



UNIVERSIDAD DE TALCA

FACULTAD DE ECONOMÍA Y NEGOCIOS

ESCUELA DE INGENIERÍA INFORMÁTICA EMPRESARIAL

**EL PRECIO ESTABILIZADO COMO FORMA EN QUE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICOS VENDAN LA ENERGÍA
PRODUCIDA A LARGO PLAZO**

Autor: Fabián Montecinos Valdés

Prof. Guía: Luis Canales Carrasco

Proyecto de Memoria para optar al título de INGENIERO INFORMÁTICO EMPRESARIAL

TALCA-CHILE

2022

CONSTANCIA

La Dirección del Sistema de Bibliotecas a través de su unidad de procesos técnicos certifica que el autor del siguiente trabajo de titulación ha firmado su autorización para la reproducción en forma total o parcial e ilimitada del mismo.



Talca, 2023

Agradecimientos

Los respectivos agradecimientos de esta memoria son para los profesores Johannes Hartwig, Luis Canales y el profesor Yony Ormazábal. El profesor Johannes fue el profesor que me ayudó a definir el tema de mi memoria y como debía enfocar el marco teórico. Al profesor Luis Canales le agradezco primero, el hacerse responsable de mi guía después de la partida del profesor Johannes y segundo, ser quien me orientó en el desarrollo de los resultados y las conclusiones de mi memoria, y al profesor Yony Ormazábal le agradezco por sus comentarios con los cuales podía mirar el desarrollo de la memoria desde otros puntos de vista y poder ir complementando el texto de una mejor manera.

Dedicatoria

La presente memoria está dedicada a mi familia y amigos, que han estado presente durante todo el proceso académico, dándome el apoyo en aquellos momentos en que la vida universitaria se colocaba compleja y disfrutando de nuestras alegrías cuando esta nos daba ciertos triunfos. En cualquiera de los dos casos, siempre hubo un aprendizaje de vida y mi familia y amigos siempre estuvieron ahí para darme ánimos de seguir adelante.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	CAPÍTULO I: Introducción	1
1.1	Contexto	1
1.2	Alcance.....	2
1.3	Objetivos	2
1.3.1	Objetivo general	2
1.3.2	Objetivos Específicos	2
2	CAPÍTULO II: Marco teórico	3
2.1	Sistema eléctrico nacional	3
2.2	Organismos reguladores y Organismos Independientes	5
2.3	Sectores de la oferta en energía eléctrica.....	6
2.4	La Generación distribuida	7
2.5	Experiencias de Alemania, Costa Rica y Chile	8
2.5.1	El caso de Alemania	8
2.5.2	El caso de Costa Rica	9
2.5.3	El caso Chile.....	11
3	Capítulo III: Metodología.....	15
4	Capítulo IV: Resultados	17
4.1	Costos de Inversión	17
4.2	Costos operación y mantenimiento.....	19
4.3	Costos de Implementación energía solar	20
4.4	Producción de energía	21
4.5	Precios de los intervalos horarios	22
4.6	Precio de mercado	24
4.7	Modelo de simulación	24
4.7.1	Definición del problema	24
4.7.2	Conceptualización del sistema.....	24
4.7.3	Formalización.....	26
4.7.4	Comportamiento del modelo	32
4.7.5	Evaluación del modelo	34

4.7.6	Explotación del modelo	44
5	Capítulo V: Conclusiones.....	46
	Bibliografía	47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Horarios para el cálculo del precio estabilizado.....	14
Tabla 2.	Costos de inversión por tecnología de generación.	18
Tabla 3.	Costos de operación y mantención.....	19
Tabla 4.	Costos de operación y mantención de PMGD de 3MW y 9MW.....	19
Tabla 5.	Costos de implementación de energía solar.....	20
Tabla 6.	Costos de inversión final.....	21
Tabla 7.	Precio estabilizado por intervalo temporal \$/kWh.	22
Tabla 8.	Precio spot.....	24
Tabla 9.	Relaciones entre variables del modelo de influencias	25
Tabla 10.	Variabilización por planta	28
Tabla 11.	Fórmulas del diagrama de Forrester	28
Tabla 12.	Validación estructural.....	34
Tabla 13.	Validación de robustez	35
Tabla 14.	Validación de sensibilidad.....	36
Tabla 15.	Comportamiento de las variables para una unidad fotovoltaica	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Generación histórica de electricidad de Energías Renovables.	4
Figura 2. Generación histórica de electricidad de Energías Convencionales.	4
Figura 3. Marco regulatorio.....	5
Figura 4. Evolución de las Feed-in Tariffs en Alemania.....	9
Figura 5. Potencia anual instalada durante el plan piloto de GD.....	10
Figura 6. Potencia instalada del plan piloto del ICE en MW.....	11
Figura 7. Capacidad total de la generación eléctrica neta según tecnología en MW.....	12
Figura 8. Total de inyección de ERNC desde la ley 20.257 por tecnología en GwH.....	12
Figura 9. Capacidad instalada de medios de generación de pequeña escala por región abril de 2022.....	13
Figura 10. Distribución total de la inversión de proyectos en construcción y estudio por tipo de tecnología de generación.	17
Figura 11. Distribución total de la capacidad instalada de los proyectos en construcción y estudio según la tecnología de generación.	18
Figura 12. Energía producida	21
Figura 13. Diagrama de Influencias	25
Figura 14. Diagrama de Forrester.....	27
Figura 15. Rentabilidad por precio estabilizado.....	32
Figura 16. Rentabilidad por precio spot	32
Figura 17. Comparación entre precio estabilizado y spot.....	33
Figura 18. Precio Spot vs precio estabilizado por empresa de generación	33
Figura 19. Simulaciones a partir de validación de robustez del precio estabilizado.....	35
Figura 20. Simulación de robustez para precio spot.....	36
Figura 21. Rentabilidad por precio estabilizado vs capacidad de planta.	40
Figura 22. Rentabilidad a precio spot vs capacidad de planta	40
Figura 23. Rentabilidad a precio estabilizado vs Inflación.....	41
Figura 24. Rentabilidad por precio spot vs inflación.....	41
Figura 25. Rentabilidad por precio estabilizado vs competencia de proveedores	42
Figura 26. Rentabilidad por precio spot vs competencia de proveedores.....	42
Figura 27. Rentabilidad por precio estabilizado vs cambio a dólares.....	43
Figura 28. Rentabilidad a precio spot vs cambio a dólares	43

Resumen

La tecnología fotovoltaica ha tomado una relevancia principal en nuestro país desde el año 2016, siendo la región del Maule la tercera con mayor capacidad de Pequeños Medios de Generación distribuido (PMGD) instalada con 243 MW actualmente. A partir de la presente investigación enfocada en los PMGD fotovoltaicos de la región del Maule, se conocerá la producción diaria de energía, los costos de implementación y los métodos de venta de la energía que producen.

El objetivo principal de esta investigación es evaluar si el precio estabilizado es una buena medida para que los PMGD fotovoltaicos de la región del Maule vendan la energía producida, basándose en una investigación cualitativa y cuantitativa que permite establecer los costos de implementación la energía producida, precio spot y precio estabilizado para la venta de energía. Luego a partir de la dinámica de sistemas se presenta un modelo de simulación.

El modelo de simulación se realizó a través del software Vensim PLE, el cual consideró la energía diaria producida a partir de 10 centrales solares de la región del Maule, los valores por precio estabilizado y spot, además de los costos. A partir del modelo se pudo concluir que el precio estabilizado no es la mejor forma en que se puede vender la energía producida, ya que la venta de energía a precio spot presenta una mayor rentabilidad en menor tiempo transcurrido que el precio estabilizado.

Abstract

Photovoltaic technology has taken on a major relevance in our country since 2016, with the Maule region being the third with the largest capacity Small Distributed Generation Means (PMGD) with 243 MW currently installed. From the present investigation focused on the photovoltaic PMGD of the Maule region, the daily energy production, implementation costs and methods of selling the energy they produce will be known.

The main objective of this research is to evaluate whether the stabilized price is a good way for the PMGD photovoltaic plants in the Maule region to sell energy produced, based on qualitative and quantitative research that allows establishing the implementation costs of energy produced, spot price and stabilized price for energy sales. Then, from the system dynamics, a simulation model is presented.

The simulation model was carried out using the Vensim PLE software, which considered the daily energy produced from 10 solar power plants in the Maule region, the values for stabilized and spot prices, as well as costs. From the model, it was possible to conclude that the stabilized price is not the best way in which the energy produced can be sold, since the sale of energy at spot price presents a higher profitability in a shorter elapsed time than the stabilized price.

1 CAPÍTULO I: Introducción

1.1 Contexto

Las fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) aprovechables en nuestro país, son la eólica, las hidroeléctricas hasta 20 MW, la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la del mar (Ministerio de Energía, 2020). En el año 2021 se estableció la meta, de que las ERNC deben tener una participación del 40% de la matriz energética nacional hacia el año 2030; ya para el año 2050, el 100% de la matriz energética provendrá de ERNC (Ministerio de Energía, 2021). Actualmente, en 2022, las ERNC concentran un 33,8% de la matriz eléctrica, considerando biogás (0,2%), biomasa (2,2%), eólica (10,8%), geotérmica (0,6%), minihidráulica de pasada (2%) y solar fotovoltaica (18%) (ACERA, 2022a).

Los Pequeños Medios de Generación (PMG) y los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) aportaron la producción de energía eléctrica del 6% de la matriz eléctrica nacional, siendo la fotovoltaica la tecnología más utilizada para la generación (SpheraEnergy, 2021). Los PMGD producen energía a un máximo de 9 MW. En la región del Maule hay 39 centrales solares de tipo PMGD, aportando como potencia máxima 198,03 MW (Coordinador Eléctrico Nacional, 2022b). Existen dos tipos de PMGD: de inyección directa, en el que el total de su producción va a la red eléctrica; y de inyección compartida, que se conectan a un cliente definido para suplir el consumo interno de ese cliente y sus excedentes son inyectados a la red eléctrica (Solcor, 2021).

Los PMGD pueden realizar la venta de su energía de dos formas: vender al costo marginal instantáneo o vender a un precio estabilizado. Este último es calculado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y su resultado es entregado en el Informe Técnico Definitivo (ITD) (Antuko, 2019). Esta actividad, está regulada por el Decreto Supremo 88 que fue promulgado en septiembre de 2019 (BCN, 2020a). Este decreto introdujo cambios en la forma en la que se calcula el precio estabilizado. A partir de este decreto, el precio será obtenido dependiendo del intervalo horario en el que se produzca la energía. Se cree que este cambio va a ocasionar que el precio estabilizado llegué más cerca del costo marginal, lo que al fin y al cabo, va a terminar afectando principalmente a la tecnología solar (Electricidad, 2020). Esto último se debe, principalmente, a que la energía solar se concentra en ciertas horas del día y que a medida que existe mayor generación de este tipo, menor es su precio (The Breakthrough Institute, 2021). En consecuencia, que el precio

estabilizado sea calculado dependiendo de la hora, afecta significativamente a la energía fotovoltaica.

1.2 Alcance

El desarrollo de esta memoria se centra en la región del Maule, en plantas de energía fotovoltaica de tipo PMGD, para determinar si la energía producida resulta mejor venderla a precio estabilizado o de mercado, de acuerdo con los costos de implementación y operación.

Con esta investigación se espera contribuir a la gestión energética de la región del Maule, y a las políticas del gobierno para la regulación de la energía producida. Para esto, se proyecta el protagonismo futuro que las PMGD fotovoltaicas tendrán en la región del Maule, determinando el precio de venta de la energía que se produce para que el mercado energético se desarrolle de buena manera. Además, se establece un modelo de simulación que permite observar bajo qué parámetros las inversiones en PMGD fotovoltaicas son rentables en la región.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Evaluar si el precio estabilizado es una buena medida para que los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) fotovoltaicos de la región del Maule vendan la energía producida.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar los costos que significa para las empresas dedicadas al rubro energético, el implementar producción de energía a partir de tecnología fotovoltaica.
- Determinar si la producción diaria de energía fotovoltaica es más conveniente venderla a precio de mercado o estabilizado, sabiendo que entre más energía fotovoltaica se produzca menor será su precio de venta.
- Concluir a partir de la construcción de un modelo de simulación de rentabilidad, si las inversiones dirigidas a PMGD fotovoltaicas de la región del Maule son rentables en relación al costo/venta de energía a precio estabilizado.

2 CAPÍTULO II: Marco teórico

2.1 Sistema eléctrico nacional

Anteriormente, el sistema eléctrico nacional estaba dividido en otros sistemas más pequeños:

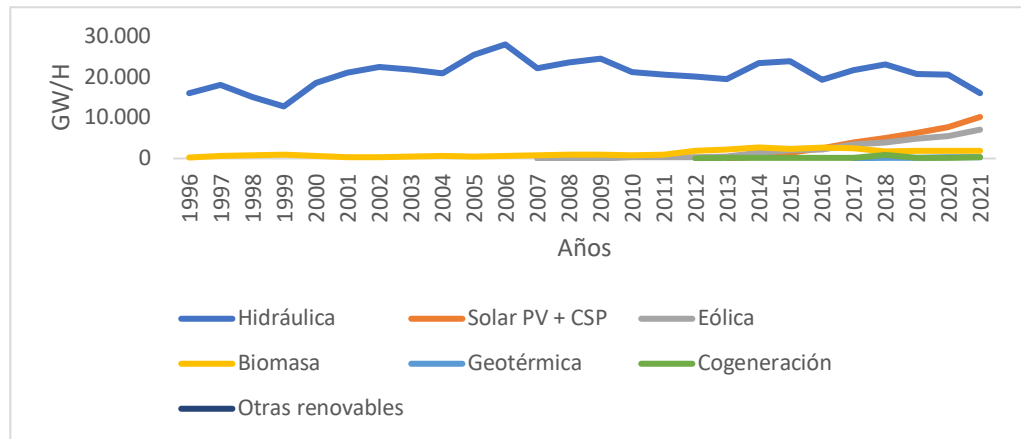
- El Sistema interconectado del Norte Grande (SING), que se encargaba de abastecer energía desde Arica hasta el pueblo de Coloso por el Sur. Su principal función era abastecer la industria minera. Para 2007, este sistema representaba el 28% de la capacidad eléctrica del país y suplía con energía al 5,8% de la población.
- El Sistema Interconectado Central (SIC), era el que poseía mayor extensión, comenzaba en Taltal y terminaba en la isla de Chiloé. Constituía el 72% de la capacidad eléctrica del país y abastecía al 90% de los habitantes.
- El Sistema Eléctrico de Aysén, que se encontraba constituido por los sistemas de menor escala de Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Al juntar toda la capacidad de estos cuatro sistemas, se tenía un 0,4% de la capacidad a nivel país.
- El Sistema Eléctrico de Magallanes, que también se constituía por otros sistemas de menor tamaño, los cuales corresponden a Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams. Tiene un 0,6% de la capacidad a nivel país (Behnke et al., 2009).

En el 2017, los Sistemas del Norte Grande y del Centro se fusionaron dando inicio al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Por la geografía de Chile, el SEN es un sistema único en cuanto a su distancia de cobertura, alcanzando 3.100 km al partir de Arica por el Norte y terminar en Chiloé por el Sur. En 2022, el SEN posee 36.771 km de líneas de transmisión, desde Arica a Chiloé, lo que ofrece una cobertura del 98% de la población. En cuanto a la producción anual de energía, esta corresponde a 20.714 GWh a marzo de 2022. Cabe mencionar que la producción anual basada en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) es de 7.106,9 GWh a la misma fecha (Coordinador Eléctrico Nacional, 2022c). Por otro lado, el Sistema de Aysén (SEA), en 2022, tiene 66 MW de capacidad instalada, de los cuales el 61% utiliza como fuente el diésel, 34% la hidráulica y 5% eólica; mientras que el sistema eléctrico de Magallanes (SEM) tiene 116 MW de potencia instalada, con un 84% generada de gas natural, 14% de diésel y un 2% de energía eólica (Generadoras de Chile, 2022).

