



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA INDUSTRIAL**

**ANÁLISIS DE INCENTIVOS REGULATORIOS A LAS ERNC: IMPACTO EN
AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA CHILENO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

CRISTIAN SOLÍS GONZÁLEZ

PROFESOR GUÍA:

RONALD FISCHER BARKAN

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

WILLIAM BAEZA LÓPEZ

ROGER LOWICK-RUSSELL ÁLVAREZ

SANTIAGO DE CHILE

DICIEMBRE 2011

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL
POR : CRISTIAN SOLÍS GONZÁLEZ
FECHA: 12/12/11
PROF. GUIA: SR. RONALD FISCHER

ANÁLISIS DE INCENTIVOS REGULATORIOS A LAS ERNC: IMPACTO EN AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA CHILENO

El objetivo general de este proyecto es analizar consecuencias económicas directas en los agentes del mercado eléctrico mayorista chileno, debido a incentivos regulatorios a la generación por medio de fuentes renovables no convencionales. Estos agentes son generadores de Energía Renovable No Convencional (ERNC) y del tipo convencional.

En la actualidad, existe una creciente preocupación por el Cambio Climático y el Medio Ambiente. Bajo este escenario, las ERNC se sitúan como un agente de gran relevancia para el cumplimiento de la meta de mitigación de CO₂e que el país se ha comprometido. Además, las ERNC introducen en general una señal de precios a la baja en los mercados marginalistas como el chileno. Por estas dos razones, que se hace relevante el estudio de incentivos regulatorios y consideraciones para lograr un eficiente fomento a las ERNC.

Así, para lograr el desarrollo de este trabajo, primero se realiza un estudio acucioso del mercado eléctrico nacional. Después, se estudia la regulación mundial en cuanto a incentivos a las ERNC y, luego, se estudia las leyes sobre ERNC en Chile. Finalmente, se investiga sobre la tecnología relacionada con las Energías Renovables mediante un Diplomado en el área.

Luego, la metodología utilizada en esta memoria se compone de: un análisis de la Situación Actual de Consideraciones e Incentivos Propuestos, el levantamiento de Información del Mercado Eléctrico a través de Encuesta, la determinación de Precios de Energía y Potencia de Largo Plazo, un análisis de la Aplicabilidad de Medidas de Eficiencia Energética en Chile, un análisis del Impacto de la Exención de Peajes Troncales, el análisis del Impacto en el Cumplimiento en las Cuotas Reguladas por cambios en el límite de Centrales Mini-hidroeléctricas, la determinación del Precio de Largo Plazo del Atributo ERNC y la Evaluación Económica de tecnologías ERNC en todos los escenarios que se describen en este proyecto para inversionistas convencionales y no convencionales y para algunos casos de proyectos ERNC.

Finalmente, en este trabajo se determina un Plan de Obras de ERNC para cumplir con las exigencias de la ley, el precio de largo plazo del atributo ERNC, la viabilidad de instaurar el mecanismo Feed-in Tariff en Chile con respecto al actual y qué tecnologías ERNC y cuándo son económicamente factibles bajo la perspectiva de un inversionista de generación convencional y un inversionista tipo ERNC. Además, se determina cómo se comporta la rentabilidad económica de los proyectos ERNC bajo distintos escenarios.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo, agradezco a mi familia y amigos. Luego, agradezco el patrocinio y ayuda de Endesa Chile en este proyecto, muy en especial al ejecutivo Andrés Vicent San Severiano, por ejercer su control, ayuda y guía en este proceso. Además, agradezco la ayuda del Cuerpo Docente y alumnado del Diplomado de Energías Renovables No Convencionales de la U. de Chile, versión 2011 por estar siempre atento a responder dudas sobre este tema. En especial, se agradece la ayuda de los profesores Rodrigo Palma, Luis Vargas, Guillermo Jiménez y Roberto Román. Finalmente, agradezco la guía de los profesores de mi comisión evaluadora: Ronald Fischer, William Baeza y Roger Lowick-Russell.

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Relaciones entre segmentos del mercado eléctrico nacional	6
Ilustración 2: Balance de Pagos del Modelo Marginalista	8
Ilustración 3: Detalle Gráfico de Operación a Mínimo Costo, Lista de Mérito	10
Ilustración 4: Sistema Troncal y AIC del SIC.....	15
Ilustración 5: Market Share en el SING	19
Ilustración 6: Market Share en el SIC.....	19
Ilustración 7: Central Termoeléctrica de CC San Isidro I.....	20
Ilustración 8: Central Hidroeléctrica Ralco	21
Ilustración 9: Central Mini-hidroeléctrica	22
Ilustración 10: Parque Eólico Canela	23
Ilustración 11: Central Geotérmica, Nueva Zelanda.....	24
Ilustración 12: Central Eléctrica de Biomasa.....	24
Ilustración 13: Proyecto Pelamis de Energía de las olas.....	25
Ilustración 14: Central de Heliostatos con torre Solar.	26
Ilustración 15: Mapa Mundial de Radiación Solar	26
Ilustración 16: Radiación Solar promedio diaria (KWh/m ² -día) corregida por fases estacionales para algunas localidades en el mundo	27
Ilustración 17: Eficiencia Esperable de un proceso de cogeneración.....	28
Ilustración 18: Incentivos para ERNC en los países del mundo	30
Ilustración 19: Segunda Parte de Incentivos para ERNC en los países del mundo	31
Ilustración 20: Gráfico explicativo de tipos de Feed-in Tariff	33
Ilustración 21: Gráfico Explicativo de RPS	34
Ilustración 22: Escenarios de Demanda Eléctrica Nacional anual (GWh/a)	38
Ilustración 23: Curvas de Aprendizaje (Costos de Inversión) promedio para las ERNC	40
Ilustración 24: Gráfico de Proyección de Costos de O&M.....	43
Ilustración 25: Diagrama de Modelo de Montercarlo	46
Ilustración 26: Escenarios de Cumplimiento de Cuota Obligada (RPS) para cada Escenario de Demanda Eléctrica	51
Ilustración 27: Porcentaje de Pago de Peaje Troncal para centrales ERNC según Potencia Instalada.....	52
Ilustración 28: Escenarios de Precio de Energía de Largo Plazo Base (P0) y con multa a las Centrales a Carbón de 30 USD/MWh por externalidades ambientales (P1).....	55
Ilustración 29: Escenario de Precio de la Potencia de Largo Plazo	57
Ilustración 30: Comparación entre Producción de Energía de un Generador Eólico y el Costo Marginal del sistema	58
Ilustración 31: Monto Físico de Energía Reducido por Política de EE en el país	59
Ilustración 32: Inversión Máxima factible anual para EE	60
Ilustración 33: Anualidad de Pago máxima factible por Inversión en EE.....	61
Ilustración 34: Esquema de Resolución de Problema de Cálculo de Peaje Unitario	62
Ilustración 35: Ejemplo de Negociación sin Barrera de Peaje Troncal.	63
Ilustración 36: Formulación de Método de Montecarlo para Cálculo del E(VAN).....	67
Ilustración 37: Histograma de Frecuencia para Escenarios de VAN de un proyecto de Biomasa	68

Ilustración 38: Diagrama Explicativo de Función Iterativa de PPLs para Cálculo de Precio de Atributo ERNC.....	69
Ilustración 39: Gráfico Radial de la E(TIR) para caso P1B1.....	75
Ilustración 40: Gráfico Radial para la E(TIR) Caso P0B0.....	76
Ilustración 41: Gráfico Conceptual de contrato en E(TIR) de distintas tecnologías características de generación.....	77
Ilustración 42: Rango de Pago Anual por FiT en Chile.....	79
Ilustración 43: Riesgo en la TIR para Escenarios P0B0 y P1B1 para E. Eólica y E. Fotovoltaica.....	81

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1: Grado de Concentración por país en Generación Eléctrica año 2009.....	18
Cuadro 2: Tipos de Incentivos a las ERNC en el mundo	28
Cuadro 3: Proyección de Inversión Unitaria por Tecnología ERNC, límite de costo de inversión mínimo y máximo por tecnología cada año.....	39
Cuadro 4: Factores de Planta Estimados Internacionalmente para tecnologías ERNC .	41
Cuadro 5: Factores Validados Estimados para tecnologías ERNC para Chile.....	41
Cuadro 6: Costos de O&M nominales proyectados.....	42
Cuadro 7: Resumen de los Incentivos y Consideraciones para las ERNC en Chile	49
Cuadro 8: Porcentaje de Reconocimiento de la Potencia Instalada como Potencia de Suficiencia.....	57
Cuadro 9: Energía Final de Periodo (GWh) por cada Límite de Reconocimiento como ERNC de Centrales Hidroeléctricas	65
Cuadro 10: Porcentaje de Cumplimiento ERNC con Escenarios de Límite de Reconocimiento para los Escenarios 20-20 y 10-24 de Demanda Energética.....	65
Cuadro 11: Potencial de tecnología ERNC para todo el país.....	70
Cuadro 12: Potencial de tecnología ERNC para el SING supuesto	71
Cuadro 13: Plan de Obras para Escenario P0B0 Escenario 20-20 con transacciones SING-SIC.	72
Cuadro 14: Plan de Obras Escenario P0B0 Escenario 2020 sin transacciones SING-SIC	73
Cuadro 15: LCOE Proyectados (USD/MWh) por Bloomberg New Energy Finance	78
Ilustración 42: Rango de Pago Anual por FIT en Chile.....	79
Cuadro 16: E(TIR) para Escenarios P0B0 y P1B1 para E. Eólica y E. Fotovoltaica	80

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	Descripción del Proyecto y Justificación.....	1
1.2.	Objetivos	2
1.2.1.	Objetivo General.....	2
1.2.2.	Objetivos Específicos	3
1.3.	Alcances del Proyecto	3
1.4.	Resultados Esperados	4
2.	MARCO CONCEPTUAL	4
2.1.	El Mercado Eléctrico Chileno	5
2.2.	El Modelo Marginalista	7
2.2.1.	El Mercado Spot	9
2.2.2.	Licitaciones y Contratos de Electricidad	11
2.3.	Actividades en el Mercado Eléctrico Nacional.....	11
2.3.1.	Distribución Eléctrica	11
2.3.2.	Transmisión Eléctrica	14
2.3.3.	Generación Eléctrica	16
2.4.	Incentivos a las Energías Renovables en el Mundo.....	28
2.4.1.	Incentivos Regulatorios a las ERNC	32
2.5.	Incentivos y Consideraciones vigentes a las Energías Renovables en Chile	35
2.6.	Proyecciones de Demanda Eléctrica.....	37
2.7.	Evaluación Económica de Proyectos Eléctricos.....	38
2.7.1.	Proyección de Inversión Unitaria para las ERNC	38
2.7.2.	Factores de Planta característicos para las ERNC en Chile.....	41
2.7.3.	Proyección de Costos de Operación y Mantenimiento	42
2.7.4.	Bonos de Carbono.....	43
2.7.5.	Escenarios de Montecarlo para Evaluación Económica de Proyectos Eléctricos	45
2.8.	Problemas de Programación Lineal	46
3.	METODOLOGÍA	48
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	49

4.1.	Análisis de la Situación Actual de Consideraciones e Incentivos Propuestos	49
4.1.1.	Escenarios de Cumplimiento de Cuotas Reguladas (RPS)	50
4.1.2.	Exención de Peajes Troncales	51
4.1.3.	Feed-in Tariff	52
4.1.4.	Impedir Transacciones de Certificados de Inyección de Energía tipo ERNC entre sistemas eléctricos	52
4.1.5.	Límite de Consideración de las Centrales Mini-hidráulicas como Centrales Tipo ERNC	53
4.2.	Levantamiento de Información del Mercado Eléctrico a través de Encuesta	53
4.3.	Determinación de Precios de Energía y Potencia de Largo Plazo	54
4.3.1.	Precio de la Energía de Largo Plazo Base y Precio de la Energía de Largo Plazo con Impuestos por uso del Carbón.	54
4.3.2.	Precio de Potencia de Largo Plazo y Reconocimiento de la Potencia de Suficiencia	56
4.4.	Análisis de la Aplicabilidad de Medidas de Eficiencia Energética en Chile	58
4.5.	Análisis del Impacto de la Exención de Peajes Troncales para Proyectos ERNC	61
4.6.	Análisis del Impacto en el Cumplimiento en las Cuotas Reguladas por cambios en el límite de Centrales Mini-hidroeléctricas	64
4.7.	Determinación del Precio de Largo Plazo del Atributo ERNC	66
4.8.	Evaluación Económica de tecnologías ERNC: Impacto de los Incentivos y Consideraciones Propuestas en los proyectos ERNC y en inversionistas Convencionales	74
	Feed-in Tariff	77
4.9.	Evaluación Económica de Proyectos ERNC Particulares: Casos en Energía Solar Fotovoltaica y Energía Eólica	79
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
6.	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN	85
7.	ANEXOS	86

1. INTRODUCCIÓN

La Generación de Energía Eléctrica por parte de empresas generadoras, se ha efectuado tradicionalmente por grandes centrales hidroeléctricas o térmicas en Chile. Esto es debido a claras economías de escalas existentes en los equipos de generación, transmisión y en la instalación de centrales. Sin embargo, hoy en día existen otros tipos de generación denominados “Energías Renovables no Convencionales (ERNC)”. Una característica importante que poseen las ERNC es su bajo impacto ambiental relativo a los otros medios de generación existentes. Sin embargo, al ser medios de generación no convencionales, la tecnología ERNC todavía no ha madurado en algunos casos. Por lo tanto, la Inversión en términos de \$USD/kW es superior a los medios de generación convencionales. Sin embargo, debido a la preocupación constante que existe en el mundo sobre el Medio Ambiente y el Cambio Climático, los incentivos a las ERNC han tomado un papel crucial en las medidas de Reducción de CO₂ y de cuidado del medio ambiente que adoptan distintos países en el planeta. Por ello, es de profunda necesidad el estudio del Impacto de estos incentivos regulatorios en generadores del mercado eléctrico, pues aunque parecen ser medidas bien intencionadas, pueden provocar graves fallas de mercado o costos a los consumidores finales por exceso de incentivos.

1.1. Descripción del Proyecto y Justificación

El proyecto consiste en analizar el Impacto de Incentivos Regulatorios y Consideraciones especiales para las ERNC en generadores (inversionistas) convencionales y no convencionales como así analizar incentivos regulatorios y consideraciones especiales propuestos en la opinión pública.

Esta memoria se sitúa en una actual discusión legislativa sobre un posible cambio a la actual ley de Fomento a las ERNC. En ese sentido, el valor agregado de este trabajo se incrementa. Pues, en esta oportunidad única, es necesario poseer un referente del costo país o del costo en el mercado de cada uno de los aspectos importantes del actual marco regulatorio ERNC. Esto, para saber en qué medida se puede lograr el objetivo regulatorio de aumentar la participación de estas tecnologías de la forma más económica, más eficiente o más eficaz. Así, también esta discusión es una oportunidad de mejora de la actual ley: mejora para el inversionista, para el consumidor y para el mercado.

Además, el movimiento de fomento a las energías renovables se ha situado en la cartera global. Ya que, fundamentalmente son medios de generación limpios, son ampliamente aceptados por la ciudadanía en general y sirven como medidas de mitigación de los índices de CO₂. De hecho, la ex presidente Michelle Bachelet dejó en

claro en la Cumbre de Copenhague un compromiso país tomado por ese gobierno: reducir un 20% de las emisiones de CO₂ para el 2020 según una línea base a determinar. Esto también fue ratificado en la campaña electoral del actual presidente de Chile, Sebastián Piñera. Además, una de las medidas de mitigación para lograr ese objetivo en esa época fueron las ERNC.

También, invertir en este tipo de tecnologías podría traer consigo el desarrollo de actividades industriales anteriormente no exploradas en el país. Por ende, cabe estudiar qué medidas se pueden implementar para ello.

Finalmente, las energías renovables no convencionales introducen una señal de precios a la baja en el mercado mayorista chileno. Ya que, como muchos de ellas tienen costo marginal nulo, casi permanentemente funcionan en bandas de auto-despacho. Por ende, desplazan medios de generación costosos para suplir las necesidades energéticas del país. Así, es interesante estudiar si es necesario implementar nuevas medidas para aumentar su participación en la matriz eléctrica nacional pues, al disminuir los costos marginales del sistema, son beneficiosas para el consumidor final.

Además, con el análisis de esta memoria se pretende mostrar el Impacto (pros y contras) de estas medidas en agentes del mercado eléctrico chileno y predecir los futuros incentivos aplicables a la legislación chilena. También, se mostrará la Dinámica temporal anual del mercado eléctrico chileno para las ERNC con la aplicación de los Incentivos y consideraciones estudiadas, enunciados en el marco regulatorio vigente.

Ya sea por fines medioambientales o por la necesidad de encontrar sustitutos de los combustibles fósiles cada vez más escasos en la generación eléctrica, la tendencia mundial prevé un aumento de la inversión en Energías Renovables No Convencionales. Por lo tanto, esta memoria es un estudio importante para los actuales y futuros inversionistas en generación eléctrica, ya que con ella se puede prever la Rentabilidad Regulatoria y el macro estado del mercado eléctrico del país en la conveniencia de implementar ciertas tecnologías sobre otras.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Analizar consecuencias económicas directas en los agentes del mercado eléctrico mayorista chileno, debido a incentivos regulatorios a la generación por medio de fuentes renovables no convencionales.

1.2.2. Objetivos Específicos

Los objetivos Específicos son:

- Describir el Impacto de incentivos Regulatorios a la Generación Eléctrica por medios Renovables no Convencionales en agentes del mercado eléctrico mayorista chileno. Vale decir, a empresas de generación eléctrica.
- Establecer una Dinámica Anual de Inversiones estimada en ERNC del mercado eléctrico mayorista nacional debido a los incentivos ERNC analizados, hasta el periodo de obsolescencia de dichos incentivos o de las proyecciones de demanda eléctrica existentes.
- Describir el Impacto de los Incentivos Regulatorios a las Energías Renovables no convencionales en la rentabilidad de proyectos de generación ERNC, para cada tipo de tecnología de aprovechamiento ERNC.
- Determinar cualitativamente los próximos incentivos regulatorios ERNC de largo plazo que sean viables político-económicamente. Esto, en el marco de las actuales discusiones públicas en este tema.

1.3. Alcances del Proyecto

Los alcances de esta memoria son los siguientes:

- Para la proyección de demanda eléctrica y de precios de largo plazo se utilizará como base modelos existentes en la industria nacional/internacional o proyecciones efectuadas a base de los pronósticos realizados por el ente regulador, validados por el cuerpo académico o la industria.
- Sólo se analizarán incentivos a las ERNC del tipo regulatorio.
- En esta memoria, sólo se analizará el impacto de incentivos en agentes del mercado eléctrico mayorista de electricidad. Esto quiere decir que sólo se analizarán los efectos causados en empresas de generación eléctrica, diferenciándolas sólo por el sistema eléctrico mayor en el cual se insertan o por sus productos energéticos ofrecidos (productor de energía convencional o productor de energía no convencional).
- Para el Análisis de la memoria, se asumirá invariabilidad en el marco regulatorio general del sector eléctrico (Ley General de Servicios Eléctricos, LGSE).
- Sólo se analizarán incentivos regulatorios acorde a los lineamientos de las actuales leyes y reglamentos de fomento a las ERNC en el mercado mayorista chileno.
- El periodo de tiempo de evaluación es hasta el 2030.
- No se analizarán impactos referentes a una posible promoción futura de Energía Nuclear. Esto pese a que existen países que han utilizado esta fuente de energía como objetivo para reducir sus emisiones de CO₂e. Sin embargo, no se

analizará sus impactos porque no es una fuente del tipo ERNC y para su implementación no se cumple la restricción, enunciada anteriormente, sobre invariabilidad del marco regulatorio del sector eléctrico. Pues, en Chile no existe ni leyes ni reglamentos aún para implementar energía nuclear como fuente de generación eléctrica en el país.

1.4. Resultados Esperados

Se prevé que las inversiones esperadas en ERNC se adelantan temporalmente, respecto a un escenario sin incentivos. Esto debería ser válido para alguno de los incentivos o consideraciones a analizar.

También, se vislumbra que los proyectos ERNC disminuyen la rentabilidad global esperada de los inversionistas convencionales para ciertas tecnologías ERNC. Esto se justifica por su alto costo de inversión, con respecto a alternativas convencional y; por el bajo factor de planta que presentan algunas de las tecnologías en ERNC. Además, debido a la actual legislación, las decisiones de nueva inversión actuales están acopladas a generación tipo ERNC o compras de certificados de inyección de energía tipo ERNC. Sin embargo, también se prevé que existirán tecnologías ERNC que puedan mejorar la rentabilidad del inversionista convencional en el periodo a evaluar.

Finalmente, se prevé que los próximos incentivos en ERNC viables de largo plazo son los que siguen el actual marco regulatorio vigente. Esto, en un sentido de continuidad regulatoria y, además, pues las cuotas reguladas son una política pública certera. Esto, pues si son bien implementadas, satisfacen las necesidades de ERNC en la matriz eléctrica nacional que el ente político quiere y en justa medida cuando se requiere.

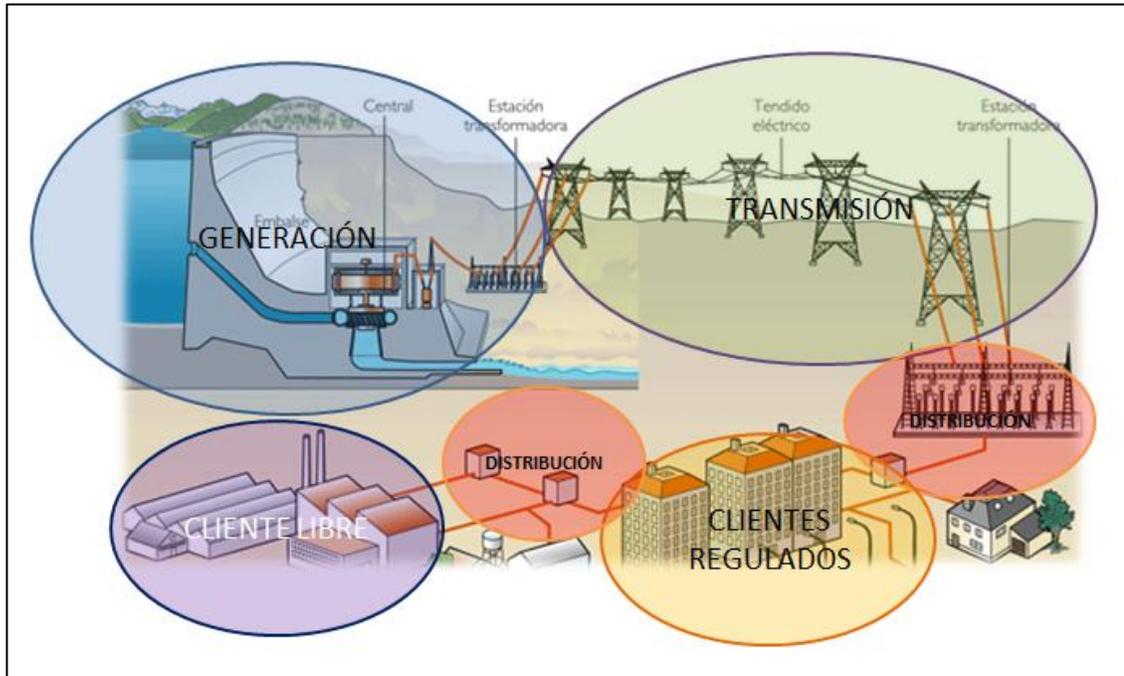
2. MARCO CONCEPTUAL

En esta sección se pretende entregar el marco teórico que sustenta este proyecto. Para ello, primero se realizará una breve descripción del mercado eléctrico en Chile y del modelo marginalista. Además, se describirá cómo funciona el mercado spot. Luego, se entregará generalidades sobre todas las actividades del mercado eléctrico a modo de completitud. Sin embargo, el foco es la generación eléctrica. Para ello, primero se mencionará a los principales actores en Chile en este mercado y luego se profundizará sobre las distintas tecnologías de generación. Esto, en especial para las energías renovables no convencionales. Luego, se esbozará sobre los principales incentivos para fomentar las ERNC en el Mundo y en Chile. Finalmente, se definirá y describirá sobre variables relevantes para la evaluación de proyectos eléctricos y sobre algunos modelos o métodos de evaluación económica que a posterior se usarán.

2.1. El Mercado Eléctrico Chileno

El mercado de electricidad en Chile se ha diseñado de forma tal que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen operadores privados. Además, este mercado se ha separado en tres actividades fundamentales: generación, distribución y transmisión. Esta separación se ha realizado para promover la eficiencia económica, a través de mercados competitivos o monopolios regulados. Ello, pues existen segmentos en donde se pueden comprobar claras economías de escala o economías de ámbito (transmisión y/o distribución), por lo que es conveniente otorgar el derecho y deber de proveer servicio a un solo operador en una zona geográfica determinada, transformándose así en monopolios naturales regulados. En cambio, en el segmento que no existe dichas economías (generación), se fomenta la competencia para lograr la eficiencia económica. Luego, es lógico esperar que cada actividad posea su propio marco regulatorio. Así, en la actividad de generación, se establece un mercado mayorista para las empresas generadoras (mercado spot). Técnicamente, este mercado es un pool de energía y potencia del tipo mandatory pool en donde el precio spot inter-horario es fijado mediante un criterio de minimización de costos de operación del sistema. En cambio, las actividades de distribución y transmisión, poseen precios y tarifas fijadas por el regulador cada cierto tiempo. Así, para una mayor comprensión de la relación existente entre los diversos segmentos del mercado eléctrico nacional se elabora siguiente Ilustración:

Ilustración 1: Relaciones entre segmentos del mercado eléctrico nacional



Fuente: Elaboración Propia

Luego, es importante indicar que estas actividades fundamentales se relacionan con sus clientes respectivos en los denominados: “sistemas eléctricos de potencia”. Estos son, básicamente, redes de conexión entre consumidores y productores de energía eléctrica. Estos sistemas eléctricos se clasifican según su tamaño en Chile. Por consiguiente, según la legislación vigente existen los siguientes tipos de sistemas eléctricos de potencia:

- Los sistemas pequeños: Son los que poseen una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW.
- Los sistemas medianos: Tienen una capacidad instalada entre 1,5 MW a 200 MW.
- Los sistemas mayores: Son los que poseen una capacidad instalada igual o superior a 200 MW.

Así, de acuerdo a esta clasificación, en el país existen los siguientes sistemas eléctricos principales:

- El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): sistema mayor que abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. Su generación es fundamentalmente térmica y orientada a la industria minera.
- El Sistema Interconectado Central (SIC): sistema mayor que abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. Este sistema provee de energía al 90% de la población del país.

- El Sistema Eléctrico de Aysén: en la práctica corresponde a cinco sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén.
- El Sistema Eléctrico de Magallanes: corresponde a cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

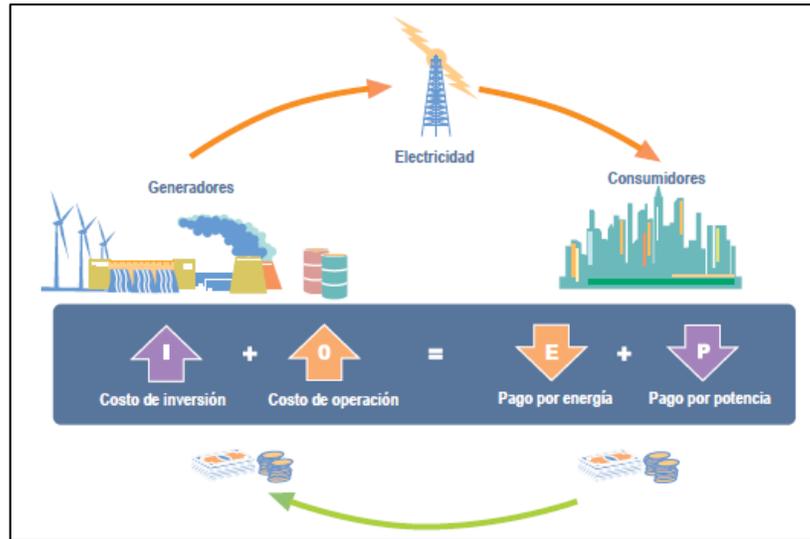
En relación a los clientes que existen en los sistemas eléctricos de potencia, según la ley, existen dos tipos de clientes eléctricos: clientes libres y regulados. Estos tipos de clientes se definen a continuación:

- Los Clientes Libres: Tienen el derecho y la obligación de negociar contratos o licitar energía y potencia con precios libremente pactados. Luego, son clientes libres los retiros del sistema eléctrico cuya potencia conectada a la red sea superior a 2MW. Además, los clientes cuya potencia conectada a la red sea de 0,5 MW a 2MW poseen el derecho a adherirse a este régimen de precios. Luego, si estos últimos optan por un régimen de precios libremente pactados, tienen la obligación de permanecer al menos cuatro años en esta categoría. Finalmente, los clientes libres pueden negociar contratos a licitaciones directamente con empresas generadoras o con empresas distribuidoras.
 - Clientes Regulados: La principal diferencia entre clientes libres y regulados es que, estos últimos, no pueden negociar libremente el precio de la energía y potencia. Así, este precio, es determinado por el ente regulador (CNE). Luego, son clientes regulados los retiros del sistema eléctrico cuya potencia conectada a la red sea inferior a 0,5 MW. Además, los clientes cuya potencia conectada a la red sea de 0.5 MW a 2MW poseen el derecho a adherirse a este régimen de precios. Luego, si estos últimos optan por un régimen de precios regulados, tienen la obligación de permanecer al menos cuatro años en esta categoría. Finalmente, los clientes regulados son abastecidos por la empresa distribuidora en cuya área de concesión geográfica el cliente regulado esté inmerso.

2.2. El Modelo Marginalista

En el segmento de generación eléctrica se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal (modelo conocido mundialmente como sistema de peak load pricing). En este modelo, los consumidores de energía pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia), este último asociado a la disponibilidad de las unidades de generación eléctrica en las horas de mayor demanda del sistema eléctrica. Por ende, al menos teóricamente, existe un equilibrio financiero otorgado por el modelo marginalista. Vale decir, los pagos realizados por los consumidores por potencia y energía alcanzan a pagar las inversiones y los costos de operación en la generación eléctrica. Esto se observa en la siguiente ilustración ilustrativa:

Ilustración 2: Balance de Pagos del Modelo Marginalista



Fuente: Palma, 2008

En un contexto más detallado, el modelo marginalista se estructura en forma simple de la siguiente manera:

$$\text{Min } Z = \sum_i^{NG} a_i P_i + \sum_i^{NG} \left[b_i \left(\sum_j^{NB} G_{ij} N_j \right) \right]$$

s.a:

$$\sum_i^{NG} P_i \geq D_{max} \quad \lambda_0$$

$$\sum_j^{NB} G_{ij} N_j \geq D_j N_j \quad \lambda_j$$

$$P_i - G_{ij} \geq 0 \quad \mu$$

$$P_i, G_{ij} \geq 0 \quad \mu$$

En este problema de minimización, se busca optimizar el costo de operación y de inversión asociado a un parque de generación adaptado a la demanda eléctrica proyectada. Luego, las variables y constantes del problema se definen a continuación:

- a_i : Costo de inversión unitaria para tecnología i .
- P_i : Variable de potencia instalada de la tecnología i .

b_i : Costo de operación unitario para tecnología i .

G_{ij} : Variable de generación de tecnología i en el bloque j .

N_j : Cantidad de horas en bloque j con la misma producción de energía en el bloque.

NB : Número de Bloques de la curva de duración de carga sistema (véase Anexos: Construcción Curva de Duración de Carga del Sistema).

NG : Número de tecnologías de generación.

D_j : Demanda máxima en el bloque j

D_{max} : Demanda máxima anual.

λ_0 : Multiplicador de Lagrange asociado a restricción activa de la demanda máxima anual.

λ_j : Multiplicador de Lagrange asociado a restricción activa de la demanda máxima por bloque.

μ : Multiplicador de Lagrange asociado a restricción no activa (es decir, multiplicador nulo).

Es importante indicar que el problema primal de minimización de costos de inversión y operación anterior primal posee el siguiente problema dual:

$$\sum_i^{NG} a_i P_i^* + \sum_i^{NG} \left[b_i \left(\sum_j^{NB} G_{ij}^* N_j \right) \right] = D_{max} \lambda_0^* + \sum_j^{NB} \lambda_j^* D_j N_j$$

Así, identificando términos de izquierda a derecha, se tiene que el costo de inversión óptima total más el costo total de operación del sistema es equivalente a un pago óptimo asociado a capacidad y a un pago óptimo asociado a energía. Esto es igual a lo observado en la Ilustración ilustrativa anterior y por consiguiente justifica teóricamente la aplicación del modelo marginalista como marco regulatorio a la generación eléctrica. Esto, porque es un modelo eficiente económicamente en la planificación de la generación. Sin embargo, como el enfoque del sistema es uninodal, no considera las pérdidas debidas a transmisión ni tampoco la necesidad de satisfacer el costo y las inversiones en redes. Así, en el mercado chileno, el pago para satisfacer estos costos se trata de manera especial. Esto, se observa en la sección 2.3.2.

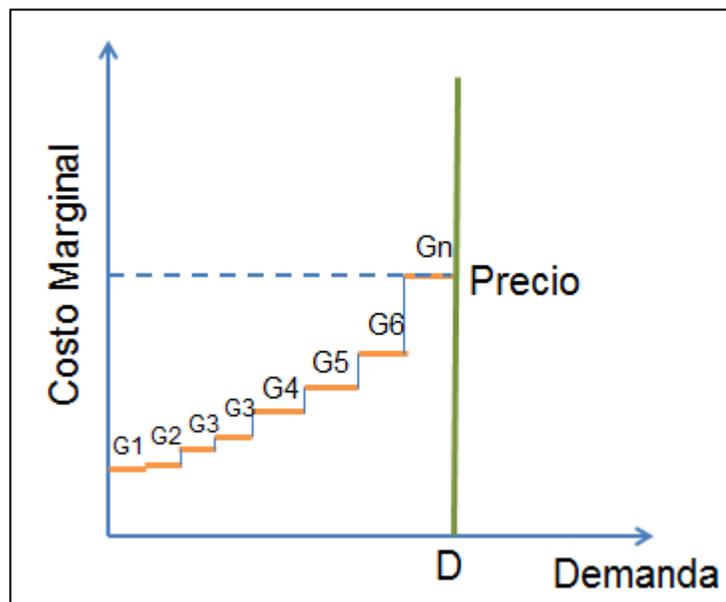
Finalmente, la CNE mediante un modelo de planificación marginalista especial (OSE2000), calcula semestralmente un Precio Nudo de Energía y Potencia para cada sistema eléctrico mayor y para ciertas barras de referencia que son trasladados a las diferentes barras del sistema mediante los llamados: “factores de penalización”. Esta tarea en un esfuerzo para que el mercado eléctrico en generación funcione eficientemente desde un punto de vista económico.

2.2.1. El Mercado Spot

El mercado eléctrico chileno, de acuerdo a lo descrito anteriormente, es del tipo pool obligatorio (*mandatory pool*) con costos de generación auditados para las centrales térmicas y calculados a través de un software que simula el costo de oportunidad del agua para centrales hidroeléctricas. Es decir, existe un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores para las transferencias de energía. Así, el operador del sistema y del mercado (denominado en Chile como CDEC) despacha a el sistema las centrales generadoras a través de una lista de mérito de hasta satisfacer la demanda. Luego, el costo marginal de la última central conectada define el precio marginal de energía del sistema. A continuación, este precio de energía es trasladado a cada barra del sistema de acuerdo a factores de penalización con respecto a la barra de referencia del sistema.

