacar que la Figura 32-a-b muestra la potencia media mínima generada de la situación observada de aproximadamente 14,5 MW en meses de invierno, potencia que se ve disminuida en los escenarios de caudales más bajos, RCP85_PP5_T95, RCP85_PP25_T75, reducción del 7,2% y 22,3% equivalente a 1,1 y 3,3 MW respectivamente.

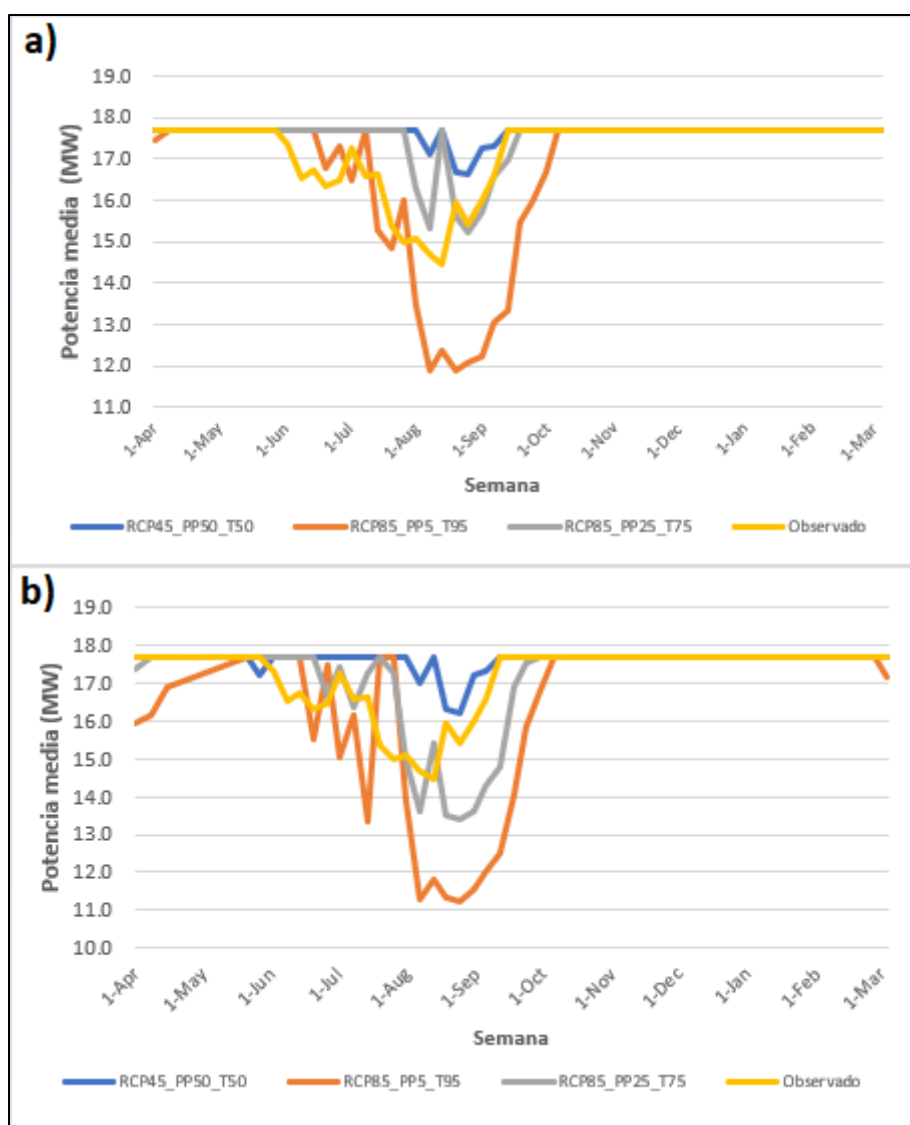


Figura 32. Potencia media semanal en Central Puntilla (Máxima Potencia: 17,7 MW). a) Periodo 2020-2040 y b) Periodo 2030-2050

En la tabla 19 se presenta la diferencia entre la energía media anual (periodo hidrológico 2009-2018) de Central Puntilla y la energía media anual de los tres escenarios climáticos seleccionados en el periodo 2030-2050, que según las Figuras 32 y 31 presentan bajas de generación más notorias.

Según indica la tabla, los escenarios RCP85 presentan disminuciones de generación que no cesan desde el año 2039, siendo más fuerte en el escenario de menor caudal (RCP85_PP5_T95) con el 50% de los valores que superan los 10.000 MWh. Para los escenarios RCP85_PP5_T95 y RCP85_PP25_T75 se observa una disminución más fuerte desde el año 2045 en el que se observa una reducción de 26.538 MWh y 32.692 MWh, de casi el 18,1% 22,3% respecto a la media de potencia media anual teórica generada de Central Puntilla.

Tabla 19. Diferencia de la generación eléctrica media anual de los escenarios climáticos seleccionados y la generación media en Central Puntilla en el Periodo hidrológico 2009-2018. Periodo 2030-2050.

Año	Diferencia de Generación eléctrica [MWh]					
	RCP45_PP50_T50		RCP85_PP5_T95		RCP85_PP5_T95	
2030	7.911	5,4%	- 23.063	-15,7%	- 283	-0,2%
2031	7.458	5,1%	1.079	0,7%	2.108	1,4%
2032	7.465	5,1%	5.855	4,0%	6.373	4,3%
2033	4.041	2,8%	4.621	3,2%	4.393	3,0%
2034	5.482	3,7%	- 13.162	-9,0%	7.218	4,9%
2035	7.963	5,4%	- 11.279	-7,7%	1.260	0,9%
2036	5.004	3,4%	- 3.198	-2,2%	7.937	5,4%
2037	7.909	5,4%	- 25.890	-17,7%	7.140	4,9%
2038	2.338	1,6%	- 25.505	-17,4%	- 489	-0,3%
2039	20.593	14,0%	9.363	6,4%	12.324	8,4%
2040	- 17.092	-188,3%	- 6.218	-4,2%	- 10.039	-6,8%
2041	- 2.563	-1,7%	- 26.538	-18,1%	- 15.360	-10,5%
2042	902	0,6%	- 26.174	-17,8%	1.265	0,9%
2043	- 13.486	-9,2%	- 6.448	-4,4%	- 418	-0,3%
2044	- 13.978	-9,5%	- 11.165	-7,6%	- 9.326	-6,4%
2045	7.230	4,9%	- 26.049	-17,8%	- 31.535	-21,5%
2046	7.750	5,3%	- 12.788	-8,7%	- 28.787	-19,6%
2047	7.393	5,0%	- 5.333	-3,6%	- 16.483	-11,2%
2048	7.963	5,4%	- 17.056	-11,6%	- 32.692	-22,3%
2049	7.829	5,3%	- 14.614	-10,0%	- 31.980	-21,8%

Energía media anual Central Puntilla: 146.664 [MWh]; Máximo: 154.627[MWh]; Mínimo: 132.215 [MWh]. Estimaciones de generación eléctrica se realizaron bajo el supuesto de operación de la central de 24 horas al día.

6.4 Medida compensatoria energética

6.4.1 Localización y caracterización del terreno de emplazamiento

El canal Sirena dispone de 13 km de canal, y se estima que el ancho es de 2 metros aproximadamente, originando 26.000 m² de área disponible para la generación de energía fotovoltaica (Figura 33 y 34). Por tanto, el área definida para el proyecto fotovoltaico es de 26.000 m², a una altura de un 1 metro sobre el canal La Sirena.

Además, debido a la lejanía del trayecto del Canal La Sirena, es que el acceso público es limitado, siendo este un punto favorable para el proyecto.