En la Figura 1 se puede ver la generación de energía renovable desde el año 1996 al 2021, donde destaca principalmente la hidráulica. No obstante, desde el año 2016 en adelante las otras energías renovables, principalmente la solar fotovoltaica, han tomado relevancia.

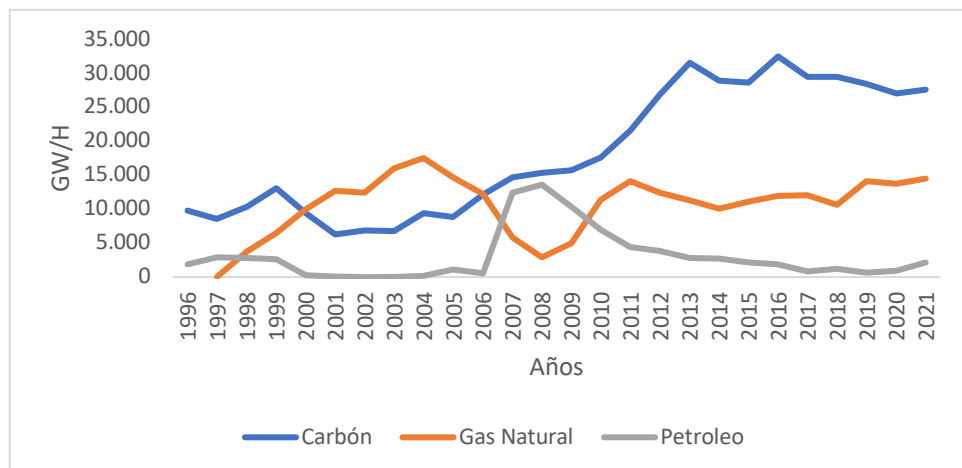
Figura 1. Generación histórica de electricidad de Energías Renovables.



Fuente: Hecho con datos obtenidos de Generadoras de Chile (2022).

En la Figura 2 se observa la generación de electricidad a partir de fuentes no renovables (convencionales) como el carbón, el petróleo y el gas natural. Este último, es la fuente principal en la matriz eléctrica, siendo el que más GW/H produce desde el año 2012.

Figura 2. Generación histórica de electricidad de Energías Convencionales.

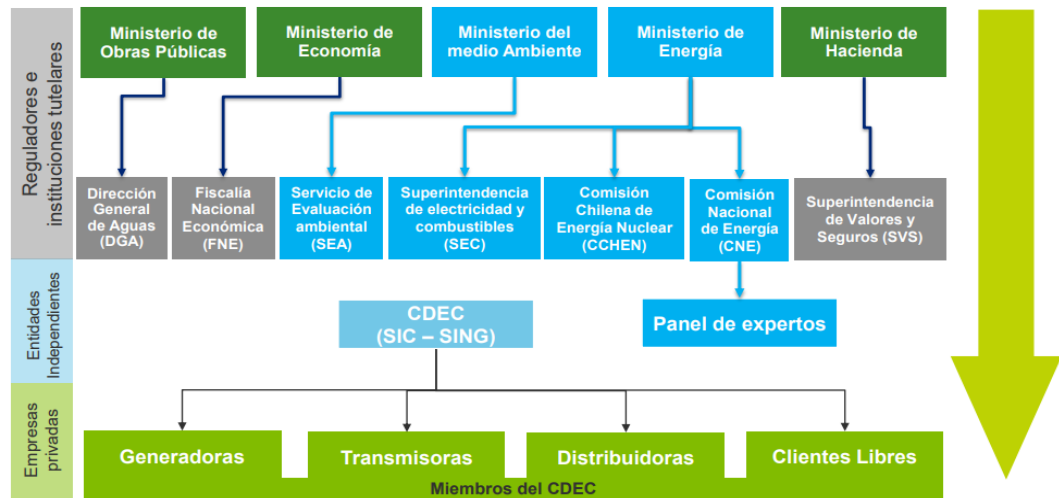


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Generadoras de Chile (2022).

2.2 Organismos reguladores y Organismos Independientes

En Chile el sector eléctrico se relaciona con entes públicos y privados, que cumplen el rol de reguladores y que corresponden a: el Ministerio de Energía, el Ministerio del Medio Ambiente, la Comisión nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), y el Servicio de Evaluación Ambiental. Por otro lado, están los organismos independientes como el Panel de Expertos y el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) (Deloitte, 2016). En la Figura 3 se muestran los organismos que regulan el sector energético en Chile.

Figura 3. Marco regulatorio.



Fuente: (Deloitte, 2016).

El Ministerio de Energía es el máximo regulador en materia energética y sus funciones apuntan a desarrollar el sector eléctrico a partir de planes y políticas. Se encarga de fijar los precios a los clientes regulados y otorgar las concesiones eléctricas. Del ministerio se desprenden la CNE, la SEC y la Comisión Chilena de Energía Nuclear (Deloitte, 2016).

La CNE, cumple una tarea de análisis respecto a los precios, normativas técnicas y las tarifas en energía, para posteriormente, mediante informes, presentar los cálculos de las tarifas por las cuales deben regirse las empresas. Así, la CNE se encarga principalmente del cálculo de precio nudo y generar el plan de obras. Además, se encarga de definir normas de nivel técnico para el funcionamiento de instalaciones de energía. La SEC vigila lo que tiene que ver con normas técnicas y leyes que se refieren a producción, almacenamiento, distribución y transporte de combustible, gas y electricidad. Con esto, la SEC comprueba que las personas que prestan los servicios lo estén haciendo correctamente. Otra de sus funciones, es entregar concesiones

transitorias y poner en conocimiento al Ministerio de Energía sobre las solicitudes de concesiones definitivas, referente a distribución eléctrica, instalaciones de tecnología hidráulica, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (Deloitte, 2016).

El Ministerio del Medio Ambiente se encarga del cuidado del ecosistema presente en el territorio nacional a partir de la conservación de los recursos naturales y la promoción de la sustentabilidad. Para poder cumplir con lo anterior, este Ministerio diseña y aplica políticas en programas de materia ambiental. El Servicio de Evaluación Ambiental, que depende del Ministerio del Medio Ambiente, se encarga principalmente de vigilar que las inversiones de privados no malogren el medioambiente, lo cual se hace a partir del Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA), que gestiona que la ejecución de proyectos privados cumplan con las normas ambientales (Deloitte, 2016).

El Panel de Expertos es un organismo independiente, que tiene sus inicios en el año 2004, en la ley 19.940. Este organismo entra en acción cuando existen diferencias en las aplicaciones de las normativas eléctricas. El panel se conforma por 2 abogados y 5 ingenieros o licenciados en ciencias económicas, los cuales son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. Por su parte, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) tiene sus inicios en el año 1982 y es el encargado de que el funcionamiento de las instalaciones eléctricas sea coordinado en la generación, transmisión y distribución. El CDEC se compone por un directorio de las empresas que componen el sistema eléctrico y vigila que los costos de abastecimiento sean los apropiados, por lo que está al tanto de los peajes que deben pagar las empresas en generación, transmisión y distribución (Deloitte, 2016).

2.3 Sectores de la oferta en energía eléctrica

En Chile existen los sectores de Generación, Transmisión y Distribución (Generadoras de Chile, 2022). La Generación comprende la transformación de la energía que se encuentra en un estado primario mediante el uso de tecnología. En este ámbito, la competencia de diferentes empresas está permitida, con lo cual las autoridades que regulan el mercado pretenden asegurar la calidad del servicio a los clientes (CGE, 2015a).

La Transmisión comprende el transporte desde donde se realiza la generación de energía hasta los lugares donde esta será distribuida. Quienes sean dueños de las líneas de transmisión deben dar las autorizaciones correspondientes para que la energía pase a través de ellas; a cambio

de esto, quienes usen estas líneas deberán pagar un tipo de peaje según precio por unidad y potencia que esté siendo transportada por las líneas de transmisión (CGE, 2015b). Los cargos de transmisión son calculados por la Comisión nacional de Energía (CNE) de forma semestral (CNE, 2020a).

La Distribución es donde finalmente se lleva la energía a los diferentes hogares. Esta etapa, la lleva a cabo empresas que, según la concesión otorgada, deben dar servicio eléctrico a las diferentes zonas. Para aquellos clientes que tienen una capacidad de rango menor a 200 kW, la autoridad fijará las tarifas; mientras que los clientes que superen dicha capacidad, pueden gestionar acuerdos de una forma libre con la empresa distribuidora (CGE, 2015b).

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es quien se encarga de la coordinación de la distribución, para que las personas reciban un buen suministro. Algunas tareas para cumplir con lo anterior incluyen realizar planificación de las operaciones, determinar líneas de transmisión e indicar las subestaciones de poder (CGE, 2015b).

2.4 La Generación distribuida

Hay una gran cantidad de definiciones en la literatura para la Generación Distribuida (GD), por lo cual es importante observar ciertos puntos claves para formar una propia definición. Primordialmente, existen algunos aspectos, tales como, saber cuál es el objetivo principal que persigue la GD, la ubicación donde se encuentra la GD, cómo se califica la GD, las zonas de suministro, la tecnología, el impacto ambiental que tendrán las instalaciones, el funcionamiento, la propiedad y la penetración que tenga la GD. A partir de este contexto, se puede definir la GD como aquella fuente de alimentación que se conecta directamente a la red de distribución o se encuentra conectada a algún cliente (Ackermann et al., 2001).

Se puede entender entonces a la GD como aquella en donde la generación de electricidad va en favor de un cliente (donde se encuentra la generación), o bien, esta pasa a la red eléctrica. Algunas de las tecnologías utilizadas para esta forma de generación eléctrica, son motores, turbinas de menor escala, celdas de combustible y sistemas fotovoltaicos (International Energy Agency, 2002).

La GD también es nombrada como Generación Integrada y es aquella donde la producción de energía no va a las líneas de transmisión, sino que va directamente a la red de distribución. Normalmente, es una generación de pequeña escala y se asocia a tecnologías de producción, tales como hidroeléctricas, energía eólica, solar y calor (Ofgem, 2002).

Finalmente, revisando las definiciones anteriores, provenientes de diferentes autores y organismos, es posible identificar ciertas coincidencias, como que la generación distribuida es aquella que inyecta su energía producida directamente a la red de distribución, y que principalmente es una producción a escala menor. También está la coincidencia de que este tipo de generación está conectada a un cliente que hace uso de la energía.

2.5 Experiencias de Alemania, Costa Rica y Chile

2.5.1 El caso de Alemania

Desde el año 1991, con la Ley de Alimentación Eléctrica, en Alemania se permitió que las energías renovables entraran a la red eléctrica a partir de lo que generaban. Las empresas de servicios públicos se comprometieron a pagar la energía producida por plantas de generación renovables de acuerdo con tarifas fijas (Feed in Tariff). Para esta medida, la ley dejaba en claro que los proveedores de electricidad y los clientes eran quienes soportaban todo el peso económico que significaba. El cálculo del Feed in Tariff se hacía cada año a partir de los ingresos medios de la electricidad vendida durante el año anterior, con lo cual las tarifas variaban todos los años. Las plantas que mayormente se vieron beneficiadas fueron las de tipo eólica y solar, ya que recibieron el 90% de los ingresos específicos. Para los otros tipos de energía como la pequeña hidráulica, la generada de biomasa y biogás, que generaban entre 500 kW y 5 MW, fueron remuneradas con el 65% de los ingresos específicos. Para el año 1996 las tarifas sufrieron una disminución debido a que se empezó a dejar de lado el impuesto al carbón, lo cual, a su vez, bajó el precio de la electricidad; además, otro motivo por lo que las tarifas disminuyeron fue la liberación del mercado eléctrico. Con esto, se comenzó a favorecer solo a las plantas que comenzaron actividades posteriores a la promulgación de la ley y no aquellas que estaban antes de ella (International Energy Agency, 1991).

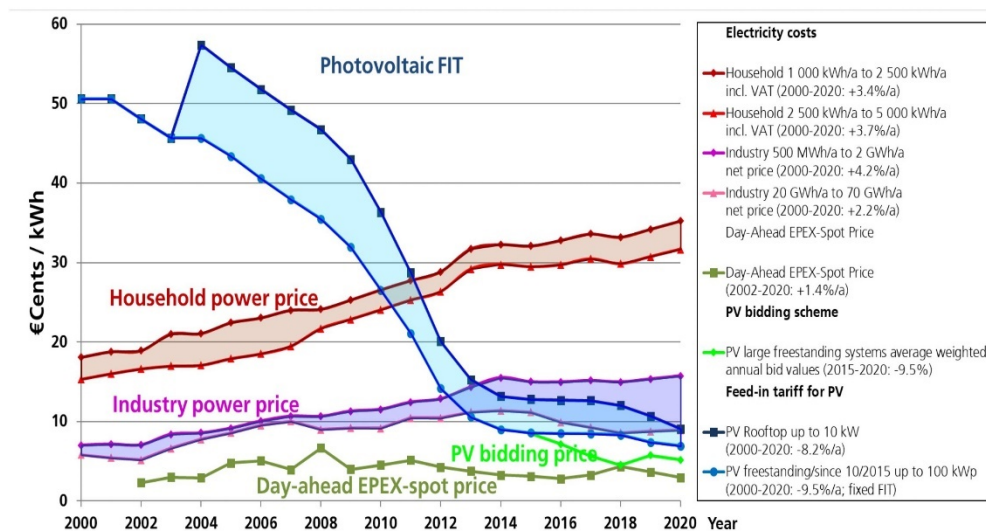
Durante el año 2000, se inicia la Ley de Energía Renovable, que reemplaza a la de 1991. En esta ley se establece que las plantas de energías renovables deben tener acceso a la red eléctrica y que los encargados de esto ahora serán los operadores de la red. Se indica que las tarifas serán establecidas según la tecnología que se esté utilizando para la generación de energía y a partir del costo real de generación. La tarifa se mantendrá por veinte años de esa manera, para incentivar la inversión (International Energy Agency, 2000).

Este proceso de actualización energética ha propiciado que las energías renovables hayan pasado de un 7% de participación en el 2001, a un 33% en el año 2015. Las instalaciones de autoconsumo están dentro del proceso de renovación de la matriz energética que comenzó en los

años 90. Según las leyes descritas, las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo que tengan como potencia menos de 10 kW, tendrán la opción de consumir lo que ellos mismos generen sin pagar impuestos por eso y la energía que no utilicen la pueden verter a la red eléctrica. Esta energía será remunerada según la tarifa establecida, correspondiente al momento en que se inició la producción (Ramiro et al., 2016).

En la Figura 4 se observa la variación de precio que un consumidor paga por la electricidad. Además, se ve como las instalaciones anteriores al 2011 ganaban mucho más por cada kilovatio/hora que inyectaban a la red, pero después de esa fecha, las instalaciones comenzaron a ser remuneradas con un menor precio por kilovatio/hora inyectada a la red, que el que importaban desde la red. Así, el incentivo cambió a uno de autoconsumo inmediato (Ramiro et al., 2016).

Figura 4. Evolución de las Feed-in Tariffs en Alemania.



Fuente: (Ise & GmbH, 2022).