Además, es importante destacar que la lista de mérito es actualizada por el CDEC respectivo semanalmente con resolución y actualizaciones a nivel horario. Esta lista, se elabora mediante el Programa de Corto Plazo (PCP) del CDEC y toma en consideración los costos de operación proyectados para la semana. Así, esta lista ordena las centrales generadoras disponibles de acuerdo a menor a mayor costo de operación. Esto se observa gráficamente en la siguiente Ilustración:

Ilustración 3: Detalle Gráfico de Operación a Mínimo Costo, Lista de Mérito



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, la potencia se paga de acuerdo al precio nudo de potencia fijado por la CNE y trasladado a cada barra de acuerdo a los factores de penalización de la potencia y por un cálculo que realiza el CDEC (cada sistema mayor posee un CDEC) en relación a la disponibilidad efectiva de las centrales en las horas de demanda máxima del sistema en el año.

2.2.2. Licitaciones y Contratos de Electricidad

El marco regulatorio chileno establece la posibilidad de efectuar contratos bilaterales financieros entre agentes pertenecientes al mercado spot (contratos entre generadores) y contratos entre generadores y clientes finales (clientes libres y distribuidoras en representación de sus clientes regulados). Sin embargo, actualmente los contratos con distribuidoras se efectúan después de una Licitación de Suministro Pública; en que el ganador de la licitación tiene: el derecho de establecer el contrato con la distribuidora a condiciones públicamente convenidas y el deber de dar suministro a dicho contrato, sea por sus propios medios o recurriendo a compras de energía en el mercado spot, dependiendo si es despachado por el CDEC respectivo o si posee capacidad instalada disponible para ello. Además, en el caso de contratos entre generadores o con clientes libres las condiciones contractuales son privadas y sólo deben ser informadas al CDEC respectivo, que guardará confidencialidad, en términos generales (precios y cantidades de energía y potencia contratadas y fecha de inicio y término de contrato).

Finalmente, es importante indicar que el concepto de contratos bilaterales financieros indica que: son celebrados sólo por dos agentes por contrato y que principalmente sólo establecen flujos de dinero por energía, potencias y/u otros servicios que consume el cliente. Sin embargo, no establece la obligatoriedad de ser despachado por CDEC respectivo. En efecto, si no incluido en la lista de mérito, el generador que ha sido contratado por el cliente puede no suministrar energía, potencia y/u otros servicios de sus propias unidades. En cuyo caso, el generador del contrato ejemplificado debe comprar a otro generador perteneciente al mercado spot la energía, potencias y/u otros servicios en las horas que no suministró. Sin embargo, los generadores tienden a requerir contratar parte de su capacidad de generación de energía para disminuir los riesgos de su inversión y apalancar sus proyectos. Esto, pues los flujos de dinero de la energía contratada son más estables en un largo periodo de tiempo que los obtenidos de simplemente vender al mercado spot, cambiantes hora a hora para este último caso.

2.3. Actividades en el Mercado Eléctrico Nacional

2.3.1. Distribución Eléctrica

Debido a que la distribución eléctrica presenta economías de ámbito, la legislación chilena establece monopolios de distribución en áreas geográficas concesionadas. Esta concesión, es de carácter indefinida y a la empresa distribuidora se le obliga a otorgar acceso libre a sus redes si es que es técnicamente factible. Luego, dado que se establece un monopolio natural, este negocio es estrictamente regulado. Así, la fijación tarifaria de los clientes regulados está a cargo del ente regulador y se realiza cada cuatro años. Esta fijación tarifaria distingue áreas típicas y sectores entre distribuidoras eléctricas. Esta diferenciación se realiza, fundamentalmente, por lo siguiente:

- Topografía de los sectores suministrados por la distribuidora
- Densidad poblacional del área concesionada
- Caracterización de los consumos, etc.

Así, bajo estas características, mediante el uso de sectores y áreas típicas las distribuidoras se hacen diferenciables y, por ende, ellas pueden aplicar diferentes tarifas a sus clientes. Otras características importantes, que diferencian la tarifa que aplica la distribuidora a sus diversos clientes son:

- Tipo de medición
- Energía y potencia contratada o bajo tarifas generales
- Características de los consumos (en horas punta, parcialmente en punta, fuera de horas punta, etc.)
- Potencia conectada a la red.

Finalmente, en las próximos dos subsecciones se describen dos conceptos claves para las empresas distribuidoras: el valor agregado de distribución, que determina el margen regulatorio teórico de ganancia de la distribuidora y; la tarifación, que indica cómo la distribuidora debe cobrar a sus clientes regulados para obtener el margen anterior.

2.3.1.1. Valor Agregado de Distribución (VAD)

Es el Valor Agregado de Distribución. Corresponde al Valor reconocido por la autoridad reguladora se los activos de Distribución. Típicamente, se calcula como:

$$\mathbf{VAD = FRC(n,r) * VNR}$$

Luego, la definición de los términos del lado derecho de la ecuación anterior se presenta a continuación:

- FRC: Factor de Recuperación de Capital. Calculado con una tasa de descuento real antes de impuesto del diez por ciento y a un periodo de 30 años (confirmar información) según último proceso de fijación.
- VNR: Valor de Nuevo Reemplazo. Guarda relación con un modelo empresa eficiente.

Así, el VAD es calculado mediante una empresa modelo eficiente que se ubica teóricamente en la misma área de concesión de la empresa distribuidora real y que percibe una rentabilidad (tasa de descuento) teórica del diez por ciento. Este proceso de fijación se realiza cada cuatro años.

2.3.1.2. Tarificación

En relación a tarificación para clientes regulados, existen tarifas para baja tensión y media tensión. Estas se definen a continuación:

- **Baja Tensión:** Denominadas Tarifas Tipo BT. Son para clientes conectados a líneas de tensión nominal menor a 400[V].
- **Media Tensión:** Denominadas Tarifas Tipo AT. Son para clientes conectados a líneas de tensión nominal mayor o igual a 400[V] y menor a 23[KV].

Luego, para las tarifas en baja tensión y media tensión existen los subgrupos: 1.a, 1.b, 2, 3, 4.1, 4.2 y 4.3. Así, las características de cada subgrupo se enuncian a continuación (según decreto Tarifario):

Subgrupo 1: Opción de tarifa simple. Para clientes con medidor simple de energía y sólo para clientes cuya potencia conectada a la red sea inferior a 10 [KW] y que posean limitador de potencia acorde. Para este subgrupo existen los siguientes casos:

Caso a: Aplicable a los clientes cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que se han definido horas de punta; y aplicable a los clientes cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación (calculado según se indica en decreto tarifario) sea menor o igual a 2,5.

Caso b: Aplicable a los clientes cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que no se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación sea superior a 2,5.

Subgrupo 2: Opción de tarifa con potencia contratada. Se requiere que el cliente tenga un medidor simple de energía y que contrate su potencia máxima libremente, la que rige por un plazo de 12 meses y es renegociable al final de dicho periodo. Además, el cliente no puede exceder dicho requerimiento máximo de potencia. Es decir, requiere de un limitador de potencia.

Subgrupo 3: Opción de tarifa con demanda máxima y energía leídas por el medidor. Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Subgrupo 4: Opción de tarifa horaria para clientes con medidor simple de energía, demanda máxima contratada o leída por el medidor y demanda máxima contratada o leída por el medidor en horas de punta del sistema eléctrico. En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

Modalidad 1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

Modalidad 2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

Modalidad 3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

2.3.2. Transmisión Eléctrica

Los sistemas de transmisión eléctrica, según la legislación chilena, son redes de tensión nominal superior a 23KV. Su objetivo fundamental es conectar grandes centros de consumo con grandes centros de generación. Vale decir, los sistemas de transmisión conectan grandes inyecciones y retiros¹. Luego, la legislación define los siguientes sistemas de transmisión: Sistema Troncal, Sistema de Subtransmisión y Sistemas Adicionales. Por ende, a continuación se indicarán sus principales características:

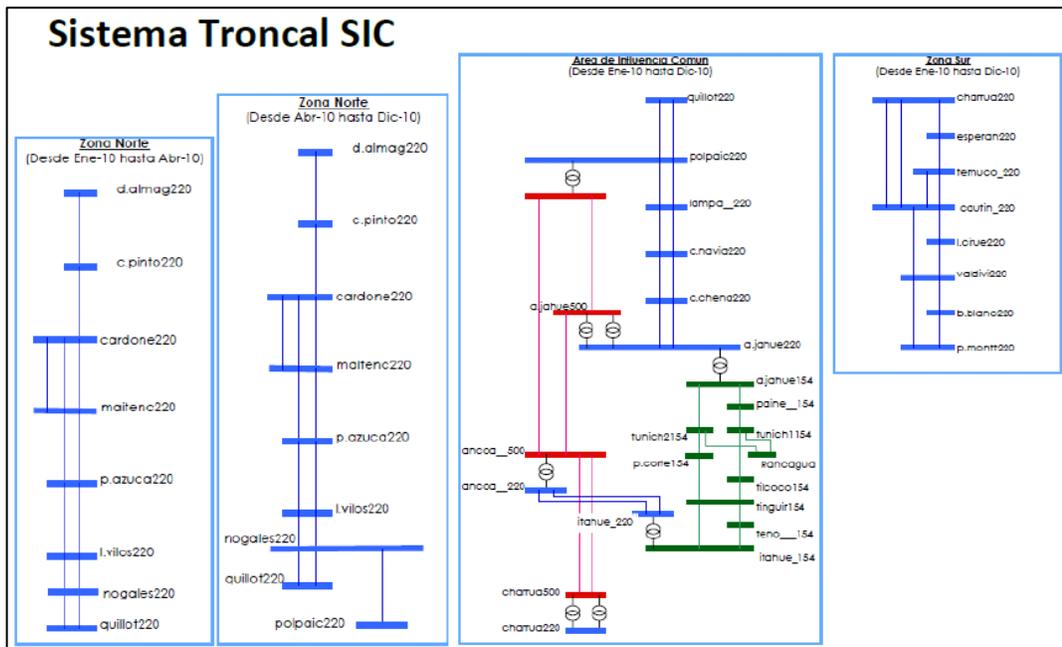
- Subtransmisión: Son sistemas que están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas que están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Transmisión Troncal: Las principales características del sistema de transmisión troncal son (según la legislación vigente):
 - a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer de forma óptima una misma confluencia de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.
 - b) Tener una tensión nominal igual o mayor de 220[KV].
 - c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no este determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
 - d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

¹ Un retiro es la energía consumida contratada, pero actualmente en Chile se debe contratar toda la energía consumida por las distribuidoras y por los clientes libres. Esto, sea bajo contratos (clientes libres) o licitaciones (clientes libres y distribuidoras eléctricas).

e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

Además, las instalaciones del sistema troncal pueden pertenecer al área de influencia común (AIC). Esta área se define para efectos de remuneraciones y está constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales en las que concurren, simultáneamente las, siguientes características: entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema, entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y que la densidad de la utilización, dada por la razón entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del VI (valor de la inversión) de las instalaciones del área de influencia común respecto del VI del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima. Finalmente, a continuación se muestra un Diagrama Eléctrico del Sistema de Transmisión Troncal del SIC y de AIC actualmente vigente.

Ilustración 4: Sistema Troncal y AIC del SIC



Fuente: CDEC-SIC, 2010

- **Transmisión Adicional :** Son sistemas que están constituidos por las instalaciones de transmisión que están destinadas esencialmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objetivo principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

Los sistemas de transmisión anteriormente señalados tienen cada uno una diferente forma de remuneración. Así, los sistemas adicionales se remuneran bajo precios fijados en contratos libremente pactados. Además, estos sistemas no son necesariamente de libre acceso. A su vez, los sistemas de subtransmisión son

remunerados a través del Decreto 320/2008. Sin embargo, esta tarificación cambiará debido a un nuevo proceso tarifario (que rige entre 2011-2014). Finalmente, la remuneración más importante (en cuanto a magnitud) es la remuneración de los sistemas troncales. Esta remuneración busca pagar la Anualidad de la Inversión (AVI) de las líneas de transmisión más los Costos de Operación y Mantenimiento (COMA). Además, se incluye en este cálculo una rentabilidad asegurada real del diez por ciento. Luego, para la línea i de la empresa transmisora j se tiene el siguiente balance financiero:

$$AVI_i^j + COMA_i^j = Peaje_i + Ingreso Tarifario_i$$

Así, la Anualidad de la Inversión y el Costo de Operación y Mantenimiento de las líneas son determinados mediante el Estudio de Transmisión Troncal solicitado por la CNE al CDEC cada cuatro años. A continuación, se detallará como se remuneran las líneas del Sistema Troncal:

- Ingreso Tarifario (IT): El ingreso tarifario se obtiene a través de la diferencia existente entre los flujos de energía y potencia entre los extremos de una barra del sistema. Esta diferencia de flujos, se debe a las pérdidas óhmicas correspondientes a la barra. Luego, la empresa transmisora debe percibir un ingreso por la diferencia de flujos y costos marginales entre los extremos de la barras de un circuito de transmisión. A modo de ejemplo, se ilustra un problema de ingreso tarifario en sección Anexos.
- Peaje: Primero que todo, se debe distinguir si la línea que se está calculando el peaje pertenece al AIC o es del resto del Sistema Troncal. Esto, pues una línea del AIC es pagada en un 80% por las inyecciones y en un 20% por los retiros. Por otro lado, en el resto del Sistema Troncal, la línea es pagada por quién la usa. Es decir, si los flujos de potencia se dirigen hacia el AIC, la línea será pagada por los generadores que la usan. En cambio, si los flujos de potencia salen del AIC, la línea será pagada por los consumidores que la usan. Todo lo anterior, se calcula para cada hora. Luego, cuando existen más de un generador o retiro usando una línea, el prorrateo del pago de la línea se realiza con los factores conocidos como GGDF y GLDF. Es importante destacar que, estos factores calculan el peaje para pagar completamente el AVI más COMA de la línea en cuestión. Es así, bajo este cálculo, el Ingreso Tarifario (IT) funciona como una cuenta de crédito para el pago de este peaje. Finalmente, a modo de ejemplo, se ilustra un problema de cálculo de peaje en la sección Anexos.

2.3.3. Generación Eléctrica

La generación eléctrica en Chile se relaciona con los otros agentes del mercado, principalmente, mediante el mercado mayorista de energía (mercado spot). Así, los generadores, negocian contratos bilaterales financieros con clientes libres o empresas de distribución eléctrica. Sin embargo, con estas últimas, se negocian actualmente licitaciones públicas de suministro eléctrico. Luego, bajo este esquema comercial, los generadores tienen un ingreso comercial de:

Ingreso Comercial=Venta a Clientes - Compra de Energía y Potencia al Sistema -Peajes de Transmisión Troncal y de Subtransmisión - Peajes de Transmisión Adicional

Asimismo, el generador tiene un ingreso operacional debido a las transacciones en el *mandatory pool* de:

Ingreso Operacional=Venta de Energía y Potencia al Sistema-Costos Variables de Operación del Generador

Finalmente, la empresa Generadora posee un ingreso global mensual de:

$$IG = \text{Venta a Clientes} + \sum_{i,j,k}^{l,m,n} E_{ij} CMg_{jk} + \sum_{j,k}^{l,m} PFirme_{jk} Pnudo_k - \sum_{j,k}^{l,m} ER_{jk} CMg_{jk} - \sum_k^l PR_k Pnudo_k - \sum_i^n G_i CV_i - \text{Peajes}(TTx, STx, Ta)$$

Donde, cada variable y constante es:

Eij: Energía entregada al sistema por la central i en el bloque j.

CMgjk: Costo Marginal de la barra k en el bloque j.

PFirmejk: Potencia Firme entregada al sistema por la generadora en la barra k en el bloque j.

Pnudok: Precio nudo de la potencia en la barra k.

ERjk: Energía retirada por la generadora en la barra k en el bloque j.

PRk: Potencia retirada en la barra k.

Gi: Generación inyectada al sistema por la central i de la empresa generadora.

CVi: Costos variables de la empresa generadora.

TTx: Transmisión Troncal.

STx: Subtransmisión.

Ta: Sistemas de Transmisión Adicional.

n: número de centrales generadoras de la empresa generadora.

l: número total de barras en el sistema troncal.

m: número total de horas mensuales.

Finalmente, luego que se presentara la principal regla de negocio del mercado de generación eléctrica en Chile y para una mayor comprensión de este segmento; en las siguientes tres subsecciones se puede observar a las principales empresas de generación en Chile y los principales (más relevantes) tipos de tecnología existente para la producción de energía en sistemas eléctricos de potencia.

2.3.3.1. Principales Agentes en Generación

En un análisis por sistema mayor de potencia (últimos doce meses contados hasta Abril 2011), los principales actores en la actividad de generación en el SING son: Suez Energy Andino, Endesa y AES Gener. A su vez, en el caso del SIC, estos actores son:

Endesa, Colbún, AES Gener, Empresa Eléctrica Guacolda (50% de AES Gener) y Arauco Generación. Así, en los siguientes gráficos, se puede observar la participación de mercado en cada sistema eléctrico mayor de dichas empresas. Luego, para analizar el grado de concentración de este mercado, se introducirá la definición del Índice Herfindahl-Hirschman como sigue:

$$HHI = \sum_{i=1}^n MW_i^2 [\%]$$

En donde HHI es el Índice Herfindahl-Hirschman y MW_i^2 es la participación de mercado de la empresa i en términos porcentuales al cuadrado. Luego, el Índice HHI para cada uno de los sistemas mayores de Chile y para países vecinos se describe a continuación:

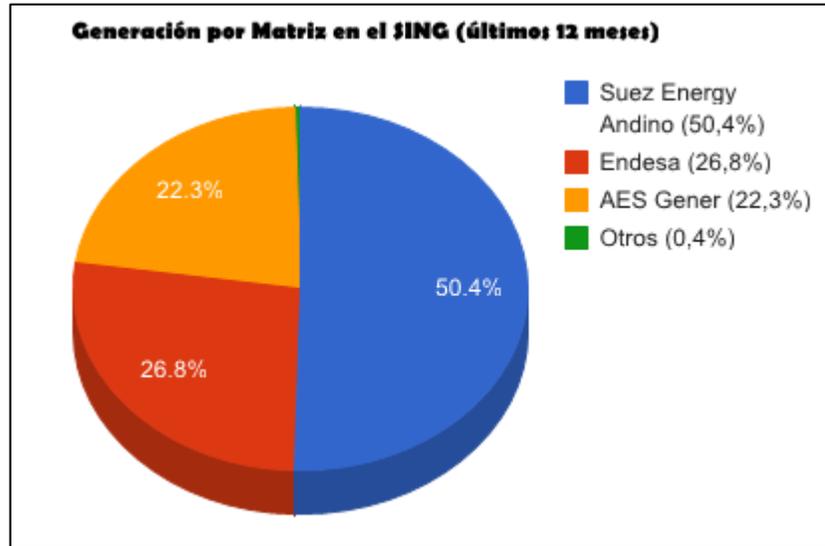
Cuadro 1: Grado de Concentración por país en Generación Eléctrica año 2009

País	Índice HHI	Grado de Concentración
Argentina	1478	Moderadamente Concentrado
Brasil	2229	Altamente Concentrado
Chile	2915	Altamente Concentrado
Colombia	2158	Altamente Concentrado
Perú	2235	Altamente Concentrado

Fuente: Elaboración Propia a base del estudio Interno sobre Antitrust de 2010 elaborado por el Departamento de Regulación Latam de Endesa Latinoamérica.

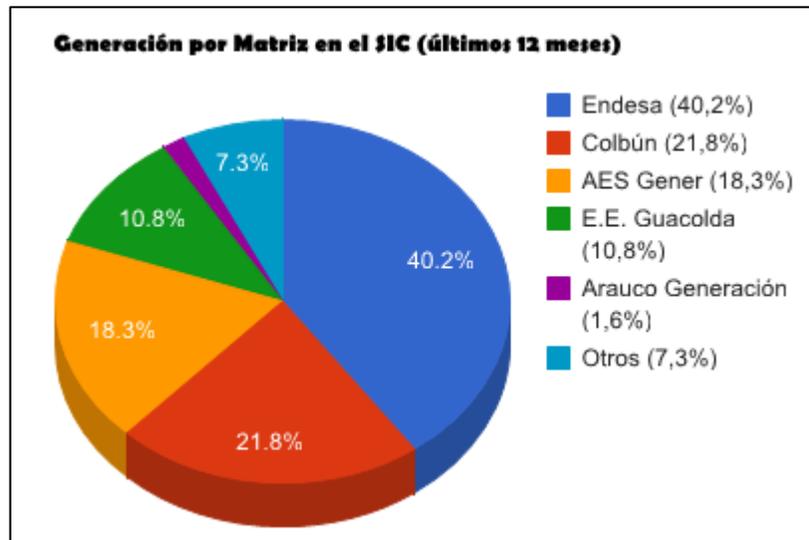
Por ende, es evidente que la actividad de generación en Chile es un mercado tremendamente concentrado para estándares estadounidenses y europeos. Sin embargo, con este análisis no se puede concluir nada en relación a que si esta situación afecta la competitividad. Esto, pues en Chile existen muchos mercado con alta concentración y que siguen siendo competitivos. Por ejemplo, este es el caso de la industria área comercial nacional (Fischer, 2011). No obstante, existe evidencia de marcos regulatorios de otros países con explícita intervención del porcentaje de participación máximo en el segmento de generación eléctrica. Tal es el caso de Colombia, país en el cual la generación privada de energía eléctrica de una compañía (matriz) no puede representar más allá del quince por ciento del mercado total de generación de energía. Finalmente, en las siguientes dos Ilustraciones se muestran los porcentajes de participación en la producción de energía eléctrica para las principales empresas de generación en el SING y en el SIC según los últimos 12 meses a Abril de 2011.

Ilustración 5: Market Share en el SING



Fuente: Central Energía

Ilustración 6: Market Share en el SIC



Fuente: Central Energía

2.3.3.2. Medios de Generación Eléctrica Convencionales

Centrales Térmicas

Una central termoeléctrica es una instalación de generación que utiliza como recurso primario la extracción de la energía liberada en forma de calor de un proceso que combustiona generalmente: carbón, fuel oil/diesel o gas natural. Así, este proceso termodinámico es utilizado mediante otros procesos y/o etapas para mover un generador y producir electricidad. Luego, estas centrales se pueden dividir en:

- Centrales Térmicas de Diesel o Fuel Oil: Son centrales que su principal combustible para la generación de electricidad es el mencionado. Para realizar este proceso, en términos generales, primero se combustiona el energético en una caldera que transforma el agua líquida en un vapor seco de alta entalpía. Luego, este vapor es recolectado para abastecer una turbina a vapor que está conectada a un generador eléctrico.
- Turbinas a Gas de Ciclo Abierto: Son aquellas centrales que emplean sólo la combustión de gas natural para la generación de energía eléctrica. Dadas las características técnicas de la máquina y de su energético primario, son de rápido encendido y de altos costos variables, además de ineficientes. Sin embargo, son ideales en el funcionamiento en punta (horas *peak*) o en emergencias de abastecimiento.
- Centrales de Ciclo Combinado: Son aquellas centrales que emplean la combustión de gas natural (algunas pueden combustionar fuel oil si no está disponible el gas natural) para la generación de energía eléctrica en su ciclo primario, ciclo por lo general ineficiente (33% de eficiencia normalmente). Por ello, los gases o el calor de salida del primer ciclo de combustión contiene aún un alto contenido energético, así se utiliza este recurso para un ciclo secundario de generación de energía eléctrica. Para ello, estos gases calientes del primer ciclo entran en una caldera de recuperación; empleada para transformar agua líquida en vapor seco. Luego, en este segundo ciclo, se turbinan el vapor de este proceso para la generación de electricidad. Por ende, este proceso es de mayor eficiencia que el proceso en Ciclo Abierto.

Ilustración 7: Central Termoeléctrica de CC San Isidro I



Fuente: Endesa

Centrales Hidroeléctricas

La Hidroelectricidad usa como fuente primaria la energía cinética y potencial de fuentes de agua. Para ello, aprovecha los desniveles geográficos existentes y el caudal del agua en distintas combinaciones dependiendo de las características del recurso. Las turbinas más utilizadas son del tipo: Pelton (grandes caídas de agua), Francis (caída y caudales medios) y Kaplan (poca caída de agua pero grandes caudales). También existen otras turbinas, como las de tipo turgo, flujo cruzado y Banki. Así, es importante indicar que estas turbinas se agrupan dependiendo del cambio de presión en la turbina, existiendo así turbinas de acción (el agua no sufre cambios de presión en el paso por la turbina) y de reacción (el agua sí sufre cambios de presión a través de la turbina). Finalmente, en relación a la central para aprovechar la energía total del agua, existen dos tipos de tecnología imperantes: Hidráulicas de Embalse e Hidráulicas de Pasada.

- Las Hidráulicas de Embalse son las centrales eléctricas que estacan o acumular el agua de sus afluentes de manera natural o artificial; para luego utilizar principalmente la energía del agua para turbinar y generar energía eléctrica. Estas centrales tienen la capacidad de regular su producción de energía eléctrica.
- Las Hidráulicas de Pasada son las centrales eléctricas que usan una porción del agua de sus afluentes para turbinar sin embalsar (aunque a veces poseen un pequeño estanque de regulación) y así producir energía eléctrica. Estas centrales son muy propensas a cambios drásticos en su nivel de producción, debido a cambios en los caudales de sus afluentes.

Ilustración 8: Central Hidroeléctrica Ralco



Fuente: Endesa

2.3.3.3. Medios de Generación Eléctrica No Convencionales

Hidroeléctricas No Convencionales

Las plantas hidroeléctricas existen de todos los rangos posibles. Así, pueden turbinar agua equivalente a unos pocos kilowatts hasta miles de megawatts. Sin embargo, para hacer la distinción entre hidroeléctricas Convencionales y No Convencionales se debió establecer un límite técnico para definir estas dos categorías. Actualmente, este límite técnico en Chile es de 20 megawatts de potencia máxima. Vale decir, toda central hidroeléctrica de potencia máxima inferior o igual a 20000 kilowatts es considerada una central hidroeléctrica No Convencional. Esta definición, incluye a las centrales micro-hidroeléctricas, mini-hidroeléctricas y pequeñas hidroeléctricas; según la bibliografía y el consenso internacional. Además, para efectos de acreditación de inyecciones de energías renovable no convencional, en Chile se ha establecido que las centrales entre 20 a 40 MW de potencia instalada pueden acreditar una porción de sus inyecciones como energía del tipo ERNC. Esta porción es un factor proporcional (FP) lineal que parte en 100% para centrales de 20 MW y termina en 0% para centrales desde 40 MW de potencia instalada.

Ilustración 9: Central Mini-hidroeléctrica



Fuente: <http://energiaecologicamx.wordpress.com/productos/tecnologias/sistemas-mini-hidro/>

Centrales Eólicas

Las turbinas eólicas son máquinas que transforman la energía del viento en electricidad. Ellas usan aspas o hélices que giran solidariamente con un eje que es conectado a generador eléctrico. También, utilizan una caja de engranajes en este proceso para ajustar la velocidad de giro de las aspas con la frecuencia de la red en el generador eléctrico. Existen varios tipos de generadores eólicos, pero

fundamentalmente se clasifican en turbinas de eje vertical y turbinas de eje horizontal. Sin embargo, son las turbinas de eje horizontal las que han avanzado más rápido en sus mejoras tecnológicas y reducción de costos, por lo que son las turbinas más ampliamente usadas en la industria para la generación eléctrica a escala comercial. También, es importante indicar que estos aerogeneradores se clasifican en Off-shore (instalados sobre el lecho marino) y On-shore (sobre el terreno, normalmente en regiones costeras).

Ilustración 10: Parque Eólico Canela



Fuente: Endesa

Finalmente, cabe destacar que por las condiciones geográficas y climatológicas, en Chile existen lugares con un recursos eólico excelente, por sobre el promedio industrial del mundo. Así, es importante poner énfasis en ubicar y aprovechar esos lugares.

Centrales Geotérmicas

La energía geotérmica es la proveniente del calor natural de la tierra. Sin embargo, existen ciertas regiones del planeta en donde es más favorable su uso para la generación de energía eléctrica. Esto, pues se requiere de cierto gradiente térmico mínimo (entre la fuente de calor y la superficie) y la presencia de agua o un fluido en el proceso que sea sustentable en el largo plazo. Es decir, que la fuente del fluido calo portador sea estable en el transcurso de la operación de la central. Esto es necesario pues las centrales geotérmicas transforman la energía gracias a un proceso termodinámico, tal cual las centrales térmicas. Por ende, se requiere un fluido inyectable para realizar el proceso. Finalmente, es importante destacar que las centrales geotérmicas típicamente turbinan vapor y que en Chile existen leyes y reglamentos especiales para incentivar o regular la exploración y explotación de este tipo de energía.

Ilustración 11: Central Geotérmica, Nueva Zelanda



Fuente: <http://news.soliclima.com/noticias/desarrollo-sostenible/las-energias-renovables-y-la-eficiencia-energetica-un-poco-de-historia>

Biomasa

La biomasa es toda sustancia orgánica renovable y sustentable de origen tanto animal como vegetal. Luego, esta biomasa se combustiona en forma directa o indirecta. Vale decir, se quema directamente la biomasa o se combustiona los residuos de ella, residuos que son resultado de varios tipos de procesos de transformación (biogestión, gasificación, etc.). Es decir, mediante un proceso termodinámico, es posible obtener energía eléctrica de la biomasa. En Chile, la generación de electricidad a través de biomasa ha existido hace algunos años de la mano del desarrollo de otras industrias, por ejemplo, las industrias forestales² y la agroindustria.

Ilustración 12: Central Eléctrica de Biomasa



Fuente: <http://www.renovables-energia.com/2009/02/centrales-de-biomasa/>

² Sin embargo, en la práctica, la industria forestal genera energía de biomasa; pero en la mayoría para su autoconsumo.

Mareomotriz

La energía mareomotriz es la que se obtiene aprovechando las mareas, las corrientes marinas y/o el movimiento de las olas; según la definición de la ley 20.257/2008. Es un tipo de energía de gran potencial, pero que no se ha desarrollado a la velocidad de las demás. Esto, debido a sus altos costos de mantención actuales por la complejidad de sus instalaciones y a la alta variabilidad del comportamiento de la fuente primaria; comportamiento que inclusive ha llevado a la pérdida de equipos en el mar. No obstante, es un tipo de recurso primario aprovechado para la generación eléctrica desde los años '60 (proyecto: "La Rance" en Francia). Finalmente, en el caso chileno por el largo borde costero que posee el país, debería ser un tipo de energía interesante a desarrollar en el futuro.

Ilustración 13: Proyecto Pelamis de Energía de las olas



Fuente: <http://diarioecologia.com/pelamis-la-serpiente-marina-robotica-que-proporciona-energia-electrica/>

Solar

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol y la posterior transformación a energía eléctrica. En este sentido, es la energía más abundante. Además, expertos en Energía Solar prevén que en los próximos años debería disminuir los costos de inversión unitarios y de operación y mantenimiento; por consiguiente, debería masificarse.

En relación a su producción, existen varios métodos para su aprovechamiento, pero los más difundidos son: centrales con espejos cilíndricos-parabólicos, heliostatos con torre solar, espejo parabólico con motor Stirling y paneles fotovoltaicos. Finalmente, en este proyecto se estudiará específicamente la Energía Termosolar para generación eléctrica y la tecnología de Paneles Fotovoltaicos.

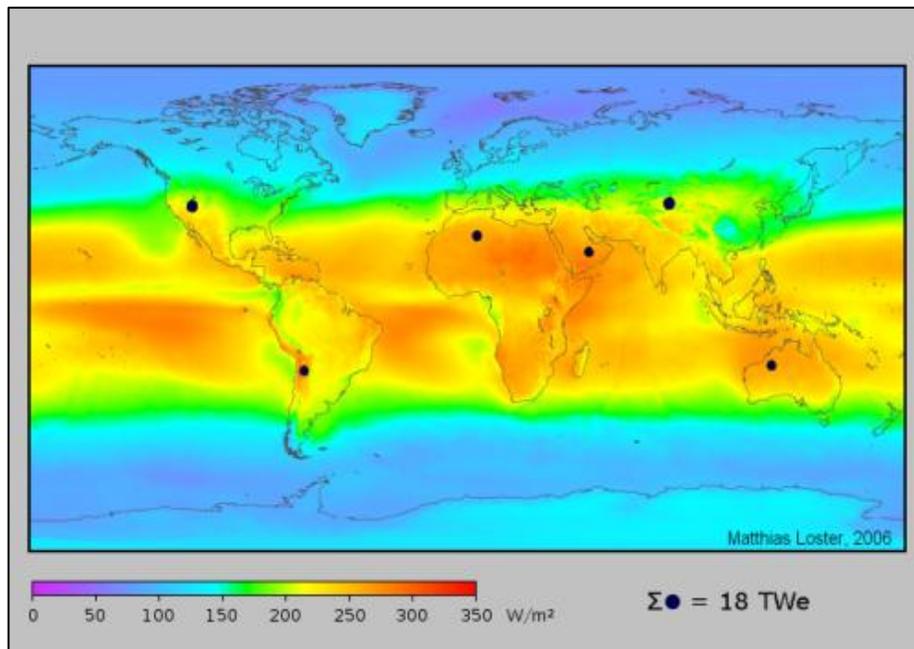
Ilustración 14: Central de Heliostatos con torre Solar.



Fuente: http://www.opex-energy.com/termosolares/centrales_termosolares.html

Además, es importante indicar que Chile es un país muy rico en este recurso, ya que en el Norte del país existen zonas prácticamente inmejorables sobre radiación solar. Esta situación se puede observar la siguiente Ilustración que contiene un diagrama de radiación solar. Luego, la Ilustración muestra que en el Norte de Chile existe una de las más altas radiaciones solares

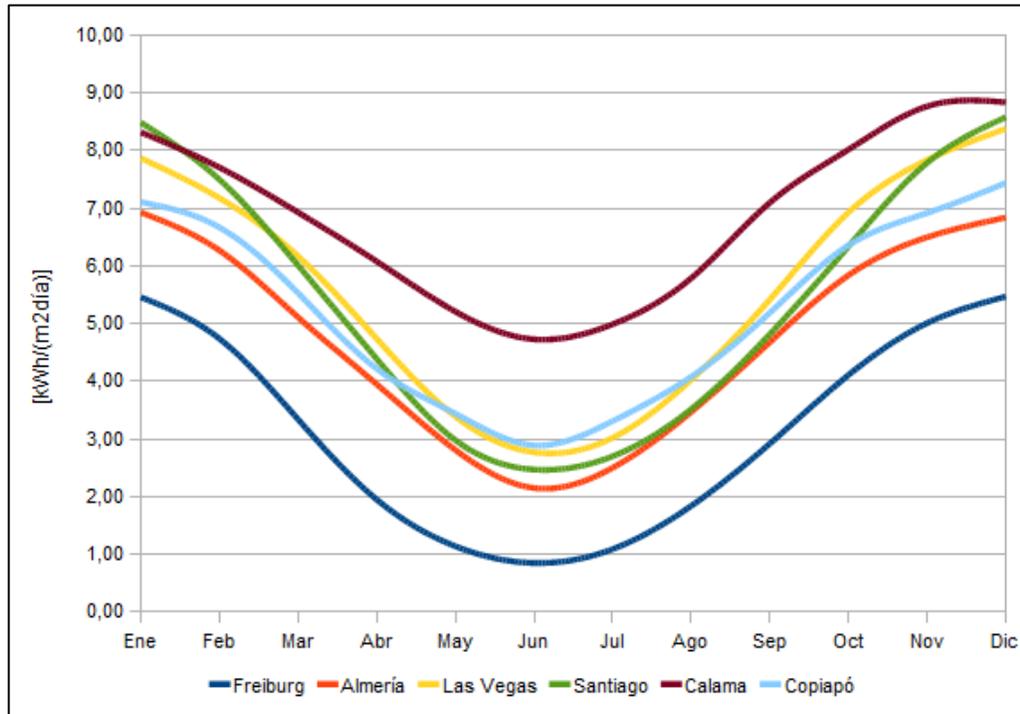
Ilustración 15: Mapa Mundial de Radiación Solar



Fuente: <http://www.dforcesolar.com/energia-solar/mapa-de-radiacion-solar-en-el-mundo/>

Finalmente, a modo de comparación, la siguiente Ilustración muestra datos de diferentes partes del mundo. En dicho gráfico, se observa que Calama es una zona privilegiada en términos de radiación solar.