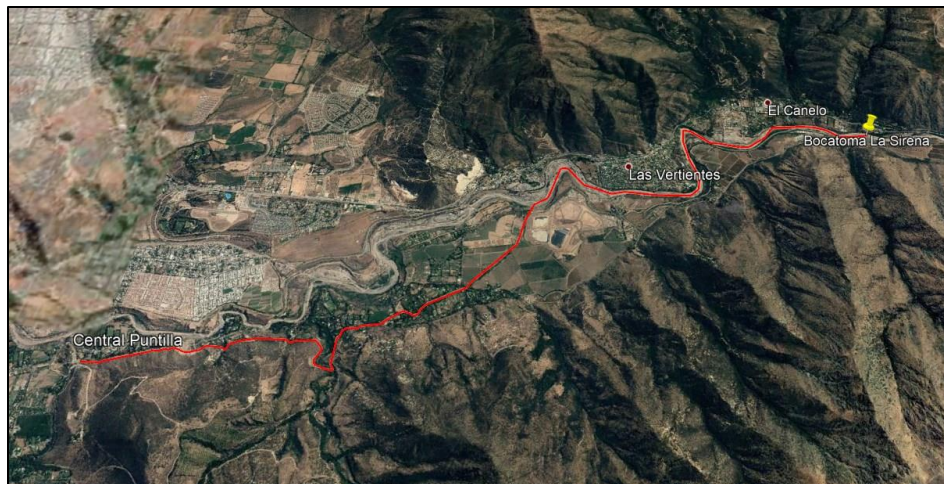


Figura 33. Mapa Área de estudio.



Figura 34. Canal La Sirena. Fuente: cooperativa.cl

6.4.2 Diseño y consideraciones técnicas

La instalación de los paneles solares se considera desde el inicio en el Punto 3 (Bocatoma) hasta el Punto 1 en la entrada del caudal a la Central Puntilla. Para esto es necesario contemplar una estructura metálica de soporte para los paneles solares, paralelo al canal con una altura de 1 metro para no entorpecer las labores de limpieza del canal y además para aprovechar el enfriamiento del módulo solar por la evaporación del agua del canal.

Se consideraron características técnicas promedio de paneles solares, para utilizarlas en la estimación de la capacidad solar del proyecto. La eficiencia del panel solar y el porcentaje de conversión del inversor fueron obtenidos de estudios de EADIC (www.eadic.com), que utilizaron modelos con valores similares y representativos dentro del mercado. En cuanto a la Orientación, inclinación del panel y factor de planta, estas fueron obtenidas la herramienta “explorador solar” la cual calculó según la ubicación señalada, la mejor inclinación y orientación para hacer la producción eléctrica más eficiente. Los valores resultantes fueron:

- Eficiencia panel solar: 15%
- Conversión del inversor: 96%
- Orientación panel (Azimut): 0
- Inclinación: 28°
- Factor de planta: 19%

6.4.3 Balance de energía eléctrica

Dada el área disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos, el tipo de arreglo es fijo con la inclinación y orientación indicada. La simulación realizada con la herramienta web “Explorador Solar” calculó una capacidad instalada de 3.315 kW ó 3,315 MW.

Dada la extensa longitud del área de estudio se realizaron mediciones de la radiación diaria en 3 puntos para obtener un valor representativo: En las cercanías de Central Puntilla (Punto 1), en el sector medio del trayecto (Punto 2) y en la Bocatoma que da origen a el canal La Sirena (Tabla 19, Figura 35).

Las mediciones se realizaron a través de la web “Explorador Solar”, el cual entrega una media de la radiación diaria para los 12 meses del año.

Tabla 20. Coordenadas puntos de medición de radiación.

	Latitud	Longitud
Punto 1	-33,62	-70,51
Punto 2	-33,6	-70,48
Punto 3	-33,58	-70,44

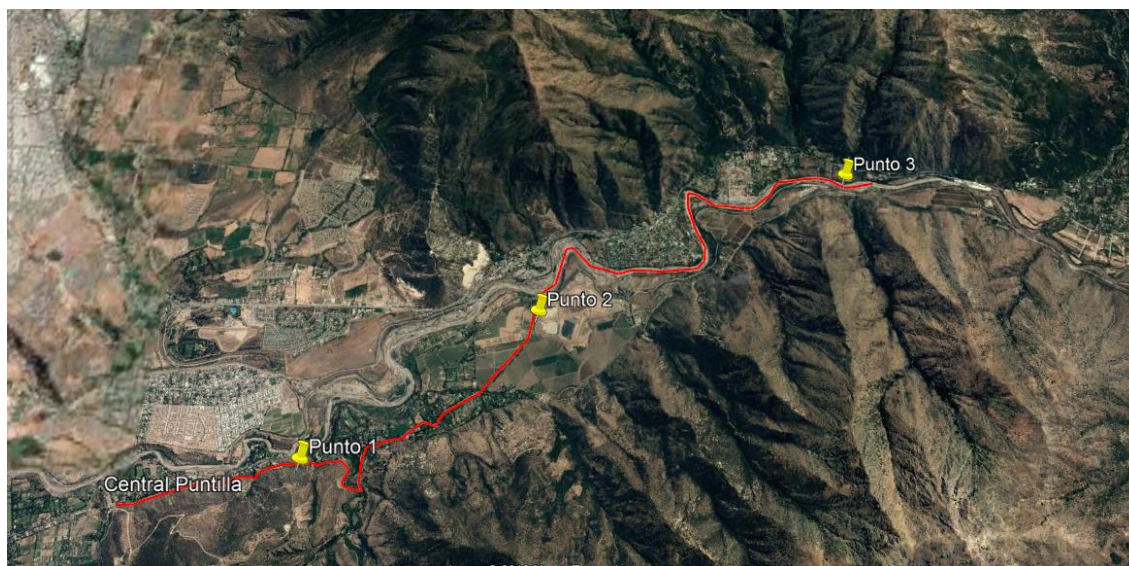


Figura 35. Puntos de medición de radiación en el área de estudio.

Según la Ecuación 8 y considerando un área disponible de 26.000 m², una energía incidente entregada en la Tabla 21, los días correspondientes a un año y un factor de planta de 19%, se calcula el producto entre ellos correspondiente a la Generación eléctrica en kWh/mes (Tabla 21).

Si se utilizara el 100% del área disponible del canal La Sirena, se podrían generar teóricamente 9.727 MWh/año. No obstante, ante cualquier obstáculo que impida utilizar la totalidad del área disponible, como curvas muy cerradas, acceso ilimitado, entre otras, se considera un 85% del área total como área efectiva para generación. Entonces:

$$GEF_{85\%} = 8.267 \left[\frac{MWh}{año} \right]$$

Por lo tanto, utilizando el 85% del área efectiva el proyecto solar tendría una Capacidad Instalada (PDCO) de 3.315 kW, equivalente a 3,315 MW con una generación eléctrica fotovoltaica (GEF) anual de 8.267 MWh/año.

