



Universidad Técnica Federico Santa María

Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025

Informe Final

Energía Renovable No Convencional Hidroeléctrica en Chile

Revisado por: **Jorge Pontt O.**
Casilla 110 V, Valparaíso, Chile
Fono: (56) 32 2654553 / 2654554
Fax: (56) 32 2797530
Email: jorge.pontt@usm.cl

Preparado por: **Germán Ubilla**
Mario Orellana
Nicolás Faúndez
Jaime Espinoza

Coordina Sr.: **Cristian Guíñez**
USM SA

Fecha : 3 de Julio, 2008



Universidad Técnica Federico Santa María

Índice

2.1 Energía Hidroeléctrica	6
2.1.1 Introducción	6
2.1.2 Visión General de la Tecnología	7
2.1.3 Industria Hidroeléctrica.....	11
2.1.4 Utilización Actual y Desarrollos Emergentes (Potencial Técnico)	13
2.1.4.1 Situación Actual.....	14
2.1.4.2 Información en CONAMA y CORFO.....	16
2.1.4.3 Síntesis Información CONAMA y CORFO	21
2.1.4.4 Información DGA	23
2.1.4.5 Información Estudio CNR-CNE	23
2.1.5 Distribución Geográfica del Recursos	29
2.1.6 Oportunidades y Escenarios.....	33
2.1.7 Perfil de los Costos Actuales y Previstos.....	34
2.1.8 Análisis de Rentabilidad y Potencial Economicamente Factible.....	36
2.1.8.1 Evaluación Económica Proyecto Ojos de Agua.....	36
2.1.8.2 Potencial Económico Factible. Metodología.....	47
2.1.9 Criterios de Desarrollo.....	57
2.1.10 Plan Estratégico de Desarrollo (FODA).....	58
2.1.11 Recomendaciones.....	61
2.1.12 Conclusiones	63
2.1.13 Anexos.....	64
2.1.13.1 Pago de Peajes por el uso de Líneas de Transmisión	64
2.1.13.2 Cuencas Hidrográficas en Chile.....	70
2.1.14 Glosario	75
2.1.15 Acrónimos y abreviaturas.....	76

Índice de Figuras

Figura 1: Diagrama Central Hidroeléctrica de Pasada.....	8
Figura 2: Turbina a impulso.....	9
Figura 3: Turbina a reacción.....	9
Figura 4: Ubicación Central Ojos de Agua.....	41



Universidad Técnica Federico Santa María

Índice de Tablas

Tabla 1: Factores de rendimientos para tecnologías de generación	7
Tabla 2: Proyectos Hidroeléctricos de ERNC ejecutados por Idroenergía	11
Tabla 3: Proyectos Hidropasada ERNC ejecutados por Colbún S.A.....	11
Tabla 4: Proyectos Hidropasada ERNC ejecutados por Endesa Chile.....	12
Tabla 5: Proyectos Hidropasada ERNC ejecutados por AES Gener	12
Tabla 6: Potencial Energético Nacional Señalado por ENDESA.....	13
Tabla 7: Clasificación de Potenciales.....	14
Tabla 8: Centrales Hidroeléctricas del SIC.....	14
Tabla 9: Plan de Obras Recomendadas, SIC Octubre del 2007	146
Tabla 10: Plan de Obras en construccion, SIC Octubre del 2007	16
Tabla 11: Proyectos Rechazados o Desistidos	17
Tabla 12: Proyectos en Tramitación	17
Tabla 13: Proyectos Aprobados.....	18
Tabla 14: Clasificación de los Proyectos	18
Tabla 15: Aportes en ERNC de los Proyectos en CONAMA	18
Tabla 16: Proyectos de Centrales de Embalse	19
Tabla 17: Proyectos apoyados por CORFO que no están en CONAMA.....	19
Tabla 18: Potencial en proyectos apoyados por CORFO	20
Tabla 19: Estimación de Entrada de Centrales Hidroeléctricas de Pasada	23
Tabla 20: Distribución geográfica del potencial obtenido a través de la DGA	24
Tabla 21: Clasificación por potencia y región del potencial ERNC identificado en la DGA ..	25
Tabla 22: Distribución geográfica del potencial según potencial DGA.....	26
Tabla 23: Potencial Existente en Canales	26
Tabla 24: Potencial Existente en Embalses	27
Tabla 25: Potencial Existente en Unificación de Bocatomas	27
Tabla 26: Potencial Existente en Unificaciones Masivas de Bocatomas	27
Tabla 27: Potencial Existente Total.....	27
Tabla 28: Resumen por Región.....	29
Tabla 29: Costos para una central hidroeléctrica común (7, 63 MW).....	34
Tabla 30: Costos de generación para diferentes tecnologías.....	35
Tabla 31: Costos del patio de alta tensión y de la línea de transmisión	36
Tabla 32: Indicadores económicos Escenario I.....	42
Tabla 33: Indicadores económicos Escenario II.....	42
Tabla 34: Ingresos y Costos Escenario I.....	42
Tabla 35: Ingresos y Costos Escenario II.....	42
Tabla 36: Sensibilización precio de la energía	43



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 37: Sensibilización precio de la potencia	43
Tabla 38: Sensibilización monto de la inversión	44
Tabla 39: Sensibilización costo de mantención y operaciones	44
Tabla 40: Sensibilización precio bonos de carbono	45
Tabla 41: Sensibilización precio de la energía	45
Tabla 42: Sensibilización precio de la potencia	45
Tabla 43: Sensibilización monto de la inversión	46
Tabla 44: Sensibilización costo de mantención y operaciones	46
Tabla 45: Sensibilización precio bonos de carbono	47
Tabla 46. Clasificación por potencia y por región, estudio CNR-CNE	48
Tabla 47. Clasificación por potencia y por región de la información en DGA.....	48
Tabla 48. Proyectos seleccionados para establecer curva de tendencia.	49
Tabla 49. Indicadores económicos sitios seleccionados estudio CNR-CNE.....	50
Tabla 50. Indicadores económicos para los sitios seleccionados en la DGA.....	51
Tabla 51. Resumen del potencial económicamente factible por región	54
Tabla 52. Clasificación del potencial según prioridad, escenario I y II	54
Tabla 53. Inserción del potencial al 2025 para el escenario I.....	55
Tabla 54. Inserción de la energía al 2025 para el escenario I.....	55
Tabla 55. Inserción del potencial al 2025 para el escenario II.....	55
Tabla 56. Inserción de la energía al 2025 para el escenario II.....	56
Tabla 57. Indicadores sitios DGA con 3,5% crecimiento anual precio energía	506
Tabla 58. Indicadores sitios CNR-CNE con 3,5% crecimiento anual precio energía	517
Tabla 59: Resumen de Ingresos tarifarios tramos CDEC-SIC, Central Ojos de Agua	66
Tabla 60: AVNR + COyM Tramos CEDEC-SIC, Central Ojos de Agua	67
Tabla 61: Peajes Unitarios por Tramo CEDEC-SIC, Central Ojos de Agua	67
Tabla 62: Prorrata tramos CEDEC –SIC, Central Ojos de Agua	68
Tabla 63: Resumen de Peajes CEDEC-SIC, Central Ojos de Agua	68



Universidad Técnica Federico Santa María

Índice de Gráficos

Grafico 1: Inserción de Potencia (MW) hasta el año 2011	21
Grafico 2: Distribución geográfica del potencial obtenido en CONAMA y CORFO	23
Grafico 3: Distribución geográfica del potencial obtenido a través de DGA.....	24
Grafico 4: Clasificación por potencia y región del potencial identificado en la DGA.....	25
Grafico 5: Clasificación por potencia y región de los casos identificados en la DGA	26
Grafico 6: Distribución del Potencial Total de Canales por Región	28
Grafico 7: Distribución del Potencial Total de Canales por Número de Casos.....	28
Grafico 8: Potencia instalada por región, centrales de pasada y embalse.....	31
Grafico 9: Distribución por Región de la Potencia instalada hasta el 2011	32
Grafico 10: Distribución por Región del Potencial Detectado	33
Grafico 11: Precio de Nudo Energía SIC	38
Grafico 12: Escenario I, 75 US\$/MWh al 2008 y 1% de crecimiento anual	38
Grafico 13: Escenario II, 102 US\$/MWh al 2008 y 1% de crecimiento anual	39
Grafico 14: Precio de Nudo Potencia SIC.....	40
Grafico 15. Relación inversión V/S potencia para proyectos de referencia	49
Grafico 16: Comportamiento del Pago por Peaje, línea troncal.....	65
Grafico 17: Comportamiento del Pago por Peaje, línea de subtransmisión.....	66



Universidad Técnica Federico Santa María

2.1 Energía Hidroeléctrica

2.1.1 Introducción

En el presente capítulo, se hace una descripción completa sobre la energía hidroeléctrica de pasada que aporta ERNC, tomando en cuenta todas las aristas necesarias para una contextualización a nivel nacional de este tipo de energía, considerando para ello: el estado del arte, el potencial utilizado y las opciones de desarrollo. Además, se analizará la información disponible en las distintas instituciones que promueven, evalúan y regulan la instalación de proyectos hidroeléctricos que aportan ERNC, con el fin de cuantificar el potencial y las barreras existentes. Luego, se hará un análisis económico tomando como caso base el proyecto hidroeléctrico Ojos de Agua, a fin de determinar las variables que influyen en el éxito o fracaso económico de los proyectos. Teniendo el análisis de la tecnología, el potencial existente y el análisis económico, se procederá a establecer un plan de desarrollo estratégico, y sus correspondientes recomendaciones, para de esta forma dar un aporte al desarrollo sustentable del sector energético chileno.

A abril del 2007 Chile contaba con 117.2 MW de potencia instalada en centrales de pasada menores a 20 MW, constituyendo una de las fuentes más importantes de ERNC en la matriz energética chilena y la de mayor posibilidad de desarrollarse fuertemente en un futuro cercano, esto debido al amplio conocimiento de la tecnología y al gran potencial hídrico de nuestro país.

Los proyectos de ERNC hidroeléctricos, al igual que la mayoría de los proyectos de ERNC, consideran una importante inversión inicial. Sin embargo, poseen otras cualidades que los hacen ser competitivos y atractivos, entre ellas se encuentra el bajo costo de operación, el valor cero del combustible (agua), y por sobre todo, su bajo impacto ambiental. Aun así, si bien es cierto que en otros tiempos no era una tecnología que en términos económicos despertara interés entre los inversionistas, esta situación con el paso del tiempo ha ido cambiando, debido principalmente a los incentivos y políticas a favor de las ERNC. Hoy, los proyectos de ERNC hidroeléctricos están en condiciones de competir con las tecnologías convencionales, las que históricamente han poseído mejores economías de escala y mejores precios.



2.1.2 Visión General de la Tecnología

La energía hidroeléctrica es una de las fuentes de energía renovable más fiables y económica. Con miras hacia el futuro, es evidente que entre todas las fuentes de energía renovables, la energía hidroeléctrica ocupará un importante lugar, siempre dependiendo de las características del recurso hídrico existente. En este sentido, Chile es un país privilegiado y en el que esta tecnología tendrá un papel preponderante.

Si comparamos los factores de rendimiento neto de las distintas tecnologías, o sea, la proporción de la cantidad de energía producida por una instalación durante su vida útil y la energía necesaria para la fabricación de la instalación, sin incluir la energía necesaria para el funcionamiento y demolición, podremos notar que la energía hidroeléctrica es una de las más eficientes dentro de las ERNC. Este fenómeno se debe al amplio desarrollo que ha tenido esta tecnología, producto de más de un siglo de experiencia, sumado a la importancia que por largo tiempo ha tenido en la matriz energética mundial.

Tabla 1: Factores de rendimientos para tecnologías de generación

Tecnología	Factor de rendimiento
Centrales nucleares	100 - 200
Centrales a carbón	100 - 150
Grandes centrales hidroeléctricas	100 - 200
Pequeñas centrales hidroeléctricas	40 - 100
Centrales eólicas	10 - 50
Centrales solares fotovoltaica	2 - 8

Fuente: Artículo “Energy yield factors for the generation of electrical energy” publicado en Sustainable Energy for All (<http://www.sealnet.org/seal>), basado en los datos del “Institut fuer Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung” de la universidad de Stuttgart.

Aspectos Básicos

La idea de una central hidroeléctrica de pasada es convertir la energía cinética y potencial con que el agua desciende hasta el nivel del mar, en energía mecánica, que posteriormente mediante un generador se transforme en electricidad. Según lo anterior, la potencia de una central hidroeléctrica es proporcional a la altura neta de caída del agua y al caudal. La fórmula general para la potencia es:

$$P = Q \cdot \eta \cdot \rho \cdot g \cdot H$$

Donde P es la potencia eléctrica producida por la central (Watts), η representa las pérdidas globales de la transformación ($0 \leq \eta \leq 1$), ρ la densidad del agua (kg/m^3), g la aceleración de la gravedad (m/s^2), Q es el caudal de agua que pasa por la turbina (m^3/s), y H la altura neta de caída del agua (m). En cuanto a las pérdidas globales de transformación, las tecnologías comerciales tienen pérdidas de alrededor de 15%, por tanto el factor η se considera como 0,85.

Tecnología de las centrales hidroeléctricas de pasada

Un aspecto importante a considerar de la tecnología, es que depende significativamente de las características del lugar donde se ubique la central. Este aspecto determina si es necesario incorporar tuberías grandes o pequeñas para hacer circular el agua hacia el equipo electromecánico; si estas tuberías deben atravesar cerros o quebradas; si se utilizan turbinas que manejen gran cantidad de caudal; o si se debe construir una gran línea de transmisión, entre otras consideraciones. Sin embargo, la tecnología



Universidad Técnica Federico Santa María

utilizada se puede clasificar como convencional, ya que por largo tiempo no han existido grandes cambios en ella, lógicamente, y como ha sucedido con todos los equipos industriales, se han optimizado los rendimientos y el desarrollo de la electrónica ha permitido mejorar los sistemas de control, monitoreo y procesamiento de la energía, permitiendo la automatización casi por completo de las instalaciones. Cabe señalar que la amplia experiencia en la puesta en marcha de centrales hidroeléctricas permite que este tipo de tecnologías sean extremadamente robustas, logrando vidas útiles de hasta 50 años o más, lo cual las hace muy competitivas con respecto al resto de las tecnologías de generación.

La tecnología existente en una central hidroeléctrica se puede separar en dos grandes aspectos, los que por lo general también están asociados a los contratos que se realicen para su construcción, estos son: obras civiles y equipo electromecánico. Por otra parte, la tecnología también se puede clasificar según la altura de caída y el caudal en el afluente, según esto, existen 3 grandes grupos, los de baja presión (altura inferior a 30 m), media altura (30 a 300 m) y alta altura (superior a 300 m).

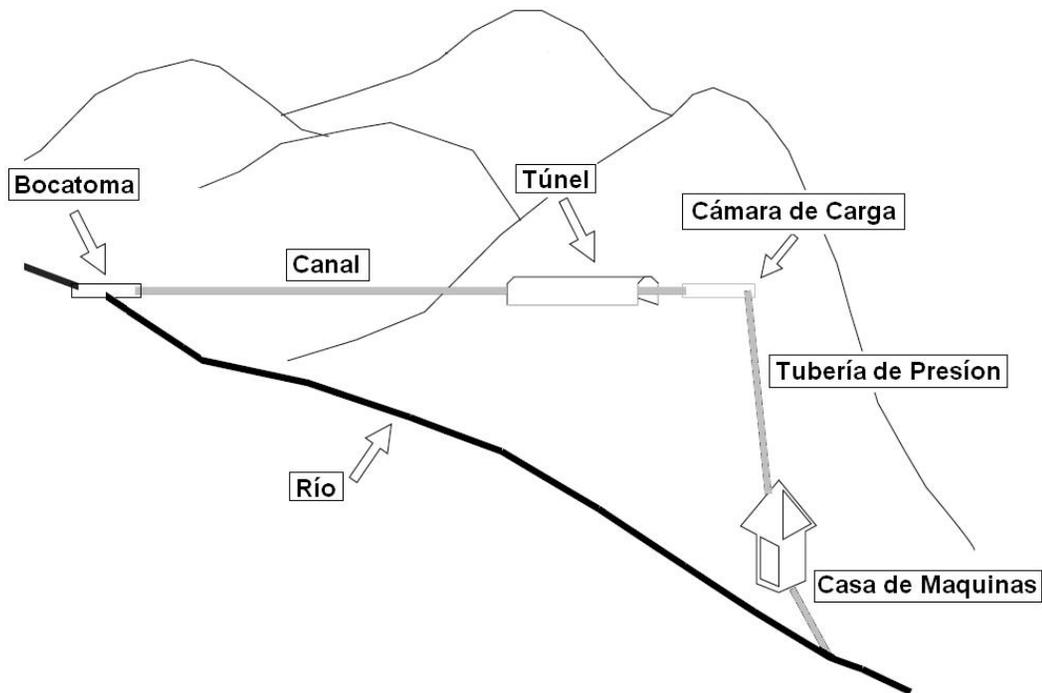


Figura 1: Diagrama Central Hidroeléctrica de Pasada

En cuanto a los componentes que integran una central, se destacan los siguientes:

- **Bocatoma:** Es una estructura destinada a extraer el agua del afluente y desviarla hacia un canal o acueducto, que posterior al desarenador la conduce bajo presión a la casa de máquinas. La bocatoma de agua tiene que desviar el caudal requerido, respetando el medio ambiente en que se integra, con la mínima pérdida de carga posible y sea cual sea el caudal de agua que fluye por el río. La toma actúa como zona de transición entre un curso de agua, que puede ser un río tranquilo o un torrente turbulento, y el canal de aducción por donde circula. Su diseño, basado en consideraciones geomorfológicas, hidráulicas, estructurales y económicas, requiere un cuidado especial para evitar problemas de funcionamiento y conservación a todo lo largo de la vida de la central.

Aunque continuamente se aportan nuevas ideas al diseño de las bocatomas, los conceptos fundamentales han variado poco a lo largo de la historia y no es previsible que lo hagan en el futuro.



- **Cámara de carga:** La cámara de carga no es más que una variante de la bocatoma de agua convencional, está ubicada al final del canal de aducción, aunque en algunos casos puede coincidir con la toma de agua en el cauce del río. Su diseño, considera como objetivo la decantación de los sedimentos, la eliminación de excesos y la alimentación de la tubería de presión.
- **Tubería de presión:** Transfiere el agua obtenida del río a la turbina, puede ser de acero, hierro, fibra de vidrio, plásticos, hormigón o madera. Dependiendo de la presión a soportar.
- **Casa de Maquinas:** contiene la mayoría de los equipos mecánicos y eléctricos. Su construcción considera materiales convencionales y el espacio para el equipamiento principal y auxiliar.
- **Obras de Descarga:** conduce el agua turbinada devuelta al río.
- **Equipos de generación y equipos auxiliares:** consisten en todos los equipos mecánicos y eléctricos. Los principales son la turbina, el generador y el sistema de control
- **Chimenea de equilibrio:** Es un conducto vertical que asegura, al cerrar las válvulas de la central, que la sobrepresión del agua en la conducción, se libere en ese elemento como un aumento de nivel y se transforme en energía potencial.

El tipo de turbina depende del desnivel del río: para baja o media altura de caída y gran caudal se utilizan por lo general turbinas a reacción del tipo Francis o Kaplan; para grandes alturas de caída y poco caudal se utilizan por lo general las de impulso del tipo Pelton.

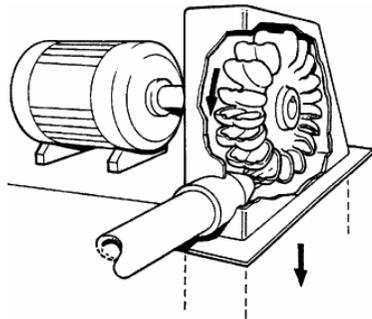


Figura 2: Turbina a impulso

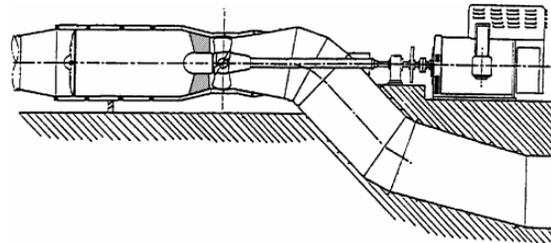


Figura 3: Turbina a reacción

En cuanto al generador, existen dos tipos de generadores utilizados: asíncronos y síncronos, descartándose los generadores de corriente continua. El generador asíncrono normalmente debe ser operado en conjunto con otros equipos de generación o condensadores, cuentan con la ventaja de girar a la frecuencia con que son alimentados, disminuyendo la necesidad de control. Los generadores síncronos son los más utilizados en la actualidad y pueden operar de forma aislada. A diferencia del generador asíncrono el generador síncrono requiere de un control fino de la frecuencia, el cual se realiza mecánicamente por medio de la regulación del agua que ingresa a la turbina o eléctricamente manteniendo constante la carga, esta última técnica se utiliza sólo para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y que funcionan aislados de la red.

Además de los componentes principales, una pequeña central hidroeléctrica incluye equipos como: el amplificador de revoluciones entre la turbina y el generador; el sistema de control hidráulico de las turbinas y válvulas; las protecciones eléctricas; el sistema de control; transformadores; sistemas de ventilación entre otros.



Universidad Técnica Federico Santa María

Investigación y Desarrollo

La tecnología existente para la generación hidroeléctrica de pasada, está asociada a efectos ambientales adversos en cuanto a la supervivencia de peces, la calidad del agua aguas a bajo de las centrales y la alteración de los regímenes de caudal que pueden degradar físicamente los hábitats. Debido a ello, se están desarrollando nuevas líneas de investigación que permitan mejorar los efectos negativos en el medio ambiente, reduciendo la mortalidad de peces, oxígeno disuelto y otros parámetros de calidad del agua.

Las tendencias actuales de la industria es la construcción de centrales estandarizadas, menores a 5 MW, con el fin de aprovechar las economías a escala. También se busca evitar las salas de maquinas mediante la construcción de equipos electromecánicos resistentes a la corrosión y al agua.

Situación en Chile

En Chile la tecnología de las centrales hidroeléctricas depende de las características del recurso hídrico. La turbina mas utilizada en Chile es la de tipo Francis debido a la abundancia de caudal en los aprovechamientos existentes. En Chile no existe una industria de fabricación de equipos de media potencia, sólo los transformadores para la elevación de voltaje son de procedencia nacional, además de las obras civiles.



2.1.3 Industria Hidroeléctrica

El número de empresas que han desarrollado proyectos hidroeléctricos que aportan ERNC es limitado, en su mayoría son empresas consolidadas en este rubro, tanto a nivel nacional como internacional, y por tanto cuentan con una amplia experiencia y respaldo, situación que les permite acceder a mejores precios y mejores condiciones de negociación. No obstante, actualmente existe un aumento en los actores debido a las facilidades otorgadas por CORFO para los estudios de prefactibilidad de los proyectos, a través de sus concursos de apoyo a proyectos de energías renovables, y a los incentivos que poco a poco ha ido sumando el gobierno para el desarrollo de estas nuevas tecnologías. Dentro de las empresas que han desarrollado proyectos exitosos se encuentran las siguientes:

Empresas desarrolladoras de proyectos

Idroenergía

<http://www.idroenergia.com/>

La empresa Italiana de energía Idroenergía, por medio de sus filiales Hidroaustral S.A., para el cono Sur, e Hidroenergía sólo para Chile. Cuenta con una estructura técnica dedicada al sector hidroeléctrico y con experiencia adquirida en los diferentes mercados del sector energética. En la actualidad Idroenergía ofrecer a sus clientes soluciones completas, tanto en instrumentaciones como en asistencia técnica.

Tabla 2: Proyectos Hidroeléctricos de ERNC ejecutados por Idroenergía

Proyecto	Potencia [kW]	Etapas
Central Río Blanco	15.000	Factibilidad
Central Salto el Mocho	6.200	Factibilidad
Central Palmar y Paraíso	3.000	Factibilidad

Colbún S.A

<http://www.colbun.cl/>

Colbún S.A. tiene como objetivo producir, transportar, distribuir y suministrar energía eléctrica, para lo cual obtiene, adquiere y explota concesiones. En Chile, además de participar en el sector hidroeléctrico, Colbún S.A. transporta, distribuye, suministra y comercializa gas natural para su venta a grandes procesos industriales o para generación. Adicionalmente, la compañía está facultada para prestar asesorías en el campo de la ingeniería, tanto en el país como en el extranjero.

Tabla 3: Proyectos Hidropasada ERNC ejecutados por Colbún S.A

Proyecto	Potencia [kW]	Etapas
Central de Pasada Carena	8.500	Factibilidad

Endesa Chile

<http://www.endesa.cl>

Endesa Chile es una empresa de generación de energía eléctrica, filial de Enersis, presente en cinco países de Latinoamérica: Argentina, Brasil, Colombia, Chile y Perú. Cuenta con 47 centrales eléctricas y una capacidad instalada de 12.320 MW. La compañía y sus filiales en Chile suman una capacidad instalada de 4.294,7 MW, lo que representa cerca del 50% del SIC y 5 % del SING. La Tabla 4 muestra los proyectos que aportan ERNC desarrollados por esta empresa.