Ilustración 16: Radiación Solar promedio diaria (KWh/m²-día) corregida por fases estacionales para algunas localidades en el mundo

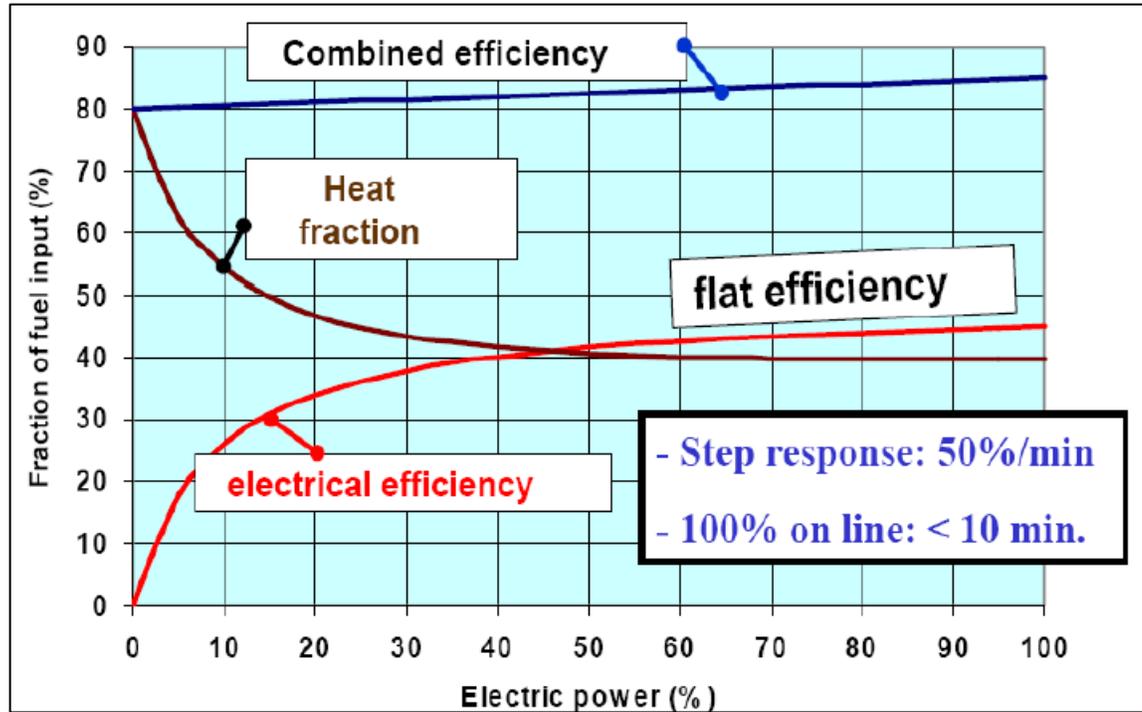


Fuente: Presentación de Roberto Román para Diploma en ERNC en U. de Chile 2011 (Román, 2011a)

Cogeneración

Según la Ley 20.257/2008, se establece como medio de Cogeneración No Convencional a la: "instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts". En este proyecto no se realizará análisis a la Cogeneración como elemento viable en ERNC. Esto es, debido a la incerteza existente en lo que se considera un proceso de elevado rendimiento energético; ya que la CNE tiene la facultad de juzgar dicha clasificación y rendimiento para cada tipo de proyecto de acuerdo a si el inversionista lo solicita o no. Sin embargo, a continuación se presenta una Ilustración que muestra un rendimiento típico de un proceso de cogeneración de energía.

Ilustración 17: Eficiencia Esperable de un proceso de cogeneración



Fuente: Presentación de Guillermo Jiménez en Diploma de ERNC U. de Chile 2011 (Jiménez, 2011)

2.4. Incentivos a las Energías Renovables en el Mundo

En el mundo existen muchos tipos de incentivos a las Energías Renovables que se han implementado en los países que han decidido fomentar la inserción de este tipo de energía en su matriz eléctrica local. Estos tipos de incentivos se dividen en dos grandes grupos: incentivos regulatorios y no regulatorios. Además se pueden clasificar de acuerdo a la etapa del proyecto renovable en la cual intervienen. A continuación, se observa una Cuadro resumen con los principales incentivos a las Energías Renovables en el mundo.

Cuadro 2: Tipos de Incentivos a las ERNC en el mundo

	Nombre Incentivo	Breve Descripción	Etapas intervenidas
Incentivos Regulatorios	Feed-in Tariff	Se establece un precio de mercado especial	Operación en el mercado
	Renewable Portfolio Standard	Se establece una cuota mínima obligada de comercialización de energía renovable	Operación en el mercado

	Nombre Incentivo	Breve Descripción	Etapa intervenida
	Licitaciones de Energía Renovable	Implica una licitación por bloques de consumo de energía a través de fuentes renovables	Operación en el mercado
	NetMetering	Medición Neta. En la práctica, se estable a los consumidores como posibles micro productores de energía	Operación en el mercado
	Normas técnicas de conexión y operación, reducción de costos de sistema	Se establecen normas especiales de operación en el sistema eléctrico	Operación en el sistema y en el mercado
Incentivos No Regulatorios	Subsidios de Capital	Se subsidia la inversión en producción renovable a escala comercial o residencial	Inversión
	Créditos a la Inversión pública o privada	Se establece créditos a la inversión en producción renovable a escala comercial o residencial con tasa o plazo preferente	Inversión
	Reducción de Impuestos	Se establece impuestos preferentes menores a la producción en energía renovable	Operación en el mercado
	Créditos impositivos	Implica que un porcentaje del Margen Bruto Operacional es establecido como crédito a los impuestos	Operación en el mercado

Fuente: Elaboración Propia

A su vez, los incentivos anteriormente descritos son implementados en diversos países, según las dos Ilustraciones siguientes:

Ilustración 17.a: Incentivos para ERNC en los países del mundo

Ilustración 18: Incentivos para ERNC en los países del mundo

Country	Feed-in tariff	Renewable Portfolio Standard/quota	Capital subsidies, grants, rebates	Investment or other tax credits	Sales tax, energy tax, excise tax, or VAT reduction	Tradable RE certificates	Energy production payments or tax credits	Net metering	Public investment, loans, or financing	Public competitive bidding
EU-27										
Austria	X		X	X		X			X	
Belgium		(*)	X	X	X	X		X		
Bulgaria	X		X						X	
Cyprus	X		X							
Czech Republic	X		X	X	X	X		X		
Denmark	X		X	X	X	X		X	X	X
Estonia	X		X		X		X			
Finland	X		X		X	X	X			
France	X		X	X	X	X			X	X
Germany	X		X	X	X			X	X	
Greece	X		X	X				X	X	
Hungary	X		X	X	X				X	X
Ireland	X		X	X		X				X
Italy	X	X	X	X	X	X		X	X	
Latvia	X				X				X	X
Lithuania	X		X	X	X				X	
Luxembourg	X		X	X	X					
Malta			X		X			X		
Netherlands			X	X	X	X	X			
Poland		X	X		X	X			X	X
Portugal	X		X	X	X				X	X
Romania		X			X	X			X	
Slovakia	X			X	X				X	
Slovenia	X		X	X	X	X			X	X
Spain	X		X	X	X	X			X	
Sweden		X	X	X	X	X	X		X	
United Kingdom	X	X	X		X	X			X	
Other Developed/Transition Countries										
Australia	(*)	X	X			X			X	
Belarus									X	
Canada	(*)	(*)	X	X	X			X	X	X
Israel	X				X					X
Japan	X	X	X	X		X		X	X	
Macedonia	X									
New Zealand			X						X	
Norway			X		X	X			X	
Russia			X			X				
Serbia	X									
South Korea	X		X	X	X				X	
Switzerland	X		X		X					
Ukraine	X									
United States	(*)	(*)	X	X	(*)	(*)	X	(*)	(*)	(*)

Fuente: REN21, 2010

Ilustración 19: Segunda Parte de Incentivos para ERNC en los países del mundo

Country	Feed-in tariff	Renewable Portfolio Standard/quota	Capital subsidies, grants, rebates	Investment or other tax credits	Sales tax, energy tax, excise tax, or VAT reduction	Tradable RE certificates	Energy production payments or tax credits	Net metering	Public investment, loans, or financing	Public competitive bidding
Developing Countries										
Algeria	X			X	X					
Argentina	X		X	(*)	X		X		X	X
Bolivia					X					
Brazil				X					X	X
Chile		X	X	X	X				X	X
China	X	X	X	X	X		X		X	X
Costa Rica							X			
Dominican Republic	X		X	X	X					
Ecuador	X			X						
Egypt					X					X
El Salvador				X	X				X	
Ethiopia					X					
Ghana			X		X				X	
Guatemala				X	X					
India	(*)	(*)	X	X	X	X	X		X	
Indonesia	X			X	X					
Iran				X			X			
Jordan					X			X	X	
Kenya	X			X						
Malaysia									X	
Mauritius			X							
Mexico				X				X	X	X
Mongolia	X									X
Morocco				X	X				X	
Nicaragua	X			X	X					
Pakistan	X							X		
Palestinian Territories					X					
Panama							X			
Peru				X	X		X			X
Philippines	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Rwanda									X	
South Africa	X		X		X				X	X
Sri Lanka	X									
Tanzania	X		X		X					
Thailand	X				X				X	
Tunisia			X		X				X	
Turkey	X		X							
Uganda	X		X		X				X	
Uruguay		X								X
Zambia					X					

Notes: Entries with an asterisk (*) mean that some states/provinces within these countries have state/province-level policies but there is no national-level policy. Only enacted policies are included in table; however, for some policies shown, implementing regulations may not yet be developed or effective, leading to lack of implementation or impacts. Policies known to be discontinued have been omitted. Many feed-in policies are limited in scope or technology. Some policies shown may apply to other markets beside power generation, for example solar hot water and biofuels. Sources: See Endnote 235.

Fuente: REN21, 2010

Finalmente, es importante indicar que muchos de estos tipos de incentivos interactúan en un mismo país. Sin embargo, por definición, es poco probable que pueda interactuar más de un tipo de incentivo regulatorio en los sistemas eléctricos de un país, salvo que exista más de un sistema eléctrico de potencia o diferentes estados en el mismo.

2.4.1. Incentivos Regulatorios a las ERNC

Se define como incentivo regulatorio a las ERNC a aquel incentivo que su formulación desciende de una política pública de fomento a las energías renovables no convencionales y que esté formalizado en leyes específicas que intervienen la operación en el mercado eléctrico nacional de ofertas y demandas de energía. Así, en el caso de realizar un benchmarking global de los incentivos regulatorios existentes en el mundo para el fomento de las energías renovables, el resultado daría a conocer dos modelos como los más exitosos o más ampliamente utilizados en los países o estados del globo: Feed-in Tariff (FiT) y el Renewable Portfolio Standard (RPS). Como se observa en la anterior Cuadro, estos incentivos intervienen directamente el mercado eléctrico en relación a las reglas de negocio. Es decir, se establecen nuevos marcos regulatorios específicos que rigen las transacciones para la energía renovable en ambos tipos de incentivos. Luego, como son los incentivos más utilizados y más recomendados por actores de la industria, se realiza un especial énfasis en su descripción y análisis posterior. Sin embargo, es importante indicar que existe otro tipo de incentivo regulatorio mencionado en la bibliografía especializada. Este incentivo son las subastas específicas de energía renovable y; consisten en licitaciones especiales de bloques de consumo de energía que sea producida por fuentes renovables. No obstante, su aplicabilidad es mayor en mercados que exista la posibilidad de realizar contratos bilaterales físicos o en mercados con mayor presencia estatal.

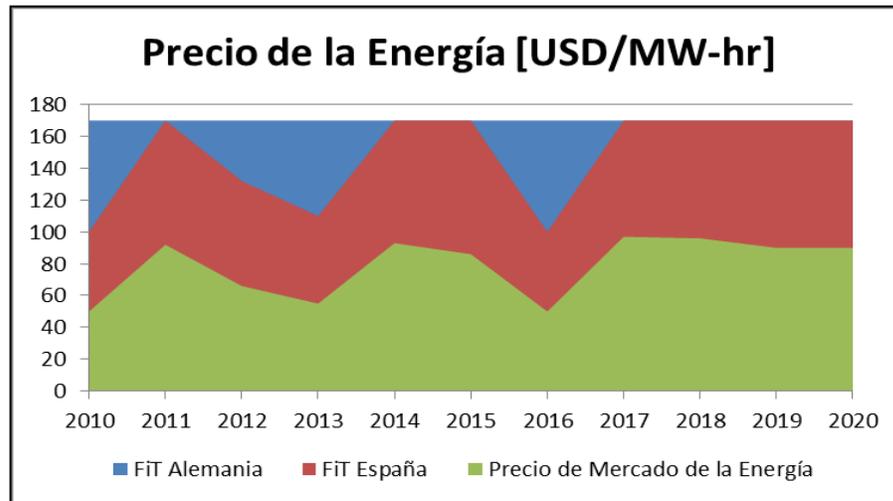
2.4.1.1. Feed-in Tariff (FiT)

Feed-in Tariff es un modelo desarrollo ampliamente en Alemania y adoptado en al menos 18 países de la Unión Europea. Este modelo, ofrece un sobreprecio de largo plazo a productores especiales. Vale decir, determina un precio especial (más alto que el precio medio de mercado) para generación de electricidad por medios renovables. Luego, este modelo presenta dos variaciones importantes:

- Precio fijo de largo plazo para las energías renovables: precio fijado ex ante por el regulador mediante un estudio de costos de generación y diferente para cada tipo de energía renovable. El caso más emblemático de este sistema es el modelo alemán.
- Precio variable para las energías renovables: precio es equis-veces mayor al precio de mercado (puede incluir price cap al precio), factor fijado por el regulador y diferente para cada tipo de tecnología. El caso más emblemático de este sistema es el modelo español.

Luego, la Ilustración a continuación muestra un ejemplo sintético de aplicación de FiT del tipo alemán y español. Este desarrollo, se realiza para mejorar la comprensión de estos modelos ampliamente utilizados en diversos países del globo.

Ilustración 20: Gráfico explicativo de tipos de Feed-in Tariff



Fuente: Elaboración Propia

Además, en el caso alemán, el regulador establece una tarifa de “alimentación” a la red. Luego, es el mercado el que determina la cantidad de energía a consumir por esa tarifa. En cambio, en el caso español las empresas distribuidoras se encuentran obligadas a comprar toda la energía renovable disponible o generada. Luego, los generadores renovables tienen certeza en la compra de su energía. Finalmente, como se observa en la Ilustración anterior, el Feed-in Tariff es un mecanismo de intervención de precios.

Problemas en Feed-in Tariff

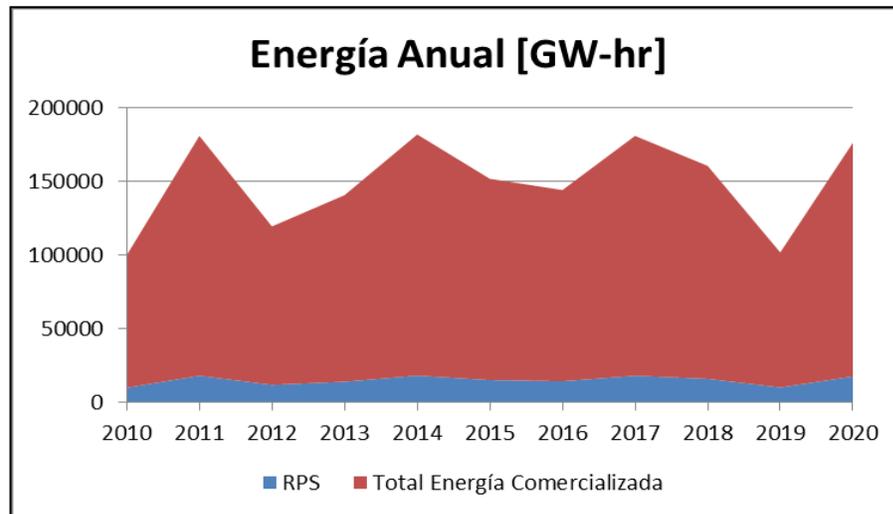
Los modelos alemán y español han sido exitosos en la implementación de nueva inversión en energías renovables. Sin embargo, Feed-in Tariff presenta problemas de financiación en casos de crisis económica. Así es, conocido es el caso español actual que; debido a la crisis económica del 2008 se recortaron las ayudas públicas para el pago de primas por generación en energías renovables. De hecho, el sobrepago para este tipo de generación se redujo un porcentaje elevado. Incluso, aunque el caso alemán es distinto, también se redujo el sobrepago de las energías renovables en un 15%. Estos problemas de financiamiento son resultado del compromiso de cumplir con la continuidad regulatoria ya que los estados deben asegurar el pago del FIT; inclusive en casos en los cuales el objetivo inicial de inserción de energías renovables en su respectiva matriz eléctrica se ha superado con creces.

2.4.1.2. Renewable Portfolio Standard (RPS)

El Renewable Portfolio Standard es un modelo de mayor penetración en estados de USA e Inglaterra. Además, también existen países de la UE que adoptaron este tipo de modelo. La principal característica de este tipo de incentivo regulatorio es que el Estado o el gobierno central fija una cuota mínima (standard) de generación de energía eléctrica en los sistemas de potencia. En este modelo, quedan sujetos al cumplimiento los comercializadores de electricidad (sea un sector independiente como en el caso colombiano o dependiente a la generación y distribución como es en el caso chileno). Así, al fijar la porción o la cantidad de energía que debe producirse, es el libre mercado el cual determinará el precio especial a pagar por la Energía Renovable. Así, se produce una señal adecuada de precios. Esto, en el sentido de adaptar tecnologías de bajos costos para competir por este tipo de energía. Además, en este tipo de iniciativas, también pueden existir price caps. Luego, a partir de estas obligaciones, se desarrolla un instrumento nuevo: los renewable energy certificates (REC). Los REC son certificados de cumplimiento de obligaciones y pueden ser transados entre empresas excedentarias y empresas deficitarias. O sea, se ha establecido un nuevo mercado. De esta manera, un productor especial renovable puede transar electricidad y certificados RECs.

Luego, la Ilustración a continuación muestra un ejemplo sintético de aplicación de RPS. Este desarrollo, se realiza para mejorar la comprensión de este modelo que interviene las cantidades transadas en la operación del mercado eléctrico.

Ilustración 21: Gráfico Explicativo de RPS



Fuente: Elaboración Propia

Problemas en Renewable Portfolio Standard

El problema fundamental del RPS es que puede acoplar las decisiones de inversión entre distintos tipos de tecnologías. Al ser las Energías Renovables tecnologías no maduras, tienen un costo de inversión mayor unitario mayor que el costo de los medios de generación convencionales en general. Por ende, al acoplarse las decisiones de inversión, tenemos que la rentabilidad media del inversionista decrece al incorporar nueva inversión a su plan de proyectos (aunque puede requerir sólo compra RECs). Por ende, existen menores incentivos a la nueva inversión por parte de los productores eléctricos ya establecidos.

2.5. Incentivos y Consideraciones vigentes a las Energías Renovables en Chile

La ley y Reglamento ERNC establece las siguientes consideraciones e incentivos vigentes sobre las Energías Renovables en Chile:

Contabilización de Retiros

La legislación vigente en Chile establece específicamente un esquema de incentivos regulatorios del tipo Renewable Portfolio Standard como sigue:

- La obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007.
- El aumento progresivo dispuesto (de 5% a 10% de los retiros para 2024) no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación de su suministro con anterioridad a la publicación de la ley ERNC (Abril, 2008).
- La obligación de acreditación de los retiros tipo ERNC son efectuados por empresas generadoras con potencia instalada superior a 200 MW.
- La empresa eléctrica deberá acreditar que, del total de sus retiros, el 5% proviene de fuentes tipo ERNC para el 2010. Además, existirá un aumento progresivo de acreditación del 0,5% del total de los retiros anualmente; para así llegar a una acreditación del 10% del total de los retiros para 2024.

- La empresa eléctrica puede trasladar el 50% del aumento mínimo anual (0,5% como de indicó anteriormente) de acreditación para el siguiente año. Esto, se debe indicar oportunamente al CDEC.
- Esta acreditación anual debe realizarse antes del 1 de marzo del año siguiente.

Restricciones a la Energía mini hidráulica

- Centrales mini hidráulicas con potencia máxima inferior a 20 MW son consideradas completamente ERNC.
- Las inyecciones de centrales mini hidráulicas con potencia máxima superior a 20 MW e inferior a 40 MW son consideradas parcialmente como ERNC. Luego, a estas centrales, se les aplica un factor proporcional FP que penaliza sus inyecciones que se define como:

$$FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kw})/20.000 \text{ kw})$$
 Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts.

Transacciones entre empresas

La ley en Chile establece específicamente la posibilidad de transar certificados tipo RECs según lo siguiente:

- Se permite a las empresas generadoras transacciones de obligaciones de acreditación tipo ERNC. Vale decir, una empresa eléctrica con excedentes de inyecciones tipo ERNC con respecto a su obligación puede negociar dichos excedentes con una empresa deficitaria de inyecciones tipo ERNC en un mismo sistema eléctrico.
- Se permiten las mismas transacciones señaladas anteriormente, pero con empresas pertenecientes a distintos sistemas eléctricos.

Penalidades

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación exigida en la ley deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

Exención de Peajes Troncales

La exención de Peajes Troncales afectan a tecnologías ERNC hasta 20 MW. Las centrales con potencia instalada inferior a 9 MW no pagan peajes troncales. Luego, el reconocimiento de exención es un factor que comienza de 100% y decae linealmente hasta 0% a los 20 MW

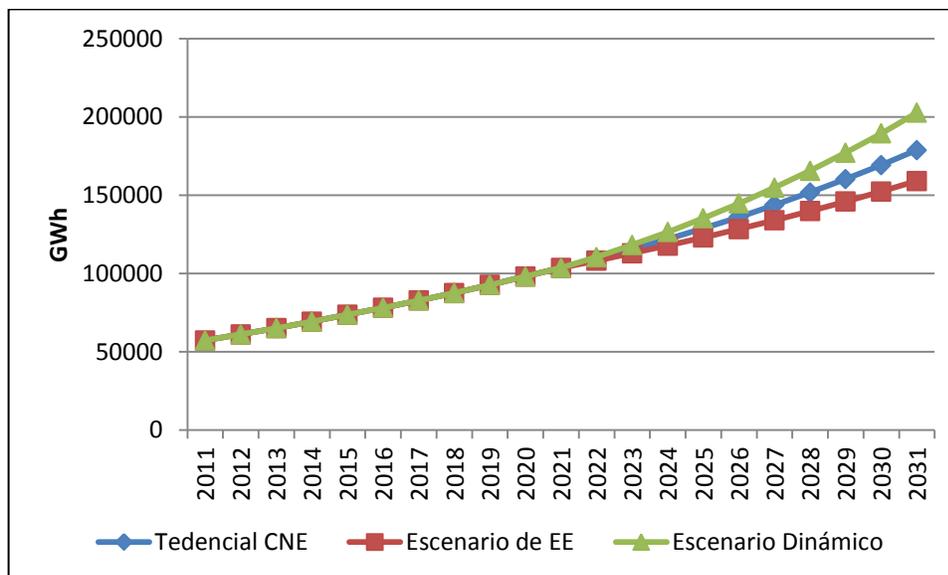
2.6. Proyecciones de Demanda Eléctrica

En el caso de realizar proyecciones de Demanda Eléctrica, existen en Chile varios modelos públicos (O’Ryan, 2008) y privados/confidenciales elaborados por las empresas eléctricas. Sin embargo, con el fin que este proyecto se encuentre alineado a la información pública que elabora el ente regulador, se utiliza como base para la elaboración de la proyección de demanda de este trabajo las proyecciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su último Informe de Fijación de Precios de Nudo de Abril de 2011. Este informe, establece un pronóstico de la demanda de energía eléctrica hasta 2021. Sin embargo, la evaluación realizada en este proyecto es realizada hasta 2030. Por ende, se establecen tres escenarios de Demanda Global de Energía Eléctrica para los años comprendido entre 2022 y 2030. Estos escenarios se definen a continuación:

- Escenario Tendencial CNE: Se mantiene la tasa promedio de crecimiento anual de los últimos años de la demanda eléctrica de los sistemas mayores proyectados por la Comisión Nacional de Energía
- Escenario Dinámico: Se incrementa entorno a 1,5% la tasa promedio de crecimiento anual de los últimos años de la demanda eléctrica total de los sistemas mayores proyectada por la CNE. Este incremento se encuentra en el rango que la industria y la bibliografía especializada prevé como un incremento válido en el establecimiento de un escenario dinámico de consumo. Se justifica evaluar este escenario debido a que un crecimiento país en vías de desarrollo, tal cual como se ha publicado, puede aumentar el consumo eléctrico de los clientes finales.
- Escenario de Eficiencia Energética (EE): Se disminuye entorno a 1,5% la tasa promedio de crecimiento anual de los últimos años de la demanda eléctrica total de los sistemas mayores proyectada por la CNE. Esta disminución se encuentra en el rango que la industria y la bibliografía especializada prevé como una política efectiva de Eficiencia Energética. Se justifica evaluar este escenario debido a que existe una tendencia mundial a aplicar políticas públicas en eficiencia energética, ya que la EE se considera como un recurso energético por el desplazamiento de demanda eléctrica que puede efectuar.

Luego, a continuación se observa un gráfico que presenta los tres escenarios definidos anteriormente:

Ilustración 22: Escenarios de Demanda Eléctrica Nacional anual (GWh/a)



Fuente: Elaboración Propia a base de datos de proyección de demanda publicados en el Informe de Precios de Nudo de Abril 2011 por la CNE

2.7. Evaluación Económica de Proyectos Eléctricos

La evaluación Económica de Proyectos Eléctricos requiere de cierto conocimiento de la industria para poder ser realizada. Esto, pues es necesario que se reconozca un cúmulo de información del mercado eléctrico sobre pronósticos de las variables relevantes a analizar para proyectar los flujos de caja esperados y; así ser posible efectuar evaluaciones económicas para centrales eléctricas instaladas entre el 2011 y 2030 de tecnologías muy distintas entre sí. Para ello, en las próximas cuatro subsecciones se introducirán las variables o conceptos eléctricos más relevantes para que sea efectuada esta tarea (otros, como los precios, se presentarán en Análisis de Resultados). Finalmente, en la sección 4.5.5 se introducirá un procedimiento de evaluación económica bajo incertidumbre válido para el propósito de este proyecto: Los Escenarios de Montecarlo.

2.7.1. Proyección de Inversión Unitaria para las ERNC

El caso de determinar proyecciones del costo de la inversión unitaria es un problema complejo, ya que la reducción de los mismos dependen de una curva de aprendizaje que está relacionada con: pronósticos internacionales de instalación mundial de cada tecnología, pronósticos de precios de los materiales para la fabricación de cada, pronósticos de flete, etc. Este tipo de curva es característica y corresponde en el largo plazo a una: “curva S”. Sin embargo, afortunadamente, este proyecto se desarrolla en el marco de la publicación de dos estudios que realizan proyecciones de costos de inversión unitarios asociados a las ERNC, publicados por Bloomberg© New Energy Finance y por la Agencia Internacional de Energía (IEA). Así, el procedimiento de elaboración de la siguiente Cuadro que resume los costos de inversión unitarios (caso de costo de inversión mínimo y máximo esperado por cada tecnología evaluada en este proyecto) es:

1. Se prefiere a la Información contenida en el estudio de Bloomberg© New Energy Finance (Bloomberg, 2011) por sobre a la Información de la IEA, debido a que el primero contiene información específica del caso chileno con asesoría de una prestigiosa consultora local (Valgesta Energía).
2. Se establece una proyección lineal en el caso de utilizar información de costos de inversión unitaria publicados por la IEA y en algunos casos en información de Bloomberg©. Esto, porque la Agencia Internacional de Energía sólo publica información de escenarios para los extremos del periodo de evaluación (años 2010 y 2050) y Bloomberg© ha publicado información de costos unitarios para ciertas tecnologías sólo en extremos del periodo de evaluación (2011 y 2030). Luego, como no se cuenta con información más detallada para construir efectivamente una curva de aprendizaje para la tecnología, se plantea el supuesto que la curva de costos de inversión se encuentra en la zona lineal de la curva S.
3. Se establecen sensibilizaciones de $\Delta 30\%$ entorno a la proyección media de la curva de aprendizaje en el caso que la publicación no cuente específicamente con estimaciones mínimas y máximas esperadas de costos de inversión esperados para cada año. Esta sensibilización se sustenta en que, la bibliografía especializada recomienda sensibilizar en un treinta por ciento para casos en los cuales el costeo de inversión sea grueso. Es decir, para evaluaciones económicas de pre-factibilidad; tal como se desea en este proyecto.

Cuadro 3: Proyección de Inversión Unitaria por Tecnología ERNC, límite de costo de inversión mínimo y máximo por tecnología cada año.

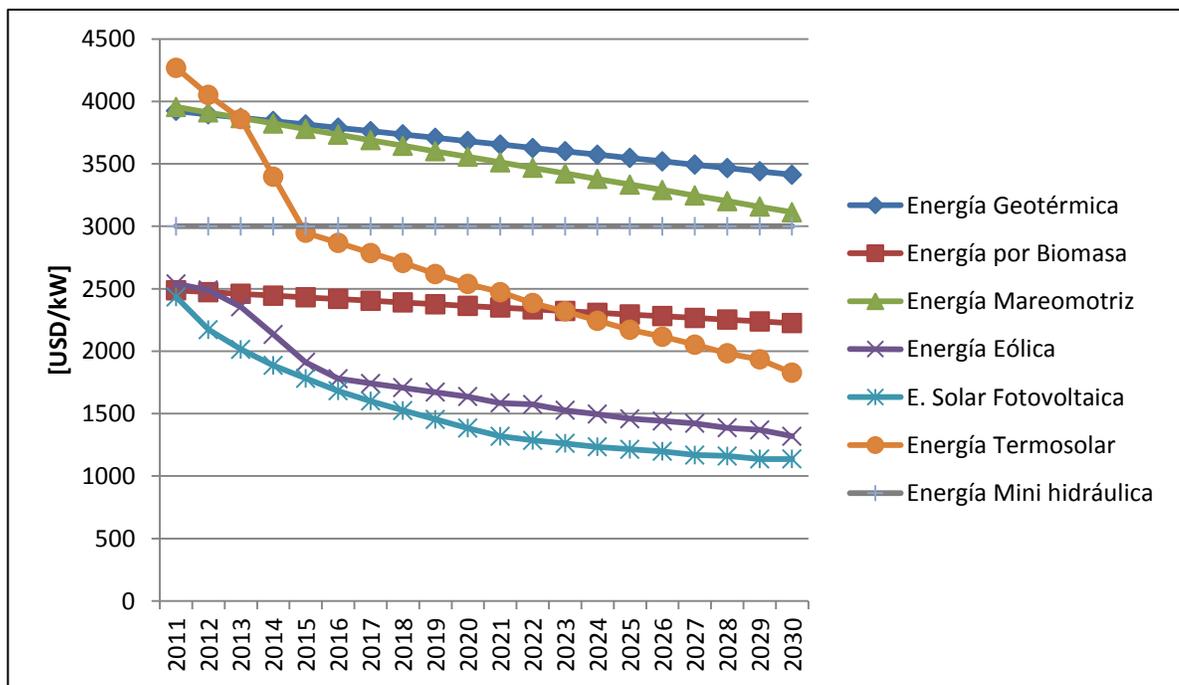
Año	Inversión Unitaria [USD/kW]													
	Geo-térmica		Biomasa		Mareomotriz		Eólica on shore		Foto-voltaica		Termo-Solar		Minihidro	
2011	2394	5453	2113	2859	2975	4936	2158	2920	2070	2800	3628	4909	2550	3450
2012	2388	5405	2102	2843	2950	4873	2116	2862	1846	2498	3444	4659	2550	3450
2013	2381	5358	2090	2828	2925	4809	2001	2708	1712	2316	3280	4438	2550	3450
2014	2375	5310	2078	2812	2900	4745	1814	2455	1603	2169	2888	3907	2550	3450
2015	2369	5263	2067	2796	2875	4681	1624	2197	1515	2050	2505	3389	2550	3450
2016	2363	5215	2055	2780	2850	4618	1513	2047	1429	1934	2437	3297	2550	3450

Año	Inversión Unitaria [USD/kW]													
	Geo-térmica	Biomasa	Mareomotriz	Eólica on shore	Fotovoltaica	Termo-Solar	Minihidro							
2017	2356	5168	2043	2764	2825	4554	1481	2003	1360	1840	2368	3204	2550	3450
2018	2350	5120	2032	2749	2800	4490	1451	1963	1296	1753	2301	3113	2550	3450
2019	2344	5073	2020	2733	2775	4426	1421	1922	1236	1673	2225	3011	2550	3450
2020	2338	5025	2008	2717	2750	4363	1390	1881	1177	1592	2157	2918	2550	3450
2021	2331	4978	1996	2701	2725	4299	1348	1823	1121	1517	2102	2844	2550	3450
2022	2325	4930	1985	2685	2700	4235	1338	1810	1093	1479	2028	2743	2550	3450
2023	2319	4883	1973	2669	2675	4171	1298	1755	1072	1451	1971	2666	2550	3450
2024	2313	4835	1961	2654	2650	4108	1271	1720	1049	1419	1907	2579	2550	3450
2025	2306	4788	1950	2638	2625	4044	1240	1678	1033	1397	1845	2497	2550	3450
2026	2300	4740	1938	2622	2600	3980	1225	1657	1018	1378	1799	2433	2550	3450
2027	2294	4693	1926	2606	2575	3916	1209	1635	993	1343	1745	2361	2550	3450
2028	2288	4645	1915	2590	2550	3853	1178	1594	987	1336	1685	2280	2550	3450
2029	2281	4598	1903	2575	2525	3789	1164	1575	967	1308	1644	2224	2550	3450
2030	2275	4550	1891	2559	2500	3725	1121	1517	967	1308	1553	2102	2550	3450

Fuente: Elaboración Propia a base de los datos presentados en estudios de la Agencia Internacional de Energía y de Bloomberg© New Energy Finance.

Además, en la siguiente Ilustración se describe la proyección promedio esperada anual de cada tipo de tecnología ERNC.

Ilustración 23: Curvas de Aprendizaje (Costos de Inversión) promedio para las ERNC



Fuente: Elaboración Propia a base de los datos presentados en estudios de la Agencia Internacional de Energía y de Bloomberg© New Energy Finance.

Finalmente, es importante reiterar que estos datos y gráficos son productos de información especializada que realizan entes expertos en el mundo en el tema. Estas perspectivas cambian en el transcurso del tiempo, debido a mejor adquisición de datos, cambios de perspectivas macroeconómicas y de mercados mundiales, crisis, etc. De hecho, es posible que estas curvas de aprendizaje se desaceleren por la actual crisis europea; ya que las curvas de aprendizaje dependen de la potencia instalada mundial en estas tecnologías. Por otro lado, es importante indicar también que una reducción de costos de inversión de las ERNC no implica una reducción del precio de la potencia de largo plazo. Esto, pues dicho precio se calcula por decreto en base a la rentabilización de un proyecto de generación en base a una turbina a gas fuertemente influenciada por variaciones en el tipo de cambio. O sea, su cálculo no es influenciado por la diversificación de la matriz eléctrica y los costos de inversión unitarios incurridos en ella.