Tabla 21. Resultados generación mensual en kWh para una disponibilidad de área del 100% y 85%

Radiación promedio diaria (kWh/m2/día)							
	Punto 1	Punto 2	Punto 3	Promedio Puntos de medición	Días/mes	Generación kWh/mes (AT= 100%)	Generación kWh/mes (AT= 85%)
Enero	8,43	8,45	8,65	8,51	31	1.303.221	1.107.738
Febrero	7,59	7,59	7,77	7,65	28	1.058.148	899.426
Marzo	6,25	6,24	6,31	6,27	31	959.677	815.726
Abril	4,33	4,39	4,39	4,37	30	647.634	550.489
Mayo	2,86	2,98	2,75	2,86	31	438.491	372.717
Junio	2,39	2,46	2,21	2,35	30	348.764	296.449
Julio	2,49	2,6	2,35	2,48	31	379.787	322.819
Agosto	3,23	3,38	3,3	3,30	31	505.872	429.992
Septiembre	4,66	4,71	4,77	4,71	30	698.516	593.739
Octubre	6	5,94	6,07	6,00	31	919.350	781.448
Noviembre	7,74	7,66	7,81	7,74	30	1.146.574	974.588
Diciembre	8,56	8,6	8,71	8,62	31	1.320.577	1.122.491
			Total	64,87	365	9.726.613	8.267.621

Tomando en cuenta los resultados de la generación eléctrica (Tabla 19); se observa en los escenarios climáticos RCP85_PP5_T95 y RCP85_PP25_T75, una reducción considerable de la generación alcanzando la más fuerte baja de 26.538 MWh y 32.692 MWh/año, respectivamente, por lo que se resuelve que la propuesta solar cubre la demanda requerida en al menos un 25% para el escenario climático con tendencia más símil al observado.

6.4.4 Análisis de costos

Los datos necesarios para el análisis de costo se obtuvieron de la Resolución exenta N°207 (CNE, 2019), presentados en la sección 4.7.2.3. De esta referencia se extrae: el costo de la inversión por kWh, incluyendo el listado de ítems considerados en la inversión; costos variables y fijos anuales del proyecto. En la Tabla 22 se evidencian los datos asumidos para realizar el estudio financiero.

Tabla 22. Consideraciones en el en la estimación de costos.

Tipo	Valor	Unidad
Valor energía	50	\$USD/MWh
Costo variable	0	\$USD
Costo fijo (1%I0)	1	%
Impuesto	27	%
Tasa de descuento WACC	7,7	%
Inversión	970.000	\$USD/MW
Tiempo de vida	25	AÑOS
Inflación	3,58	%

I0: valor inversión

Dentro del Flujo de caja (Anexo 4) se consideró el porcentaje de inflación anual en la Mantención, contemplada en el ítem Costo fijo.

El proyecto presenta una inversión inicial de USD\$ 3.215.550, que incluye los equipos (módulos, estructuras de soporte y elementos metálicos, inversores, suministro eléctrico), el montaje y puesta en marcha de los mismos; todos los ítems contemplados se pueden consultar en la Figura 18.

Además, se calculó que la Tasa interna de retorno (TIR) del proyecto es de 8,98%, con un Payback o plazo de recuperación de la inversión de 9,79 años, y una VAN positiva que indica que el proyecto si es capaz de rentabilizar a un 7,7% (Tabla 23).

Tabla 23. Resultados del análisis de costos

Viabilidad Financiera	
TIR	8,98%
Payback	9,79 años
VAN	\$ 363.415

Al evaluar la aceptación del proyecto mediante las herramientas de análisis financiero se tiene que:

- ✓ Con una TIR mayor a la Tasa de descuento, el Proyecto es aprobado;
- ✓ Con una VAN positiva, el proyecto es aprobado;
- ✓ Payback menor a tiempo de vida, el proyecto es aprobado;

Resumiendo, el proyecto fotovoltaico evaluado a 25 años cubre la baja de generación eléctrica de Central Puntilla en al menos un 25%. Respecto al análisis de costos, la y el análisis de costo indica que el Perfil de este proyecto al ser evaluado económicamente de forma independiente, es aceptado y es viable seguir desarrollándolo.

7. Discusión

Durante la búsqueda de información meteorológica en la fuente oficial, la DGA, se encontró información “en línea” incompleta en diversas estaciones en ciertos periodos de tiempo, que impedían el correcto análisis de las series de datos. Así, la información ausente se encuentra físicamente en papel y no ha sido subida al sitio web de la entidad, y la solicitud realizada mediante la página oficial (www.dga.mop.gob.cl) no llegó a tiempo para incorporarse en este trabajo. Para esto se consultó otras fuentes no oficiales que extraen a su vez la información de la DGA, por lo que los datos debiesen ser mediciones del mismo punto de georreferenciado de la estación que corresponda. No obstante, no hay seguridad de aquello, por lo que existe la probabilidad de cierto error en los datos actualizados del periodo 2015-2019.

Dada la información limitada e incompleta de las estaciones meteorológicas a utilizar como estación auxiliar, que a su vez no se encontraron en otras fuentes no oficiales, se resolvió utilizar las estaciones cuya información en periodos claves si existía, y los datos faltantes se completaron mediante el relleno de datos. Sin embargo, solo se encontró la información suficiente de una sola estación para utilizarla como estación auxiliar (presentó una correlación r alta, por lo que la calidad de los datos rellenados es de elevada certeza), Quinta Normal, estación que fue utilizada por el Proyecto MAPA para el relleno de datos.

Tal como muestran las Tablas 10 y 11, la Estación San José fue una de las que presentaba los datos más completos y, además, según las Figuras 22 y 23 en conjunto con Tablas 13 y 15, evidencian una similitud en los patrones y buenos coeficientes de correlación de esta estación con el resto de las estaciones bases. En el caso de San José como estación auxiliar este se utilizó para rellenar los datos de la Estación Cerro Calán, puesto que tienen una mejor correlación que con Quinta Normal. Respecto a lo mencionado, las distintas formas de proceder podrían haber implicado en los resultados de la validación realizada.

Según la validación realizada para los periodos 2010-2019 y 2015-2019 en la que resultó con una calificación de “muy bueno” en ambos periodos cuyo coeficiente NS fueron de 0.74 y 0.70, respectivamente; por otro lado los resultados del Proyecto MAPA en el periodo 1985-2005 tuvo coeficientes NS muy buenos y excelentes, dependiendo de la estación en la que se calibró, particularmente la Estación Maipo en el Manzano resultó ser la única cuantificada como “Excelente”, con un valor de 0.85. Al comparar estos 2 resultados se presume que el modelo perdió precisión en sus resultados, probablemente debido a que el periodo de estudio de este trabajo fue en tiempos de extrema sequía, con comportamientos extremos que el modelo no logró replicar de la mejor forma.

Esto logra verse en la Figura 25, en la que el caudal medio semanal de los últimos 10 años se redujo al 50% respecto del caudal medio histórico semanal del periodo 1984-2009.

No obstante, se puede observar en la Figura 24 la similitud del patrón del caudal simulado comparado con el caudal observado, y al realizar un acercamiento al periodo 2009-2019 (Figura 24-b) se confirma esta observación. Por tanto, se destaca del modelo que aún mantiene la capacidad de representar de buena manera tanto la distribución como también la estacionalidad de los caudales, a nivel semanal para el periodo considerado, así como los montos de caudal, tanto en situaciones de caudales máximos como en periodos de estiaje o caudal mínimo.

Gracias a la validación exitosa del modelo, se realizó la selección del escenario con el coeficiente NS más alto, es decir, el escenario cuya tendencia es la más similar a la realidad, entre los 15 escenarios climáticos desarrollados por el Proyecto MAPA. Además, fue necesario considerar dos escenarios más, aquél con tendencias a caudales altos y otro a caudales bajos. Puesto que, aunque se conozca la tendencia futura más acorde a las condiciones reales, esta puede no resultar así, por lo que se genera una banda de posibles valores de caudales al considerar estas tendencias.

