

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio A. Roa S.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Análisis del Régimen de Precio Estabilizado Aplicado a Nueva Metodología de Proyecto PMGD Solar en Chile

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio A. Roa S.

Análisis del Régimen de Precio Estabilizado Aplicado a Nueva Metodología de Proyecto PMGD Solar en Chile

Carlos Andrés Herrera García

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Enero 2025

Resumen

Los Pequeños Medios de Generación Distribuida son clave en el desarrollo energético del país, especialmente en los últimos años, gracias a su acelerado crecimiento que ha promovido un desarrollo sostenido en la adopción de energías renovables. Esta memoria de título explora el impacto técnico, normativo y económico del régimen de precios estabilizados en los proyectos PMGD solares en Chile, con especial énfasis en la integración de sistemas de almacenamiento de energía.

El trabajo se divide en análisis normativo, económico y un caso práctico. En la revisión normativa, se examinan las legislaciones clave que moldean el mercado de los PMGD, incluyendo el marco regulatorio para el cálculo del precio estabilizado y su evolución. En el análisis técnico-económico, se evalúa la viabilidad de los sistemas de almacenamiento, considerando aspectos como la degradación de paneles solares y baterías, los costos de implementación y operación, y el potencial para optimizar ingresos en escenarios con fluctuaciones de precios estabilizados.

El caso de estudio se centra en un proyecto PMGD diseñado para maximizar la rentabilidad mediante la inyección de energía almacenada en horarios nocturnos, abordando la saturación de las redes de distribución en horarios solares. Se analizan diferentes escenarios y sensibilidades del precio estabilizado, destacando cómo las fluctuaciones de este indicador impactan negativamente en la rentabilidad de los proyectos, dificultando su viabilidad. Además, se considera la sensibilidad de los costos de los sistemas de almacenamiento en años futuros, concluyendo que la disminución proyectada de estos costos podría incrementar significativamente la rentabilidad de este tipo de proyectos.

La memoria concluye que los sistemas de almacenamiento de energía representan una oportunidad estratégica para los PMGD, aunque actualmente sus altos costos dificultan la implementación de la metodología planteada. Por ello, se recomienda diferir este tipo de proyectos dentro de lo posible, maximizando así los beneficios económicos conforme disminuyan los costos tecnológicos en el futuro.



Confía en el tiempo, que suele dar dulces salidas, a muchas amargas dificultades.

Agradecimientos

Quiero comenzar expresando mi profundo agradecimiento a mis padres, Elizabeth y Carlos, por ser mi pilar fundamental en cada decisión que he tomado. Gracias por guiarme siempre por el camino correcto, por señalarme cuando cometía errores y por estar incondicionalmente a mi lado. Su amor inquebrantable me ha dado la certeza de que, aunque pueda perder todo en este mundo, jamás los perderé a ustedes. Les agradezco por el ejemplo de integridad y fortaleza que han sido para mí. No hay vida suficiente para retribuir todo lo que han hecho y continúan haciendo por mí. Los amo con todo mi corazón.

A mi polola, Alondra, gracias por estar a mi lado durante todo este proceso. Por tu apoyo incondicional en los momentos de frustración, por regalarme amor y cariño en cada instante, y por traer paz a mi mente cuando más lo necesitaba. Gracias por inspirarme siempre a ser un mejor hombre.

A mi familia, y en especial a mis tíos Marta y Rodrigo, quiero agradecerles por brindarme su hogar cuando lo necesité por razones de estudio. Gracias por confiar siempre en mí y por ofrecerme su apoyo en momentos cruciales.

A mis amigos del colegio y de la infancia, quienes han sido compañeros de vida desde aquellos días escolares hasta ahora en la universidad: gracias por estar siempre presentes cuando los he necesitado y por los innumerables momentos de alegría que hemos compartido.

A mis amigos de la universidad, quienes hicieron de este capítulo académico una experiencia inolvidable: gracias por su amistad, por los momentos de risas y por estar ahí en los desafíos académicos más difíciles.

A mi profesor guía, Dr. Claudio Roa, mi más sincero agradecimiento por dedicarme tiempo para resolver mis dudas, por guiarme cuando las ideas parecían confusas y por brindarme su apoyo constante en este camino.

Finalmente, quiero agradecer a los chicos de Icafal-Lancuyen, quienes me apoyaron y patrocinaron durante todo el semestre en el desarrollo de esta memoria de título. Gracias por responder siempre a mis inquietudes con disposición, por su paciencia y por brindarme un espacio donde siempre me sentí cómodo.

A todos, de corazón, muchas gracias.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
ABREVIACIONES	X
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVOS	2
1.2.1 <i>Objetivo General</i>	2
1.2.2 <i>Objetivos Específicos</i>	2
1.3. ALCANCES Y LIMITACIONES	2
1.4. TEMARIO	3
CAPÍTULO 2. REVISIÓN DE LA NORMATIVA CHILENA	4
2.1. INTRODUCCIÓN	4
2.2. HISTORIA LEGISLATIVA: PMGD	5
2.3. ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES Y RIESGOS	13
CAPÍTULO 3. MERCADO ELÉCTRICO PARA LOS PMGD	14
3.1. INTRODUCCIÓN	14
3.2. PRECIO NUDO CORTO PLAZO (PNCP)	15
3.2.1 <i>Procesos realizados por la CNE</i>	15
3.2.2 <i>Proceso realizado por los coordinados</i>	17
3.2.3 <i>Precio básico de la energía (PBE)</i>	18
3.2.4 <i>Precio básico de la Potencia Punta (PBP)</i>	19
3.2.5 <i>Proceso de cálculo</i>	19
3.3. DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS PARA COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA	20
3.3.1 <i>Precio básico promedio de la energía</i>	21
3.3.2 <i>Banda de Precio Medio de Mercado</i>	21
3.3.3 <i>Precio Medio Teórico de Mercado</i>	22
3.4. CONTRATOS DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA (PPA)	24
3.5. MERCADO DE LA POTENCIA	25
3.6. COMENTARIOS	26
CAPÍTULO 4. PROBLEMA EN ESTUDIO: ENTRADA DE LOS SISTEMAS BESS A LOS PMGD	27
4.1. INTRODUCCIÓN	27
4.2. NORMATIVAS RELACIONADAS A SISTEMAS BESS EN PMGD	28
4.3. AUTO DESPACHO DE ENERGÍA EN PMGD CON SISTEMAS BESS	29
4.4. INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO A PMGD	29
4.4.1 <i>PMGD ya existentes que decidan integrar sistemas BESS</i>	30
4.4.2 <i>Nuevos proyectos PMGD con sistemas BESS</i>	30
4.4.3 <i>PMGD dedicados a sistemas BESS</i>	30
CAPÍTULO 5. CASO DE ESTUDIO	33
5.1. INTRODUCCIÓN	33
5.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROYECTO	34
5.3. GENERACIÓN ESTIMADA REGIÓN DEL MAULE	35
5.4. CONSIDERACIONES: EVALUACIÓN DE LA DEGRADACIÓN EN PANELES SOLARES Y EFICIENCIA DE ALMACENAMIENTO	37
5.4.1 <i>Degradación de Paneles Fotovoltaicos</i>	37
5.4.2 <i>Degradación de Sistemas de Almacenamiento</i>	40
5.5. CONTEXTO ECONÓMICO PARA NODO ITAHUE	42
5.6. VALORIZACIÓN DE LA ENERGÍA Y POTENCIA PARA NODO ITAHUE	43

5.7.	SENSIBILIDAD PRECIO ESTABILIZADO	44
5.8.	ESCENARIOS DE ESTUDIO.....	44
CAPÍTULO 6. RESULTADOS.....		46
6.1.	INTRODUCCIÓN	46
6.2.	COSTOS DE CAPITAL INICIAL Y COSTOS DE OPERACIÓN	47
6.3.	RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS EN ESTUDIO SIN CONSIDERAR SENSIBILIDAD DEL PRECIO ESTABILIZADO ..	49
6.3.1	<i>Resultados obtenidos de los escenarios.....</i>	49
6.4.	SENSIBILIDAD DEL PRECIO ESTABILIZADO	50
6.5.	RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS EN ESTUDIO CONSIDERANDO SENSIBILIDAD DEL PRECIO ESTABILIZADO....	53
6.5.1	<i>Resultados obtenidos de los escenarios.....</i>	53
6.6.	ANÁLISIS DE OPCIONES REALES	54
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES.....		59
7.1.	TRABAJO FUTURO.....	60
REFERENCIAS.....		61
REFERENCIAS.....		61
ANEXO A	63	
ANEXO B	64	
ANEXO C	65	
ANEXO D	66	
ANEXO E	67	
ANEXO F	68	
ANEXO G	69	
ANEXO H	70	

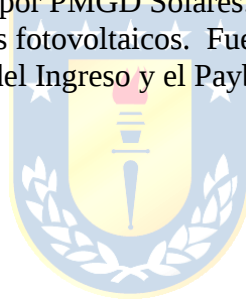


Lista de Tablas

Tabla 3.1 Previsión de demanda del sistema y tasas de variación. Fuente: ITD-PNCP-ENE 2024. .	15
Tabla 3.2 Intervalos temporales para el cálculo de precios estabilizados. Fuente: ITD-Precio-Estabilizado-May2024.	20
Tabla 3.3 Precios estabilizados del nodo Itahue en [\$/kWh] por bloque horario y fecha. Fuente: CNE.	23
Tabla 5.1 Generación promedio diaria por mes. Fuente: Elaboración propia.	36
Tabla 5.2 Suma de generación para meses con déficit. Fuente: Elaboración propia.	38
Tabla 5.3 Generación anual para PMGD considerando degradación de paneles fotovoltaicos y limitación. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 5.4 Degradación anual de sistema de almacenamiento. Fuente: Icafal-Lancuyen y Jinko Solar.	40
Tabla 6.1 Resultados de análisis económico para escenarios en estudio presentados.	49
Tabla 6.2 Precios estabilizados del nodo Itahue en [\$/kWh] por bloque horario y fecha. Fuente: CNE.	50
Tabla 6.3 Precios Estabilizados en [\$/kWh] del Nodo Puerto Montt por bloque horario. Fuente: CNE.	51
Tabla 6.4 Proyección de Precios Estabilizados en [\$/kWh] para el Nodo Itahue con Fluctuaciones y Tendencias Ajustadas.	52
Tabla 6.5 Resultados de análisis económico para escenarios en estudio presentados considerando sensibilidad del precio estabilizado.	53
Tabla 6.6 Estimación futura de precios de sistemas de almacenamientos.	55
Tabla 6.7 Resultados de estimaciones para escenario N°3.	56
Tabla 6.8 Resultados de estimaciones para escenario N°4.	56

Lista de Figuras

Fig. 2.1 Evolución legislativa PMGD.	4
Fig. 3.1 Esquema determinación del PNCP. Fuente: Elaboración propia.....	19
Fig. 3.2 Banda de ajuste para precio de mercado. Fuente: ITD-Precio-Estabilizado-May2024.....	22
Fig. 3.3 Ajuste de banda para PMT. Fuente: Elaboración propia.	22
Fig. 4.1 Gráfica de crecimiento de generación acogida a precio estabilizado. Fuente: SCIENTIIS.	31
Fig. 5.1 Esquema de sistema fotovoltaico enfocado en despacho de energía por almacenamiento. Fuente: Elaboración propia.	33
Fig. 5.2 Concentración PMGD solar por región. Fuente: CNE.	34
Fig. 5.3 Generación solar estimada para planta 9MW. Fuente: Icafal-Lancuyen.	35
Fig. 5.4 Rendimiento de paneles fotovoltaicos. Fuente: Icafal-Lancuyen y TrinaSolar.	37
Fig. 5.5 Precio estabilizado para nodo Itahue. Fuente: Elaboración propia.	42
Fig. 5.6 Precio estabilizado para bloque horario 6 y 1. Fuente: Elaboración propia.	43
Fig. 6.1 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°1.....	47
Fig. 6.2 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°2.....	47
Fig. 6.3 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°3.....	48
Fig. 6.4 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°4.....	48
Fig. 6.5 OPEX correspondiente a casos de estudio.....	49
Fig. 6.6 Crecimiento de MW instalados por PMGD Solares. Fuente: Elaboración propia.	51
Fig. 6.7 Tendencia de precio de módulos fotovoltaicos. Fuente: IRENA y PvExchange.	54
Fig. 6.8 Relación entre la postergación del Ingreso y el Payback del Proyecto.....	57



Abreviaciones

BESS: Battery Energy Storage System
BPM: Banda de Precio de Mercado
CAPEX: Capital Expenditure
CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga
CNE: Comisión Nacional de Energía
DS: Decreto Supremo
ERNC: Energías Renovables No Convencionales
FR: Factor de Referenciación
ICC: Informe de Criterios de Conexión
ITD: Informe Técnico definitivo
LCOE: Costo Nivelado de Energía
LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos
MdeT: Memoria de Título
MGNC: Medio de Generación No Convencionales
OPEX: Operational Expenditure
Payback/PB: Periodo de Retorno
PBE: Precio Básico de la Energía
PBM: Precio Básico Medio
PBP: Precio Básico de Potencia Punta
PMGD: Pequeños Medios de Generación Distribuida
PMM: Precio Medio Mercado
PMT: Precio Medio Teórico
PNCP: Precio Nudo Corto Plazo
PPA: Power Purchase Agreement
SCR: Solicitud de Conexión a la Red
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN: Sistema Eléctrico Nacional
SII: Servicio de Impuestos Internos
TIR: Tasa Interna de Retorno
VAN: Valor Actual Neto



Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción

En el contexto chileno, los PMGD han ganado protagonismo gracias a los incentivos económicos que brinda el régimen de precios estabilizados, el cual otorga ingresos predecibles a los generadores, independientemente de las fluctuaciones del mercado eléctrico. Este esquema ha promovido un crecimiento acelerado de las instalaciones solares, posicionando a Chile como un referente en la adopción de energías renovables en América Latina.

La integración de los sistemas de almacenamiento de energía en los PMGD surge como una solución innovadora para abordar los desafíos asociados a la ausencia de generación solar durante la noche. Estos sistemas permiten almacenar excedentes de energía generada durante el día para ser utilizados en horarios de alta demanda o en momentos en que no hay radiación solar, maximizando así los ingresos y garantizando un suministro energético continuo y eficiente.

Este trabajo explora la evolución normativa y regulatoria que ha acompañado el desarrollo de los PMGD en Chile, que regulan aspectos críticos como la conexión, operación y valorización de la energía inyectada al sistema eléctrico. Asimismo, se evalúan los impactos técnicos y económicos de los sistemas BESS en el contexto de los PMGD, considerando factores como la degradación de los paneles solares y los sistemas de almacenamiento, así como los costos asociados a su implementación y operación.

A través de una metodología que combina análisis teórico, revisión normativa y evaluación económica en casos de estudio específicos, esta memoria busca no solo proporcionar un marco integral para entender el presente y futuro de los PMGD solares en Chile, sino también ofrecer herramientas y recomendaciones para optimizar su viabilidad técnica, regulatoria y financiera en un entorno energético en constante transformación.

1.2. Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Estudiar el precio estabilizado de los PMGD solares y la venta de sus servicios en Chile, con enfoque en prever el precio estabilizado ante la integración de sistemas BESS y las nuevas regulaciones de inyección horaria.