2.7.2. Factores de Planta característicos para las ERNC en Chile

Las tecnologías de generación eléctrica poseen distintas características específicas para cada una de ellas. Sin embargo, en términos de evaluación económica, una muy relevante es el Factor de Planta promedio. El factor de planta se define como:

$$FP_{tecnología\ i} = \frac{\sum_{j=1}^{8760} E_{j,i} [MWh]}{P_i [MW] * 8760 [hrs]}$$

En donde $E_{j,i}$ es la energía generada por la central de tecnología i en la hora j y P_i es la Potencia Instalada de la central. Luego, mediante una explotación de datos mundial, el IPCC (Panel Internacional para el Cambio Climático) define en un informe publicado el 2010 los siguientes factores de planta característicos por tecnología ERNC:

Cuadro 4: Factores de Planta Estimados Internacionalmente para tecnologías ERNC

Factor de Planta	Geo-térmica	Biomas	Mareomotriz	Eólica On-shore	Fotovoltaica	Termosolar	Minihidro
Límite Superior	90%	80%	29%	40%	21%	42%	60%
Límite Inferior	60%	70%	23%	20%	15%	35%	30%

Fuente: Elaboración Propia a base de datos de Estudio del IPCC (IPCC, 2010)

Sin embargo, en el país existen recursos primarios de excelente calidad (como se describe en la sección 5.1.1.3). Es por esto, que en la Cuadro anterior, se modifican los datos marcados especialmente. Luego, para la evaluación económica de este proyecto se consideraran los siguientes factores de planta característicos:

Cuadro 5: Factores Validados Estimados para tecnologías ERNC para Chile

Factor de Planta	Geo-térmica	Biomas	Mareomotriz	Eólica On-shore	Fotovoltaica	Termosolar	Minihidro
------------------	-------------	--------	-------------	-----------------	--------------	------------	-----------

Límite Superior	90%	80%	29%	40%	30%	42%	60%
Límite Inferior	70%	70%	23%	20%	15%	35%	40%

Fuente: Elaboración Propia a base de datos de Estudio de IPCC (IPCC, 2010) y entrevistas a expertos del sector eléctrico.

2.7.3. Proyección de Costos de Operación y Mantenimiento

En cuanto a la Evaluación Económica de Proyectos ERNC es necesario conocer los costos anuales de Operación y Mantenimiento (O&M) para determinar el margen bruto operacional de cada central. Afortunadamente, existe información de calidad internacional que indica los costos proyectados de operación y mantenimiento anuales publicados por la IEA (IEA, 2010a) para los años 2010 y 2050 que se presentan en la siguiente Cuadro. Así, para obtener una estimación anual de los costos de operación y mantenimiento se asume una proyección lineal de dichos costos. Este es un supuesto validado por la industria, ya que los costos de O&M no sufren fluctuaciones considerables año a año en la práctica para este tipo de tecnologías³. Por ende, en la próxima Ilustración se puede observar la proyección anual de costos de operación y mantenimiento de las ERNC.

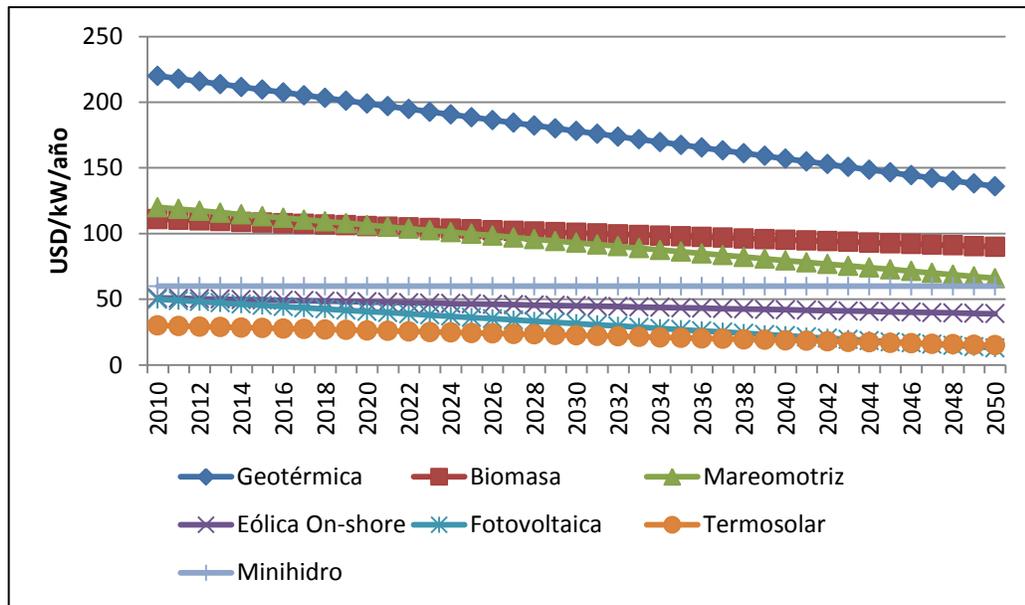
Cuadro 6: Costos de O&M nominales proyectados.

Tipo de ERNC	O&M (USD/kw/year)	
	2010	2050
Energía por Biomasa	111	90
Energía Geotérmica	220	136
Energía Mini hidráulica	60	60
E. Solar Fotovoltaica	50	13
Energía Termosolar	30	15
Energía Mareomotriz	120	66
Energía Eólica	51	39

³ Esto es debido a que los costos de Operación no presentan gran variabilidad, ya que en general no se consumen combustibles fósiles para la operación en el mercado de tecnologías ERNC. Por lo tanto, no se está expuesto en términos de costos operacionales a la variabilidad de mercados libres internacionales. Además, los costos de Mantenimiento en general sólo consisten en recambios de piezas defectuosas y, en una pequeña parte, un costo asociado a personal de mantención. Finalmente, es importante indicar que estos costos se presentan en base nominal.

Fuente: Elaboración Propia a base de datos publicados por la IEA (IEA, 2010a)

Ilustración 24: Gráfico de Proyección de Costos de O&M



Fuente: Elaboración Propia a base de datos publicados por la IEA (IEA, 2010a).

Finalmente, se observa que también existe aprendizaje en estas curvas de costos de O&M. Esto se fundamenta principalmente en el descenso del valor de los repuestos por una industria pujante en Energías Renovables y el *Know How* autóctono por la mayor presencia de estas tecnologías en cada país.

2.7.4. Bonos de Carbono

En un sentido de reducción o mitigación de las emisiones de CO₂e (Dióxido de Carbono equivalente) debido a su efecto en el calentamiento global por considerarse como gases de efecto invernadero, se establece el Protocolo de Kyoto. En dicho Protocolo, los países Anexo I (generalmente, países ricos o desarrollados) se comprometen a reducir sus emisiones de CO₂e con respecto a una línea base fijada a cada país hasta 2012. Sin embargo, en aquel Protocolo se estableció un mecanismo de mercado para facilitar el cumplimiento de estas reducciones comprometidas. Este mecanismo de mercado, permite a los países Anexo I la compra de Bonos de Carbono certificados (por una institución independiente) producidos en países No Anexo I (en general, países sub-desarrollados o en vías de desarrollo). Así, en el mundo se han establecido Bolsas de Oferta/Compra de Bonos de Carbono.

Un bono de Carbono equivale a una tonelada de CO₂e desplazada por algún proyecto de reducción de emisiones. Además, un proyecto de reducción de CO₂e como

máximo puede emitir Bonos de Carbono por 21 años. El cálculo del desplazamiento de toneladas de CO₂e se realiza como sigue:

$$E=FE*Na$$

En donde FE es Factor de Reducción de emisiones, Na es el nivel de actividad y E son las emisiones. Luego, en la siguiente ecuación:

$$RE=E_{LB}-E_{CP}$$

En este caso, RE es la reducción neta de emisiones, E_{LB} son las emisiones en línea base y E_{CP} son las emisiones con proyecto de reducción.

Luego, los proyectos de Generación Eléctrica a base de ERNC se consideran a todos como candidatos a emitir Bonos de Carbonos y realizan una reducción completa (E_{CP} es nulo). Vale decir, por cada megawatt-hora (reconocible como nivel de actividad) de energía producida, se desplazan las toneladas de CO₂e (tonCO₂e) que el factor FE indica. Esto es porque se considera que no tienen emisiones de gases de efecto invernadero o que son carbono neutrales (absorben lo que emiten en CO₂e).

En Chile, constantemente se debe calcular (cálculo complejo) el factor FE para determinar el precio por megawatt-hora de las reducciones de CO₂e. No obstante, el experto Manuel Díaz del PROGEA (Director del Programa de Gestión y Economía Ambiental de la U. de Chile), sostiene que un precio de entorno a 12[USD/MWh] es un precio coherente de largo plazo para la evaluación de proyectos ERNC. Este precio también fue validado en los Estudios de Casos del Diplomado de Energías Renovables de la Universidad de Chile, versión 2011.

Sin embargo, actualmente existe incertidumbre sobre la continuidad de los mecanismos de mercado relacionados con Bonos de Carbono por la extinción de la obligación de los países Anexo I el 2012. De hecho, se observa una disminución significativa del proceso de certificación de Bonos de Carbono en los últimos años (véase Fuente blablá). No obstante, existen los llamados NAMAs que algunos países comprometieron en la Reunión COP15 en Copenhague. Tal es el caso chileno, en el cual la ex presidente Michelle Bachelet se compromete a una reducción de 20% de las emisiones de CO₂e con respecto a una tendencia base el 2020 (conocido en el sector como el compromiso 20-20). Así, se prevé que los NAMAs fortalecerán mercados locales de reducción de emisiones, pero aún no existe nada certero al respecto. Por ende, en este trabajo se evalúa dos escenarios de Bonos de Carbono:

- Escenario B0: No es posible transar Bonos de Carbono, ya que no se desarrollan mercados locales de compra y venta de Bonos y; el Gobierno, en su afán de cumplir con el compromiso 20-20, no permite que las reducciones nacionales de emisión de CO₂e de fuentes ERNC sean tranzadas en mercados internacionales.
- Escenario B1: Durante el periodo 2011-2050 será posible transar Bonos de Carbono a un precio fijo de 12[USD/MWh] por los proyectos en ERNC.

2.7.5. Escenarios de Montecarlo para Evaluación Económica de Proyectos Eléctricos

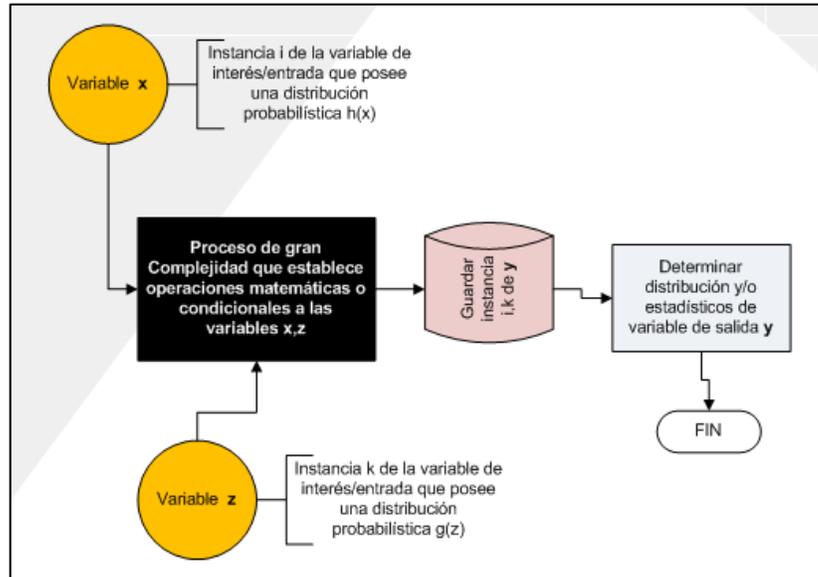
Escenarios de Montecarlo es una herramienta que permite evaluar y medir riesgos económicos en proyectos Eléctricos. Esto es, porque los Métodos de Motecarlo son utilizados en las siguientes condiciones:

- Existe una o varias variables probabilísticas de interés que afectan de manera significativa un proceso.
- Estas variables son medibles u observadas o se puede suponer su distribución.
- El proceso que afecta la variable es de gran complejidad (tipo caja negra o gris), por lo que la determinación teórica de la distribución de las variables de salida de interés es impracticable.
- Las variables de interés de salida del proceso son medibles u observables.

Por consiguiente, dada la variabilidad (rango) que existe en el factor de planta y en las proyecciones de inversión unitaria anual de cada tecnología en evaluaciones de pre-factibilidad, la determinación de flujos de caja para los proyectos eléctricos a base de ERNC son buenos candidatos para usar análisis en base a escenarios de Montecarlo.

Finalmente, en la siguiente Ilustración se observa un diagrama que detalla en forma simple el proceso de elaboración de escenarios de Montecarlo.

Ilustración 25: Diagrama de Modelo de Montecarlo



Fuente: Elaboración Propia

2.8. Problemas de Programación Lineal

En el caso de este proyecto, dadas las condiciones de evaluación, es previsible que se operara un problema de optimización para que se desarrollen algunos resultados. En este caso, los problemas de este proyecto son típicos Problemas de Programación Lineal (PPL).

Un problema de Programación Lineal es un problema con la siguiente forma canónica:

$$\max Z = c^T \vec{x}$$

s.a.:

$$[A]\vec{x} \leq \vec{b}$$

$$\vec{x} \geq \vec{0}$$

Luego, identificando términos se tiene que:

- La función a maximizar se conoce como función objetivo. Es importante indicar que multiplicando simplemente por -1 a esta función objetivo es equivalente a desarrollar un problema de minimización de la función. En el caso de este estudio, esta función se relaciona a la maximización del VAN de proyectos ERNC.

- El vector x contiene las variables de decisión o también conocido como vector de actividades. Así, en el caso de este trabajo este vector corresponde a las decisiones de inversión anuales por cada tecnología ERNC.
- El vector c^T es conocido como el vector de precios unitarios, ya que contiene ponderadores que multiplican (amplifican o disminuyen) el efecto de la variable x_i en la minimización. Luego, en los casos de este trabajo este vector es reconocido como el VAN esperado de proyectos unitarios por cada tecnología ERNC para un tamaño de central estándar (9MW).
- Las condiciones son reconocidas como restricciones, en especial la última; que es reconocida como restricción de no-negatividad de las variables de decisión.
- La matriz A se refiere a restricciones especiales y se denomina como matriz de coeficientes tecnológicos. En el caso de este proyecto, la matriz A será diagonal para determinar disponibilidad de recursos.
- El vector b es reconocido como vector de disponibilidad de recursos, ya que acota las restricciones definidas por los coeficientes tecnológicos. En este caso, el vector b es el potencial máximo técnico-económicamente factible disponible en el país o para cada sistema interconectado.

Además, es importante indicar que al problema anterior (problema Primal) siempre se es posible asociar un segundo problema de optimización, conocido como problema dual, como sigue:

$$\max Z = b^T \bar{y}$$

s.a.:

$$[A]\bar{y} \geq \bar{c}$$

$$y \geq \bar{0}$$

Este segundo problema usualmente entrega conceptos interesantes al ejecutor por lo que es relevante que se realice su cálculo. Así, es importante indicar que existen una gran cantidad de softwares disponibles que realizan la optimización de problemas de programación lineal con diversos métodos. El más conocido es el método SIMPLEX. Sin embargo, este algoritmo sólo resuelve el problema primal definido anteriormente y es un método muy útil, pero para problemas de mediana escala. Luego, un algoritmo más complejo, pero de gran escala (se comporta bien para una gran cantidad de variables y restricciones) y que resuelve el problema primal y dual simultáneamente es el LIPSOL. Este último, es un algoritmo de punto interior basado en el algoritmo predictor-corrector de Mehrotra. Finalmente, se decide utilizar la plataforma Matlab® ya que contiene en su Toolbox los dos métodos anteriormente presentados de resolución de PPLs. Además, se justifica su uso por ser un software de programación de alto nivel, muy apto para la gestión y uso de matrices y que contiene otras librerías útiles para este proyecto; por ejemplo, la librería (Toolbox) financiera.

3. METODOLOGÍA

La metodología que se ha escogido para desarrollar este trabajo se divide en varias etapas. Esto es necesario para obtener los resultados esperados y cumplir con los objetivos de este proyecto. Además, con esta metodología de orden lógico se acotan los problemas desde lo más genérico a lo más específico. Todo lo anterior, en el marco de los alcances que se han presentado en las primeras páginas de este trabajo. Luego, a continuación se presenta la metodología de este proyecto:

1. Análisis de la Situación Actual de Consideraciones e Incentivos Propuestos
2. Levantamiento de Información del Mercado Eléctrico a través de Encuesta
3. Determinación de Precios de Energía y Potencia de Largo Plazo
4. Análisis de la Aplicabilidad de Medidas de Eficiencia Energética en Chile
5. Análisis del Impacto de la Exención de Peajes Troncales para Proyectos ERNC
6. Análisis del Impacto en el Cumplimiento en las Cuotas Reguladas por cambios en el límite de Centrales Mini-hidroeléctricas
7. Determinación del Precio de Largo Plazo del Atributo ERNC
8. Evaluación Económica de tecnologías ERNC en los escenarios descritos: Impacto de los Incentivos y Consideraciones Propuestas en los proyectos ERNC y en inversionistas convencionales
9. Evaluación Económica de Proyectos ERNC Particulares: Casos en Energía Solar y Energía Eólica

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Análisis de la Situación Actual de Consideraciones e Incentivos Propuestos

En secciones anteriores se han enunciado las Incentivos Regulatorios y consideraciones especiales que son atribuidas a las leyes y reglamentos vigentes para las ERNC. Sin embargo, dada la actual discusión que existe en la nación sobre posibles cambios regulatorios para fomentar aún más la entrada al mercado eléctrico de centrales de tecnología renovable no convencional, se agrega a los incentivos regulatorios y consideraciones actuales otros que han sido consensuados por entidades del sector o políticos. Así, en la siguiente Cuadro se establecen todos los incentivos regulatorios y consideraciones que se analizan en este proyecto:

Cuadro 7: Resumen de los Incentivos y Consideraciones para las ERNC en Chile

Nombre del Incentivo o Consideración	Descripción	Vigencia Actual o Propuesta	Patrocinador
Feed-in Tariff	Intervención del Precio de Mercado para proyectos ERNC. Se les reconoce un precio mayor o especial para las inyecciones de este tipo de energía	Propuesta	ACERA
Escenario 10-24 de Cuota Regulada	Se establece que las empresas eléctricas mayores a 200 MW de Potencia Instalada deben acreditar que el 10% de sus retiros proviene de Energías Renovables No Convencionales el 2024	Vigente	-
Escenario 20-24 de Cuota Regulada	Se establece que las empresas eléctricas mayores a 200 MW de Potencia Instalada deben acreditar que el 20% de sus retiros proviene de Energías Renovables No Convencionales el 2024	Propuesta	Variante de propuesta de Senadores Orpis&Horvath
Escenario 20-20 de Cuota Regulada	Se establece que las empresas eléctricas mayores a 200 MW de Potencia Instalada deben acreditar que el 20% de sus retiros proviene de Energías Renovables No Convencionales el 2020	Propuesta	Senadores Orpis&Horvath
Exención de Peajes Troncales	Se establece que las centrales ERNC de potencia instalada inferior a 20 MW están exentas total o parcialmente de peajes troncales	Vigente	-
No Transacción de RECs	Actualmente las empresas eléctricas de distintos sistemas eléctricos pueden transar certificados de inyección de energía renovable. Se pretende impedir esta situación.	Propuesta	Senador Orpis

Nombre del Incentivo o Consideración	Descripción	Vigencia Actual o Propuesta	Patrocinador
Límite de Centrales Minihidro	Se considera ampliar el Límite de 20 MW que considera a las centrales hidroeléctricas como ERNC a: 40 MW, 60 MW, 80 MW o 100MW.	Propuesta	Grandes Generadores Hidro-eléctricos Actuales

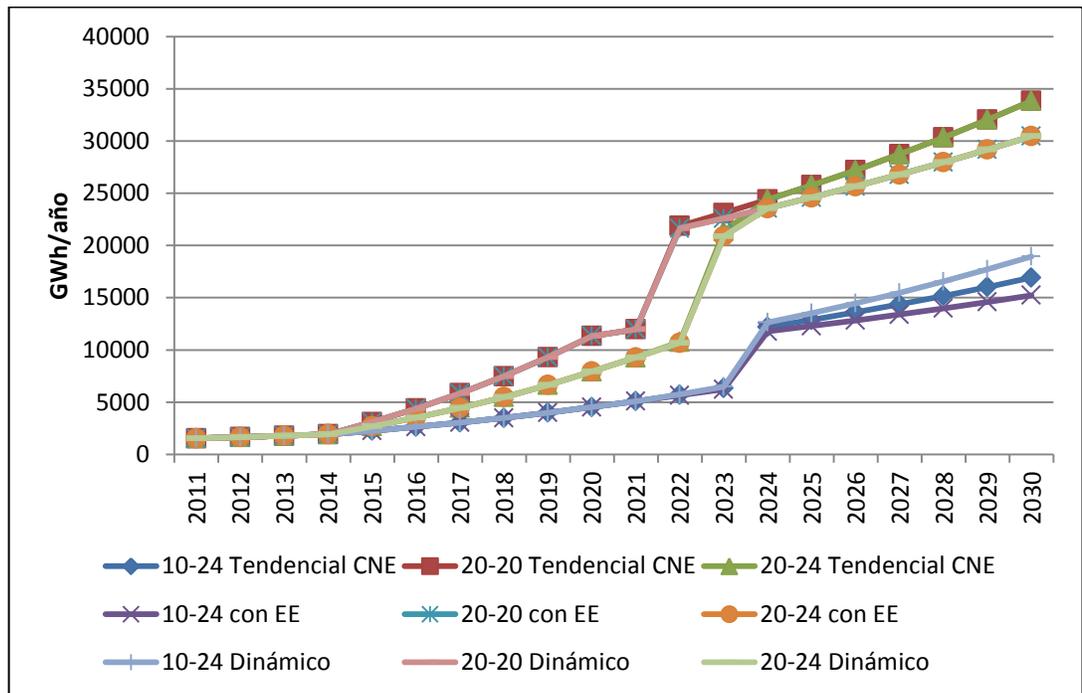
Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, en las próximas subsecciones se indica una breve descripción de los incentivos y consideraciones más relevantes a analizar expuestos en la Cuadro anterior. El análisis extendido de ellos se realiza en algunas de las próximas secciones.

4.1.1. Escenarios de Cumplimiento de Cuotas Reguladas (RPS)

Los escenarios de Cumplimiento de Cuotas Reguladas propuestos obedecen las mismas reglas de la exigencia actual de cumplimiento (Escenario de Cumplimiento 10-24), salvo que consideran una ampliación de la cuota mínima de 10% a 20% para el 2020 o el 2024. Finalmente, la siguiente Ilustración muestra cada uno de los tres estándares de cumplimiento para cada uno de los escenarios de demanda eléctrica total definidos en el Marco Conceptual de este proyecto. Así, en dicho gráfico se observa un salto abrupto ente los años 2020 y 2024. Este fenómeno se explica porque en esos años: vencen las últimas licitaciones de suministro que no entran en las exigencias de las ley 20.257/2008 por ser celebradas con anterioridad a 2007 y coinciden con el inicio de las sensibilizaciones de los escenarios dinámico y con EE con respecto a la tendencia CNE observables en la sección de Proyecciones de Demanda Eléctrica.

Ilustración 26: Escenarios de Cumplimiento de Cuota Obligada (RPS) para cada Escenario de Demanda Eléctrica

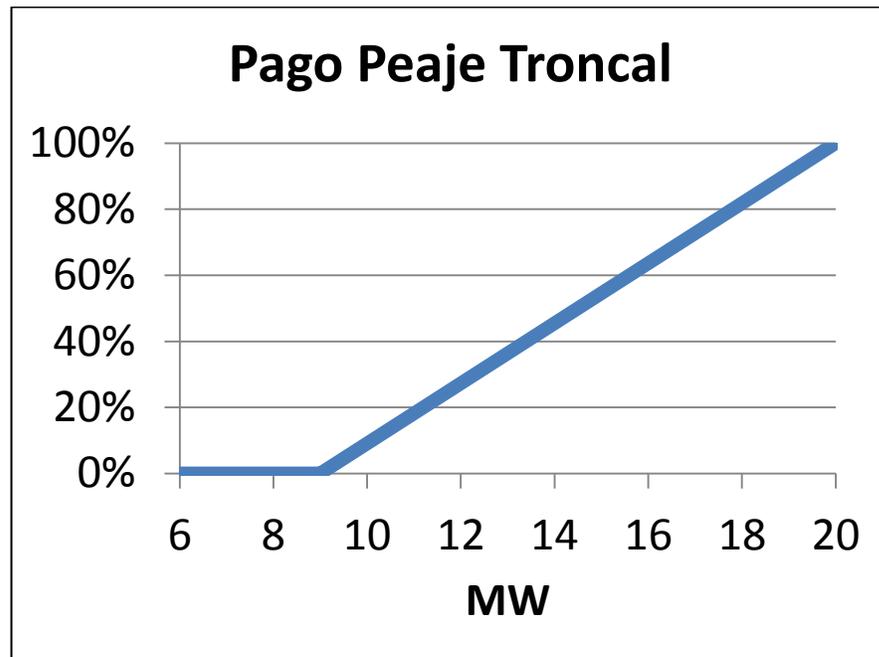


Fuente: Elaboración Propia

4.1.2. Exención de Peajes Troncales

Este subsidio directo que efectúan los generadores convencionales a la generación eléctrica tipo ERNC se describió en detalle en el Marco Conceptual. Sin embargo, a continuación se muestra una Ilustración que indica el porcentaje de pago por peajes troncales con respecto al total para centrales generadoras de distinta envergadura. Es decir, se describe el porcentaje de exención.

Ilustración 27: Porcentaje de Pago de Peaje Troncal para centrales ERNC según Potencia Instalada



Fuente: Elaboración Propia

4.1.3. Feed-in Tariff

Se analizará Feed-in Tariff ya que es una alternativa al enfoque de Cuotas Obligatorias (RPS). Sin embargo, Feed-in Tariff requiere un cambio regulatorio completo en Chile. Luego, en las secciones posteriores se observará cuánto costaría al país cambiar de enfoque regulatorio a Feed-in Tariff.

4.1.4. Impedir Transacciones de Certificados de Inyección de Energía tipo ERNC entre sistemas eléctricos

Esto se trata básicamente en el impedimento de transacción de certificados de inyección de energía tipo ERNC. Esto es un incentivo ficticio al desarrollo de cierto tipo de tecnologías ERNC, pues por las condiciones de distribución de recurso primario a nivel nacional, el SING sólo podría desarrollar la Energía Solar, Energía Eólica, Energía Geotérmica, Energía Mareomotriz y en menor medida la Biomasa.

4.1.5. Límite de Consideración de las Centrales Mini-hidráulicas como Centrales Tipo ERNC

Se ha establecido una propuesta de modificación del límite de consideración de las centrales hidroeléctricas como centrales tipo ERNC en cuanto a acreditación de inyección de producción de ERNC. Luego, se evaluará en una sección posterior cuánto podría cumplirse de la Cuota Obligatoria Global con el aumento de este límite.

4.2. Levantamiento de Información del Mercado Eléctrico a través de Encuesta

En este proyecto, para levantar información relativa al mercado, se ha realizado una encuesta dirigida a ejecutivos, consultores, académicos y evaluadores de proyecto del sector eléctrico. Esta encuesta, fue contestada por cinco personas. Entre ellas, tres académicos de reconocido prestigio en el sector: Rodrigo Palma, Guillermo Jiménez y Roberto Román. Luego, de la información levantada, sólo tres conclusiones son intensivamente utilizadas en este proyecto. Estas son:

1. De los proyectos eléctricos que utilizan el sistema de transmisión troncal, sean convencionales o ERNC, usan en promedio 250 kilómetros de líneas en el sistema. Es decir, sus inyecciones en promedio se ubican a 250 kilómetros del punto promedio de sus retiros.
2. La Tasa Interna de Retorno promedio de proyectos termoeléctricos es de 10%. En cambio, la TIR de proyectos hidroeléctricos de gran escala es del 12%. Se les exige mayor tasa que la de proyectos térmicos por la mayor variabilidad que presenta su recurso primario.
3. El periodo de Evaluación y tasa de descuento usual de proyectos eléctricos es 20 años y 10%, respectivamente.

Cabe destacar que las entrevistas/encuestas realizadas han sido pocas debido a las características del público objetivo de las mismas. Así, se recomienda utilizar el Método Delphi o de Panel de Expertos si el fin de un trabajo/proyecto de título es el levantamiento de información/proyecciones a través de expertos. Cabe destacar que, al menos las consideraciones de evaluación económica de proyectos eléctricos convencionales y no convencionales, son similares a las utilizadas en proyectos inmobiliarios, acentuándose la utilidad de la encuesta más en el punto 1 anterior. Este punto es muy útil para evaluar el impacto de la exención de peajes troncales.

Finalmente, en la sección Anexos se encuentra el formato de la encuesta utilizado.

4.3. Determinación de Precios de Energía y Potencia de Largo Plazo

En las siguientes dos subsecciones se aborda el complejo problema de estimar precios de energía y potencia de largo plazo. No obstante, cada subsección muestra proyecciones de precios razonables para la industria.

4.3.1. Precio de la Energía de Largo Plazo Base y Precio de la Energía de Largo Plazo con Impuestos por uso del Carbón.

La determinación del Precio de la Energía de Largo Plazo es una tarea muy relevante para las empresas de generación Eléctrica. Para ello, cada empresa o ente del mercado posee sus propios modelos de optimización (como el PLP desarrollado por Endesa, Modelo de Costes del CDEC-SING o el Modelo Hidrotérmico de Endesa Chile). Sin embargo, estos modelos requieren gran cantidad de supuestos de entrada como: plan de obras (centrales eléctricas a conectarse al sistema en un periodo determinado), proyección de precios de combustibles, proyecciones de demanda eléctrica, etc. Por ende, si se utiliza alguno de esos modelos con las consideraciones que poseen las empresas, se caería a una proyección de precio sesgada. No obstante, se desarrollan los siguientes escenarios de precios interesantes a abordar:

- **Escenario P0:** Este escenario corresponde al precio de energía necesario para rentabilizar la inversión de una central térmica a carbón promedio en el largo plazo. Esto, pues en Chile se ha instaurado a este tipo tecnología como la tecnología de base⁴ y como tecnología de expansión del sistema, por lo cual es necesario que el mercado sea capaz de financiar este tipo de tecnología para que el mismo se sustente en el tiempo. Vale decir, para que se cumpla el principio de suficiencia⁵. Este escenario de precio de la Energía también es validado por Consultoras expertas en el área como Systep, Ingeniería y Diseños.

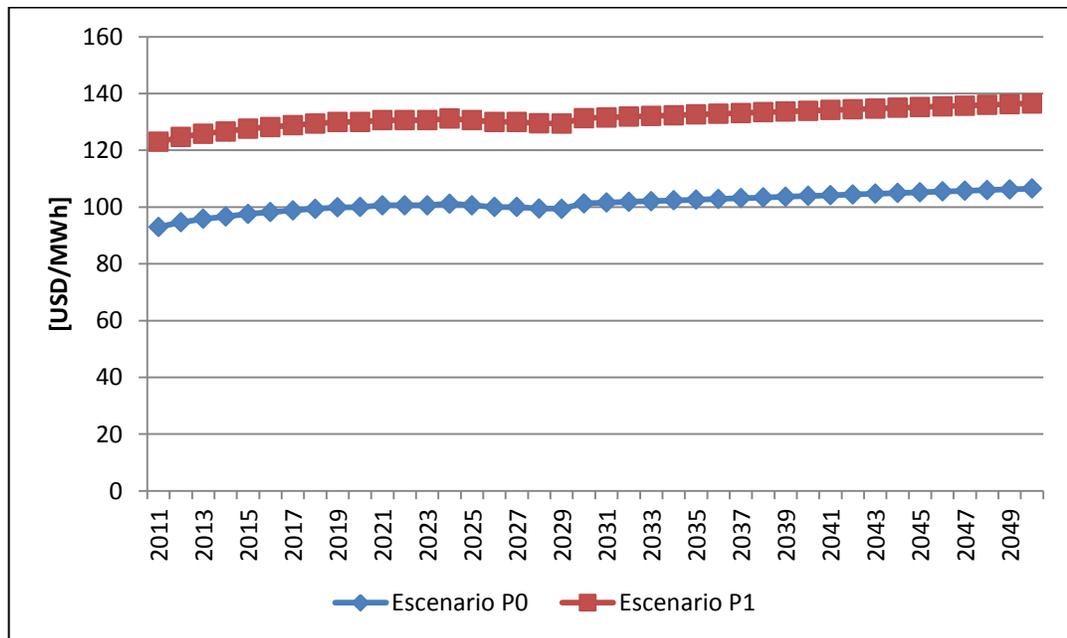
⁴ Se reconoce como tecnología base a la tecnología que mayoritariamente abastece al mercado eléctrico en forma anual. Es decir, entrega físicamente la mayor cantidad de energía la mayor parte del tiempo.

⁵ El principio de suficiencia indica que el mercado eléctrico debe ser capaz de suplir la demanda eléctrica hasta el mediano plazo. Luego, como la instalación de centrales de generación eléctrica se demoran en el orden de años, los sistemas eléctricos deben estar sobredimensionados. Por ende, existe el denominado Margen de Reserva (Potencia Instalada Máxima del sistema versus Potencia Máxima demanda por el sistema). Este, según consultas realizadas a la industria, no debe ser inferior a un 25% para no incurrir en blackout.

- Escenario P1:** Se mantiene el supuesto que las centrales térmicas a carbón serán la tecnología de expansión de los sistemas eléctricos en Chile en los próximos años. Sin embargo, debido al movimiento mundial de preocupación por el cambio climático, se insta en Chile una multa específica a las centrales termoeléctricas a carbón de 30[USD/MW hr]. El valor de esta multa no es arbitrario, es un precio ampliamente discutido como aceptable en la bibliografía internacional especializada (Fischer, 2011). Es importante indicar que los impuestos al carbón también fueron analizadas por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico de 2011 (CADE) y la agrupación alternativa llamada: “Comisión ciudadana técnico-parlamentaria para la transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo”. Vale decir, esta alternativa internacional de internalizar las externalidades negativas de la quema de carbón en la generación eléctrica a base de impuestos específicos a tenido asidero en la discusión chilena.

A continuación en la Ilustración se observan los dos escenarios de precios anteriormente descritos. Estos fueron desarrollados a partir de la proyección del LCOE (Costo Nivelado de la Energía, que se definirá con mayor detalle en secciones posteriores) específico para centrales térmicas a carbón establecidos por el estudio publicado por Bloomberg© New Energy Finance de 2011 (Bloomberg, 2011). Luego, estos datos son proyectados de 2030 a 2050 por costos CIF de Carbón proyectados por la Agencia Internacional de Energía. Así, debido a las diferentes fuentes de información obtenidas existe un pequeño quiebre en el empalme de ellas para construir el gráfico (años 2030 y 2031). Además, los datos se publican en términos nominales.