El escenario más similar al real resultó ser el RCP85_PP25_T75 que, según IPCC (2014), es el escenario con los niveles más altos de emisiones de gases de efecto invernadero, que a su vez se clasificaron sus condiciones climáticas mediante percentiles, es decir, un clima “PP25_T75” “seco-cálido”, por lo que estas condiciones son las que se esperarían en un escenario real al año 2050, si es que se mantiene la tendencia actual del cambio climático. Cabe destacar que los escenarios con mejores NS coinciden en que los percentiles que definen el clima se concentran en seco-muy cálido, es decir, dicha combinación de clima representa las condiciones climáticas observadas.

Respecto a la generación hidroeléctrica, la elección de analizar la potencia máxima potencial generable, en desmedro de otras alternativas como pudiese ser la energía máxima potencial generable, se justifica en que la primera representa una variable estable independiente, es decir, es un valor conocido, mientras que la segunda está sujeta a que su uso depende de su demanda o consumo, lo que deja a esta variable con una limitación cuya incorporación es innecesaria.

En relación a esto, los resultados del primer y segundo objetivo revelan que hay una disminución más fuerte de caudales y por tanto de la potencia disponible, en el periodo 2030-2050, que se intensifica en el año 2045. Para el escenario climático RCP85_PP25_T75, siendo este el más similar a la situación observada, se identifica una baja considerable desde dicho año que incluso supera la sequía observada en el escenario de los caudales más bajos, pudiéndose inferir que los caudales mantendrán este nivel o incluso seguir reduciéndose paulatinamente, afirmación respaldada por IPCC (2014),

quien advierte que de mantener los niveles de GEI, el periodo 2050-2100 podría volverse crítico en este aspecto.

Respecto a lo mencionado anteriormente, se observa en las Figuras 28 y 29 que en el periodo 2020-2040 existe incluso un alza en los caudales que parece desviarse del patrón de los caudales esperados. Tal como menciona IPCC (2014) en su Quinto, los deshielos y el derretimiento acelerado del permafrost podría influir en el alza de los caudales estivales; luego en el periodo 2030-2050 se observa que comienza un descenso de los caudales, intensificado desde el año 2045 en adelante producto de la disminución del volumen de los glaciares. Estas dos consecuencias se ven reflejadas en los resultados obtenidos, puesto que todos los escenarios futuros de cambio climático en el periodo 2030-2050,) muestran una disminución de la superficie cubierta por glaciares siguiendo la tendencia de retroceso histórico que ha existido en la cuenca (Figura 10).

Dada estas reducciones de generación hidroeléctrica, y en el contexto nacional de sequía, es que se considera favorable explorar otras tecnologías para enfrentar las adversidades que trae el fenómeno climático. Es por esto que se presenta un Perfil de un Proyecto, es decir, una primera etapa de estudio de la inversión, en la que todos los cálculos y estimaciones se realizaron de una forma general, sin entrar en las especificaciones técnicas y económicas, ya que el objetivo de este es verificar la viabilidad para decidir si es provechoso continuar desarrollando la propuesta.

Por otro lado, y en relación a la tecnología fotovoltaica, el calentamiento de los paneles es un problema que debe considerarse en la construcción de un proyecto fotovoltaico, puesto que, al sobrepasar la temperatura de operación del panel, este comienza a disminuir gradualmente su eficiencia. Por esto, es que se considera beneficioso que la instalación del panel sea próxima al canal, debido a que la evaporación del agua en conjunto con la generación de viento, producto del movimiento del fluido, podrían aportar al enfriamiento del panel solar. Si bien no se realizó un cálculo ni un estudio para estimar cual sería el aporte al enfriamiento de los paneles, según Marina Dock “Soluciones flotantes modulares” (<http://www.marinadock.cl>) la proximidad del agua a los paneles solares produce una disminución de la temperatura de su funcionamiento, lo que conlleva a un aumento en el rendimiento entre un 10 a 15%. Además, el viento generado por el movimiento del agua podría ser también un factor que influiría a mejorar la operación de los paneles solares.

Cabe destacar que, esta primera propuesta de proyecto, no considera grandes intervenciones en el medio natural, ya que la implementación se realiza sobre el canal, por lo que el valor de este proyecto está en la generación fotovoltaica a un costo de intervención natural y social muy bajo.

Para evaluar si el proyecto fotovoltaico cubre la demanda de potencia reducida, se tomó en cuenta de la Tabla 19 los valores negativos más altos de los escenarios RCP85_PP5_T95 y RCP85_PP5_T95 equivalentes a 26.538 MWh y 32.692 MWh, respectivamente, puesto que representan la peor situación del periodo 2030-2050 por lo que, de ser cubierta, todo el periodo lo estará. Así resulta el proyecto resulta ser atractivo para seguir estudiando, ya que cubre al menos un 25% de la energía reducida por el impacto del fenómeno climático, y un 5,64% de la energía media anual generada.

Respecto del análisis de costos del Perfil de Proyecto solar, se utilizó la Referencia de CNE (2019), la cual entrega el dato estadístico promedio de inversión de una Central solar pequeña, junto a los costos asociados, tanto fijos como variables. Este dato considera distintos ítems que se pueden corroborar en la Figura 18, algunos de estos indispensables para llevar a término un proyecto solar como por ejemplo “Instalaciones Parque Fotovoltaico que incluye”: Módulos Fotovoltaicos; Inversores; Sistema de seguimiento; Estación Meteorológica y; Redes en Corriente Continua. Sin embargo, existen ítems que son eludibles para el caso de este proyecto, como por ejemplo la construcción de edificios de administración, instalaciones de faenas, movimiento de tierras entre otros, pertenecientes al ítem “Obras civiles y montaje”. Así como este, existen otros que no son necesarios para este proyecto, por lo que el valor de inversión de 970 US\$/kW seguramente estaría sobrestimado al igual que los costos asociados, como el costo fijo cuyo valor es equivalente al 1% de la inversión total.

Para la confección del flujo de caja se consideró un porcentaje de inflación que fue calculado y dispuesto en el Anexo 3, respecto de la trayectoria que el país ha presentado en el periodo contenido entre 1995-2019. Esta inflación fue utilizada para calcular el incremento del valor del costo de fijo no así el valor del kWh. Este último, aunque está considerado en la canasta del IPC en el ítem “Vivienda y servicios básicos”, como el nombre lo indica, es un bien de consumidor, por lo que el precio de venta difiere del precio de venta del productor. Según la consulta a experto realizada en Eléctrica Puntilla, se asume que, debido a la volatilidad del precio de la electricidad durante los últimos 10 años, el flujo de caja se realizará con un valor fijo de 50 USD\$/ kWh.

Cabe destacar que el proyecto solar fue evaluado de forma independiente, es decir, se evaluó el proyecto por si solo y bajo este supuesto es rentable. Sin embargo, si el proyecto se evalúa con el objetivo de compensar la generación perdida por falta de caudal, el proyecto no cumple con el propósito y por lo tanto debiese rechazarse.

8. Conclusiones

Se realizó la validación del modelo del Proyecto MAPA resultando en una calificación de “muy buenos” respecto a lo que indica la literatura, con un coeficiente de Nash – Sutcliffe de 0,74 para el periodo 2009-2019

Se estimó la generación hidroeléctrica de Central Puntilla al año 2050 para los tres escenarios seleccionados, siendo los escenarios climáticos RCP85_PP5_T95 y RCP85_PP5_T95 aquellos con una reducción de generación eléctrica considerable alcanzando la más fuerte baja en el año 2039 y 2045 de 26.538 MWh y 32.692 MWh (18,1% y 22,3% MWh, respectivamente).