1.2.2 Objetivos Específicos

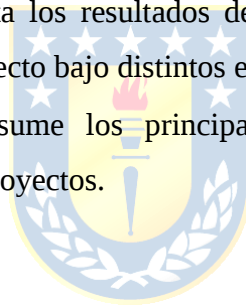
- Analizar la evolución histórica del mercado eléctrico de los PMGD en Chile, enfocándose en el precio estabilizado y los factores que han influido en su comportamiento.
- Describir y evaluar el impacto de las nuevas regulaciones sobre los PMGD.
- Evaluar viabilidad financiera de los proyectos PMGD bajo nuevas condiciones.

1.3. Alcances y Limitaciones

- El estudio económico estará limitado a un nodo específico, seleccionado en base a su relevancia y representatividad dentro del sistema eléctrico chileno.
- El análisis utilizará la información disponible públicamente de las entidades reguladores del sistema eléctrico nacional y datos proporcionados por la empresa Icafal-Lancuyen, reconociendo que las limitaciones de estos datos pueden influir en los resultados.
- El modelo predictivo desarrollado se limitará a los datos y variables disponibles en este estudio.
- Las metodologías empleadas para el cálculo del precio estabilizado seguirán las formas estándar estipuladas en la norma.
- Todo estudio relacionado a sistemas PMGD, estará limitado a PMGD únicamente con tecnología solar.

1.4. Temario

- Capítulo 1: Introducción. Describe el contexto de los PMGD en Chile, la relevancia del régimen de precios estabilizados y los objetivos del estudio.
- Capítulo 2: Revisión de la Normativa Chilena. Explora la evolución legislativa que regula los PMGD, incluyendo las leyes y decretos más relevantes.
- Capítulo 3: Mercado Eléctrico para los PMGD. Analiza cómo se calculan los precios estabilizados y otros aspectos económicos clave del mercado eléctrico chileno.
- Capítulo 4: Problema en Estudio: Entrada de los Sistemas BESS a los PMGD. Examina el impacto de integrar sistemas de almacenamiento (BESS) en la operación de los PMGD bajo el régimen actual.
- Capítulo 5: Caso de Estudio. Detalla un proyecto PMGD en la región del Maule, evaluando su viabilidad técnica y económica con sistemas BESS.
- Capítulo 6: Resultados. Presenta los resultados del análisis económico y de sensibilidad, evaluando la viabilidad del proyecto bajo distintos escenarios.
- Capítulo 7: Conclusiones. Resume los principales hallazgos del estudio y proponer recomendaciones para futuros proyectos.



Capítulo 2. Revisión de la Normativa Chilena

2.1. Introducción

El presente capítulo realiza un análisis histórico a las legislaciones que han afectado a los PMGD, y en especial su tarifación. Se presentará desde los primeros decretos que mencionan los PMGD hasta la situación actual, explicando cómo se regulan en la actualidad y cómo las futuras normativas se prevé que impactarán a los PMGD.

A lo largo del capítulo, se revisa diversos decretos relacionados con el tema, algunos de los cuales han sido actualizados a lo largo de los años. Estos decretos incorporan conceptos actuales que no existían en las versiones originales más antiguas. Asimismo, se analizan decretos que han sido derogados, pero cuya revisión es fundamental para comprender la evolución de la legislación en torno a los PMGD.

En la Figura 2.1 se puede observar un orden cronológico de las normativas referentes a los PMGD.

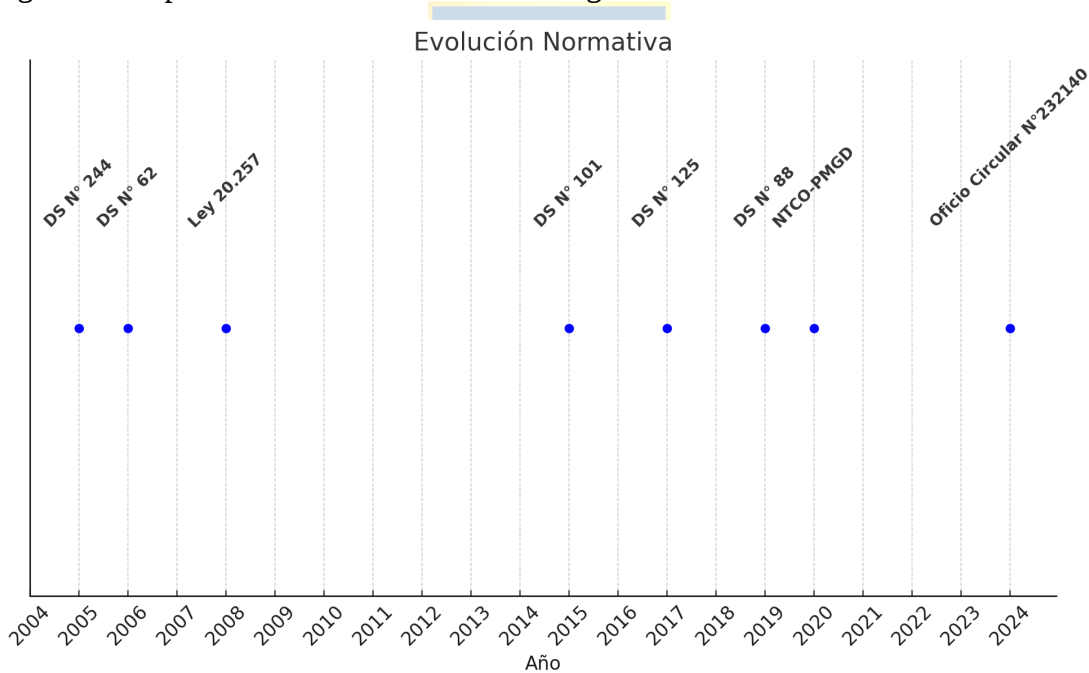


Fig. 2.1 Evolución legislativa PMGD.

En el siguiente apartado los decretos son presentados en orden de jerarquía normativa, aunque esto no necesariamente refleje su orden cronológico. El propósito es resaltar aquellos decretos que actualmente poseen mayor relevancia en relación con los PMGD, priorizando su importancia en el marco regulatorio vigente.

2.2. Historia Legislativa: PMGD

- **Ley de Energías Renovables No Convencionales (Ley N°20.257)**

La Ley 20.257 [1], promulgada el 20 de marzo de 2008 y publicada el 1 de abril del mismo año, introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, con un enfoque específico en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC).

La ley introduce modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2007, que establece el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos [2]. El principal cambio es la incorporación del concepto de energías renovables no convencionales (ERNC) y la obligación para las empresas eléctricas de asegurar que parte de la energía que comercializan provenga de dichas fuentes.

El punto más importante de la Ley es que las empresas eléctricas deben acreditar ante la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) que una cantidad equivalente al 10% de la energía que retiran cada año proviene de fuentes ERNC. Esta obligación es aplicable tanto a las empresas que comercializan energía con distribuidoras como con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios.

Si una empresa eléctrica excede el porcentaje exigido, puede transferir esos excedentes a otras empresas que no cumplieron con su obligación. Esta flexibilidad permite optimizar el cumplimiento de la ley en el sector energético.

Si una empresa no cumple con la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, debe pagar un cargo de 0,4 UTM por cada MWh de déficit. Este cargo aumenta a 0,6 UTM en caso de reincidencia dentro de un período de tres años.

Existe una cláusula que permite postergar hasta un año la acreditación de la obligación, siempre que la empresa lo comunique a la Superintendencia antes del 1 de marzo del año siguiente y no exceda el 50% de la obligación total.

Entre los años 2010 y 2014, la obligación es del 5%. A partir de 2015, el porcentaje aumenta en 0,5% anualmente hasta alcanzar el 10% en el año 2024.

Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación comienza con un 5% en el año 2013, y el incremento es mayor: aumenta en 1% anualmente hasta alcanzar el 12% en 2020 y luego sube en 1,5% anual hasta llegar al 18% en 2024, alcanzando el 20% en 2025.

- **Decreto Supremo N°88 (DS88)**

El Decreto Supremo N° 88 [3] promulgado el 17 de septiembre de 2019 y publicado el 8 de octubre de 2020, aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala. Este decreto establece las normas para regular la conexión, operación y valoración de las inyecciones de energía de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), es decir, proyectos que inyectan hasta 9 MW al sistema eléctrico.

El decreto establece que cada propietario u operador de un PMGD debe informar al Coordinador Eléctrico Nacional si optará por el precio estabilizado o por el costo marginal instantáneo al menos un mes antes de la puesta en servicio. El cambio de régimen solo puede realizarse cada cuatro años.

Los precios estabilizados son fijados por el Ministerio de Energía, con base en los Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP). Estos se calculan dos veces al año (febrero y agosto), y el decreto establece las fórmulas y metodologías necesarias para su determinación.

Una vez determinados los precios básicos por intervalo temporal, la CNE realiza un ajuste basado en una Banda de Precios de Mercado (BPM). Esta banda se define según la diferencia porcentual entre el Precio Medio Básico (PMB) y el Precio Medio de Mercado (PMM): Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de esta banda, entonces el precio básico por intervalo temporal se considera el precio estabilizado.

Todos los Medios de Generación de Pequeña Escala deben participar en el balance de transferencias de energía y potencia. Estas transferencias son coordinadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, quien también asigna el valor de los excedentes de potencia al Precio de Nudo de la Potencia.

Las empresas distribuidoras están obligadas a permitir la conexión de los PMGD bajo los principios de acceso abierto y no discriminatorio.

Cada PMGD debe contar con equipos de medición adecuados para registrar las inyecciones de energía y potencia. Estos datos son utilizados para realizar el balance de transferencia y determinar el valor a pagar por las inyecciones de energía.

- **Regulación de Transferencia de Potencias: Decreto Supremo N°62**

El Decreto Supremo N°62 [4] del 16 de junio de 2006 es un reglamento crucial dentro del marco normativo de la Ley General de Servicios Eléctricos en Chile. Regula las transferencias de potencia entre generadores que operan en sincronismo dentro del sistema eléctrico nacional, con el fin de garantizar la seguridad del servicio, la eficiencia económica y el acceso abierto a las redes de transmisión.

El decreto incluye varias definiciones técnicas claves para entender su funcionamiento. Un concepto fundamental es el de 'Participantes del Balance de Potencia', que son aquellos generadores que participan en las transferencias de potencia. Estos pueden ser propietarios, arrendatarios o usufructuarios de medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía. Estos participantes deben cumplir con los compromisos de Demanda de Punta, es decir, asegurar que en los momentos de mayor consumo (demandas de punta) el sistema eléctrico pueda satisfacer esa demanda.

El balance de potencia que realiza el Coordinador del Sistema Eléctrico evalúa si los generadores tienen suficiente potencia para cubrir dicha demanda, considerando tanto la potencia propia como la adquirida de otros generadores.

El decreto establece dos tipos de balances de potencia: un balance 'preliminar' y un balance 'definitivo'. Estos balances se calculan anualmente y son necesarios para determinar las transferencias de potencia entre los participantes. Estos cálculos garantizan que los generadores que han aportado potencia adicional, cubriendo deficitarios de otros, reciban la compensación económica correspondiente.

El decreto establece que el precio de nudo es un valor que refleja el costo marginal de producir electricidad en un punto específico de la red de transmisión o distribución, conocido como nudo. Los precios de nudo son establecidos para diferentes puntos de la red eléctrica y varían dependiendo de la oferta y demanda de electricidad en esos puntos.

Esto significa que, durante los momentos de mayor demanda de energía (por ejemplo, en las horas de punta), el precio de nudo tiende a ser más alto, lo que incentiva a los generadores a inyectar potencia adicional al sistema para equilibrar la oferta y la demanda. A su vez, los generadores que no pueden cubrir su demanda de punta deben pagar este precio más alto por la potencia que necesitan adquirir de otros generadores.

- **Decreto Supremo N°125 (DS125)**

El Decreto Supremo N°125 [5] publicado el 20 de diciembre de 2019 y promulgado el 19 de diciembre de 2017, tiene una importancia fundamental en la regulación del sistema eléctrico chileno. Este decreto aprueba el reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y establece el marco regulatorio para garantizar la eficiencia, seguridad y coordinación de las instalaciones eléctricas interconectadas.

Este decreto se emite como parte de las medidas derivadas de la Ley N° 20.936 [6] que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Este organismo reemplaza a los antiguos Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), buscando un enfoque más independiente y transparente en la operación del sistema eléctrico.

El marco normativo aplicable incluye la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2006) [2], que establece las bases del sistema eléctrico chileno.

El reglamento establece los derechos y deberes de los actores involucrados en la coordinación del sistema, como las empresas generadoras, los usuarios finales, los pequeños medios de generación y las instalaciones de almacenamiento de energía.

El decreto establece los principios bajo los cuales se deben coordinar las instalaciones eléctricas interconectadas, las cuales son: Seguridad del servicio, Eficiencia económica y Acceso abierto.

Establece al Coordinador como el ente responsable de la coordinación técnica y económica de las instalaciones interconectadas al SEN.

Los coordinados son los actores que operan las instalaciones interconectadas al sistema eléctrico, y están sujetos a las instrucciones del Coordinador.

El decreto introduce el concepto de costos de oportunidad, que son los costos asociados a la gestión de la energía almacenada o embalsada. Este costo se utiliza para determinar el valor de los recursos energéticos gestionables y su impacto en la operación del sistema.

El reglamento establece procedimientos detallados para que nuevas instalaciones de generación y transmisión sean declaradas en construcción y puedan integrarse al sistema. Las empresas deben presentar una serie de documentos a la Comisión Nacional de Energía (CNE), incluyendo cronogramas de construcción, autorización de conexión a la red y resoluciones ambientales.

Se definen los Servicios Complementarios, que son aquellos que permiten garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico, tales como las reservas operativas y la regulación de frecuencia. El Coordinador debe asegurar que estos servicios estén disponibles y optimizados para garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

- **Decreto Supremo N° 244 (Derogado)**

En la legislación chilena, la primera vez que se comenzó a hablar de PMGD fue en el Decreto Supremo N°244 [7] emitido el 2 de septiembre de 2005 y publicado el 17 de enero de 2006. Aunque enfocado en la asignación de costos de transmisión, tuvo un impacto indirecto en los PMGD al establecer un marco de costos más equitativos para pequeños generadores.

Uno de los cambios más importantes fue la creación de la figura de los PMGD y MGNC, que permiten la inyección de excedentes de potencia al sistema eléctrico de forma regulada y con un enfoque en energías limpias y descentralizadas.

El decreto establece que los medios de generación cuyas potencias no excedan los 9.000 kW pueden optar a ser clasificados como PMGD si están conectados a sistemas de distribución o subtransmisión. Esto proporciona una vía para que pequeños generadores, ya sean de energías renovables o convencionales, participen en el mercado eléctrico y contribuyan a la generación nacional.

Uno de los puntos clave es que estos generadores tienen derecho a vender la energía que inyectan al sistema a un precio estabilizado o al costo marginal instantáneo.

El precio estabilizado se detalla en el Artículo 41, donde se indica que corresponde al precio de nudo de corto plazo de las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria donde se realiza la inyección. Este precio es determinado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía en el decreto de precio de nudo de corto plazo.

El decreto detalla las responsabilidades tanto de las empresas distribuidoras como de los propietarios de los PMGD para asegurar una conexión segura y eficiente a la red. Las distribuidoras deben realizar estudios técnicos para determinar los costos de conexión y cualquier infraestructura adicional necesaria.