Ilustración 28: Escenarios de Precio de Energía de Largo Plazo Base (P0) y con multa a las Centrales a Carbón de 30 USD/MWh por externalidades ambientales (P1)



Fuente: Elaboración Propia a partir de datos de estudio de Bloomberg© New Energy Finance (Bloomberg, 2011) y de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2010b)

4.3.2. Precio de Potencia de Largo Plazo y Reconocimiento de la Potencia de Suficiencia

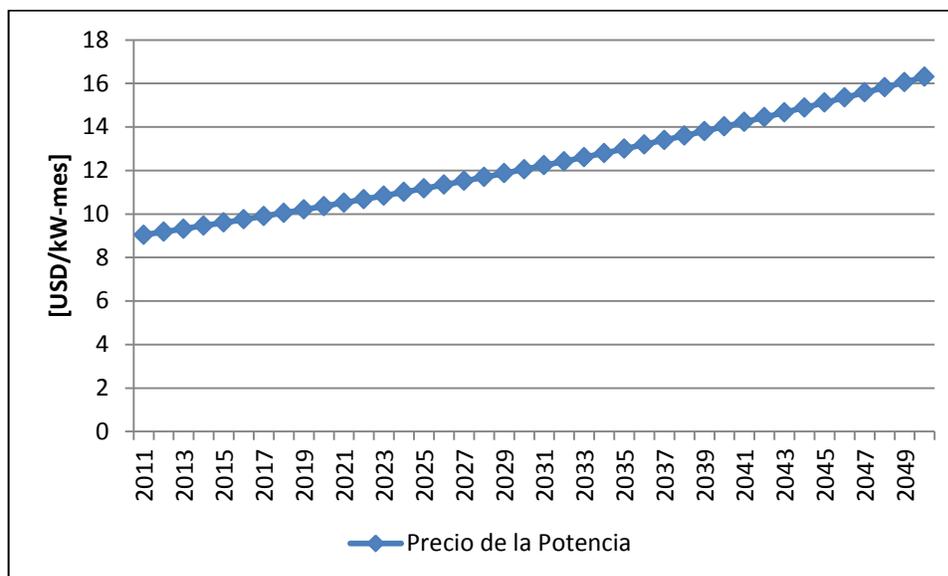
El Precio de Potencia es un cálculo que realiza la CNE para determinar el precio al cual se debe pagar la Potencia Firme (que será reconocida como Potencia de Suficiencia). Para ello, por decreto, la CNE realiza sus cálculos para determinar un precio de mediano plazo que permita rentabilizar una turbina a gas que esté funcionando en punta. Es decir, en las horas de mayor demanda del sistema. Además, la elección de la CNE en cuanto a rentabilizar una turbina a gas en horas punta se debe a que es una tecnología muy barata en cuanto a inversión unitaria y rápida de instalar, pero de altos costos variables. Así, existen datos de Precio de Potencia hasta Abril de 2011 de la barra de Maintencillo, pues es la barra en la que históricamente se realizan las mayores inyecciones de potencia. Por consiguiente, para este proyecto se usará esta barra de referencia para reflejar el precio de la Potencia en Chile de Largo Plazo.

Luego, en conversaciones con colaboradores de la industria (Personal Técnico del Área Comercial de AES Gener y Personal del Departamento de Estudios de la CNE y del Ministerio de Energía) se utiliza el siguiente modelo para la determinación de un precio de Potencia de Largo Plazo:

$$PrecioPotencia_n = 0.99280633 * PrecioPotencia_{n-1} * \left(\frac{CPI_n}{CPI_{n-1}} \right)$$

Este modelo es el resultado de un modelo de mínimos cuadrados ordinarios que resulta ser significativo. Por ende, la constante del lado derecho se determina bajo dicho modelo. Además, ha resultado no significativo agregar un intercepto al modelo. Luego, en el modelo anterior, la variable n es el semestre del año y el CPI es el índice de precios al consumidor de USA y el Precio de Potencia es el proyectado por la CNE. Se asume, una variación de CPI de 3% anual de largo plazo. Esta variación se sustenta en que es similar a la variación promedio anual de los últimos años del CPI. Además, por simplicidad, se promedia el precio de potencia de los dos semestres de un año para obtener el Precio de Potencia promedio anual de largo plazo. Finalmente, en la siguiente Ilustración se puede observar la proyección del Precio de la Potencia de largo plazo para Chile.

Ilustración 29: Escenario de Precio de la Potencia de Largo Plazo



Fuente: Elaboración Propia a base de proyección de datos iniciales de precio de potencia en nudos de referencia publicados por la CNE.

En relación al reconocimiento de la Potencia de Suficiencia es en sí una tarea compleja de proyectar, porque depende de la participación histórica que tiene el proyecto en la disponibilidad de entregar potencia en horas de máxima demanda del sistema, reconocida como horas punta. Sin embargo, para tecnologías que no presentan variabilidad horaria en su disponibilidad para entregar potencia, la industria estima (personal de AES, Ministerio de Energía y de la CNE) que poseen un 60% de Potencia de Suficiencia en relación con la Potencia Instalada. Sin embargo, tecnologías que presentan alta variabilidad horaria de su disponibilidad para entregar potencia, se les ha asignado un reconocimiento de 0% de su potencia instalada para entregar potencia. Este es el caso de la Energía Solar Fotovoltaica, la Energía Eólica y la Energía Mareomotriz. Así, en la siguiente Cuadro Resumen se muestra los supuestos de reconocimiento de potencia de suficiencia para las distintas tecnologías ERNC:

Cuadro 8: Porcentaje de Reconocimiento de la Potencia Instalada como Potencia de Suficiencia

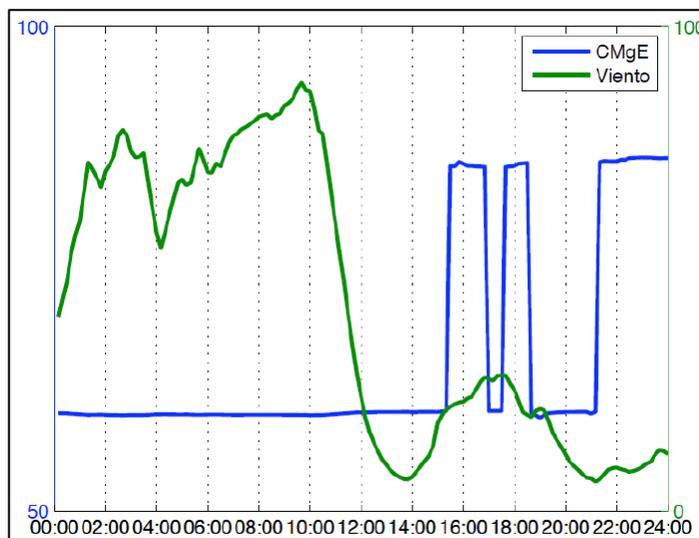
Tecnología	Porcentaje de Reconocimiento
Geotérmica	60%
Biomasa	60%
Mareomotriz	0%
Eólica On-shore	0%
Fotovoltaica	0%
Termosolar	60%

Tecnología	Porcentaje de Reconocimiento
Minihidro	60%

Fuente: Elaboración Propia

La incapacidad de otorgar potencia de suficiencia de algunas tecnologías por su desacople de su generación de energía con respecto a las horas punta o de demanda máxima se observa en la siguiente Ilustración (para el caso de la Energía Eólica):

Ilustración 30: Comparación entre Producción de Energía de un Generador Eólico y el Costo Marginal del sistema



Fuente: Presentación de Rodrigo Palma en Diploma en Energías Renovables No Convencionales (Palma, 2011)

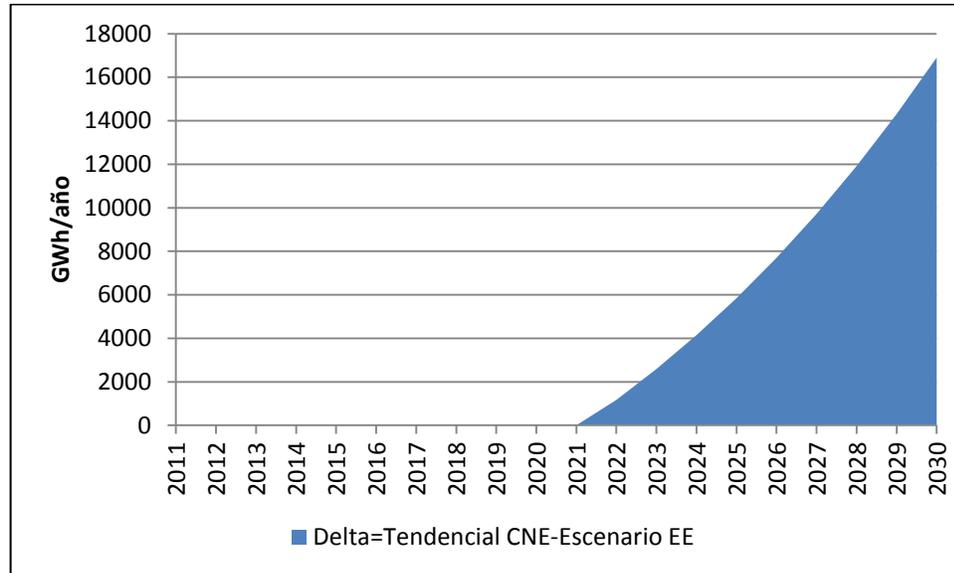
Finalmente, cabe mencionar que en la Ilustración anterior se observa el riesgo implícito de las tecnologías ERNC con alta variabilidad diaria en su generación eléctrica. Esto, pues están imposibilitados de negociar buenos contratos de abastecimiento de energía eléctrica ya que al estar inmersos en el mercado spot, venden su máxima producción cuando el costo marginal es bajo y deberían comprar gran cantidad energía a alto precio cuando el costo marginal es más alto; todo lo anterior, en el marco de asociarse a retiros. Es decir, este tipo de tecnologías no pueden utilizar los instrumentos tradicionales del mercado (contratos de energía y potencia) para cubrir sus riesgos. Por consiguiente, les resulta más difícil apalancar sus proyectos.

4.4. Análisis de la Aplicabilidad de Medidas de Eficiencia Energética en Chile

En el mundo, tal como existen políticas de fomento a las Energías Renovables No Convencional también se han desarrollado políticas de Eficiencia Energética (EE). Esto, pues se observa a la EE como otro vector energético disponible. Así como, en los escenarios de demanda eléctrica de largo plazo que tiene este proyecto existe un

escenario que considera una política de EE instaurada en el país. Este escenario, asume una reducción de un 1,5 % sobre la última tendencia fijada por la CNE. Así, en la siguiente Ilustración se muestra el margen de reducción del escenario de EE con respecto a la tendencia CNE.

Ilustración 31: Monto Físico de Energía Reducido por Política de EE en el país



Fuente: Elaboración Propia

Los proyectos de Eficiencia Energética que son económicamente factibles son los que a lo máximo cumplen la siguiente condición

$$CAE = \frac{\Delta I * FRC(i, n)}{EA}$$

Donde CAE es el Costo Ahorrado de la Energía, FRC es el factor de recuperación de capital, ΔI es la inversión del proyecto eficiencia menos la inversión de un proyecto estándar y EA es la energía ahorrada con el proyecto.

Así, se deduce que esta misma fórmula se puede usar para determinar: El Valor máximo del Plan de Obras de Inversión económicamente factible de proyectos de EE en el país y la Anualidad máxima económicamente factible por el gobierno o privados por proyectos de EE. Para realizar esta labor, se considera un periodo de evaluación de 10 años (en general, los proyectos de EE tienen una menor vida útil que un proyecto de generación eléctrica) y una tasa de descuento del 10%.

Luego, identificando términos de la ecuación anterior se tiene que:

$$CAE = (Pj)_n = \frac{\Delta I * FRC(10\%, 10)}{E_{tendencia,n} - E_{EE,n}}$$

En Donde:

Pj: Es el escenario de precio P0 o P1.

n: El año de evaluación en la aplicación efectiva de EE, desde 2022 hasta 2030.

ΔI : Diferencia de Inversión en EE entre el año n y el año 0, que corresponde al año 2021 sin inversión en eficiencia energética.

$E_{tendencia,n}$: Es el escenario de demanda energética tendencial de la CNE definido y expuesto en secciones anteriores.

$E_{EE,n}$: Es el escenario de demanda energética con EE respecto al escenario tendencial de la CNE definido y expuesto en secciones anteriores.

Así, reordenando la ecuación, se obtiene:

$$(Pj)_n * (E_{tendencia,n} - E_{EE,n}) = \Delta I * FRC(10\%, 10) = \text{Anualidad Inversión}$$

Esto último, pues el factor $\Delta I * FRC(10\%, 10)$ representa un pago anual máximo por las inversiones en debido al factor de recuperación de capital.

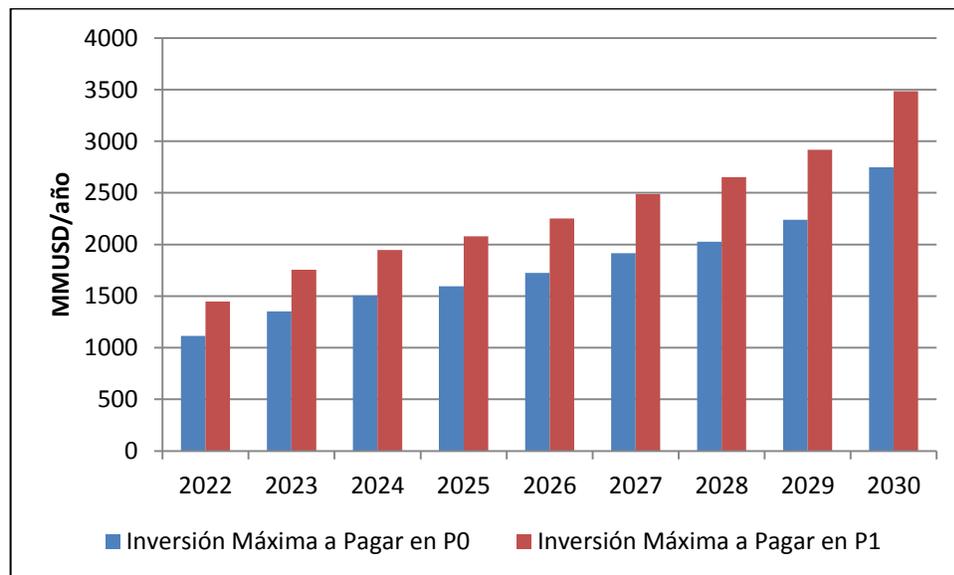
Luego, rescribiendo la ecuación anterior, se tiene que:

$$\frac{(Pj)_n * (E_{tendencia,n} - E_{EE,n})}{FRC(10\%, 10)} = \Delta I = I_n - I_0$$

$$\frac{(Pj)_n * (E_{tendencia,n} - E_{EE,n})}{FRC(10\%, 10)} + \hat{I}_0 = \text{Valorización Plan de Inversión Anual}$$

Así, en el siguiente diagrama se muestra la valorización máxima del plan de inversiones factible.

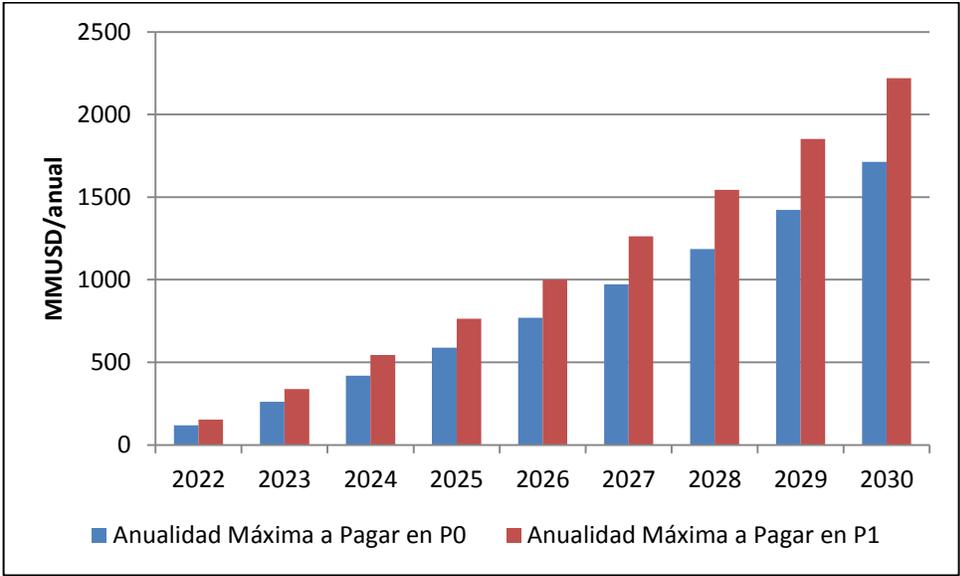
Ilustración 32: Inversión Máxima factible anual para EE



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, en la siguiente Ilustración se observa la Anualidad máxima a pagar por las inversiones en proyectos de eficiencia energética. Cabe destacar, que las políticas de eficiencia energética que han resultado exitosas a nivel mundial se sustentan en dos conceptos: el rol activo de las *utilities* eléctricas como gestores de proyectos de EE y el rol que juega la medición de la reducción del consumo eléctrico del proyecto de EE (medición o cálculo teórico).

Ilustración 33: Anualidad de Pago máxima factible por Inversión en EE

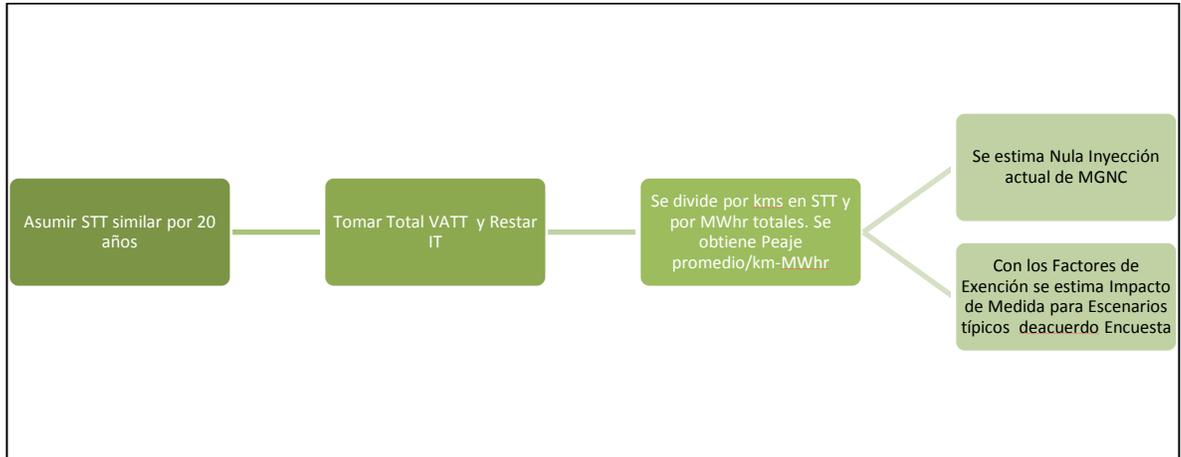


Fuente: Elaboración Propia

4.5. Análisis del Impacto de la Exención de Peajes Troncales para Proyectos ERNC

Primero, para poder analizar el Impacto de la Exención de Peajes es necesario determinar el monto unitario de dicha exención para las tecnologías ERNC y para empresas de generación convencional. Para ello, se desarrolla el siguiente procedimiento graficado en la próxima Ilustración:

Ilustración 34: Esquema de Resolución de Problema de Cálculo de Peaje Unitario



Fuente: Elaboración Propia

Luego, sobre la justificación de los supuestos efectuados en este procedimiento, se puede indicar que:

1. Asumir que el Sistema de Transmisión Troncal (STT) actual es similar en los próximos 20 años no es un supuesto inválido. Esto, porque pese a que cada cuatro años se estudia la Expansión del Sistema Troncal, esta expansión es técnico económica eficiente. Vale decir, se prevé que la nueva demanda de energía (que empuja a expandir el sistema troncal) podrá pagar las nuevas instalaciones de la misma manera que actualmente se realiza.
2. Calcular el total del VATT (Valor anual de Transmisión Troncal) y restar las Ingresos Tarifarios anuales de los VATTs totales observados (últimos dos años) determina un pago de peaje total promedio por todo el sistema. Vale decir, es una especie de estampillado (pago deslocalizado del sistema) y es válido porque no se sabe con certeza la ubicación de los próximos proyectos ERNC y porque, al ser un sinnúmero de inyecciones pequeñas en una gran cantidad de puntos de conexión de la red, las mismas inyecciones ERNC son en promedio deslocalizadas.
3. En el SIC existen líneas más caras que otras y una gran cantidad de kilómetros de líneas pertenecen al sistema de transmisión troncal⁶ (alrededor de 3700 km). Por ende, una buena aproximación es dividir por la cantidad de kilómetros de transmisión troncal del sistema para obtener un valor unitario del peaje a pagar por kilómetro. Luego, se divide esta cifra por la cantidad total de MWhr inyectados al sistema para obtener un valor unitario de peaje con respecto a una unidad básica de energía. Todo lo anterior, para alcanzar

⁶ En el caso del SING es diferente, pues el sistema de transmisión troncal son la unión de dos barras muy cercanas, por lo cual no tiene sentido dividir por número de kilómetros. Esto, porque toda la energía que pasa por el sistema troncal del SING necesariamente pasa por dichas barras (alrededor de 4 kilómetros total de línea que une ambos puntos).

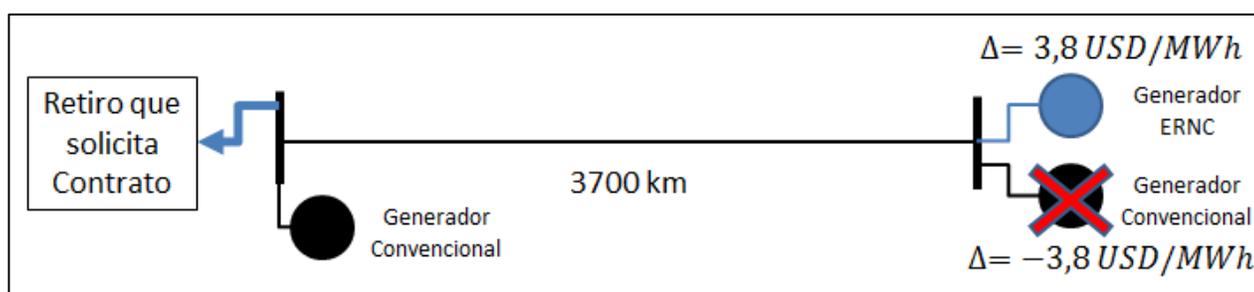
una comparación simple entre proyectos ERNC y que, además, contengan el efecto de exención de peajes en sus evaluaciones.

4. Se estima que las inyecciones actuales de ERNC son nulas. Esto, en la práctica es casi cierto, pues las inyecciones actuales de ERNC son prácticamente nulas (menores al 3% de la energía total inyectada el 2011).

Por ende, de todo el proceso anterior, se obtiene un peaje unitario [USD/MW hr-km] despreciable para ambos sistemas eléctricos⁷. Inclusive, después de multiplicar este peaje unitario por la cantidad promedio kilómetros de uso del sistema troncal por un proyecto de ERNC (250 kilómetros, según la Encuesta efectuada para este proyecto) se logra un máximo de 0,25 [USD/MW hr-km]. Este valor es marginal; por ende, no es considerado en las evaluaciones económicas posteriores ya que una variabilidad anual mínima inferior a 1% del precio de la energía impacta más en las evaluaciones económicas que el aporte completo de la exención de peajes troncales para proyectos ERNC y convencionales.

No obstante, la exención de peajes troncales para tecnologías ERNC es útil como herramienta negociadora. Esto se observa en la siguiente Ilustración:

Ilustración 35: Ejemplo de Negociación sin Barrera de Peaje Troncal.



Fuente: Elaboración Propia

En la Ilustración anterior, se vislumbra que un Generador ERNC puede negociar un contrato con un cliente que lo solicite, inclusive a 3700 kilómetros de distancia (largo total del SIC) a paridad de condiciones que un generador convencional ubicado en la misma barra que el cliente solicitante. Esto último no es posible para el generador convencional ubicado a 3700 kilómetros de solicitante de suministro eléctrico, ya que tiene que internalizar un costo de 3,8 [USD/MWh] en su evaluación económica por concepto de pago de peajes troncales. Finalmente, por simplicidad, en las Evaluaciones Económicas posteriores se asume que los proyectos a evaluar son de 9[MW] de potencia instalada. Con esto, internalizan completamente la exención de peajes troncales y así no existe pérdida de rigurosidad en las evaluaciones económicas.

⁷ Este peaje unitario es entorno a 0,001 [USD/MW hr] para el SIC e inferior a 0,03[USD/MW hr-km] para el SING.

4.6. Análisis del Impacto en el Cumplimiento en las Cuotas Reguladas por cambios en el límite de Centrales Mini-hidroeléctricas

En esta sección se trata de mensurar el Impacto que tuvo la entrada en vigencia de la Ley ERNC en la aceleración de proyectos mini hidroeléctricos y su posible relevancia en la proporción del cumplimiento de las cuotas obligadas a través de energía hidroeléctrica. Para ello, se ha diseñado el siguiente procedimiento/modelo:

1. Calcular la cantidad de proyectos hidroeléctricos de potencia hasta 40 MW que ingresaron a tramitación ambiental después de la entrada en vigencia de la Ley ERNC hasta ahora. Además, calcular para el mismo paso (5 años) el ingreso de proyectos a tramitación ambiental desde la entrada en vigencia de la ley a 5 años anteriores. Con esto se obtiene una tasa de proyectos acelerados cada 5 años
2. Calcular la potencia instalada promedio de los proyectos que ingresaron al sistema de evaluación ambiental desde la vigencia de la Ley ERNC hasta ahora.
3. Calcular una proporción entre el límite final de consideración de hidroeléctricas como ERNC y el límite actual. Vale decir : 60/40, 80/40 y 100/40
4. Asumir un factor de Planta promedio de 55% para estos proyectos.

Con todo lo anterior, se puede calcular la energía acreditable como ERNC de esta manera:

$$\begin{aligned} \text{Energía Total}_{\text{final periodo } i} &= \frac{\text{límite Caso}_j}{40 \text{ MW}} * \text{Potmedia}_{11-07} * [N^{\circ}\text{Proyectos}_{11-07} - N^{\circ}\text{Proyectos}_{06-02}] \\ & * fp_{\text{medio}} * 8760[\text{hrs}] \end{aligned}$$

En donde:

i: Es el final de periodo de evaluación. Es decir, los años: 2015, 2020, 2025 o 2030.

Límite Caso_j: Es el límite de potencia instalada acogida a la acreditación como energía renovable no convencional. Esto sería: 40 [MW], 60 [MW], 80 [MW] o 100[MW].

fp_{medio}: Es el factor de planta esperado para hidráulicas de pasada en Chile.

Potmedia₁₁₋₀₇: Es la potencia media de las centrales hidroeléctricas que sus inyecciones son acogidas a la ley 20.257/2008 como ERNC que entraron entre 2007 a 2011.

N°Proyectos_h=número de proyectos hidroeléctricos con inyecciones de energía acreditables según ley 20.257/2008 que se conectaron al sistema en el periodo h.

Así, se obtiene la Energía total generada al final del periodo. Esta información es resumida en la Cuadro siguiente:

Cuadro 9: Energía Final de Periodo (GWh) por cada Límite de Reconocimiento como ERNC de Centrales Hidroeléctricas

Periodo\Límite	40 MW	60 MW	80 MW	100 MW
2011-2015	2010	3015	4020	5025
2016-2020	4020	6031	8041	10051
2021-2025	6031	9046	12061	15076
2026-2030	8041	12061	16082	20102

Fuente: Elaboración Propia

Cabe mencionar que, para las centrales sobre 40 MW no se aplica el límite de recurso identificado por el CADE u otras instituciones de potencial técnico-económicamente factible. Esto, pues actualmente son consideradas como centrales convencionales. Por ende, es mejor relacionar estas con el potencial total del recurso hidroeléctrico nacional (no sólo potencial total mini-hidroeléctrico nacional). Finalmente, la información anterior es contrastada con los dos escenarios de cumplimiento extremos: 2020 en Escenario Dinámico de Demanda Energética y el actual escenario (10-24) con Demanda Energética aplicándose EE. De lo anterior, se obtiene la siguiente Cuadro. Así se puede concluir que, si se cumplen los supuestos de este modelo simplista, es posible cumplir con alrededor del 50% de las acreditaciones totales del sistema de RECs si se establece 100 [MW] como el límite para considerar las centrales hidroeléctricas como ERNC.

Cuadro 10: Porcentaje de Cumplimiento ERNC con Escenarios de Límite de Reconocimiento para los Escenarios 20-20 y 10-24 de Demanda Energética

Año\Límite	20-20 con Escenario Dinámico				10-24 con Escenario de EE			
	40 MW	60 MW	80 MW	100 MW	40 MW	60 MW	80 MW	100 MW
2015	65%	97%	130%	162%	89%	133%	177%	221%
2020	35%	53%	71%	89%	89%	133%	177%	222%
2025	22%	33%	45%	56%	49%	74%	98%	123%
2030	21%	32%	42%	53%	53%	79%	106%	132%

Fuente: Elaboración Propia

Vale decir, una ampliación en el límite máximo de potencia instalada, para discernir entre qué centrales pueden o no inyectar energía acreditable como de tipo ERNC; tendría efectos positivos esperables en el cumplimiento de exigencias de las cuotas reguladas. Inclusive, en el escenario más exigente (20-20 con demanda energética dinámica).

4.7. Determinación del Precio de Largo Plazo del Atributo ERNC

Esta es la tarea más compleja que se ha realizado en este proyecto, ya que requiere determinar el precio de mercado de largo plazo en que se transarán los certificados de inyección de ERNC o también denominados precios del atributo ERNC. Además, se debe determinar el precio de los certificados de inyección ERNC para cada: escenario de precio de energía, año, escenario de precio de bono de carbono, escenario de política de cumplimiento, escenario de demanda energética y si se permite transacciones entre sistemas eléctricos. Para ello, se debe:

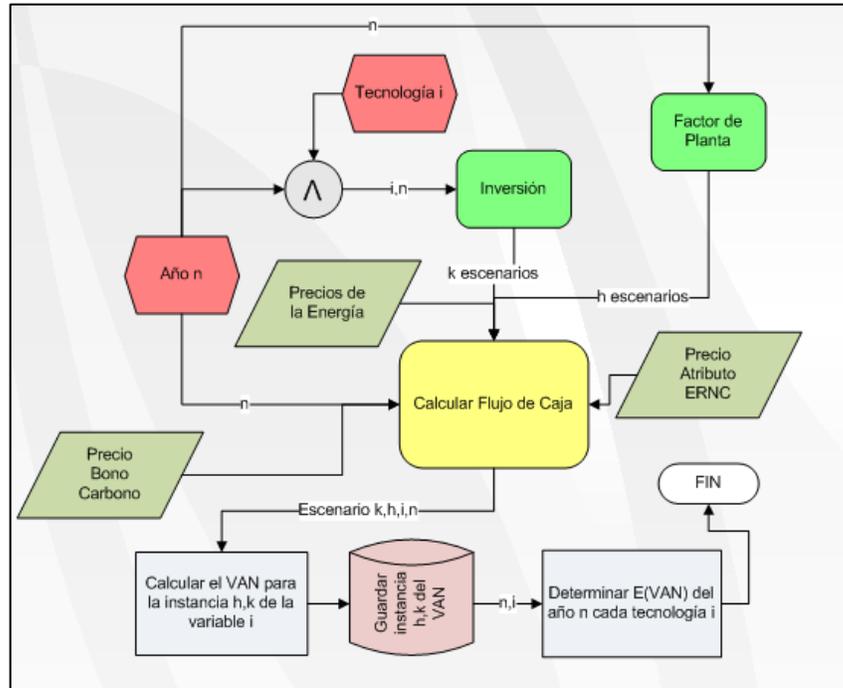
1. Elaborar programa que determine el VAN esperado para proyectos en tecnologías ERNC de 9[MW] para cada año de evaluación (2011-2030) en función de un precio dado de atributo ERNC y un precio dado de Bono de Carbono y un escenario de precio dado de Energía. Lo anterior, a base de escenarios de Montecarlo.
2. Elaborar programa que encuentre un punto fijo (precio del atributo) mediante iteraciones sucesivas de PPLs en que se cumplan las restricciones de potencial técnico-económicamente factible para todo Chile o para el SING o SIC por separado (caso que no se permita transacciones de RECs entre sistemas) y que se cumplan las restricciones de los escenarios de cuota obligada.
3. Realizar estas tareas para todos los escenarios de cumplimiento de cuota obligada, de demanda energética, de precio de bonos de carbono, de precio de energía y si se permite o no transacciones entre el SING y el SIC.

A continuación, se describirá lo desarrollado para cada uno de los pasos anteriores:

- **Paso 1:**

El procedimiento que efectúa este programa determina los escenarios de Montecarlo para determinar el VAN esperado por cada tecnología y se muestra en la siguiente Ilustración:

Ilustración 36: Formulación de Método de Montecarlo para Cálculo del E(VAN)



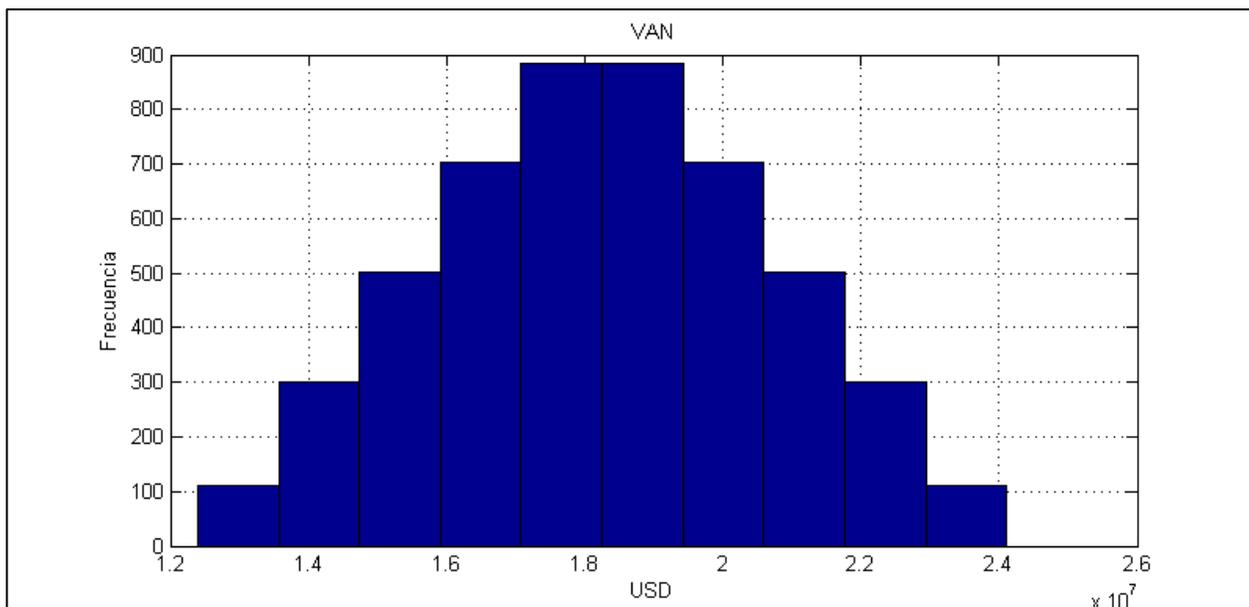
Fuente: Elaboración Propia

Así, en este modelo se realizan los siguientes supuestos para los escenarios de Montecarlo:

- Sensibilizaciones equis-probables del Costo de Inversión anual proyectado presentado anteriormente entre los límites esperados mínimo y máximo por año. Son en total cien escenarios por cada tecnología en este concepto.
- Sensibilizaciones equis-probables del Factor de Planta característico de cada tecnología entre los límites máximo y mínimo anteriormente presentados. Son en total cien escenarios por este concepto.
- Se utilizan los escenarios de Precio de Energía y Potencia de largo plazo presentados anteriormente. Además, también se utilizan las proyecciones de los costos de O&M ya mostrados. Además, se estima un precio fijo de largo plazo para los Bonos de Carbono y se adhiere escenarios de presencia o inexistencia de mercados de bonos de carbono.
- Se supone que los escenarios de precios y costos presentados son realistas y corresponden en buena medida a las estimaciones que tiene el mercado para ellos. Estos, absolutamente cambiarán al paso de los años; afinándose por cambios en las proyecciones macroeconómicas, del crecimiento del sector, *shocks* financieros, etc. Pues, eventos mundiales pueden afectar las curvas de aprendizaje de las tecnologías ERNC.
- Se guarda cada instancia de Montecarlo para el VAN y la TIR (mediante una función recursiva del Toolbox Financiero de Matlab®). Luego, se estima la Esperanza del VAN y la TIR de cada tecnología y año. Además, se calcula la desviación estándar del VAN y TIR para evaluar riesgos.

Además, a modo de ejemplo, la siguiente Ilustración muestra los Escenarios de Montecarlo para el caso: Biomasa, sin pago por Bonos de carbono, sin pago por el atributo ERNC, para el año 2010 y con un escenario de precios de energía P0.