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 4: Proyectos Hidropasada ERNC ejecutados por Endesa Chile

Proyecto	Potencia [kW]	Etapas
Central de Pasada Ojos de Agua	9.000	Construcción
Central de Pasada Los Molles	18.000	En funcionamiento
Central de Pasada Sauzalito	12.000	En funcionamiento

AES Gener S.A.

<http://www.gener.cl/>

AES Gener S.A. (AES Gener) es una sociedad anónima abierta orientada fundamentalmente a la generación de electricidad en Chile. Su rol es proveer energía eléctrica de manera eficiente, segura y sustentable, cumpliendo con los compromisos asumidos con clientes, accionistas, trabajadores, comunidades, proveedores y demás personas y grupos con los cuales se relaciona.

Tabla 5: Proyectos Hidropasada ERNC ejecutados por AES Gener

Proyecto	Potencia kW	Etapas
Central de Pasada Volcán	13.000	Funcionamiento

Empresas proveedoras de equipos de centrales de pasada:

Entre las empresas proveedoras de equipos para centrales de pasada, las opciones no son muchas. Entidades como el Programa de Electrificación Rural de la CNE y empresas dedicadas al desarrollo de proyectos prefieren en su mayoría importar estos equipos directamente desde afuera, los cuales ofrecen una mayor variedad y las mismas garantías que las empresas de importación local, pese a ello, hay algunas empresas que realizan venta de equipos a nivel nacional, entre las cuales se encuentran:

Maqchin

<http://www.maqchin.com>

Maqchin opera desde 1981 en Chile fundamentalmente importando y comercializando equipos metalmecánicos, la gran mayoría fabricados en la República Popular China. En el giro de ventas de equipos de centrales de pasada, sus turbinas funcionan en Chile desde 1987 en las centrales Nuevo Reino, El Traro y Río Azul. Además de ello, esta empresa puede aforar el recurso hídrico y asesorar la elección del equipo. Dentro de las especificaciones técnicas, los equipos disponibles ofrecen soluciones para rangos de potencia desde los 0,3 kW hasta los 500 kW, con turbinas de tipo pelton, turgo, tubular, axial, francis y t-cross.

MTF Ltda.

<http://www.mtf.cl/>

MTF opera desde 1976 en Chile, sus especialidades son ventilación industrial, climatización y energías renovables. En relación a centrales hidroeléctricas, realizan venta de equipos de turbinas hidráulicas Pelton y Michell-Banki desde 1kW a 100 kW. En cuanto a proyectos, realizan instalaciones de centrales hidroeléctricas de diversos tamaños, desde 0,2 kW hasta 10 MW. Son representantes exclusivos en Chile de GCZ Ingenieros S.A.C. (www.gczingenieros.com), empresa que fabrica turbinas del tipo Pelton y Francis de hasta 10 MW, además de Assian Phoenix Resources Ltd., quienes fabrican turbinas axiales, Pelton y Turgo. Dentro de los proyectos realizados por esta empresa se encuentran la micro central



Universidad Técnica Federico Santa María

hidroeléctrica "El Chenke" de 36 kW, para Estancia Río Cisnes, Región de Aysén, y la Turbina Michell-Banki MTF TU-202 DE 5 kW, para Inversiones Adriático S.A., Salta, Argentina.

2.1.4 Utilización Actual y Desarrollos Emergentes (Potencial Técnico)

NOTA: Debido a que las fuentes de información no han actualizado la nueva división política administrativa del país, para esta sección se considera la antigua división.

Para cuantificar el potencial técnicamente factible existente en Chile, es necesario tener mediciones para todo el territorio donde se presente el recurso hídrico. Al no contar con la posibilidad de realizar estas mediciones, se accedió a la información pública disponible en distintas instituciones gubernamentales como la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), la Corporación de Fomento (CORFO), la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Comisión Nacional de Riego (CNR) y la Dirección General de Aguas.

Como potencial bruto se reconoce el señalado por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), este potencial data de hace más de 20 años y fue obtenido gracias a los estudios realizados por esta empresa, estudios que en la actualidad son de propiedad privada y, por tanto, no están a disposición de la ciudadanía.

Tabla 6: Potencial Energético Nacional Señalado por ENDESA

Sistema Interconectado	Potencial MW
SING	108
SIC	20.392
AYSEN	7.638
Magallanes	226
Total	38.364

Fuente: "SITUACION DE LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN CHILE" presentación realizada por la Asociación de Empresas Consultoras de Ingeniería de Chile A.G en la que se hace referencia a los estudio hechos por ENDESA

Además de los estudios de ENDESA, existen otros, pero de poca rigurosidad, que establecen potenciales hidroeléctricos por medio del cálculo de la potencia bruta de una cuenca según su caudal y la diferencia entre cotas, dichos estudios pueden servir para establecer un techo, pero de ninguna forma se pueden considerar como un potencial técnicamente factible.

Considerando todo lo anterior, este estudio determinó el potencial hidroeléctrico del país por medio de: la cartera de proyectos existentes en los concursos de apoyo a las energías renovables de CORFO, las declaraciones de impacto ambiental para proyectos de generación de más de 3 MW existentes en CONAMA, el estudio sobre el potencial en obras de riego hecho por la CNE y CNR, y la base de datos existentes en la DGA para los derechos de agua no utilizados que son para uso hidroeléctrico. A continuación se señala el potencial obtenido en cada una de estas fuentes:

- La potencia total ubicada en los proyectos existentes en la **CONAMA** (considerando aprobados, en tramitación, rechazados y desistidos), no reconocidos aún como centrales que aporten al SIC según CDEC-SIC y CNE a abril del 2007, es de **1.594,77 MW**. El aporte en ERNC de estos proyectos es de **326.13 MW**.



Universidad Técnica Federico Santa María

- El potencial de los proyectos en **CORFO**, y que no están en CONAMA, es de **187,31 MW**, de este potencial, se puede considerar como aporte en ERNC **112,31 MW**.
- El potencial obtenido a través del estudio “Estimación Potencial Hidroeléctrico Asociado a Obras de Riego Existentes o en Proyecto” realizado por la CNE y CNR, es de **866 MW**, de ellos, **778 MW** pueden ser considerados como ERNC.
- El potencial aportado por los derechos de agua no utilizados y para uso hidroeléctrico, existentes en la DGA, es de **4.781 MW** de los cuales **1.787 MW** pueden ser considerados como ERNC.
- Por tanto, el potencial total en el SIC será de **7.429 MW**, de los cuales **3.003,4 MW** pueden ser considerados ERNC.

A continuación, la Tabla 7, muestra la información antes señalada, según si el potencial es bruto, que corresponde a los estudios de ENDESA; y si es técnicamente factible, que corresponde a los potenciales en CONAMA, CORFO, en el estudio CNR-CNE y la DGA;

Tabla 7: Clasificación de Potenciales

Potencial Bruto (ERNC + NO ERNC)	Potencial Técnicamente Factible (ERNC)
20.392 MW	3.003,4 MW

2.1.4.1 Situación Actual

Según la CNE y el CDEC-SIC, a abril del 2007 las centrales de pasada existentes en el país eran 32, de las cuales 13 tenían una potencia instalada menor a 20 MW, entregando al sistema 117,2 MW de potencia que aporta ERNC. La Tabla 8 muestra de forma mas detallada las centrales existentes.

Tabla 8: Centrales Hidroeléctricas del SIC

Nombre Central	Región	Tipo Central	Gasto Central m3/seg	Altura Caída m.	Potencia Instalada MW
Alfalfal	R.M.	Pasada	30,0	720,5	160,00
Maitenes	R. M.	Pasada	11,3	180,0	30,80
Queltehues	R. M.	Pasada	28,1	213,0	41,07
Volcán	R. M.	Pasada	9,1	181,0	13,00
Colbún	VII	Embalse	280,0	168,0	400,00
Machicura	VII	Embalse	280,0	37,0	90,00
San Ignacio	VII	Pasada	194,0	21,0	37,00
Rucúe	VIII	Pasada	65,0	140,0	170,00
Los Molles	IV	Pasada	1,9	1.153,0	16,00
Rapel	VI	Embalse	535,1	76,0	350,00
Sauzal	VI	Pasada	73,5	118,0	76,80
Sauzalito	VI	Pasada	45,0	25,0	9,50
Cipreses	VII	Embalse	36,4	370,0	101,40
Isla	VII	Pasada	84,0	93,0	68,00



Universidad Técnica Federico Santa María

Ralco	VIII	Embalse	368,0	181,4	640,00
Antuco	VIII	Embalse	190,0	190,0	300,00
El Toro	VIII	Embalse	97,3	545,0	400,00
Abanico	VIII	Pasada	106,8	147,0	136,00
Canutillar	X	Embalse	75,5	212,0	145,00
Pangué	VIII	Embalse	500,0	99,0	467,00
Pehuenche	VII	Embalse	300,0	206,0	500,00
Curillinque	VII	Pasada	84,0	114,3	85,00
Loma Alta	VII	Pasada	84,0	50,4	38,00
Mampil	VIII	Pasada	46,0	124,3	49,00
Peuchén	VIII	Pasada	36,0	236,0	75,00
Pilmaiquén	X	Pasada	150,0	32,0	39,00
Pullinque	X	Pasada	120,0	48,0	48,60
Aconcagua	V	Pasada	20,2	654,3	72,90
Florida	R.M.	Pasada	30,0	98,0	28,00
Los Quilos	V	Pasada	22,0	227,0	39,30
Chacabuquito	V	Pasada	21,0	135,0	25,50
Capullo	X	Pasada	8,0	149,5	10,70
S. Andes	V	Pasada	20,0	7,0	1,10
Los Bajos	R.M.	Pasada	24,0	27,0	5,10
Caemsa	R.M.	Pasada	24,0	27,0	5,30
Puntilla	R.M.	Pasada	20,0	92,0	14,70
Los Morros	R.M.	Pasada	26,0	13,0	3,30
Carbomet	R.M.	Pasada	24	27	10,9
Eyzaguirre	R.M.	Pasada			2,1
Quilleco	RM	Pasada			35,4
Chiburgo	VIII	Pasada			19
Autoprodutores		Pasada			6,5

Fuente: CDEC-SIC, Estadísticas de Operación 1997-2006 + CNE, Unidades Generadoras SIC julio 2007

Según el CEDEC-SIC la potencia instalada en el SIC al 31 de octubre de 2007 alcanzaba a los 8.955,3 MW, correspondiendo un 53,5% (4.791 MW) a centrales hidroeléctricas. Desde el punto de vista de la producción bruta total por tipo de aporte, la producción hídrica durante octubre del 2007 fue de un 25,8% menor a lo generado por dicho recurso en igual mes del año 2006. Esto se debe a que mientras en el mes de octubre de 2006 la producción bruta de carácter hídrico llegaba a los 2.610,2 GWh, en octubre de este año la producción hidráulica disminuyó hasta alcanzar los 1.937,9 GWh. Esta variación es el resultado de un incremento del 10,6% de la energía aportada por centrales de pasada (en octubre de 2006 la producción de centrales de pasada alcanzó a los 556,5 GWh, mientras que en octubre de 2007 alcanzó a los 615,3 GWh), y con un decremento del 35,6% de la energía producida por centrales de embalse (en octubre de 2006 el aporte de embalses alcanzó a los 2.053,7 GWh, mientras que en octubre de 2007 produjeron 1.322,6 GWh). Lo anterior señala la variabilidad del aporte hidroeléctrico a la matriz, situación que es consecuencia de la irregularidad de los regímenes hidrológicos.

En otro aspecto, la CNE en su informe de fijación de precios de nudo, indica las centrales hidroeléctricas recomendadas y en construcción para el corto plazo, información que a octubre del 2007 consideraba sólo



Universidad Técnica Federico Santa María

1 central de pasada. Así mismo, también señalaba que entre las obras recomendadas 6 correspondían a esta tecnología.

Tabla 9: Plan de Obras Recomendadas para Centrales Hidroeléctricas, SIC Octubre del 2007

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia
Mes	Año		
Enero	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	145 MW

Fuente: CNE, Fijación de Precios de Nudo SIC Octubre de 2007

Tabla 10: Plan de Obras en Construcción para Centrales Hidroeléctricas, SIC Octubre del 2007

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia
Mes	Año		
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Agosto	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Abril	2008	Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW

Fuente: CNE, Fijación de Precios de Nudo SIC Octubre de 2007

Si consideráramos esta información para darnos una referencia del escenario actual de las centrales de pasada, tendríamos un panorama bastante restringido, debido a que muchos proyectos no están considerados en estos planes. Para resolver lo anterior, será necesario investigar la información disponible en instituciones gubernamentales que promueven y califican a este tipo de centrales.

2.1.4.2 Información en CONAMA y CORFO

La CONAMA, es la institución del Estado que tiene como misión velar por el derecho de la ciudadanía a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, proteger el medio ambiente, preservar la naturaleza y conservar el patrimonio ambiental. De esta forma, se encarga de velar por que los proyectos tanto energéticos como de cualquier tipo, no perjudiquen a las personas ni al medio ambiente, debido a ello, todo proyecto de generación de energía mayor a 3 MW debe ser aprobado por la CONAMA, para esto, la empresa responsable debe entregar un estudio de impacto ambiental, estudio que tiene carácter público a través de la página web www.e-seia.cl. Debido a las características de la agencia, los estudios que se presentan carecen de análisis técnico-económico, tocando en mayor profundidad los aspectos de intervención en el medio ambiente. No obstante, en la mayoría de ellos es posible encontrar la información necesaria para contextualizar el desarrollo nacional de las centrales hidroeléctricas de pasada y por tanto el potencial existente.

La CORFO es la agencia gubernamental encargada de fomentar la innovación y con ello la economía nacional, para esto, entre otras actividades, entrega fondos no reembolsables que ayudan a capitalizar



Universidad Técnica Federico Santa María

proyectos tanto de energía como de cualquier índole. Esta agencia ha comprendido la importancia de las ERNC para la diversificación, independencia y sustentabilidad energética, y ha creado un concurso especial de fomento para las ERNC, el cual tiene como objetivo financiar los estudios de factibilidad de los proyectos y apoyarlos en la búsqueda de inversionistas. La CORFO dispone de información poco detallada para esta clase de proyectos, no obstante y al igual que en la CONAMA, dicha información es de carácter oficial y muy útil en la contextualización de las ERNC.

Información en CONAMA

NOTA: El proyecto Hidroeléctrico La Higuera se ha separado en sus dos etapas, Central Hidroeléctrica La Higuera y Confluencia, debido a la diferencia de tiempo en su puesta en marcha.

Desde febrero del 2004 hasta enero del 2008 existen 34 proyectos de centrales hidroeléctricas de pasada en la CONAMA, 6 de ellos han sido rechazados o desistidos, 10 se encuentran en tramitación y 18 están aprobados.

Cabe destacar que la entrada de algunos proyectos se estima para el año 2007 o antes, no obstante, estos no se encuentran, a enero del 2008, reconocidas por el CEDEC-SIC. A continuación se muestran los proyectos, su estado en el sistema de evaluación de impacto ambiental y sus características más significativas.

Tabla 11: Proyectos Rechazados o Desistidos

Nombre	Potencia MW	Inversión MMUS\$	Región
Carilafquén-Malalcahuello	18,3	28,3	IX
Río Grande	3,97	6,3	IV
Río Tacura	6,1	10,0	IX
El Toyo 1	21,6	37,0	R.M.
Golgol I y Golgol II	17,2		X
Peuma	2	3,0	IX
Total	69,17	84,6	

Fuente: CONAMA enero 2008, elaboración CIE UTFSM

Tabla 12: Proyectos en Tramitación

Nombre	Potencia MW	Inversión MMUS\$	Región
Los Cóndores	150	180,0	VII
Alto Maipo	534	600,0	R.M.
Chacayes	106	230,0	VI
El Paso	26,84	51,8	VI
La Paloma	4,5	8,0	IV
Casualidad	21,2	35,0	XIV
Río Blanco Rupanco	5,5	15,0	X
Río Nalcas	3,5	12,0	X
Palmar – Correntoso	13	20,0	X
Río Blanco, Hornopiren	18	25,0	X
Total:	882,54	1.176,8	

Fuente: CONAMA enero 2008, elaboración CIE UTFSM



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 13: Proyectos Aprobados

Nombre	Potencia MW	Inversión MMUS\$	Región	Año Posible Entrada
El Manzano	3,37	7,4	IX	2009
Don Alejo	4,8	5	X	2005
San Clemente	6	12,0	VII	2009
Trupan	36	42,0	VIII	?
Balalita	10,94	17,8	IV	2009
Convento Viejo	14	12,6	VI	2008
Lircay	19,4	20,0	VII	2008
Pulelfu	9	12,5	X	2008
Ñuble	136	140,0	VIII	2010
Chilcoco	12	22,3	X	2009
Laja	25	25,0	VIII	2008
Puclaro	5,4	4,8	IV	2008
Alto Cautín	6	8,8	X	2007
Ojos de Agua	9	15,2	VII	2008
Trueno	4,15	6,8	IX	2008
Palmucho	32	33,0	VIII	2007
Licán	10	14,0	X	2006
Confluencia	145	120,8	VI	2010
La Higuera	155	191,6	VI	2008
Total:	643,06	711,6		

Fuente
:
CONAMA

enero 2008, elaboración CIE UTFSM

Para el total de proyectos encontrados en CONAMA (aprobados, en tramitación, desistidos y rechazados) tenemos la siguiente tabla resumen.

Tabla 14: Clasificación de los Proyectos (aprobados, en tramitación, desistidos y rechazados)

Tipo de Proyecto	Potencia MW	Inversión MMUS\$
< 20 MW	206,13	286,7
> 20 MW	1.388,64	1.686,2
Total:	1.594,77	1.972,962

Para determinar el potencial de ERNC en proyectos hidroeléctricos, es importante destacar que la nueva legislación (ley corta III), indica que las centrales de potencia menor o iguales a 40 MW pueden cuantificar como ERNC 20 MW del total que generan. Por lo tanto, se debe incluir este aporte en el potencial de ERNC.

Tabla 15: Aportes en ERNC de los Proyectos en CONAMA

Total Aporte	Potencia MW
ERNC	326,13
No ERNC	1.268,64



Universidad Técnica Federico Santa María

Además de las centrales de pasada, se logró identificar 5 proyectos de centrales hidroeléctricas de embalse, las cuales se aprecian en la tabla 16:

Tabla 16: Proyectos de Centrales de Embalse

Nombre	Potencia MW	Inversión MMUS\$	Región	Estado del Proyecto
Rio Cuervo	600	600	XI	Rechazado
Osorno	58,2	75,0	X	En Tramitación
Los Lagos	52,9	75	X	En Tramitación
San Pedro	155	202	X	En Tramitación
Rucatayo	60	44,852	X	Aprobado
Total	926,1	996,852		

La central Rucatayo se espera que entregue energía al sistema para el año 2008

Información en CORFO

La información existente en CORFO permite, a diferencia de CONAMA, conocer proyectos con potencia menor a 3 MW, esto nos da una visión más acabada de la realidad nacional.

En CORFO existen 32 proyectos de centrales hidroeléctricas de pasada, de los cuales 6 fueron identificados en CONAMA. Según lo anterior, es posible determinar un potencial de **189,21 MW** adicionales a los proyectos en CONAMA. En la tabla 17 se muestra con más detalle estos proyectos, no obstante, carecen del año de puesta en marcha para aquellos que participaron en InvestChile 2007, 9 proyectos.

Tabla 17: Proyectos apoyados por CORFO que no están en CONAMA

Nombre	Potencia MW	Inversión MMUS\$	Región	Año Posible Entrada
El Teniente - Codelco	0,5	0,7	VI	2008
Los Hierros	19,2	25,5	VII	2011
Longavi	20	25,867	VII	2009
Canal Zanartu 1	1,1	1,6	VIII	2008
Canal Zanartu 3	9	12,7	VIII	2008
Canal Zanartu 2	0,7	1,2	VIII	2008
Cayupil	3	5	VIII	2009
Canal Bio-Bio Negrete	2,4	3	VIII	2008
Peuma	2	3,005	IX	2007
Quintrilpe	0,75	1,2	IX	2009
Faja Maisan	0,84	0,6	IX	?
Trayenko	75	100	X	2011
Puyehue	1,2	2	X	2008
La Leonera	9,12	13,11	X	2008
Candelaria	15	25,5	X	2008
Rio Cuchildeo	0,8	1,75	X	2007
Dongo	4,1	6	X	2008



Universidad Técnica Federico Santa María

San José Alto	7,6	11,7	R.M	?
San José Bajo	2,2	4	R.M.	?
Providencia	5,6	8.9	VII	?
Munilque	1,5	2	VIII	?
Quillayleo	0,5	0,9	VIII	?
Truful Truful	0,6	1,1	IX	?
Fundo San Jose	1,6	1,2	IX	?
El taique	3	6	X	?
Total:	187,31	255,63		

Fuente: Corfo Invest 2005 – 2007

La tabla 18 muestra el aporte en ERNC, considerando la Ley Corta III, de los proyectos existentes en CORFO que no están en CONAMA.

Tabla 18: Potencial en proyectos apoyados por CORFO (que no están en CONAMA)

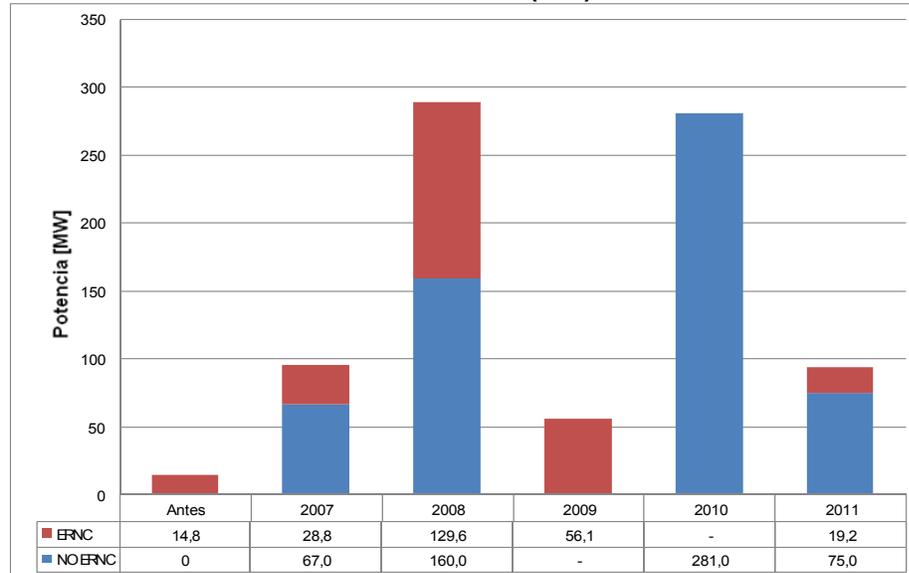
Tipo de Proyecto	Potencia MW	Inversión MMUS\$
ERNC	112,31	134,572
NO ERNC	75	100
Total:	187,31	234,572



2.1.4.3 Síntesis Información CONAMA y CORFO

Según los datos obtenidos de la información en CONAMA y CORFO, junto a la de CDEC-SIC y CNE, es posible obtener información de interés, correspondiente a la potencia que se instalara en el sistema en los próximos años y cuanto será esta potencia. El grafico 1 muestra esta información.

Grafico 1: Inserción de Potencia (MW) hasta el año 2011



Fuente: CONAMA enero 2008 + Corfo Invest 2005 – 2007

El grafico 1, y la tabla 19, muestran una importante cantidad de centrales de pasada que inyectaran energía al SIC hasta el año 2011. La inserción paulatina de estos proyectos significará un crecimiento de 37,51% en el aporte de ERNC a inicios del 2008, con respecto a la potencia instalada a abril del 2007, llegando a un crecimiento a fines del año 2011, con respecto a abril del 2007, de un 212,4 %. Es importante destacar que estas proyecciones no consideran a aquellos proyectos que no se les conoce su fecha de puesta en servicio, por lo que la proyección completa aumentaría en 189,9 MW. La proyección anterior se realizó en función de los datos oficiales y no habiendo madurado lo suficiente las leyes de fomento de ERNC, considerando lo anterior, es posible que este escenario sea pesimista, y tenderá a ser más favorable.