- **Decreto Supremo N° 101**

El Decreto 101 [8] fue promulgado el 02 de julio de 2015 y publicado en el Diario Oficial posteriormente. Introduce modificaciones clave al Decreto Supremo N.º 244 de 2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en el contexto de la Ley General de Servicios Eléctricos. Este decreto regula los Medios de Generación No Convencionales y los Pequeños Medios de Generación Distribuidos, con el objetivo de simplificar procesos, reducir costos y proporcionar mayor certeza a los desarrolladores de proyectos.

El principal objetivo del DS N° 101 es actualizar y simplificar el reglamento aplicable a los PMGD y MGNC, enfocado en facilitar la conexión de los PMGD al sistema eléctrico mediante la reducción de costos de transacción, proporcionar certeza técnica y económica para los desarrolladores y actualizar las responsabilidades de coordinación técnica entre los desarrolladores, las empresas distribuidoras y los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).

El decreto también busca la reducción de costos y barreras, obligando a las distribuidoras a entregar información técnica detallada a los interesados, disminuyendo asimetrías de información. Asimismo, establece un marco para calcular los costos de conexión considerando los impactos en la red de distribución y los costos asociados de inversión y mantenimiento. En cuanto a la coordinación técnica, los PMGD deben cumplir con estándares técnicos que garanticen seguridad y calidad del servicio en la red. Esta coordinación se realiza entre PMGD, empresas distribuidoras y los CDEC correspondientes.

Se formalizan los estudios necesarios para evaluar la conexión de PMGD y los costos de obras adicionales. Las distribuidoras deben responder solicitudes de información en plazos establecidos, con supervisión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Los costos de conexión deben justificarse en informes detallados, y si los costos calculados son improcedentes, la distribuidora debe reembolsar al propietario del PMGD. Además, se establece un procedimiento para resolver discrepancias entre interesados y distribuidoras, como en el caso de costos de conexión o problemas técnicos.

- **Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tension (NTCO-PMGD 2020)**

La Norma Técnica de Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) [9], establece un marco normativo detallado que regula la conexión y operación de las unidades de generación distribuida a redes de media tensión en Chile.

En el Artículo 1-1 se destacan los requisitos mínimos para la protección y sincronización, las exigencias de operación para cumplir con los estándares de seguridad y calidad de servicio, y los protocolos para la conexión y puesta en servicio de los PMGD.

El Título 3-2 menciona los requisitos y documentos necesarios para la presentación de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR), los cuales incluyen información detallada sobre el PMGD, su ubicación, capacidad instalada, y cronograma de ejecución, entre otros. El cumplimiento riguroso de estos requisitos es esencial para iniciar el proceso de evaluación y aprobación de la conexión.

El Título 4-1 aborda las generalidades sobre el cálculo del Factor de Referenciación (FR), un valor que permite referenciar las inyecciones de energía del PMGD a la barra de la subestación primaria de distribución. Este factor es fundamental para evaluar el impacto de los PMGD en la red de distribución y debe ser calculado por la empresa distribuidora. La norma establece que el FR debe basarse en parámetros técnicos consistentes y ser actualizado periódicamente.

El Capítulo 7 establece las exigencias técnicas necesarias para la conexión de los PMGD al sistema de distribución. La norma exige un comportamiento adecuado tanto en condiciones normales como en estado de falla, detallando las medidas a tomar para garantizar la estabilidad de la red y la calidad del servicio eléctrico.

En particular, el Título 7-8 aborda la operación en isla, donde un PMGD puede continuar abasteciendo una porción de la red de distribución de manera aislada del sistema interconectado. Esta situación es crítica en casos de emergencia o fallas en la red principal, y la norma establece criterios para asegurar la continuidad del suministro eléctrico bajo estas condiciones.

Un enfoque clave de esta norma es la estandarización de procedimientos y la obligación de las empresas distribuidoras de proveer acceso público a información técnica actualizada, permitiendo una mayor participación de actores en el sector de la generación distribuida.

- **Oficio Circular Electrónico N°232140**

El Oficio Circular N°232140 [10] emitido por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) clarifica directrices para la evaluación de los PMGD con sistemas de almacenamiento de energía, permitiendo a estos sistemas restringir sus inyecciones de energía a bloques horarios específicos bajo un sistema de autodespacho.

El autodespacho permitirá que los generadores con almacenamiento gestionen autónomamente la cantidad de energía que inyectan durante cada bloque horario, sin necesidad de intervención centralizada. Esto les permite ajustar sus inyecciones en función de las señales de precios del mercado y las condiciones de la red, lo que busca mejorar la eficiencia operativa, maximizar el uso de la energía almacenada y contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico. Además, al restringir las inyecciones a bloques horarios, los PMGD con almacenamiento pueden evitar pérdidas económicas y optimizar sus operaciones durante los picos de demanda o momentos de baja generación renovable.

El documento también aborda la necesidad de monitoreo y cumplimiento, estableciendo mecanismos para garantizar que los generadores respeten las restricciones de inyección y operen dentro de los parámetros definidos. Aunque el auto despacho otorga mayor autonomía a los generadores, se destaca la importancia de asegurar que esta flexibilidad no afecte negativamente la estabilidad de la red eléctrica. Por ello, los sistemas de almacenamiento deben estar equipados con tecnología adecuada para comunicarse eficazmente con la red y tomar decisiones informadas sobre la inyección de energía.

2.3. Análisis de Oportunidades y Riesgos

La revisión de la normativa chilena en torno a los PMGD destaca un marco regulatorio diseñado para promover el desarrollo de proyectos de generación distribuida, pero también expone desafíos asociados a su aplicación. Una de las principales oportunidades radica en el impulso dado por normativas como el DS88 que establecen un sistema de precios estabilizados que garantiza ingresos estables para los generadores pequeños, reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado y haciendo más atractivas las inversiones en este tipo de proyectos.

No obstante, el marco normativo presenta riesgos significativos. Los cambios normativos, como las modificaciones en el cálculo de los precios estabilizados o los requisitos técnicos para la conexión a la red, pueden impactar directamente la rentabilidad de los proyectos ya operativos. Por otro lado, la saturación de las redes de distribución en ciertas regiones del país constituye un desafío importante, pues incrementa los costos de conexión y limita la viabilidad de nuevos proyectos en zonas estratégicas.



Capítulo 3. Mercado Eléctrico para los PMGD

3.1. Introducción

En este capítulo se analiza el funcionamiento del mercado eléctrico relacionado con el precio estabilizado para la venta de energía y potencia de los Pequeños Medios de Generación Distribuida. Se detalla cómo este precio es calculado por las entidades correspondientes, en particular por la Comisión Nacional de Energía (CNE), y su importancia para garantizar ingresos estables a los generadores pequeños, reduciendo la volatilidad del mercado spot.

El precio estabilizado se determina a partir del cálculo del precio nudo de la energía y la potencia, que representa un valor de referencia clave en el sistema eléctrico. Este capítulo explora cómo el precio nudo sirve como punto de partida para establecer una tarifa estabilizada, y cómo el proceso de ajuste, definido por el marco normativo chileno, permite que los generadores distribuidos tengan previsibilidad en sus ingresos. Además, se describen los factores y las fórmulas utilizadas en este cálculo, para finalmente llegar a una comprensión clara de cómo se calcula el precio para la energía y potencia.



3.2. Precio Nudo Corto Plazo (PNCP)

Las disposiciones vigentes que regulan la elaboración de los Precios de Nudo de Corto Plazo se establecen entre los artículos 160° y 172° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [2], y el artículo vigésimo transitorio incorporado por la Ley N° 20936 (Ley de Transmisión) [6].

Asimismo, el Decreto Supremo N°86 [11] de 2012 que “aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo” también se encuentra regulación respecto a los PNCP, pero debido a lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la Ley, tienen una jerarquía menor a lo que establece la Resolución Exenta N° 641 hasta que el reglamento sea modificado.

El Precio Nudo Corto Plazo es un valor de referencia que se utiliza en el mercado eléctrico chileno para reflejar el costo marginal de la energía en puntos clave del sistema eléctrico (nodos). Este precio se determina cada seis meses y tiene como objetivo establecer un valor que permita equilibrar la oferta y la demanda de energía en el corto plazo, basado en los costos de la generación en un período determinado.

Los antecedentes para el cálculo del PNCP que deben tenerse en cuenta son entregados por la CNE, y por los coordinados:



3.2.1 Procesos realizados por la CNE

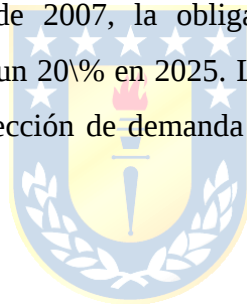
- **Demanda:** Es uno de los factores fundamentales en la fijación de precios estabilizados, ya que influye directamente en el comportamiento del sistema eléctrico. La metodología se basa en escenarios y simulaciones. Estos escenarios proyectan cómo se espera que se comporte la demanda de energía en el sistema eléctrico nacional (SEN) en los meses del semestre. En la Tabla 3.1 se puede observar la previsión de demanda para los próximos años.

Tabla 3.1 Previsión de demanda del sistema y tasas de variación. Fuente: ITD-PNCP-ENE 2024.

Previsión de demanda sistema (GWh)				Tasas de variación (\%)		
Año	Libre	Regulado	Sistema	Libre	Regulado	Sistema
2024	50.451	29.065	79.515	-	-	-
2025	51.341	29.903	81.244	1,76	2,89	2,17
2026	52.074	30.759	82.832	1,43	2,86	1,95
2027	52.101	31.591	83.692	0,05	2,71	1,04
2028	52.380	32.396	84.775	0,54	2,55	1,29
2029	53.223	33.332	86.554	1,61	2,89	2,1
2030	54.224	34.274	88.498	1,88	2,83	2,25
2031	54.561	35.478	90.039	0,62	3,52	1,74
2032	55.322	36.748	92.070	1,39	3,58	2,26

- Costo de falla: El DS86 [11] establece que, para asegurar la operación óptima del sistema eléctrico, se deben considerar los costos en que incurre cada sistema ante distintos niveles de déficit de suministro, denominados costos de falla esperados. Estos costos son calculados mediante estudios realizados por la CNE cada cuatro años. Los estudios deben tener en cuenta el comportamiento de los clientes industriales, comerciales y residenciales ante situaciones de déficit eléctrico, utilizando herramientas y algoritmos que modelen de forma adecuada cómo estos consumidores se ven afectados por la falta de suministro eléctrico. La CNE debe representar, al menos, tres niveles de déficit y sus costos asociados, actualizando esta información en cada proceso tarifario.
- Costos de Unidad de Punta: El DS86 también establece que cada cuatro años la CNE debe realizar un Estudio de Costos de Unidad de Punta, el cual puede ser realizado por un tercero. Este estudio tiene como objetivo determinar los costos de inversión y los costos fijos de operación de las unidades de punta para los subsistemas eléctricos. El estudio debe considerar diferentes alternativas de tamaño, tecnologías, ubicación, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumos primarios para la generación. Los resultados son utilizados en los informes semestrales sobre precios de nudo de corto plazo, específicamente para la definición de la unidad de punta y el cálculo del precio básico de la potencia.
- Costos de Tecnologías de Generación: Según la LGSE [11], la CNE debe determinar un programa de obras de generación y transmisión que minimice el costo total actualizado del suministro de energía. Para ello, realiza estudios sobre los costos de instalación de diversas tecnologías de generación, los cuales sirven de base para el plan indicativo de expansión a largo plazo y complementan las obras comprometidas en los procesos de licitación. Estos informes se elaboran anualmente y se utilizan en la planificación de obras de generación para garantizar un abastecimiento eficiente.
- Proyección de Precios de Combustibles: La CNE necesita contar con proyecciones de precios de los principales combustibles (petróleo crudo, carbón, gas natural) para un horizonte temporal de al menos 10 años, con el fin de apoyar los procesos regulatorios y tarifarios, como el cálculo de los precios de nudo de corto plazo. Estas proyecciones son elaboradas por el Departamento de Hidrocarburos de la Comisión y se utilizan como insumo en los diversos procesos regulatorios.

- **Precio Medio del Mercado (PMM):** Los Precios Medios de Mercado (PMM) son calculados mensualmente con base en la información proporcionada por las empresas del sector eléctrico. Estos precios se utilizan en los informes de precios de nudo de corto plazo, ajustándose semestralmente en los meses de enero y julio. El PMM también se emplea en el procedimiento de ajuste de bandas para los precios estabilizados, utilizados para pequeños medios de generación.
- **Tasa de Cambio:** Para los informes semestrales de precios de nudo de corto plazo, se emplean las tasas de tipo de cambio promedio (CLP/USD) publicadas por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de Chile en los meses de noviembre y mayo.
- **Obligación de Energías Renovables No Convencionales:** La Ley N° 20.257[1], modificada por la Ley N° 20.698, establece que las empresas generadoras deben cumplir con un porcentaje mínimo de generación de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales. Este porcentaje varía dependiendo de cuándo se firmaron los contratos de suministro. Para contratos celebrados después de 2007, la obligación de generación con ERNC crece progresivamente hasta alcanzar un 20% en 2025. La CNE calcula este porcentaje en base a los retiros de energía y la proyección de demanda para garantizar el cumplimiento de esta obligación.



3.2.2 *Proceso realizado por los coordinados*

Los coordinados mensualmente deben entregar la información necesaria para que la Comisión calcule los Precios Medios de Mercado.

- **Generadores:**
 - Ventas a Clientes Libres.
 - Ventas a Distribuidoras para Clientes Libre.
 - Ventas a Distribuidoras para Clientes Regulados a Precio de Nudo de Largo Plazo.
 - Ventas a Distribuidoras para Clientes Regulados a Precio de Nudo de Corto Plazo.
- **Distribuidoras:**
 - Ventas a Clientes Libres.
 - Compras a Generadores para Clientes Libres.
 - Compras a Generadores para Clientes Regulados a Precio de Nudo de Largo Plazo.
 - Compras a Generadores para Clientes Regulados a Precio de Nudo de Corto Plazo.

- Centrales térmicas: Costos variables (combustibles y no combustibles), rendimientos de las centrales, configuraciones de operación y disponibilidad de combustibles.
- Centrales hidráulicas: Niveles de agua y capacidad de embalses, rendimientos, convenios de riego, y datos históricos de afluentes desde 1960, así como pronósticos de deshielo.
- Otras tecnologías: Costos variables no combustibles y perfiles horarios de generación histórica.

3.2.3 Precio básico de la energía (PBE)

En concordancia con lo presentado anteriormente, los precios básicos de la energía se calculan, entonces, en las distintas barras del sistema, a partir de la asociación de consumos aguas abajo de cada barra. Para esto, se consideran los costos marginales esperados y energías mensuales, tanto en la barra como en las barras de consumo asociadas a cada una.

El PBE se calcula de la siguiente manera:

$$\text{PrecioBásicoEnergía}_{\text{NudoBásico}} = \frac{\sum_i^N \frac{CMgn_{\text{calculado},i} \cdot EN_{\text{calculado},i} \cdot \text{Factor Sobrecosto}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_i^N \frac{E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

- $N_{\text{calculado}}$: Nudo del sistema respectivo para el Precio Nudo Básico de Energía.
- $CMgn_{\text{calculado}}$: Costo marginal promedio, en el mes i , en el nodo o barra n , para el intervalo temporal.
- $EN_{\text{calculado}}$: Energía mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.
- i : Mes i -ésimo del horizonte de evaluación.
- N : Número de meses del periodo de cálculo respectivo.
- r : Tasa de actualización definida en el artículo 165° literal d) de la Ley.