Ilustración 37: Histograma de Frecuencia para Escenarios de VAN de un proyecto de Biomasa

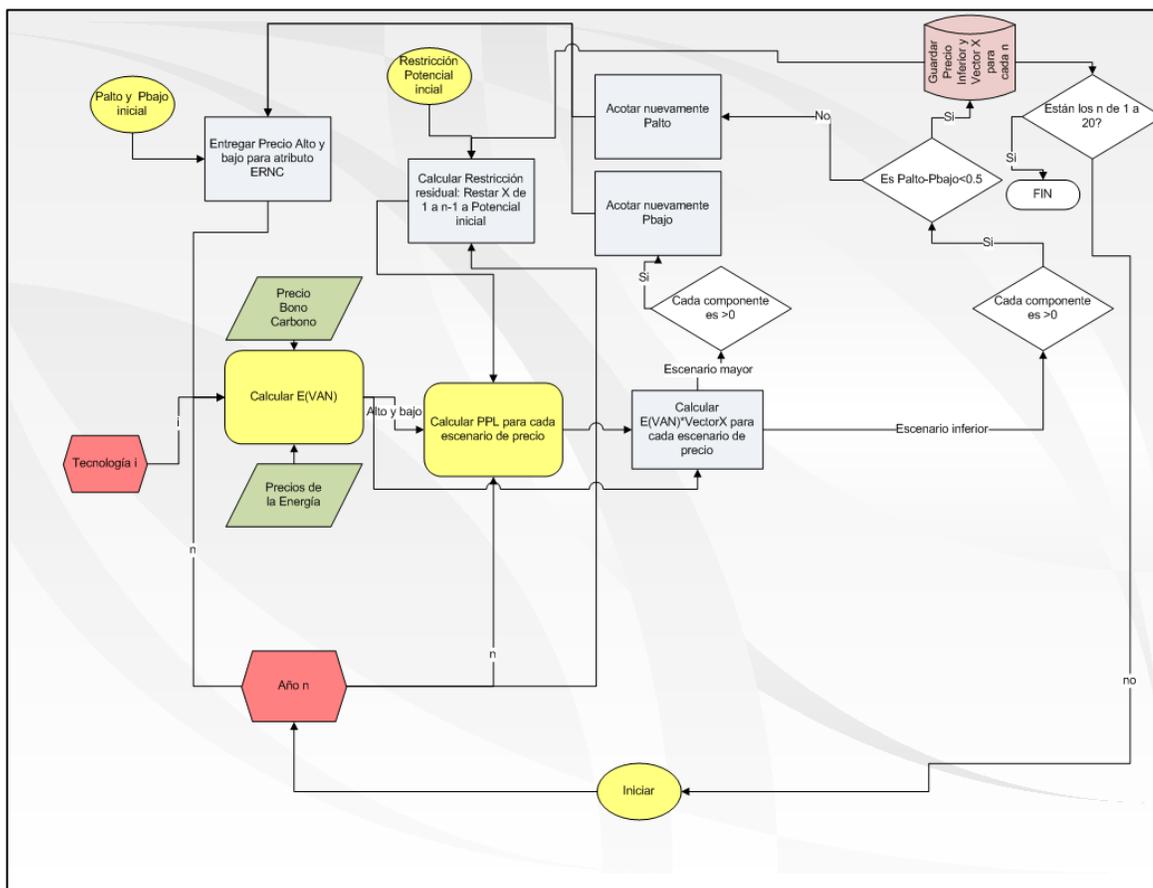


Fuente: Elaboración Propia

- **Paso 2:**

Luego que se desarrolle el programa anterior, el modelo del programa que estima el escenario de precio de largo plazo el atributo ERNC es el descrito en la Ilustración a continuación:

Ilustración 38: Diagrama Explicativo de Función Iterativa de PPLs para Cálculo de Precio de Atributo ERNC



Fuente: Elaboración Propia

Este programa, fundamentalmente, desarrolla PPLs hasta que todas las tecnologías utilizadas para cumplir la cuota obligada del sistema del año n sean viables económicamente a precio mínimo. Este precio converge desde dos extremos predefinidos. Así, cuando converge el precio del atributo para el año n, se guardan las cantidades de centrales de 9[MW] de cada tecnología. Luego, para el próximo año, se descuenta el cumplimiento del año anterior y al Potencial de Instalación toda la potencia instalada del año 1 al año n-1 para cada tecnología. Se continúa este procedimiento hasta el año 2030.

Los PPLs iterados tienen la siguiente forma canónica:

$$\min Z = -1 * [EVAN_n]^T * \vec{x}$$

Sujeto a:

$$\begin{bmatrix} 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_7 \end{bmatrix} \leq [P_{geother.} \quad P_{biomass} \quad P_{ocean} \quad P_{wind} \quad P_{PV} \quad P_{Thermosolar} \quad P_{smallhydro}]^T$$

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_7 \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Donde $EVAN_n$ es el VAN esperado de centrales de 9 [MW] el año n para cada tecnología i tipo ERNC, x es el vector de decisión que indica cuántas centrales instalar de 9 [MW] por cada tipo de tecnología en el año n y los P_i es el potencial técnico-económico de cada tecnología.

Luego, se requiere para cada PPL supuestos de restricción de Potencial de cada tecnología ERNC, en el caso de permitirse transacciones entre sistemas. Estos límites de Potencial tecnológico instalable en Chile se muestran en la siguiente Cuadro:

Cuadro 11: Potencial de tecnología ERNC para todo el país

Tecnología	Potencial en MW	Comentario
Geotérmica	3350	Promocionado por CEGA según estudios efectuados para CNE
Biomasa	3249	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible
Mareomotriz	100000	No existe estudio serio en ello, sólo cálculos simples.
Eólica On-shore	1500	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible
Fotovoltaica	500	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible. Aunque el potencial solar está en el orden de 100 GW
Termosolar	1051	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible. Aunque el potencial solar está en el orden de 100 GW
Minihidro	3003	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del Informe final del CADE (CADE, 2011) y de estudio de Evaluación del Potencial ERNC factible (CIER, 2008).

Asimismo, en el caso de prohibirse las transacciones de RECs entre sistemas eléctricos, el caso interesante de estudiar es el precio de atributo en el SING. Esto,

porque presenta claros problemas de potencial ERNC instalable como se muestra la siguiente Cuadro:

Cuadro 12: Potencial de tecnología ERNC para el SING supuesto

Tecnología	Potencial en MW SING	Comentario
Geotérmica	800	Fuente: CEGA
Biomasa	1624.5	La mitad que el caso nacional
Mareomotriz	50000	No existe estudio serio en ello, sólo cálculos simples. Se calcula como la mitad nacional
Eólica On-shore	750	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible. Se calcula como la mitad nacional
Fotovoltaica	250	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible. Aunque el potencial solar está en el orden de 100 GW. Se calcula como la mitad nacional
Termosolar	500.5	Obtenido en base a estudio que estima Potencial Técnico-económicamente factible. Aunque el potencial solar está en el orden de 100 GW. Se calcula como la mitad nacional
Minihidro	0	Prácticamente no existe potencial hidroeléctrico en el SING

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del Informe final del CADE (CADE, 2011) y de estudio de Evaluación del Potencial ERNC factible (CIER, 2008).

- **Paso 3:**

Para realizar este paso conviene ordenar los casos a analizar entre más críticos a menos críticos. Esto, porque el escenario de precios de largo plazo de atributos ERNC de un escenario más crítico es factible para un escenario menos crítico. Luego, los primeros casos a analizar son:

Caso más Crítico con transacciones entre sistemas

Finalmente se evalúa, como indica el procedimiento, el caso más crítico cuando se permite transacciones entre sistemas eléctricos. Para este caso, el modelo después de más de 1800 iteraciones de PPLs arroja como resultado un **vector nulo ($\vec{0}$)** para el precio de atributo ERNC. Vale decir, permitiéndose las transacciones entre sistemas eléctricos como es en la actualidad, las condiciones económicas vigentes permiten indicar que no es necesario un precio de largo plazo del atributo ERNC para rentabilizar los proyectos en el estándar industrial (10% de tasa de descuento a 20 años) y que a su

vez se cumpla con la cuota obligada. Esto, para los escenarios 10-24, 20-20 y 20-24. Además, en la siguiente Cuadro se establece el Plan de Obras Teórico del sistema para centrales ERNC de 9 MW en el caso de cuota obligada de 20% el 2020:

Cuadro 13: Plan de Obras para Escenario P0B0 Escenario 20-20 con transacciones SING-SIC.

año	Plan de Obras Teórico Escenario 20-20 Dinámico de Centrales de 9 [MW]						
	Geo-térmica	Biomasa	Mareo-motriz	Eólica On-shore	Foto-voltaica	Termo-solar	Mini-hidro
2011	0	26.1	0	0	0	0	0
2012	0	2	0	0	0	0	0
2013	0	2.2	0	0	0	0	0
2014	0	2.2	0	0	0	0	0
2015	0	19.8	0	0	0	0	0
2016	0	22.1	0	0	0	0	0
2017	0	24.7	0	0	0	0	0
2018	0	27.6	0	0	0	0	0
2019	0	30.8	0	0	0	0	0
2020	0	34.2	0	0	0	0	0
2021	0	11	0	0	0	0	0
2022	0	158.3	0	0	0	25	0
2023	0	0	0	0	0	50.7	0
2024	0	0	0	0	0	41	9.3
2025	0	0	0	0	0	0	40.6
2026	0	0	0	0	0	0	43.5
2027	0	0	0	0	0	0	46.5
2028	0	0	0	0	0	0	49.8
2029	36.6	0	0	0	0	0	0
2030	39.1	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración Propia

Caso más crítico sin transacciones entre sistemas

Similar al anterior, pero no se permiten transacciones de RECs entre sistemas eléctricos. Sin embargo, incluso para este caso el vector de precios de largo plazo de atributo ERNC es también nulo. Esto es una conclusión interesante ya que significa que las tecnologías ERNC en Chile no requieren más que la obligatoriedad de su participación mínima en el mercado para ser desarrolladas, pues la viabilidad económica es tal que permite cumplir con la cuota obligatoria del RPS sin tener que recibir mayores subsidios u otra política de incentivos. Esto, manteniendo el supuesto de la ley que todas las tecnologías de ERNC están en igualdad de condiciones y no se pretende fomentar más el desarrollo de alguna que de otra tecnología. A continuación

se observa en la Cuadro siguiente el Plan de Obras Teórico para el SING en el caso del escenario más crítico sin transacciones entre sistemas eléctricos.

Cuadro 14: Plan de Obras Escenario P0B0 Escenario 2020 sin transacciones SING-SIC

Plan de Obras Teórico Escenario 20-20 Dinámico sin transacciones en el SING de Centrales de 9 [MW]							
	Geo-térmica	Biomasa	Mareomotriz	Eólica On-shore	Fotovoltaica	Termosolar	Minihidro
2011	0	11.1	0	0	0	0	0
2012	0	0.8	0	0	0	0	0
2013	0	0.8	0	0	0	0	0
2014	0	0.8	0	0	0	0	0
2015	0	8	0	0	0	0	0
2016	0	8.9	0	0	0	0	0
2017	0	9.9	0	0	0	0	0
2018	0	11	0	0	0	0	0
2019	0	12.2	0	0	0	0	0
2020	0	13.4	0	0	0	0	0
2021	0	4.6	0	0	0	0	0
2022	0	13.1	0	0	0	0	0
2023	0	6.5	0	0	0	0	0
2024	0	6.9	0	0	0	0	0
2025	0	7.4	0	0	0	0	0
2026	0	7.9	0	0	0	0	0
2027	0	8.5	0	0	0	0	0
2028	0	9.1	0	0	0	0	0
2029	0	9.7	0	0	0	0	0
2030	0	10.3	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, para esta sección se concluye que el precio esperado de largo plazo del atributo ERNC es nulo para todos los casos. Cabe indicar, que actualmente se están transando los RECs alrededor de 12[USD/MWh] en promedio en el SIC. Sin embargo, en conversaciones con el personal del Departamento de Estudios del Ministerios de Energía, se prevé que este precio tenderá a la baja cuando se desarrollen más proyectos ERNC para cumplir con la cuota obligada, tal cual como prevé este proyecto. Además, se indica que el atributo ERNC adquiere un valor distinto de cero en el mediano plazo. Esto es, porque las inversiones y la puesta en marcha de las mismas en los sistemas eléctricos son operaciones que se demoran en el orden de años. Más aún, existiendo demoras no programadas de los proyectos por sobre el plazo esperable normativo, debido a la tramitación de permisos o evaluaciones ambientales.

Este problema ha sido identificado en el estudio: “Identificación de dificultades en la tramitación de permisos de proyectos del sector eléctrico” del 2010.

4.8. Evaluación Económica de tecnologías ERNC: Impacto de los Incentivos y Consideraciones Propuestas en los proyectos ERNC y en inversionistas Convencionales

En la situación de evaluar proyectos eléctricos tipo ERNC se requiere un modelo similar de Montecarlo que el enunciado en secciones anteriores para calcular el VAN esperado con el objetivo de determinar el precio de largo plazo del atributo ERNC. Así, a ese modelo sólo se le integra la posibilidad de calcular tasas internas de retorno esperadas anuales por tecnología y riesgos esperados para la TIR y el VAN en forma anual. Esta integración, resultó simple gracias a los Toolbox financieros y estadísticos de Matlab®. Asimismo, luego de establecer que el precio del atributo ERNC es nulo para los casos transaccional y no transaccional del atributo ERNC entre sistemas eléctricos; los únicos casos interesantes a estudiar en cuanto a su rentabilidad (tasa interna de retorno y/o VAN) son los casos extremos de escenarios de precio y bonos de carbono. Es decir, los escenarios P0B0 (carbón sin multa y sin venta de bonos de carbono) y P1B1 (carbón con multa y con venta de bonos de carbono).

En la práctica, para facilitar la comprensión de los resultados de esta sección se han elaborado ilustraciones que contienen gráficos radiales. Estos gráficos, bosquejan la TIR esperada para cada tecnología a lo largo del periodo de evaluación. Asimismo, se establece como TIR de 12% el límite en que un proyecto ERNC puede afectar positivamente o negativamente la rentabilidad de un inversionista convencional si decide ejecutar sus propios proyectos tipo ERNC (límite obtenido de la Encuesta de este proyecto). Luego, en los próximos gráficos dicho límite se observa como un área sombreada.

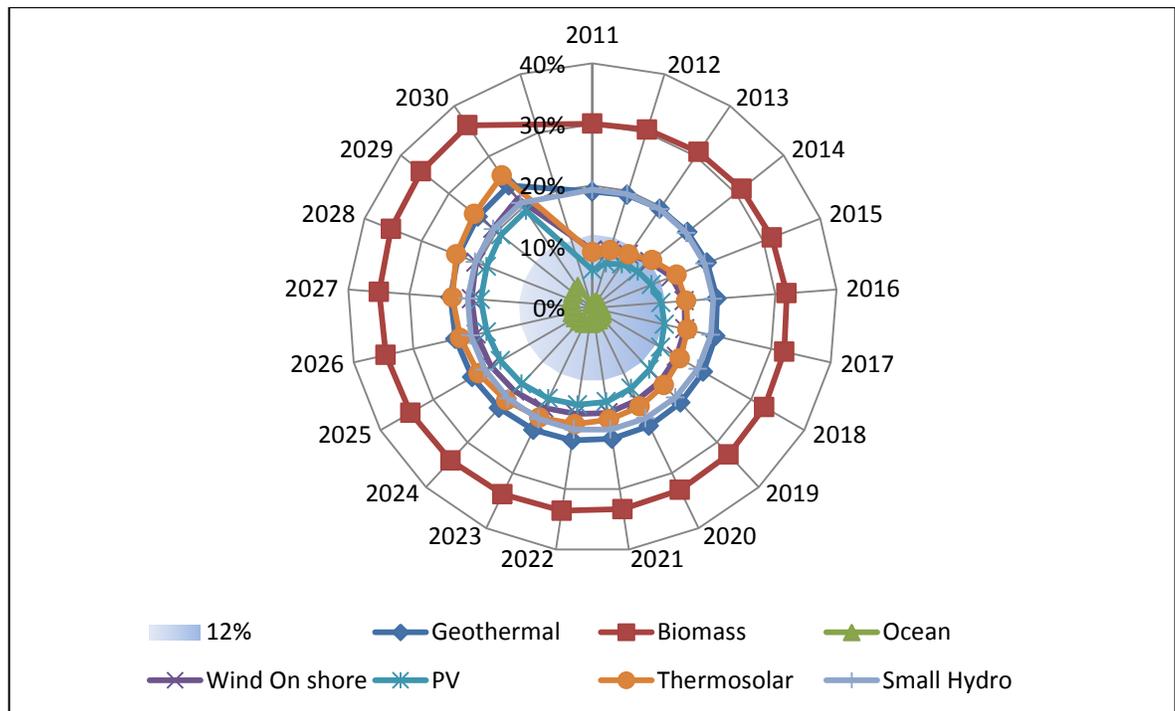
Caso P1B1

Observándose la Ilustración siguiente, se puede concluir que:

- La energía Mareomotriz nunca es rentable en el periodo de evaluación para un inversionista convencional. De hecho, ni siquiera se acerca a la TIR del 10%. Por ende, tampoco debería ser rentable para un inversionista en tecnologías ERNC.
- La Biomasa es ampliamente la tecnología ERNC más rentable de todas. Inclusive, mejoraría notablemente la rentabilidad promedio de los inversionistas convencionales. Sin embargo, en la práctica presenta restricciones de disponibilidad de recurso y características del mismo. Bibliografía internacional indica que sólo son rentables proyectos de Biomasa en donde el energético se encuentre a no más de 30 kilómetros de la planta de generación. Además, son más rentables los proyectos energéticos a base de biodigestión que de refinamiento o quema de desechos forestales o agrícolas.

- Salvo la Energía Mareomotriz, todas las ERNC son rentables para un inversionista convencional el 2017.
- La Energía Geotérmica, Biomasa y Mini hidráulica son siempre superiores al 12%. Vale decir, el inversionista convencional debería invertir en ellas si posee el recurso primario.

Ilustración 39: Gráfico Radial de la E(TIR) para caso P1B1



Fuente: Elaboración Propia

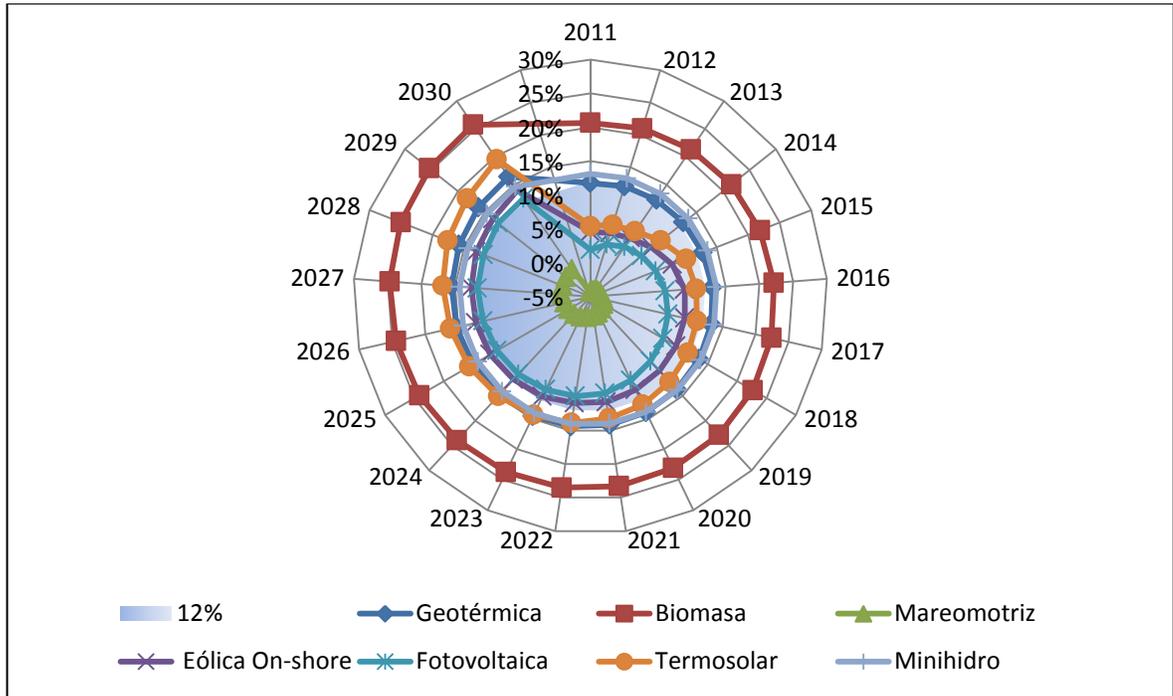
Caso P0B0

Observándose la Ilustración siguiente, se puede concluir que:

- La energía Mareomotriz nunca es rentable en el periodo de evaluación para un inversionista convencional. De hecho, ni siquiera se acerca a la TIR del 10%. Por ende, tampoco debería ser rentable para un inversionista en tecnologías ERNC.
- La Biomasa es ampliamente la tecnología ERNC más rentable de todas. Inclusive, mejoraría notablemente la rentabilidad promedio de los inversionistas convencionales. Asumiendo disponibilidad, calidad y de bajo precio del recurso.
- La E. Geotérmica comenzará a ser rentable para un generador convencional a partir de 2013. Es la primera de las que estaban por debajo del 12% en superar ese límite. La última en superar ese límite es la Energía Solar Fotovoltaica. Así, las tecnologías menos maduras son las que se demoran más en alcanzar el límite del 12% para que sean consideradas como alternativas viables para un inversionista convencional.

- La Biomasa y Mini hidráulica son siempre superiores al 12%. Vale decir, el inversionista convencional debería invertir en ellas si posee el recurso primario.

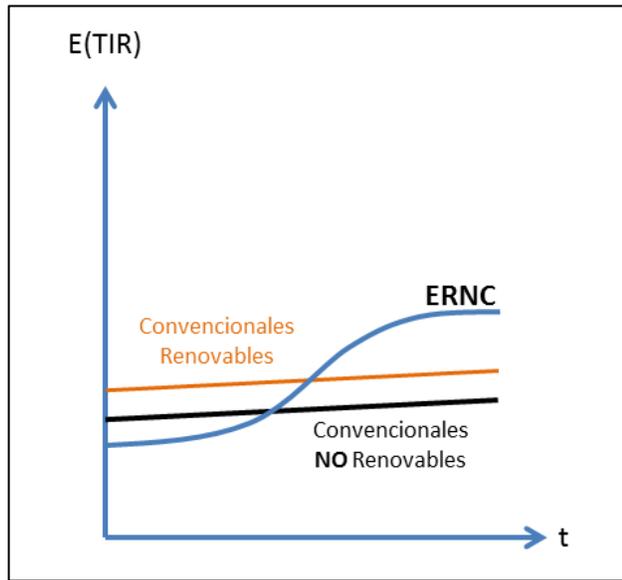
Ilustración 40: Gráfico Radial para la E(TIR) Caso P0B0



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, es relevante destacar que, debido a las perspectivas de costos de inversión y de O&M de las ERNC, tecnologías convencionales no renovables y convencionales renovables es esperable que la TIR esperada de estas últimas sea plana o de crecimiento moderado, debido a que están en una etapa de plena madurez. Sin embargo, las ERNC están en pleno crecimiento en su curva de aprendizaje. Por ende, su TIR esperada es en general más elevada en el transcurso del tipo. Pues, se reducen sus costos y algunas de ellas tienen costos de operación y mantenimiento bastante bajos. Así, en el próximo gráfico conceptual se puede observar estos fenómenos didácticamente.

Ilustración 41: Gráfico Conceptual de contrato en E(TIR) de distintas tecnologías características de generación.



Fuente: Elaboración Propia.

Feed-in Tariff

Anteriormente se ha descrito el concepto de Feed-in Tariff. Sin embargo, la forma más simple de lograr conceptualizar FiT es que se describa como el aseguramiento de estabilidad financiera por medio de la manipulación del precio de mercado para la energía ERNC. Así, para mensurar cuánto costaría anualmente implementar Feed-in Tariff en Chile, se plantea el siguiente procedimiento:

1. Se debe determinar el LCOE⁸(Costo Nivelado de la Energía) para aquellas tecnologías más desfavorables. Es decir, que tengan problemas de sustentar el proyecto ERNC.
2. Se debe restar al LCOE el precio proyectado de la Energía. Para este caso, el escenario P0.

⁸ El Costo Nivelado de la Energía determina un precio [USD/MWh] estabilizado mínimo con el cual la tecnología pueda sustentarse en el tiempo. Vale decir, VAN=0 en 20 años a una tasa del 10%. Así, LCOE se define como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \text{ donde } I \text{ son gastos asociados a la Inversión, } O\&M \text{ son los}$$

costos de Operación y mantenimiento, E es la energía anual generada promedio, r es la tasa de descuento y n es el periodo de evaluación.

3. Con este se determina un margen a pagar por tecnología. Luego, se mutiplicará por la cantidad total de energía del escenario de cumplimiento más exigente (20-20). Esto, para tener idea del monto máximo anual a pagar por FiT.
4. Se debe escoger la tecnología con mayor margen de FiT y la de menor margen de FiT siendo ambos FiT positivos. Esto último, para cumplir con la filosofía atrás del Feed-in Tariff: hacer financieramente sostenibles proyectos que no lo eran anteriormente.
5. Se determina el rango del Pago Anual por FiT.

Luego, para el paso 1, se usa los LCOE proyectados por el estudio anteriormente enunciado de Bloomberg© New Energy Finance. Esto, para las tecnologías eólica, termosolar y fotovoltaica; ya que son las tecnologías que necesitan más subsidios si se les requiere instalar sosteniblemente en el corto y mediano plazo. Por ende, se deja de lado la energía mareomotriz, que actualmente se está desarrollando pero no a la velocidad de las anteriores y presenta los problemas descritos en el Marco Conceptual. Así, en la siguiente Cuadro se presentan los LCOE para esas tecnologías.

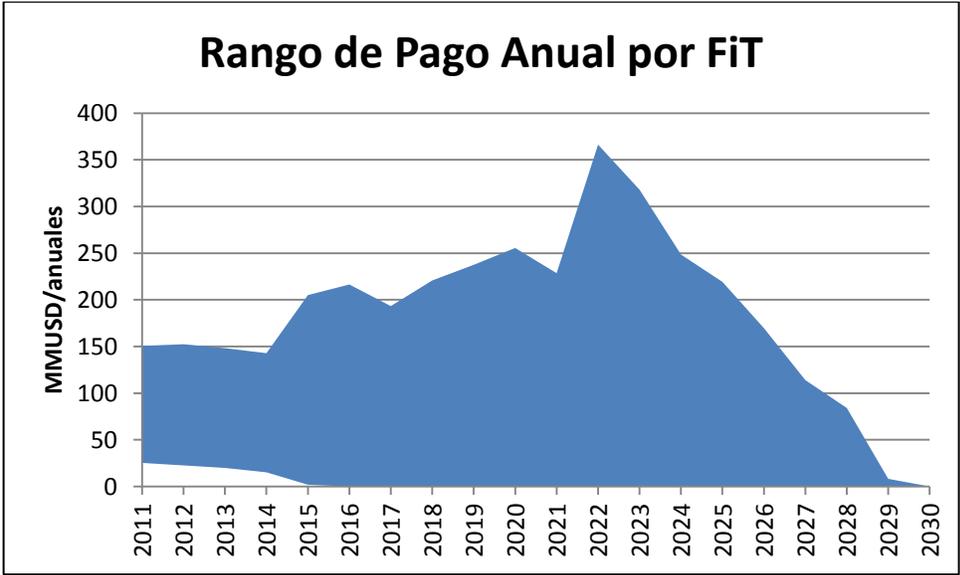
Cuadro 15: LCOE Proyectados (USD/MWh) por Bloomberg New Energy Finance

Año	Foto-voltaica	Eólica On-shore	Termo-solar
2011	191.1	109.4	190.7
2012	176.9	108.2	186.4
2013	150.8	106.9	178.7
2014	137.3	104.5	171.0
2015	128.2	100.6	163.9
2016	122.4	93.8	147.4
2017	116.9	86.7	131.8
2018	111.8	81.8	128.9
2019	107.3	80.8	125.4
2020	103.6	79.8	122.5
2021	99.6	78.7	119.7
2022	96.2	77.6	117.3
2023	93.1	76.4	114.4
2024	91.3	75.2	111.4
2025	89.5	74.2	109.1
2026	88.1	73.1	106.2
2027	87.0	72.1	104.0
2028	85.9	71.0	102.3
2029	85.1	70.2	99.7
2030	85.1	67.9	96.6

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, 2011

Finalmente, en la siguiente Ilustración se resume los resultados del procedimiento anterior. Cabe destacar que pese a que los montos anuales de pago de FiT no son tan elevados para un sistema eléctrico, claramente es una alternativa desventajosa; ya que como se demostró anteriormente, con las cuotas obligadas se puede mantener el mismo nivel de ERNC en el sistema sin necesidad de efectuar pagos. Además FiT sólo es útil si se quiere favorecer cierto tipo de tecnologías para que sean instaladas antes de lo previsto. Sin embargo, como define la ley ERNC en Chile, todas las tecnologías ERNC tienen la misma valoración ante la ley; por ende, no se deberían inventar nuevos mecanismos para favorecer la instalación de ciertas tecnologías. Todo lo anterior, en el marco que dichas tecnologías no formen parte de una política pública de desarrollo estratégico. Esto, pues es posible que algunas tecnologías tengan ciertos atributos valorables estratégicamente (incentivos a I&D o a nuevas industrias).

Ilustración 42: Rango de Pago Anual por FiT en Chile



Fuente: Elaboración Propia

4.9. Evaluación Económica de Proyectos ERNC Particulares: Casos en Energía Solar Fotovoltaica y Energía Eólica

Los Casos de Energía Solar Fotovoltaica y Energía Eólica en Chile son bastante particulares. Esto, pues dentro del territorio nacional existe alta variabilidad de condiciones climáticas con respecto a la ubicación. Así, como se ha mencionado en el Marco Conceptual de este proyecto, en Chile existen ubicaciones únicas en cuanto a la calidad del recurso primario eólico o solar. Además, estas localidades no son menores. De hecho, se han encontrado ubicaciones con un 40% de factor de planta para

centrales eólicas y solares fotovoltaicas (en base a programa RETScreen® para E. Solar y proyectos presentados al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental). Es por esto que en este proyecto se evaluará específicamente la rentabilidad de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos con factores de planta entorno al 40% para los escenarios de precio de energía y de precio de bono de carbono anteriormente definidos. No se evalúa escenarios de precios del atributo ERNC, pues en secciones anteriores se concluyó que se debería estimar como nulo en el largo plazo.

Así, en la siguiente Cuadro se puede observar la tasa interna de retorno esperada para estos tipos de proyectos en todos los escenarios de precio propuestos.

Cuadro 16: E(TIR) para Escenarios P0B0 y P1B1 para E. Eólica y E. Fotovoltaica

Año	P1 con B0		P1 con B1		P0 con B1		P0 con B0	
	Eólica	Foto-Voltaica	Eólica	Foto-Voltaica	Eólica	Foto-Voltaica	Eólica	Foto-Voltaica
2011	12.3%	13.2%	13.9%	14.8%	9.9%	10.7%	8.2%	9.0%
2012	12.7%	15.2%	14.3%	16.9%	10.3%	12.5%	8.5%	10.6%
2013	13.7%	16.6%	15.3%	18.4%	11.1%	13.8%	9.3%	11.8%
2014	15.4%	17.9%	17.1%	19.9%	12.6%	15.0%	10.7%	12.9%
2015	17.4%	19.2%	19.4%	21.2%	14.4%	16.0%	12.4%	13.9%
2016	18.9%	20.5%	20.9%	22.6%	15.7%	17.2%	13.5%	15.0%
2017	19.4%	21.6%	21.5%	23.9%	16.2%	18.2%	13.9%	15.9%
2018	19.8%	22.8%	22.0%	25.1%	16.6%	19.3%	14.3%	16.9%
2019	20.3%	24.0%	22.5%	26.4%	17.0%	20.3%	14.7%	17.8%
2020	20.8%	25.3%	23.0%	27.9%	17.5%	21.5%	15.1%	18.9%
2021	21.5%	26.7%	23.8%	29.3%	18.1%	22.6%	15.7%	19.9%
2022	21.7%	27.4%	24.0%	30.1%	18.2%	23.3%	15.9%	20.5%
2023	22.4%	28.0%	24.8%	30.8%	18.9%	23.8%	16.5%	21.0%
2024	22.9%	28.7%	25.3%	31.5%	19.3%	24.4%	16.8%	21.6%
2025	23.5%	29.2%	26.0%	32.0%	19.9%	24.9%	17.3%	22.0%
2026	23.9%	29.7%	26.3%	32.6%	20.2%	25.3%	17.6%	22.4%
2027	24.3%	30.6%	26.8%	33.5%	20.5%	26.1%	18.0%	23.1%
2028	25.0%	30.9%	27.6%	33.9%	21.2%	26.5%	18.6%	23.5%
2029	25.5%	31.8%	28.0%	34.8%	21.6%	27.2%	19.0%	24.2%
2030	26.5%	31.9%	29.2%	35.0%	22.5%	27.4%	19.8%	24.3%

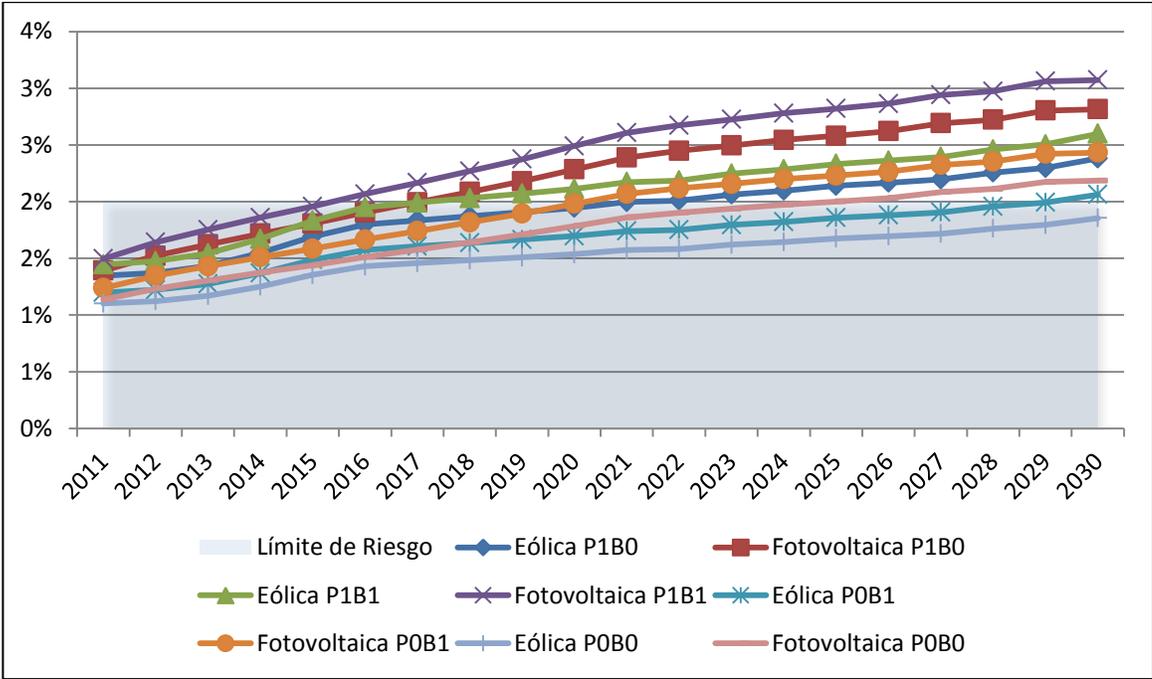
Fuente: Elaboración Propia

Recapitulando, en la Cuadro se refiere al escenario B1 al que es posible vender Bonos de Carbono y al escenario B0 al que no es posible vender dichos Bonos. Además, se marca con celeste los proyectos que tienen una TIR mayor al 12%. Esto es, porque en la encuesta se obtuvo que aquella es la rentabilidad mínima exigida por un inversionista convencional a proyectos con variabilidad en su recurso primario (proyectos hidroeléctricos). Vale decir, un inversionista convencional es al menos

indiferente a realizar proyectos ERNC con esas características. Es más, el inversionista convencional debería optar por los proyectos ERNC con una TIR mayor al 12%.