Universidad Técnica Federico Santa María

Tabla 19: Estimación de Entrada de Centrales Hidroeléctricas de Pasada

(*) Centrales incluidas en el plan de obras de la CNE a abril del 2007

(**) La central Confluencia es parte del proyecto hidroeléctrico la Higuera

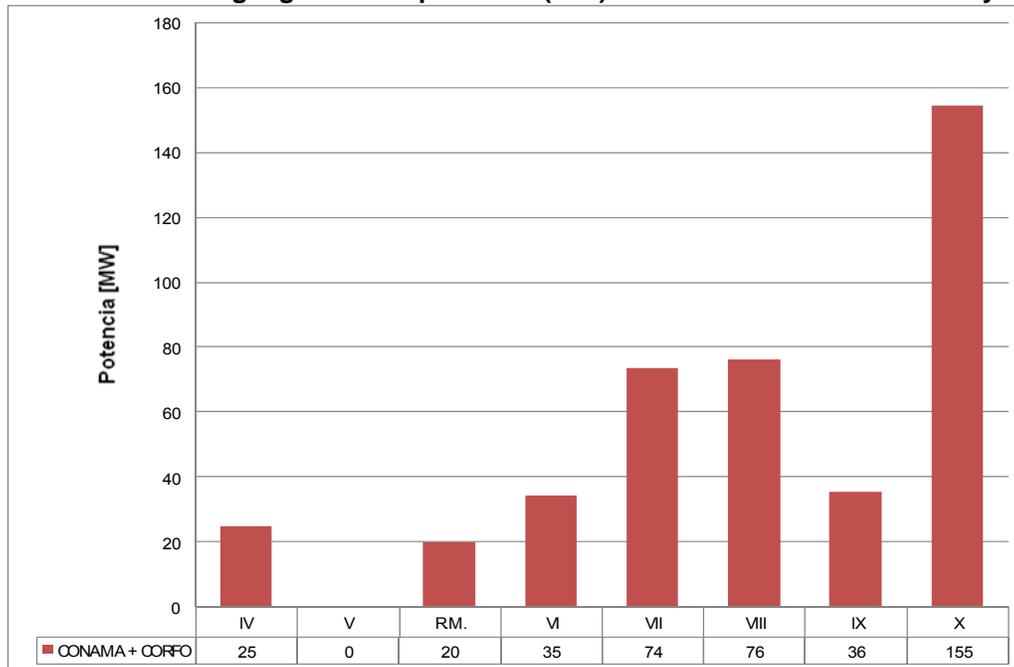
NOTA: El cuadro no incluye la central Faja Maisan de 0,84 MW, ya que no se encontró la información

Antes		2007		2008		2009		2010		2011	
Central	MW	Central	MW	Central	MW	Central	MW	Central	MW	Central	MW
Don Alejo	4,8	Peuma	2	El Teniente - Codelco	0,5	Quintrilpe	0,75	Nuble	136	Los Hierros	19,2
Licán	10	Rio Cuchildeo	0,8	Canal Zañartu 1	1,1	El Manzano	3,37	Confluencia	145	Trayenco	75
		Palmucho	32	Canal Zañartu 3	9	San Clemente	6				
		Alto Cautín	6	Canal Zañartu 2	0,7	Chilcoco	12				
		Hornitos	55	Canal Bio-Bio Negrete	2,4	Cayupil	3				
				Puyehue	1,2	Balalita	10,95				
				Convento Viejo	14	Longavi	20				
				Puclaro	5,4						
				La Higuera	155						
				Candelaria	15						
				Lircay	19,4						
				Pulelfu	9						
				Laja	25						
				Ojos de Agua	9						
				Rio Blanco	3,66						
				Dongo	4,1						
				La Leonera	9,12						
				Trueno	4,14						
Total:	14,8	Total:	95,8	Total:	287,72	Total:	56,07	Total:	281	Total:	94,2

Fuente: plan de obras de la CNE a abril del 2007 y CORFO Invest 2005 - 2007, elaboración CIE UTFSM.



Grafico 2: Distribución geográfica del potencial (MW) ERNC obtenido en CONAMA y CORFO



2.1.4.4 Información en la DGA

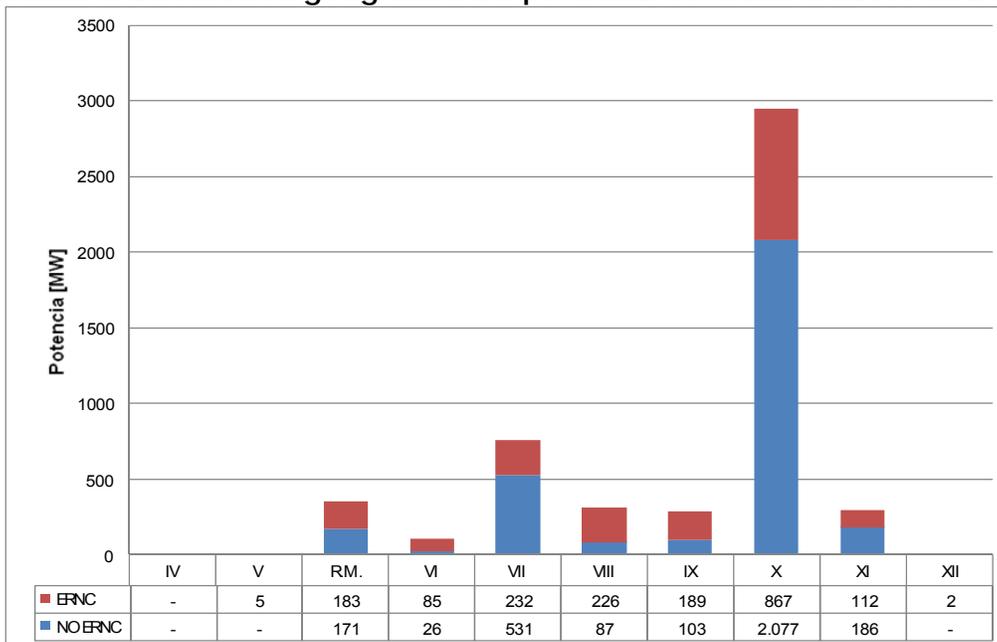
La Dirección General de Aguas (DGA) se creó en 1967 con la Ley N° 16.640, (Ley de Reforma Agraria), es una institución dependiente del Ministerio de Obras Públicas y esta encargada de promover la gestión y administración del recurso hídrico en un marco de sustentabilidad, interés público y asignación eficiente, además de proporcionar y difundir la información generada por su red hidrométrica.

En la actualidad, la administración del recurso hídrico se hace por medio del otorgamiento de derechos de agua. Este derecho le permite al propietario hacer uso exclusivo del agua, en un lugar y para un fin específico. Las formalidades y condiciones del otorgamiento de los derechos de agua se encuentran en El Código de Aguas. Para mejorar la gestión de las aguas, la DGA le pide al solicitante especificar el uso que le dará al recurso, si es para generar energía (uso no consuntivo) debe dar a conocer el caudal y el desnivel. Otra medida adoptada para mejorar la gestión, y procurar el buen uso de las aguas, es el cobro de un impuesto anual a los propietarios de derechos de agua que no los están utilizando.

Según lo anterior, es posible cuantificar un potencial hidroeléctrico sumando los aportes en potencia de cada derecho de agua que fue especificado para generación hidroeléctrica y que no está siendo utilizado. Para ello, se solicitó la información completa de los derechos no utilizados a la DGA, información que fue entregada con la mejor disposición y de forma oportuna. El gráfico 3 muestra el potencial por región, obtenido a través de esta información. Cabe señalar que la potencia bruta de cada derecho fue multiplicada por un factor de rendimiento global equivalente a 0,85, este factor representa las pérdidas de energía desde la extracción del agua hasta su restitución.



Grafico 3: Distribución geográfica del potencial obtenido a través de DGA



Si sólo se considera el **aporte al SIC**, o sea el aporte de las regiones donde actual este sistema, el potencial total en derechos de agua no utilizados será de **4.781 MW**, de los cuales **1.787 MW podrían aportar ERNC**. Para lo anterior, se considero sólo 20 MW de los derechos que exceden esta potencia.

Observando el grafico 3, y en mayor detalle la tabla 20, se concluye que el potencial se encuentra ubicado en mayor medida en la VII y particularmente en la X Región, esta ultima con casi 3.000 MW de los cuales 867 MW son de ERNC. Lo anterior es interesante, ya que la X Región es una de las que en la actualidad menos energía hidroeléctrica aporta al SIC.

Tabla 20: Distribución geográfica del potencial obtenido a través de la DGA

Región	TOTAL (MW)	ERNC (MW)	NO ERNC (MW)
IV	0	0	0
V	5	5	0
R.M.	354	183	171
VI	111	85	26
VII	763	232	531
VIII	313	226	87
IX	291	189	103
X	2.944	867	2.077
XI	298	112	186
XII	2	2	0
TOTAL:	5.081	1.900	3.181

A fin de obtener una visión más acabada de la información de interés existente en la DGA (aquella que aporta ERNC al SIC), se clasificaron los derechos de agua según un rango de potencia y según la región donde están ubicados, además de la cantidad de derechos para cada clasificación,



lo anterior permite identificar de que tamaño y que tan cerca de los centros de consumo están los posibles proyectos, esta información se muestra en la Tabla 21 y en los Gráficos 4 y 5.

Tabla 21: Clasificación por potencia y región del potencial ERNC identificado en la DGA

	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	X	Total
P_≤2 MW	0	2,6	1,4	1,7	1,5	1,8	4,0	47,7	60,8
Nº Casos	0	3	2	3	2	2	22	138	172
2 < P ≤ 9 MW	0	2,1	55,6	5,3	10,5	29,2	8,3	158,3	269,4
Nº Casos	0	1	15	2	2	5	2	48	75
P > 9 MW	0	0	126,0	77,6	219,6	195,4	176,4	661,0	1.455,9
Nº Casos	0	0	10	6	14	13	11	44	98

Gráfico 4: Clasificación por potencia y región del potencial identificado en la DGA

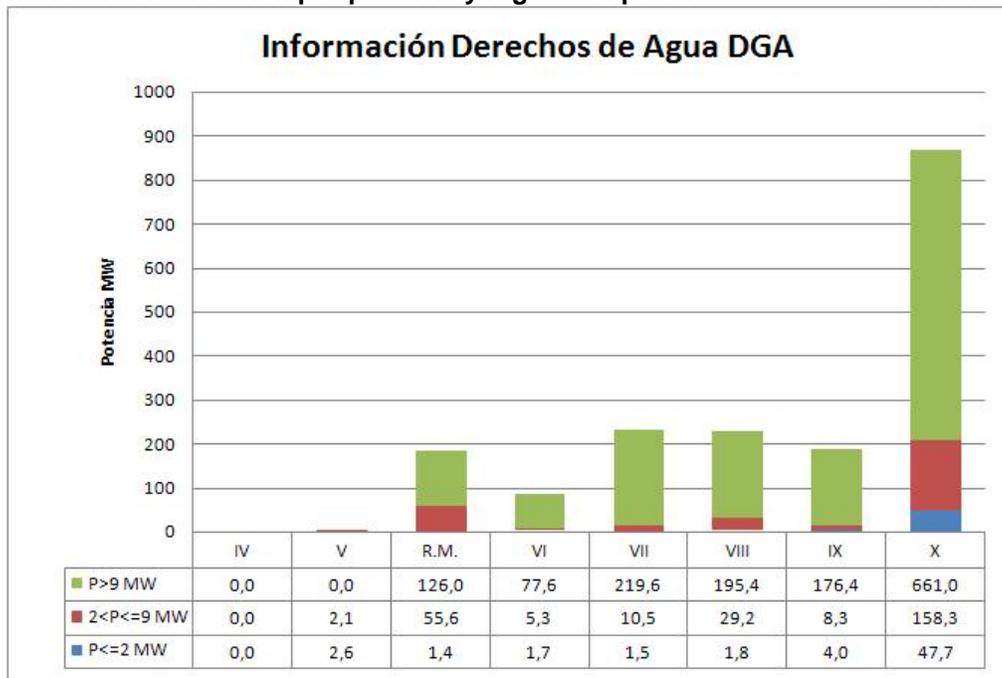
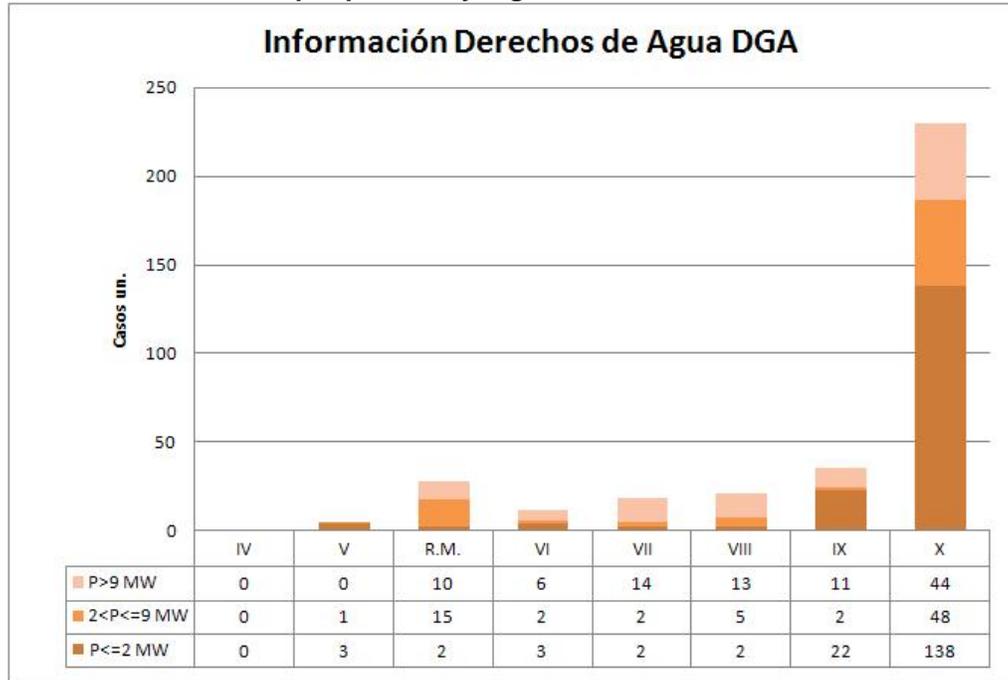




Grafico 5: Clasificación por potencia y región de los casos identificados en la DGA



Compactando toda la información anterior, se tiene la tabla 22:

Tabla 22: Distribución geográfica del potencial según potencia y número de casos obtenido a través de DGA

	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	X	Total
P MW	0	4,7	183	84,6	231,6	226,4	188,7	867	1787
Nº Casos	0	4	27	11	18	20	35	230	345

2.1.4.5 Información en el Estudio CNR-CNE

La Comisión Nacional de Riego en Conjunto con la Comisión Nacional de Energía efectuaron un estudio (en adelante estudio CNR-CNE), a fin de identificar el potencial hidroeléctrico existente en las obras de riego construidas en el país y en proyecto. Este potencial, al igual que el identificado en la DGA, no está asociado a proyectos hidroeléctricos, sino que son lugares posibles de ser instalados. A continuación en las Tablas de la 23 a la 26, se clasifica el potencial ERNC según la obra de riego al que está asociado, la región en la que se ubican, rango de potencia y el número de casos:

Tabla 23: Potencial Existente en Canales

	III	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	Total
P ≤ 2 MW	5,6	7,3	8,7	2,7	19,9	37,2	16,9	4,3	102,6 MW
Nº Casos	10	11	8	6	24	50	20	6	135
2 < P ≤ 9 MW	0	0	2,6	11,1	42,3	45,1	61,9	16,7	179,7 MW
Nº Casos	0	0	1	2	9	12	14	4	42
P > 9 MW	0	0	0	10,4	0	51,5	0	0	61,9 MW



Nº Casos	0	0	0	1	0	3	0	0	4
-----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Tabla 24: Potencial Existente en Embalses

	III	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	Total
P ≤ 2 MW	0,8	0	0	0	0	0,5	0	0	1,3 MW
Nº Casos	1	0	0	0	0	1	0	0	2
2 < P ≤ 9 MW	5,4	9,6	12,1	0	7,2	7,4	0	0	41,7 MW
Nº Casos	1	3	2	0	1	1	0	0	8
P > 9 MW		26,4	0	0	14	33,3	20	0	93,7 MW
Nº Casos		2	0	0	1	2	1	0	6

Tabla 25: Potencial Existente en Unificación de Bocatomas de Canales en Causas Naturales

	III	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	Total
P ≤ 2 MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0 MW
Nº Casos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 < P ≤ 9 MW	0	0	9	7,7	13,7	0	0	0	30,4 MW
Nº Casos	0	0	2	2	2	0	0	0	6
P > 9 MW	0	0	9,1	0	75,9	0	57,4	0	142,4 MW
Nº Casos	0	0	1	0	4	0	3	0	8

Tabla 26: Potencial Existente en Unificaciones Masivas de Bocatomas de Canales en las Cabeceras de las Cuencas

	III	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	Total
P ≤ 2 MW	4,4	14	4,2	5,5	1,7	3	5,2	3,3	41,3 MW
Nº Casos	10	18	7	7	1	2	6	7	58
2 < P ≤ 9 MW	0	5,4	2,2	2,5	6,9	23,9	31,8	10,3	83 MW
Nº Casos	0	2	1	1	3	5	8	2	22
P > 9 MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0 MW
Nº Casos	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Sumando todos los potenciales de los canales, embalses, bocatomas e unificaciones de bocatomas, se compacta la información según potencial y ubicación geográfica como se observa en la tabla 27 y el Grafico 5 y 6:

Tabla 27: Potencial Existente Total

	III	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	Total
P ≤ 2 MW	10,8	21,3	12,9	8,2	21,6	40,7	22,1	7,6	145,2
Nº Casos	21	29	15	13	25	53	26	13	195
2 < P ≤ 9 MW	5,4	15	25,9	21,3	70,1	76,4	93,7	27	334,8
Nº Casos	1	5	6	5	15	18	22	6	78
P > 9 MW	0	26,4	9,1	10,4	89,9	84,8	77,4	0	298
Nº Casos	0	2	1	1	5	5	4	0	18



Gráfico 6: Distribución del Potencial Total de Canales por Región

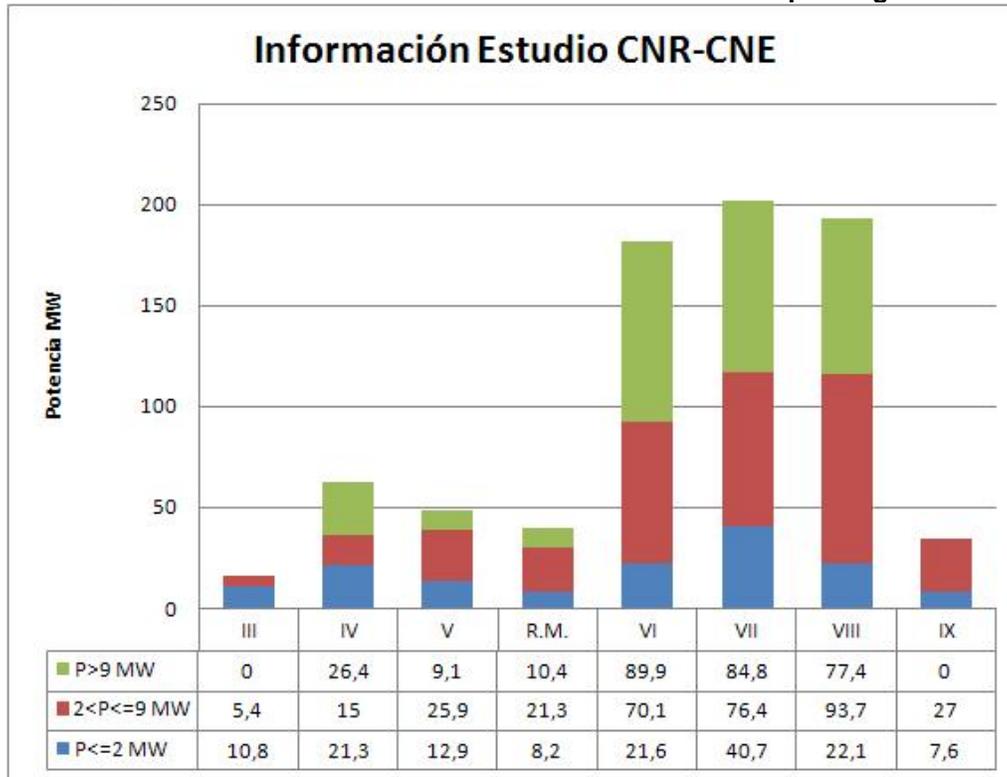
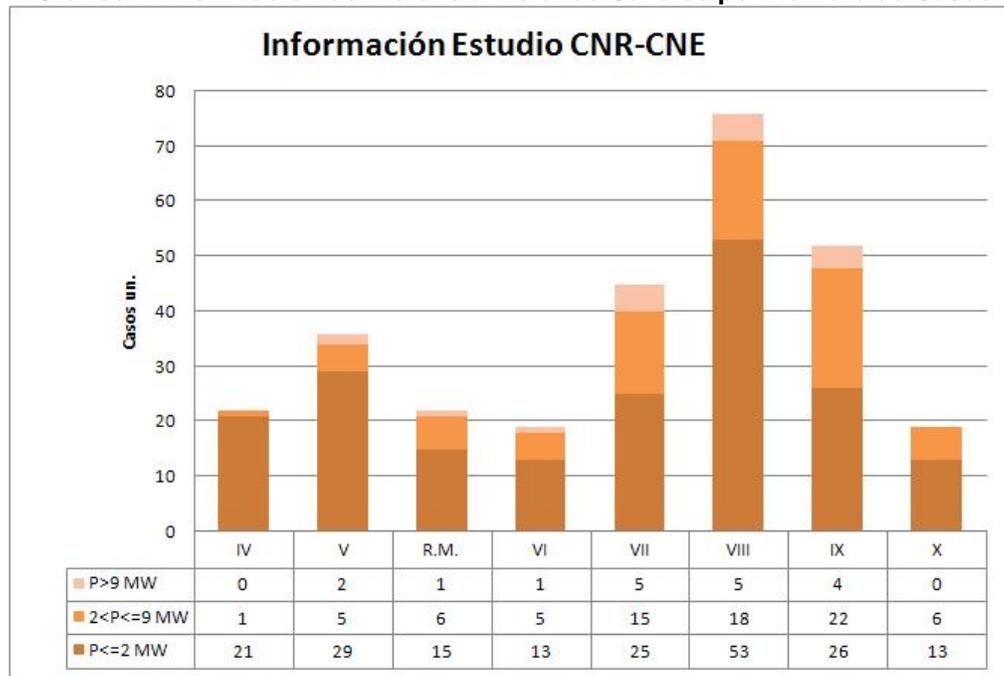


Gráfico 7: Distribución del Potencial Total de Canales por Número de Casos





Analizando el Grafico 6, se observa que el mayor potencial se distribuye de forma casi ecuánime en las regiones VI, VII y VIII con un promedio de 190 MW, superando casi cuatro veces a las otras regiones.

Por otra parte, se puede observar en el Grafico 7 que la distribución del número de casos por región es baja para los sitios con potencia mayor a 9 MW, lo que implica que, en promedio, los proyectos posibles de realizar en este rango de potencia serian de 16,5 MW.

La información total clasificada por región, potencial y número de casos se observa en la tabla 28:

Tabla 28: Resumen por Región

	III	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	Total
P MW	16,2	62,7	47,9	39,9	181,6	201,9	193,2	34,6	778
Nº Casos	22	36	22	19	45	76	52	19	291

2.1.5 Distribución Geográfica del Recursos

NOTA: Debido a que las fuentes de información no han actualizado la nueva división política administrativa del país, para esta sección se considera la antigua división.

Chile en su geografía continental presenta una gran heterogeneidad en la distribución del recurso hídrico. Esta desigual distribución esta dada por la amplia extensión latitudinal del territorio nacional, patrón que origina condiciones climáticas diferentes en cada Región, desde un clima mediterráneo desértico y semidesértico por el extremo norte, hasta un clima subpolar y polar en el extremo austral. Para comprender mejor esta realidad, a continuación se describen las principales zonas hidrológicas (para información sobre las cuencas revisar anexo **2.1.13.2**).

Zonas Hidrológicas.

Zona Endorreica: Se extiende entre las regiones I y II, hasta el río Loa. Su característica principal es la existencia de aguas que sólo tienen cursos dentro del continente sin llegar al mar. Se presentan como ríos intermitentes.

Zona Arreica: Abarca desde el sur del Loa hasta el norte de Copiapó. Se caracteriza por la ausencia de recursos de aguas superficiales, pero la existencia de aguas en napas subterráneas.

Zona Exorreica: Se encuentra en algunos sectores de las regiones I y II (Lluta y Loa); pero, en general, se extiende desde Copiapó hasta la XII Región. Hay existencia de agua con desagüe en el mar. Lo extenso de esta zona hace necesario dar una clasificación a los tipos de ríos existentes en ella, según:

Ríos de régimen nivoso y pluvioso (II y IV región): Se alimentan del derretimiento de la nieve cordillerana y de las lluvias de invierno y verano. Ejemplos: el Copiapó, el Huasco, el Elqui, el Choapa. Debido a estas condiciones son poco favorables para aprovechamientos hidroeléctricos.