Se realizó una propuesta de compensación eléctrica con energía fotovoltaica implementada en toda la longitud del canal La Sirena, en el que solo el 85% del área total es considerado factible para la generación fotovoltaica, produciendo un total de 8.268 MWh/año, cantidad que cubre el 25% de la baja más fuerte de energía en el escenario más similar al observado. Para esto se realizó un análisis de costos de un Perfil de Proyecto, en el que al ser evaluado de forma independiente, evidencia que existe una viabilidad económica para seguir estudiándolo, sin embargo, si el proyecto se evaluara como medida de compensación por baja de caudales, el proyecto debiese ser rechazado.

Los resultados de los escenarios climáticos seleccionados indican que habrá una reducción en los caudales en la Estación Maipo en el Manzano y con esto una reducción en la generación hidroeléctrica, que puede ser cubierta parcialmente con la implementación de un proyecto solar que en su segunda etapa de valoración es viable para seguir estudiando.

9. Referencias

- Ayala, A. (2011). *Impactos del cambio climático sobre la operación del del sistema hídrico de la laguna Laja*. Santiago de Chile.
- Ayala, A., & Rubio, E. (2011). *Selección y aplicación de un modelo hidrológico*. Santiago, Chile.
- Baeza, E. (2017). *Cambio climático y efectos actuales y potenciales sobre los recursos*. Biblioteca del Congreso Nacional, Chile. Valparaíso, Chile.
- Bambach, N., & Meza, F. (2009). *¿Cómo hacer frente a la escasez del Recurso Hídrico?* Recuperado de www.cambioglobal.uc.cl/images/publicacionesextension/3_2009_Escasez_Recursos_Hidricos.pdf
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile [BCN] (2019). *Mega Sequía. Actualidad Territorial*. Recuperado de (https://www.bcn.cl/siit/actualidad-territorial/mega_sequia).
- Bonilla-Ovallos, Carlos Andrés, & Mesa, Oscar José. (2017). *Validación de la precipitación estimada por modelos climáticos acoplados del proyecto de intercomparación CMIP5 en Colombia*. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 41(158), 107-118. <https://dx.doi.org/10.18257/raccefyn.427>.
- Carrera, D. Guevara, P. Tamayo, L. Balarezo, A. Narváez, C & Morocho, D. (2016). *Relleno de series anuales de datos meteorológicos mediante métodos estadísticos en la zona costera e interandina del Ecuador, y cálculo de la precipitación media*. Idesia (Arica), 34(3), 81-90. <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-34292016000300010>.
- CMNUCC, (1992). *Reglamento*. Naciones Unidas. Recuperado de <https://www.acnur.org/fileadmin/Documentos/BDL/2009/6907.pdf>
- Centro de Cambio Global. (05 de Julio de 2019). *MAPA: Maipo Plan de Adaptación*. Recuperado de <http://www.maipoadaptacion.cl/>
- Centro de Cambio Global-Universidad Católica de Chile, Stockholm Environment Institute. (2009). *Guía Metodológica – Modelación Hidrológica y de Recursos Hídricos con el Modelo WEAP*. Santiago, Boston.
- CEPAL. (2010). *Estudio económico de América Latina y el Caribe 2010-2011*. Naciones Unidas.

- CEPAL,; FND,; Desarrollo,; BID,; Secretaría Nacional de Energía de Panamá,; Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana. (2017). *Impactos del Cambio Climático en el ámbito Hidroeléctrico en Panamá y República Dominicana*. Ciudad de México. Obtenido de repositorio.cepal.org:
https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/42426/4/S1701106_es.pdf
- CEPAL. (s.f.). *Evaluación Social de Proyectos*. Recuperado de <https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/2/33602/SegundoModulo.pdf>
- Climatescope. (2018). *Emerging Markets Outlook. Bloomberg NEF*. Recuperado de <http://global-climatescope.org/assets/data/reports/climatescope-2018-report-en.pdf>.
- Comisión Nacional de Riego. (03 de Julio de 2013). *Chile avanza con todos*. Recuperado de Manual del Regante: https://www.scmaipo.cl/canalistas/wp-content/uploads/2015/03/manual_regante.pdf.
- Comité nacional asesor sobre cambio climático global (CNACG). (2006). *Estrategia Nacional para el Cambio Climático*. CONAMA.
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). (2020). *Sistema Eléctrico Nacional*. Recuperado de <https://infotecnica.coordinador.cl>
- Del Río, P. (2015). *Análisis del impacto del cambio*. Santiago de Chile.
- Departamento de Geofísica. (2006). *Estudio de la variabilidad climática en Chile para el siglo XXI*. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Santiago de Chile.
- DGA. (1988). *Catastro general de usuarios de aguas de la primera sección del Río Maipo ribera norte o derecha. Informe Final*. Ministerio de Obras Públicas. Tomo 13-17, 300 páginas. Santiago de Chile.
- DGA (2003). *Evaluación de los recursos hídricos superficiales en la cuenca del río Maipo: informe técnico* / Ministerio de Obras Públicas, Dirección General de Aguas, Departamento de Administración de Recursos Hídricos
- DGA. (2019). *Información pluviométrica, fluviométrica, estado de embalses y aguas subterráneas* [Informe]. Recuperado de http://www.dga.cl/productosyservicios/informacionhidrologica/Informacin%20Mensual/bol-etin_06_junio_2019.pdf.
- DGF, D. d. (2006). *Estudio de la variabilidad climática en Chile para el siglo XXI*. Santiago, Chile.

- EADIC. *Eficiencia en las nuevas tecnologías de células fotovoltaicas*. Recuperado el 26 de Noviembre de <https://www.eadic.com/eficiencia-en-las-nuevas-tecnologias-de-celulas-fotovoltaicas/>
- EH2030, E. H. (2019). *Transición Hídrica: El Futuro del Agua en Chile*. Santiago de Chile: Fundación Chile.
- EPA. (2019). *Cambio Climático*. Obtenido de <https://archive.epa.gov/epa/espanol/el-cambio-climatico-y-usted.html#cambio>.
- Escenarios Hídricos 2030. (2018). *Radiografía del Agua: Brecha y Riesgo Hídrico en*. Santiago de Chile: Fundación Chile.
- Garreaud, R. (2011). *Cambio Climático: Bases Físicas e Impactos en Chile*. Tierra Adentro – INIA, 93.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación: Roberto Hernández Sampieri, Carlos Fernández Collado y Pilar Baptista Lucio* (6a. ed. --.). México D.F.: McGraw-Hill.
- IDEAM. (2018). *Protocolo de modelación hidrológica e hidráulica*, 59 páginas. Bogotá, D.C.
- INE. (2019). *Estimaciones y proyecciones de la población de Chile 2002-2035 totales regionales, población urbana y rural*. Recuperado de https://www.ine.cl/docs/default-source/demogr%C3%A1ficas-y-vitales/demograf%C3%ADa/base-2017/estimaciones-y-proyecciones-de-poblacion/s%C3%ADntesis-estimaciones-y-proyecciones-de-poblaci%C3%B3n-de-chile-2002-2035-regional-%C3%A1rea.pdf?sfvrsn=826e5cd2_2.
- IPCC. (1995). *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. France.
- IPCC. (2000). *Informe Especial*.
- IPCC. (2007). *Cambio climático 2007. Informe de Síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de*. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de, Ginebra, Suiza.
- IPCC. (2013). *Glosario En: Cambio Climático 2013. Bases físicas. Contribución del Grupo de trabajo I al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. Reino Unido y Nueva York, NY, Estados Unidos de América.