3.2.4 Precio básico de la Potencia Punta (PBP)

La CNE debe identificar las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de mayor demanda anual en una o más subestaciones del sistema eléctrico. Este análisis se realiza tomando en cuenta tanto la oferta de potencia aportada por las centrales generadoras como la contribución de los sistemas de transmisión. A partir de esto, se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada con esas unidades generadoras, ajustado por el margen de reserva de potencia teórico del subsistema. El resultado de este cálculo se denomina "precio básico de la potencia de punta", que se utiliza en la planificación del sistema.

El último estudio de determinación de costos de unidades de punta fue realizado en 2021, y se titula "Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM" [12].

3.2.5 Proceso de cálculo

En la figura 3.1 muestra a modo resumen el procedimiento realizado para obtener el precio básico de la energía:

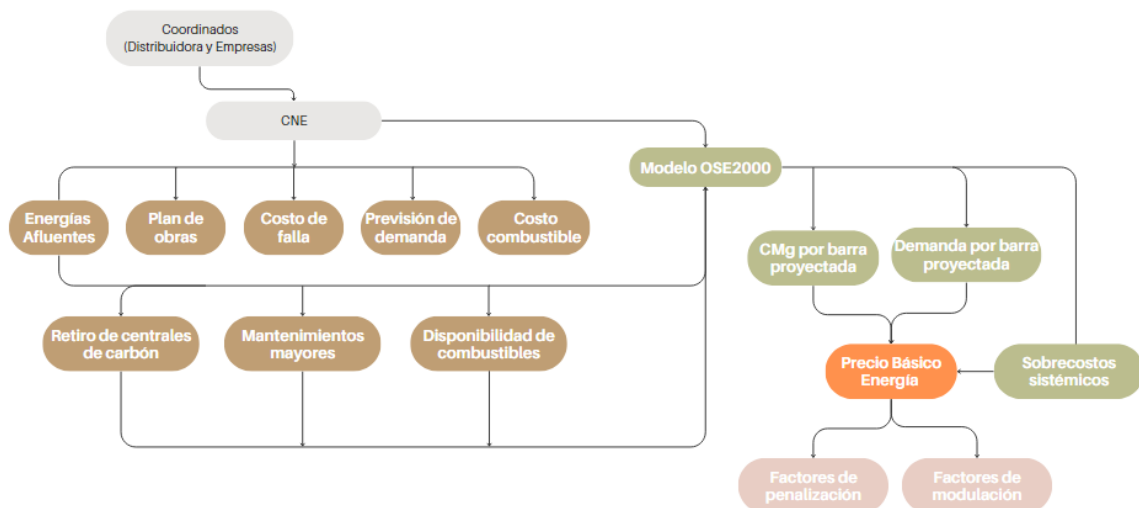


Fig. 3.1 Esquema determinación del PNCP. Fuente: Elaboración propia.

3.3. Determinación de Precios Estabilizados para Comercialización de la Energía

Como se ha mencionado, el marco regulatorio que se usa actualmente para el cálculo de precio estabilizado es el Decreto Supremo N°88, que reemplaza el anterior Decreto Supremo N°244 [7]

La principal diferencia entre los reglamentos es que el DS244 usaba el PNCP para establecer la valorización de inyecciones de los PMGD, mientras que el DS88 establece seis horarios de precios estabilizados durante el día, como se observa en la Tabla 3.2, que se calculan a partir de los resultados de las simulaciones de PNCP.

Tabla 3.2 Intervalos temporales para el cálculo de precios estabilizados. Fuente: ITD-Precio-Estabilizado-May2024.

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

Por otra parte, de acuerdo con lo indicado en el DS N°88, se determinan los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{PrecioBásicoenergíaporintervalotemporal}_{n,t} = \frac{\sum_i^N \frac{CMg_{i,n,t} \cdot E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_i^N \frac{E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

- i : Mes i -ésimo del horizonte de evaluación.
- n : Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.
- t : Intervalo temporal t dentro del día.
- N : Número de meses del periodo de cálculo respectivo.
- $CMg_{i,n,t}$: Costo marginal promedio, en el mes i , en el nodo o barra n , para el intervalo temporal.
- $E_{i,n,t}$: Energía del mes i , en el nodo o barra n , para el intervalo temporal t .
- r : Tasa de actualización definida en el artículo 165° literal d) de la Ley.

3.3.1 Precio básico promedio de la energía

En la barra de referencia. Se calcula como el promedio ponderado por la energía de la barra de referencia del Informe de Precio Nudo del Precio Básico por intervalo de la energía.

$$PBE_p = \frac{\sum_{t=1}^T PBE_t \cdot E_t}{\sum_{t=1}^T E_t}$$

Donde:

- t : Son los intervalos temporales.
- E : Es la energía de la barra de referencia.

Al PBE_p se le suma el precio básico de la potencia referido a la barra de referencia (se obtiene en el IPCP) llevado a valor horario y corregido por el factor de carga del sistema (lo calcula la CNE) y se obtiene el Precio Medio Básico de la barra de referencia (PMB).

$$PMB \left[\frac{CL\$}{kWh} \right] = PBE_p \left[\frac{CL\$}{kWh} \right] + PBP \left[\frac{CL\$}{kW/mes} \right] \cdot \frac{12[mes]}{8760[h] \cdot f_c}$$

Donde:

- PBE_p : Es el precio básico de la energía.
- PBP : Es el precio básico de la potencia, referido a la barra de referencia.
- f_c : Es el factor de carga.

3.3.2 Banda de Precio Medio de Mercado

Se calcula como la diferencia en valor absoluto entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de mercado. El Precio Medio de Mercado lo calcula la CNE en base al precio de los contratos libres y regulados existentes.

$$DIF\% = \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| * 100\%$$

La banda de los Precios Medios de Mercado se calcula como se observa en la Figura 3.2:

$$BPM = \begin{cases} 5\%; \text{ si } \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% - 2\%; \text{ si } 30\% \leq \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% \leq 80\% \\ 30\%; \text{ si } 80\% \leq \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \end{cases}$$

Fig. 3.2 Banda de ajuste para precio de mercado. Fuente: ITD-Precio-Estabilizado-May2024.

3.3.3 Precio Medio Teórico de Mercado

Se calculan los suministros a clientes libres y regulados valorizados a Precio Nudo de Energía y Potencia, sumándole los cargos de transmisión, y dividir el resultado en el total de la energía asociada a estos suministros.

$$PMT = \frac{\text{Venta a clientes libres y regulados} \cdot PMB + \text{Costos de transmisión}}{\text{Ventas a clientes libres y regulados}}$$

Si el PMT está fuera de la banda calculada, entonces se ajusta de tal manera que quede dentro de esa banda obteniendo el Precio Medio Teórico ajustado (PMT_a). En la Figura 3.3 se puede ver un esquema explicativo.

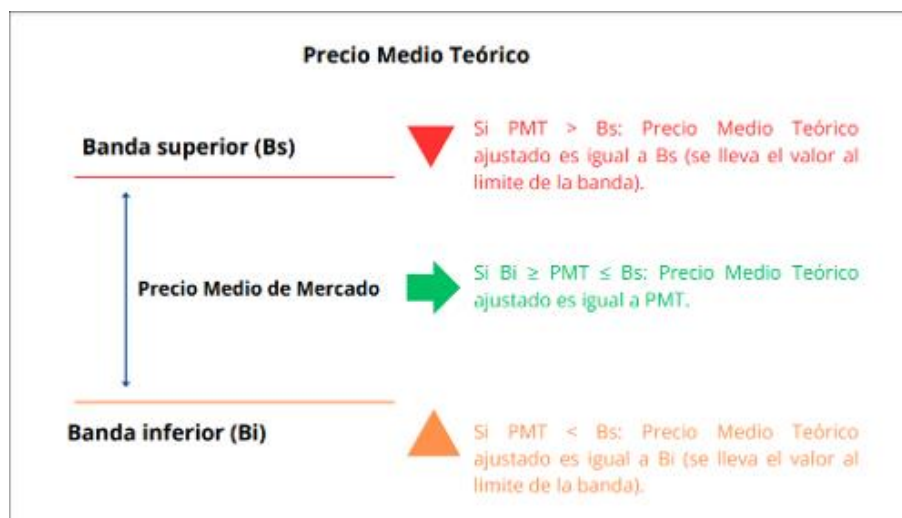


Fig. 3.3 Ajuste de banda para PMT. Fuente: Elaboración propia.

Se calcula la diferencia entre PMT ajustado y el PMT. La resta calculada se le suman todos los precios básicos de la energía calculados para obtener el Precio Estabilizado de todas las barras para cada intervalo horario.

$$PE_{n,t} = PBE_{n,t} + PMT_a - PMT$$

Finalmente, los precios estabilizados se actualizan utilizando el cuociente entre el precio medio de mercado al momento del cálculo en el Informe de Precios Estabilizados (PMM_0) y el precio medio de mercado del Informe Precio Nudo (PMM_i) utilizado para este cálculo.

$$PEA_{n,t} = PE_{n,t} \cdot \frac{PMM_0}{PMM_i}$$

A modo de ejemplo, en la Tabla 3.3 se puede observar el resultado del cálculo de precio estabilizado obtenido para el nodo Itahue durante ambos semestres del año 2024.

Tabla 3.3 Precios estabilizados del nodo Itahue en [\$/kWh] por bloque horario y fecha. Fuente: CNE.

Fecha	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
may-24	\$74,056	\$68,462	\$36,607	\$32,266	\$50,572	\$93,746
nov-24	\$71,361	\$67,267	\$36,939	\$33,415	\$49,854	\$87,283

3.4. Contratos de Compraventa de Energía (PPA)

En el contexto del estudio de los PMGD, y específicamente en los proyectos de tecnología solar, los contratos de compraventa de energía, conocidos como PPA (Power Purchase Agreement, por sus siglas en inglés), representan una alternativa al precio estabilizado, aunque su adopción no es muy común en este ámbito. Sin embargo, se trata de un mecanismo económico que merece ser analizado y considerado, ya que podría convertirse en una opción viable para la operación de proyectos PMGD.

Los PPA son acuerdos privados celebrados entre generadores y compradores de energía, en los cuales se definen las condiciones de venta y compra de electricidad. Estos contratos suelen tener una vigencia de mediano a largo plazo, generalmente entre 10 y 25 años. Aunque no cuentan con una regulación específica, su ejecución debe ajustarse a las normativas generales aplicables al sector eléctrico y a los principios contractuales del derecho chileno, tales como la autonomía de la voluntad, la buena fe y la obligatoriedad de los contratos.

Cabe destacar que, en el marco de las licitaciones públicas para el suministro de energía, especialmente en proyectos de energías renovables, el Ministerio de Energía y la CNE pueden establecer modelos de contratos o condiciones específicas que deben ser observadas.

En este mismo contexto, los PPA también son utilizados por la CNE para determinar el Precio Medio de Mercado (PMM). Este cálculo se basa en los precios promedios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión, correspondientes a un período de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del PMM [13]. Este precio es fundamental para la indexación del precio de nudo de la energía.

3.5. Mercado de la Potencia

En base a lo estipulado en el Decreto Supremo N°62 [4] y al Decreto Supremo N°70 [14], los PMGD podrán vender sus excedentes de potencia al precio nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de potencia que refiere al artículo 149° de la Ley.

Los PMGD venden su potencia al "precio nudo de la potencia," que es un valor regulado y calculado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Este precio refleja los costos de proporcionar capacidad de generación suficiente para cubrir la demanda máxima del sistema eléctrico y es específico para diferentes zonas del país.

Para los ingresos por potencia se considera la Potencia de Suficiencia, lo que corresponde a pagos por la capacidad instalada que poseen las plantas generadoras.

En las plantas fotovoltaicas, su capacidad instalada total no se reconoce completamente como potencia de suficiencia debido a su factor de planta. Como resultado, estas plantas poseen una “capacidad de suficiencia reconocida” que va disminuyendo con el tiempo a causa de la degradación de los paneles y los componentes de almacenamiento; por lo tanto, las ventas generadas por la potencia se calculan de la siguiente forma.


$$\text{Ventas}_{\text{Potencia}} = \text{Potencia Reconocida [MW]} \cdot \text{Precio Nudo de Potencia} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MW/mes}} \right]$$

3.6. Comentarios

En el presente capítulo se clarifica la forma en la que la CNE realiza el cálculo para las remuneraciones de energía y potencia para los PMGD sujetos a precio estabilizado.

Cabe señalar que el DS88 establece de forma transitoria que pequeños medios de generación pudiesen seguir con el régimen antiguo de precios estabilizados, o adscribirse a este de cumplir ciertas condiciones por 144 meses desde la publicación del DS88 en octubre de 2020. Es por esto por lo que actualmente conviven dos regímenes de precios estabilizados.

A aquellos con declaración de construcción anterior al 7 de abril de 2022 se les aplica el precio promedio mensual, y aquellos que iniciaron su construcción después del 8 de abril de 2022 se les remunera de acuerdo con la energía producida en cada intervalo por el precio estabilizado en ese intervalo.



Capítulo 4. Problema en Estudio: Entrada de los Sistemas BESS a los PMGD

4.1. Introducción

En el contexto actual de la matriz energética, el ingreso de los Sistemas BESS es una clara realidad, y cada vez más se apuesta por la inversión en estas tecnologías. El foco principal está en aquellas fuentes renovables, particularmente la energía solar, las cuales históricamente han estado limitadas por la ausencia de generación solar durante la noche. La energía solar fotovoltaica, aunque abundante durante el día, presenta dificultades para suministrar energía de forma continua debido a la ausencia de generación en las horas nocturnas. Sin embargo, con la integración de sistemas BESS, estas fuentes renovables pueden no solo generar electricidad durante el día, sino también almacenar el exceso de energía en baterías para luego ser descargadas en momentos de mayor demanda, como durante la noche.

En Chile, el crecimiento de los PMGD, especialmente solares, ha sido notable en los últimos años. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por la estabilidad económica que proporciona el régimen de precio estabilizado, que asegura un pago constante por la energía inyectada al sistema, independiente de las fluctuaciones en los precios de mercado. Gracias a este régimen, los PMGD solares han ganado atractivo para los inversionistas, ya que ofrecen retornos predecibles. En este contexto, los sistemas BESS representan una evolución lógica para los PMGD, ya que permiten optimizar aún más la operación y maximizar los ingresos, al operar bajo el mismo régimen de precio estabilizado. La combinación de estas tecnologías promete no solo mayor eficiencia, sino también una forma más segura y rentable de operar dentro del sistema eléctrico chileno.

4.2. Normativas Relacionadas a Sistemas BESS en PMGD

La regulación de los Sistemas de Almacenamiento de energía dentro de los PMGD es un área relativamente nueva y poco explorada, aunque cada vez más relevante debido al crecimiento de los proyectos solares con almacenamiento en Chile. Los sistemas BESS, al integrarse en un PMGD, se consideran parte de él y, por lo tanto, están sujetos a las mismas normativas que rigen la operación de estos medios, en cuanto a la venta de energía y potencia.

Un punto clave para entender la regulación de los BESS en los PMGD es el Oficio Circular N° 232140 [10] emitido por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Este oficio resuelve una controversia sobre cómo deben operar los sistemas BESS dentro de los PMGD, aclarando que las inyecciones de energía provenientes de un BESS se acogen al régimen de precio estabilizado según el Decreto Supremo N° 88, al igual que la energía generada directamente por la planta solar. Esto es una diferenciación fundamental con respecto a otras plantas solares con sistemas de almacenamiento que no están consideradas PMGD, las cuales deben vender su energía al costo marginal del sistema.