Ríos de régimen nivoso con enriada duradera (V a VII región): Dada su alimentación nivosa, presentan grandes fluctuaciones de caudal con una llena (máxima) que coincide con el verano y una merma invernal. Su corriente suele adoptar forma de torrente por su velocidad de escurrimiento. Ejemplo: el Aconcagua, el Maipo, el Mataquito. Si bien presentan merma invernal esta no es significativa, por lo que son factibles de aprovechar hidroeléctricamente. Los principales



aprovechamientos de esta zona se dan en la cuenca del Maule (San Ignacio, Loma Alta, Colbún, Machicura, Pehuenche, Curillinque, Cipreses e Isla).

Ríos con régimen nivoso y con breve llena (VIII región): A pesar de su alimentación nivosa, su llena es muy breve y, en enero, su caudal desciende notablemente. Tienen gran cantidad de afluentes cordilleranos. Ejemplos: el Itata y el Bío-Bío. La gran cantidad de afluentes y lluvias, hace que estos ríos sean propicios para la generación hidroeléctrica, presentando mejores condiciones que los precedentes. Los principales aprovechamientos de esta zona se dan en la cuenca del Laja (El Toro, Antuco, Rucue, Abanico, Mampil, Peuchen).

Ríos de Transición (IX región): Se alimentan del derretimiento de la nieve, pero sus crecidas corresponden a las lluvias de invierno. En su curso interior son navegables en breves trechos. Ejemplos: el Imperial, el Toltén. Presentan características ideales para la generación, ya que las nieves acumulan agua para entregarla en verano, y las lluvias son abundantes en invierno. No cuenta con grandes aprovechamientos hidroeléctricos.

Ríos de caudal constante y débil pendiente (X región): Por incluir lagos en su sistema, el caudal se mantiene muy constante en invierno y verano (los lagos actúan como reguladores del caudal). Su pendiente en el sector andino presenta breves pero significativos desniveles que favorecen la producción Hidroeléctrica. En cambio, en su curso inferior, su pendiente es muy débil por lo que son navegables en las proximidades de sus desembocaduras. Ejemplos: el Valdivia, el Bueno, el Petrohue. Los principales aprovechamientos se dan en las cuencas del río Bueno y Chamiza (Pilmaiquen, Capullo y Canutillar)

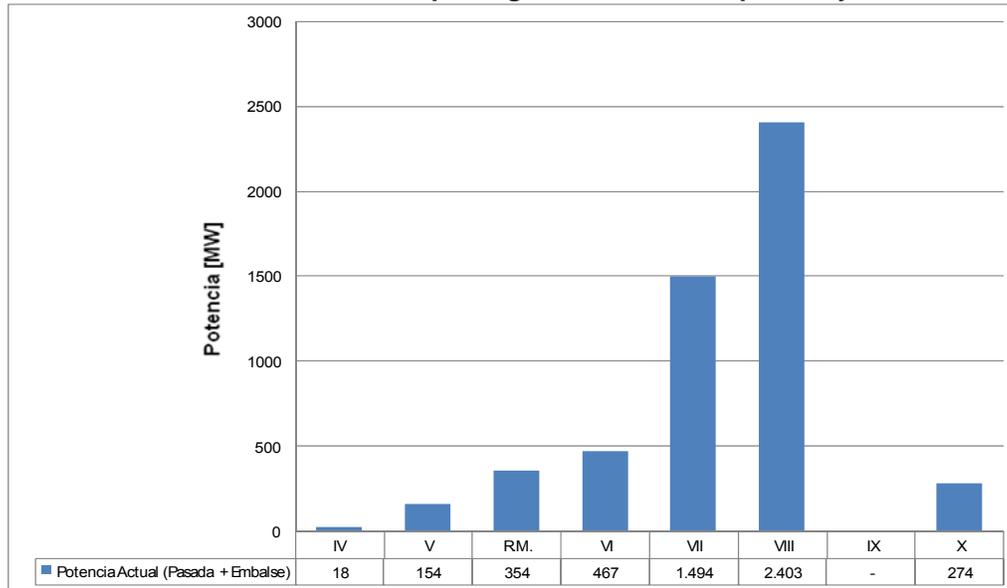
Ríos Patagónicos (XI región): Nacen en la vertiente oriental de los Andes y cortan la Cordillera formando valles y desfiladeros. Su curso inferior presenta rápidos que dificultan la navegación. Su caudal es de importancia y se mantiene más o menos constante debido a la ausencia de una estación seca. Ejemplos: el Palena, el Aisén, el Baker.

Ríos de la zona magallánica (XII región): Son de muy corta extensión a causa de la intensa glaciación de la zona.

Debido a la distribución desigual del recurso hídrico, se ha generado una gran diversidad de ambientes con características ecológicas particulares en cada Región. Estas características hacen que la distribución del recurso, y con ello sus aprovechamientos, sea desigual. El Grafico 8 muestra la distribución de potencia instalada por región, incluyendo centrales de pasada y embalse, hasta abril del 2007.



Grafico 8: Potencia instalada por región, centrales de pasada y embalse.



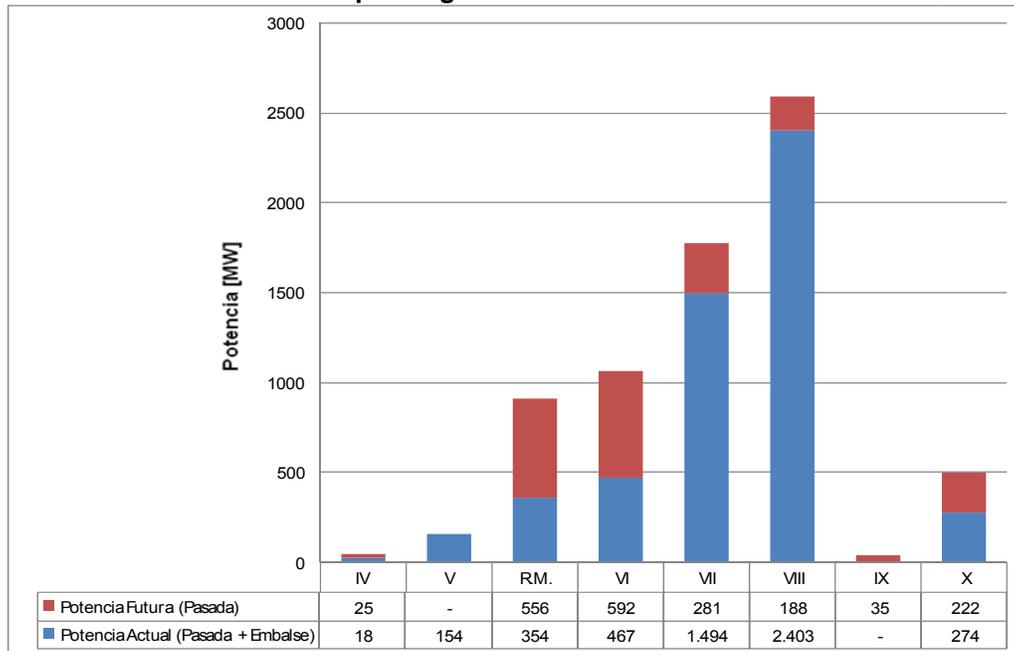
Fuente: CDEC-SIC, Estadísticas de Operación 1997-2006 + CNE, Unidades Generadoras SIC julio 2007

El Grafico 9 muestra una alta concentración de generación hidroeléctrica en las regiones VII y VIII, con un 28,9% y un 46,5% del total respectivamente, esto se debe a que, si bien no son las con mejores condiciones hidrológicas, presentan características que permiten un buen aprovechamiento del recurso, a lo anterior se agrega la cercanía de estas a los grandes centros de consumo, Región Metropolitana, V y VIII. Es esta última la principal razón del bajo aporte de las regiones IX y X aun teniendo condiciones más favorables, situación que puede ir cambiando a medida que aumente su infraestructura eléctrica.

Es importante evaluar la distribución de los aprovechamientos hidroeléctricos que podrán ser instalados al corto plazo. En este sentido, y gracias a la información en CONAMA y CORFO, se puede determinar la tendencia que tendrá la distribución territorial de los aprovechamientos a lo largo del país.



Grafico 9: Distribución por Región de la Potencia instalada hasta el 2011



Fuente: CDEC-SIC, Estadísticas de Operación 1997-2006 + CNE, Unidades Generadoras SIC julio 2007+CORFO-CONAMA, Enero 2008

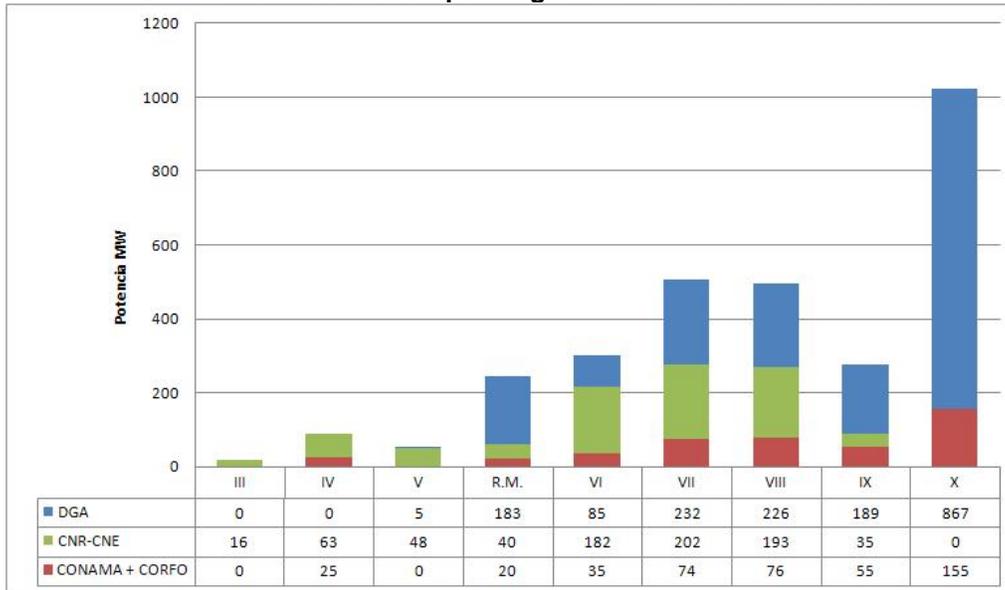
La potencia a instalarse, mostrada en el Grafico 9, es hasta el año 2011. Analizar la futura utilización del recurso hídrico es importante para evaluar la posibilidad real de instalar proyectos en cada región, posibilidad que esta dada, entre otros factores, por el no agotamiento hídrico de la zona.

El Grafico 9 nos muestra la tendencia que irán teniendo las instalaciones en cuanto a producir energía lo mas cerca de los grandes centros de consumo y como se irán agotando las oportunidades en estas zonas. Un caso interesante es el de la Región Metropolitana, la cual aumentará en un 157% su generación hidroeléctrica. El gráfico también muestra que la IX región comenzará a contar con este tipo de centrales, iniciando el desarrollo de su potencial, en este mismo sentido, se destaca también el aumento de la IV región con un 138,8%. También se puede observar como la VII y VIII Región tenderán a agotar su potencial.

La distribución por Región del potencial estimado a través de este estudio se muestra en el Grafico 10, el cual sólo incluye las regiones donde opera el SIC.



Gráfico 10: Distribución por Región del Potencial Detectado



2.1.6 Oportunidades y Escenarios

La información recopilada a través de este estudio muestra la existencia de un importante potencial de energía hidroeléctrica técnicamente factible dentro de país que aporte ERNC, **3.003 MW**. Sin embargo, gran parte de la concreción de estas oportunidades se limitará a causas económicas, técnicas y políticas. A continuación se describen algunos posibles escenarios.

- La evolución de las grandes centrales hidroeléctricas, por lo general mayores a 20 MW, debido a sus economías de escala, las hace más atractivas para los inversionistas, lo cual va en desmedro de los pequeños aprovechamientos. Por lo que se tenderá a agotar las grandes oportunidades para posteriormente aprovechar las de baja potencia.
- Si los aprovechamientos medianos, entre 2 MW y 20 MW, logran vencer la barrera de los altos costos de inversión inicial, sea por medio del mejoramiento de la tecnología o por medio de incentivos fiscales, podrán llegar a ser competitivos y diversificar significativamente la matriz energética nacional. La disminución de los costos iniciales estará directamente relacionada con las facilidades de conexión al SIC.
- Los micro aprovechamientos, entre 0.05 MW y 1 MW, se desarrollaran en función de las comunidades o procesos productivos aislados y cercanos al recurso, lo que significara una oportunidad para dar solución a los altos costos de la energía eléctrica en los lugares alejados de los nudos y que cuentan con recurso.

Sin embargo, independientemente del tamaño, la mayoría de las grandes oportunidades se darán probablemente en lugares que se encuentran en zonas que han sido previamente investigadas o se darán en función de la integración a proyectos hidroeléctricos ya existentes u obras de riego. Lo anterior es evidente debido a la viabilidad técnica y económica de aprovechar aun más las obras ya existentes, ya sea en líneas de transmisión o en infraestructura hidráulica.

Por otra parte, la clara tendencia al aumento de los precios de la electricidad, combinado con la tecnología moderna y sumado a la posibilidad de ofrecer otros beneficios para la comunidad que antes eran poco rentables y poco valorados, como la protección del medio ambiente y la



generación distribuida, presentaran atractivos que harán mas rentable y/o aplicable este tipo de proyectos.

Por otra parte, existe un gran número de micro y mini oportunidades para generación hidroeléctrica en las zonas rurales, muchas de las cuales no han sido examinadas previamente debido a los pequeños caudales asociados. Lo anterior y la mayor información acerca de aprovechar el agua hidroeléctricamente, hará que los proyectos sean desarrollados por los propietarios de predios en los cuales se ubica el recurso, la velocidad del desarrollo de estas iniciativas estar directamente relacionadas con el apoyo de las instituciones publicas en la prospección y asesoramiento.

Además de o anterior, se logra identificar una oportunidad concreta a través de aprovechamientos de baja escala. Si bien los costos asociados a la generación en bajas potencias, para ser inyectadas al SIC, es poco viable económicamente, el hecho de lograr generar energía en lugares asociados a procesos productivos aportará independencia energética a las actividades económicas asociadas a los lugares, permitiendo disminuir la demanda al sistema y generando resultados mucho más eficientes. Es importante señalar que lograr el desarrollo de estos aprovechamientos sentara un precedente, ya que se implementaría un nuevo modelo de negocios para la generación de energía eléctrica, haciendo que pequeñas plantas vendan directamente su energía a los procesos productivos más cercanos.

2.1.7 Perfil de los Costos Actuales y Previstos

Los costos asociados a mini centrales hidroeléctricas dependen en gran medida de la localización y las condiciones geográficas, características que influyen significativamente en el costo de las obras civiles y en consecuencia en la inversión inicial. Esta particularidad de las mini centrales hidroeléctricas reviste mucha importancia en nuestro país, ya que el recurso se ubica en zonas cercanas a la cordillera de los Andes, y por ende, lejos de las principales redes viales y de transmisión troncal.

Como referencia, una mini central con un Cauda de 1.3 m³/s, una altura neta de 675 m., a 40 Km. hacia el sur-este de Santiago, y con una potencia instalada de 7,63 MW, tiene los costos aproximados mostrados en la Tabla 29.

Tabla 29: Costos para una central hidroeléctrica común (7, 63 MW)

Ítem	Detalle	Costo US\$	Porcentaje detalle	Porcentaje ítem
I Obras Civiles	Instalación de faenas y obras de infraestructura	200.000	1,29%	45,27%
	Bocatoma	187.760	1,22%	
	Desarenado	41.050	0,27%	
	Canal de aducción (3,245 m)	2.529.029	16,37%	
	Tubería de presión	3.643.586	23,58%	
	Casa de maquinas	312.899	2,03%	
	Canal de devolución	40.000	0,26%	
	Patio de alta tensión	40.000	0,26%	
	II Equipamiento	Equipos hidromecánicos	147.000	0,95%
Equipo electromecánico		5.039.000	32,61%	
IV Ingeniería y administración		730.819	4,73%	4,73%
V Conexión al SIC	Subestación eléctrica	1.000.000	6,47%	8,027%
	Línea de alta tensión (4 Km)	240.000	1,55%	



VI Varios y contingencias		1.300.000	8,41%	8,41%
Total		15.451.143	100%	100%

En la Tabla 29 se aprecia que otro costo importante en la inversión inicial es la compra de equipamiento, 33,5%. Si consideramos que a diferencia de los otros ítems este costo no está asociado a productos nacionales, la baja en el precio del dólar le es muy favorable a los proyectos. Con el dólar a un precio de \$520, el costo en equipamiento electromecánico, para el caso de la Tabla 29, sería de \$ 2.696.720.000, en cambio, si el precio del dólar es de \$470 el costo baja a \$2.437.420.000, lo que significa una diferencia de \$259.300.000. Por tanto, en la actualidad nos encontramos ante una oportunidad debido a la baja que en este último tiempo ha tenido el dólar.

Una de las desventajas económicas de la realidad en que actualmente se desarrollan los proyectos es que la compra del equipamiento se hace de forma individual por cada propietario, lo que disminuye su poder de negociación ante los proveedores, si se lograra, por ejemplo, que el Estado cuantificara la existencia futura de proyectos y comprara importantes sumas de activos asociados a equipamiento y luego los vendiera a condiciones realistas, podrían reducirse, por concepto de descuento por volumen, los costos asociados a inversión inicial. Medidas que también se pueden extender al resto de las tecnologías.

En otro aspecto, y a fin de evaluar la competitividad de los costos de proyectos hidroeléctricos que aporten ERNC con otras tecnologías, la Tabla 30 muestra los costos de inversión asociados a la generación de energía durante el periodo de evaluación del proyecto (CAPEX) y los costos de operación asociados a la producción de energía (OPEX), para distintos proyectos de generación.

Tabla 30: Costos de generación para diferentes tecnologías

Empresa	Tecnología	Capacidad Instalada [MW]	CAPEX [US\$/MWh]	OPEX [US\$/MWh]	Costos totales CAPEX+OPEX [US\$/MWh]
Acciona	Eólico	84	85,11	\$7,99	\$93,1
Innergy	Diesel, Gas Natural	120	6,49	\$70,50	\$76,99
Endesa Eco	Eólico	9,9	64,75	9,83	\$74,58
CNE dev. Plan	GNL	385	8,62	\$55,03	\$63,65
CNE dev. Plan	Geotérmico	40	46,47	2,00	\$48,47
AES Gener	Coal	250	14,51	31,44	\$45,95
CNE dev. Plan	Biomasa	10	42,41	2,00	\$44,41
G&F Carran	Hidráulica de pasada	12	34,62	4,42	\$39,04
Endesa Eco	Hidráulica de pasada	9	19,80	3,81	\$23,61
Endesa	Embalse	1.250	9,03	0,00	\$9,03

Fuente: Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile, PNUD, adaptado de Steinacker.

Como se observa en la Tabla 30, las centrales hidroeléctricas que aportan ERNC son las más competitivas dentro de las tecnologías renovables. Además, y en comparación con las tecnologías convencionales, cuentan con mayores costos de inversión, pero menores costos de operación, lo que en definitiva las hace más competitivas al largo plazo, siendo superadas sólo por las centrales de embalse. La competitividad de los costos de las minicentrales será mayor mientras mayor sea el precio de los combustibles de las centrales térmicas, por lo general fósiles, no obstante, la rápida recuperación



de capital de estas últimas, asociada a menor inversión y mayor venta de energía y potencia, hace que en la actualidad sean de más atractivo para los inversionistas.

A pesar de mostrar altos costos de generación, las tecnologías basadas en los combustibles fósiles tienen la ventaja de poder vender la energía que generan en el mercado punta, cuando los precios son más altos. Esta ventaja también permite que este tipo de tecnologías reciban una mayor fracción de ingresos asociados a la potencia, que en el caso de este tipo de generadores puede constituir alrededor de un 30% de los ingresos totales.

Dada la aprobación de la Ley de fomento a las ERNC (Ley corta III), se espera un mayor desarrollo de estos proyectos en los próximos años, gracias a que se les exime parcial o totalmente del pago de peajes, ósea el pago que hace la empresa generadora por usar el sistema de transmisión troncal.

Costo de Enlace (conexión):

Las tecnologías de generación hidroeléctrica, al igual que el resto, poseen economías de escala, cualidad que permite aminorar los costos de inversión inicial en la medida que son capaces de generar una mayor potencia. No obstante, los costos de conexión al sistema no poseen una notoria economía de escala, esto se debe a que los costos de los patios de alta tensión y el de la línea transmisión son relativamente fijos, dentro del rango de potencias de las ERNC, y sólo varían según el voltaje al cual se transmita la energía. La existencia de estos costos hace poco rentable aquellos proyectos de baja potencia que pretendan conectarse al sistema.

La Tabla 31 muestra los costos del patio de alta tensión y de la línea de transmisión según los niveles de voltaje.

Tabla 31: Costos del patio de alta tensión y de la línea de transmisión

Nivel de voltaje	Costos Paño (US\$)	Costo Línea (US\$/km)
15 kV y 23 kV	Entre 30.000 y 50.000	Entre 10.000 y 18.000
66 kV	200.000	Entre 26.000 y 32.000
110 kV	300.000	Entre 36.000 y 50.000
154 kV	Entre 400.000 y 500.000	Entre 50.000 y 70.000
220 kV	Entre 700.000 y 1.000.000	100.000

Fuente: Elaboración Propia CIE – UTFSM, Germán Ubilla

2.1.8 Análisis de Rentabilidad y Potencial Económicamente Factible

En esta sección se hará una evaluación económica de un proyecto hidroeléctrico que aporte ERNC, a fin de conocer las variables que más influyen en la factibilidad económica de los proyectos. Luego, se establecerán los criterios para cuantificar el potencial económicamente factible del potencial técnico obtenido a través de este estudio y así proyectar la inserción de este potencial al 2025.

2.1.8.1 Evaluación Económica Proyecto Ojos de Agua

La evaluación económica se hizo utilizando los datos del proyecto Ojos de Agua entregados por ENDESA al estudio realizado por Valgesta: “**Análisis de Beneficios y Barreras para la Generación Eléctrica con Energías renovables no convencionales con posterioridad a la ley corta II**” (En adelante “el estudio de Valgesta”).



Para complementar el análisis hecho por este estudio, se evaluaron 2 escenarios posibles para el precio de la energía, y sólo un escenario tanto para los precios de la venta de potencia como de bonos de carbono. Se considero sólo un escenario para la venta de potencia, ya que los datos históricos no registran grandes variaciones. En el caso de los bonos de carbono, y al carecer de información fidedigna del comportamiento de este mercado, se consideraron las proyecciones hechas por el estudio citado. Es importante señalar que las evaluaciones se hicieron para el escenario post ley corta I y II, por lo cual se tomaron en cuenta todos los beneficios actuales de la generación a través de ERNC. A continuación se detallan los ingresos con los que cuenta un proyecto hidroeléctrico que aporta ERNC

Ingresos por energía

La energía producida por una empresa generadora puede ser vendida de dos formas, por contrato y al mercado Spot.

Venta por Contrato: Se establece un contrato de venta de energía, a precios de mercado libre, entre la empresa generadora y la empresa distribuidora o los grandes clientes industriales. En este mercado, los precios y las condiciones de suministro dependen de las características de los clientes finales y sus exigencias, no existiendo regulación por parte del Estado. Cabe señalar que la legislación categoriza a los clientes no regulados como aquellos que consumen una potencia mayor o igual a 2 MW. El asegurar un ingreso estable a lo largo del tiempo, hace que los generadores vean en este tipo de venta de energía una opción segura para su negocio.

Venta al mercado Spot: Los propietarios de medios de generación tienen la libertad de conectar sus proyectos al sistema interconectado, existiendo sólo restricciones técnicas propias de cualquier planta industrial y de calidad y confiabilidad del servicio. El conectarse al sistema les permite vender la energía producida al Costo Marginal Horario - precio *spot* - y a recibir un ingreso por cada Watt de potencia firme reconocida. El sistema de precios que considera la venta de energía a costo marginal de generación y la remuneración de la potencia firme, está concebido para cubrir los costos variables de operación, así como los costos de inversión y costos fijos.

Se entiende como mercado Spot aquel en el que la entrega y pago del bien negociado se efectúan al momento de la transacción, hecha al contado, y sin plazo. Son estas características las que hacen que se cree una incertidumbre en los generadores debido a las posibles variaciones en el precio de la energía. El precio de la energía en el mercado Spot está determinada por el costo marginal, definido como el promedio en el tiempo de los costos de producir una unidad más de energía (kWh) operando a mínimo costo.

En la actualidad la opción más utilizada por las empresas de ERNC es aprovechar los altos precios actuales del mercado Spot para luego asegurar sus ingresos por medio de contratos.