2.5.2 El caso de Costa Rica

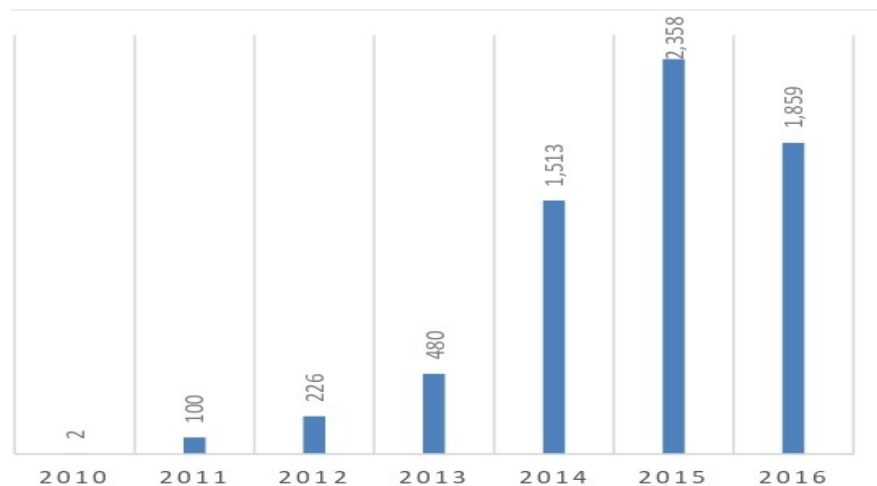
La composición de la generación eléctrica de Costa Rica es en su mayoría renovable durante casi todo el año, siendo de los pocos países a nivel mundial en lograrlo. El 2018 fue el cuarto año seguido en que el 98% de la energía eléctrica provino de fuentes renovables, principalmente la hidroeléctrica (van Riet et al., 2020). Sin embargo, en el año 2011, el entonces presidente del país junto con el ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, firmaron la Directriz N°14-MINAET que se relaciona con la producción de energía de autoconsumo. A partir de esta Directriz

se pretendía que las empresas ligadas al rubro de la electricidad promovieran la generación de electricidad de baja escala desde fuentes renovables. Dentro de la misma directriz se precisa que las empresas que prestan servicios de electricidad debían crear planes piloto de generación distribuida de autoconsumo. En estos proyectos, todos los consumidores podían participar, fuesen residenciales, comerciales o industriales (Echevarría y Monge, 2017).

Entre el periodo 2010-2015, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) puso en marcha un plan piloto experimental para sus clientes, con la idea de estudiar el impacto que tenía la generación distribuida en las redes eléctricas. Este plan poseía la capacidad de 10 MW, donde 1MW era exclusivo para clientes residenciales. Así, las limitaciones de generación dependían exclusivamente de la capacidad económica que tenían los clientes. El plan cumplió a cabalidad, obteniendo beneficios tales como, el aumento de la generación a partir de fuentes renovables, la creación de un mercado de equipos de generación distribuida, y la disponibilidad de incentivos para mayor inversión privada. Por otro lado, los clientes fueron beneficiados con la disminución de instalaciones de equipos de energías renovables y rebajas en las facturas de pago debido a que bajó el consumo proveniente de la red. En esta experiencia piloto, no hubo venta de excedentes, ya que el ICE no lo consideró dentro de los objetivos del plan (BID, 2017).

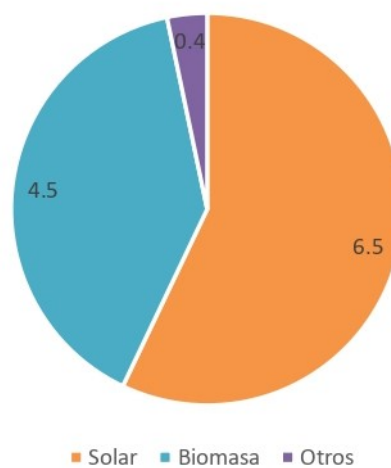
La Figura 5 muestra que, en los primeros años del plan piloto, el crecimiento fue bajo, pero del 2014 al 2016, hubo mayores instalaciones. En la Figura 6 se puede observar que la tecnología con mayor capacidad instalada es la solar fotovoltaica.

Figura 5. Potencia anual instalada durante el plan piloto de GD.



Fuente: (ICE, 2020).

Figura 6. Potencia instalada del plan piloto del ICE en MW.



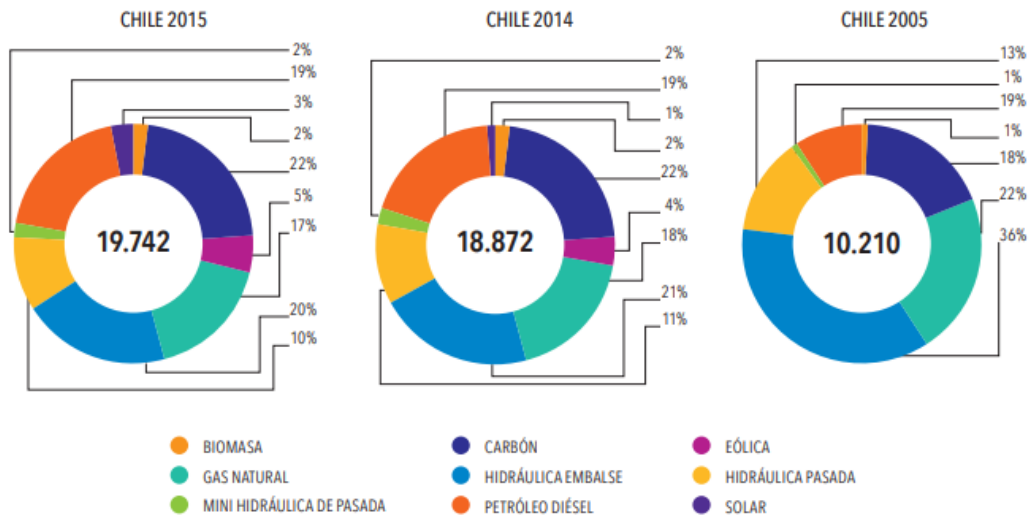
Fuente: (ICE, 2020).

2.5.3 El caso Chile

En Chile, la Ley 19.940 es la primera que habla de aquellos proyectos que producen menos de 9 MW, los cuales tendrían la posibilidad de conectarse a la red de distribución. Además, se indica que los costos necesarios para la conexión, serán de cargo de los dueños de estos medios de generación (BCN, 2004). Posterior a esta ley, se encuentra el Decreto Supremo 244, el que dentro de sus primeras indicaciones, en el Artículo 1°, define que aquellos medios de generación que no superen los 9 MW y que se encuentren conectados a distribución, serán llamados Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) (BCN, 2006). Siguiendo la normativa, está la Ley 20.257 que expresa que las empresas deben retirar una cantidad definida a partir las Energías Renovables No Convencionales, indicando que para el año 2014 al menos el 10% de la energía provenga de fuentes renovables (BCN, 2008).

En la Figura 7 se puede observar que en el año 2005 la capacidad de generación estaba dada principalmente por energía hidráulica con una capacidad del 36%; la energía solar aun no aparecía como una fuente de generación en el país. Para el año 2014, el carbón representaba un 22% de la capacidad instalada y la energía solar aparece con el 1%. En el 2015 el carbón se mantuvo con el 22% de participación y la energía solar llegó al 3%.

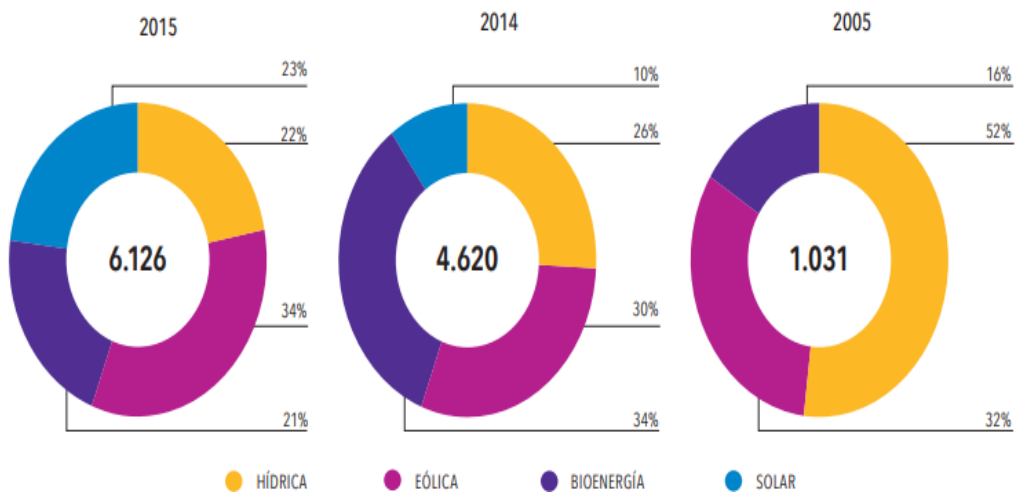
Figura 7. Capacidad total de la generación eléctrica neta según tecnología en MW.



Fuente: (CNE, 2015).

En la Figura 8 se puede observar que en el año 2005 las inyecciones de energías renovables eran mínimas, y que la energía solar no aportaba a las mismas. En el 2014, la energía solar ya tenía una participación del 10% en las inyecciones y para el año 2015, ya es el segundo tipo de energía renovable que más inyecciones hace a la red.

Figura 8. Total de inyección de ERNC desde la ley 20.257 por tecnología en GwH.

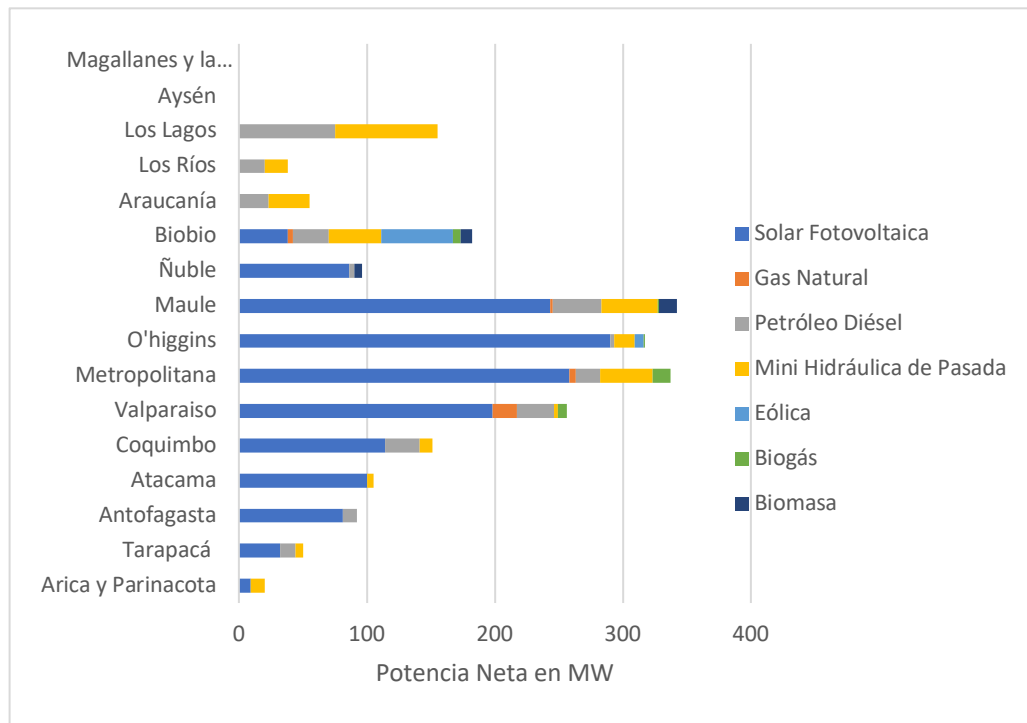


Fuente: (CNE, 2015).

Luego del Decreto Supremo 244, en el año 2019 es promulgado el Decreto Supremo 88, que indica que aquellos medios que no sobrepasen los 9 MW tendrán el derecho de vender la energía a precio estabilizado o a precio marginal instantáneo. También indica que los precios que provengan del formato estabilizado serán asignados por el Ministerio de Energía, a partir del informe técnico emitido por la CNE donde se muestra el valor de los precios de nudo. Posterior a esto, la misma CNE deberá entregar un informe técnico donde se presentan los cálculos de los precios estabilizados. Este último informe será dirigido a el Ministerio de Energía y al coordinador eléctrico nacional, el cual a su vez, presentará el informe a las empresas que estén adheridas (BCN, 2020b).

La Figura 9 muestra que la generación distribuida a baja escala (PMG y PMGD) por tecnología fotovoltaica es relevante principalmente en las regiones de O'Higgins, Metropolitana y del Maule. Esta última es la tercera región con mayor capacidad instalada en el país con 243 MW.

Figura 9. Capacidad instalada de medios de generación de pequeña escala por región abril de 2022.



Fuente: (ACERA, 2022b).

Otro punto que destaca del Decreto Supremo 88 es que ahora el cálculo contará con seis horarios, con duración de cuatro horas cada uno, y donde cada intervalo tendrá un respectivo valor. Esto puede afectar a los proyectos, ya que deberán vender su energía a precios bajos. Los más afectados serían los proyectos fotovoltaicos que generan solo durante el día, estimándose que bajo este nuevo concepto de remuneración los proyectos fotovoltaicos percibirán entre un 10% a 15% menos (S&P Global, 2022). La Tabla 1 muestra los intervalos horarios que define el Decreto Supremo 88 para el cálculo del precio estabilizado.

Tabla 1. Horarios para el cálculo del precio estabilizado.

Número intervalo	Hora de inicio	Hora de término
1	0:00	3:59
2	4:00	7:59
3	8:00	11:59
4	12:00	15:59
5	16:00	19:59
6	20:00	23:59

Fuente: (CNE, 2022c).

3 Capítulo III: Metodología

Se consideró una investigación de análisis mixto para la realización del modelo que comprendían los costos y la producción de energía. Una investigación mixta tiene como principal característica, la posibilidad de incorporar herramientas cualitativas y cuantitativas dentro de una misma investigación (Leech & Onwuegbuzie, 2009). Así, mediante este método se consiguió la obtención de los costos de los Pequeños Medios de Generación Distribuido (PMGD). Las cifras obtenidas están referidas a los costos asociados a la implementación de energía fotovoltaica dentro del país, considerando el valor de los componentes, la implementación, la operación y el mantenimiento. Además, se obtuvo la generación diaria pertenecientes a diez PMGD fotovoltaicos de la región del Maule

A través de la metodología de Dinámica de Sistemas se desarrolló un modelo de simulación que permite medir la rentabilidad de las inversiones dirigidas a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) fotovoltaicos de la región del Maule, según la relación costo/venta de energía a precio estabilizado. La Dinámica de Sistemas, a partir de instrumentos, se encarga de indagar en los problemas que se generan en un determinado sistema, a través de un equilibrio entre el análisis, que permite conocer las partes que componen un sistema y, por otro lado, la síntesis, que aporta conocimiento de cómo se integran las partes del sistema que se está abordando (Aracil, 1995). Las aplicaciones que se puede encontrar de la Dinámica de Sistemas en el ámbito empresarial son el estudio de inversiones (tanto en el área inmobiliaria, como en la financiera), la gestión de cambios dentro de la organización, la implementación de nuevas tecnologías, y el diseño de políticas de calidad (García, 2006). El software utilizado para la realización del modelo fue Vensim PLE, el cual es de uso gratuito y entre sus funciones principales se encuentran la simulación, salida de gráficos, edición de ecuaciones, chequeo de realidad y el uso de funciones (Vensim, s. f.). El modelo se estableció a partir de (Aracil, 1995):

- **Definición del problema:** Se establece el problema de forma que este pueda ser abordado a partir de un análisis de componentes.
- **Conceptualización del sistema:** Dentro de esta fase, se obtiene el diagrama de influencias del sistema.
- **Formalización:** El diagrama de influencias pasa a transformarse en el de Forrester, en el cual pueden ser escritas las ecuaciones del modelo.

- **Comportamiento del modelo:** Dentro de esta fase se da la simulación informática para obtener las diferentes trayectorias que se puedan generar.
- **Evaluación del modelo:** Dentro de esta fase el modelo pasa por ensayos para observar la validez y calidad que presenta. Lo que se evalúa principalmente, es que la lógica esté correcta, además de determinar las diferencias que se generan a partir de las hipótesis del modelo.
- **Explotación del modelo:** Es la fase final, en la que el modelo planteado se analiza en cuanto a otras posibilidades a las cuales el usuario puede verse confrontado con respecto a la realidad.