El Decreto N°62 [4] establece que tanto los medios de generación como los sistemas de almacenamiento de energía pueden participar en las transferencias de potencia, siempre que cumplan con los requisitos establecidos en la ley. Los sistemas BESS instalados en PMGD se consideran parte de la unidad generadora, lo que significa que deben ser incluidos en el balance de potencia, lo cual es clave para garantizar la suficiencia de potencia del sistema eléctrico.

El artículo 1° del Decreto N°62 aclara que las transferencias de potencia de los Sistemas de Almacenamiento se determinarán a partir de su capacidad de generación y suficiencia, es decir, su capacidad para aportar potencia en momentos de demanda alta.

De acuerdo con el artículo 2° del Decreto N°62, las inyecciones de potencia provenientes de los BESS, al igual que las inyecciones de cualquier medio de generación, serán valoradas al precio de nudo de corto plazo de la potencia.

4.3. Auto Despacho de Energía en PMGD con Sistemas BESS

Según el Decreto N° 88 [3], el auto despacho se define como el régimen de operación de una instalación de generación conectada al sistema eléctrico, que no está sujeta a la optimización operativa realizada por el Coordinador. Este régimen puede aplicarse siempre que se cumpla con el principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

Con base en esta definición, las unidades generadoras tienen la facultad de decidir cuánto de su producción desean inyectar al sistema. En el caso de los PMGD solares, presentan una característica particular: dado que su costo de generación es bajo, siempre tienen prioridad en la lista de méritos del Coordinador. Esto les permite inyectar su capacidad máxima de generación durante los horarios establecidos en su ICC, lo que les otorga grandes ventajas en comparación con unidades generadoras más grandes.

Un ejemplo claro es la gran cantidad de plantas solares de gran tamaño en el norte de Chile. Aunque estas plantas tienen un costo marginal muy bajo en horarios solares y, por ende, prioridad en la lista de méritos, debido a la relación de la demanda con la oferta de generación, están sujetas a ajustes de prorrata realizados por el Coordinador.

La incorporación de sistemas BESS en los PMGD maximiza aún más los beneficios del auto despacho. Al permitir el almacenamiento de energía durante horas de baja demanda o exceso de generación, los BESS ofrecen a los PMGD la posibilidad de inyectar energía en momentos más estratégicos, como durante la noche o en horas pico, cuando los precios de la energía son más altos y la demanda es mayor.

4.4. Integración de Sistemas de Almacenamiento a PMGD

En este contexto se puede tener tres escenarios distintos para la operación de los sistemas BESS en los PMGD, estos son: (1) PMGD ya existentes que decidan integrar sistemas BESS, (2) nuevos proyectos PMGD con sistemas BESS, y (3) nuevos PMGD cuyo único foco sea almacenar energía para despachar mediante sistemas BESS.

4.4.1 *PMGD ya existentes que decidan integrar sistemas BESS*

Para aquellos PMGD que realicen cambios significativos en una SCR vigente, que según el Artículo 3-8 de la NTCO-PMGD [9], se entiende por cambio significativo tales como aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, modificaciones del emplazamiento o cambio en la tecnología de generación e incorporación de una componente de almacenamiento.

También se menciona en el Oficio Circular de la SEC N°232140 [10] que, si un proyecto en operación, con ICC o con un proceso de conexión en trámite, que disponga de almacenamiento, requiera ajustar su operación por bloques horarios o realizar un ajuste a los mismos, éstos deberán realizarse mediante la presentación de una nueva SCR para obtener el ICC con las nuevas condiciones de operación para verificar las exigencias de seguridad y calidad de suministro vigentes.

Por lo tanto, el interesado en incorporar una componente de almacenamiento deberá presentar una nueva SCR, teniendo que volver a realizar el proceso indicado en la NTCO-PMGD, como lo son estudios eléctricos, factibilidad ambiental, entre otros.

4.4.2 *Nuevos proyectos PMGD con sistemas BESS*

Para los nuevos proyectos PMGD que incluyan una componente de almacenamiento, el proceso es similar al previamente establecido, como se detalla en el Artículo 3-3 de la NTCO-PMGD [9]. Este artículo especifica la manera adecuada de presentar una SCR, destacando que todo PMGD con almacenamiento debe indicar la vida útil de dicha componente.

Por lo tanto, el proceso de conexión para proyectos con almacenamiento no difiere del de los PMGD anteriores sin esta característica. Sin embargo, en estos casos, se debe prestar especial atención a los bloques horarios, donde el interesado deberá indicar cuáles seleccionará en su SCR.

4.4.3 *PMGD dedicados a sistemas BESS*

Esta metodología de proyecto surge en un contexto donde el aumento exponencial de los PMGD solares ha saturado las redes de distribución, principalmente en las regiones centro y sur de Chile. Esto ha provocado que ingresar nuevos proyectos sea cada vez más difícil y, por lo tanto, las empresas desarrolladoras deben buscar minuciosamente espacios disponibles en las redes de distribución.

En este escenario, en conjunto con la empresa colaboradora de esta memoria de título, Icafal-Lancuyen, se propone una nueva metodología de proyectos PMGD solares con almacenamiento que busca dar solución a la problemática del sobre desarrollo de los PMGD. Por lo tanto, este será un motivo de estudio que se desarrollará en los capítulos siguientes.

Como se menciona, esta problemática se debe al rápido aumento de proyectos en los últimos años, impulsado por la estabilidad financiera que ofrecen gracias al régimen de precio estabilizado al que están acogidos, lo que ha generado un gran interés de inversión debido a la remuneración estable que proporcionan.

Como se observa en la Figura 4.1, desde el año 2020 al año 2024 se ha registrado un aumento del 226 % en la generación de energía acogida a precio estabilizado. Este crecimiento se debe a varios factores previamente mencionados, entre ellos el régimen de precios estabilizados que permite una inversión controlada, la reducción de los costos de las tecnologías fotovoltaicas y regulaciones que incentivan el desarrollo de proyectos PMGD, como el DS88 [3].

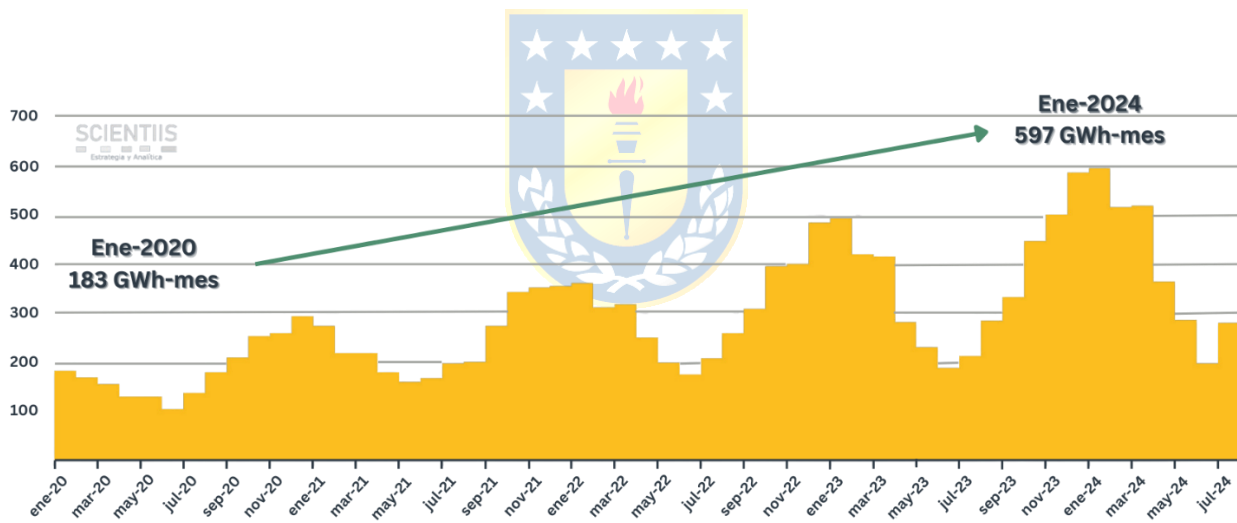


Fig. 4.1 Gráfica de crecimiento de generación acogida a precio estabilizado. Fuente: SCIENTIIS.

Por lo tanto, se plantea la oportunidad de inyectar energía durante los bloques horarios nocturnos gracias a la incorporación de sistemas de almacenamiento en los proyectos. Estos proyectos se centran en que los parques fotovoltaicos tengan como principal función la carga de baterías para su posterior despacho de energía.

Esta modalidad permite la entrada de proyectos PMGD solares en horarios nocturnos, dado que es un periodo donde los PMGD solares convencionales no operan y, por lo tanto, no existe una carga excesiva en las líneas de distribución. Este ámbito, aunque no ha sido ampliamente explorado, representa una oportunidad innovadora para este tipo de proyectos. No obstante, es importante señalar que este tipo de iniciativas puede presentar una rentabilidad menor y mayores costos de desarrollo, lo que implica la necesidad de considerar factores adicionales que en proyectos con condiciones "normales" no serían tan relevantes.

Un aspecto clave son las adecuaciones, que, según el DS88, se denomina como las obras físicas y trabajos en el punto de conexión de un PMGD a la red de distribución eléctrica, necesarios para la construcción o modificación de la respectiva instalación de conexión o empalme, así como para la instalación o modificación del equipo de medición correspondiente. En los proyectos centrados en la carga de baterías, las adecuaciones pueden implicar un aumento significativo de los costos, lo cual podría afectar negativamente la rentabilidad. Este aspecto será examinado con mayor detalle en los próximos capítulos a través de un estudio de caso.



Capítulo 5. Caso de Estudio

5.1. Introducción

Para la presente MdeT, se utiliza como caso de estudio un proyecto PMGD Solar enfocado en el almacenamiento como fuente de energía para el autodespacho. Para este estudio, se ha optado por seleccionar de manera arbitraria una ubicación dentro de una región de Chile, así como el nodo de conexión del proyecto PMGD. Este enfoque permite estudiar su viabilidad económica, aprovechando las condiciones específicas de un punto de conexión en el sistema eléctrico chileno.

Es relevante destacar que en este caso de estudio se excluyen todos los aspectos técnicos como procesos de conexión de un PMGD y sus solicitudes, suponiendo que el proyecto a realizar cumple con todos los requisitos para poder realizar su conexión a la red de distribución, ya que el objetivo principal de esta MdeT es analizar la factibilidad económica del proyecto en el nodo seleccionado, bajo el marco normativo y condiciones actuales que rigen para los PMGD en Chile.

El estudio busca analizar la factibilidad económica de una planta PMGD diseñada exclusivamente para inyectar energía a través de su sistema de almacenamiento de energía. Se ha optado por este tipo de planta debido a la limitada capacidad en las líneas de distribución en horarios solares, lo que dificulta el ingreso de nuevas plantas fotovoltaicas. Al diseñar una planta enfocada en el almacenamiento, es posible inyectar energía en horarios nocturnos, cuando el precio estabilizado es mayor, y al mismo tiempo mantener la estrategia de autodespacho.

En la figura 5.1 se presenta un esquema demostrativo de la idea que se plantea realizar como caso de estudio.

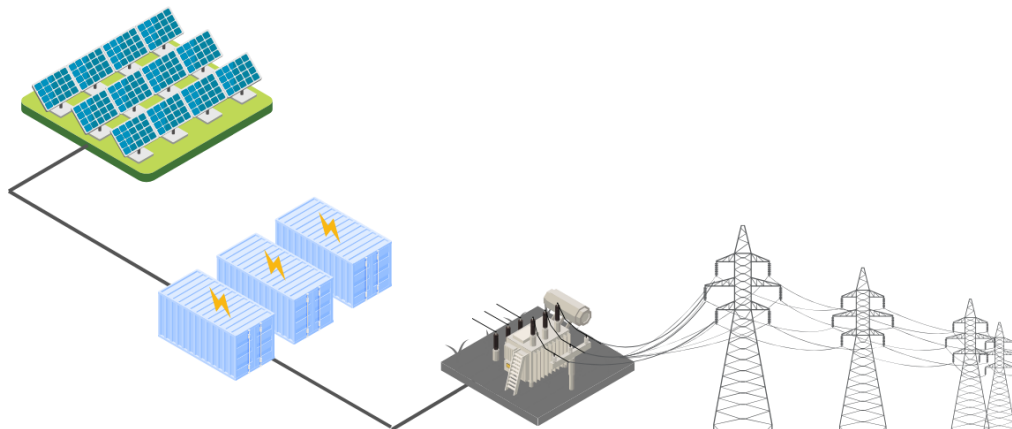


Fig. 5.1 Esquema de sistema fotovoltaico enfocado en despacho de energía por almacenamiento.
Fuente: Elaboración propia.

5.2. Ubicación Geográfica del Proyecto

En el contexto de este proyecto, se ha decidido ubicarlo de manera arbitraria en la región del Maule, debido a que esta región, junto con las de O'Higgins y Metropolitana, cuenta con una alta concentración de proyectos PMGD solares. Esto se debe a sus favorables características solares, lo que hace que cualquiera de estas regiones sea una elección representativa. La selección de la región del Maule permitirá realizar las valorizaciones necesarias para la inyección de energía y potencia, factores clave para evaluar la rentabilidad económica del proyecto.

Como se puede ver en la Figura 5.2, la región del Maule es la tercera región con mayor concentración de proyectos PMGD solares, lo que la convierte en una opción adecuada para desarrollar un caso de estudio representativo.

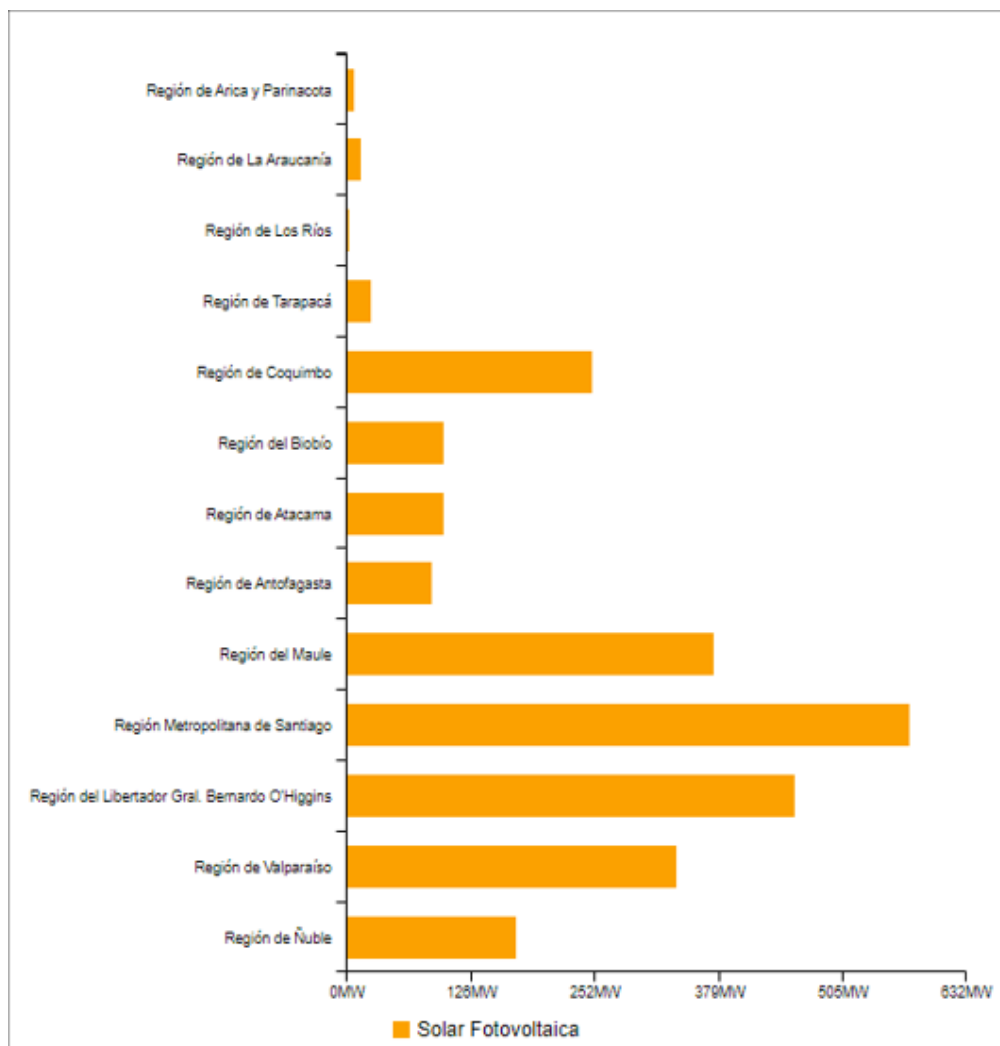


Fig. 5.2 Concentración PMGD solar por región. Fuente: CNE.