- IPCC. (2014). *Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. Ginebra, Suiza.
- IPCC, (2013): *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T. F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P. M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp. Disponible en [HYPERLINK "http://www.ipcc.ch/report/ar5/2"](http://www.ipcc.ch/report/ar5/2) <http://www.ipcc.ch/report/ar5/2>.
- Intergovernmental panel on climate change [IPCC] (2018). *Global Warming of 1.5°C*. Special Report [Informe]. Recuperado de <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- Intergovernmental panel on climate change [IPCC] (August, 2019). *Climate Change and Land. Summary for Policymakers* [Informe]. Recuperado de https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/08/4.-SPM_Approved_Microsite_FINAL.pdf
- International Energy Agency (IEA), 2019. *Energy Technology Perspectives*. Recuperado de <https://www.iea.org/etp/explore/>.
- McPhee, J., Rubio, E., Meza, R., Ayala, A., Vargas, X., & Vicuna, S. (2010). *An approach to estimating Hidropower Impactsof of Climate Change from a Regional perspective*. ASCE Conference Proceedings, 11.
- Mena, I. (2009). *Análisis de Impactos del Cambio Climático en la Cuenca Andina del Río Teno, Usando el Modelo WEAP*. Santiago de Chile.
- Mete, Marcos Roberto. (2014). *Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión*. *Fides et Ratio* - Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia, 7(7), 67-85. Recuperado en 24 de noviembre de 2019, de http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2071-081X2014000100006&lng=es&tlng=es.
- Mideksa, T., & Kallbekken, S. (2010). *The impact of climate change on the electricity market: Areview*. *Energy Policy*, 7.
- Ministerio de energía. (2014). *Energía 2050, Política Energética de Chile*. Recuperado de http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/LIBRO-ENERGIA-2050-WEB.pdf.

- Ministerio de Energía. (03 de Julio de 2018). *Aprende con energía*. Recuperado de Hidroeléctrica de Pasada: <https://www.aprendeconenergia.cl/hidroelectrica-de-pasada/>
- Ministerio del Interior de Chile. (2015). *Política Nacional. Para los recursos Hídricos 2015*. Santiago de Chile.
- MMA. (2016). *Plan acción nacional. Cambio Climático 2017-2022. Ministerio del Medio Ambiente (MMA)*. Santiago.
- MONROY, J. (2011). *Microcentrales hidroeléctricas y sus impactos socioambientales*. *Rev. Tec. Inv. Doc.* [online]. vol.6, pp. 20-26. Recuperado de: <http://www.revistasbolivianas.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2012-22222011000200003&lng=es&nrm=iso>.
- Molnar, P. (2011). *"Calibration". Watershed Modelling, SS 2011*. Institute of Environmental Engineering, Chair of Hydrology and Water Resources Management, ETH Zürich. Switzerland.
- Moss, R. H., Edmonds, J. A., Hibbard, K. A., Manning, M. R., Rose, S. K., Van Vuuren, D. P., ... y Meehl, G. A. (2010). *The next generation of scenarios for climate change research and assessment*. *Nature*, 463(7282), 747-756.
- Molina, A, Martinez, F. (2017). *Modelo de Generación Fotovoltaica*. Universidad de Chile. Santiago, Chile.
- Ortega, C., Vargas, G., Rutllant, J., Jackson, D., & Méndez, C. (2012). *Major hydrological regime change along the semiarid western coast of South America during the early Holocene*. *Quaternary Research*, 513-527.
- OSORIO A., 2009, La energía solar: *Transformación de la radiación solar y sus diferentes utilidades*, Tesis de Ingeniero Electrónico. Valdivia, Universidad Austral de Chile, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, 40p.
- Petit, J., Jouzel, j., Raynaud, D., Barkov, N., Barnola, J., Basile, I., Stievenard, M. (1999). *Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica*. *Nature*, 429-436.
- Puig, M. 2007. *Energía Solar Fotovoltaica. Energías renovables*. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Recuperado de www.fenercom.com.

- Purkey, D., Joyce, V. S., Hanemann, M., Dale, L., Yates, D., & Dracup, J. (2007). *Robust analysis of future climate change impacts on water for agriculture and other sectors: a case study in the Sacramento Valley*. *Climatic Change*, 109–122.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2019). *Resolución exenta N°207*. Santiago, Chile.
- Siete gráficos para ponerse al día en fotovoltaica. (2014). [Blog]. Recuperado de <https://www.lamarea.com/2014/12/22/siete-graficos-para-ponerse-al-dia-en-fotovoltaica/>
- Quintana, J., & Aceituno, P. (2012). *Changes in the rainfall regime along the extratropical west coast of South America (Chile): 30-43° S*. *Atmósfera*, 25(1), 1-22.
- Salamanca-Ávila, S. (2017). *Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá*. *Revista Científica*, 30 (3), 263-277.
- Vicuña, S. Bustos, E. 2017. *Estrategia de Resiliencia*. Gobierno Regional Metropolitano de Santiago. Centro UC. Santiago, Chile.
- Villarroel, C. (2013). *Eventos extremos de precipitación y temperatura en Chile: proyecciones para fines del siglo XXI*. . Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- Wilby, R. L., Dawson, C. W., & Barrow, E. M. (2002). *SDSM - a decision support tool for the assessment of regional climate change impacts*. *Environmental Modelling & Software*, 17, 147-159.
- Wisconsin Valley Improvement Company [WVIC] (2019). *Hydropower: How Hydropower Works*. Wausau, Wisconsin. Recuperado de <http://www.wvic.com>.

10. Anexos

10.1 Anexo 1. Metodología para Calibración de modelo

El proceso de calibración del modelo desarrollado de acuerdo al análisis de oferta y demanda de agua se realiza en tres etapas consecutivas. Estas etapas permiten revisar el comportamiento del modelo primero en las cuencas aportantes que corresponden a zonas de régimen natural, luego en las cuencas intermedias y finalmente en las cuencas bajas.

a) Calibración de cuencas aportantes o en zonas de régimen natural

Una primera etapa consiste en una calibración hidrológica de las subcuencas aportantes. Se espera que la influencia humana en estas subcuencas sea baja y por lo tanto los caudales no son afectados por el uso o manejo del recurso. Es de suma importancia en esta etapa del proceso de calibración, el análisis de las características hidrológicas particulares asociadas a los ecosistemas que sean relevantes en la cuenca en estudio.

En una primera aproximación es una buena práctica establecer factores de calibración generales para toda el área mencionada, los cuales modifican los parámetros de uso de suelo incluyendo, principalmente:

- Kc: coeficiente de cultivo
- Capacidad de almacenamiento de agua en la zona de raíces, Sw
- Capacidad de almacenamiento de agua en la zona profunda, Dw
- Factor de resistencia a la escorrentía, RRF
- Conductividad de zona de raíces, Ks
- Conductividad de zona profunda, Kd
- Dirección preferencial de flujo, f

Balance de Masa en el Balde superior:

$$Sw_j \frac{dz_{1,j}}{dt} = P_e(t) - PET(t)k_{c,j}(t)\left(\frac{5z_{1,j} - 2z_{1,j}^2}{3}\right) - P_e(t)z_{1,j}^{\frac{RRF_j}{2}} - f_j k_s z_{1,j}^2 - (1 - f_j)k_s z_{1,j}^2$$

Donde:

1er término: Cambio en humedad del suelo

2do factor: Precipitación efectiva (incluye riego y derretimiento de nieves)

3er término: Evapotranspiración

4to factor: Escorrentía superficial

5to término: Flujo intermedio

6to factor: Percolación Balace de Masa en el Balde inferior:

$$Dw_j \frac{dz_{2,j}}{dt} = -k_d z_{1,j}^2 + (1 - f_j) k_s z_{2,j}^2$$

Donde:

1er término: Flujo base

2do término: Percolación

Una vez se han ajustado los factores de calibración necesarios, se realiza la comparación de los caudales modelados con los registros históricos de estaciones de aforo de caudales de la zona. Para establecer el grado de correspondencia entre los valores observados y los valores modelados se pueden utilizar dos índices/métricas utilizadas normalmente en la calibración de modelos hidrológicos: el índice de eficiencia de Nash-Sutcliffe y el sesgo (o Bias o desviación relativa de los caudales) (Weglarczyk 1988).

$$Nash = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{s,i} - Q_{o,i})^2}{\sum_{i=1}^n (Q_{o,i} - \bar{Q}_o)^2}$$

$$Bias = 100 * [(\bar{Q}_s - \bar{Q}_o) / \bar{Q}_o]$$

- Donde $Q_{s,i}$ y $Q_{o,i}$ corresponden a caudales simulados y observados para cada paso de tiempo
- i , y n corresponde al número total de pasos de tiempo.