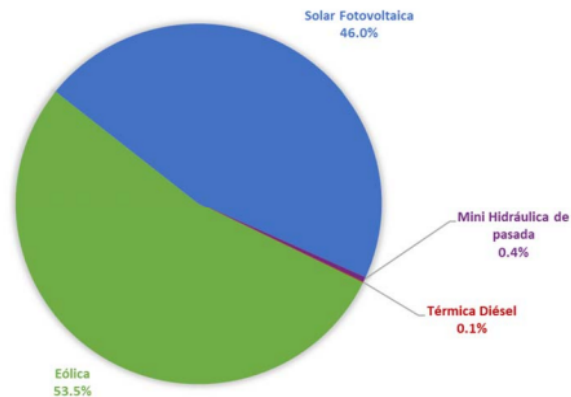
4 Capítulo IV: Resultados

4.1 Costos de Inversión

A partir de un estudio de 302 proyectos, que comprendían un total de 19.839 MW, la CNE determinó que la inversión inicial referencial en PMGD alcanzó los MM US\$20.312. Adicionalmente, la CNE también consideró proyectos que se encontraban en construcción, los cuales consideraban 2.428 MW, estimando una inversión de MM US\$2.067 (CNE, 2022a).

En la Figura 10 se aprecia que la tecnología de generación eólica tiene un mayor porcentaje de inversión considerando proyectos en construcción y en etapa de estudio (CNE, 2022a).

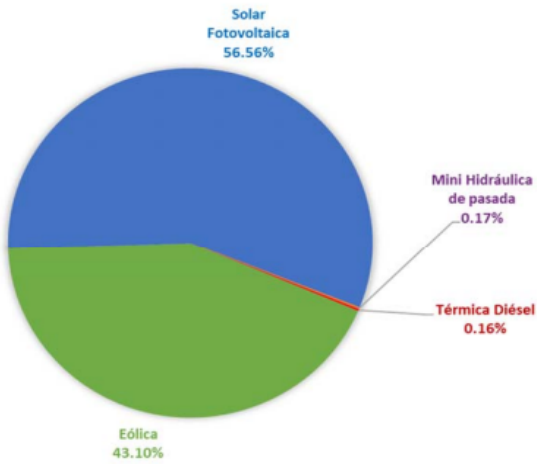
Figura 10. Distribución total de la inversión de proyectos en construcción y estudio por tipo de tecnología de generación.



Fuente: (CNE, 2022a).

La Figura 11 presenta la distribución de la capacidad instalada existente entre tecnologías, para proyectos en construcción y estudio. La tecnología con mayor porcentaje es la solar fotovoltaica con un 56,56% (CNE, 2022a).

Figura 11. Distribución total de la capacidad instalada de los proyectos en construcción y estudio según la tecnología de generación.



Fuente: (CNE, 2022a).

En la Tabla 2 se muestran los costos de inversión referenciales que la CNE estableció para cada tipo de tecnología (CNE, 2020b).

Tabla 2. Costos de inversión por tecnología de generación.

Tecnología	Costo de Inversión (US\$/kW)		
	Bajo	Promedio	Alto
Eólica	870	1.248	1.518
Solar Fotovoltaica	659	818	1.041
Minihidráulica de pasada		2.471	
Térmica Diésel		330	

Fuente: (CNE, 2022a).

Entonces, a partir de los datos de los proyectos que se encontraban en construcción y estudio, la CNE determinó un costo de inversión unitario de energía solar fotovoltaica de 818 US\$/kW. (CNE, 2022a).

4.2 Costos operación y mantención

Estos corresponden a los costos fijos con los cuales se mantienen en funcionamiento las unidades generadoras. Dichos costos corresponden principalmente a sueldos y contratos de mantenimiento. A partir de una estimación realizada para los diferentes tipos de tecnología, se llegó a determinar que un porcentaje de la inversión va a cubrir estos costos de operación y mantenimiento. Según lo anterior, la energía producida a partir de la tecnología solar fotovoltaica destina un porcentaje que va entre el 1% al 2% (CNE, 2022a).

En la Tabla 3 se encuentran calculados los costos de operación y mantención. Los cálculos, se basaron en lo descrito anteriormente y la información incluida en la Tabla 2. Según lo anterior, el cálculo comprende la multiplicación de la inversión promedio unitaria (US\$/kW) por tecnología y los porcentajes de inversión referencial que son destinados a la operación y mantención.

Tabla 3. Costos de operación y mantención.

Tecnología	Costo de Inversión (US\$/kW)		
	Promedio	Costos de operación mantención al 1%	Costos de operación mantención al 2%
Solar Fotovoltaica	818	8,18	16,36

Fuente: Elaboración propia a partir de (CNE, 2022a).

La Tabla 4 muestra los costos de operación y mantención de los PMGDs de 9 MW de potencia máxima bruta. Dichos costos fueron calculados según los datos de la Tabla 3, en la cual se presentan los costos unitarios en US\$/kW. A partir de esto, el cálculo se presenta a partir de 9.000 kW (9 MW) y considerando solo 2% asociado a costos de operación/mantención.

Tabla 4. Costos de operación y mantención de PMGD de 3MW y 9MW.

Costo PMGD fotovoltaico de potencia bruta máxima de 9 MW (US\$/MW)
Costos de operación/mantención al 2% por 9 MW
147.240

Fuente: Elaboración propia.

4.3 Costos de Implementación energía solar

La Tabla 5 muestra los costos asociados a la implementación de energía solar para una planta de 9 MW de potencia máxima bruta. Estos costos fueron calculados a partir de los datos de la Tabla 2, que indican una inversión promedio de 818 US\$/kW para la tecnología fotovoltaica. Este valor se multiplicó por 9.000 kW, que equivalen a la potencia bruta máxima de una planta de 9 MW, a lo obtenido se le descontó el equivalente al 2% de la tabla 4. El resultado se distribuye según los porcentajes que se observan en la tabla.

Tabla 5. Costos de implementación de energía solar.

Descripción	Monto (US\$)	Porcentajes
Ingeniería y estudio	186.535	2,6%
Instalación de faena	26.403	0,4%
Obras civiles	590.652	8,3%
Sistema de puesta a tierra	144.344	2,0%
Sistema de vigilancia (CCTV/intrusión/FD/Otros)	155.001	2,2%
Cables (Dimensionamiento depende de Ingeniería previa)	321.021	4,5%
Instalaciones electromecánicas conexas, pruebas	340.519	4,8%
Suministro e instalación de estructuras paneles	813.115	11,4%
Paneles Fotovoltaicos	3.331.132	46,6%
Celdas MT	79.487	1,1%
Inversores	826.544	11,6%
Cajas de conexión (string boxes)	196.946	2,8%
Sistema de Control Scada (Switches, hubs, routers, equipos de medida, etc.)	44.532	0,6%
Sistema meteorológico	33.854	0,5%
Entrega	51.054	0,7%
Total	7.141.140	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de (CNE, 2022a; Melis, 2015).

En la Tabla 6 se muestra la inversión de implementación con los descuentos realizados por operación y mantenimiento, a partir de lo indicado en la Tabla 4.

Tabla 6. Costos de inversión final.

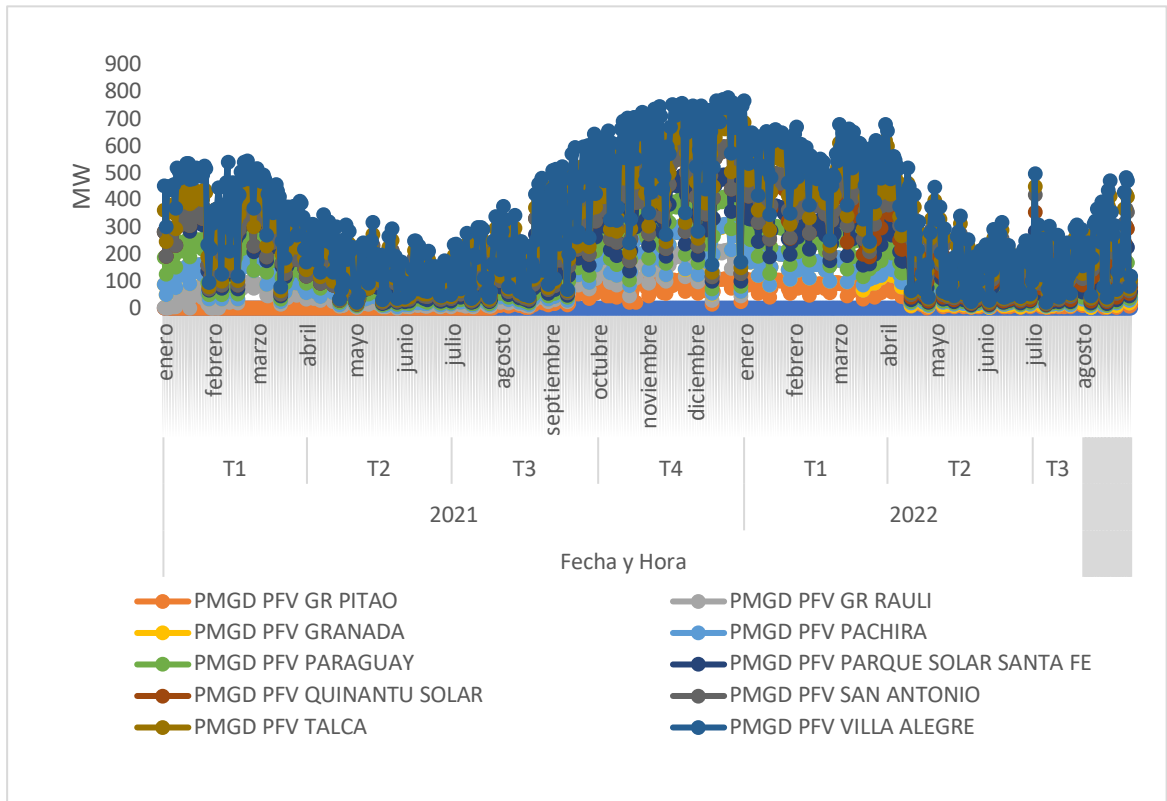
Costo de Inversión US\$ con descuento al 2%
7.141.140

Fuente: Elaboración propia.

4.4 Producción de energía

En la figura 12 se presenta la energía producida por diez centrales de la región del Maule. Estas centrales se encuentran representadas por el nombre de las plantas de producción de potencia máxima bruta de 9 MW. El periodo de tiempo corresponde desde enero de 2021 hasta agosto de 2022. Para más detalle revisar el Anexo 1

Figura 12. Energía producida



Fuente: elaboración propia a partir de Coordinador Eléctrico Nacional (2022a).

Para más detalle de los cálculos de la validación de sensibilidad observar el Anexo 1.

4.5 Precios de los intervalos horarios

Los precios son calculados en febrero y agosto de cada año, a partir de una simulación de operaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De estas simulaciones, se prepara el Informe Técnico Definitivo (IDT), en el cual son presentados los Precios de Nudo a Corto Plazo (PNCP) según los intervalos horarios (CNE, 2022d), lo cual se puede observar en la Tabla 8.

Tabla 7. Precio estabilizado por intervalo temporal \$/kWh.

Nudo	Tensión [kV]	Precio Estabilizado Por Intervalo Temporal [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
Parinacota	220	80.273	64.858	20.075	13.674	45.991	95.230
Pozo Almonte	220	78.192	63.628	20.423	13.584	44.871	93.085
Cóndores	220	78.856	63.613	20.240	13.671	44.953	93.149
Tarapacá	220	77.905	63.275	19.762	13.400	43.729	92.497
Lagunas	220	77.493	62.971	19.714	13.380	43.518	91.963
Nueva Victoria	220	77.103	62.675	19.673	13.365	43.326	91.379
Crucero	220	72.062	58.872	19.907	13.429	41.974	84.929
Encuentro	220	72.249	59.491	20.104	13.680	42.354	84.897
Chuquicamata	220	73.077	60.156	20.253	13.712	42.802	85.903
Calama	220	73.490	60.106	20.160	13.384	44.303	86.132
El Tesoro	220	71.114	58.882	21.008	14.439	42.846	82.572
Esperanza Sing	220	71.064	58.851	21.006	14.440	42.842	82.505
Atacama	220	72.547	59.182	20.056	14.004	43.609	85.618
El Cobre	220	74.519	61.406	20.093	13.864	42.844	86.110
Laberinto	220	74.264	60.471	20.067	13.908	42.349	86.513
O'Higgins	220	73.783	60.111	20.044	13.902	41.915	86.102
D. de Almagro	220	61.380	52.885	12.796	9.199	38.873	77.160
Carrera Pinto	220	61.041	52.847	14.839	10.463	39.075	76.719
Cardones	220	60.705	53.027	18.445	12.663	39.692	76.304
Maitencillo	220	59.242	52.025	19.392	13.223	38.815	74.352
Punta Colorada	220	58.923	51.835	21.968	15.216	39.762	74.094
Pan de Azúcar	220	58.919	51.976	25.498	18.076	41.960	74.562
Los Vilos	220	57.933	51.125	28.096	22.845	46.991	73.464
Nogales	220	56.835	51.524	31.144	29.463	52.169	73.262
Quillota	220	57.283	50.689	30.843	28.945	49.310	73.513
Polpaico	220	57.348	50.405	31.035	29.369	49.589	73.733
El Llano	220	56.912	50.625	30.856	28.849	48.923	72.826
Los Maquis	220	56.794	50.559	30.836	28.767	48.860	72.588
Lampa	220	58.895	52.234	33.682	32.075	45.232	73.322
Cerro Navia	220	55.258	49.091	31.479	30.049	50.005	73.063
Melipilla	220	57.189	50.826	32.181	30.395	49.253	74.481

Rapel	220	57.283	50.905	32.000	30.132	49.169	74.669
Chena	220	54.547	48.623	31.572	30.177	49.992	72.613
Maipo	220	52.802	47.331	31.060	29.656	49.085	70.479
Alto Jahuel	220	52.719	47.480	31.154	29.617	48.868	70.623
Itahue	220	53.308	47.959	32.914	31.536	46.841	70.851
Ancoa	220	51.253	46.336	30.990	29.545	48.453	69.187
Charrúa	220	49.205	44.459	30.349	28.963	45.900	65.334
Colbún	220	51.254	46.336	30.990	29.545	48.453	69.188
Candelaria	220	52.912	47.657	31.336	29.826	49.413	71.207
Hualpén	220	49.839	45.008	31.236	30.245	46.666	66.368
Lagunillas	220	49.564	44.764	31.273	30.437	46.474	66.018
Cautín	220	48.630	44.241	31.775	30.936	46.585	63.738
Temuco	220	47.351	42.973	31.062	30.092	45.299	62.867
Ciruelos	220	41.235	38.005	30.815	30.927	43.016	55.833
Valdivia	220	41.799	37.895	30.781	30.930	43.100	56.294
Rahue	220	39.297	37.055	31.896	32.219	42.637	53.723
Puerto Montt	220	38.860	35.913	31.146	31.411	41.503	52.805
Melipulli	220	38.861	35.914	31.147	31.412	41.504	52.807
Chiloé	220	39.524	36.620	31.788	31.955	41.829	53.458

Fuente: (CNE, 2022b).

Según lo planteado por el ITD y la indexación del PNCP, el precio estabilizado de la energía es actualizado por intervalo según los cambios que tenga el Precio Medio de Mercado, lo cual se estima mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Precio estabilizado de energía}_{t} = \text{Precio base}_{t} \left[\frac{PMM_i}{PMM_0} \right]$$

Donde:

PMM_i es el Precio Medio de Mercado calculado a partir de los precios medios de los contratos de los clientes libres y de aquellas ventas realizadas al valor del precio nudo de largo plazo por las distribuidoras. Estas ventas deben ser informadas por las empresas generadoras a la CNE el tercer mes anterior a la fecha en que se da a conocer este precio (CNE, 2022b).

PMM_0 es el Precio Medio de Mercado calculado a partir de los precios medios de los contratos de los clientes libres y de aquellas ventas realizadas al valor del precio nudo de largo plazo por las distribuidoras. Estas ventas, que también deben ser informadas por las empresas generadoras, corresponden a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Este valor se encuentra en el ITD PNCP.

Los primeros cinco días de cada mes la CNE publica mediante sitio web el resultado respectivo al nuevo PMM_i para el cálculo del precio estabilizado (CNE, 2022b).