En las evaluaciones económicas se considerara que el pago anual por energía está determinado por:

$$\text{PagoEnergía} = PI \cdot FP \cdot \text{PrecioEnergía} [\text{US\$} / \text{MWh}] \cdot 8760 [h]$$

Donde

PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Plata

8760 = Horas anuales



Universidad Técnica Federico Santa María

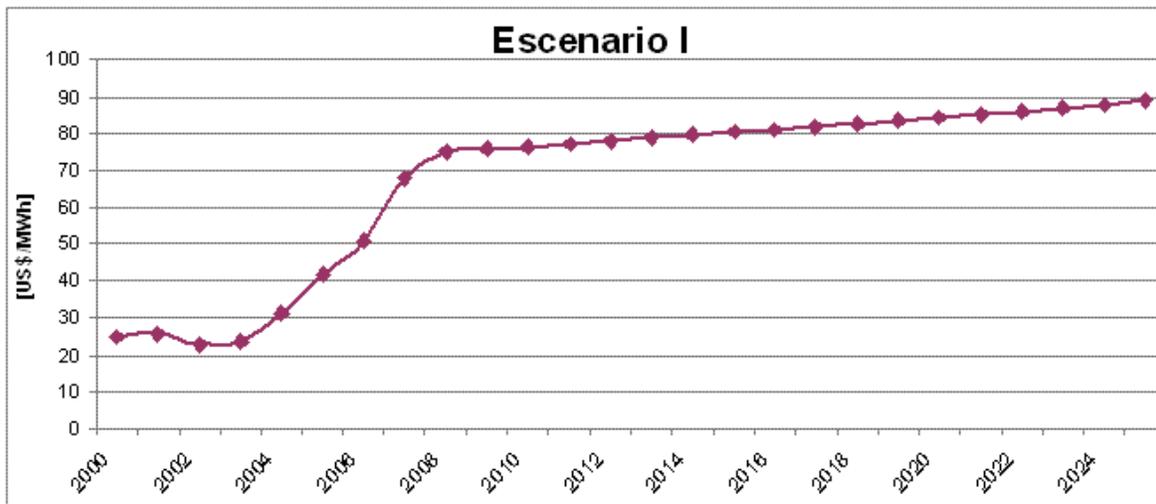
Grafico 11: Precio de Nudo Energía SIC



Fuente: Evolución precios de Nudo Fuente: CNE, Precio de Nudo SIC - SING - Aysen – Magallanes, www.cne.cl 27/02/2008

Como se observa en el Grafico 11 la energía ha tendido al alza, debido al aumento de los costos de generación de las centrales térmicas, por tanto, y a fin de considerar la incertidumbre en el futuro de los precios, en esta evaluación se analizaran 2 escenarios, 75 US\$/MWh para el año 2008 con un crecimiento de 1% anual, y 102 US\$/MWh con un 1% de crecimiento anual. A continuación se muestran los gráficos de estas tendencias.

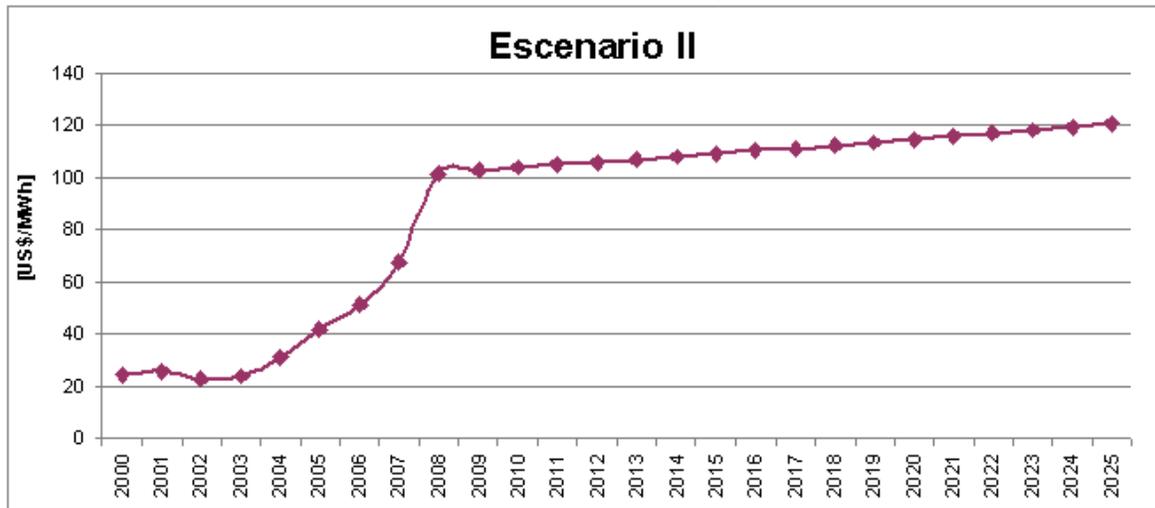
Grafico 12: Escenario I, 75 US\$/MWh al 2008 y 1% de crecimiento anual





Universidad Técnica Federico Santa María

Grafico 13: Escenario II, 102 US\$/MWh al 2008 y 1% de crecimiento anual



Ingresos por Potencia

El propósito del pago por potencia es asegurar el suministro de energía en el tiempo y así mejorar la confiabilidad del sistema (en la legislación se habla de Suficiencia). De esta forma se premia el aporte en potencia que hagan al sistema los medios de generación, aporte que permite satisfacer la máxima demanda.

Para que un medio de generación obtenga ingresos a través de la venta de potencia, es necesario determinar su "Potencia Firme". La potencia firme se determina según la potencia que la unidad puede aportar con elevada probabilidad en las horas de máxima exigencia del sistema, esto bajo condiciones normales de operación. La potencia que genera una central hidroeléctrica de pasada esta asociada a variables hidrológicas y a las indisponibilidades propias de la tecnología. Las variables hidrológicas son las que presentan mayor incertidumbre producto de la variabilidad del recurso hídrico, es por lo anterior que para determinar la potencia firme sea necesario hacer estudios hidrológicos que indiquen las posibilidades futuras de generación de la central.

La legislación vigente reglamenta la transferencia de potencia entre empresas generadoras por medio del DS N° 62 del 01 de febrero de 2006. Este decreto entrega los principales criterios para el pago y el cálculo de la potencia firme de una central.

El precio de la potencia de punta esta determinado por el costo marginal, definido como el costo anual de incrementar la potencia instalada en una unidad más (kW), considerando las unidades generadoras más económicas. El pago por potencia corresponde a la potencia firme multiplicada por el precio de de la Potencia de Punta, según el nudo donde inyecta el generador.

Para las evaluaciones económicas, se considerara que la potencia firme para las centrales hidroeléctricas esta determinada por factores típicos de comportamiento hidrológico y de indisponibilidades. Estos factores fueron obtenidos del estudio realizado por Valgesta.

Según lo anterior, la potencia firme estará determinada por:

$$PF = PI \cdot FP \cdot 95\% \cdot 70\%$$

Donde



Universidad Técnica Federico Santa María

PF = Potencia Firme

PI = Potencia Instalada

FP = Factor de Plata

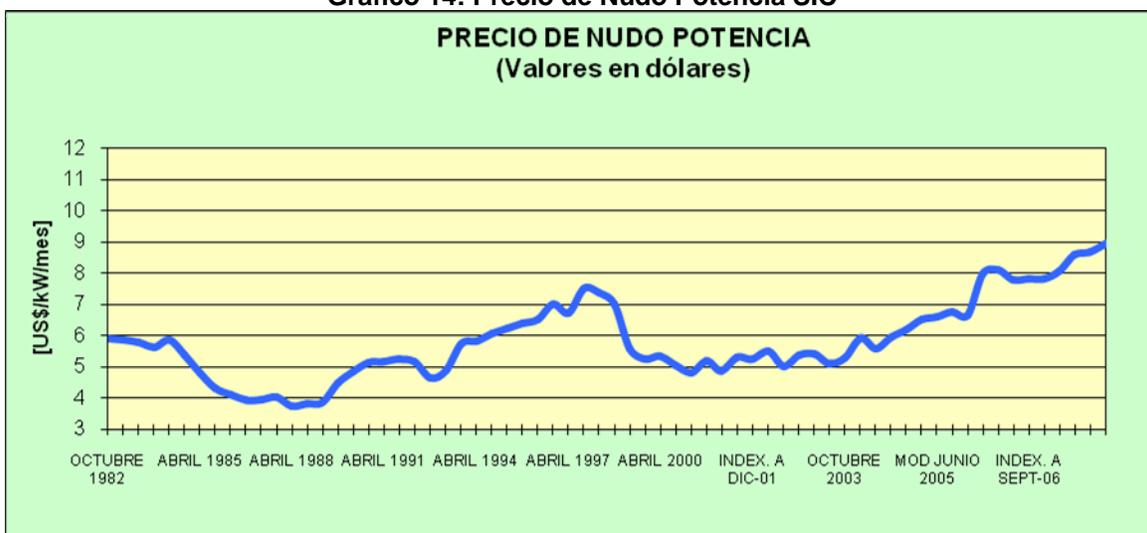
95% = Indisponibilidades asociadas a la tecnología

70% = Indisponibilidades asociadas a las variaciones hidrológicas.

$$\text{PagoPotencia} = PF [kW / mes] \cdot \text{PrecioPotenciaPunta} [US\$ / kW / mes]$$

Evolución precios de Nudo Fuente: CNE, Precio de Nudo SIC - SING - Aysen – Magallanes, www.cne.cl 27/02/2008.

Grafico 14: Precio de Nudo Potencia SIC



Considerando que los precios de la potencia no han variado significativamente, se establecerá para la evaluación económica un precio fijo de 8,97 US\$/kW/mes.

Ingresos por Venta de Bonos de carbono

El Protocolo de Kyoto, adoptado en diciembre de 1997 y resultado de la Convención de Naciones Unidas sobre Cambios Climáticos, señala que los países desarrollados deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un promedio de 5,2%, tomando como base las emisiones de 1990, en el período comprendido entre los años 2008 y 2012. Para facilitar el cumplimiento de este compromiso, se les permitió que una parte de sus reducciones puedan ser hechas con adquisiciones de bonos de reducción provenientes de países en vías de desarrollo. De esta forma los bonos de reducción de emisiones constituyen un incentivo a la generación de energía a través fuentes renovables como la hidráulica.

Las reducciones de gases de efecto invernadero se evalúan según a que combustible de generación reemplazara la nueva central, si es a una central térmica a carbón, la reducción por cada GWh es del orden de 900 toneladas de CO₂ equivalentes, mientras que si se reemplaza a una central de ciclo combinado, la reducción es de 500 toneladas de CO₂ equivalentes.

El pago por venta de bonos de carbono es anual, y se hace en función de las toneladas reducidas equivalentes de CO₂. Según el estudio de Valgesta, el precio de los bonos de carbono



Universidad Técnica Federico Santa María

será de 10 (US\$/ton) hasta el año 2012, año en el cual se deberían cumplir las metas de reducción, y 8 (US\$/ton) desde el año 2012 en adelante, esto debido a que se espera que se extienda el tratado y a que existirán incertidumbres en el precio.

Ubicación de Proyecto Hidroeléctrico Ojos de Agua

La mini central hidroeléctrica Ojos de Agua, esta ubicada en el valle del río Cipreses, aguas abajo de la laguna la Invernada en la Comuna de San Clemente, provincia de Talca, VII Región. Este proyecto toma las aguas de río Ciprese y de los afluentes Laguna Verde y Ojos de Agua.



Figura 4: Ubicación Central Ojos de Agua

Consideraciones para la evaluación económica

A continuación se muestran las consideraciones hechas para la evaluación económica del proyecto

- **Costo Operación y Manutención [US\$]:** 422.500
- **Inversión [US\$]:** 3.603.300 al año 2006, 14.919.900 el año 2007 y 1.854.600 el 2008
- **Pago por peajes [US\$]:** 70.000
- **Potencia [MW]:** 9,5
- **Potencia Firme [KW/mes]:** 3.835
- **Factor de Planta:** 60,7%
- **Impuesto:** 17%
- **Tasa Descuento:** 10%
- **Periodo de Evaluación:** 20 años
- **Precio Venta Energía [US\$/MWh]:** Variable según Escenario
- **Precio Venta Potencia [US\$/kW/mes]:** 8,97
- **Factor de Reducción CO2 [Ton CO2/MWh]:** 0,4
- **Reducción Anual Carbono [Ton]:** 20.206
- **Valor Bonos Carbono [US\$/Ton]:** 10 hasta en año 2012 y 8 en Adelante

Por motivo de eficiencia en la inversión, esta se consideró en tres periodos (0, 1 y 2), periodos en los cuales no se percibirán ingresos, esto implica que sólo existan en 23 de los 25 años de evaluación. Además, se debe considerar que se incluyen los gastos asociados a la línea de transmisión y la sub estación de conexión al SIC, costos señalados en la Tabla 31 de la sección



Universidad Técnica Federico Santa María

2.1.7. A continuación se muestran los indicadores económicos obtenidos de la evaluación económica según escenario.

Tabla 32: Indicadores económicos Escenario I

VAN US\$	4.793.121
TIR	13,23%
Payback	14 años

Tabla 33: Indicadores económicos Escenario II

VAN US\$	12.951.876
TIR	18,01%
Payback	10 años

Distribución de Ingresos y Costos según escenario

Tabla 34: Ingresos y Costos Escenario I

Ingresos	US\$	Porcentaje
Energía US\$ (Mercado Spot)	3.788.591	86%
Potencia US\$	412.770	9%
Bonos de Carbono US\$	202.058	5%
Total:	4.403.418	100%

Costos	US\$	Porcentaje
O&M US\$	422.500	28%
Peajes US\$	70.000	5%
Depreciación US\$	1.018.890	67%
Total:	1.511.390	100%

Tabla 35: Ingresos y Costos Escenario II

Ingresos	US\$	Porcentaje
Energía US\$ (Mercado Spot)	5.152.483	89%
Potencia US\$	412.770	7%
Bonos de Carbono US\$	202.058	4%
Total:	5.767.311	100%

Costos	US\$	Porcentaje
O&M US\$	422.500	35%
Peajes US\$	70.000	6%
Depreciación US\$	713.223	59%
Total:	1.205.723	100%

Observando las Tablas anteriores es evidente que, en cuanto a los ingresos, el más gravitante es el relacionado con la venta de energía, representando un 86% en el escenario I y un 89% en el escenario II, seguido por la venta de potencia con 9% y 7%, respectivamente. Por otra parte, los costos más significativos son los correspondientes a la depreciación con 67% para el escenario I, y



59% para el escenario II, seguido por los costos de operación y mantención con 28% y 35%, respectivamente.

Esta claro que las variables mas significativas en la evaluación económica de los proyectos de ERNC hidráulicos son, por lo menos en Chile, el precio de venta de energía y la inversión inicial. Es por lo anterior que se procederá a sensibilizar el proyecto, en función de estas variables y aquellas que revisten mayor inestabilidad en su valor.

Sensibilización

Para la sensibilización económica del proyecto se tomaran en cuenta las siguientes variables:

- Precio de la energía
- Precio de la Potencia
- Monto de la Inversión
- Venta Bonos de Carbono

Para el escenario I (75 US/MWh)

Precio de la energía: En la tabla 36 se observa que la baja en aproximadamente un 21% en el precio de la energía hace el **VAN = 0**. Además, se aprecian variaciones de **2,26 MM US\$ en el VAN** y al rededor **1,48% en el TIR**, por cambios de 10% que se mueva esta variable. Por otra parte, si observamos el Payback, podemos notar que si el precio de la energía aumenta un 10% la recuperación disminuye en 2 años. Todo lo anterior hace que el precio de la energía sea la variable más significativa en la evaluación económica.

Tabla 36: Sensibilización precio de la energía

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ -2	\$ 0,26	\$ 2,52	\$ 4,79	\$ 7,06	\$ 9,32	\$ 11,59
TIR (%)	8,50%	10,19%	11,76%	13,23%	14,64%	15,97%	17,26%
Payback (años)	25	20	16	14	12	11	10
Variación VAN	\$ -6,79	\$ -4,53	\$ -2,26	\$ 0	\$ 2,26	\$ 4,53	\$ 6,79
Variación TIR	-4,73%	-3,05%	-1,48%	0%	1,40%	2,74%	4,02%

Precio de la Potencia: La tabla 37 muestra que la variación en el precio de la potencia, no influye significativamente en la rentabilidad del proyecto. Se aprecian variaciones de **0,23 MM US\$ en el VAN** y alrededor de **0,15% en el TIR**, por cambios de 10% en esta variable. Esto significa un impacto 10 veces menor que el caso de hacer variar, en el mismo porcentaje el precio de la energía. Según lo anterior, esta variable no afectaría la rentabilidad positiva del proyecto, aun reduciendo a cero su aporte. Sin embargo, el aumento en un 10%, permite reducir a un año la recuperación del capital.

Tabla 37: Sensibilización precio de la potencia

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ 4,09	\$ 4,32	\$ 4,56	\$ 4,79	\$ 5,02	\$ 5,25	\$ 5,48
TIR (%)	12,79%	12,94%	13,08%	13,23%	13,38%	13,53%	13,68%
Payback (años)	14	14	14	14	13	13	13



Variación VAN	\$ -0,69	\$ -0,46	\$ -0,23	\$ 0	\$ 0,23	\$ 0,46	\$ 0,69
Variación TIR	-0,45%	-0,30%	-0,15%	0%	0,15%	0,30%	0,44%

Monto de la Inversión: Al igual que en el caso del precio de la energía, y como se vio anteriormente en la distribución de costos, la inversión es uno de los factores que mas influye en la rentabilidad del proyecto, el aumento en un 30% hace que el proyecto no sea rentable. La tabla 38 muestra variaciones de **1,75 MM US\$ en el VAN** y al rededor de **1,54% en el TIR**, por cada 10% que se haga variar los montos de la inversión. Por otra parte, las variaciones de un 10%, aumentan o disminuyen en dos años la recuperación del capital, haciéndolo imposible de recuperar cuando excede el 30% de aumento. Lo anterior demuestra la sensibilidad del proyecto a esta variable.

Tabla 38: Sensibilización monto de la inversión

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ 10,05	\$ 8,29	\$ 6,54	\$ 4,79	\$ 3,04	\$ 1,28	-\$ 0,46
TIR (%)	18,83%	16,61%	14,78%	13,23%	11,91%	10,76%	9,74%
Payback (años)	9	10	12	14	16	18	20
Variación VAN	\$ 5,25	\$ 3,50	\$ 1,75	\$ 0	\$ -1,75	\$ -3,50	\$ -5,25
Variación TIR	5,60%	3,37%	1,54%	0%	-1,32%	-2,48%	-3,49%

Mantenición y Operaciones: En la tabla 39 se puede observar que la variación en los costos de M&O no influye significativamente en la rentabilidad del proyecto. Se aprecian variaciones de **0,32 MM US\$ en el VAN** y alrededor de **0,20% en el TIR**, por cambios en un 10% en esta variable. Esto la hace algo más sensible que la venta de potencia.

Tabla 39: Sensibilización costo de mantención y operaciones

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ 5,77	\$ 5,45	\$ 5,12	\$ 4,79	\$ 4,46	\$ 4,13	\$ 3,80
TIR (%)	13,83%	13,64%	13,44%	13,23%	13,03%	12,82%	12,61%
Payback (años)	13	13	13	14	14	14	14
Variación VAN	\$ 0,98	\$ 0,65	\$ 0,32	\$ 0	\$ -0,32	\$ -0,65	\$ -0,98
Variación TIR	0,60%	0,40%	0,20%	0%	-0,20%	-0,41%	-0,62%

Venta Bonos de Carbono: El impacto de esta variable en la rentabilidad es marginal. La tabla 40 muestra variaciones de **0,1 MM US\$ en el VAN** y **alrededor de 0,07% en el TIR**, por cada 10% que se haga variar su valor. Lo anterior demuestra el bajo aporte que esta variable tiene en el proyecto. Aun así, el aumento de un 20%, permite reducir a un año la recuperación del capital.



Tabla 40: Sensibilización precio bonos de carbono

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ 4,48	\$ 4,59	\$ 4,69	\$ 4,79	\$ 4,89	\$ 4,99	\$ 5,09
TIR (%)	13,04%	13,10%	13,17%	13,23%	13,30%	13,36%	13,43%
Payback (años)	14	14	14	14	14	13	13
Variación VAN	\$ -0,30	\$ -0,20	\$ -0,10	\$ 0	\$ 0,10	\$ 0,20	\$ 0,30
Variación TIR	-0,20%	-0,13%	-0,07%	0%	0,07%	0,13%	0,20%

Escenario II (102 US/MWh)

Precio de la energía: En la tabla 41 se observa que la baja en aproximadamente un 42% en el precio de la energía hace que el VAN sea igual a 0. Además, se aprecian variaciones de **3,08 MM US\$ en el VAN** y al rededor de **1,7% en el TIR**, por cambios de 10% en esta variable. Por otra parte, si observamos el Payback, podemos notar que mientras mayor sea la disminución en el precio de la energía más se amplía el tiempo de recuperación.

Tabla 41: Sensibilización precio de la energía

Variación	50% -	40% -	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +
Van (MM US\$)	-\$ 2,45	\$ 0,62	\$ 3,70	\$ 6,78	\$ 9,86	\$ 12,95	\$ 16,03	\$ 19,11
TIR (%)	8,15%	10,45%	12,53%	14,47%	16,29%	18,01%	19,64%	21,22%
Payback (años)	27	19	15	12	11	10	9	8
Variación VAN	\$ -15,41	\$ -12,32	\$ -9,24	\$ -6,16	\$ -3,08	\$ 0	\$ 3,08	\$ 6,16
Variación TIR	-9,86%	-7,56%	-5,47%	-3,53%	-1,72%	0%	1,64%	3,21%

Precio de la Potencia: En la tabla 42 se puede apreciar que la variación en el precio de la potencia no influye significativamente en la rentabilidad del proyecto. Se aprecian variaciones de **0,23 MM US\$ en el VAN** y alrededor de **0,13% en el TIR**, por cambios de 10% en esta variable. Esto significa un impacto 13 veces menor que el caso de hacer variar, en el mismo porcentaje, el precio de la energía. Según lo anterior, esta variable no afectaría la rentabilidad positiva del proyecto, aun reduciendo a cero su aporte. Sin embargo, el aumento en un 20% permite reducir a un año la recuperación del capital.

Tabla 42: Sensibilización precio de la potencia

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ 12,25	\$ 12,48	\$ 12,71	\$ 12,95	\$ 13,18	\$ 13,41	\$ 13,64
TIR (%)	17,62%	17,75%	17,88%	18,01%	18,13%	18,26%	18,39%
Payback (años)	10	10	10	10	10	9	9
Variación VAN	\$ -0,69	\$ -0,46	\$ -0,23	\$ 0	\$ 0,23	\$ 0,46	\$ 0,69
Variación TIR	-0,39%	-0,26%	-0,13%	0%	0,13%	0,26%	0,38%



Monto de la Inversión: En la tabla 43 se aprecia que un aumento de 73% en el monto de la inversión hace el **VAN=0**. Además se aprecian variaciones de **1,75 MM US\$ en el VAN** y al rededor de **1,7% en el TIR**, por cada 10% que se haga variar los montos de la inversión. Por otra parte, variaciones en torno al 10% disminuyen o aumentan en un año la recuperación del capital.

Tabla 43: Sensibilización monto de la inversión

Variación	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +	40% +	50% +	80% +
Van (MM US\$)	\$ 16,4	\$ 14,7	\$ 12,95	\$ 11,19	\$ 9,44	\$ 7,69	\$ 5,94	\$ 4,18	-\$ 1,06
TIR (%)	21,98%	19,82%	18,01%	16,45%	15,10%	13,92%	12,86%	11,92%	9,57%
Payback (años)	8	9	10	11	12	13	14	16	23
Variación VAN	\$ -3,5	\$ - 1,75	\$ 0	\$ -1,75	\$ -3,50	\$ -5,25	\$ -7,01	\$ -8,76	\$ -14
Variación TIR	3,98%	1,82%	0%	-1,55%	-2,90%	-4,09%	-5,14%	-6,09%	-8,43%

Mantenición y Operaciones: En la tabla 44 se puede observar que la variación en los costos de M&O no influye significativamente en la rentabilidad del proyecto. Se aprecian variaciones de **0,32 MM US\$ en el VAN** y alrededor de **0,17% en el TIR**, por cada 10% que varíen estos costos. Según lo anterior, esta variable no afectaría la rentabilidad positiva del proyecto, aun reduciendo a cero su aporte. Sin embargo, la disminución en un 10%, permite reducir a un año la recuperación del capital.

Tabla 44: Sensibilización costo de mantención y operaciones

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ 13,93	\$ 13,60	\$ 13,28	\$ 12,95	\$ 12,62	\$ 12,29	\$ 11,96
TIR (%)	18,50%	18,34%	18,17%	18,01%	17,84%	17,67%	17,50%
Payback (años)	9	9	9	10	10	10	10
Variación VAN	\$ 0,98	\$ 0,65	\$ 0,32	\$ 0	\$ -0,32	\$ -0,65	\$ -0,98
Variación TIR	0,50%	0,33%	0,17%	0%	-0,17%	-0,34%	-0,51%

Venta Bonos de Carbono: El impacto de esta variable en la rentabilidad del proyecto es marginal. La tabla 45 muestra variaciones de **0,1 MM US\$ en el VAN** y alrededor de **0,06% en el TIR**, por cada 10% que se haga variar el precio. Lo anterior demuestra el bajo aporte que esta variable tiene para con el proyecto. En cuanto al Payback, el aumento de un 30%, permite reducir a un año la recuperación del capital.