Luego de obtener un buen ajuste entre los caudales simulados y los observados de forma visual, se procede a estimar las estadísticas mencionadas las cuales sirven para determinar en que sentido se debe ajustar la calibración en pasos subsiguientes.

En general, el criterio para interpretar las estadísticas es el siguiente:

- ❖ Nash-Sutcliffe: entre más cerca de 1 mejor la correspondencia entre los datos observados y simulados.
- ❖ Bias: entre menor el porcentaje de Bias, mejor la correspondencia entre los datos observados y simulados. Un Bias positivo indica sobre estimación y un Bias negativo indica sub-estimación de caudales.

Una vez concluida la calibración de esta sección de subcuencas aportantes se procede a “cerrar” estas subcuencas reemplazando la modelación hidrológica por el caudal observado en la estación de estas subcuencas. Para aquellos meses con datos faltantes se utiliza el valor del caudal simulado. Al hacer este reemplazo o cierre de las subcuencas se evita arrastrar errores o desviaciones del proceso de calibración que desvirtúen el proceso de calibración de las subcuencas que se encuentran aguas abajo. Se procede entonces a continuación el proceso de calibración de las subcuencas intermedias.

b) Calibración de cuencas intermedias

La metodología de calibración considerada tanto en la zona media y baja de la cuenca corresponde a una calibración subcuenca por subcuenca, similar al procedimiento de calibración de cuencas aportantes. Al igual que en la zona alta, se obtiene la distribución mensual calibrada para todas las estaciones, así como también la relación entre los caudales modelados y observados utilizando las estadísticas para cada una de las estaciones consideradas y para todo el periodo de modelación. Una vez finalizada la calibración de la cuenca intermedia se procede a “cerrar” el modelo en las estaciones intermedias pretendiendo así, no arrastrar las desviaciones aceptadas en la sección media hacia la calibración de la parte baja. En el proceso de calibración de las cuencas intermedias y bajas se deben considerar la demanda de agua de los diferentes usuarios en estas secciones de la cuenca. Por ejemplo, si se tiene información con respecto a la descarga de agua de fuentes superficiales para ciudades y para riego se debe comparar con los valores simulados por el modelo. Si estos no son comparables se deben ajustar los parámetros que condicionan estas acciones. En el caso de la demanda de riego hay que modificar los umbrales de riego (upper y lower thresholds) que determinan las necesidades de riego en un catchment y cultivo determinado. En el caso de la demanda de ciudades se deben contemplar los parámetros que corresponden a las tasas de demanda per capita y factores de pérdidas y reutilización del agua al interior de las ciudades.

c) Calibración de operación recursos hídricos

Una vez completada la etapa de calibración hidrológica se procede a calibrar la operación de los embalses y otras obras de infraestructura que se encuentren en la cuenca, por ejemplo un embalse. Como el Caso de estudio es una Central de Pasada, este criterio **no aplica**.

10.2 Anexo 2. Caudales anuales en estación Maipo el Manzano 1960-2018

MAIPO EN EL MANZANO

ver.1.0 rev.2019.1

CAUDALES MEDIOS MENSUALES (m3/s)