4.6 Precio de mercado

La generación de energías a partir de ERNC, las cuales presenten costos marginales que equivalen a cero, va a provocar cambios en la oferta de energía eléctrica. Lo anterior se explica a partir de que los costos marginales existentes van a desembocar en una alta fluctuación del precio spot (Generadoras de Chile, 2021).

En la Tabla 8 se muestran valores por nudos principales del precio de mercado (mercado spot) del mes de marzo de 2022.

Tabla 8. Precio spot

Nudo	USD/MWh
Crucero	90,1
P. de Azúcar	92,4
Polpaico	95,7
Charrúa	103,6
P. Montt	232,7

Fuente: Elaboración propia a partir de Tapia et al. (2022)

4.7 Modelo de simulación

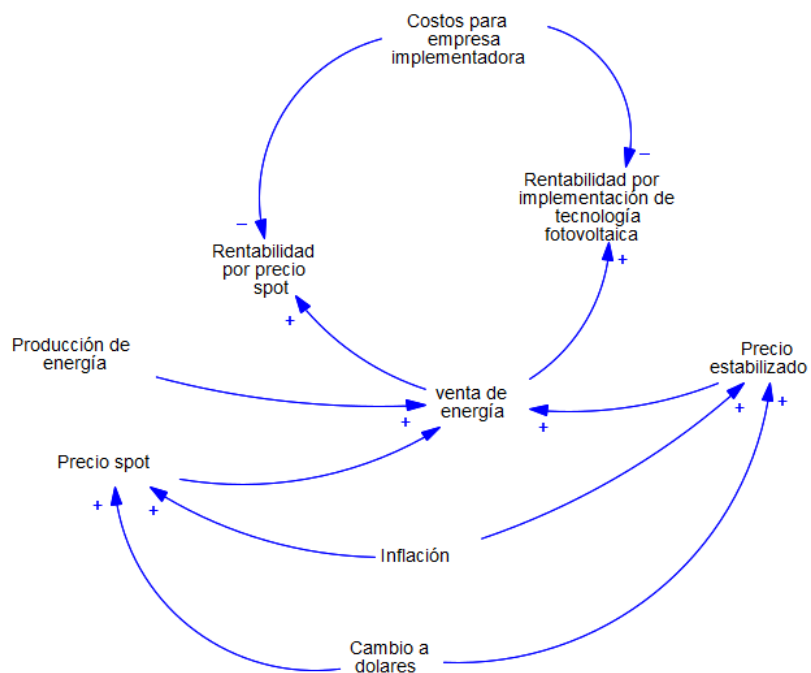
4.7.1 Definición del problema

A partir de la investigación cualitativa y cuantitativa sobre producción de energía, precio estabilizado, precio de mercado y los costos de implementar PMGD fotovoltaicos, se requiere proyectar la rentabilidad entre los costos y las ventas diarias de energía a partir del precio spot y estabilizado.

4.7.2 Conceptualización del sistema

En la Figura 13 se presenta el modelo de Influencias, en el cual se muestran las principales variables que interactuarán en el modelo de Forrester. Las variables fueron definidas a partir de los apartados de costos, producción de energía, valor del precio spot y el precio estabilizado, agregando como adicional la inflación y el cambio a dólares.

Figura 13. Diagrama de Influencias



Fuente: Elaboración propia

La tabla 9 presenta las relaciones entre las variables existentes en el modelo de influencias.

Tabla 9. Relaciones entre variables del modelo de influencias

Variable	Variables relacionadas
Rentabilidad por precio spot	-Venta de energía -Costos para empresa implementadora

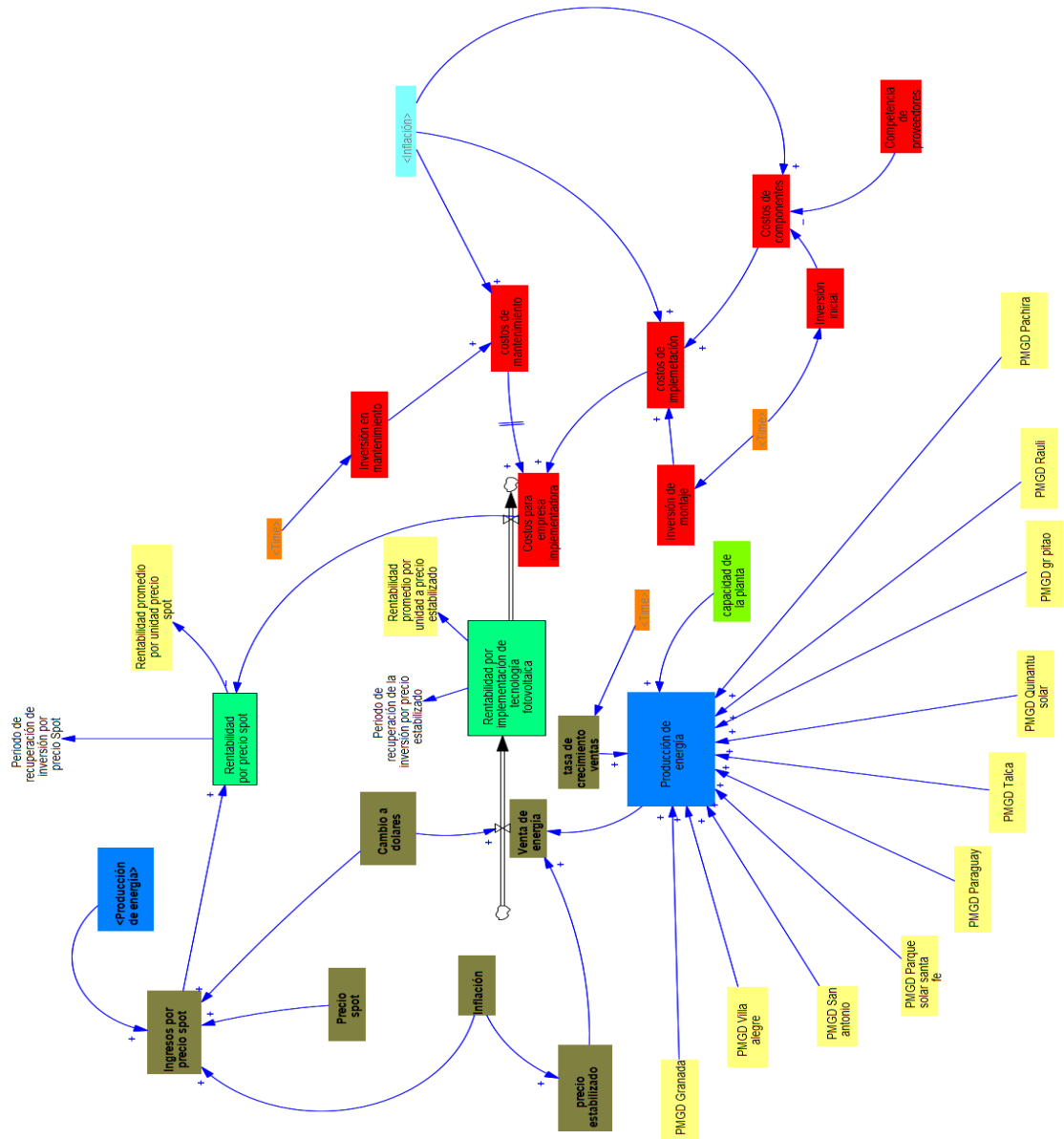
Venta de energía	-Precio estabilizado -Producción de energía -Precio spot
Precio estabilizado	-Cambio a dólares -Inflación
Costos para empresa implementadora	No posee
Precio spot	-Cambio a dólares -Inflación

Fuente: Elaboración propia.

4.7.3 Formalización

En la figura 14 se presenta la etapa de Formalización, la cual da como resultado el diagrama de Forrester. El modelo de Forrester está simulado a 3600 días, lo cual equivale a 10 años comerciales (350 días cada año). Además, considera los efectos causados por la inflación y el cambio de moneda, lo cual afecta a las variables como los costos y los valores de venta de la energía. Los costos, energía, precio estabilizado, precio de mercado implicados en este modelo corresponden a la tabla 5, figura 12 y la tabla 8, respectivamente.

Figura 14. Diagrama de Forrester



Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 10 se muestra la variación de las variables que representan a cada planta respecto de la energía diaria producida, precio estabilizado y precio spot. Los valores corresponden a mínimo, máximo, promedio y desviación estándar. El precio spot fue pasado a pesos chilenos con una conversión de 938,01 pesos a partir de la tabla 8.

Tabla 10. Variabilización por planta

Nombre Variable	Mínimo	Máximo	Promedio	Desviación
PMGD Granada	0,001	0,1	0,046	0,03
PMGD Pachira	0,000001	0.02	0,0068	0,0074
PMGD Paraguay	0,002	0,101	0,051	0,031
PMGD Pitao	0,02	1,09	0,52	0,36
PMGD Talca	0,00003	0,098	0,0420	0,027
PMGD Quinantu	0,00004	0,105	0,042	0,033
PMGD Raulí	0,00034	0,1	0,040	0,03
PMGD San Antonio	0,00001	0,167	0,032	0,03
PMGD Santa fe	0,0021	0,097	0,044	0,026
PMGD Villa Alegre	0,00042	0,0940	0,0443	0,0266
Precio estabilizado (USD/MWh)	9.199	95.239	46.654	20.141
Precio spot (USD/MWh)	84.515	218.275	115281	94503

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Fórmulas del diagrama de Forrester

Cambio a dólares= 944 [800,1200,50]
Capacidad de la planta= 216 Units: Megavatios [144,216,10]
Competencia de proveedores= 1 Units: calificación [0,2,1]

<p>Costos de componentes= IF THEN ELSE (Competencia de proveedores<1 , ((Inversión inicial*(1+Inflación)) /360)*(1+0.1) , (IF THEN ELSE(Competencia de proveedores >1, ((Inversión inicial*(1+Inflación))/360)*(1-0.1) , (Inversión inicial *(1+Inflación)) /360))) Units: Dólares</p>
<p>costos de implementación= (((Inversión de montaje) *(1+Inflación))/360)+Costos de componentes Units: Dólares</p>
<p>costos de mantenimiento= ((Inversión en mantenimiento)*(1+Inflación))/360 Units: Dólares</p>
<p>Costos para empresa implementadora= (costos de implemetación+costos de mantenimiento) *10 Units: Dólares</p>
<p>FINAL TIME = 3600 Units: Día</p>
<p>Inflación= 0.141 Units: porcentaje [-0.01,0.2,0.01]</p>
<p>Ingresos por precio spot= (((Precio spot*10)*(Producción de energía))*(1+Inflación)/Cambio a dólares) Units: Dólares</p>
<p>INITIAL TIME = 0 Units: Día</p>
<p>Inversión de montaje = WITH LOOKUP (Time, ([(0,0) -(10,10)],(0,2.15262e+06),(180,2.15262e+06),(360,0))) Units: Dólares</p>
<p>Inversión en mantenimiento = WITH LOOKUP (Time, ([(0,0) -(10,10)],(0,0),(180,0),(360,147240))) Units: Dólares</p>
<p>Inversión inicial = WITH LOOKUP (Time, ([(0,0)-(10,10)],(0,4.98852e+06),(180,4.98852e+06),(360,0))) Units: Dólares</p>
<p>Periodo de recuperación de inversión por precio Spot= IF THEN ELSE (Rentabilidad por precio spot<=0 , 0 , 1) Units: booleana</p>
<p>Periodo de recuperación de la inversión por precio estabilizado= IF THEN ELSE (Rentabilidad por implementación de tecnología fotovoltaica <=0 , 0 , 1) Units: booleana</p>

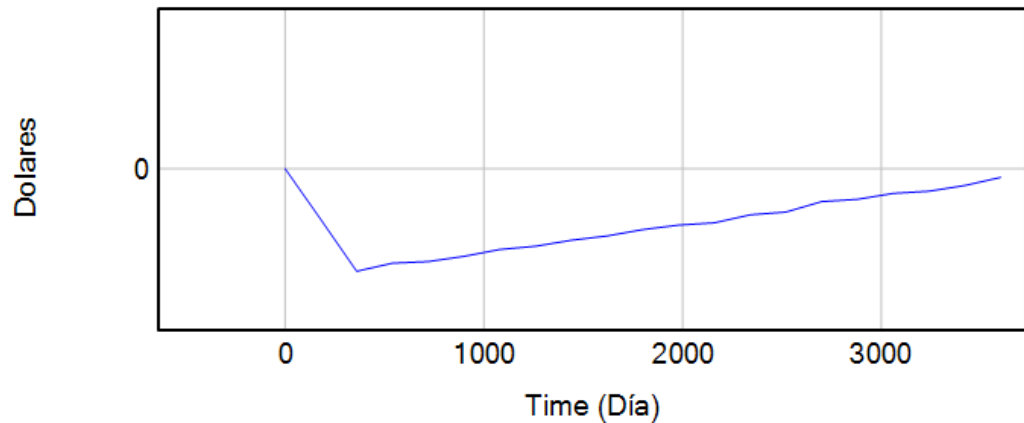
<p>PMGD gr pitao= RANDOM NORMAL (0.02 , 1.09 , 0.52 , 0.36 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Granada= RANDOM NORMAL (0.001 , 0.1 , 0.046 , 0.03 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Pachira= RANDOM NORMAL(1e-05, 0.02 , 0.0068 , 0.0074 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Paraguay= RANDOM NORMAL(0.002 , 0.101, 0.051 , 0.031 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Parque solar santa fe= RANDOM NORMAL(0.0021 , 0.097 , 0.044 , 0.026 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Quinantu solar= RANDOM NORMAL(4e-05 , 0.105 , 0.042 , 0.033 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Rauli= RANDOM NORMAL(0.00034 , 0.1 , 0.04 , 0.03 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD San antonio= RANDOM NORMAL (1e-05 , 0.167 , 0.032 , 0.03 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Talca= RANDOM NORMAL (3e-05 , 0.098 , 0.042 , 0.027 , 2) Units: gigawats</p>
<p>PMGD Villa alegre= RANDOM NORMAL(0.00042 , 0.094 , 0.0443 , 0.0266, 2) Units: gigawats</p>
<p>precio estabilizado= (RANDOM NORMAL(9199 , 95230 , 46654 , 20141 , 2)*(1+Inflación)*(24))/1000 Units: Pesos chilenos</p>
<p>Precio spot= (RANDOM NORMAL(84515, 218275, 115281, 94583 ,2)*(24))/1000 Units: Pesos chilenos</p>
<p>Producción de energía= IF THEN ELSE(((PMGD Quinantu solar+PMGD Talca+PMGD gr pitao+PMGD Rauli+ PMGD Granada+PMGD Pachira+PMGD Parque solar santa fe</p>

$\begin{aligned} & +\text{PMGD Villa alegre}+\text{PMGD San antonio}+\text{PMGD Paraguay})\cdot 1000)\cdot(1+\text{tasa} \\ & \text{de crecimiento ventas)})>(\text{capacidad de la planta}\cdot 10) , \text{ capacidad de la planta } \cdot 10, \\ & (((\text{PMGD Quinantu solar}+\text{PMGD Talca}+\text{PMGD gr pitao}+\text{PMGD Rauli} \\ & +\text{PMGD Granada}+\text{PMGD Pachira}+\text{PMGD Parque solar santa fe} \\ & +\text{PMGD Villa alegre} \\ & +\text{PMGD San antonio}+\text{PMGD Paraguay})\cdot 1000)\cdot(1+\text{tasa de crecimiento} \\ & \text{ventas}))) \\ & \text{Units: Megavatios} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{Rentabilidad por implementación de tecnología fotovoltaica= INTEG (} \\ & \text{Venta de energía-Costos para empresa implementadora, 0)} \\ & \text{Units: Dólares} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{Rentabilidad por precio spot= INTEG (} \\ & \text{Ingresos por precio spot-Costos para empresa implementadora,0)} \\ & \text{Units: Dólares} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{SAVEPER =} \\ & \text{TIME STEP} \\ & \text{Units: Día [0,?]} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{tasa de crecimiento ventas = WITH LOOKUP} \\ & \text{(Time,} \\ & \quad ((0,0)-(10,10)],(0,0),(3600,5)) \\ & \text{Units: **undefined**} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{TIME STEP = 180} \\ & \text{Units: Día [0,?]} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{Venta de energía=} \\ & \quad (((\text{precio estabilizado}\cdot 10)\cdot(\text{Producción de energía}))/\text{Cambio a dólares}) \\ & \text{Units: Dólares} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{Rentabilidad promedio por unidad a precio estabilizado=} \\ & \quad \text{Rentabilidad por implementación de tecnología fotovoltaica}/10 \\ & \text{Units: Dólares} \end{aligned}$
$\begin{aligned} & \text{Rentabilidad promedio por unidad precio spot=} \\ & \quad \text{Rentabilidad por precio spot}/10 \\ & \text{Units: Dólares} \end{aligned}$

4.7.4 Comportamiento del modelo

En la figura 15 se muestra la rentabilidad de implementar tecnología fotovoltaica a partir de precio estabilizado. La simulación representa un valor de cambio del dólar de 944 pesos, una inflación del 14,1%, una calificación de competencia de proveedores de 1, lo cual representa una competencia media y una capacidad de planta de 216 MW. Bajo los parámetros anteriores, la venta de energía a un precio estabilizado no alcanza la recuperación de la inversión.