Tabla 45: Sensibilización precio bonos de carbono

Variación	30% -	20% -	10% -	0%	10% +	20% +	30% +
Van (MM US\$)	\$ 12,64	\$ 12,74	\$ 12,85	\$ 12,95	\$ 13,05	\$ 13,15	\$ 13,25
TIR (%)	17,83%	17,89%	17,95%	18,01%	18,06%	18,12%	18,18%
Payback (años)	10	10	10	10	10	10	9
Variación VAN	\$ -0,30	\$ -0,20	\$ -0,10	\$ 0	\$ 0,10	\$ 0,20	\$ 0,30
Variación TIR	-0,17%	-0,12%	-0,06%	0%	0,06%	0,12%	0,17%

2.1.8.2 Potencial Económicamente Factible

Metodología

Para establecer el potencial económicamente factible, y posteriormente una inserción de este potencial hasta el año 2025, es necesario establecer criterios que permitan determinar cuanto del potencial ubicado en este estudio reviste un mayor atractivo desde el punto de vista económico, y que por ende, tenderán a insertarse en el sistema. Lo anterior se debe realizar tomando en cuenta la particularidad de la información disponible, ya que consiste en una gran cantidad de proyectos y sitios de interés, lo que hace inviable realizar una evaluación económica a cada uno, debiéndose por ello, establecer clasificaciones y consideraciones que permitan proyectar la realidad de casos particulares al general del potencial.

Como primer criterio de clasificación se considero que los proyectos existentes en CONAMA y CORFO tienen todas las características que los hacen económicamente viables, y por ende, se insertarán en el sistema de aquí al 2025, esto ya que, en el caso de CONAMA, todos los proyectos cuentan con evaluaciones técnicas y económicas que hacen a sus propietarios ingresarlos al sistema de evaluación ambiental para cumplir con los requisitos legales para llevarlos a cabo, lo que denota la existencia de un atractivo económico en ellos, de la misma forma, y en el caso de CORFO, los proyectos también cuentan con estudios previos e incluso se encuentran en búsqueda de inversionistas, lo que les da la misma cualidad que los anteriores. Por lo anterior, se considerara todos estos proyectos factibles técnica y económicamente.

En el caso de los sitios de interés ubicados en la DGA y en el estudio de la CNR-CNE, estos no cuentan con estudios que puedan definir su viabilidad económica, es por lo anterior que se hizo una clasificación de la información según:

Potencia: Se clasifico a los sitios según su potencia, ya que, junto con el factor de planta, influye significativamente en la producción de energía y con ello en los ingresos. Los sitios se clasificaron en tres grupos, los cuales de aquí en adelante serán nombrados como:

Clasificación 1: Los sitios mayores a 9 MW y menores o iguales a 20 MW.

Clasificación 2: Los sitios mayores a 2 MW y menores o iguales a 9 MW.

Clasificación 3: Los sitios de potencias menores o iguales a 2 MW.

Ubicación: Se clasifico el potencial por región, esto ya que dicha información permite establecer que tan cerca se ubican de los centros consumos. Como se demostró en el Grafico 5 de la sección 2.1.5, existe una tendencia a agotar las oportunidades en los lugares con mejores condiciones de infraestructura (eléctrica y vial), con menos costos de transmisión y con desarrollos previos. En



definitiva, la ubicación del potencial permitirá determinar la prioridad con que este se ira desarrollando de aquí al 2025.

Tabla 46. Clasificación por potencia y por región de la información en el estudio CNR-CNE

	III	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	Total
Clasificación 1	10,8	21,3	12,9	8,2	21,6	40,7	22,1	7,6	145,2
Nº Casos	21	29	15	13	25	53	26	13	195
Clasificación 2	5,4	15	25,9	21,3	70,1	76,4	93,7	27	334,8
Nº Casos	1	5	6	5	15	18	22	6	78
Clasificación 3	0	26,4	9,1	10,4	89,9	84,8	77,4	0	298
Nº Casos	0	2	1	1	5	5	4	0	18

Tabla 47. Clasificación por potencia y por región de la información en DGA

	IV	V	R.M.	VI	VII	VIII	IX	X	Total
Clasificación 1	0	2,6	1,4	1,7	1,5	1,8	4,0	47,7	60,8
Nº Casos	0	3	2	3	2	2	22	138	172
Clasificación 2	0	2,1	55,6	5,3	10,5	29,2	8,3	158,3	269,4
Nº Casos	0	1	15	2	2	5	2	48	75
Clasificación 3	0	0	126,0	77,6	219,6	195,4	176,4	661,0	1.455,9
Nº Casos	0	0	10	6	14	13	11	44	98

La tabla 46 indica que, en promedio, los sitios presentes en el estudio de la CNR-CNE con potencias de clasificación 3, cuentan con 0,7 MW, lo que los hace poco atractivos para inyectar su energía al SIC. En cambio, los sitios con potencias de clasificación 2, tienen un promedio de 4,2 MW, situación que los hace atractivos, en especial si se encuentran en las regiones metropolitana y VI. De la misma forma, para los sitios con potencias de clasificación 1, en promedio su potencia es de 16,5 MW, situación que les permite ser clasificados como muy aptos para ser desarrollados.

Al igual que para la Tabla 47, indica que las potencias promedio son de 0,35 MW para los sitios con clasificación 3, 3,6 MW para los que tienen clasificación 2, y 14,8 MW para los que cuentan con clasificación 1.

Para establecer el potencial económico a insertarse al sistema de aquí al 2025, es necesario establecer consideraciones económicas, para ello, se obtendrá el **COE (Cost of Energy)** e indicadores económicos VAN y TIR, para una muestra de proyectos tanto en la DGA como en el estudio de la CNR-CNE, estos indicadores permitirán reconocer el atractivo económico de los proyectos muestreados, y por ende, dar una visión general acerca del resto de sitios. Para realizar lo anterior, se seleccionaron 12 para el estudio CNR-CNE, y 14 para la DGA, lo que equivale a cerca del 10% del total, descartando los sitios menores a 2 MW. Para cada uno de estos sitios se realizo un flujo de caja, a continuación se describen las consideraciones tomadas.

Inversión:

- Se considera que la inversión fue realizada en los años 0, 1 y 2, con un 20%, 70% y 10%, respectivamente, esta distribución se obtuvo según el análisis hecho al proyecto Ojos de Agua y se debe a criterios de eficiencia en la inversión. Cabe señalar que, por simplicidad, la distribución en 3 años se realizo para todos los proyectos, lo que en la realidad varia según sus características.



- Se establece un criterio de economía a escala para el monto de la inversión, esto por medio de una curva que determine la inversión en función de la potencia. Para obtener esta curva se procedió a evaluar los estudios de impacto ambiental de centrales hidroeléctricas de pasada que no incluyeran la línea de alta tensión ni el patio de conexión al sistema, y que no excedieran los 40 MW de potencia, a fin de no alterar la curva al incluir proyectos demasiado rentables.

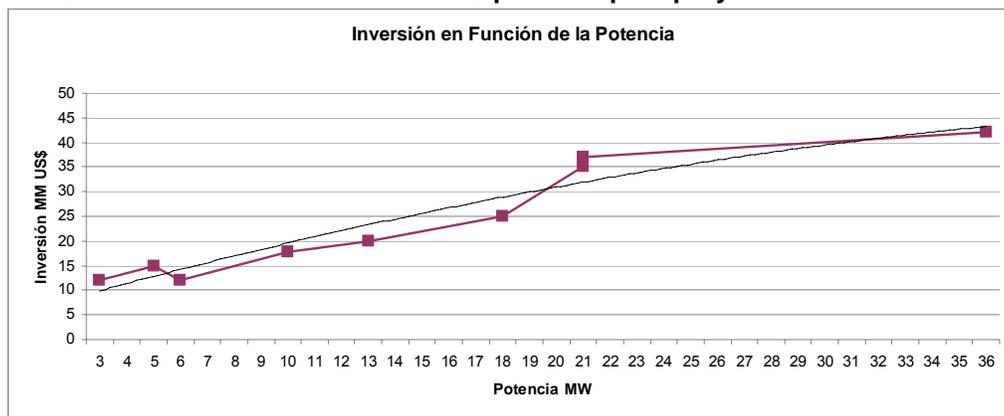
A continuación, en la tabla 48 se muestran los proyectos seleccionados que cumplen con estos criterios.

Tabla 48. Proyectos seleccionados para establecer curva de tendencia.

Proyecto	Potencia MW	Inversión MM US\$
Río Blanco Rupanco	5,5	15
Río Nalcas	3,5	12
Palmar – Correntoso	13	20
Río Blanco, Hornopiren	18	25
El Toyo 1	21,6	37
San Clemente	6	12
Trupan	36	42
Balalita	10,94	17,8
Casualidad	21,2	35

La tabla 48 es graficada a fin de identificar la curva que mejor relaciona la inversión en función de la potencia, Grafico 1.

Grafico 15. Relación inversión V/S potencia para proyectos de referencia



La curva obtenida es polinomial de segundo orden y queda representada por la función:

$$y = -0,014x^2 + 1,565x + 5,339$$

Donde Y corresponde a la inversión en MM US\$ y x a la potencia en MW

- Otra componente de la inversión que será incluida en la evaluación es la línea de transmisión, el costo por kilómetro se determino como el promedio entre los rangos mostrados en la Tabla 31 de la sección 2.1.7. La distancia de la línea se determino por medio de la ubicación geográfica de los sitios



seleccionas y su distancia a la línea más adecuada del SIC, se añadió un recargo a esta distancia, un factor 1,5, a fin de incluir las irregularidades del terreno y errores de precisión.

- También se incluye en la inversión el valor de la franja de paso de la línea, el cual corresponde a un 15% del costo de esta.
- Otro costo incluido es el de la subestación final, que permite conectar la línea de la central a la línea del SIC, este valor, según voltaje, es el mostrado en la tabla 31 de la sección 2.1.7.

Otras consideraciones fueron:

- **Costos variables:** Como costos variables se considero un 10% de los ingresos de la central, en ellos se incluye el costo de mantenimiento y operación (explotación), los pagos por peajes, al costo variable se le proyectó un crecimiento de 5% anual.
- **Tasa de descuento:** 10%
- **Factor de planta:** 60%
- **Periodo de evaluación:** 20 años
- **Impuestos:** 17%
- **Potencia firme:** 39,9% de la potencia instalada, constante que incluye el factor de planta 60%, indisponibilidades climáticas 70%, e indisponibilidades de la tecnología 95%.
- **Precio potencia Firme:** 8,97 US\$/kWh/mes
- **Precio Energía:** Variable según escenario I (75 US\$/MWh) y II (102 US\$/MWh).
- **Precios bonos de carbono:** 10 US\$/Ton hasta 2012 y 8 US\$/Ton en adelante
- **Reducción de CO:** 40% de la energía generada

A continuación se muestran los resultados de las evaluaciones económica realizada a los sitios muestreados.

Tabla 49. Indicadores económicos para los sitios seleccionados en el estudio CNR-CNE

Ident.	Región	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	COE [US\$/MWh]	VAN a 75 US\$/MWh	TIR a 75 US\$/MWh	VAN a 102 US\$/MWh	TIR a 102 US\$/MWh
					[MMUS\$]	[%]	[MMUS\$]	[%]
CNR 1	IV	9,6	20	53,8	5,7	13,8%	12,9	18,1%
CNR 2	IV	16,8	28,3	41,4	15,7	17,2%	28,4	22,0%
CNR 3	V	5	15,7	86,4	-1,6	8,5%	2,2	11,9%
CNR 4	V	7	16,6	62,9	2,4	12,0%	7,6	16,0%
CNR 5	RM	5,4	14,1	69,9	0,8	10,8%	4,8	14,6%
CNR 6	VI	7,2	17,3	63,8	2,3	11,8%	7,7	15,8%
CNR 7	VI	14	25,5	45,5	11,5	15,9%	22	20,6%
CNR 8	VII	4,6	13,7	81,3	-0,8	9,1%	2,6	12,7%
CNR 9	VII	20	31,7	38,4	20,4	18,1%	35,4	23,1%
CNR 10	VIII	6,9	18,2	70,7	0,8	10,6%	6	14,4%
CNR 11	VIII	20	41,4	53,3	12,1	14,0%	27,1	18,3%
CNR 12	IX	7,2	21,9	83,4	-1,7	8,9%	3,7	12,4%



Tabla 50. Indicadores económicos para los sitios seleccionados en la DGA

Ident.	Región	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	COE [US\$/MWh]	VAN a 75 US\$/MWh	TIR a 75 US\$/MWh	VAN a 102 US\$/MWh	TIR a 102 US\$/MWh
					[MMUS\$]		[MMUS\$]	
DGA 1	V	2,5	10,9	124,7	-3,5	4,80%	-1,6	7,80%
DGA 2	RM	20	32,5	39,5	19,8	17,80%	34,8	22,70%
DGA 3	RM	6,4	16,9	71,1	0,7	10,60%	5,5	14,40%
DGA 4	VI	12,5	25,7	52,8	7,7	14,10%	17,1	18,40%
DGA 5	VI	20	33,2	40,7	19,1	17,40%	34,2	22,20%
DGA 6	VII	8,9	22,6	67,9	1,8	11,10%	8,5	15,00%
DGA 7	VII	20	36,1	45,2	16,6	16,00%	31,7	20,70%
DGA 8	VIII	7,6	17,6	61	3	12,30%	8,7	16,40%
DGA 9	VIII	15,6	37,5	63,7	4,9	11,80%	16,6	15,80%
DGA 10	IX	20	35	43,4	17,6	16,50%	32,6	21,30%
DGA 11	IX	6,1	15,8	69,5	0,9	10,90%	5,5	14,70%
DGA 12	X	20	34	41,9	18,5	17,00%	33,5	21,80%
DGA 13	X	3	13,4	127	-4,3	4,70%	-2,1	7,60%
DGA 14	X	13,7	42,3	84,7	-3,7	8,70%	6,6	12,20%

Las Tablas 49 y 50 permiten asociar rentabilidad económica con ubicación geográfica y potencia, por tanto, dan una referencia de la situación en la cual se encuentran los potenciales existentes en el estudio de la CNR-CNE y en la DGA, para los distintos escenarios. Lo anterior permite proyectar según criterios realistas la factibilidad económica de la generalidad de los sitios. A continuación se muestran los criterios generales que permiten obtener los potenciales económicos por región.

- Cuando el proyecto de referencia tiene TIR < 10%, entonces el grupo de sitios asociado se considera fuera del potencial.
- Cuando el proyecto de referencia está en torno al 10%, se considera solo un porcentaje del potencial en ese grupo.
- Cuando el proyecto de referencia tiene TIR superior al 10% entonces se considera todo el potencial indicado del grupo.

A continuación se detalla la utilización de estos criterios para cada región y fuente de información.

Nota: Cabe recordar que al potencial obtenido por región se le agrega el potencial presente en CONAMA y CORFO.

Para el escenario I (75 US\$/MWh)

- IV Región: La información en la Tabla 49 muestra que, del potencial existente en el estudio de la CNR-CNE, sólo los sitios con potencia de clasificación 1 son factibles económicamente, lo que equivale a 51,2 MW.
- V Región: La Tabla 49 muestra que el potencial existente en el estudio de la CNR-CNE es factible económicamente para proyectos con potencias de clasificación 1, no obstante, y al estar al límite de la rentabilidad, sólo se considerarían la mitad del potencial, lo que equivale a 4,5 MW.



Universidad Técnica Federico Santa María

- Región Metropolitana: La Tabla 50 muestra que los proyectos seleccionados tienen buena rentabilidad para los de clasificación 1, pero rentabilidad baja para los de clasificación 2, por lo anterior que se considerara todo el potencial de clasificación 1 y la mitad del potencial de clasificación 2. Por otra parte, en la Tabla 49 se aprecia que el proyecto seleccionado tiene baja rentabilidad, por lo cual se tomara la misma consideración anterior, lo que en total equivale a 194,8 MW.
- VI Región: La información en las Tablas 49 y 50 permite determinar que los proyectos seleccionados de clasificación 1 cuentan con una buena rentabilidad, y rentabilidad relativamente moderada para los de clasificación 2. Por lo anterior, sólo se considerara el potencial de clasificación 1 para las dos fuentes de información, y la mitad del potencial de clasificación 2 para el potencial ubicado en el estudio CNR-CNE, esto equivale a 237 MW.
- VII Región: La información disponible en las Tablas 49 y 50 muestra que los proyectos seleccionados cuentan con rentabilidad negativa para los de clasificación 2 y rentabilidad positiva para los de clasificación 1. Por lo anterior, que sólo se considerara el potencial de clasificación 1 para las dos fuentes de información, lo que equivale a 378 MW.
- VIII Región: La información disponible en la Tabla 49 muestra que los proyectos seleccionados de clasificación 2 tienen una rentabilidad marginal, no así los de clasificación 1. Por lo anterior, del potencial obtenido a través del estudio de la CNR –CNE se considerara la mitad del potencial de clasificación 2 y la totalidad del potencial de clasificación 1. Por otra parte, la Tabla 49 da a conocer que tanto los proyectos de clasificación 1 y 2 presentan condiciones que los hacen económicamente rentables, pero no lo suficiente como para asegurar todo el potencial, por ello se considerara sólo 2/3 del total. Todo lo anterior equivale a 350,2 MW.
- IX Región: La Tabla 49 muestra la rentabilidad negativa del proyecto seleccionado, por tanto, no se considerara el potencial existente en el estudio de la CNR-CNE, no obstante, la Tabla 8 muestra una rentabilidad marginal para los proyectos seleccionados de clasificación 2 y una buena rentabilidad para los de clasificación 1. Por lo anterior, se considerara la mitad del potencial en la DGA para los sitios de clasificación 2 y la totalidad para los de clasificación 1, esto permite contar con 236 MW.
- X Región: La Tabla 50 muestra que los proyectos seleccionados de clasificación 1 tienen rentabilidad positiva para uno y negativa para otro. Es por lo anterior que se considerara solo 1/5 del potencial existente en la DGA para los sitios de clasificación 1, lo que equivale a 286,9 MW.

Para el escenario II (102 US\$/MWh)

- IV Región: La información en la Tabla 49 muestra que, del potencial existente en el estudio de la CNR-CNE, sólo los sitios con potencia de clasificación 1 son factibles económicamente, lo que equivale a 51,2 MW.
- V Región: La Tabla 49 muestra que el potencial existente en el estudio CNR-CNE es factible económicamente para proyectos de clasificación 1 y 2, por tanto, se considerara el total del potencial de clasificación 1 y 2 existente en este estudio, lo que equivale a 35 MW.



Universidad Técnica Federico Santa María

- Región Metropolitana: Las Tablas 49 y 50 muestran que los sitios seleccionados tienen todos una rentabilidad positiva, es por ello se considerará todo el potencial existente en el estudio de la CNR-CNE y el existente en la DGA para los sitios con potencias de clasificación 1 y 2, lo anterior equivale a 233,3 MW.
- VI Región: La información mostrada en las tablas 49 y 50 permite determinar que todos los proyectos seleccionados cuentan con una buena rentabilidad económica, por lo que se considerará todo el potencial de clasificación 1 y 2, tanto para el estudio de la CNR-CNE como para la DGA, lo que equivale a 277,4 MW.
- VII Región: La información disponible en la Tabla 49 muestra que los proyectos de clasificación 2 cuentan con rentabilidad relativamente baja, y los de clasificación 1 con buena rentabilidad. Por su parte, la Tabla 7 muestra que los proyectos de clasificación 1 y 2 cuentan con una buena rentabilidad. Por tanto, se considerará la totalidad del potencial de clasificación 1 para ambas fuentes, la mitad del potencial de clasificación 2 para el estudio de la CNR-CNE y la totalidad del potencial de clasificación 2 en la DGA. Todo lo anterior equivale a 416 MW.
- VIII Región: Las Tablas 49 y 50 muestran que los sitios seleccionados tienen alta rentabilidad para los de clasificación 1 y rentabilidad relativa para los de clasificación 2, por ello, se considerará el total del potencial de clasificación 1 y la mitad del potencial de clasificación 2 para ambas fuentes, lo que equivale a 410,4 MW.
- IX Región: La Tabla 49 muestra que el sitio seleccionado tiene rentabilidad positiva, no obstante, no es lo suficientemente alta, por ello se considerará la totalidad del potencial existente para los sitios de clasificación 1 y la mitad para los de clasificación 2. Por otra parte, la Tabla 50 muestra que todos los sitios seleccionados cuentan con rentabilidad positiva, por tanto se incluirá todo el potencial de clasificación 1 y 2. Todo lo anterior equivale a 249,5 MW .
- X Región: La Tabla 50 muestra que existe una rentabilidad positiva para los sitios seleccionados de clasificación 1, no obstante, esta no es lo suficientemente alta para uno de ellos, es por lo anterior que se considerará 1/3 de la potencia existente en los sitios de clasificación 1 ubicados en la DGA, esto equivale a 375,1 MW.

Es importante recordar que en el análisis anterior, no se incluían los sitios con potencias menores a 2 MW, y se incluían los potenciales por región ubicado en los proyectos en CONAMA y CORFO, la Tabla 51 muestra el resumen de este análisis.



Tabla 51. Resumen del potencial económicamente factible por región

Región	Potencia [MW] para 75 US\$/MWh	Potencia [MW] para 102 US\$/MWh
IV	51,2	51,2
V	4,5	35
R.M.	194,8	233,3
VI	237	277,4
VII	378	416,2
VIII	350,1	410,4
IX	236	249,5
X	286,9	375,1
Total	1.738,8	2.048,2

Consideración final: En el escenario I y II se asume un valor de penetración de 75%, lo que equivale a 1.304 MW y 1.536 MW, respectivamente. El factor elegido es menor al 100%, ya que posiblemente al año 2025 no se logre concretar los contratos de venta o no se negocien las franjas de paso, etc., lo que se refleja en la no realización de todos los proyectos.

Para establecer una inserción estimada de los potenciales económicamente factibles para ambos escenarios, desde el año 2008 al 2025, se considera, en primera instancia, la información presentada en el Grafico 1 de la sección 2.1.4.3, que resume la información concerniente a este aspecto en CONAMA y CORFO. Posteriormente, y desde el 2011 en adelante, se considera una entrada proporcional de los potenciales según los criterios de prioridad mostrados en la Tabla 52.

Clasificación A: Alta prioridad, aquellos sitios que se encuentran en la región metropolitana y VI.

Clasificación B: Mediana prioridad, aquellos sitios que se encuentran en la región VII y VIII.

Clasificación C: Baja prioridad, aquellos sitios que se encuentran en las regiones no incluidas en A y B.

Tabla 52. Clasificación del potencial según prioridad, escenario I y II

Clasificación	Escenario I [MW]	Escenario II [MW]
A	431,8 MW	510,7
B	728,1 MW	826,6
C	578,6 MW	710,8

En las Tablas 53 y 54, se consideró un periodo de inserción de 4 años para el potencial clasificado con prioridad A, del año 2012 al 2015, y de 5 años para los de prioridad B y C, del año 2016 al 2019 y del 2021 al 2025, respectivamente.