AÑO	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	Qa
60/61	61.61	50.19	57.79	58.62	57.18	66.35	92.63	169.33	203.87	148.32	105.59	109.65	98.43
61/62	75.61	52.85	66.46	59.48	61.64	71.13	142.55	231.10	305.71	223.77	164.61	116.24	130.93
62/63	75.51	56.55	57.22	59.69	58.92	59.36	89.07	172.63	187.94	131.51	102.91	77.64	94.08
63/64	59.66	47.47	41.07	49.33	51.80	68.74	90.27	127.30	317.00	356.16	221.73	123.67	129.52
64/65	79.81	60.68	51.71	48.47	42.85	49.42	61.18	83.58	88.35	112.36	100.83	75.07	71.19
65/66	58.35	45.88	45.87	42.69	70.00	74.28	114.66	196.43	198.84	274.52	181.25	115.47	118.19
66/67	87.42	61.26	55.39	57.25	53.03	71.52	101.38	162.79	177.23	165.39	127.46	75.41	99.63
67/68	50.87	42.66	36.50	33.95	31.97	35.37	59.91	88.15	123.36	105.45	93.69	70.45	64.36
68/69	49.98	35.79	24.27	24.59	23.17	27.49	33.82	50.58	43.04	66.66	62.33	51.41	41.09
69/70	33.36	31.93	39.56	28.65	33.71	41.10	65.27	102.70	209.32	136.24	103.16	65.63	74.22
70/71	44.93	39.49	36.32	40.38	34.06	46.23	70.33	93.66	107.95	82.86	76.22	53.37	60.48
71/72	36.72	26.53	24.63	34.43	35.57	47.75	89.93	167.67	157.77	143.18	102.86	75.97	78.58
72/73	49.08	80.50	106.18	67.11	90.20	98.56	136.90	196.37	292.65	455.52	331.64	226.81	177.63
73/74	139.98	78.51	60.24	65.60	60.47	54.73	81.12	155.37	175.94	176.52	126.17	85.23	104.99
74/75	55.54	51.35	66.30	56.71	50.98	63.27	127.23	187.93	192.68	224.39	139.54	90.79	108.89
75/76	65.56	51.85	39.53	47.06	51.85	62.36	85.44	104.58	152.13	124.66	96.93	82.14	80.34
76/77	49.06	36.92	40.97	34.36	32.70	36.20	55.75	112.45	123.77	107.42	96.38	80.02	67.17
77/78	50.64	40.16	41.72	70.23	65.46	88.11	143.21	230.60	343.29	243.71	151.39	101.05	130.80
78/79	69.01	54.58	48.15	96.78	76.43	75.96	120.16	219.43	404.23	395.55	222.50	124.31	158.92
79/80	73.72	68.89	56.52	44.73	58.79	64.16	83.83	113.75	194.45	278.58	166.90	120.84	110.43
80/81	123.68	117.20	98.70	96.23	87.03	91.61	117.27	176.73	350.97	256.87	206.61	132.39	154.61
81/82	76.53	74.22	66.15	55.33	52.42	54.20	78.47	132.06	142.32	139.58	111.33	73.88	88.04
82/83	59.08	49.89	104.06	142.69	99.99	144.13	154.84	256.70	539.45	592.84	455.14	261.10	238.33
83/84	160.67	99.90	78.89	90.65	87.89	74.18	147.30	247.00	296.45	240.45	185.48	107.12	151.33
84/85	67.74	57.02	44.32	63.42	60.22	71.82	145.58	190.30	313.29	289.74	178.25	146.10	135.65
85/86	87.39	76.88	65.77	52.02	46.05	59.85	81.28	147.53	173.81	216.87	183.54	141.23	111.02
86/87	111.40	97.24	293.93	89.45	66.73	83.67	122.68	159.87	309.52	351.45	269.39	157.16	176.04
87/88	98.67	68.95	69.14	126.03	130.34	122.36	155.42	309.83	380.35	335.26	255.61	170.13	185.17
88/89	111.92	80.42	59.56	48.05	52.75	56.46	91.85	138.91	136.41	145.06	148.29	98.34	97.33
89/90	67.83	52.84	40.45	36.00	68.67	82.35	122.33	224.53	225.32	170.35	122.58	85.87	108.26
90/91	62.73	58.80	50.53	49.68	52.29	56.76	78.48	130.19	135.37	129.36	109.73	78.46	82.70
91/92	63.06	139.94	93.34	102.66	78.62	101.78	125.35	212.93	216.26	276.68	206.72	158.42	147.98
92/93	94.65	80.08	79.97	71.16	68.39	80.65	132.00	196.20	233.65	258.03	192.32	117.13	133.69
93/94	102.75	291.67	101.03	85.12	76.40	78.51	111.02	131.57	198.61	219.68	139.82	96.48	136.06
94/95	69.52	60.74	60.16	76.35	75.81	82.01	98.01	161.30	261.13	184.16	127.79	97.84	112.90
95/96	75.61	60.33	61.20	55.40	57.36	77.88	90.54	168.20	198.58	128.18	111.63	96.84	98.48
96/97	69.49	49.96	42.75	41.36	38.60	38.16	47.04	51.92	58.74	81.81	75.88	61.77	54.79
97/98	43.58	33.86	77.10	61.16	80.05	119.24	114.45	208.63	335.45	413.81	207.29	136.23	152.57
98/99	102.72	72.36	60.39	50.40	44.75	39.12	61.01	83.73	105.80	99.75	89.49	61.88	72.62
99/00	42.11	41.67	38.04	37.76	40.72	60.79	86.82	138.48	144.84	133.77	100.18	71.62	78.07
00/01	55.33	52.15	81.89	76.86	68.93	73.35	135.88	184.73	358.58	299.81	230.68	129.35	145.63
01/02	89.25	73.37	61.47	80.60	89.38	83.48	134.04	180.40	331.03	215.39	149.21	105.76	132.78
02/03	73.43	62.54	81.60	65.82	103.64	108.24	145.29	243.23	348.65	371.65	259.96	181.94	170.50
03/04	106.12	72.73	73.46	71.29	58.61	69.57	106.21	150.80	150.65	182.13	129.79	92.72	105.34
04/05	71.52	53.10	52.54	51.64	47.02	63.92	71.89	104.00	140.68	136.85	99.46	76.24	80.74
05/06	54.74	50.81	95.22	86.92	115.62	116.50	150.06	254.77	393.68	457.58	306.14	166.35	187.37
06/07	109.30	73.77	64.72	113.43	79.81	85.20	139.39	220.00	252.52	180.93	139.00	107.82	130.49
07/08	70.15	59.74	57.92	58.26	54.03	61.78	92.47	121.91	127.51	125.16	97.98	70.30	83.10
08/09	57.69	94.36	92.52	61.86	80.05	80.79	116.48	250.47	284.97	197.81	145.07	107.91	130.83
09/10	79.90	60.54	57.00	54.48	63.81	84.76	83.80	121.88	200.90	196.61	149.21	118.03	105.91
10/11	81.57	62.71	59.83	50.71	51.39	55.20	76.03	100.02	99.46	92.90	83.85	65.95	73.30
11/12	51.40	42.44	33.97	33.43	32.95	45.40	65.90	87.09	97.24	81.73	80.81	73.61	60.50
12/13	55.18	53.64	45.92	42.74	34.94	48.01	53.54	129.84	134.85	145.10	101.03	69.65	76.20
13/14	52.03	44.62	50.49	46.84	50.23	56.95	79.58	111.81	137.32	124.73	89.38	71.51	76.29
14/15	59.49	50.05	48.90	44.72	45.66	46.77	89.95	112.14	96.17	94.99	77.27	57.44	68.63
15/16	46.85	38.45	37.83	33.65	46.59	46.43	65.26	112.43	183.94	148.91	134.96	106.71	83.50
16/17	106.71	106.71	106.71	106.71	106.71	106.71	106.71	106.71	106.71	186.00	148.86	86.87	115.18
17/18	70.42	60.93	59.87	55.46	51.29	57.91	82.34	111.97	138.97	109.43	104.62	60.42	80.30
18/19	52.57	35.22	36.26	34.35	37.32	47.07	54.51	88.24	109.04	106.34	93.86	67.17	63.49
Prom	73.25	65.36	64.55	61.84	61.84	70.15	100.02	157.54	212.75	206.28	151.35	103.79	110.73

10.3 Anexo 3. Cálculo de inflación anual

Año	Promedio UF anual
1995	11965,50
1996	12864,80441
1997	13646,72798
1998	14351,4659
1999	14867,69988
2000	15407,99188
2001	15989,55094
2002	16379,08476
2003	16891,0378
2004	17029,64209
2005	17524,33899
2006	18160,94729
2007	18786,70784
2008	20426,90838
2009	21008,0187
2010	21170,12078
2011	21844,23901
2012	22598,52731
2013	22979,91765
2014	23957,82147
2015	25019,0806
2016	26021,54712
2017	26570,48658
2018	27163,97832
2019	27849,92294

$$VF = VP * (1 + i_{24años})$$

$$i_{24años} = \frac{27848,9}{11965,5} + 1$$

$$i_{24años} = 1,33$$

$$i_{anual} = \sqrt[24]{1 + i_{24}} - 1$$

Inflación anual

3,58%

10.4 Anexo 4. Flujo de Caja

Año	Unidad	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Generación	MMWh/año		8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268		
Venta de energía	USD		413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381		
Costos fijos	USD		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Costos variables	USD		9.700	9.850	10.002	10.157	10.314	10.473	10.635	10.799	10.966	11.136		
Depreciación	USD		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Utilidad antes de impuesto	USD		128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622		
Impuestos	USD		275.059	274.909	274.757	274.602	274.445	274.286	274.124	273.960	273.793	273.624		
Utilidad después de impuesto	USD		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Depreciación (-)	USD		74.266	74.225	74.184	74.143	74.100	74.057	74.014	73.969	73.924	73.878		
Inversión	USD	-	3.215.550											
Flujo Neto	USD	-	3.215.550	329.306	329.195	329.082	328.967	328.851	328.733	328.613	328.491	328.367		
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268	8.268
413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381	413.381
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.308	11.482	11.660	11.840	12.023	12.209	12.397	12.589	12.783	12.981	13.182	13.385	13.592	13.802	14.015
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622
273.451	273.277	273.099	272.919	272.736	272.550	272.362	272.170	271.976	271.778	271.577	271.374	271.167	270.957	270.744
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73.832	73.785	73.737	73.688	73.639	73.589	73.538	73.486	73.433	73.380	73.326	73.271	73.215	73.158	73.101
199.620	199.492	199.362	199.231	199.097	198.962	198.824	198.684	198.542	198.398	198.252	198.103	197.952	197.799	197.643
128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622	128.622
328.242	328.114	327.984	327.853	327.719	327.584	327.446	327.306	327.164	327.020	326.874	326.725	326.574	326.421	326.265