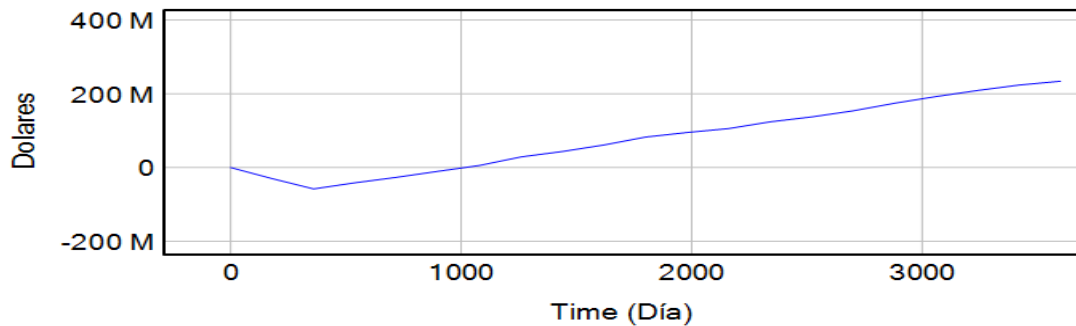
Figura 15. Rentabilidad por precio estabilizado



Fuente: Elaboración propia.

La figura 16 presenta la rentabilidad de implementar tecnología fotovoltaica a partir de precio spot. La simulación representa un valor de cambio del dólar de 944 pesos, una inflación del 14,1%, una calificación de competencia de proveedores de 1, lo cual representa una competencia media y una capacidad de planta de 216 MW. Bajo estos parámetros, la venta de energía a un precio spot presenta una rentabilidad de USD\$ 234.123.000 al término de los 3600 días equivalentes a los 10 años.

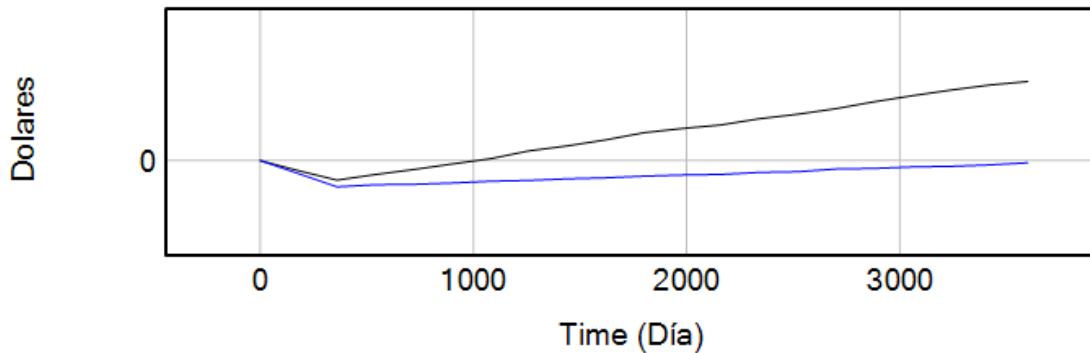
Figura 16. Rentabilidad por precio spot



Fuente: Elaboración propia.

La figura 17, permite comparar el comportamiento de ambos métodos de venta de energía, en la cual se puede ver que en el comienzo ambos tienden a valores negativos dentro de una trayectoria similar, pero posterior a eso, el precio spot tiene un aumento que le permite llegar a cifras positivas.

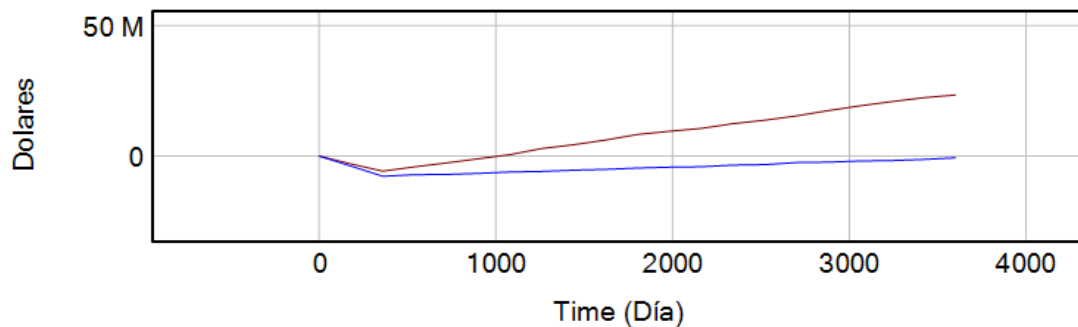
Figura 17. Comparación entre precio estabilizado y spot



Fuente: Elaboración propia

La figura 18 muestra la comparación entre el precio spot y el precio estabilizado por unidad generadora, en donde el comportamiento del precio spot tiende a ser más rentable que el precio estabilizado. El precio spot posee una cifra de USD\$ 23.412.300 al término de los 3.600 días y el precio estabilizado no alcanza a tener recuperación y la cifra al final de los 3.600 días es de USD\$ -665.512

Figura 18. Precio Spot vs precio estabilizado por una planta generadora



Fuente: Elaboración propia

4.7.5 Evaluación del modelo

4.7.5.1 Validación estructural

Comprende la composición, de forma general, en cuanto al horizonte de tiempo y cómo se compone el modelo en cuanto al algoritmo que se está utilizando, los tipos de variables y cuántos por cada tipo, además de cuántas variables por tipo y las unidades de medida presentes en el modelo.

En la tabla 12 se presenta el método de integración del modelo, el horizonte de tiempo, la unidad de tiempo, los flujos que en este caso son las unidades de medida y el número de variables por tipo de variable.

Tabla 12. Validación estructural

Criterio	Valor
Algoritmo de integración	Euler
Tiempo inicial	0
Tiempo final	3600
Unidad de tiempo	Día
TIME STEP	180
Flujos en el modelo	Porcentaje, Día, Pesos chilenos, Dólares, Megavattios, Gigawatts, Calificación, Booleano
# Constantes	4
# Variables auxiliares	21
# Variables de nivel	2
# Variables de flujo	2
# Variables de datos	0
# Variables offset (initial)	0
# Variables Lookup	3
# Variables reality check	0
# Bucles de balance	0
# Bucles de refuerzo	0
# delays	1

Fuente: Elaboración propia.

4.7.5.2 Validación de robustez

En la tabla 13 se observan simulaciones, la inicial corresponde a los parámetros de las variables de entrada y a la variable de salida que se observan al correr la simulación. La simulación pesimista, corresponde a colocar las variables de entrada en valores extremo-negativos y observar

que sucede con la variable de salida y la simulación optimista permite llevar las variables de entrada hacia el escenario más favorable con la cual la variable de salida puede tener.

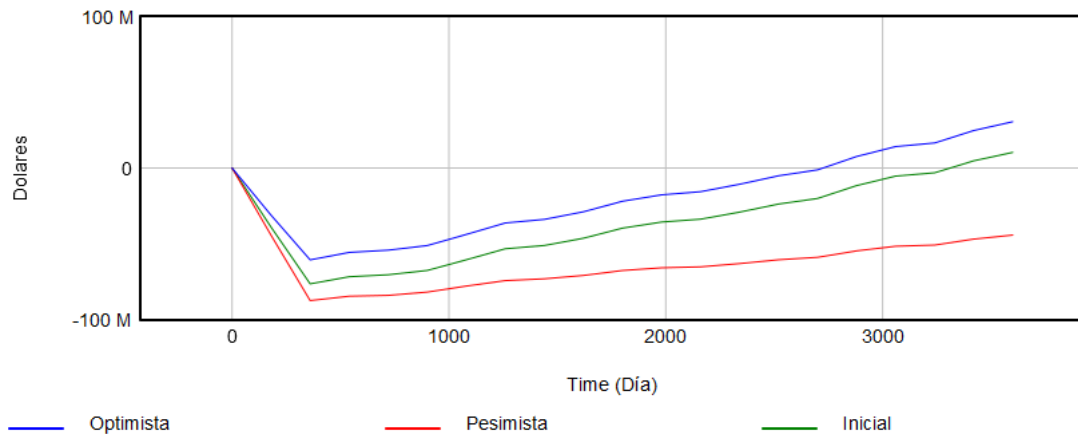
Tabla 13. Validación de robustez

Variables de entrada	Pesimista	Inicial	Optimista
Capacidad de la planta (MW)	144	216	216
Inflación	20%	14,10%	-1%
Competencia de proveedores	Calificación 0	Calificación 1	Calificación 2
Cambio a dólares (Pesos)	1200	944	800
Variables de salida			
Rentabilidad por implementación de tecnología fotovoltaica (USD)	-44.306.200	10.333.000	30.604.900
Rentabilidad por precio Spot (USD)	73.744.300	207.678.000	232.654.000

Fuente: Elaboración propia.

La figura 20 contiene las simulaciones con los parámetros detallados en la tabla 11 sobre la robustez de la rentabilidad a precio estabilizado.

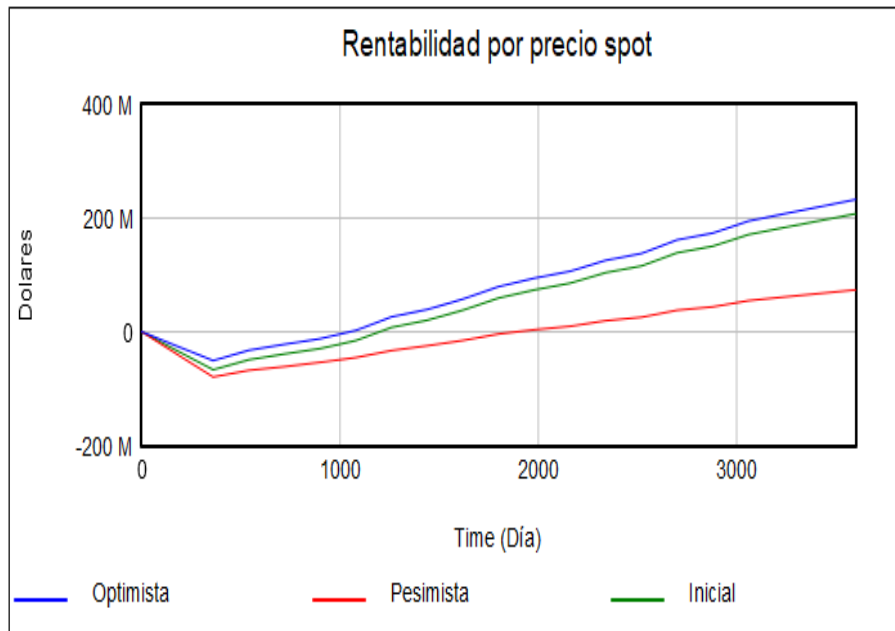
Figura 19. Simulaciones a partir de validación de robustez del precio estabilizado



Fuente: Elaboración propia.

La figura 21 contiene las simulaciones con los parámetros detallados en la tabla 11 de las simulaciones de robustez de la rentabilidad a precio spot.

Figura 20. Simulación de robustez para precio spot



Fuente: Elaboración propia

4.7.5.3 Validación de sensibilidad

La tabla 14 presenta la correlación entre las variables que se puede modular en valores mínimo, medio y máximo, para ver el comportamiento de la variable de salida. Estos valores se obtienen a través del cálculo del promedio de las cifras de rentabilidad en el transcurso de la simulación a 3.600 días. A partir de esto se puede observar que los promedios para rentabilidad a precio estabilizado son negativos, es debido a que en el mayor parte de la simulación las cifras son negativas y solo al final de algunos escenarios la rentabilidad se recupera. Por lo cual, en cada escenario y para cada rentabilidad se establece el día en que se recupera la inversión. Para más detalle observar el anexo 2.

Tabla 14. Validación de sensibilidad

Nodo	Mínimo	Medio	Máximo
Capacidad de la planta	144	184	216
Día de recuperación	No hay recuperación	No hay recuperación	3.420
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-46.286.476	-38.714.174	-34.495.866

Día de recuperación	1.440	1.260	1.260
Rentabilidad a precio spot (\$)	28.028.767	50.430.454	62.799.519
Inflación (%)	*-1	11	20
Día de recuperación	3.420	3.420	3.420
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-28.158.468	-33.558.647	-36.279.612
Día de recuperación	1.260	1.260	1.260
Rentabilidad a precio spot (\$)	54.488.640	61.093.277	66.046.878
Competencia de proveedores	0	1	2
Día de recuperación	3.600	3.420	3.060
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-39.781.205	-34.495.866	-29.210.241
Día de recuperación	1.260	1.260	1.260
Rentabilidad a precio spot (\$)	57.514.166	62.799.690	68.084.851
Cambio a dólares (\$)	800	1.000	1.200
Día de recuperación	2.880	3.600	No hay recuperación
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-25.855.043	-37.184.129	-44.736.833
Día de recuperación	1.260	1.260	1.620
Rentabilidad a precio spot (\$)	88.953.514	54.662.738	31.802.222

Fuente: Elaboración propia.

Para más detalle de los cálculos de la validación de sensibilidad observar el anexo 2.

A partir de la tabla 14 se obtiene el comportamiento para una planta fotovoltaica al dividir por las 10 plantas utilizadas en la simulación.

Tabla 15. Comportamiento de las variables para una unidad fotovoltaica.

Nodo	Mínimo	Medio	Máximo
Capacidad de la planta	144	184	216
Día de recuperación	No hay recuperación	No hay recuperación	3.420
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-4.628.648	-3.871.417	-3.449.587
Día de recuperación	1.440	1.260	1.260
Rentabilidad a precio spot (\$)	2.802.877	5.043.045	6.279.952
Inflación (%)	*-1	11	20
Día de recuperación	3.420	3.420	3.420
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-2.815.847	-3.355.865	-3.627.961
Día de recuperación	1.260	1.260	1.260
Rentabilidad a precio spot (\$)	5.448.864	6.109.328	6.604.688
Competencia de proveedores	0	1	2

Día de recuperación	3.600	3.420	3.060
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-3.978.121	-3.449.587	-2.921.024
Día de recuperación	1.260	1.260	1.260
Rentabilidad a precio spot (\$)	5.751.417	6.279.969	6.808.485
Cambio a dólares (\$)	800	1.000	1.200
Día de recuperación	2.880	3.600	No hay recuperación
Rentabilidad a precio estabilizado (\$)	-2.585.504	-3.718.413	-4.473.683
Día de recuperación	1.260	1.260	1.620
Rentabilidad a precio spot (\$)	8.895.351	5.466.274	3.180.222

Fuente: Elaboración propia

La figura 22 muestra la correlación entre la variable de nivel de rentabilidad por precio estabilizado vs la variable constante de capacidad de planta, donde se puede observar que a menor capacidad que posea la central fotovoltaica, menor será la rentabilidad por vender a precio

estabilizado; y a mayor capacidad la rentabilidad, se ve afectada de forma positiva, aunque los valores del gráfico se mantengan en cifras negativas.