Además, en la encuesta se estableció que la TIR esperada de un proyecto termoeléctrico es del 10%. Luego, como los proyectos hidroeléctricos son de mayor variabilidad que los termoeléctricos, se puede discurrir que los inversionistas convencionales soportan un 2% de riesgo en la TIR por variabilidad del recurso primario. Así, con esta premisa, se evalúa en la siguiente ilustración el riesgo en la TIR de los proyectos eólicos y Solar Fotovoltaico (PV) con respecto al límite del 2% estimado como tolerable. En ella, se muestra cuándo preferir un proyecto a otro en los distintos escenarios con respecto al riesgo tolerable en la TIR.

Ilustración 43: Riesgo⁹ en la TIR para Escenarios P0B0 y P1B1 para E. Eólica y E. Fotovoltaica



Fuente: Elaboración Propia

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo, se presentó un estudio acabo de los incentivos regulatorios y consideraciones más relevantes que define la Ley ERNC. Incluso, se han presentado otros incentivos y consideraciones que han sido comentados y difundidos al público en

⁹ Riesgo medido como la desviación estándar de la TIR.

pleno estudio de cambios regulatorios para las ERNC. Así, mediante un método simple y lógico se ha abordado cada problemática con sus particularidades especiales para que, mediante un proceso constructivo, se puedan lograr conclusiones más relevantes en relación a esta temática para el mercado. Ahora bien, las conclusiones y Recomendaciones de este proyecto son las siguientes:

En relación al precio de largo plazo del atributo ERNC, en marco del cumplimiento de los supuestos de: Potencial factible de las tecnologías ERNC, de demanda energética y de precios de energía, se concluye que debe ser nulo. Esto, bajo todos los escenarios propuestos, incluso con el cumplimiento 20-20 y al escenario de no ser posible transar certificados ERNC entre el SING y el SIC. Así, que el vector de precios de largo plazo del atributo ERNC sea nulo indica que las condiciones de mercado de Chile son tales que se pueden desarrollar libremente las ERNC para cumplir con las exigencias de la cuota obligada; sea cumplimiento 10-24, 20-24 o 20-20. Además, este hecho indica que el actual precio medio del atributo ERNC en el SIC (alrededor de 12 USD/MWh) deberá bajar en el mediano plazo. Luego, con el ejemplo anterior en mente, es importante entender que no necesariamente el precio del atributo ERNC de corto plazo será nulo. Esto, porque puede suceder que por un atraso del Plan de Obras de un generador, el mismo requiera realizar compras de corto plazo de atributo ERNC para no pagar la multa por incumplimiento. Es más, estos retrasos en los planes de obra no son poco usuales, ya que últimamente ha aumentado el tiempo de tramitación ambiental por conflicto con la comunidad.

Luego de lo anteriormente descrito, es importante indicar que pese a que se concluye inexistencia de problemas de viabilidad económica para implementar el escenario 20-20 en Chile, si existen problemas en relación a la posibilidad de instalar a tiempo las centrales. Pues, en la encuesta que se ha realizado, se identificó que se necesitan alrededor de 4 a 5 años mínimo para instalar cualquier proyecto de generación eléctrica. Por ende, instaurar el 20% de la energía en ERNC el 2020 se hace impracticable con planificaciones que actualmente están siendo efectuadas para lograr un 10% el 2024. A su vez, también existen problemas debido a: la incapacidad del servicio de evaluación de impacto ambiental para aceptar o rechazar tantos mini-proyectos y problemas locales en la infraestructura de transmisión. Finalmente, si es afán exigir un 20% de generación ERNC en Chile se recomienda instaurar el escenario 20-24 para obtener tiempo suficiente para planificar debidamente las obras. Siendo que aun así, podrían existir problemas en su cumplimiento.

En relación con una posible ampliación en el Límite Minihidro para considerar a las inyecciones de centrales hidroeléctricas nuevas de mayor potencia instalada al actual límite como energías tipo ERNC, se concluye que (bajo el cumplimiento de los supuestos o consideraciones realizadas en el modelo específico implementado) una ampliación en este límite contribuiría positivamente al cumplimiento de la cuota regulada mínima de inyección de energía renovable no convencional. Inclusive existe la posibilidad que, mediante esta vía, sea más probable cumplir con los escenarios de cuotas reguladas más exigentes modelados. Así, es interesante evaluar esta alternativa; ya que: es consenso internacional clasificar a la energía hidroeléctrica como una fuente de energía renovable no importando su tamaño y que históricamente la

instalación de nueva generación a base de hidroelectricidad en Chile ha contribuido a la des-carbonización de la matriz eléctrica nacional.

Se concluye que el escenario de legalizar Feed-in Tariff en Chile es inviable; ya que el actual escenario de incentivos cumple con satisfacer las necesidades de energía tipo ERNC (para los escenarios de cumplimiento viables observados) sin que el mercado en el largo plazo tenga que realizar desembolsos grandes de dinero (precio nulo de largo plazo del atributo ERNC). Es importante destacar esto, porque finalmente son los consumidores los que pagan estos incentivos. Además, por las condiciones de mercado de Chile, instaurar FiT en Chile no haría mayor diferencia en implementar las tecnologías ERNC. Es más, sólo fomentaría la instalación anticipada de tecnologías que en los cercanos años son inviables pero que en el mediano plazo si se sustentan económicamente sin nuevos incentivos. Además, se fomentaría la entrada de tecnologías ineficientes técnico-económicamente (hecho contrario al enfoque de la teoría marginalista) y estas podrían traer sobrecostos en la energía eléctrica que tarde o temprano son pagados por la demanda. En este mismo enfoque, mecanismos de precios estabilizados especiales con respecto a los precios spot para generadores ERNC conectados a redes de transmisión podrían no ser recomendables en su incorporación. Esto, pues: incorporarían mayor carga administrativa a los CDEC y empresas participantes del mercado spot y; se podría repetir el fenómeno observado en la aplicación de la RM88/2001 (falta de liquidez, si es de aplicarse un precio estabilizado similar a esa medida).

A raíz que existen tecnologías ERNC de costos marginales muy bajos (Energía Solar Fotovoltaica y Energía Eólica) pero que su generación está desacoplada al consumo eléctrico, se recomienda discutir en Chile la posibilidad de negociar contratos por bloques de horario (tal como planifica el CDEC la demanda eléctrica próxima). Es decir, negociaciones de suministro eléctrico por tramos horario característicos. Esto se recomienda porque: liberaría, en comparación a los contratos actuales, de obligaciones de suministro a estos productores en bloques horario en que no pueden producir por características de su recurso primario y; porque al tener bajos costos marginales se podrían lograr negociaciones a precios muy competitivos para los clientes finales en bloques fuera de punta.

Sobre la exención de Peajes del sistema troncal se concluye que no es un incentivo relevante en la evaluación económico de un proyecto ERNC. Esto, pues el monto unitario de pago de peaje troncal es muy pequeño. Sin embargo, el incentivo se debe mantener en la legislación vigente porque: a) ofrece al pequeño generador ERNC lograr ofertar precios competitivos a una gran distancia del punto de retiro, pues no internaliza el costo acumulado del peaje troncal, b) es una compensación por relajar los sistemas de transmisión troncal al ser típicamente un medio de generación ubicado cerca de los centros de consumo y, c) sirve para disminuir la carga administrativa de los pequeños generadores, pues es una carga que es más relevante para pequeños medios de generación (en términos relativos). Además, la exención de peajes troncales no afecta sustancialmente a los generados convencionales. Esto, porque la energía inyectada por los ERNC es mucho menor y porque el peaje unitario es muy pequeño.

En relación a describir los impactos de los incentivos regulatorios y consideraciones de La ley ERNC a generadores no convencionales se concluye que

esta actividad se ha desarrollado en forma satisfactoria. Esto, pues se han analizado cada uno de los incentivos y consideraciones más relevantes que se determinan en la Ley ERNC e incluso se han analizado propuestas de cambios regulatorios. Además, a raíz de los resultados que se han obtenido, es posible mensurar el impacto económico de los incentivos o consideraciones medibles y el impacto en cuanto a la cantidad de generación ERNC que promueven los incentivos y consideraciones analizados. Finalmente, inclusive se ha determinado la rentabilidad (TIR) esperada de cada tecnología para cada año del periodo de evaluación relacionada con la regulación. Por ende, el inversionista ERNC puede obtener lineamientos sobre qué tecnologías preferir sobre otras y cuándo prepararse para invertir según sus propias expectativas de retorno. Todo esto, en base al supuesto que las proyecciones realizadas coinciden con los retornos esperados proyectados de los inversionistas y que son relativamente cercanas a cómo se comportarán los mercados eléctricos en los próximos años. Por ende, se reitera que en estos casos sólo se obtienen lineamientos generales temporales sobre los retornos esperados en inversiones de tecnologías ERNC.

En relación a describir los impactos de los incentivos regulatorios y consideraciones de la Ley ERNC a los inversionistas convencionales se concluye que el objetivo ha sido logrado de manera satisfactoria. Esto, pues se produce en este proyecto información relevante para las decisiones de un inversionista convencional ya que obtiene lineamientos sobre qué tecnologías y cuándo pueden afectar igual o positivamente su rentabilidad (TIR) promedio esperada. Además, se indica el impacto de otros incentivos, como la exención de peajes anteriormente descrita y puede saber con antelación qué plan de obras debería realizar para cumplir su cuota obligatoria de manera de obtener una rentabilidad máxima (modificando mínimamente el código fuente que se ha facilitado). También, se concluye que existen proyectos ERNC que pueden mejorar la rentabilidad del inversionista convencional si los implementa (por ejemplo y en ciertos casos, la Biomasa). A su vez, haciendo un paralelismo con las rentabilidades esperadas de proyectos inmobiliarios como opción alternativa de inversión, se recomienda invertir en ERNC en los años venideros. Ya que, por las proyecciones de costos y precios relacionados, es más rentable invertir en valor esperado en casi cualquier alternativa ERNC en el comienzo del próximo decenio (aunque existen alternativas específicas que son más rentables ahora). Finalmente, es importante indicar que no se recomienda prohibir las transacciones de certificados de inyección de ERNC entre sistemas eléctricos. Esto pues, pese a que se determinó que el precio del atributo ERNC seguía siendo nulo en el largo plazo, afecta negativamente la rentabilidad (TIR) esperada de los inversionistas convencionales del SING ya que; al ser un sistema deficitario de recursos primarios rentables de ERNC, los inversionistas tendrán que desarrollar proyectos ineficientes de bajos retornos para sus expectativas. Es decir, se empeoraría artificialmente el desempeño de la industria de generación eléctrica en el SING.

En relación al objetivo de establecer la dinámica teórica de inversiones en ERNC del mercado eléctrico nacional se concluye que el modelo elaborado cumple satisfactoriamente esta tarea. Sin embargo, por las simplificaciones realizadas propias de las características de un modelo de programación lineal, los planes de obras obtenidos son sólo referencias a considerar. Esto, pues las dinámicas de inversiones de ERNC obtenidas se enmarcan dentro del cumplimiento de los supuestos realizados y;

dentro de todos ellos, el más relevante tiene relación con el potencial técnico-económico real que tiene Chile para cada tecnología. Cabe destacar, que aún no existe consenso sobre el potencial que existe en Chile para cada tecnología ERNC, pese a que se han desarrollado varios estudios al respecto. No obstante eso, en este trabajo se ha dejado documentado el código fuente del algoritmo utilizado de manera de estimar la eficacia del modelo cuando exista información de mejor calidad al respecto. Además es importante considerar que, para efectos de realismo, se recomienda elaborar un plan de inversiones en ERNC que considere restricciones anuales de inversión por cada tecnología renovables no convencional. Estas fueron incorporadas en los planes de inversión elaborados por la Comisión Asesora del Desarrollo Eléctrico del 2011 (CADE). Por ende, existe diferencia entre ambos planes de inversiones.

6. BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN

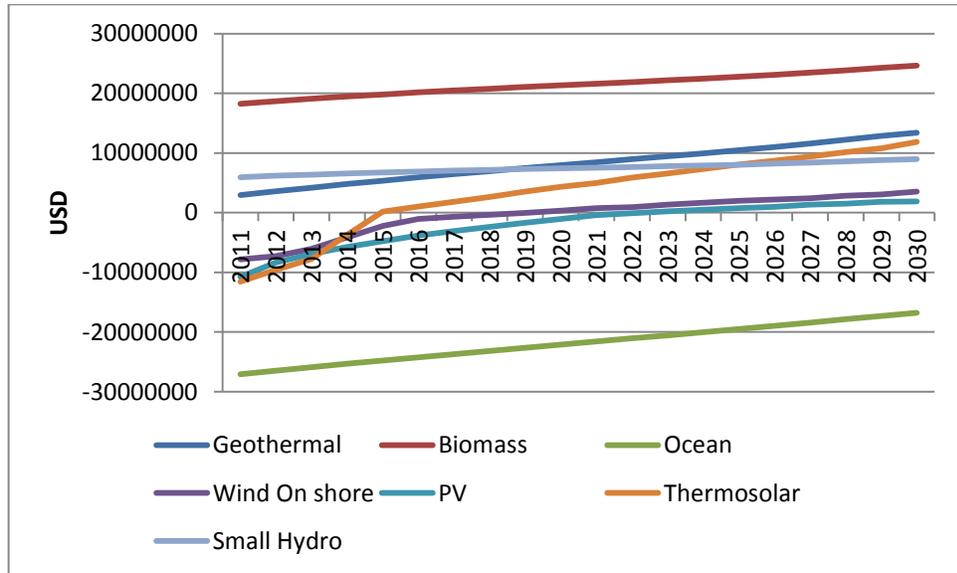
- [1]. APORTE POTENCIAL de Energías Renovables y Eficiencia Energética a la Matriz Eléctrica, 2008-2025. 2008. Santiago, Editorial desconocida. 84p.
- [2]. BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. 2011. Costo Nivelado de Energía: Presentado para NRDC. Santiago, Chile, NRDC. 23p.
- [3]. CHILE. Comisión Nacional de Energía. 2009. Res. Exenta N°1278. 27 Noviembre 2009.
- [4]. CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 2008. Ley N° 20.257. 1 Abril 2008.
- [5]. COMISIÓN ASESORA PARA EL DESARROLLO ELÉCTRICO. 2011. Informe Final 2011. Santiago, Chile, CADE 2011. 181p.
- [6]. ENERGÍA Y REGULACIÓN en Iberoamérica. 2008. Madrid, Thomson Civitas. Volúmenes I y II.
- [7]. GARRIDO, D. 2008. Evaluación del Impacto Técnico Económico del Proyecto de Ley de Fomento a las Energías Renovables no Convencionales. Memoria de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 84p.

- [8]. GREENE H., W. 1999. Análisis Económico. 3era Ed. Madrid, Prentice Hall. 913p.
- [9]. INTERGOVERNMENTAL PANEL OF CLIMATE CHANGE. 2011. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Anex III: Recent Renewable Energy Cost and Performance Parameters. Cambridge, UK and New York, USA, Cambridge University Press. 32p.
- [10]. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2010. Energy Technology Perspectives 2010. París, Francia, IEA. 710p.
- [11]. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2010. World Energy Outlook 2010. París, Francia, IEA. 738p.
- [12]. JIMÉNEZ E., G. 2011. Clases de Conceptos Básicos de Energías Renovables. En: DIPLOMA DE ENERGÍAS Renovables No Convencionales. Santiago, Chile, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica. s.p.
- [13]. LAS ENERGÍAS Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. 2009. Santiago, ByB Impresores. 124 p.
- [14]. MENÉNDEZ P., E. 1997. Las Energías Renovables: Un Enfoque político Ecológico. 2da Ed. Madrid, Los Libros de la Catarata. 251p.
- [15]. PALMA B., R. 2011. Clase de Energía Eólica. En: DIPLOMA DE ENERGÍAS Renovables No Convencionales. Santiago, Chile, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica. s.p.
- [16]. REN21. 2010. Renewables 2010: Global Status Report. París, Francia, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. 80p.
- [17]. ROMÁN L., R. 2011. Clases 1 y 2 de Energía Solar. En: DIPLOMA DE ENERGÍAS Renovables No Convencionales. Santiago, Chile, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica. s.p.

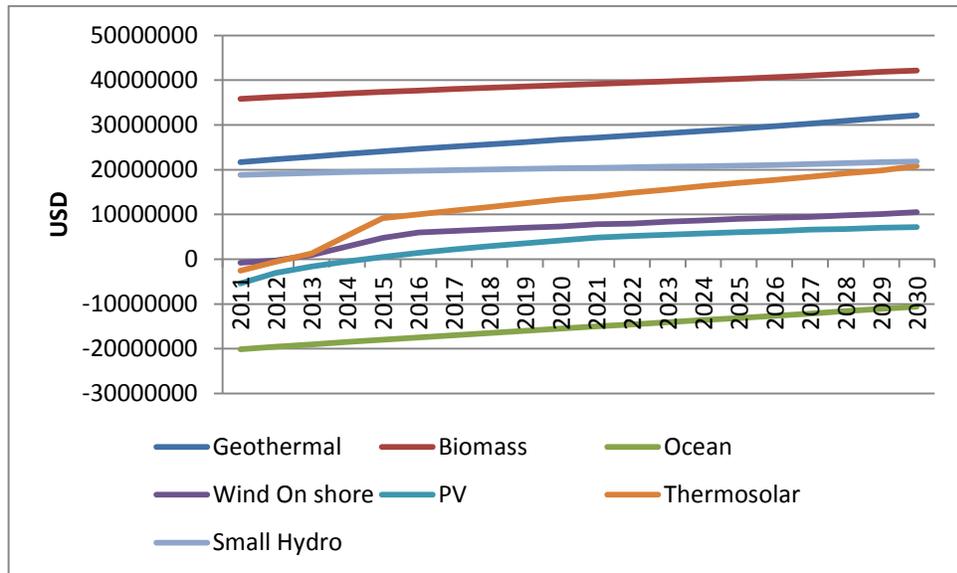
7. ANEXOS

ANEXO A

VAN CASO P0B0



VAN CASO P0B1



ANEXO B

Formato Encuesta

Encuesta para Expertos, Académicos, Ejecutivos, Consultores y/o Evaluadores de Proyectos de Generación Eléctrica o del Sector Eléctrico Chileno

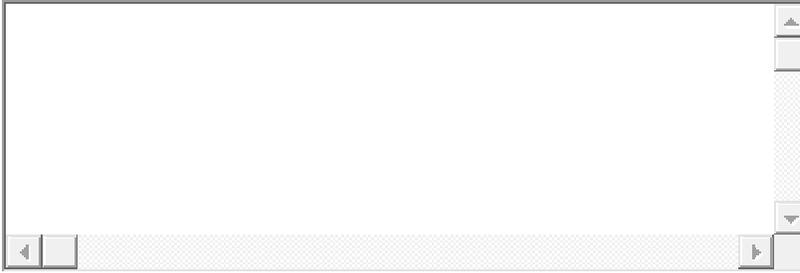
Mi nombre es Cristian Solis Gonzalez. Soy alumno memorista de Ingenieria Civil Industrial de la Universidad de Chile y alumno del Diplomado de Energias Renovables No Convencionales del Departamento de Ingenieria Electrica de esta casa de estudios. En mi calidad de memorista requiero realizar esta encuesta para mi trabajo de titulo, cuyo objetivo fundamental es: " Analizar consecuencias economicas directas en los agentes del mercado electrico mayorista chileno, debido a incentivos regulatorios a la generacion por medio de fuentes renovables no convencionales". Ademas, en esta memoria se realizara una analisis cualitativo de los incentivos regulatorios que actualmente se estan discutiendo publicamente. Es importante indicar que los miembros de mi comision evaluadora que ya han sido designados son: Ronald Fischer y William Baeza; ambos, profesores del Departamento de Ingenieria Industrial de la U. de Chile. Finalmente, me comprometo a mantener confidencialidad con respecto a la informacion contenida en los formularios contestados en este proceso. Se mantendra reserva de todas sus opiniones. Luego, solo se solicita datos personales para incorporar en la memoria una lista de los participantes que amablemente participaron en este proceso. Esta memoria es confidencial por exigencias del patrocinador. Sin embargo, para los participantes de la encuesta, puedo enviar un resumen de los resultados principales obtenidos en este trabajo de titulo. Esto, con una correspondiente confidencialidad. Luego, si es de su interes, puede enviarme este requerimiento al correo csolis@ing.uchile.cl P.D.: Se omitieron en esta descripcion todos los tildes.

* Required

Nombre Completo *

Ocupación/Cargo Actual *

Breve Descripción de su carrera profesional en el Sector Eléctrico *



¿Cuál es su posición en el Sector Eléctrico Chileno? *Por favor, seleccione el perfil que más se asemeje a su relación con el sector eléctrico chileno

- Académico
- Consultor
- Evaluador de Proyectos de Generación Eléctrica
- Ejecutivo
- Experto del Sector Eléctrico
- Other:

Sección de Evaluación de Proyectos de Generación Eléctrica

En esta sección, se abordarán temas específicos a la evaluación de proyectos de Generación Eléctrica Convencional o No Convencional

¿Cuál es el tramo típico (en kilómetros) que utiliza un proyecto de generación eléctrica en el Sistema Troncal para hacer llegar su producción de energía a sus retiros? Por favor, definir tres escenarios: Optimista (proyecto ubicado cerca de sus retiros), BAU (proyecto ubicado a una distancia media en el sistema troncal con respecto a sus retiros) y pesimista (proyecto ubicado lejos de sus retiros)



¿Cuál es el periodo de evaluación que usaría para proyectos de Generación Eléctrica? Entiéndase por periodo de evaluación a la cantidad de años en operación que proyectaría para un proyecto de generación eléctrica, para su evaluación económica

¿Cuál es la tasa de descuento anual que usaría para la evaluación económica de un proyecto de Generación Eléctrica? Tasa porcentual

¿Cuál es el IVAN típico para la aprobación de los inversionistas sobre un proyecto de generación Convencional Térmico? Entiéndase por IVAN a la razón entre el VAN del proyecto versus su Inversión Inicial (VAN/Inversión). La respuesta puede ser un rango

¿Cuál es el IVAN típico para la aprobación de los inversionistas sobre un proyecto de generación Convencional Hidroeléctrico? Entiéndase por IVAN a la razón entre el VAN del proyecto versus su Inversión Inicial (VAN/Inversión). La respuesta puede ser un rango

¿Cuál es el Periodo de Recuperación de Capital (PRC) típico para la aprobación de los inversionistas sobre un proyecto de generación Convencional Térmico? PRC en años. La respuesta puede ser un rango

¿Cuál es el Periodo de Recuperación de Capital (PRC) típico para la aprobación de los inversionistas sobre un proyecto de generación Convencional Hidroeléctrico? PRC en años. La respuesta puede ser un rango

¿Cuál es la TIR (Tasa Interna de Retorno) típica para la aprobación de los inversionistas sobre un proyecto de generación Convencional Térmico? Tasa en porcentaje. La respuesta puede ser un rango

¿Cuál es la TIR (Tasa Interna de Retorno) típica para la aprobación de los inversionistas sobre un proyecto de generación Convencional Hidroeléctrico? Tasa en porcentaje. La respuesta puede ser un rango

Bajo su conocimiento, ¿Cuántos años se demora en promedio una planta termoeléctrica desde el inicio de la etapa de construcción hasta la primera sincronización (puesta en operación) en un sistema eléctrico?

Bajo su conocimiento, ¿Cuántos años se demora en promedio una planta hidroeléctrica desde el inicio de la etapa de construcción hasta la primera sincronización (puesta en operación) en un sistema eléctrico?

En relación a proyectos de Generación Eléctrica Renovables No Convencionales. ¿Qué consideraciones especiales tendría para su evaluación económica? Entiéndase por

consideraciones especiales, a la aplicación de distintos indicadores económicos (IVAN, PRC, etc.) en su evaluación o a la venta de atributos especiales (Certificados de Generación Renovable, Bonos de Carbono, etc.) Por favor, explayarse

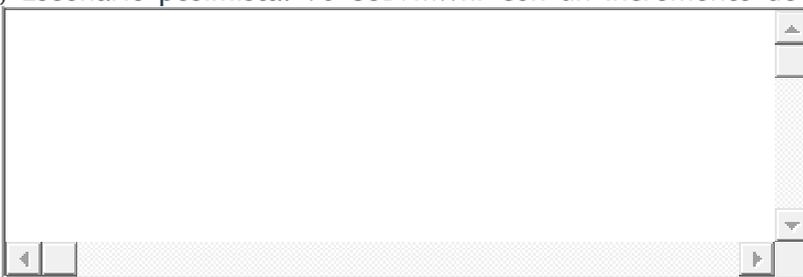


Sección de Predicción del Futuro del Sector Eléctrico Chileno

En esta sección, se realizarán preguntas abiertas en relación a lo que prevé en el sector eléctrico nacional

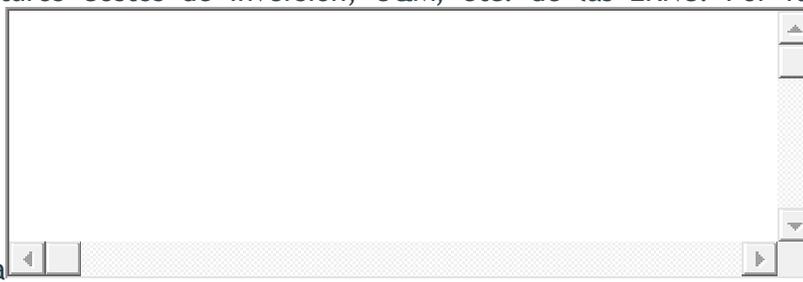
En un ejercicio simple, ¿cuál es su predicción del precio de la energía hasta el 2025? Por favor, definir tres escenarios: pesimista, BAU (más probable) y optimista. Ejemplo: Pienso que, Escenario pesimista: 90 USD/MWhr con un incremento de un 0,5 % anual en el precio,

etc.



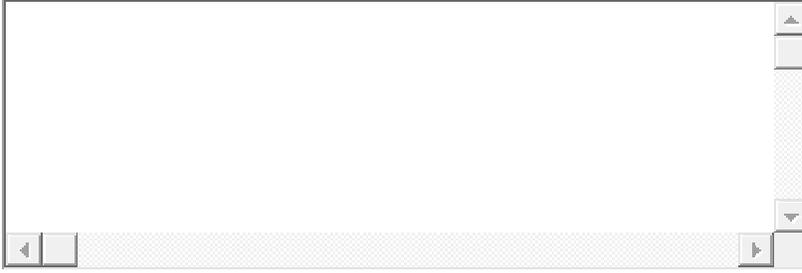
¿Cuál(es) es (son) la(s) fuente(s) de información que ud. considera confiables en relación a los futuros Costos de Inversión, O&M, etc. de las ERNC? Por favor, explayarse en esta

pregunta



En Relación a favorecer una mayor penetración de las ERNC en la matriz eléctrica nacional para el 2025: ¿Qué cosas piensa que son necesarias para realizar esta tarea? Por favor, explayarse en esta pregunta. Puede proponer todo lo que piense necesario. Sus

propuestas serán analizadas en la medida de lo posible en esta memoria.



¿Cuáles son las ventajas/desventajas o los costos/beneficios cualitativos/técnicos que prevé en el uso de las ERNC a gran escala en la matriz energética nacional?



Muchas Gracias por participar en esta encuesta

Mi nombre es Cristian Solís González, alumno memorista del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile. Mi correo es: csolis@ing.uchile.cl y mi teléfono celular (móvil) es +56 74095420 para cualquier consulta o sugerencia

Submit

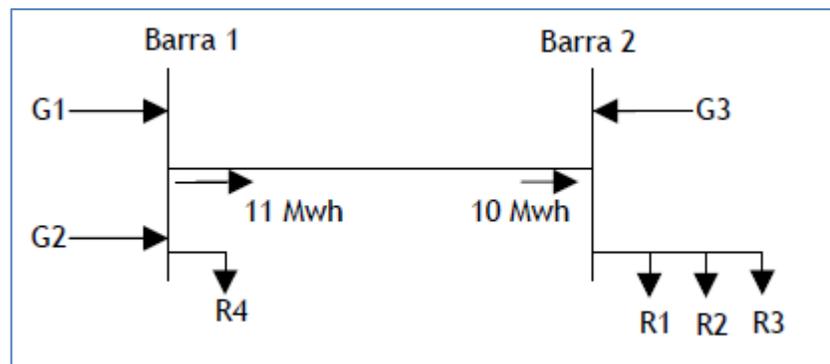
Powered by [Google Docs](#)[Report Abuse](#) - [Terms of Service](#) - [Additional Terms](#)

ANEXO C

Problema Simple Ingreso Tarifario

Este problema se basa en clase de curso: “Análisis Técnico-Económico del Sector Eléctrico en Chile”, versión 2010 de la U. de Chile.

Para la hora j se tiene la siguiente operación del sistema entre las barras 1 y 2 (línea L)



Luego, para el sistema eléctrico de potencia (SEP) anterior, se definen las siguientes cargas, inyecciones y contratos de abastecimiento:

Inyección [MWhr]	Contrato	Retiro [MWhr]
G1: 6	G1 con R1	R1: 10
G2: 10	G2 con R2 y R4	R2: 5
G3: 10	G3 con R3	R3: 5
		R4: 5

Además, el costo marginal de la barra 1 es US\$1 y el costo marginal de la barra 2 es de US\$1,2.

Luego, se obtiene la siguiente Cuadro resumen de los Flujos de Potencia del sistema:

	Inyecta (MWh)	Retira (MWh)	Delta (MWh)
G1	6	10	-4
G2	10	10	0
G3	10	5	5
L	10	11	-1

Finalmente, con este Balance de Potencia, se construye la siguiente Cuadro de flujo de recaudaciones:

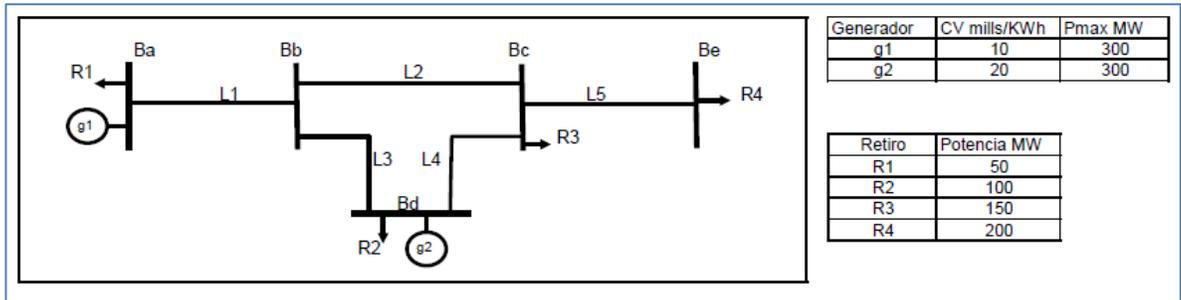
	Inyecta (US\$)	Retira (US\$)	Delta (US\$)
G1	$6 \times 1 = 6$	$10 \times 1.2 = 12$	-6
G2	$10 \times 1 = 10$	$5 \times 1.2 + 5 \times 1 = 11$	-1
G3	$10 \times 1.2 = 12$	$5 \times 1.2 = 6$	6
L	$10 \times 1.2 = 12$	$11 \times 1 = 11$	1

Así, para la hora j , la línea L obtiene una recaudación de US\$1 por concepto de Ingreso Tarifario.

Problema Simple Cálculo Peaje

Este problema se basa en clase de curso: "Análisis Técnico-Económico del Sector Eléctrico en Chile", versión 2010 de la U. de Chile.

Dado el SEP de la siguiente Ilustración, se conoce que las líneas L2, L3 y L4 forman el AIC de este sistema. Además, por restricciones de capacidad de las líneas, se tiene que si un flujo entra en la barra Bb por la línea L1, se divide en 55% por L2 y el resto por L3. De igual modo si un flujo entra a Bd se divide en 50% por L3 y 50% por L4.



Luego, bajo esta condición de sistema el despacho económico de los generadores G1 y G2 es:

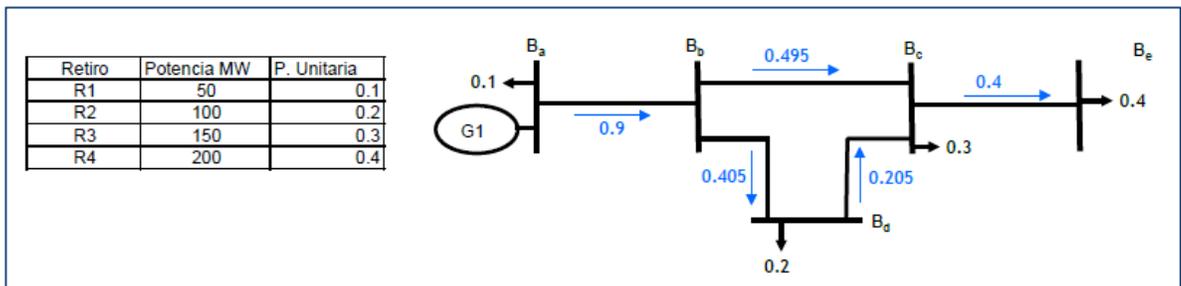
PG_1 : 300 MW

PG_2 : 200 MW

Factores GGDF:

Para G_1 :

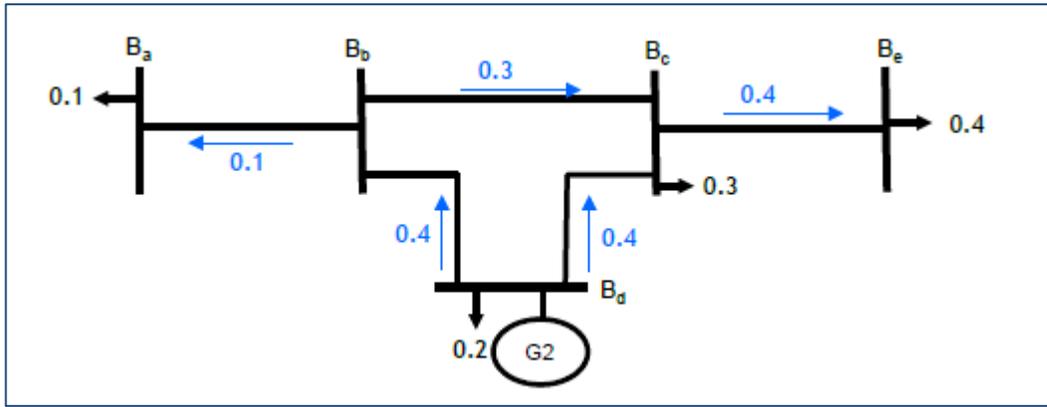
Considerando a G_1 en generación unitaria como único abastecedor del SEP y prorrateando abastecer a los retiros según su propia proporción con respecto al consumo total en el SEP, se tiene lo siguiente:



Luego, estos valores obtenidos son los GGDF para cada línea para G_1

Para G_2 :

Considerando a G_2 en generación unitaria como único abastecedor del SEP y prorrateando abastecer a los retiros según su propia proporción con respecto al consumo total en el SEP, se tiene lo siguiente (usando la Cuadro anterior de proporciones de retiros):



Luego, los GGDF resumidos son:

GGDF	L1	L2	L3	L4	L5
G1	0.9	0.5	0.4	0.2	0.4
G2	-0.1	0.3	-0.4	0.4	0.4

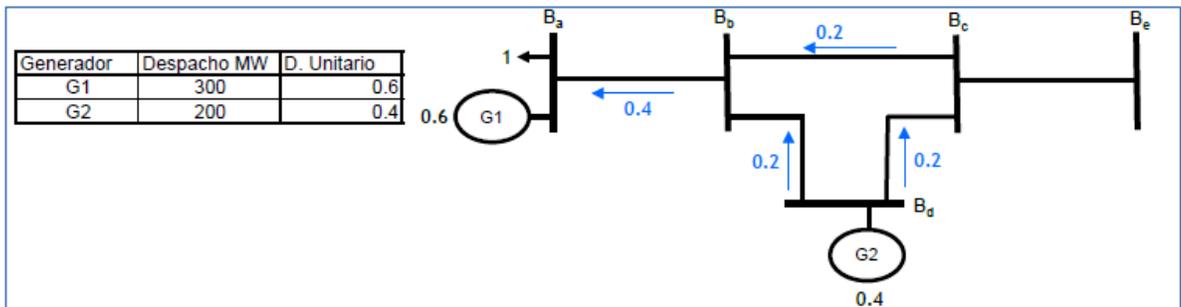
GGDF CORREGIDOS	L1	L2	L3	L4	L5
G1	0.9	0.5	0.4	0.2	0.4
G2	0.0	0.3	0.0	0.4	0.4

Los GGDF negativos (flujo en contrariedad al flujo de referencia encontrado en el despacho económico del SEP) se deben corregir a cero para que esta metodología de prorrateo sea aplicable según la ley.