5.3. Generación Estimada Región del Maule

En este apartado se describe la generación estimada obtenida mediante el programa PVsyst (información obtenida gracias a Icafal-Lancuyen) para un proyecto de 9 MW ubicado en la Región del Maule. Cabe destacar que, aunque el proyecto se encuentra en esta región, la variación en la generación no es significativa en comparación con otras ubicaciones cercanas. Dependiendo de la localización específica, los valores podrían aumentar o disminuir ligeramente; sin embargo, los datos presentados a continuación son representativos y ofrecen una estimación realista de la generación que se puede esperar en la zona.

La Figura 5.3 muestra la generación estimada promedio por hora para cada mes, lo que facilita identificar la generación en distintos bloques horarios. En este caso de estudio, que se enfoca en una planta solar de 9 MW que inyecta energía exclusivamente a través de sistemas de almacenamiento, es fundamental determinar cuánta generación puede producir la planta fotovoltaica. Esta información permite trasladar dicha generación al bloque horario 6, que corresponde al periodo entre las 20:00 y las 00:00 horas, dado que este bloque presenta el horario con el mayor precio estabilizado (véase Capítulo 3, Tablas 3.2 y 3.3).

Además, en la Figura 5.3, se observa que los meses de mayo, junio y julio presentan la menor generación solar, en comparación con el resto de los meses del año.

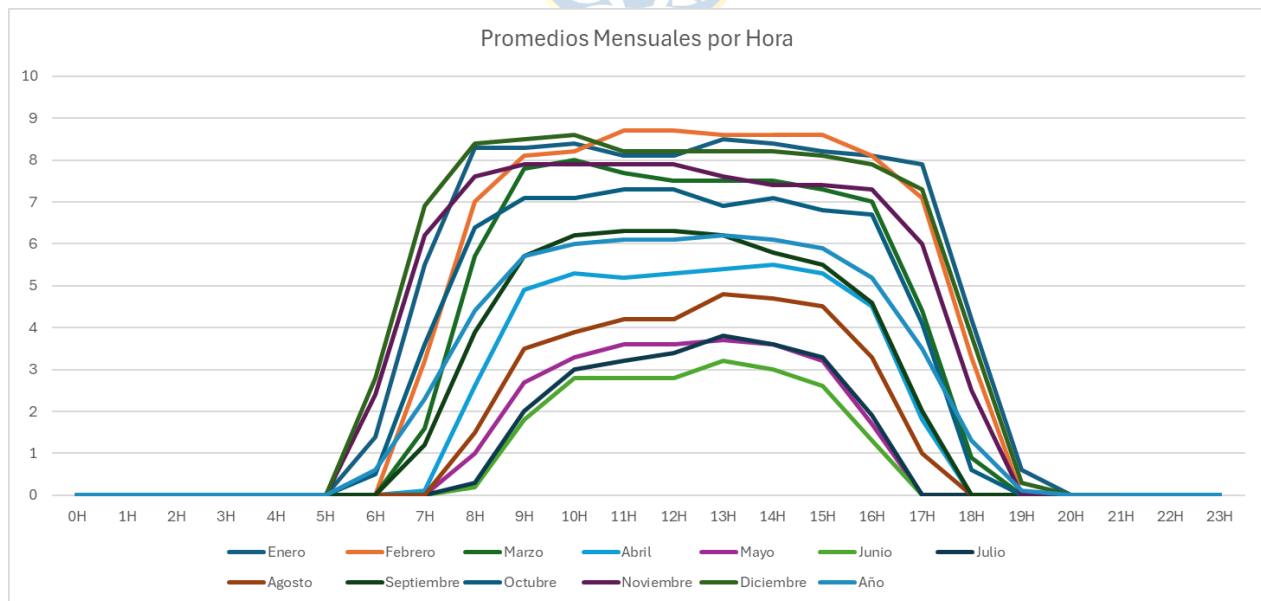


Fig. 5.3 Generación solar estimada para planta 9MW. Fuente: Icafal-Lancuyen.

Uno de los objetivos principales de este modelo de proyecto es garantizar la inyección de 36 MWh diarios, que corresponden a 9 MW de generación durante un período de cuatro horas consecutivas, conocido como un bloque horario. Idealmente, esta inyección se realiza en el bloque horario 6, ya que, como se menciona en el apartado anterior, este bloque presenta el precio estabilizado más alto.

Según la Tabla 5.1, que muestra la sumatoria de los promedios de generación por hora, se observa que, durante los meses de mayo, junio y julio, la generación diaria promedio es inferior a 36 MWh. Esto representa una preocupación importante, ya que el proyecto busca asegurar un mínimo de 36 MWh en un bloque de 4 horas, utilizando sistemas de almacenamiento. Esta disminución en la generación durante estos meses constituye un factor clave que se considera en la evaluación económica del proyecto.

Tabla 5.1 Generación promedio diaria por mes. Fuente: Elaboración propia.

Mes	Promedio diario generación (MWh)
Enero	94
Febrero	88
Marzo	73
Abril	46
Mayo	26
Junio	21
Julio	25
Agosto	36
Septiembre	54
Octubre	72
Noviembre	86
Diciembre	95

Dado que durante los meses mencionados no se genera energía suficiente para alcanzar el nivel ideal de 36 MWh diarios, el cálculo anual de energía despachable se reduce de 13.140 MWh/año (equivalentes a 365 días despachando 36 MWh diarios) a aproximadamente 12.021 MWh/año. Esta limitación en la inyección de energía representa un factor crucial que se analiza en los capítulos posteriores dedicados al análisis económico.

5.4. Consideraciones: Evaluación de la Degradación en Paneles Solares y Eficiencia de Almacenamiento

Finalmente, antes de llevar a cabo el análisis económico, es fundamental considerar la degradación de los equipos de la planta fotovoltaica para realizar cálculos precisos. En este caso de estudio, el foco es exclusivamente en los paneles fotovoltaicos y los sistemas de almacenamiento, dado que estos son los componentes más relevantes en términos de impacto económico para el proyecto.

5.4.1 Degradación de Paneles Fotovoltaicos

En primer lugar, se analiza la degradación de los paneles fotovoltaicos. Con los años, el desarrollo tecnológico ha permitido reducir la tasa de degradación de los paneles, alargando su vida útil y disminuyendo su costo. Actualmente, el mercado ofrece una amplia gama de proveedores de paneles fotovoltaicos, cada uno con especificaciones particulares. Para este caso de estudio, se utilizan los paneles cotizados por la empresa Icafal-Lancuyen, específicamente el modelo Vertex N de TrinaSolar, proveedor con el cual Icafal-Lancuyen ha mantenido colaboración.

Respecto al modelo mencionado, el proveedor entrega la siguiente gráfica de degradación. Según la Figura 5.4, se puede observar que, al año 30, la potencia garantizada corresponde al 87,4%. Esto implica que, según el proveedor, los paneles fotovoltaicos habrán experimentado una disminución del 12,6% en su eficiencia al cabo de 30 años. En promedio, esto representa una disminución del 2,1% cada 5 años, y 0.42% anualmente, lo cual, aunque no es un porcentaje significativo, debe ser considerado al realizar un análisis de factibilidad económica.

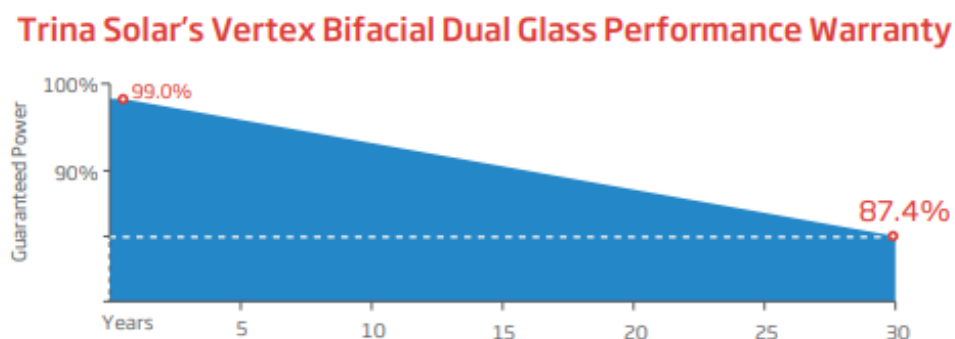


Fig. 5.4 Degradación porcentual de paneles fotovoltaicos. Fuente: Icafal-Lancuyen y TrinaSolar.

En promedio, la degradación anual de los paneles solares no resulta muy significativa en el corto plazo; sin embargo, a lo largo de la vida útil del proyecto tiene un impacto considerable en la generación de energía y, consecuentemente, en la remuneración esperada por la venta de energía.

En la Tabla 5.2, se resume cómo la degradación afecta la generación promedio anualmente. Se consideran meses con déficit a mayo, junio y julio, ya que durante este período no se alcanza el mínimo establecido de 36 MWh diarios.

Tabla 5.2 Suma de generación para meses con déficit. Fuente: Elaboración propia.

Año	Total meses deficitarios (MWh/año)
1	2162
2	2153
3	2144
4	2135
5	2126
6	2117
7	2108
8	2099
9	2090
10	2082
11	2073
12	2064
13	2055
14	2047
15	2038
16	2030
17	2021
18	2013
19	2004
20	1996
21	1987
22	1979
23	1971
24	1962
25	1954

Es importante destacar que los cálculos se enfocaron en meses deficitarios, ya que son los meses con menor generación de energía y, por ende, aquellos donde la degradación de los paneles tiene un impacto real. Durante el resto de los meses del año, la generación es suficiente para que los efectos de la degradación sean prácticamente irrelevantes.

En la Tabla 5.3 se presenta la disminución anual de la generación de la planta fotovoltaica.

Tabla 5.3 Generación anual para PMGD considerando degradación de paneles fotovoltaicos y limitación. Fuente: Elaboración propia.

Año	Generación anual de PMGD (MWh/Año)
1	11990
2	11981
3	11972
4	11963
5	11954
6	11945
7	11936
8	11927
9	11918
10	11910
11	11901
12	11892
13	11883
14	11875
15	11866
16	11858
17	11849
18	11841
19	11832
20	11824
21	11815
22	11807
23	11799
24	11790
25	11782

Como se puede observar, la disminución en la generación de energía debido a la degradación de los paneles fotovoltaicos no es significativa en términos absolutos. No obstante, más adelante se evidencia que este efecto pasa a un segundo plano al compararse con la degradación de las baterías, que tiene un impacto mayor en la operación del sistema.

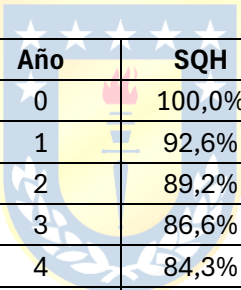
5.4.2 Degradación de Sistemas de Almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento siguen siendo una tecnología relativamente nueva y en constante desarrollo. Sin embargo, debido a su capacidad para suministrar energía en horarios no solares, se han convertido en un complemento esencial para las plantas fotovoltaicas, impulsando su rápido avance tecnológico.

Al igual que en el apartado anterior, existe una amplia variedad de sistemas de almacenamiento en el mercado, cuyas características varían según el modelo y el proveedor. Para este caso de estudio, se utiliza la información proporcionada por Icafal-Lancuyen, que corresponde al proveedor Jinko Solar, la cual es un sistema de almacenamiento de energía de litio.

Según los datos proporcionados por el proveedor, las baterías presentan la siguiente tabla de degradación, que se muestra en la Tabla 5.4. En ella se observa que, en comparación con los paneles fotovoltaicos, la degradación de las baterías es significativamente mayor con el paso de los años.

Tabla 5.4 Degradación anual de sistema de almacenamiento. Fuente: Icafal-Lancuyen y Jinko Solar.



Año	SQH
0	100,0%
1	92,6%
2	89,2%
3	86,6%
4	84,3%
5	82,2%
6	80,3%
7	78,6%
8	76,9%
9	75,4%
10	73,9%
11	72,5%
12	71,2%
13	69,9%
14	68,5%

Según lo investigado, y de acuerdo con la información entregada por Icafal-Lancuyen, la tecnología de almacenamiento de energía aún es relativamente nueva y cuyo rendimiento depende del tipo de batería utilizada. En este caso, las baterías de litio muestran una mayor tasa de degradación en comparación con otras tecnologías, como las baterías de sodio.

Actualmente, la degradación de las baterías representa el mayor desafío para este tipo de proyecto en este caso de estudio. Se ha calculado que, para asegurar que las baterías puedan suministrar aún 36 MW al año 10, es necesario instalar un 30\% más de capacidad de almacenamiento que la potencia objetivo. Por lo tanto, en este caso de estudio, se requiere instalar aproximadamente 50 MW en sistemas de almacenamiento para garantizar una inyección de 36 MW en el décimo año de operación. A partir de ese punto, se contemplan dos escenarios para la proyección del proyecto.

El primer escenario implica aumentar la capacidad instalada mediante la adición de más baterías, entre el décimo y decimoquinto año. Esto podría ser económicamente viable, ya que es probable que, al igual que ocurrió con los paneles fotovoltaicos, los precios de los sistemas de almacenamiento disminuyan progresivamente. De hecho, esta tendencia ya se está observando en el mercado. Por lo que, para este escenario, se considera una disminución del 50% en el costo de los sistemas de almacenamiento, lo que permitiría extender la vida útil del proyecto.

El segundo escenario es más incierto y consiste en buscar contratos de venta de energía. Este escenario proyecta operar el sistema de almacenamiento hasta los años 15 o 20 para maximizar su utilidad mientras sea rentable. Una vez que el sistema de almacenamiento ya no sea viable, se explorará la posibilidad de establecer contratos de venta de energía con industrias o clientes interesados. Esta opción surge debido a la probable limitación de capacidad en las líneas de distribución para vender energía a precio estabilizado durante las horas solares. En este caso, asegurar un contrato de venta de energía directa con un cliente podría resultar en una alternativa económicamente atractiva.

5.5. Contexto Económico para Nodo Itahue

El objetivo de este apartado es contextualizar el nodo Itahue, que corresponde al nodo en estudio, y que se utiliza en los capítulos posteriores para realizar el estudio económico del proyecto.