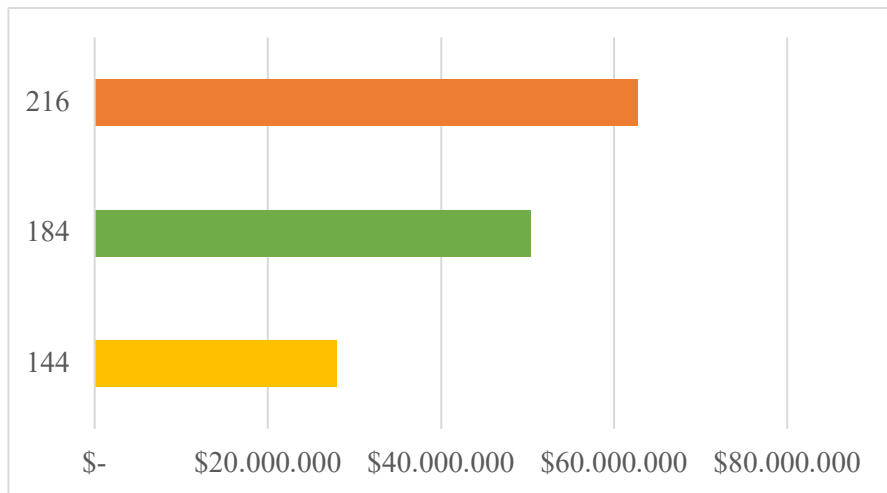
Figura 21. Rentabilidad por precio estabilizado vs capacidad de planta.



Fuente: Elaboración propia

La figura 23 muestra la rentabilidad del precio spot vs capacidad de la planta con lo cual, a mayor capacidad la rentabilidad es más alta y a menor capacidad, se incurre en una menor rentabilidad para este tipo de método de venta de energía.

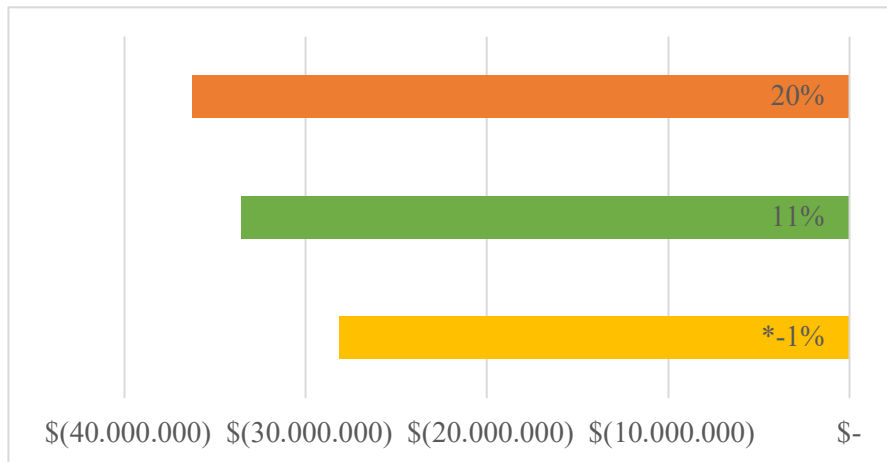
Figura 22. Rentabilidad a precio spot vs capacidad de planta



Fuente: Elaboración propia

La figura 24 establece la rentabilidad a precio estabilizado vs la inflación, con la cual se observa que con una inflación del 20% la rentabilidad desciende bruscamente y al ser de -1% se nota una gran diferencia, ya que los valores son promedio son mucho más cercanos a cero.

Figura 23. Rentabilidad a precio estabilizado vs Inflación



Fuente: Elaboración propia.

La figura 25 muestra rentabilidad por precio spot vs la inflación en donde a mayor inflación la rentabilidad aumenta y a menor inflación disminuye, esto puede ser atribuible a que la inversión se recupera en menos tiempo que la venta a precio estabilizado, además, que al aumentar los costos los precios por venta de energía tendrían un aumento.

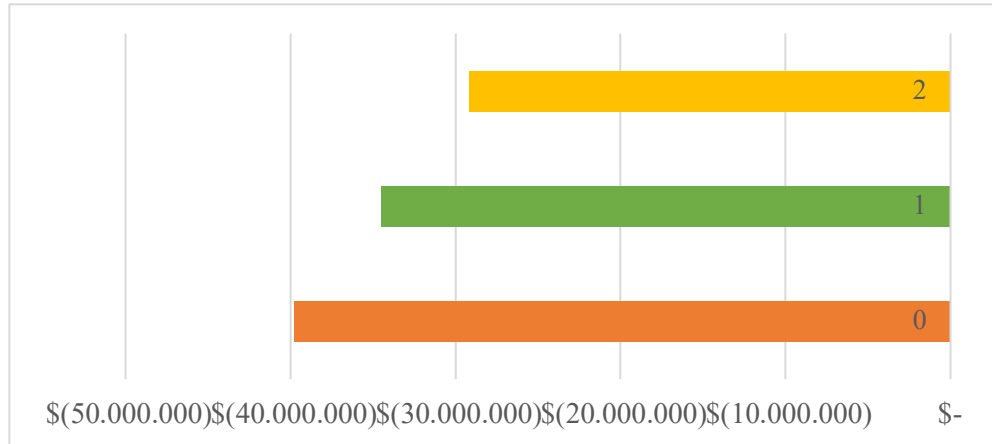
Figura 24. Rentabilidad por precio spot vs inflación



Fuente: Elaboración propia

La figura 26 compara la rentabilidad por precio estabilizado vs la competencia de proveedores, en donde se puede apreciar que mientras más alta la competencia de proveedores, la rentabilidad se ve afectada positivamente, y si esta disminuye pasa a disminuir la rentabilidad

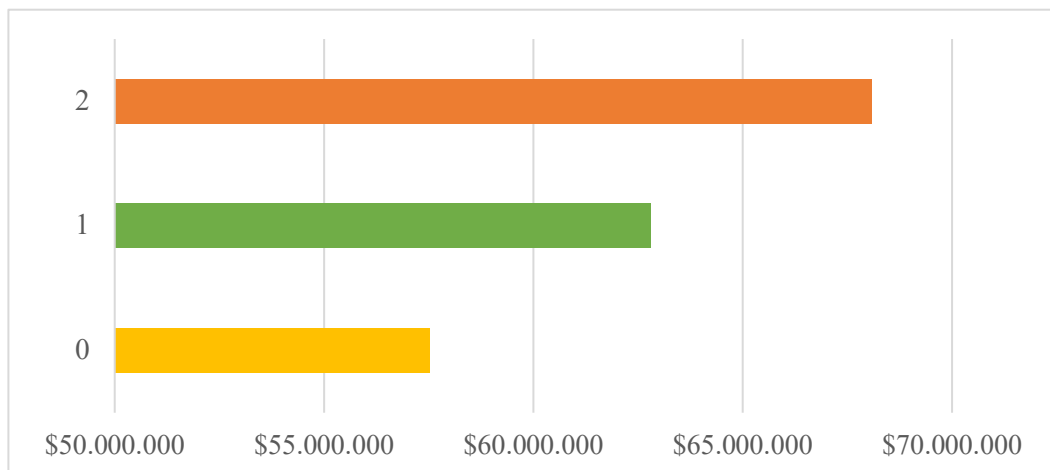
Figura 25. Rentabilidad por precio estabilizado vs competencia de proveedores



Fuente: Elaboración propia.

La figura 27 muestra la rentabilidad entre precio spot vs la competencia de proveedores, en donde se establece que a mayor competencia de proveedores la rentabilidad se privilegia con un aumento en comparación a cuando la competencia de proveedores es baja.

Figura 26. Rentabilidad por precio spot vs competencia de proveedores



Elaboración propia.

La figura 28 permite observar la rentabilidad por precio estabilizado vs el cambio de moneda permite observar mientras más elevado sea, tiene efectos positivos en la rentabilidad y a menor precio de cambio la rentabilidad tiene cambios positivos.

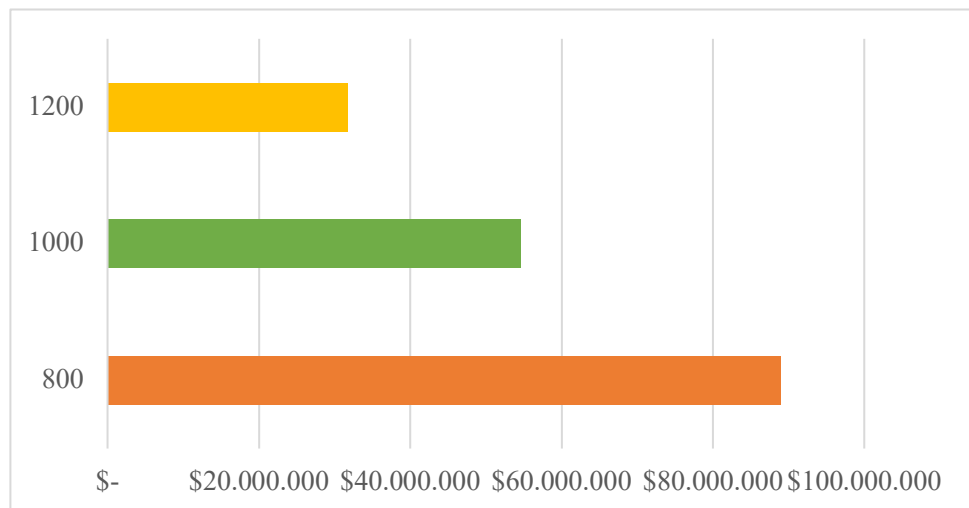
Figura 27. Rentabilidad por precio estabilizado vs cambio a dólares



Fuente: Elaboración propia

La figura 29 muestra que, a mayor valor de cambio de moneda, la rentabilidad se afecta a de forma negativa y cuando disminuye el valor de cambio afecta de forma en que la rentabilidad va en aumento.

Figura 28. Rentabilidad a precio spot vs cambio a dólares



Fuente: Elaboración propia.

A partir de los gráficos es posible concluir que las variables constantes que se pueden modular y que más afectan a las variables de nivel de rentabilidad por precio estabilizado y rentabilidad por precio spot son todas, ya que los promedios observados al comparar son muy similares para ambas variables de nivel vs las diferentes constantes.

4.7.6 Explotación del modelo

A partir de las validaciones realizadas al modelo, se establece que el modelo simulado tiene un comportamiento que se asemeja bastante a la realidad, ya que el comportamiento de las variables modulares que son la inflación, el cambio de moneda, la competencia de proveedores y la capacidad de planta, permiten al modelo generar diferentes escenarios que podrían darse bajo ciertas condiciones económicas y sociales para empresas que deseen invertir en tecnología fotovoltaica, para posteriormente proveer energía a través de la venta a precio estabilizado o spot.

Sin embargo, también es importante observar otras variables ajenas al modelo, las cuales pueden generar impacto en el mercado fotovoltaico. De lo anterior hay que rescatar que los paneles fotovoltaicos provenientes desde China podrían experimentar un alza en sus precios debido principalmente a la crisis energética en otras partes del mundo, lo cual ha privilegiado el aumento de la demanda, lo que a su vez ha disminuido los costos de envío. Por estos motivos las empresas que se dedican a la fabricación esperan subir sus precios debido a que las materias primas de bajo costo están disminuyendo (Energy Trend, 2022).

Otro panorama es el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania el que ha causado estragos financieros en nuestro país, causando la subida del dólar, el aumento significativo de la inflación y el valor de los combustibles, esto puede empeorar si el conflicto armado continua sosteniéndose por más tiempo (López, 2022). Sin embargo la situación anterior puede ser una oportunidad para aumentar la generación a partir de ERNC, ya que los europeos en el afán de terminar su dependencia del petróleo ruso considerarían una aceleración en la transición hacia la utilización de energías limpias para la generación de energía, lo que conllevaría invertir en investigación para que las tecnologías renovables mejoren en eficiencia lo cual tendría un efecto positivo para ese tipo de energía en nuestro país (Emol, 2022).

Considerando el alza en el valor de las celdas fotovoltaicas y la crisis económica dada por el conflicto bélico entre Rusia y ucrania se puede establecer que el modelo presentado puede tener cambios, según lo que se pueda conseguir con una mejora en la eficiencia en la producción de energía a través de ERNC, lo que significaría una reducción de los costos en componentes y por

otro lado tener cambios en la conversión de moneda y la inflación dependiendo si el conflicto armado continua o finaliza.

5 Capítulo V: Conclusiones

La tecnología fotovoltaica es la tecnología dentro de las ERNC que más produce electricidad en nuestro país. Esto sucede principalmente debido a las legislaciones que apoyan la producción de energía a partir de tecnologías limpias. Por lo anterior, los PMGD fotovoltaicos tienen una principal relevancia, ya que son instalaciones de menor escala que van desde los 3 MW hasta los 9 MW de potencia máxima bruta y que, además, la energía que producen la transfieren directamente a las redes de distribución a las que se encuentran conectados. La energía que es generada por este tipo de tecnología y que posteriormente es transferida a las redes de distribución es vendida a un precio estabilizado que es fijado por la CNE o a un precio de mercado.

Teniendo en cuenta los PMGD fotovoltaicos y su forma de vender la energía que producen, se indagó en los costos que significa implementar producción de energía mediante este tipo de tecnología y el mantenimiento de las instalaciones. Los valores de energía diaria se obtuvieron del Coordinador eléctrico nacional mediante su página web para 10 centrales de la región del Maule. Luego, se presentaron los valores según precio estabilizado o precio spot.

Posterior a la recaudación, se procedió a realizar el modelo de simulación, con el cual se puede concluir que los costos de tecnología fotovoltaica son más altos en el inicio cuando se deben comprar los componentes e instalación de estos. Posteriormente, los costos son menores y están vinculados a la operación y mantenimiento de las centrales fotovoltaicas.

La venta diaria de la energía debería realizarse por método de precio de mercado ya que a partir de la simulación fue posible determinar que, aunque ambos métodos de venta tienen una rentabilidad positiva, la recuperación a precio spot es mucho más rápida que la de precio estabilizado, la que se recupera casi al final de los diez años. Por los motivos anteriores es posible concluir que el precio estabilizado no sería la mejor forma de venta de energía, ya que es más tardío en entregar una recuperación de la inversión para instalaciones PMGD fotovoltaicas.