Factores GLDF:

Para R_1 :

Se considera a R_1 como retiro unitario y la potencia despachada de los generadores se prorratea según su propia proporción con respecto a la potencia total despachada para este SEP. Esto se observa en el siguiente diagrama:



Luego, se realiza el mismo procedimiento para R₂, R₃ y R₄ con lo que se obtienen los siguientes GLDF:

GLDF	L1	L2	L3	L4	L5
R1	-0.4	-0.2	-0.2	0.2	0.0
R2	0.6	0.33	0.27	-0.33	0.0
R3	0.6	0.33	0.27	0.67	0.0
R4	0.6	0.33	0.27	0.67	1.0

GLDF CORREGIDOS	L1	L2	L3	L4	L5
R1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0
R2	0.6	0.33	0.3	0.0	0.0
R3	0.6	0.33	0.27	0.67	0.0
R4	0.6	0.33	0.27	0.67	1.0

Finalmente, se calcularán los peajes para la L4, cuyo AVI más COMA es de MMUS\$1. Luego, como la línea pertenece al AIC, los retiros pagarán en total MUS\$ 200 y las inyecciones pagarán en total MUS\$800. Luego, usando los GGDF y GLDF se tiene:

$$\text{Pago G1} = 800 \times \frac{GGDF_{L_4}^{G_1} \cdot G_1}{GGDF_{L_4}^{G_1} \cdot G_1 + GGDF_{L_4}^{G_2} \cdot G_2} = 800 \times \frac{0.2 \cdot 300}{0.2 \cdot 300 + 0.4 \cdot 200} = 342.86 \text{ MUSD}$$

$$\text{Pago G2} = 800 \times \frac{GGDF_{L_4}^{G_2} \cdot G_2}{GGDF_{L_4}^{G_1} \cdot G_1 + GGDF_{L_4}^{G_2} \cdot G_2} = 800 \times \frac{0.4 \cdot 200}{0.2 \cdot 300 + 0.4 \cdot 200} = 457.14 \text{ MUSD}$$

$$\begin{aligned} \text{Pago R1} &= 200 \times \frac{GLDF_{L_4}^{R_1} \cdot R_1}{GLDF_{L_4}^{R_1} \cdot R_1 + GLDF_{L_4}^{R_2} \cdot R_2 + GLDF_{L_4}^{R_3} \cdot R_3 + GLDF_{L_4}^{R_4} \cdot R_4} & \text{Pago R2} &= 0 \\ &= 200 \times \frac{0.2 \cdot 50}{0.2 \cdot 50 + 0 \cdot 100 + 0.67 \cdot 150 + 0.67 \cdot 200} & \text{Pago R3} &= 82.21 \text{ MUSD} \\ & & \text{Pago R4} &= 109.61 \text{ MUSD} \end{aligned}$$

ANEXO D

Código Base de este Proyecto en Matlab®

Función Generadora de Escenarios de Evaluación Económica de Proyectos de Montecarlo

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Definir Funcion que calcule el VAN para las 8
tecnologías dado los parámetros de atributo, etc%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
function [VAN]=VANERNC(year,atributo,precioenergia, Bonocarbono, FP,
factorpot, potcentral)
% Retorna el VAN Esperado para proyectos de 9 MW instalado el año year,
con precio atributo ERNC atributo y precio energía precioenergia
% Tambien retorna TIR, riesgo del VAN y riesgo de la TIR en el caso de
% funcion ERNC1
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%DEFINIR:%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
Igeot0=[2393.75 3923.125 5452.5
2387.5 3896.25 5405
2381.25 3869.375 5357.5
2375 3842.5 5310
2368.75 3815.625 5262.5
2362.5 3788.75 5215
2356.25 3761.875 5167.5
2350 3735 5120
2343.75 3708.125 5072.5
2337.5 3681.25 5025
2331.25 3654.375 4977.5
2325 3627.5 4930
2318.75 3600.625 4882.5
2312.5 3573.75 4835
2306.25 3546.875 4787.5
2300 3520 4740
2293.75 3493.125 4692.5
2287.5 3466.25 4645
2281.25 3439.375 4597.5
2275 3412.5 4550
```

```
];
```

```
Ipv0=[2069.835 2435.1 2800.365
1846.2255 2172.03 2497.8345
1711.917 2014.02 2316.123
1602.9045 1885.77 2168.6355
1515.227 1782.62 2050.013
1429.462 1681.72 1933.978
1360.1785 1600.21 1840.2415
1296.0375 1524.75 1753.4625
1236.2145 1454.37 1672.5255
1176.587 1384.22 1591.853
1121.4135 1319.31 1517.2065
1093.1765 1286.09 1479.0035
```

```

1072.428    1261.68 1450.932
1048.594    1233.64 1418.686
1032.7075   1214.95 1397.1925
1018.487    1198.22 1377.953
992.987 1168.22 1343.453
987.2495    1161.47 1335.6905
966.5095    1137.07 1307.6305
966.5095    1137.07 1307.6305
];
Itersol0=[3628.2165 4268.49 4908.7635
3443.8345    4051.57 4659.3055
3280.0565    3858.89 4437.7235
2888.062     3397.72 3907.378
2505.2815    2947.39 3389.4985
2437.12 2867.2 3297.28
2367.9725    2785.85 3203.7275
2300.797     2706.82 3112.843
2225.283     2617.98 3010.677
2157.1215    2537.79 2918.4585
2102.1945    2473.17 2844.1455
2027.6665    2385.49 2743.3135
1970.776     2318.56 2666.344
1906.5415    2242.99 2579.4385
1845.248     2170.88 2496.512
1798.6595    2116.07 2433.4805
1744.7185    2052.61 2360.5015
1684.9975    1982.35 2279.7025
1643.509     1933.54 2223.571
1553.477     1827.62 2101.763
];
Ishidro0=[2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
2550  3000  3450
];
Iocean0=[2975  3955.625  4936.25
2950  3911.25 4872.5
2925  3866.875  4808.75
2900  3822.5  4745
2875  3778.125  4681.25
2850  3733.75 4617.5
2825  3689.375  4553.75

```

```

2800      3645      4490
2775      3600.625    4426.25
2750      3556.25  4362.5
2725      3511.875    4298.75
2700      3467.5   4235
2675      3423.125    4171.25
2650      3378.75  4107.5
2625      3334.375    4043.75
2600      3290      3980
2575      3245.625    3916.25
2550      3201.25  3852.5
2525      3156.875    3788.75
2500      3112.5   3725
];
Ibio0=[2113.3125    2486.25 2859.1875
2101.625    2472.5 2843.375
2089.9375    2458.75 2827.5625
2078.25 2445    2811.75
2066.5625    2431.25 2795.9375
2054.875    2417.5 2780.125
2043.1875    2403.75 2764.3125
2031.5 2390    2748.5
2019.8125    2376.25 2732.6875
2008.125    2362.5 2716.875
1996.4375    2348.75 2701.0625
1984.75 2335    2685.25
1973.0625    2321.25 2669.4375
1961.375    2307.5 2653.625
1949.6875    2293.75 2637.8125
1938      2280    2622
1926.3125    2266.25 2606.1875
1914.625    2252.5 2590.375
1902.9375    2238.75 2574.5625
1891.25 2225    2558.75
];
Iwind0=[2158.099    2538.94 2919.781
2115.735    2489.1 2862.465
2001.427    2354.62 2707.813
1814.3505    2134.53 2454.7095
1624.095    1910.7 2197.305
1512.8725    1779.85 2046.8275
1480.6575    1741.95 2003.2425
1451.0945    1707.17 1963.2455
1420.588    1671.28 1921.972
1390.1835    1635.51 1880.8365
1347.522    1585.32 1823.118
1337.7215    1573.79 1809.8585
1297.508    1526.48 1755.452
1271.0305    1495.33 1719.6295
1240.133    1458.98 1677.827
1224.935    1441.1 1657.265
1208.802    1422.12 1635.438
1178.3465    1386.29 1594.2335
1164.126    1369.56 1574.994
1121.4135    1319.31 1517.2065
];

```

```

Igeot=zeros(20,50);
Ipv=zeros(20,50);
Itersol=zeros(20,50);
Ishidro=zeros(20,50);
Iocean=zeros(20,50);
Ibio=zeros(20,50);
Iwind=zeros(20,50);

for j=1:20

Igeot(j,1)=Igeot0(j,1);
Igeot(j,25)=Igeot0(j,2);
Igeot(j,50)=Igeot0(j,3);
diferencial1=(Igeot(j,25)-Igeot(j,1))/24;
diferencial2=(Igeot(j,50)-Igeot(j,25))/24;

Ipv(j,1)=Ipv0(j,1);
Ipv(j,25)=Ipv0(j,2);
Ipv(j,50)=Ipv0(j,3);
diferencial3=(Ipv(j,25)-Ipv(j,1))/24;
diferencial4=(Ipv(j,50)-Ipv(j,25))/24;

Itersol(j,1)=Itersol0(j,1);
Itersol(j,25)=Itersol0(j,2);
Itersol(j,50)=Itersol0(j,3);
diferencial5=(Itersol(j,25)-Itersol(j,1))/24;
diferencial6=(Itersol(j,50)-Itersol(j,25))/24;

Ishidro(j,1)=Ishidro0(j,1);
Ishidro(j,25)=Ishidro0(j,2);
Ishidro(j,50)=Ishidro0(j,3);
diferencial7=(Ishidro(j,25)-Ishidro(j,1))/24;
diferencial8=(Ishidro(j,50)-Ishidro(j,25))/24;

Iocean(j,1)=Iocean0(j,1);
Iocean(j,25)=Iocean0(j,2);
Iocean(j,50)=Iocean0(j,3);
diferencial9=(Iocean(j,25)-Iocean(j,1))/24;
diferencial10=(Iocean(j,50)-Iocean(j,25))/24;

Ibio(j,1)=Ibio0(j,1);
Ibio(j,25)=Ibio0(j,2);
Ibio(j,50)=Ibio0(j,3);
diferencial11=(Ibio(j,25)-Ibio(j,1))/24;
diferencial12=(Ibio(j,50)-Ibio(j,25))/24;

Iwind(j,1)=Iwind0(j,1);
Iwind(j,25)=Iwind0(j,2);
Iwind(j,50)=Iwind0(j,3);
diferencial13=(Iwind(j,25)-Iwind(j,1))/24;
diferencial14=(Iwind(j,50)-Iwind(j,25))/24;

```

```

for i=1:24

Igeot(j,i)=diferencia1*(i-1)+Igeot(j,1);
Igeot(j,i+25)=diferencia2*(i-1)+Igeot(j,25);

Ipv(j,i)=diferencia3*(i-1)+Ipv(j,1);
Ipv(j,i+25)=diferencia4*(i-1)+Ipv(j,25);

Itersol(j,i)=diferencia5*(i-1)+Itersol(j,1);
Itersol(j,i+25)=diferencia6*(i-1)+Itersol(j,25);

Ishidro(j,i)=diferencia7*(i-1)+Ishidro(j,1);
Ishidro(j,i+25)=diferencia8*(i-1)+Ishidro(j,25);

Iocean(j,i)=diferencia9*(i-1)+Iocean(j,1);
Iocean(j,i+25)=diferencia10*(i-1)+Iocean(j,25);

Ibio(j,i)=diferencia11*(i-1)+Ibio(j,1);
Ibio(j,i+25)=diferencia12*(i-1)+Ibio(j,25);

Iwind(j,i)=diferencia13*(i-1)+Iwind(j,1);
Iwind(j,i+25)=diferencia14*(i-1)+Iwind(j,25);

end %end for i
end %end for j

```

```

OMgeot=[217.9
215.8
213.7
211.6
209.5
207.4
205.3
203.2
201.1
199
196.9
194.8
192.7
190.6
188.5
186.4
184.3

```

182.2
180.1
178
175.9
173.8
171.7
169.6
167.5
165.4
163.3
161.2
159.1
157
154.9
152.8
150.7
148.6
146.5
144.4
142.3
140.2
138.1
136
];

OMpv=[49.075

48.15
47.225
46.3
45.375
44.45
43.525
42.6
41.675
40.75
39.825
38.9
37.975
37.05
36.125
35.2
34.275
33.35
32.425
31.5
30.575
29.65
28.725
27.8
26.875
25.95
25.025
24.1
23.175
22.25
21.325
20.4
19.475

18.55
17.625
16.7
15.775
14.85
13.925
13
];

OMtersol=[29.625

29.25
28.875
28.5
28.125
27.75
27.375
27
26.625
26.25
25.875
25.5
25.125
24.75
24.375
24
23.625
23.25
22.875
22.5
22.125
21.75
21.375
21
20.625
20.25
19.875
19.5
19.125
18.75
18.375
18
17.625
17.25
16.875
16.5
16.125
15.75
15.375
15
];

OMshidro=[60

60
60
60
60
60
60

87.6
86.25
84.9
83.55
82.2
80.85
79.5
78.15
76.8
75.45
74.1
72.75
71.4
70.05
68.7
67.35
66
];

OMbio=[110.475

109.95
109.425
108.9
108.375
107.85
107.325
106.8
106.275
105.75
105.225
104.7
104.175
103.65
103.125
102.6
102.075
101.55
101.025
100.5
99.975
99.45
98.925
98.4
97.875
97.35
96.825
96.3
95.775
95.25
94.725
94.2
93.675
93.15
92.625
92.1
91.575
91.05
90.525

```
90
];
OMwind=[50.7
50.4
50.1
49.8
49.5
49.2
48.9
48.6
48.3
48
47.7
47.4
47.1
46.8
46.5
46.2
45.9
45.6
45.3
45
44.7
44.4
44.1
43.8
43.5
43.2
42.9
42.6
42.3
42
41.7
41.4
41.1
40.8
40.5
40.2
39.9
39.6
39.3
39
];

VANtrans= zeros(50*100,1);
```

```
%FP %viene dado
```

```
preciopot=[9.040363228
9.178087266
9.317909439
9.459861712
9.603976536
9.750286854
```

```

9.898826115
10.04962828
10.20272781
10.35815971
10.51595952
10.6761633
10.83880769
11.00392985
11.17156755
11.34175909
11.5145434
11.68995995
11.86804887
12.04885085
12.23240724
12.41875999
12.60795169
12.80002561
12.99502566
13.1929964
13.39398309
13.59803169
13.80518883
14.01550188
14.22901891
14.44578873
14.6658609
14.88928573
15.11611429
15.34639843
15.5801908
15.81754484
16.05851482
16.30315582
];

depreciacion=1/20;

factpp=ones(1,20);
for i=1:20
factpp(1,i)=(1/1.1)^i;
end

indice = zeros(50,1);
indice(1,1)=0;
for i=2:50
indice(i,1)=indice(i-1,1)+100;
end

CASHFLOW=zeros(12,20);

%Geotérmica
%año u de instalación de la tecnología `
u=year;
for h =1:50 %Escenarios de Inversion, redefinir matrices de inversión,
escenarios en columnas
for l=1:100 %Escenario de Factor de Planta

```

```

VANtrans(indice(h)+1)=potcentral*Igeot(u,h)*(-1); %antes de correr algún
for
for j=0:19
CASHFLOW(1,j+1)=potcentral*8.760*FP(1,1)*precioenergia(u+j+1,1) ; %m
es
CASHFLOW(2,j+1)=potcentral*12*factorpot(1,1)*preciopot(u+j+1,1);
CASHFLOW(3,j+1)=0;
CASHFLOW(4,j+1)=Bonocarbono*potcentral*8.760*FP(1,1);
CASHFLOW(5,j+1)=atributo*potcentral*8.760*FP(1,1);
CASHFLOW(6,j+1)=OMgeot(u+j+1,1)*potcentral*-1;
CASHFLOW(7,j+1)=depreciacion*potcentral*Igeot(u,h)*-1; %instancia h de I
y año u
CASHFLOW(8,j+1)=CASHFLOW(1,j+1)+CASHFLOW(2,j+1)+CASHFLOW(3,j+1)+CASHFLOW(
4,j+1)+CASHFLOW(5,j+1)+CASHFLOW(6,j+1)+CASHFLOW(7,j+1);
if CASHFLOW(8,j+1)>=0
CASHFLOW(9,j+1)=0.17*CASHFLOW(8,j+1)*-1; %impuesto primera categoría,
usar 20% transitorio del terremoto?
else CASHFLOW(9,j+1)=0;
end
CASHFLOW(10,j+1)=CASHFLOW(9,j+1)+CASHFLOW(8,j+1);
CASHFLOW(11,j+1)=CASHFLOW(7,j+1)*-1;
CASHFLOW(12,j+1)=CASHFLOW(10,j+1)+CASHFLOW(11,j+1);
VANtrans(indice(h)+1)=VANtrans(indice(h)+1) +
CASHFLOW(12,j+1)*factpp(1,j+1);
end % end de variable j

CASHFLOW = zeros(12,20);
end %end de la variable l
end %end de la variable h
VAN(1,1)=mean(VANtrans);

%Biomass
%año u de instalación de la tecnología `
u=year;
for h =1:50 %Escenarios de Inversion, redefinir matrices de inversión,
escenarios en columnas
for l=1:100 %Escenario de Factor de Planta
VANtrans(indice(h)+1)=potcentral*Ibio(u,h)*(-1); %antes de correr algún
for
for j=0:19
CASHFLOW(1,j+1)=potcentral*8.760*FP(1,2)*precioenergia(u+j+1,1) ; %m
es
CASHFLOW(2,j+1)=potcentral*12*factorpot(2,1)*preciopot(u+j+1,1);
CASHFLOW(3,j+1)=0;
CASHFLOW(4,j+1)=Bonocarbono*potcentral*8.760*FP(1,2);
CASHFLOW(5,j+1)=atributo*potcentral*8.760*FP(1,2);
CASHFLOW(6,j+1)=OMBio(u+j+1,1)*potcentral*-1;
CASHFLOW(7,j+1)=depreciacion*potcentral*Ibio(u,h)*-1; %instancia h de I y
año u
CASHFLOW(8,j+1)=CASHFLOW(1,j+1)+CASHFLOW(2,j+1)+CASHFLOW(3,j+1)+CASHFLOW(
4,j+1)+CASHFLOW(5,j+1)+CASHFLOW(6,j+1)+CASHFLOW(7,j+1);
if CASHFLOW(8,j+1)>=0
CASHFLOW(9,j+1)=0.17*CASHFLOW(8,j+1)*-1; %impuesto primera categoría,
usar 20% transitorio del terremoto?
else CASHFLOW(9,j+1)=0;

```

```

end
CASHFLOW(10,j+1)=CASHFLOW(9,j+1)+CASHFLOW(8,j+1);
CASHFLOW(11,j+1)=CASHFLOW(7,j+1)*-1;
CASHFLOW(12,j+1)=CASHFLOW(10,j+1)+CASHFLOW(11,j+1);
VANtrans(indice(h)+1)=VANtrans(indice(h)+1) +
CASHFLOW(12,j+1)*factpp(1,j+1);
end % end de variable j

CASHFLOW = zeros(12,20);
end %end de la variable l
end %end de la variable h
VAN(1,2)=mean(VANtrans);

%Ocean
%año u de instalación de la tecnología `
u=year;
for h =1:50 %Escenarios de Inversion, redefinir matrices de inversión,
escenarios en columnas
for l=1:100 %Escenario de Factor de Planta
VANtrans(indice(h)+1)=potcentral*Iocean(u,h)*(-1); %antes de correr algún
for
for j=0:19
CASHFLOW(1,j+1)=potcentral*8.760*FP(1,3)*precioenergia(u+j+1,1) ; %m
es
CASHFLOW(2,j+1)=potcentral*12*factorpot(3,1)*preciopot(u+j+1,1);
CASHFLOW(3,j+1)=0;
CASHFLOW(4,j+1)=Bonocarbono*potcentral*8.760*FP(1,3);
CASHFLOW(5,j+1)=atributo*potcentral*8.760*FP(1,3);
CASHFLOW(6,j+1)=OMocean(u+j+1,1)*potcentral*-1;
CASHFLOW(7,j+1)=depreciacion*potcentral*Iocean(u,h)*-1; %instancia h de I
y año u
CASHFLOW(8,j+1)=CASHFLOW(1,j+1)+CASHFLOW(2,j+1)+CASHFLOW(3,j+1)+CASHFLOW(
4,j+1)+CASHFLOW(5,j+1)+CASHFLOW(6,j+1)+CASHFLOW(7,j+1);
if CASHFLOW(8,j+1)>=0
CASHFLOW(9,j+1)=0.17*CASHFLOW(8,j+1)*-1; %impuesto primera categoría,
usar 20% transitorio del terremoto?
else CASHFLOW(9,j+1)=0;
end
CASHFLOW(10,j+1)=CASHFLOW(9,j+1)+CASHFLOW(8,j+1);
CASHFLOW(11,j+1)=CASHFLOW(7,j+1)*-1;
CASHFLOW(12,j+1)=CASHFLOW(10,j+1)+CASHFLOW(11,j+1);
VANtrans(indice(h)+1)=VANtrans(indice(h)+1) +
CASHFLOW(12,j+1)*factpp(1,j+1);
end % end de variable j

CASHFLOW = zeros(12,20);
end %end de la variable l
end %end de la variable h
VAN(1,3)=mean(VANtrans);

%wind

```

```

    %año u de instalación de la tecnología `
    u=year;
    for h =1:50 %Escenarios de Inversion, redefinir matrices de inversión,
escenarios en columnas
        for l=1:100 %Escenario de Factor de Planta
            VANtrans (indice (h)+1)=potcentral*Iwind (u,h) *(-1); %antes de correr algún
for
            for j=0:19
                CASHFLOW (1,j+1)=potcentral*8.760*FP (1,4) *precioenergia (u+j+1,1) ;      %m
es
                CASHFLOW (2,j+1)=potcentral*12*factorpot (4,1) *preciopot (u+j+1,1);
                CASHFLOW (3,j+1)=0;
                CASHFLOW (4,j+1)=Bonocarbono*potcentral*8.760*FP (1,4);
                CASHFLOW (5,j+1)=atributo*potcentral*8.760*FP (1,4);
                CASHFLOW (6,j+1)=OMwind (u+j+1,1) *potcentral*-1;
                CASHFLOW (7,j+1)=depreciacion*potcentral*Iwind (u,h) *-1; %instancia h de I
y año u
                CASHFLOW (8,j+1)=CASHFLOW (1,j+1)+CASHFLOW (2,j+1)+CASHFLOW (3,j+1)+CASHFLOW (
4,j+1)+CASHFLOW (5,j+1)+CASHFLOW (6,j+1)+CASHFLOW (7,j+1);
                if CASHFLOW (8,j+1)>=0
                    CASHFLOW (9,j+1)=0.17*CASHFLOW (8,j+1) *-1; %impuesto primera categoría,
usar 20% transitorio del terremoto?
                else CASHFLOW (9,j+1)=0;
                end
                CASHFLOW (10,j+1)=CASHFLOW (9,j+1)+CASHFLOW (8,j+1);
                CASHFLOW (11,j+1)=CASHFLOW (7,j+1) *-1;
                CASHFLOW (12,j+1)=CASHFLOW (10,j+1)+CASHFLOW (11,j+1);
                VANtrans (indice (h)+1)=VANtrans (indice (h)+1) +
CASHFLOW (12,j+1) *factpp (1,j+1);
            end % end de variable j

            CASHFLOW = zeros (12,20);
            end %end de la variable l
        end %end de la variable h
    VAN (1,4)=mean (VANtrans);

    %PV
    %año u de instalación de la tecnología `
    u=year;
    for h =1:50 %Escenarios de Inversion, redefinir matrices de inversión,
escenarios en columnas
        for l=1:100 %Escenario de Factor de Planta
            VANtrans (indice (h)+1)=potcentral*Ipv (u,h) *(-1); %antes de correr algún
for
            for j=0:19
                CASHFLOW (1,j+1)=potcentral*8.760*FP (1,5) *precioenergia (u+j+1,1) ;      %m
es
                CASHFLOW (2,j+1)=potcentral*12*factorpot (5,1) *preciopot (u+j+1,1);
                CASHFLOW (3,j+1)=0;
                CASHFLOW (4,j+1)=Bonocarbono*potcentral*8.760*FP (1,5);
                CASHFLOW (5,j+1)=atributo*potcentral*8.760*FP (1,5);
                CASHFLOW (6,j+1)=OMpv (u+j+1,1) *potcentral*-1;
                CASHFLOW (7,j+1)=depreciacion*potcentral*Ipv (u,h) *-1; %instancia h de I y
año u

```

```

    CASHFLOW(8,j+1)=CASHFLOW(1,j+1)+CASHFLOW(2,j+1)+CASHFLOW(3,j+1)+CASHFLOW(
4,j+1)+CASHFLOW(5,j+1)+CASHFLOW(6,j+1)+CASHFLOW(7,j+1);
    if CASHFLOW(8,j+1)>=0
        CASHFLOW(9,j+1)=0.17*CASHFLOW(8,j+1)*-1; %impuesto primera categoría,
usar 20% transitorio del terremoto?
    else CASHFLOW(9,j+1)=0;
    end
    CASHFLOW(10,j+1)=CASHFLOW(9,j+1)+CASHFLOW(8,j+1);
    CASHFLOW(11,j+1)=CASHFLOW(7,j+1)*-1;
    CASHFLOW(12,j+1)=CASHFLOW(10,j+1)+CASHFLOW(11,j+1);
    VANtrans(indice(h)+1)=VANtrans(indice(h)+1) +
CASHFLOW(12,j+1)*factpp(1,j+1);
    end % end de variable j

    CASHFLOW = zeros(12,20);
    end %end de la variable l
    end %end de la variable h
    VAN(1,5)=mean(VANtrans);

    %Thermosolar
    u=year;
    for h =1:50 %Escenarios de Inversion, redefinir matrices de inversión,
escenarios en columnas
        for l=1:100 %Escenario de Factor de Planta
            VANtrans(indice(h)+1)=potcentral*Itersol(u,h)*(-1); %antes de correr
algún for
                for j=0:19
                    CASHFLOW(1,j+1)=potcentral*8.760*FP(l,6)*precioenergia(u+j+1,1) ; %m
es
                    CASHFLOW(2,j+1)=potcentral*12*factorpot(6,1)*preciopot(u+j+1,1);
                    CASHFLOW(3,j+1)=0;
                    CASHFLOW(4,j+1)=Bonocarbono*potcentral*8.760*FP(l,6);
                    CASHFLOW(5,j+1)=atributo*potcentral*8.760*FP(l,6);
                    CASHFLOW(6,j+1)=OMtersol(u+j+1,1)*potcentral*-1;
                    CASHFLOW(7,j+1)=depreciacion*potcentral*Itersol(u,h)*-1; %instancia h de
I y año u
                    CASHFLOW(8,j+1)=CASHFLOW(1,j+1)+CASHFLOW(2,j+1)+CASHFLOW(3,j+1)+CASHFLOW(
4,j+1)+CASHFLOW(5,j+1)+CASHFLOW(6,j+1)+CASHFLOW(7,j+1);
                    if CASHFLOW(8,j+1)>=0
                        CASHFLOW(9,j+1)=0.17*CASHFLOW(8,j+1)*-1; %impuesto primera categoría,
usar 20% transitorio del terremoto?
                    else CASHFLOW(9,j+1)=0;
                    end
                    CASHFLOW(10,j+1)=CASHFLOW(9,j+1)+CASHFLOW(8,j+1);
                    CASHFLOW(11,j+1)=CASHFLOW(7,j+1)*-1;
                    CASHFLOW(12,j+1)=CASHFLOW(10,j+1)+CASHFLOW(11,j+1);
                    VANtrans(indice(h)+1)=VANtrans(indice(h)+1) +
CASHFLOW(12,j+1)*factpp(1,j+1);
                    end % end de variable j

                CASHFLOW = zeros(12,20);
                end %end de la variable l
                end %end de la variable h
                VAN(1,6)=mean(VANtrans);

```

```

    %small hydro
    for h =1:50 %Escenarios de Inversion, redefinir matrices de inversión,
escenarios en columnas
        for l=1:100 %Escenario de Factor de Planta
            VANtrans(indice(h)+1)=potcentral*Ishidro(u,h)*(-1); %antes de correr
algún for
                for j=0:19
                    CASHFLOW(1,j+1)=potcentral*8.760*FP(l,7)*precioenergia(u+j+1,1) ; %m
es
                    CASHFLOW(2,j+1)=potcentral*12*factorpot(7,1)*preciopot(u+j+1,1);
                    CASHFLOW(3,j+1)=0;
                    CASHFLOW(4,j+1)=Bonocarbono*potcentral*8.760*FP(l,7);
                    CASHFLOW(5,j+1)=atributo*potcentral*8.760*FP(l,7);
                    CASHFLOW(6,j+1)=OMshidro(u+j+1,1)*potcentral*-1;
                    CASHFLOW(7,j+1)=depreciacion*potcentral*Ishidro(u,h)*-1; %instancia h de
I y año u
                    CASHFLOW(8,j+1)=CASHFLOW(1,j+1)+CASHFLOW(2,j+1)+CASHFLOW(3,j+1)+CASHFLOW(
4,j+1)+CASHFLOW(5,j+1)+CASHFLOW(6,j+1)+CASHFLOW(7,j+1);
                    if CASHFLOW(8,j+1)>=0
                        CASHFLOW(9,j+1)=0.17*CASHFLOW(8,j+1)*-1; %impuesto primera categoría,
usar 20% transitorio del terremoto?
                    else CASHFLOW(9,j+1)=0;
                    end
                    CASHFLOW(10,j+1)=CASHFLOW(9,j+1)+CASHFLOW(8,j+1);
                    CASHFLOW(11,j+1)=CASHFLOW(7,j+1)*-1;
                    CASHFLOW(12,j+1)=CASHFLOW(10,j+1)+CASHFLOW(11,j+1);
                    VANtrans(indice(h)+1)=VANtrans(indice(h)+1) +
CASHFLOW(12,j+1)*factpp(1,j+1);
                    end % end de variable j

                CASHFLOW = zeros(12,20);
                end %end de la variable l
            end %end de la variable h
        VAN(1,7)=mean(VANtrans);

    end

```

Función Generadora de PPL

```

function
[xvalue]=PPL(x,year,energia,potencial,VANppl,escenariocumplimiento)

%year es el año de aplicación del atributo ERNC para el cual se aplica el
VANppl
%rest potencial es el potencial restante de acuerdo a quitarle x*9MW
%escenario cumplimiento es la política de RPS, sea 1024, 2020, 2024
potencialin=zeros(7,1);
cumplimiento=escenariocumplimiento;
n=year;

potencialin=potencial-(sum(x')')*9;

```

```

if n>1
    cumplimiento(n)=cumplimiento(n)-cumplimiento(n-1);
end

%calculo con restpotencial
xvalue= linprog(-
1*VANppl',9*diag(ones(7,1)),potencialin,energia', cumplimiento(n), zeros(7,1));

end

```

Menú que calcula el Precio Largo Plazo del atributo ERNC

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Iteraciones para encontrar Precio de Atributo ERNC
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
precioatributo=zeros(20,1);
potcentral=9000;
%Definir
precioenergia=[92.9762
94.6429
95.8333
96.6305
97.619
98.2143
98.8095
99.4048
99.9091
100
100.595
100.595
100.595
101.19
100.595
100
100
99.5127
99.4048
101.31
101.5700311
101.8300621
102.0900932
102.3501243
102.6101554
102.8701864
103.1302175
103.3902486
103.6502797
103.9103107

```

```

104.1703418
104.4303729
104.6904039
104.950435
105.2104661
105.4704972
105.7305282
105.9905593
106.2505904
106.5106215
]; %precio energía sin multa
Bonocarbono=0;

FP0=[0.9    0.8 0.285    0.4 0.3 0.42    0.6
0.7 0.7 0.225    0.2 0.15    0.35    0.5
];

FP=zeros(100,7);

for j=1:7

FP(1,j)=FP0(1,j);
FP(100,j)=FP0(2,j);

diferencial=(FP(100,j)-FP(1,j))/99;
for i=1:99

FP(i,j)=diferencial*(i-1)+FP(1,j);

end
end

factorpot= [0.6
0.6
0
0
0
0.6
0.6
]; %vector columna

escenariocumplimiento =[1540.393352
1660.847194
1788.622374
1920.240107
3093.814701
4399.064781
5859.193962
7492.142063
9313.132795

```

```

11335.30088
11983.21756
22105.60952
23645.67882
25293.1502
27055.51963
28940.80661
30957.59071
33115.05073
35423.00651
37891.96383
]; %con eficiencia energética y 1024 real

escenariocumplimiento=escenariocumplimiento*1000;

%(años), depende de la política, 1024, 2020, 2020 y si es dinámico,
tendencial o con EE en GWh

valores=zeros(7,20);

%ahora, el potencial total como vector columna
potencial= [3350
3249
100000
1500
500
1051
3003
];

energia=zeros(7,1);
D=mean(FP);
for m=1:7
energia(m,1)= D(1,m)*potcentral*8.760;
end

%%%%%
for n=1:20

liminf=0;
limsup=100;
casomedio=(limsup-liminf)*0.5;
paso=limsup-liminf;
counterinf=0;
countersup=0;
countermed=0;
counter=0;

%%%%%%%%%%%%%% conectar con años anteriores xD
while ((paso >=0.5) &&(counter<=10))

[VANTinf]=VANERNC(n,liminf,precioenergia, Bonocarbono, FP,factorpot,
potcentral);

```

```

[xinf]= PPL(valores,n,energia,potencial,VANTinf,escenariocumplimiento);
VANinf= VANTinf'.*xinf;

[VANTmed]=VANERNC(n,casomedio,precioenergia, Bonocarbono, FP, factorpot,
potcentral);
[xmed]= PPL(valores,n,energia,potencial,VANTmed,escenariocumplimiento);
VANmed= VANTmed'.*xmed;

[VANTsup]=VANERNC(n,limsup,precioenergia, Bonocarbono, FP,
factorpot,potcentral);
[xsup]= PPL(valores,n,energia,potencial,VANTsup,escenariocumplimiento);
VANsup= VANTsup'.*xsup;

% Debemos Evaluar VAN con caso Liminf y Limsup para año n para cada
tecnología l (l entonces sería de 1 a 7), es decir, hacer un PPL para esto
for i=1:7

if VANinf(i,1)<-10000
counterinf=counterinf+1;
end

if VANmed(i,1)<-10000
countermed=countermed+1;
end

if VANsup(i,1)<-10000
countersup=countersup+1;
end

end

if countersup>0
limsup=200;
end

if countermed>0
liminf=casomedio;
else
limsup=casomedio;
end

if counterinf==0 %puede ser que deba ser ==
liminf=0;
limsup=0;
end

counter=counter+1;

end %end del while
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```
precioatributo(n,1)=liminf;

[VANterm]=VANERNC(n,precioatributo(n,1),precioenergia, Bonocarbono,
FP, factorpot, potcentral);
[xterm]=PPL(valores,n,energia,potencial,VANterm,escenariocumplimiento);
valores(:,n)=xterm;
end %end del for
```