Los proyectos que integran sistemas de almacenamiento suelen enfocarse en seleccionar los bloques horarios 6 o 1 en su SCR, correspondientes a los períodos de 20:00 a 23:59 y de 00:00 a 04:00, respectivamente. Esto se debe a su alta demanda y elevado precio estabilizado, lo que los convierte en los más atractivos para maximizar la rentabilidad del proyecto. Como se observa en la Figura 5.5, en el nodo Itahue, la valorización de los distintos bloques horarios muestra que el bloque 6 tiene la mayor valorización, seguido por el bloque horario 1. En contraste, el bloque horario 4 (12:00-15:59) presenta la menor valorización, debido a la baja demanda y la alta disponibilidad de generación solar durante ese período.

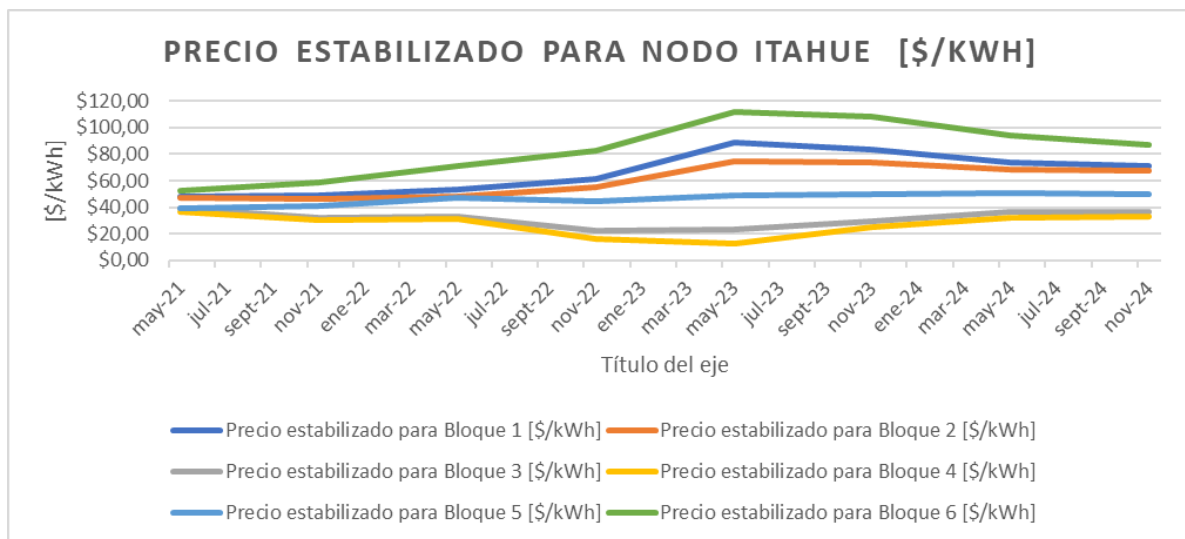


Fig. 5.5 Precio estabilizado para nodo Itahue. Fuente: Elaboración propia.

Tomando foco en los bloques horarios de estudio, se puede observar en la Figura 5.6, que estos bloques tienden a aumentar su valorización, con un promedio actual de \$80 [\$/kWh] aproximadamente. Sin embargo, esta tendencia debería cambiar con la entrada masiva de proyectos de almacenamiento, lo cual se analiza más adelante al revisar la sensibilidad del precio estabilizado.

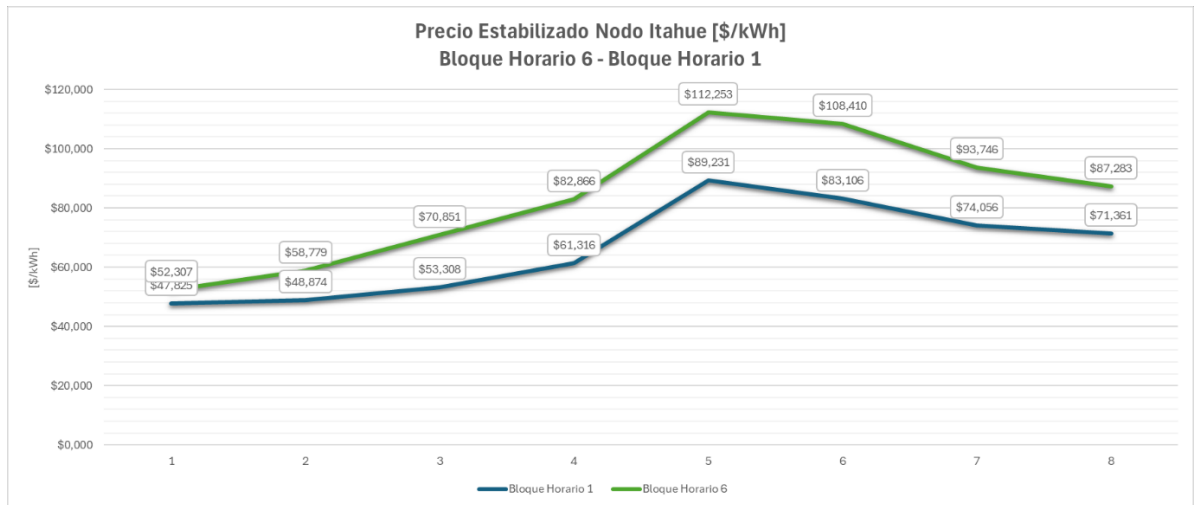


Fig. 5.6 Precio estabilizado para bloque horario 6 y 1. Fuente: Elaboración propia.

5.6. Valorización de la Energía y Potencia para Nodo Itahue

Dado que se valoran los ingresos de energía y potencia en el nodo Itahue, es fundamental entender cómo se llevará a cabo el cálculo de estos ingresos. Principalmente, y en concordancia con lo tratado en el Capítulo 3, el cálculo se realizará de la siguiente manera.

En el Capítulo 3, apartado 3.3, se menciona que los proyectos PMGD se rigen bajo un precio estabilizado, por lo tanto, las ventas por energías se calculan como:

$$\text{Ventas}_{\text{Energía}}[\text{USD}] = E_{\text{generada}} [\text{MWh}] \cdot \text{Precio Estabilizado} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right]$$

Por otra parte, como se menciona en el Capítulo 3, apartado 3.4, en las plantas fotovoltaicas su capacidad instalada se conoce como “capacidad de suficiencia reconocida” debido a su factor de planta, que va disminuyendo con el tiempo a causa de la degradación de los paneles y los componentes de almacenamiento, y, por lo tanto, las ventas generadas por la potencia se calculan de la siguiente forma:

$$\text{Ventas}_{\text{Potencia}} = \text{Potencia Reconocida} [\text{MW}] \cdot \text{Precio Nudo de Potencia} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MW/mes}} \right]$$

5.7. Sensibilidad Precio Estabilizado

Uno de los principales objetivos de esta Memoria de Título es analizar la sensibilidad del precio estabilizado ante la incorporación de componentes de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional. La creciente implementación de proyectos de almacenamiento responde a la necesidad de suplir la falta de generación renovable en horarios nocturnos, cuando la generación de las plantas fotovoltaicas es prácticamente nula.

En este contexto, surge la inquietud sobre cómo se comportará el precio de la energía en los horarios de estudio. Se prevé, como un posible escenario, que el almacenamiento pueda generar un efecto similar al que ocurrió hace algunos años con el ingreso masivo de plantas fotovoltaicas en el norte del país, donde en ciertos momentos los precios de la energía llegaron a ser \$0, lo que llevó a la implementación de prorrateos según la generación.

Si bien el caso de los PMGD es particular, debido a su precio estabilizado, no se puede descartar la posibilidad de una “canibalización” del precio en horarios nocturnos. Este análisis será profundizado en las siguientes secciones, donde se aplicará sensibilidad a un caso de estudio en condiciones normales.



5.8. Escenarios de Estudio

Para concluir el presente capítulo y, al mismo tiempo, anticipar los contenidos del siguiente, se explicará cómo se llevará a cabo el estudio económico del caso de estudio presentado.

El análisis económico se centrará en evaluar cinco escenarios diferentes del caso de estudio, los cuales se describen a continuación:

- **Primer escenario:** Este escenario considera una instalación inicial de 9 MW de paneles fotovoltaicos y 40.08 MWh en sistemas de almacenamiento, diseñado para un proyecto con una duración estimada de 25 años.

Este primer escenario se enfocará en inyectar energía en el bloque horario 6, correspondiente al bloque horario nocturno (20:00-00:00) y el cual presenta mayor precio estabilizado.

- **Segundo escenario:** En este caso, se contempla una instalación inicial de 9 MW de paneles fotovoltaicos y 40.08 MWh en sistemas de almacenamiento, incorporando además una reinversión en sistemas de almacenamiento de 10 MWh al décimo año del proyecto. Este escenario también está diseñado para una duración proyectada de 25 años.
- **Tercer escenario:** Este escenario considera una instalación inicial de 9 MW de paneles fotovoltaicos y 50.1 MWh en sistemas de almacenamiento, diseñado para un proyecto con una duración estimada de 25 años. Este escenario permite que el cálculo anual de energía despachable aumente a 15.470 MWh/año (equivalentes a 365 días despachando 50 MWh diarios y considerando degradación de paneles fotovoltaicos).

El escenario N°3 a diferencia de los primeros dos escenarios, puede inyectar energía en dos bloques horarios, ya que cuenta con más capacidad de almacenamiento, permitiendo que pueda despachar más de 36 MWh considerando dos bloques horarios, esto se permite según se declara en el Oficio Circular N°232140 de la SEC [10] que permite inyectar en más de un bloque horario siempre y cuando estos sean bloques contiguos. Por lo tanto, para inyectar la energía restante del primer bloque horario se escogerá el bloque horario 1, correspondiente al siguiente bloque con mayor valorización (Véase Capítulo 3, Tabla 3.3).

- **Cuarto escenario:** En este caso, se contempla una instalación inicial de 9 MW de paneles fotovoltaicos y 50.1 MWh en sistemas de almacenamiento, incorporando además una reinversión en sistemas de almacenamiento de 10 MWh al décimo año del proyecto. Este escenario también está diseñado para una duración proyectada de 25 años.

Al igual que el escenario N°3 este escenario tendrá las mismas consideraciones en cuanto a despacho de energía que el anterior, pero considerando la reinversión en sistemas de almacenamientos.

Finalmente, el análisis económico se basará en los siguientes parámetros económicos, a saber: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Período de Recuperación (Payback) y Costo Nivelado de Energía (LCOE).

Capítulo 6. Resultados

6.1. Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo mostrar los resultados obtenidos del análisis económico realizado para los distintos escenarios planteados en el apartado final del capítulo anterior (véase capítulo 5, apartado 5.8). Este análisis permite evaluar la viabilidad financiera de la metodología de negocio propuesta y, al mismo tiempo, extraer conclusiones sobre cómo la inclusión de sistemas BESS puede contribuir a reducir el precio estabilizado en los diferentes modelos de negocio diseñados para los PMGD.

En la primera parte de este capítulo, se exponen los resultados sin considerar las sensibilidades a las que el precio estabilizado será sometido. Posteriormente, en la segunda parte, se analiza cómo la aplicación de una sensibilidad económica afecta al proyecto y su viabilidad. Finalmente, para terminar el presente capítulo, se realiza un análisis de opciones reales para deducir cual es la mejor alternativa a tomar por los inversores del proyecto.



6.2. Costos de Capital Inicial y Costos de Operación

A continuación, se presentan los valores de CAPEX y OPEX correspondientes a los distintos escenarios analizados. Los valores obtenidos provienen de cotizaciones y datos proporcionados por la empresa colaboradora Icafal-Lancuyen.

En la Figura 6.1 se muestra el CAPEX correspondiente al escenario N°1 de estudio, mientras que en la Figura 6.2, se observa el CAPEX correspondiente al escenario de estudio N°2.

	Item	Product Name	Especificaciones	Unit Price (USD)	Quantity	Price (USD)
CAPEX	1	Compra proyecto empresa desarrolladora	Por MW	\$500.000	9	\$4.500.000
	2	Costos Iniciales	Estudios, ingresos de solicitud, etc.	\$600.000	1	\$600.000
	3	Paneles Fotovoltaicos	Por MW	\$104.000	10	\$1.040.000
	4	Almacenamiento (BESS)	5,01 MWH	\$442.973	8	\$3.543.784
	5	PCS+MV Station	2,3 MW	\$350.000	5	\$1.750.000
	6	EMS	Energy Management System	\$500.000	1	\$500.000
	7	DC-DC converter	0.6KW	\$35.200	20	\$704.000
	8	Trackers	-	\$1.100.000	1	\$1.100.000
	9	Refuerzos	Por km - Precio variable dependiendo de zona rural o urbana, para este caso rural.	\$98.972	1	\$98.972
	10	Empalme	Parte de interconexión	\$21.832	1	\$21.832
	11	Trazado aereo	Parte de interconexión	\$52.397	1	\$26.199
TOTAL USD						\$13.884.787

Fig. 6.1 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°1.

	Item	Product Name	Especificaciones	Unit Price (USD)	Quantity	Price (USD)
CAPEX	1	Compra proyecto empresa	Por MW	\$500.000	9	\$4.500.000
	2	Costos Iniciales	Estudios, ingresos de solicitud, etc.	\$600.000	1	\$600.000
	3	Paneles Fotovoltaicos	Por MW	\$104.000	10	\$1.040.000
	4	Almacenamiento (BESS)	5,01 MWH	\$442.973	8	\$3.543.784
	5	Re inversion BESS año 10	5,01 MWH	\$221.487	2	\$442.973
	5	PCS+MV Station	2,3 MW	\$350.000	5	\$1.750.000
	6	EMS	Energy Management System	\$500.000	1	\$500.000
	7	DC-DC converter	0.6KW	\$35.200	20	\$704.000
	8	Trackers	-	\$1.100.000	1	\$1.100.000
	9	Refuerzos	Por km - Precio variable dependiendo de zona rural o urbana, para este caso rural.	\$98.972	1	\$98.972
	10	Empalme	Parte de interconexión	\$21.832	1	\$21.832
	11	Trazado aereo	Parte de interconexión	\$52.397	1	\$26.199
TOTAL USD						\$14.327.760

Fig. 6.2 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°2.

En la Figura 6.3 se muestra el CAPEX correspondiente al escenario N°3 de estudio, mientras que en la Figura 6.4, se observa el CAPEX correspondiente al escenario de estudio N°4.

	Item	Product Name	Especificaciones	Unit Price (USD)	Quantity	Price (USD)
CAPEX	1	Compra proyecto empresa desarrolladora	Por MW	\$500.000	9	\$4.500.000
	2	Costos Iniciales	Estudios, ingresos de solicitud, etc.	\$600.000	1	\$600.000
	3	Paneles Fotovoltaicos	Por MW	\$104.000	10	\$1.040.000
	4	Almacenamiento (BESS)	5,01 MWH	\$442.973	10	\$4.429.730
	5	PCS+MV Station	2,3 MW	\$350.000	5	\$1.750.000
	6	EMS	Energy Management System	\$500.000	1	\$500.000
	7	DC-DC converter	0.6KW	\$35.200	20	\$704.000
	8	Trackers	-	\$1.100.000	1	\$1.100.000
	9	Refuerzos	Por km - Precio variable dependiendo de zona rural o urbana, para este caso rural.	\$98.972	1	\$98.972
	10	Empalme	Parte de interconexión	\$21.832	1	\$21.832
	11	Trazado aereo	Parte de interconexión	\$52.397	1	\$26.199
TOTAL USD						\$14.770.733

Fig. 6.3 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°3.