Tabla 53. Inserción del potencial al 2025 para el escenario I

Año	Hidráulica [MW]	SIC [MW]	ERNC Hidro Respecto SIC
2007	150	8.608	1,74%
2008	247	8.931	2,77%
2009	289	9.321	3,10%
2010	289	9.809	2,95%
2011	303	10.467	2,89%
2012	382	11.183	3,42%
2013	460	11.819	3,89%
2014	538	12.481	4,31%
2015	616	13.181	4,67%
2016	706	13.990	5,05%
2017	796	14.789	5,38%
2018	886	15.630	5,67%
2019	975	16.489	5,91%
2020	1065	17.396	6,12%
2021	1136	18.353	6,19%
2022	1207	19.363	6,23%
2023	1279	20.428	6,26%
2024	1350	21.551	6,26%
2025	1421	22.736	6,25%

Tabla 54. Inserción de la energía al 2025 para el escenario I

Año	Hidráulica [GWh/año]	SIC [GWh/año]	% ERNC Hidro Respecto SIC
2007	787	39964	1,97%
2008	1.298	41.464	3,13%
2009	1.519	43.274	3,51%
2010	1.519	45.542	3,34%
2011	1.595	48.598	3,28%
2012	2.006	51.922	3,86%
2013	2.417	54.874	4,40%
2014	2.829	57.946	4,88%
2015	3.240	61.195	5,29%
2016	3.712	64.952	5,71%
2017	4.183	68.661	6,09%
2018	4.655	72.566	6,41%
2019	5.127	76.557	6,70%
2020	5.599	80.768	6,93%
2021	5.973	85.210	7,01%
2022	6.347	89.897	7,06%
2023	6.721	94.841	7,09%
2024	7.095	100.057	7,09%
2025	7.469	105.560	7,08%



Tabla 55. Inserción del potencial al 2025 para el escenario II

Año	Hidráulica [MW]	SIC [MW]	ERNC Hidro Respecto SIC
2007	150	8.608	1,74%
2008	247	8.931	2,77%
2009	289	9.321	3,10%
2010	289	9.809	2,95%
2011	303	10.467	2,89%
2012	396	11.183	3,54%
2013	489	11.819	4,14%
2014	582	12.481	4,66%
2015	675	13.181	5,12%
2016	780	13.990	5,58%
2017	885	14.789	5,98%
2018	989	15.630	6,33%
2019	1093	16.489	6,63%
2020	1198	17.396	6,89%
2021	1289	18.353	7,02%
2022	1380	19.363	7,13%
2023	1471	20.428	7,20%
2024	1562	21.551	7,25%
2025	1653	22.736	7,27%

Tabla 56. Inserción de la energía al 2025 para el escenario II

Año	Hidráulica [GWh/año]	SIC [GWh/año]	% ERNC Respecto SIC
2007	787	39964	2,0%
2008	1.298	41.464	3,1%
2009	1.519	43.274	3,5%
2010	1.519	45.542	3,3%
2011	1.595	48.598	3,3%
2012	2.084	51.922	4,0%
2013	2.573	54.874	4,7%
2014	3.062	57.946	5,3%
2015	3.551	61.195	5,8%
2016	4.100	64.952	6,3%
2017	4.649	68.661	6,8%
2018	5.199	72.566	7,2%
2019	5.748	76.557	7,5%
2020	6.298	80.768	7,8%
2021	6.776	85.210	8,0%
2022	7.254	89.897	8,1%
2023	7.732	94.841	8,2%
2024	8.211	100.057	8,2%
2025	8.689	105.560	8,2%



Efecto de un incremento en el precio de un 3.5% anual.

Para los proyectos evaluados en las tablas 49 y 50, que corresponden a los sitios seleccionados en la DGA y el estudio CNR-CNE, se considera el incremento anual del precio de la energía en un 3,5% y se presentan los resultados en las tablas 57 y 58. Comparando los resultados con tablas 49 y 50, con US\$102/MWh (2008), la TIR aumenta en un 6,3%.

Tabla 57. Indicadores económicos para los sitios seleccionados en el estudio CNR-CNE con crecimiento de 3,5% anual en el precio de la energía

Ident.	Región	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	COE [US\$/MWh]	VAN a 75 US\$/MWh	TIR a 75 US\$/MWh [%]	VAN a 102 US\$/MWh [MMUS\$]	TIR a 102 US\$/MWh [%]
					[MMUS\$]			
CNR 1	IV	9,6	20,0	53,8	15,6	19,1%	26,6	24,8%
CNR 2	IV	16,8	28,3	41,4	33,6	23,4%	52,8	30,1%
CNR 3	V	5,0	15,7	86,4	3,2	12,6%	8,9	16,8%
CNR 4	V	7,0	16,6	62,9	9,4	16,8%	17,5	21,9%
CNR 5	RM	5,4	14,1	69,9	6,1	15,4%	12,3	20,1%
CNR 6	VI	7,2	17,3	63,8	9,5	16,6%	17,8	21,7%
CNR 7	VI	14,0	25,5	45,5	26,2	21,8%	42,2	28,1%
CNR 8	VII	4,6	13,7	81,3	3,6	13,4%	8,9	17,7%
CNR 9	VII	20,0	31,7	38,4	41,8	24,7%	64,6	31,8%
CNR 10	VIII	6,9	18,2	70,7	7,7	15,2%	15,6	19,9%
CNR 11	VIII	20,0	41,4	53,3	32,8	19,3%	55,7	25,0%
CNR 12	IX	7,2	21,9	83,4	5,3	13,1%	13,5	17,3%

Tabla 58. Indicadores económicos para los sitios seleccionados en la DGA con crecimiento de 3,5% anual en el precio de la energía

Ident.	Región	Potencia [MW]	Inversión [MMUS\$]	COE [US\$/MWh]	VAN a 75 US\$/MWh	TIR a 75 US\$/MWh	VAN a 102 US\$/MWh [MMUS\$]	TIR a 102 US\$/MWh
					[MMUS\$]			
DGA 1	V	2,5	10,9	124,7	-0,6	9,2%	2,2	12,5%
DGA 2	RM	20	32,5	39,5	41,1	24,2%	63,9	31,1%
DGA 3	RM	6,4	16,9	71,1	7	15,1%	14,4	19,8%
DGA 4	VI	12,5	25,7	52,8	20,7	19,4%	34,9	25,1%
DGA 5	VI	20	33,2	40,7	40,4	23,7%	63,2	30,5%
DGA 6	VII	8,9	22,6	67,9	10,7	15,8%	20,8	20,6%
DGA 7	VII	20	36,1	45,2	37,7	21,9%	60,5	28,2%
DGA 8	VIII	7,6	17,6	61	10,7	17,3%	19,4	22,5%
DGA 9	VIII	15,6	37,5	63,7	20,7	16,6%	38,5	21,7%
DGA 10	IX	20	35	43,4	38,8	22,6%	61,6	29,1%
DGA 11	IX	6,1	15,8	69,5	7	15,4%	14	20,2%
DGA 12	X	20	34	41,9	39,7	23,2%	62,5	29,9%
DGA 13	X	3	13,4	127	-1,7	8,3%	1,7	11,7%
DGA 14	X	13,7	42,3	84,7	9,6	12,9%	25,2	17,1%



2.1.9 Criterios de Desarrollo

Los criterios que se tomarán en cuenta para el desarrollo de las centrales hidráulicas de pasada, según su prioridad, se muestran a continuación:

Eficiencia Económica

En la actualidad, el sector energético está diseñado de tal forma que son privados quienes invierten en los proyectos de generación, el sector público sólo actúa como regulador. Según esta realidad y entendiendo que los privados, a lo menos, buscan un beneficio personal, es necesario que los proyectos sean económicamente atractivos y estén en condiciones de competir con otras alternativas. Por lo cual, el primer aspecto a considerar como criterio de desarrollo va a ser el ámbito económico, sin el cual sería imposible que esta tecnología presente un avance y un aumento en la matriz energética Chilena

Seguridad Energética

La seguridad energética es, en la actualidad, uno de los principales desafíos que enfrentan prácticamente todos los países, los altos precios del petróleo y su efecto en el resto de los combustibles fósiles, ha producido un gran impacto en la economía mundial. En este sentido, Chile es un país que importa cerca del 97% de estos combustibles, lo que ha derivado en una frágil dependencia energética. En este contexto, no sólo se hace indispensable el aspecto económico de los pequeños proyectos hidroeléctricos, sino además, el aporte que estos hacen a la independencia energética. Independencia necesaria para impulsar una economía que busca el constante crecimiento y para afrontar de mejor forma el complejo escenario energético internacional. Las ERNC siempre serán una valiosa opción en este sentido, ya que, por concepto, nunca se agota el recurso a través del cual se genera la energía, esto implica que potenciar la matriz con estas tecnologías hace más seguro el suministro.

Sustentabilidad Social y Medioambiental

El alto impacto generado por el ser humano en la naturaleza, llegando hasta el punto de influir en la temperatura del planeta, ha sensibilizado a la sociedad y ha hecho que esta comience a juzgar con mayor fuerza las actividades económicas que significan un impacto negativo con el entorno. La consecuencia de lo anterior es que sean más valoradas las tecnologías limpias y se instale la necesidad de hacer que el crecimiento del sector energético cuente con las medidas adecuadas para cuidar la naturaleza, en este sentido los pequeños proyectos hidroeléctricos son una alternativa real para cumplir con estas expectativas.

Además de lo anterior, es importante considerar los otros usos del agua, tales como: riego, consumo humano, consumo animal y el turismo, por lo cual su explotación debe ser capaz de coexistir y no entorpecer el desarrollo de otras áreas.

2.1.10 Plan de Desarrollo Estratégico (FODA)

La confección de un plan de desarrollo estratégico debe contemplar un análisis de las fortalezas, las oportunidades, las desventajas y las amenazas de los proyectos que aporten en ERNC a través de centrales hidroeléctricas de pasada. Para lo anterior, a continuación se detallan estos aspectos:

Fortalezas

Independencia Energética: Las centrales hidroeléctricas de pasada utilizan agua para generar electricidad; dicho recurso, como se menciona en los capítulos precedentes, es de amplia existencia en el país; esto permite lograr una independencia, por lo menos en cuanto al



combustible de generación. Por lo demás, y mientras su aprovechamiento sea categorizado como renovable, este combustible no se acabará; sólo sufrirá fluctuaciones que pueden ser pronosticadas.

Capacidad de regulación de carga: Las hidroeléctricas tienen la capacidad de regular las fluctuaciones de la carga; esto es, gracias a que el caudal que ingresa a la turbina puede ser controlado en forma rápida y eficiente; ello permite dar o quitar potencia al sistema, según este lo requiera. No obstante, esta característica es mucho más rápida y robusta en centrales de embalse.

Reducción de gases de efecto invernadero: Todo MW que aporte una central de pasada, no es aportado por una central termoeléctrica; si esta última quema combustible fósil, la central de pasada contribuirá en la reducción del efecto invernadero. Es por lo anterior que estos proyectos cumplen con la condición de ser bonificados a través de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), mejorando su rentabilidad.

Larga vida útil: Este aspecto es muy relevante a la hora de competir con las otras tecnologías; como se menciona en capítulos anteriores, la robustez que ha alcanzado esta tecnología, gracias al largo tiempo que ha estado presente en la generación, le ha permitido alcanzar vidas útiles de hasta 50 años y más. Lo anterior se debe también a que en el proceso hidro-mecánico-eléctrico no existen altas temperaturas; solo fricción mecánica, efectos de cavitación y niveles de temperatura totalmente controlables.

Experiencia y confianza en la Tecnología: Como se ha mencionado, la experiencia en el uso de esta tecnología permite el desarrollo de equipos robustos, realidad que disminuye el riesgo de los proyectos y da confianza a los inversionistas. Por lo demás, los mejores rendimientos no han significado un gran aumento en los costos, por el contrario, se han visto disminuidos debido a la competitividad en el mercado, gatillada principalmente por China, país que en los últimos años ha sido capaz de desarrollar soluciones de calidad y a precios significativamente menores que el resto de la competencia.

Oportunidades

Aprovechar el recurso para la Independencia Energética: La oportunidad más significativa es tener una relativa independencia energética, gracias al gran potencial existente en el país. Esto podrá ser efectivo en la medida que los proyectos sean económicamente rentables para el sector privado.

Disminuir la carga al SIC: Otra gran oportunidad se presenta en los aprovechamientos hidroeléctricos de baja escala cercanos a sectores productivos, estos no son rentables vendiendo energía al SIC, pero lo pueden hacer directamente al cliente. Lo anterior significa reducir la carga al SIC y avanzar hacia un sistema más distribuido.

Debilidades

Dependencia Hidrológica: Las centrales de pasada tienen una gran dependencia de las variaciones hidrológicas; esto, debido a que carecen de un embalse para las aguas, que les permita almacenar energía cuando los caudales no son los de diseño.

En este sentido, las sequías y sus consecuencias son una realidad que afectan negativamente al aporte de estos proyectos. Las sequías son fenómenos de relativa complejidad que afectan de manera importante el desarrollo y aprovechamiento de los recursos hídricos; son de lento desarrollo temporal y amplia cobertura espacial, lo que las hace difícil de predecir con exactitud. Lo anterior ha quedado de manifiesto en la actual coyuntura; y será solucionado, en la medida que se logre



aplicar herramientas más poderosas en la predicción de estos fenómenos; no obstante, estas herramientas aun no existen y la incertidumbre hidrológica es una realidad.

Potencia Firme: Todo Sistema Eléctrico requiere de una potencia firme para satisfacer las exigencias de sus cargas; al no cumplirse esta situación, el Sistema colapsa.

Al depender de un recurso variable, que a la vez hace variar la potencia entrega, las centrales de pasada no aportan una potencia firme significativa al Sistema; por ello que, por si solas, no pueden darle estabilidad; y deben coexistir con centrales térmicas, por ejemplo; de tal manera que cuando escasee el recurso, estas ultimas entreguen la potencia que no pueden dar las centrales de pasada.

Impacto Ambiental: Si bien las centrales de pasada son mucho más eficientes ecológicamente, que cualquier otra tecnología competitiva de generación, tiene un impacto ambiental que no puede ser ignorado.

Dependiendo de las características morfológicas del terreno donde se instale, la falta de conectividad, producto de las desviaciones de los caudales, puede acarrear impactos significativos en los hábitos migratorios de peces; pudiendo llegar a la disminución de la población y su eventual extinción local. Además, las centrales de pasada ocasionan cambios en los niveles de las aguas, lo que repercute: en su temperatura, en los materiales que se arrastran por el curso e incluso, en su composición físico-química.

Accesos: Cuando el potencial energético esta lejos de los caminos y líneas de transmisión o sub-transmisión, es natural que cualquier proyecto no será rentable, debido a los altos costos de acceso al recurso y de construcción de la planta. El no tener flexibilidad en la ubicación de la planta es la principal desventaja de esta tecnología, realidad que limita considerablemente el desarrollo del potencial existente; esto debido a la excesiva inversión inicial de algunos proyectos.

Amenazas

Falta de Información: Los acontecimientos que precedieron a la instalación de la central hidroeléctrica Ralco, significo la creación de un rechazo en algunos sectores de la población hacia los proyectos hidroeléctricos, no existiendo discriminación si estos aportan en ERNC o no.

Esta amenaza sólo puede ser soslayada educando a la población, en cuanto a las diferencias entre las tecnologías de generación y la necesidad de incluir aquellas que son más amigables con el medio ambiente.

Mal uso del recurso: Se debe entender, ante todo, que el agua es un recurso vital para el sector agrícola, es por ello que cualquier plan de desarrollo hidroeléctrico debe contemplar a este sector y no afectarlo. Las decisiones unilaterales y la poca regulación por parte del Estado, pueden ocasionar desencuentros entre los sectores, dificultando el aprovechamiento del abundante potencial hidroeléctrico.

Indisponibilidad del recurso: Las insospechadas consecuencias del cambio climático pueden afectar negativamente los proyectos hidroeléctricos; los excesos o carencias de agua pueden ocasionar daños o indisponibilidades en las centrales. Por lo que es necesario conocer, más y mejor, los efectos de este fenómeno y evaluar su impacto en nuestro país.

Considerando el análisis FODA y los criterios de desarrollo del punto **2.1.9**, es posible identificar las medidas necesarias para crear un Plan de Desarrollo Estratégico; que apunte a potenciar la



obtención de ERNC, a través de centrales hidroeléctricas de pasada. A continuación se detallan los aspectos relevantes de este Plan Estratégico.

El mundo entiende que la energía es un recurso delicado; el evidente agotamiento de las reservas de combustibles fósiles y el aumento en su demanda, hace que nos encontremos en una situación impensada hace 10 años atrás. Entendiendo lo anterior, y que Chile no satisface su consumo interno de combustibles fósiles, se debe dar un impulso estratégico a la producción de energía en el país.

La existencia de un gran potencial hidroeléctrico, hace evidente la necesidad de utilizar más y de mejor forma este recurso, haciéndolo complementario con el riego y reduciendo su impacto ambiental. En este sentido, el desarrollo de proyectos de ERNC en zonas económicamente rentables, ósea aquellas que poseen mejores condiciones de conexión al sistema y mayor cercanía a los centros de consumo (Región Metropolitana, VII y VIII), irá creciendo impulsado por el mercado; por lo tanto no se requieran mayores medidas por parte del estado, sino más bien una adecuada fiscalización y el entendimiento con los otros usuarios del agua.

No obstante, en aquellas regiones donde el recurso es abundante pero los proyectos no son económicamente rentables, deberá existir un aporte por parte del Estado. Así como en otros tiempos se impulso la construcción de carreteras y vías férreas, la ampliación de la infraestructura eléctrica, en especial en la IX y X Región, es indispensable para aprovechar su potencial hidroeléctrico.

El país debe contar con una institución u organismo publico que responda y vele por el desarrollo eléctrico del país, como lo hizo antiguamente la ENDESA, y no dejar, totalmente, en manos del sector privado esta tarea, que por lo demás, no esta llamado a cumplir.

El Desarrollo por Región del sector energético es muy importante para aprovechar todos los recursos existentes. Cada región debe procurar mejorar su infraestructura eléctrica y aprovechar de forma adecuada sus recursos; esto permitirá tener Subsistemas Eléctricos que, según la necesidad, puedan gradualmente interconectarse entre si; lo anterior significa dejar de lado la lógica troncal del SIC y complementarlo localmente con grandes subsistemas regionales.

Para apoyar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos que aporten en ERNC, es necesario dar más incentivos al sector privado; incentivos que además de hacer rentables los proyectos, permitan tener un control estatal de ellos. Si el Estado aportase con la ingeniería de los proyectos, se reduciría aproximadamente un 10% la inversión inicial y a la vez se aplicaría un control riguroso de ellos.

2.1.11 Recomendaciones

Si bien las modificaciones legales mejoran las condiciones económicas de los proyectos, aún persisten algunas barreras que impiden su desarrollo.

Algunas de éstas son:

- Falta de capacidad técnica para el correcto desarrollo de los proyectos.
- Falta de conocimiento detallado de los recursos primarios.
- Dificultades de acceso a la tecnología y a condiciones de mercado favorables.
- Riesgo en la comercialización de energía y potencia.
- Desconocimiento de funcionamiento del mercado eléctrico.
- Localización del recurso, no necesariamente coincide con los puntos de mayor demanda.
- Altos costos por falta de capacidad de “enlace” con los sistemas de transmisión.



Las minicentrales hidroeléctricas se utilizan en Chile, generalmente en lugares apartados que no disponen de red eléctrica. La lejanía de las mini centrales hidroeléctricas de las ciudades obliga a que las obras y equipos sean de alta calidad y confiables, lo que muchas veces no se cumple en la práctica. Por lo anterior, es fundamental contar con equipamiento de calidad y con las garantías necesarias para evitar indisponibilidades. En este sentido, aquellos proyectos construidos durante la primera mitad del siglo XX con equipos importados, eran y son de mucho mejor nivel y calidad que varios de los construidos en las últimas décadas.

A continuación se enumeran algunos factores de éxito y fracaso en proyectos de este tipo.

Factores de éxito

- Decisión acertada del cliente en la selección de proveedores de equipos y contratistas.
- Disponibilidad de capital para la inversión.
- Objetivos y usos finales claros.
- Buena concordancia entre presupuestos y costos reales.
- Prospección segura y proyectos adecuados, con suficiente ingeniería de detalle.
- Capacitación del personal de operación y mantención, durante la construcción, pruebas y puesta en marcha.
- Buena supervisión de la operación y buen mantenimiento preventivo.
- Garantías de proveedores.

Factores de fracaso:

- Inexistencia de estudios previos y presupuestos, aspectos importantes antes de decidir la construcción.
- Inadecuada decisión del cliente en la selección de proveedores de equipos y contratistas.
- Mala relación entre calidad y precios de los equipos y obras, bajo nivel tecnológico.
- No existencia de proyecto de ingeniería de detalles previo a la construcción.
- Baja responsabilidad de proveedores.
- Falta de capacitación a personal de operación y mantención, durante construcción y la puesta en marcha.
- Falta de garantías.

Una de las condiciones imprescindibles para el éxito de un proyecto, es que tenga una buena prospección y un buen "proyecto de ingeniería", donde los equipos y accesorios a instalar sean de marcas reconocidas y respaldadas con instalaciones de referencia comprobadas. Junto con ello, los equipos (turbina, generador, regulador, etc.) deben contar con garantías de comportamiento por parte de los fabricantes, además de contar con un contrato de instalación que contenga cláusulas de garantía de cumplimiento de la potencia contratada. Por otra parte, las obras civiles (bocatoma, canal de adicción, casa de máquinas, etc.) deben ser de buen diseño y calidad, de tal forma que no sean ni precarias ni sobredimensionadas, y así no lleguen a costar una injustificada inversión.

Los aspectos legales son muy importantes en el desarrollo de cualquier proyecto, es necesario que las instituciones que regulan este mercado cuenten con documentación clara sobre los requerimientos legales de los proyectos y den las facilidades necesarias para responder las consultas de los ejecutores, así como de la comunidad en general. La complejidad del sistema eléctrico y de la fijación de precios, amerita este tipo de medidas. La permanente capacitación, ya sea por medio de seminarios, conferencias o cursos, es imprescindible para despejar dudas en cuanto al funcionamiento del sistema y así permitir la entrada de nuevos actores.



2.1.12 Conclusiones

Según lo investigado por este estudio, y gracias a los debates que se dieron con los distintos actores involucrados, se puede concluir que:

- El sistema eléctrico debe ser mejorado para incluir mini centrales hidroeléctricas en su matriz, ya que por lo general, el aprovechamiento hidroeléctrico se ubica lejos de las líneas de transmisión del sistema. Los costos de conectar una planta al sistema se pueden considerar independientes de la potencia de generación, si a lo anterior se agrega que es la venta de energía el principal ingreso de estos proyectos, es evidente que plantas que generen poca potencia incurrirán en un costo de inversión inicial similar a las de gran potencia, por lo cual sus tiempos de recuperación de capital serán mayores. Lo anterior limita el aprovechamiento total del recurso en Chile.
- La estabilidad institucional y económica del país, junto al aumento en el precio de la energía, permite visualizar un mayor desarrollo de proyectos hidroeléctricos, en especial aquellos que aporten ERNC al sistema, lo último debido a los incentivos legales creados en este último tiempo.
- La madurez de la tecnología permite que el desarrollo de proyectos de este tipo cuenten con bajo riesgo, aun así, Chile no dispone de una industria local que de soporte técnico a los equipos, lo anterior frenará el desarrollo de proyectos a baja escala, dificultando con ello el aprovechamiento del abundante potencial existente.
- Chile concentra su desarrollo hidroeléctrico en dos regiones, VII y VIII, con 3.897 MW, esto indica que regiones como la IX y X, con regímenes hidrológicos más estables y abundantes, aun no han sido explotadas en su totalidad, teniendo para julio del 2007 0 MW instalado en la IX región y 274 MW en la X. Lo anterior se debe a la precaria infraestructura eléctrica de estas regiones, lo que significa que un mayor desarrollo irá de la mano con el aumento de esta en las zonas señaladas.
- Chile cuenta con un gran potencial hidroeléctrico, incluso no teniendo estudios que cuantifiquen completamente el recurso, lo que significa que cualquier estrategia de desarrollo de estos proyectos debe acompañarse de estudios exhaustivos del potencial disponible. Es importante destacar que existe una gran cantidad de recurso hidroeléctrico a baja escala, menos de 2 MW, el cual sólo podrá ser aprovechado en la medida que se de un impulso a la generación distribuida y se creen un mercado de los aprovechamientos a baja escala.
- Las normas técnicas que regulan el sistema eléctrico, asociadas a determinar la potencia firme, el pago por peaje, la participación en el CDEC, etc. son de alta complejidad. Lo anterior significa un obstáculo para la incursión de nuevos actores que no cuenten con experiencia en el desenvolvimiento del mercado eléctrico, situación que puede significar malas negociaciones y dificultades a la hora de planificar un proyecto. Es evidente la necesidad de transparentar el mercado eléctrico, ya que en la actualidad son los grandes actores los que controlan el sistema, haciendo que pequeños proyectos, que por lo general están asociados a fuentes de ERNC, no sean competitivos.
- La variabilidad de los regímenes hidrológicos hace que las mini centrales hidroeléctricas no sean una fuente segura de suministro eléctrico. No obstante, se puede hacer una planificación que con el apoyo de otras fuentes de generación asegure el suministro. Lo anterior indica la necesidad de contar con un equilibrio entre la generación térmica, mientras sea con un combustible con seguridad en su suministro, y la hidroeléctrica, en especial si se consideran las impredecibles consecuencias del cambio climático global.



2.1.13 Anexos

2.1.13.1 Pago de Peajes por el uso de Líneas de Transmisión

Actualmente se sabe de la existencia de economías de escala en la transmisión, o sea, los costos marginales son inferiores a los costos medios, por esa razón no se puede realizar una tarificación a costo marginal, la cual no cubre los costos totales incurridos en la prestación del servicio, por ello la legislación considera un pago adicional por el uso de las instalaciones que permita suplir dichos costos. Ahora bien, el IT (Ingreso Tarifario) permite pagar las pérdidas medias y parte de los costos de inversión, mantención y operación del sistema, con lo que se requiere de un pago adicional conocido como *peaje*, segmentado en dos: *peaje básico* y *peaje adicional*.

En el caso de que una central generadora se encuentre conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en su área de influencia pertenecen a un tercero, entendiéndose que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones independiente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que efectúa, se debe pagar peaje a su dueño.

En el artículo 51° del D.F.L.1 se define el *peaje básico* como la cantidad resultante de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, mantención e inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el IT anual, estimado para un período de 5 años sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje y de condiciones normales de operación esperadas del sistema. Este peaje se paga a prorrata de la potencia firme total transitada por todos los clientes incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones.