Bibliografía

- ACERA. (2022a). 2022-04-Boletín-Estadísticas-ACERA.pdf. Recuperado 18 de mayo de 2022, de <https://acera.cl/wp-content/uploads/2022/05/2022-04-Bolet%C3%ADn-Estad%C3%ADsticas-ACERA.pdf>
- ACERA. (2022b, abril). Estadísticas Generación Distribuida Residencial. Recuperado 25 de mayo de 2022, de ACERA - AG. website: <https://acera.cl/estadisticas-generacion-distribuida-residencial/>
- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195-204. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- Antuko. (2019, junio 17). Chile | Impacto real en el sistema del régimen de Precio Estabilizado. Recuperado 27 de marzo de 2022, de Antuko website: <https://antuko.com/chile-impacto-real-en-el-sistema-del-regimen-de-precio-estabilizado/>
- Aracil, J. (1995). DINÁMICA DE SISTEMAS.pdf. Recuperado 24 de junio de 2022, de https://www.academia.utp.ac.pa/sites/default/files/docente/51/dinsist-dinamica_sistemas.pdf
- BCN. (2004, marzo 13). Biblioteca del Congreso Nacional | Ley Chile. Recuperado 11 de mayo de 2022, de [Www.bcn.cl/leychile](http://www.bcn.cl/leychile) website: <https://www.bcn.cl/leychile>
- BCN. (2006, enero 17). Biblioteca del Congreso Nacional | Ley Chile. Recuperado 11 de mayo de 2022, de [Www.bcn.cl/leychile](http://www.bcn.cl/leychile) website: <https://www.bcn.cl/leychile>
- BCN. (2008, abril 1). Biblioteca del Congreso Nacional | Ley Chile. Recuperado 23 de mayo de 2022, de [Www.bcn.cl/leychile](http://www.bcn.cl/leychile) website: <https://www.bcn.cl/leychile>
- BCN. (2020a, octubre 8). Biblioteca del Congreso Nacional | Ley Chile. Recuperado 27 de octubre de 2022, de [Www.bcn.cl/leychile](http://www.bcn.cl/leychile) website: <https://www.bcn.cl/leychile>

- BCN. (2020b, octubre 8). Biblioteca del Congreso Nacional | Ley Chile. Recuperado 17 de mayo de 2022, de [Www.bcn.cl/leychile](https://www.bcn.cl/leychile) website: <https://www.bcn.cl/leychile>
- Behnke, R. P., Jiménez Estevéz, G., & Alarcón Arias, I. (2009). *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno*. Santiago, Chile: Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía.
- BID. (2017). Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y desafíos | Publications. Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Generaci%C3%B3n-distribuida-para-autoconsumo-en-Costa-Rica-Oportunidades-y-desaf%C3%ADos.pdf>
- CGE. (2015a). CGE - Descripción General Sector Eléctrico. Recuperado 10 de mayo de 2022, de <https://www.cge.cl/sector-electrico/descripcion-general-sector-electrico/>
- CGE. (2015b). Descripción General Sector Eléctrico. Recuperado 10 de julio de 2022, de CGE website: <https://www.cge.cl/sector-electrico/descripcion-general-sector-electrico/>
- CNE. (2015). AnuarioCNE2015_vFinal-Castellano.pdf. Recuperado 23 de mayo de 2022, de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/07/AnuarioCNE2015_vFinal-Castellano.pdf
- CNE. (2020a). Eléctrica—Comisión Nacional de Energía. Recuperado 19 de mayo de 2022, de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- CNE. (2020b). ICTG-Marzo-2020.pdf. Recuperado 4 de julio de 2022, de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>
- CNE. (2022a). ICTG-Abril-2022.pdf. Recuperado 25 de julio de 2022, de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/04/ICTG-Abril-2022.pdf>
- CNE. (2022b). ITD-Precio-Estabilizado-Abr-2022.pdf. Recuperado 1 de agosto de 2022, de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/05/ITD-Precio-Estabilizado-Abr-2022.pdf>

- CNE. (2022c). ITP-Precio-Estabilizado-Feb-2022.pdf. Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/03/ITP-Precio-Estabilizado-Feb-2022.pdf>
- CNE. (2022d). Precios Estabilizados—Comisión Nacional de Energía. Recuperado 26 de abril de 2022, de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precios-estabilizados/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2022a). Generación Real. Recuperado 10 de octubre de 2022, de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2022b). Home—Infotecnica. Recuperado 18 de mayo de 2022, de <https://infotecnica.coordinador.cl/geo/region/maule-9/centrales>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2022c). Sistema Eléctrico Nacional | Coordinador Eléctrico Nacional. Recuperado 28 de abril de 2022, de Coordinador Eléctrico Nacional | Servimos a Chile con Energía website: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>
- Deloitte. (2016). Sector energía I: Marco regulatorio y matriz energética. Recuperado 22 de mayo de 2022, de <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cl/Documents/energy-resources/cl-er-estudio-energ%C3%ADa-chile-parte1.pdf>
- Echevarría, C., & Monge, G. (2017). Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y desafíos | Publications. Recuperado 21 de mayo de 2022, de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Generaci%C3%B3n-distribuida-para-autoconsumo-en-Costa-Rica-Oportunidades-y-desaf%C3%ADos.pdf>
- Electricidad. (2020). Pequeña generación. 63% de PMG y PMGD están en régimen de precio estabilizado. Recuperado 27 de marzo de 2022, de <https://www.revistaei.cl/2020/11/02/pequena-generacion-63-de-pmg-y-pmgd-estan-en-regimen-de-precio-estabilizado/>
- Emol. (2022, marzo 13). Ataque ruso: Los efectos de la fuerte alza global del gas para Chile y la oportunidad que abre la crisis energética europea | Emol.com. Recuperado 16 de octubre

- de 2022, de Emol website:
<https://www.emol.com/noticias/Economia/2022/03/13/1049060/rusia-gas-chile.html>
- Energy Trend. (2022). Los precios de las celdas de gran tamaño aumentaron con un suministro limitado debido a que la pandemia interfiere con la producción de obleas. Recuperado 16 de octubre de 2022, de <https://m.energytrend.com/news/view/30294.html>
- García, D. J. M. (2006). *Aplicaciones prácticas de la Dinámica de Sistemas en un mundo complejo*. 13.
- Generadoras de Chile. (2021). Hacia un diseño de mercado consistente con un Chile carbono neutral por Francisco Muñoz en e-RIAC. Recuperado 22 de agosto de 2022, de Generadoras de Chile website: <http://generadoras.cl/documentos/presentaciones/hacia-un-diseno-de-mercado-consistente-con-un-chile-carbono-neutral-por-francisco-munoz-en-e-riac>
- Generadoras de Chile. (2022). Generación eléctrica en Chile. Recuperado 19 de mayo de 2022, de Generadoras de Chile website: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- ICE. (2020). Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf. Recuperado 23 de mayo de 2022, de https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR
- International Energy Agency. (1991). Ley de alimentación eléctrica de 1991. Recuperado 21 de mayo de 2022, de IEA website: <https://www.iea.org/policies/3477-electricity-feed-in-law-of-1991-stromeinspeisungsgesetz>
- International Energy Agency. (2000). Ley de Fuentes de Energía Renovable. Recuperado 21 de mayo de 2022, de IEA website: <https://www.iea.org/policies/3858-renewable-energy-sources-act-erneuerbare-energien-gesetz-eeg>

- International Energy Agency. (2002). *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*.
OECD. <https://doi.org/10.1787/9789264175976-en>
- Ise, F., & GmbH, P. P. (2022). *Photovoltaics Report*. 52. Recuperado de
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Leech, N. L., & Onwuegbuzie, A. J. (2009). A typology of mixed methods research designs.
Quality & Quantity, 43(2), 265-275. <https://doi.org/10.1007/s11135-007-9105-3>
- López, A. (2022). Explican posibles impactos económicos en Chile por conflicto Rusia-Ucrania.
Recuperado 16 de octubre de 2022, de UTalca website: [https://www.otalca.cl/noticias/explican-
posibles-impactos-economicos-en-chile-por-conflicto-rusia-ucrania/](https://www.otalca.cl/noticias/explican-posibles-impactos-economicos-en-chile-por-conflicto-rusia-ucrania/)
- Melis, D. M. G. (2015). *EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE 3MW*. 101.
- Ministerio de Energía. (2020). ¿Qué son las Energías Renovables? | Ministerio de Energía.
Recuperado 2 de mayo de 2022, de [https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-
renovables](https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables)
- Ministerio de Energía. (2021). Ministro Jobet anuncia nueva meta: “Las ERNC representarán el 40% de la matriz al 2030” | Ministerio de Energía. Recuperado 2 de mayo de 2022, de [https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministro-jobet-anuncia-nueva-meta-las-ernc-
representaran-el-40-de-la-matriz-al-2030](https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministro-jobet-anuncia-nueva-meta-las-ernc-representaran-el-40-de-la-matriz-al-2030)
- Ofgem. (2002). Generación distribuida «El camino a seguir». Recuperado 9 de mayo de 2022, de [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2002/03/1102-
factsheet0602_27feb_0.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2002/03/1102-factsheet0602_27feb_0.pdf)
- Ramiro, I., González, A., Victoria, M., & Castillo, M. (2016). *Un autoconsumo que democratice el sistema eléctrico*. 24.

- Solcor. (2021, marzo 16). PMGD en Chile: Qué es, cómo se regula y más - Solcor. Recuperado 26 de marzo de 2022, de <https://www.solcorchile.com/pmgd/>
- S&P Global. (2022). *Cómo analizamos los proyectos que operan bajo el marco Pequeños Medios de Generación Distribuida de Chile*. 11.
- SpheraEnergy. (2021). Reporte PMGD Sphera Noviembre 2021. Recuperado 18 de mayo de 2022, de Sphera Energy website: <https://sphaeraenergy.com/component/content/article/reportepmgd-sphera-septiembre-2023.html>
- Tapia, J. P., Advisor, S. E., Broker, & Chile, T. E. (2022). Precios Spot y sus efectos del Mercado Eléctrico—Electricidad. Recuperado 11 de octubre de 2022, de <https://www.revistaei.cl/columnas/precios-spot-y-sus-efectos-del-mercado-electrico/>
- The Breakthrough Institute. (2021). Quantifying Solar Value Deflation in California. Recuperado 30 de marzo de 2022, de The Breakthrough Institute website: <https://thebreakthrough.org/articles/quantifying-solar-value-deflation>
- van Riet, R., Skowron, A., & Teske, S. (2020). *ESCENARIO: 100% ENERGÍA RENOVABLE PARA COSTA RICA*. 11.
- Vensim. (s. f.). Tabla de comparación para configuraciones de Vensim | Vensim. Recuperado 13 de octubre de 2022, de <https://vensim.com/comparison/>

Anexos

Anexo 1

Año	Trimestre	Mes	Nombre Central	MW/mes
2021	T1	enero	PMGD PFV GR RAULI	1.132
			PMGD PFV GRANADA	2.464
			PMGD PFV PARAGUAY	2.686
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	2.597
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	336
			PMGD PFV TALCA	2.134
		PMGD PFV VILLA ALEGRE	2.466	
		febrero	PMGD PFV GR RAULI	1.707
			PMGD PFV GRANADA	1.993
			PMGD PFV PARAGUAY	1.949
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.961
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	411
	PMGD PFV TALCA		1.670	
	marzo	PMGD PFV VILLA ALEGRE	1.845	
		PMGD PFV GR RAULI	1.969	
		PMGD PFV GRANADA	1.733	
		PMGD PFV PARAGUAY	1.935	
		PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.752	
		PMGD PFV QUINANTU SOLAR	317	
	T2	abril	PMGD PFV TALCA	1.662
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	1.710
			PMGD PFV GR RAULI	1.221
			PMGD PFV GRANADA	1.054
			PMGD PFV PARAGUAY	1.305
PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE			1.043	
mayo		PMGD PFV QUINANTU SOLAR	0	
		PMGD PFV TALCA	1.038	
		PMGD PFV VILLA ALEGRE	1.129	
		PMGD PFV GR RAULI	737	
		PMGD PFV GRANADA	608	
		PMGD PFV PARAGUAY	742	
		PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	689	

			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	590		
			PMGD PFV TALCA	622		
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	684		
		junio	PMGD PFV GR PITAO	0		
			PMGD PFV GR RAULI	578		
			PMGD PFV GRANADA	495		
			PMGD PFV PARAGUAY	559		
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	493		
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	587		
			PMGD PFV TALCA	486		
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	510		
	T3	julio	PMGD PFV GR PITAO	122		
				PMGD PFV GR RAULI	822	
				PMGD PFV GRANADA	703	
				PMGD PFV PARAGUAY	776	
				PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	730	
				PMGD PFV QUINANTU SOLAR	817	
				PMGD PFV TALCA	680	
				PMGD PFV VILLA ALEGRE	734	
			agosto	PMGD PFV GR PITAO	946	
					PMGD PFV GR RAULI	957
					PMGD PFV GRANADA	791
					PMGD PFV PARAGUAY	922
					PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	860
					PMGD PFV QUINANTU SOLAR	968
					PMGD PFV TALCA	814
					PMGD PFV VILLA ALEGRE	858
			septiembre	PMGD PFV GR PITAO	1.831	
					PMGD PFV GR RAULI	1.685
					PMGD PFV GRANADA	1.515
					PMGD PFV PARAGUAY	1.591
					PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.453
				PMGD PFV QUINANTU SOLAR	1.720	
				PMGD PFV TALCA	1.410	
				PMGD PFV VILLA ALEGRE	1.552	
	T4	octubre	PMGD PFV GR PITAO	2.372		
				PMGD PFV GR RAULI	2.370	
				PMGD PFV GRANADA	2.174	

			PMGD PFV PACHIRA	0
			PMGD PFV PARAGUAY	2.314
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.918
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	2.319
			PMGD PFV TALCA	1.955
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	2.115
		noviembre	PMGD PFV GR PITAO	2.677
			PMGD PFV GR RAULI	2.585
			PMGD PFV GRANADA	2.398
			PMGD PFV PACHIRA	17
			PMGD PFV PARAGUAY	2.573
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	2.127
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	2.501
			PMGD PFV TALCA	2.024
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	2.255
		diciembre	PMGD PFV GR PITAO	2.821
			PMGD PFV GR RAULI	2.694
			PMGD PFV GRANADA	2.456
			PMGD PFV PACHIRA	26
			PMGD PFV PARAGUAY	2.636
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	2.143
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	2.738
			PMGD PFV TALCA	2.357
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	2.122
2022	T1	enero	PMGD PFV GR PITAO	2.875
			PMGD PFV GR RAULI	2.830
			PMGD PFV PACHIRA	0
			PMGD PFV PARAGUAY	2.727
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.991
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	2.840
			PMGD PFV SAN ANTONIO	271
			PMGD PFV TALCA	2.347
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	2.017
		febrero	PMGD PFV GR PITAO	2.390
			PMGD PFV GR RAULI	2.297
			PMGD PFV PACHIRA	0
			PMGD PFV PARAGUAY	2.329

			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.516
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	2.360
			PMGD PFV SAN ANTONIO	151
			PMGD PFV TALCA	1.878
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	1.562
		marzo	PMGD PFV GR PITAO	2.328
			PMGD PFV GR RAULI	2.239
			PMGD PFV PACHIRA	395
			PMGD PFV PARAGUAY	2.080
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.948
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	2.280
			PMGD PFV SAN ANTONIO	2.545
			PMGD PFV TALCA	1.616
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	1.697
	T2	abril	PMGD PFV GR PITAO	1.423
			PMGD PFV GR RAULI	1.030
			PMGD PFV PACHIRA	447
			PMGD PFV PARAGUAY	1.182
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	1.202
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	1.365
			PMGD PFV SAN ANTONIO	1.411
			PMGD PFV TALCA	904
		mayo	PMGD PFV VILLA ALEGRE	1.146
			PMGD PFV GR PITAO	645
			PMGD PFV GR RAULI	632
			PMGD PFV PACHIRA	343
			PMGD PFV PARAGUAY	570
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	587
PMGD PFV QUINANTU SOLAR	664			
PMGD PFV SAN ANTONIO	656			
junio	PMGD PFV TALCA	516		
	PMGD PFV VILLA ALEGRE	528		
	PMGD PFV GR PITAO	679		
	PMGD PFV GR RAULI	586		
	PMGD PFV PACHIRA	309		
		PMGD PFV PARAGUAY	593	
		PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	482	

			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	581
			PMGD PFV SAN ANTONIO	566
			PMGD PFV TALCA	478
			PMGD PFV VILLA ALEGRE	486
	T3	julio	PMGD PFV GR PITAO	770
			PMGD PFV GR RAULI	768
			PMGD PFV PACHIRA	318
			PMGD PFV PARAGUAY	732
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	552
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	714
			PMGD PFV SAN ANTONIO	735
			PMGD PFV TALCA	545
		PMGD PFV VILLA ALEGRE	541	
		agosto	PMGD PFV GR PITAO	818
			PMGD PFV GR RAULI	897
			PMGD PFV PACHIRA	384
			PMGD PFV PARAGUAY	866
			PMGD PFV PARQUE SOLAR SANTA FE	866
			PMGD PFV QUINANTU SOLAR	1.069
			PMGD PFV SAN ANTONIO	1.078
	PMGD PFV TALCA		839	
	PMGD PFV VILLA ALEGRE	952		