El peaje adicional se incurre cuando el propietario de la central desea retirar electricidad en otros nudos que se encuentren fuera de su área de influencia.

Ahora la finalidad que tiene el cobro de IT y peajes es permitir a los propietarios de las líneas de transmisión cubrir los costos de operación y mantenimiento (COyM), más las anualidades del valor nuevo de reemplazo (AVNR), que se calcula sobre la base de una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 10%. Por lo tanto, el peaje se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Peaje} = \text{AVNR} + \text{COyM} - \text{IT}$$

El cálculo de los peajes y sus fórmulas de reajuste son propuestos por el propietario de las líneas y subestaciones involucradas al interesado en hacer uso de ellas. Esta proposición debe ir acompañada de un informe, el cual justifique el valor de los peajes que se proponen y ser presentados al interesado dentro de los 60 días siguientes (30 días en el caso de peajes adicionales) a la respectiva solicitud destinada a obtener un acuerdo sobre la valoración del peaje. Luego, el interesado tiene un plazo de 30 días para realizar observaciones acerca de la proposición, de lo contrario, se entiende que él la acepta y el valor de los peajes también.

En caso de haber observaciones, las partes deberán dentro de un plazo máximo de 30 días ponerse de acuerdo y convenir el monto de los peajes, de no ocurrir e acuerdo se solicitará, por cualquiera de las partes, la fijación de peajes y su reajustabilidad al tribunal arbitral, compuesto por 3 árbitros designados (1 representante de cada una de las partes, más un abogado de común acuerdo o en caso contrario de la justicia ordinaria). Finalmente, el tribunal actúa y falla en una



única instancia, tomando sus acuerdos por simple mayoría, dentro de los 180 días desde la designación del tercer árbitro, pudiéndose ampliar hasta 30 días.

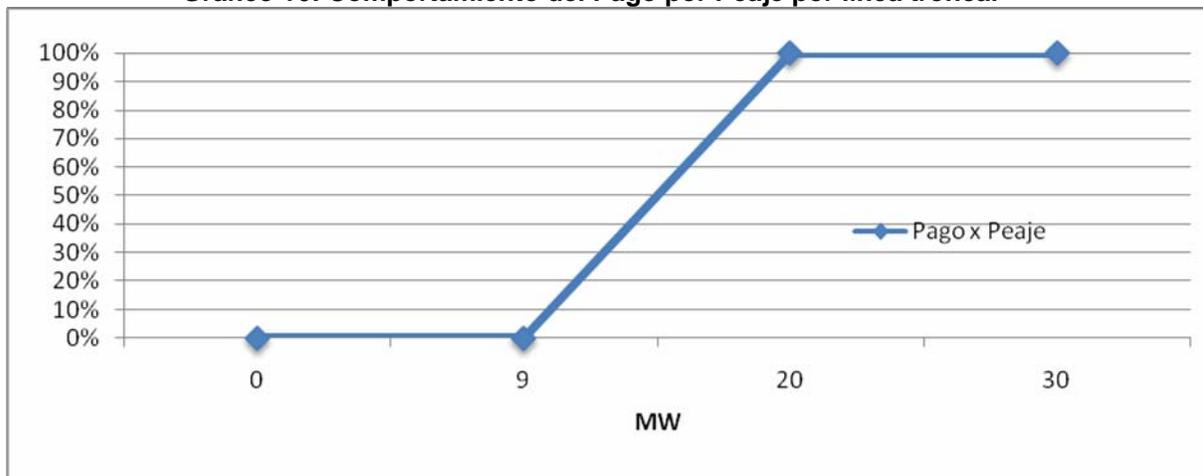
- **Pago del peaje por el uso de Línea Troncal**

Los Sistema de Transmisión Troncal, se encuentran constituido por líneas y subestaciones que unen los sistemas de generación con los de distribución en las más altas tensiones (154, 220 y 500 kV).

Para su uso cualquier generador del sistema, o que participe en un sistema eléctrico de potencia, debe pagar el uso que realiza del sistema de transmisión troncal. Esto se realiza aún cuando no lo utilice directamente para venderle a alguno de sus clientes. De acuerdo a lo que indican las modificaciones legales, el pago del peaje troncal, se realiza de acuerdo a la influencia que ejerce un generador cualquiera en el sistema de transmisión troncal. Bajo el nuevo sistema, las unidades de generación a partir de fuentes renovables (ERNC), se encuentran exentas de dicho pago.

Para el caso del pago del peaje por transmisión a través del sistema Troncal, éste tiene el siguiente comportamiento.

Gráfico 16: Comportamiento del Pago por Peaje por línea troncal



Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra el gráfico, todas las centrales menores a 9 MW de potencia están exentas. Para todos los medios de generación con una potencia firme menor a 9 MW, estos se encuentran totalmente exentos del pago por peaje, ya que para los medios que se encuentren entre 9 MW y 20 MW el pago será proporcional al uso del sistema troncal.

Sin embargo la situación debería modificarse cuando se tengan retiros que usen efectivamente el sistema de transmisión troncal. De tal pago, la ley dice que el 80% debe ser cancelado por el generador, mientras que el 20% ha de ser cancelado por el cliente. Así, cuando se efectúen los retiros en Iquique, se considerará el pago de dicho peaje, en la proporción que indica la ley.

La metodología del pago por peaje indica que el generador se debe hacer cargo del 80%, y el cliente del 20% del pago del peaje por uso de las instalaciones del sistema troncal. Esto implica que los generadores pagarán el 80% del peaje en la zona que influyen (zona de influencia), es decir, en donde el sentido del flujo de la potencia se debe a la inyección que están realizando o donde ejercen una influencia en los flujos.

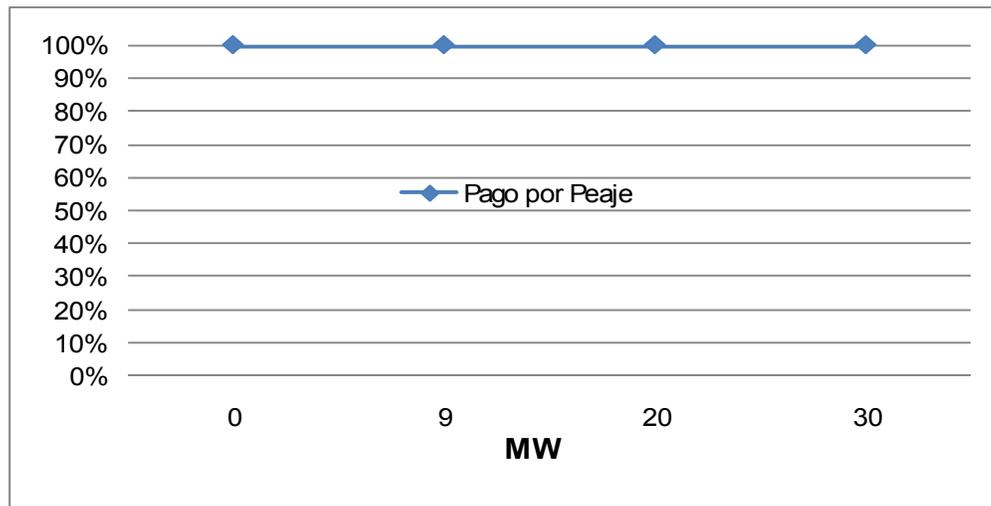


Pago del peaje por el uso de Líneas de Sub transmisión

Los Sistema de Sub transmisión, están constituido por infraestructura que permite la conexión del sistema troncal con sistemas de distribución que opera a tensiones inferiores a los 23 kV, por lo tanto, el sistema de sub transmisión queda formado por líneas que van desde los 220 – 23 kV.

Para este caso los proyectos de ERNC no tienen beneficio, por lo que el pago para este tipo de proyectos se efectúa de forma normal.

Grafico 17: Comportamiento del Pago por Peaje por línea de subtransmisión



Fuente: Elaboración propia.

Simulación de Calculo del peaje CDEC-SIC a pagar por la central Ojos de Agua

Analizando el documento Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales, y Proyección de los Ingresos Tarifarios, (Período 2008). Se procede a analizar el peaje básico por central de lo que se debería pagar para el proyecto ojos de agua. Para ello se tiene que esta central utiliza 4 tramos de líneas de conexión

Resumen anual de Ingresos Tarifarios de Energía y Potencia

Tabla 59: Resumen de Ingresos tarifarios tramos CDEC-SIC, Central Ojos de Agua

Nº	TRAMO		Ingreso Tarifario Energía [Miles –US\$]	Ingreso Tarifario Potencia [Miles –US\$]	Ingreso Tarifario Total [Miles –US\$]
	DESDE	HASTA			
109	Curilli154	Itahue_154	1778.9	-506.0	1272.9
110	Ciprese154	Curillo154	123.2	-8.0	115.2
111	Ciprese154	m.melad154	1383.7	917.0	2300.7
112	m.melad154	Itahue_154	1780.4	-1405.0	375.4

En cada tramo del sistema de transmisión los retiros e inyecciones de la potencia y energía son valorados al costo marginal, con lo cual queda un saldo al transmisor llamado *Ingreso Tarifario* (IT), que da cuenta de los costos variables de transporte derivados de las pérdidas marginales entre dos puntos. Esto se debe a que por medio de la multiplicación de los factores de penalización



calculados para cada subestación troncal, por el precio básico (energía y potencia de punta) se puede obtener el precio de energía y potencia de punta en cada subestación del sistema.

El IT es, generalmente, positivo debido a que el costo marginal en la barra receptora es mayor que el costo marginal en la barra de inyección en la proporción de las pérdidas marginales de transmisión en el tramo cuando no existen limitaciones en el flujo transitado o en una mayor proporción si las existieran (hay que tomar en cuenta que los flujos de potencia son dinámicos en el tiempo, por lo tanto, esto no siempre se cumple).

Una definición más precisa para entender el concepto de IT es: *la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.*

Valores Nuevos de Reemplazo (AVNR) y Costos de Operación y Mantenimiento (COyM)

Tabla 60: AVNR + COyM Tramos CEDEC-SIC, Central Ojos de Agua

Nº	TRAMO		CTO.	PROPIETARIO	OBSERVACIÓN	AVNR + COyM (miles – US\$)
	DESDE	HASTA				2008
109	Curilli154	Itahue_154	1	TRANSELEC		1728
110	Ciprese154	Curillo154	1	TRANSELEC		346
111	Ciprese154	m.melad154	1	TRANSELEC		656
112	m.melad154	Itahue_154	1	TRANSELEC		1407

Peajes Básicos y Adicionales Unitarios por Tramo

Tabla 61: Peajes Unitarios por Tramo CEDEC-SIC, Central Ojos de Agua

Peajes Básicos y Adicionales Unitarios por tramo Año 2008									
Nº	Instalaciones		AVNR + COyM	IT	Peaje	Pot. Máx.	P.B. Unit. ¹	Peaje Unit. ajustado ²	Obs.
	Desde	Hasta				Transitada			
			[MUS\$]	[MUS\$]	[MUS\$]	P.B. ³	P.A. ⁴	[US\$/kW]	[US\$/kW]
109	Curilli154	Itahue_154	1,718	1,273	445	131	0.00	3.38	3.38
110	Ciprese154	Curillo154	346	115	231	88	0.00	2.62	2.62
111	Ciprese154	m.melad154	656	2,301	-1,644	85	0.00	-19.38	-19.38
112	m.melad154	Itahue_154	1,408	375	1,032	85	0.00	12.17	12.17

Analizando la tabla anterior, se tiene que utilizando los datos de los costos de operación y mantenimiento (COyM), más las anualidades del valor nuevo de reemplazo (AVNR) y restando el Ingreso Tarifario se obtiene el peaje en miles de dólares anuales simulados por el CDEC-SIC para el año 2008.

¹ Peaje Básico Unitario, sin considerar ajuste por peajes adicionales en la misma instalación.

² Peaje básico o adicional unitario, considerando ajuste por peajes adicionales en la misma instalación.

³ Potencia Máxima transitada en el tramo correspondiente a Peaje Básico.

⁴ Potencia Máxima transitada en el tramo correspondiente a Peaje Adicional.



Central Ojos de Agua

Tabla 62: Prorrata tramos CEDEC –SIC, Central Ojos de Agua

<i>Instalaciones</i>				<i>Prorrata</i>
<i>Nº</i>	<i>Desde</i>	<i>Hasta</i>	<i>Propietario</i>	
109	Curilli154	Itahue_154	TRANSELEC	2.31%
110	Ciprese154	Curillo154	TRANSELEC	3.78%
111	Ciprese154	m.melad154	TRANSELEC	3.57%
112	m.melad154	Itahue_154	TRANSELEC	3.57%

Observando la tabla anterior, se tiene que para la central ojos de Agua esta ocupa porcentajes menores al 4% en general para cada uno de los cuatro tramos ocupados teniendo un uso de las líneas bastante marginal.

Tabla 63: Resumen de Peajes CEDEC-SIC, Central Ojos de Agua

<i>Resumen de Peajes por Central. Año 2008</i>									
<i>Central</i>	<i>NoLin⁵</i>	<i>BarIni⁶</i>	<i>BarFi⁷</i>	<i>Central – MW⁸</i>	<i>Central - %⁹</i>	<i>MW –PB Total</i>	<i>MW – PA Total</i>	<i>Peaje Unit [US\$/kW]</i>	<i>Peaje Central [US\$/kW]</i>
<i>Ojos de Agua</i>									
	109	Curilli154	Itahue_154	3.0	2.3	131.399	0	3.4	10.3
	110	Ciprese154	Curillo154	3.3	3.8	88.08	0	2.6	8.7
	111	Ciprese154	m.melad154	3.0	3.6	84.83	0	-19.4	-58.7
	112	m.melad154	Itahue_154	3.0	3.6	84.83	0	12.2	36.9
Total:									-2.9

En la tabla anterior se obtienen finalmente los valores de Peaje a pagar por la Central Ojos de Agua, los cuales se obtienen de los Peajes totales para cada tramo, calculando además el valor de los porcentajes (Prorrata) que utiliza la potencia de la central para cada uno de los cuatro tramos. Notar además que el valor final da un valor negativo el cual se explica por las diferencias de flujos negativos que ejerce esta central en el uso de la línea, además de tener en cuenta que estos valores son solo referenciales los cuales son simulados por CDEC-SIC, entregando solo una simulación de los valores a pagar los cuales pueden no ser aceptados por las empresas generadoras y transmisoras, y pudiendo variar la potencia utilizada en el transcurso del año, dándose casos en los cuales se pueda a llegar a pagar menos o mas.

Observaciones

Hoy en día se debe tener claro que la empresa de transmisión TRANSELEC (Hydro - Quebec) ya no pertenece al holding de ENDESA, por lo tanto, antiguamente no existía el problema con respecto al pago de peajes hacia la empresa de transmisión por utilizar sus instalaciones.

En base a esto, se ha tenido que planificar de mejor manera la gestión para obtener los contratos y llegar a acuerdos entre transmisores y generadores, llegándose a encontrar divergencias para cobrar peajes para todas las centrales del sistema.

En la práctica existe un informe elaborado por la Dirección de Peajes del CDEC de carácter indicativo, que es utilizado como referencia y que es causa de conflictos entre transmisores,

⁵ Número de línea

⁶ Barra inicial

⁷ Barra final

⁸ Potencia de la central

⁹ Porcentaje de la central



Universidad Técnica Federico Santa María

generadores y CDEC, debido a que muchos de los generadores quieren que les cobren las tarifas que aparecen en el informe elaborado por el CDEC, en los casos que les convenga (tarifas reducidas), pero en muchos casos esas tarifas se encuentran por debajo de las que cobran los transmisores, que en teoría sería sólo el 10 % del valor nuevo de reemplazo más el costo de mantención y operación, sin incluir el ingreso tarifario.

Sin embargo, todo parte desde el informe de las áreas de influencia del sistema también elaborado por la Dirección de Peajes del CDEC, en la cual se establece el área en que los generadores pagarán peaje básico (dentro del área de influencia) y adicional (fuera del área de influencia). La determinación de las áreas de influencia se realiza simulando el sistema con cada generador (con inyección unitaria, de 1 MW), y así determinar el camino a seguir hacia la barra básica o subestación básica. En el caso de que exista una división en algún tramo de la línea, y que la potencia del generador pueda seguir por cualquier camino, se elegirá el que posea una potencia mayor al 40 % de la potencia inyectada a la línea.

Ahora bien, el cálculo de peajes se realiza a prorrata con todos los generadores que utilizan un tramo determinado de la línea, es decir, el peaje básico para el generador A va a ser la anualidad del valor nuevo de reemplazo más los costos de operación y mantenimiento, multiplicado por la potencia firme del generador A dividido por la suma total de la potencia firme de todos los generadores que poseen ese tramo como parte de su área de su influencia.

El principal problema con el tema de las áreas de influencia, es que en el caso que el sistema de transmisión, en alguno de sus tramos pertenecientes al área de influencia de algún generador, este operando en sentido contrario (potencia media), se dice que el generador se encuentra aliviando la línea y, por lo tanto, no paga peaje. Por ello, la empresa de transmisión TRANSELEC dice que como los generadores están ejerciendo servidumbre sobre sus líneas (por ley), éstos deben pagar por el uso de ellas, y al decir que los generadores el algunos casos "alivian" la línea no se estaría cumpliendo lo que se dice en la ley eléctrica sobre el derecho de servidumbre, y por lo tanto se encontrarían en una contradicción. De hecho, el no cobrar peajes por la utilización de la línea en el sentido opuesto hacia la subestación básica, la empresa de transmisión (según ellos) estaría perdiendo ese uso específico de la línea.

Ahora el CDEC-SIC se escuda en que el no pago de peaje básico por algún tramo de la línea, sería compensado por los peajes adicionales, que se cobrarían por el uso de la línea fuera del área de influencia frente a la existencia de un contrato previo del generador involucrado con alguna empresa. Pero esto no es en la práctica aplicable, porque en el momento de firmar el contrato correspondiente no se sabe cómo funcionará el sistema, en qué momentos la potencia media se invertirá, es decir, es un tema complicado, que todavía se encuentra en discusión y con serias divergencias entre generadores, transmisores y CDEC.



2.1.13.2 Cuencas Hidrográficas en Chile

Cuencas Exorreicas.

I Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Preandinas		
Lluta	3400	167
Seco	162	25
Tignamar	603	45
Acha o La Higuera	1059	95
Victor o Codpa	1660	148
E. Umirpa	182	20
Q. Garza	297	38
Camarones	4760	135
R. Ajatama	392	38
R. Caritaza	400	38
Q. Chiza	2200	80
Tana o Camiña	2720	163
Quebrada de Azapa o San José	3060	128

Fuente: Instituto Geográfico Militar

II Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Loa	33570	440
R. San Pedro e Inacaliri	1087	75
R Salado	2210	80
R. San Salvador	619	56

Fuente: Instituto Geográfico Militar

III Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Salado	8000	175
Copiapó	18407	292
R. Jonquera	4160	130
R. Pulido	2100	79
R. Manflas	1230	74
Q. Paipote	6600	135
Huayco	9850	198
R. del Tránsito	4135	108
R. del Carmen	2860	145



Universidad Técnica Federico Santa María

Preandinas		
Algarrobal	-	-
Chañaral de Aceitunas	-	-

Fuente: Instituto Geográfico Militar

IV Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Elqui	9657	170
R. Turbio	4196	96
R. Claro	1512	65
Limarí	11760	189
R. Hurtado	2230	125
R. Grande	7461	115
Choapa	8124	160
R. Illapel	2100	82
R. Chalinga	600	40
Preandinas		
Los Choros	-	-
Lagunillas	-	-
Conchalí o Pupio	-	-
Quilimarí	-	-

Fuente: Instituto Geográfico Militar

V Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Petorca	2669	112
La Ligua	1900	106
Aconcagua	7163	177
R. Juncal	109	35
R. Blanco	360	36
R. Colorado	814	58
R. Putaendo	1192	82

Fuente: Instituto Geográfico Militar

Región Metropolitana

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Maipo	1580	250
R. Yeso	353	55
R. Volcán	507	54
R. Colorado	1734	100
R. Mapocho	4230	110
R. Puangue	1723	129



Universidad Técnica Federico Santa María

Fuente: Instituto Geográfico Militar

VI Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Rapel	14177	230
R. Cachapoal	6370	170
R. Tinguiririca	4730	167

Fuente: Instituto Geográfico Militar

VII Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Mataquío	6190	221
R. Teno	1590	120
R. Lontué	2510	126
Maule	20295	240
R. Melado-Guaiquivilo	2261	75
R. Loncomilla	7537	226
R. Longaví	1297	120
R. Perquilauquen	5023	190
R. Claro	3500	42

Fuente: Instituto Geográfico Militar

VIII Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Itata	11090	180
R. Ñuble	5097	155
R. Cholguán	585	50
R. Huélpil	271	38
R. Diguilín	1369	102
Biobío	24029	407
R. de la Laja	4040	170
R. Duqueco	1350	120
R. Bureo	1460	90
R. Vergara	4620	128

Fuente: Instituto Geográfico Militar

IX Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Preandina		
Imperial	12054	230
R. Chochol	6180	168



Universidad Técnica Federico Santa María

R. Cautín	3100	174
Andina		
Toltén	7886	231
R. Allipén	2325	108

Fuente: Instituto Geográfico Militar

X Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Andina		
Bueno	17210	200
R. Llolelhue	710	95
R. Pilmaiquén	2647	150
R. Rahue	6510	166
Petrohué	2644	103
Trasandinas		
Valdivia	9902	202
R. Calle Calle	5267	187
R. Cruces	3233	125
Puelo	8817	188
R. Manso	736	66
R. Ventisquero	458	32
R. Traidor	306	25
R. Puelo Chico	175	27
Yelcho	10979	246
R. Correntoso	188	32
R. Amarillo	564	34
Preandina		
Mauilín	4298	130
Chamiza	725	68

Fuente: Instituto Geográfico Militar

XI Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km ²	Longitud en Km
Trasandinas		
Palena	12887	240
R. Frío	702	152
R. Claro	653	24
R. Figueroa	3953	44
Cisnes	5196	160
Aisén	11674	171
R. Manuales	4122	62
R. Simpson	3712	88
R. Blanco	3034	55
R. Los Palos	800	8
Baker	26726	370
R. Ibañes	2377	88
R. Avellanos	368	38



Universidad Técnica Federico Santa María

R. Murta	843	56
R. Delta o Leones	886	28
R. Jeinemeni	1355	50
R. Nef	700	35
R. Chacabuco	1215	76
R. Cochrane	2967	24
R. del Salto	1371	65
R. Colonia	1492	20
R. de los Ñadis	973	50
R. Ventisquero	1030	17
R. Vargas	408	16
Pacua	14760	62
Andina		
Bravo	1920	91

Fuente: Instituto Geográfico Militar

XII Región

Cuencas Exorreicas	Superficie en Km²	Longitud en Km
Trasandinas		
Serrano	7347	38
Gallegos	10120	172

Fuente: Instituto Geográfico Militar



2.1.14 Glosario

Energía mini hidráulica

La comisión nacional de energía la define como aquella energía generada por centrales hidroeléctricas con potencia instalada entre 100 kW y 1 MW. La unión europea, utiliza esta denominación para las pequeñas centrales hidroeléctricas, normalmente de potencia inferior a 10 MW.

Factor de carga

Parámetro característico de una central generadora que establece la razón entre la demanda promedio de energía y la demanda máxima, registrada durante un periodo de tiempo determinado.

Factor de planta

Razón entre la energía generada por una central durante un periodo de tiempo y la máxima energía generable (esto es, operada a capacidad máxima) por dicha central durante el mismo período.

Gases de efecto Invernadero

Gases de origen antropogenico que al aumentar su concentración en la atmosfera, son causantes de su calentamiento. Los gases de efecto invernadero tienen la capacidad de permitir el paso de la radiación solar incidente y luego de impedir el paso de la radiación reflejada por la superficie del planeta, atrapando así la energía produciéndose el calentamiento de la tierra. Son gases de efecto invernadero el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), oxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos ($\text{CF}_4 - \text{C}_2\text{F}_6$) y el hexafluoruro de azufre (SF_6).

Mecanismo de Desarrollo Limpio

El mecanismo de desarrollo Limpio (MDL) es un mecanismo del Protocolo de Kyoto basado en proyectos, que tiene como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en países en desarrollo.



2.1.15 Acrónimos y abreviaturas

ACERA: Asociación Chilena de Energías Renovables Alternativas A.G.

CORFO: Corporación de Fomento

CONAMA: Comisión Nacional de Medio Ambiente

CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga

CNE: Comisión Nacional de Energía

COREMA: Comisión Regional del Medioambiente

ER: Energía Renovables

EIA: Evaluación de Impacto Ambiental

ERNC: Energías Renovables No Convencionales (excluye la hidráulica a gran escala sobre 20 MW)

FIT: Feed –In –Tariffs

FP: Factor de Planta

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile.

SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

SIC: Sistema Interconectado Central