	Item	Product Name	Especificaciones	Unit Price (USD)	Quantity	Price (USD)
CAPEX	1	Compra proyecto empresa desarrolladora	Por MW	\$500.000	9	\$4.500.000
	2	Costos Iniciales	Estudios, ingresos de solicitud, etc.	\$600.000	1	\$600.000
	3	Paneles Fotovoltaicos	Por MW	\$104.000	10	\$1.040.000
	4	Almacenamiento (BESS)	5,01 MWH	\$442.973	10	\$4.429.730
	5	Re inversion BESS año 10	5,01 MWH	\$221.487	2	\$442.973
	5	PCS+MV Station	2,3 MW	\$350.000	5	\$1.750.000
	6	EMS	Energy Management System	\$500.000	1	\$500.000
	7	DC-DC converter	0.6KW	\$35.200	20	\$704.000
	8	Trackers	-	\$1.100.000	1	\$1.100.000
	9	Refuerzos	Por km - Precio variable dependiendo de zona rural o urbana, para este caso rural.	\$98.972	1	\$98.972
	10	Empalme	Parte de interconexión	\$21.832	1	\$21.832
	11	Trazado aereo	Parte de interconexión	\$52.397	1	\$26.199
TOTAL USD						\$15.213.706

Fig. 6.4 CAPEX correspondiente a escenarios de estudio N°4.

Para los escenarios N°2 y N°3, que consideran una reinversión en sistemas de almacenamiento de energía, se estima que el costo futuro de estos sistemas será un 50 % menor al valor actual del mercado. Esta estimación se basa en la expectativa de una disminución significativa en los costos, impulsada por la creciente demanda y el rápido avance de la tecnología a nivel global.

En cuanto al OPEX del proyecto, se decidió mantener un valor igual para todos los escenarios analizados. Esta decisión se tomó por motivos de simplicidad y debido a que su variación no tiene un impacto significativo en los resultados del análisis económico.

En la Figura 6.5 se presenta el OPEX considerado para el proyecto.

	Item	Product Name	Especificaciones	Unit Price (USD)	Cantidad	Price (USD)
OPEX	1	Arriendo terreno	Por hectarea	\$3.500	20	\$70.000
	2	O&M				\$50.000
	3	Otros		\$15.000	1	\$15.000
	TOTAL USD					\$135.000

Fig. 6.5 OPEX correspondiente a casos de estudio.

6.3. Resultados de los Escenarios en Estudio sin Considerar Sensibilidad del Precio Estabilizado

Para calcular el VAN del proyecto, se decide emplear una tasa de descuento del 8%. Aunque puede parecer una tasa relativamente baja, inicialmente se considera utilizar una tasa del 10%. Sin embargo, esta idea fue descartada debido a que los proyectos relacionados con la energía, y en particular los PMGD, suelen operar en un mercado estable. Esta estabilidad permite adoptar tasas de descuento más bajas de manera habitual en el desarrollo de este tipo de proyectos.

6.3.1 Resultados obtenidos de los escenarios

En la Tabla 6.1 se presentan los resultados obtenidos del estudio económico correspondiente a los escenarios presentados. El desarrollo detallado del cálculo de estos valores se encuentra disponible en el Anexo A, B, C y D.

Tabla 6.1 Resultados de análisis económico para escenarios en estudio presentados.

Escenarios	Escenario N°1	Escenario N°2	Escenario N°3	Escenario N°4
Capacidad Instalada BESS	40.01MWh	40.01MWh + Reinversión 10MWh	50.1MWh	50.1MWh + Reinversión 10MWh
Resultados				
VAN (USD)	\$354.733	\$1.238.232	\$3.203.916	\$3.916.392
TIR (\%)	8%	9%	11%	11%
Payback (Años)	23,0	19,5	14,3	14,3
LCOE (USD/MWh)	\$134	\$133	\$112	\$107

6.4. Sensibilidad del Precio Estabilizado

Actualmente, el precio estabilizado no presenta grandes variaciones, como se muestra en la Tabla 6.2, la cual detalla los valores de precio estabilizado en [\$/kWh] para los últimos dos años en el nodo Itahue, seleccionado como nodo de estudio. En la tabla se observa que los horarios solares representados por los bloques 3 y 4 (véase capítulo 3, tabla 3.2), tienden a tener precios más bajos en comparación con los horarios no solares. Esto se debe principalmente a la alta influencia de las plantas fotovoltaicas, que generan una disminución en los precios durante estos períodos.

Tabla 6.2 Precios estabilizados del nodo Itahue en [\$/kWh] por bloque horario y fecha. Fuente: CNE.

Fecha	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
may-23	\$89,231	\$74,904	\$23,064	\$12,983	\$49,186	\$112,253
nov-23	\$83,106	\$73,462	\$29,385	\$24,710	\$50,046	\$108,410
may-24	\$74,056	\$68,462	\$36,607	\$32,266	\$50,572	\$93,746
nov-24	\$71,361	\$67,267	\$36,939	\$33,415	\$49,854	\$87,283

El objetivo de esta MdeT es analizar los efectos en el precio estabilizado la entrada masiva de sistemas de almacenamiento de energía, con un enfoque especial en los bloques horarios 6 y 1, correspondientes al horario nocturno, que presentan los precios más altos. Estos son precisamente los bloques horarios en el que los desarrolladores buscan conectar sus proyectos debido a su rentabilidad. Por lo tanto, el desafío radica en determinar cómo evolucionará la tendencia de los precios a medida que estos sistemas de almacenamiento entren en operación.

Se plantea que un efecto directo sea la disminución del precio estabilizado en los bloques horarios, lo que podría llevar a una estabilización más uniforme entre todos los bloques horarios, resultando en precios similares. Este fenómeno ya se observa en los nodos más australes del país, que presentan esta particularidad, y, por lo tanto, se decide extrapolar al caso de estudio actual.

La estabilidad de los precios estabilizados en nodos australes, como Puerto Montt o Chiloé, se debe a diversos factores: una menor variabilidad en la demanda energética, la baja penetración de generación solar y el predominio de fuentes renovables más constantes, como la energía hidroeléctrica y eólica, entre otros. En la Tabla 6.3 se presentan los valores de precio estabilizado del nodo Puerto Montt para el año 2024, donde se observa una mayor estabilidad en comparación con los valores observados en el nodo Itahue.

Tabla 6.3 Precios Estabilizados en [\$/kWh] del Nodo Puerto Montt por bloque horario. Fuente: CNE.

Fecha	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
may-24	\$55,072	\$52,432	\$45,487	\$49,332	\$56,038	\$71,204
nov-24	\$51,273	\$50,122	\$50,794	\$56,716	\$56,177	\$62,133

Por lo tanto, para abordar este análisis, se propone realizar un cálculo proyectado a un horizonte de cinco años. Esto se justifica al permitir una comparación entre la entrada de sistemas de almacenamiento y el rápido crecimiento de proyectos PMGD fotovoltaicos, especialmente notable en los últimos cuatro años. En la Figura 6.6 se observa que, durante este período, la capacidad instalada ha experimentado un incremento superior al 300%.

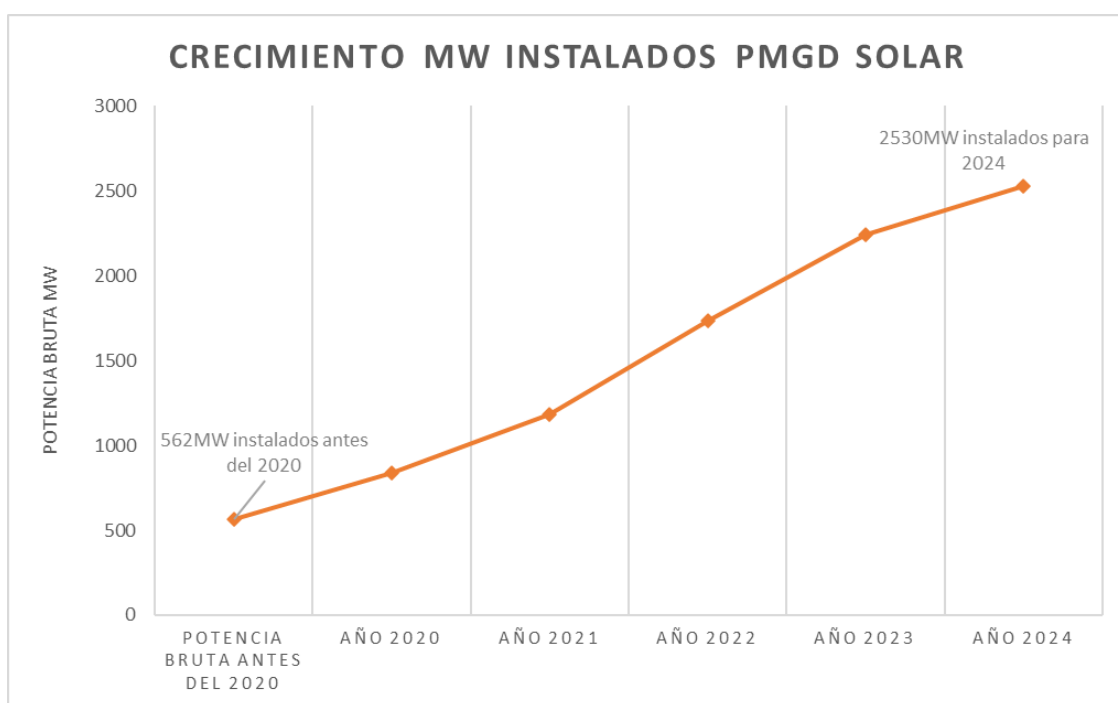


Fig. 6.6 Crecimiento de MW instalados por PMGD Solares. Fuente: Elaboración propia.

Para realizar el cálculo se utilizaron algoritmos sencillos. Específicamente, para los bloques horarios 3, 4 y 5, se utilizó la función "tendencia", la cual se basa en el método de mínimos cuadrados para calcular una tendencia lineal en dichos bloques, ya que se espera que estos no se vean afectados por los sistemas de almacenamiento.

Para los bloques horarios 1 y 6, se opta por una aproximación manual de las tendencias del mercado con fluctuaciones realistas, en lugar de emplear un algoritmo complejo. Se define un conjunto de parámetros específicos para las tendencias de cada bloque. En el caso del bloque horario 6, se establece una disminución porcentual del 3% semestral, mientras que para el bloque horario 1 se considera una disminución porcentual del 1.5% semestral. Esto se debe a que se espera que el bloque horario 6 sea el más impactado por el ingreso de sistemas de almacenamiento, mientras que en el bloque horario 1 también se anticipa un impacto, aunque en menor medida. Posteriormente, se generan los valores de manera controlada, asegurando que las fluctuaciones se mantengan dentro de márgenes razonables.

En la Tabla 6.4 se presenta la proyección realizada para el precio estabilizado del nodo Itahue en un horizonte de estudio de 5 años.

Tabla 6.4 Proyección de Precios Estabilizados en [\$/kWh] para el Nodo Itahue con Fluctuaciones y Tendencias Ajustadas.

Fecha	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5	Bloque 6
May-24	\$74,06	\$68,46	\$36,61	\$32,27	\$50,57	\$93,75
Nov-24	\$71,36	\$67,27	\$36,94	\$33,42	\$49,85	\$87,28
May-25	\$70,29	\$69,50	\$31,26	\$25,43	\$51,20	\$84,67
Nov-25	\$69,24	\$70,00	\$33,92	\$27,81	\$51,50	\$82,13
May-26	\$68,20	\$71,20	\$36,18	\$30,32	\$52,50	\$79,66
Nov-26	\$67,18	\$71,50	\$39,60	\$34,85	\$52,80	\$77,27
May-27	\$66,17	\$72,50	\$40,65	\$36,28	\$53,69	\$74,95
Nov-27	\$65,18	\$72,80	\$40,62	\$35,30	\$54,70	\$72,70
May-28	\$64,20	\$73,50	\$40,93	\$35,51	\$55,41	\$70,52
Nov-28	\$63,23	\$73,80	\$42,78	\$37,40	\$57,02	\$68,41
May-29	\$62,29	\$74,20	\$45,21	\$40,29	\$57,80	\$66,36
Nov-29	\$61,35	\$74,50	\$46,20	\$41,35	\$59,22	\$64,37

Finalmente, con la nueva tendencia de precios establecida, se procede a realizar nuevos cálculos para evaluar la rentabilidad del caso de estudio. Estos cálculos consideran la sensibilidad del precio, cuyo comportamiento ha sido analizado y estabilizado en los apartados previos.

6.5. Resultados de los Escenarios en Estudio Considerando Sensibilidad del Precio Estabilizado

De manera similar al estudio en el que no se consideraron sensibilidades, se opta por emplear una tasa de descuento del 8% para calcular el VAN del proyecto.

6.5.1 Resultados obtenidos de los escenarios

En la Tabla 6.5 se presentan los resultados obtenidos del estudio económico correspondiente a los escenarios presentados. El desarrollo detallado del cálculo de estos valores se encuentra disponible en el Anexo E, F, G y H.

Tabla 6.5 Resultados de análisis económico para escenarios en estudio presentados considerando sensibilidad del precio estabilizado.

Escenarios	Escenario N°1	Escenario N°2	Escenario N°3	Escenario N°4
Capacidad Instalada BESS	40.01MWh	40.01MWh + Reinversión 10MWh	50.1MWh	50.1MWh + Reinversión 10MWh
Resultados				
VAN (USD)	\$ - 1.801.221	\$ - 1.153.242	\$ 511.891	\$ 1.598.789
TIR (%)	6%	7%	9%	9%
Payback (Años)	0	0	21,95	19,05
LCOE (USD/MWh)	\$134	\$133	\$112	\$105

Como se observa, una caída en el precio estabilizado en los bloques horarios analizados tiene un impacto significativo en el estudio económico del proyecto, haciendo inviable su desarrollo en dos de los cuatro escenarios evaluados. Los escenarios N°3 y N°4 son los únicos que se mantienen como casos de estudio viables.

6.6. Análisis de Opciones Reales

Como se observa en el apartado anterior, aunque el proyecto sigue siendo rentable tras aplicar la sensibilidad del precio estabilizado en algunos de los escenarios de estudio, su rentabilidad podría aumentar significativamente al considerar otras variables importantes. Una de estas variables es la posible tendencia a la baja en los costos de los sistemas de almacenamiento, similar a lo que ha ocurrido con los paneles fotovoltaicos a lo largo de los años. Este supuesto ya se incorpora en el cálculo de reinversión en sistemas de almacenamiento en algunos escenarios, específicamente en los escenarios N°2 y N°4.

Ahora se busca analizar cómo varía la rentabilidad del proyecto dependiendo del momento en que se implemente. Para ello, se realiza una comparación basada en la evolución de los costos de los módulos fotovoltaicos desde el año 2012 hasta la actualidad. Usando dicha tendencia, se aplica un modelo similar a los sistemas de almacenamiento para generar una tabla con opciones reales que permita visualizar el panorama futuro de proyectos con estas características.

De acuerdo con el International Renewable Energy Agency [15], que presenta la tendencia de costos de paneles fotovoltaicos hasta el año 2023, y PvExchange [16], que proporciona datos de tendencias desde noviembre de 2023 hasta noviembre de 2024, se elabora la gráfica presentada en la Figura 6.7. Se observa claramente cómo los precios de los módulos fotovoltaicos han disminuido de manera significativa en los últimos años.

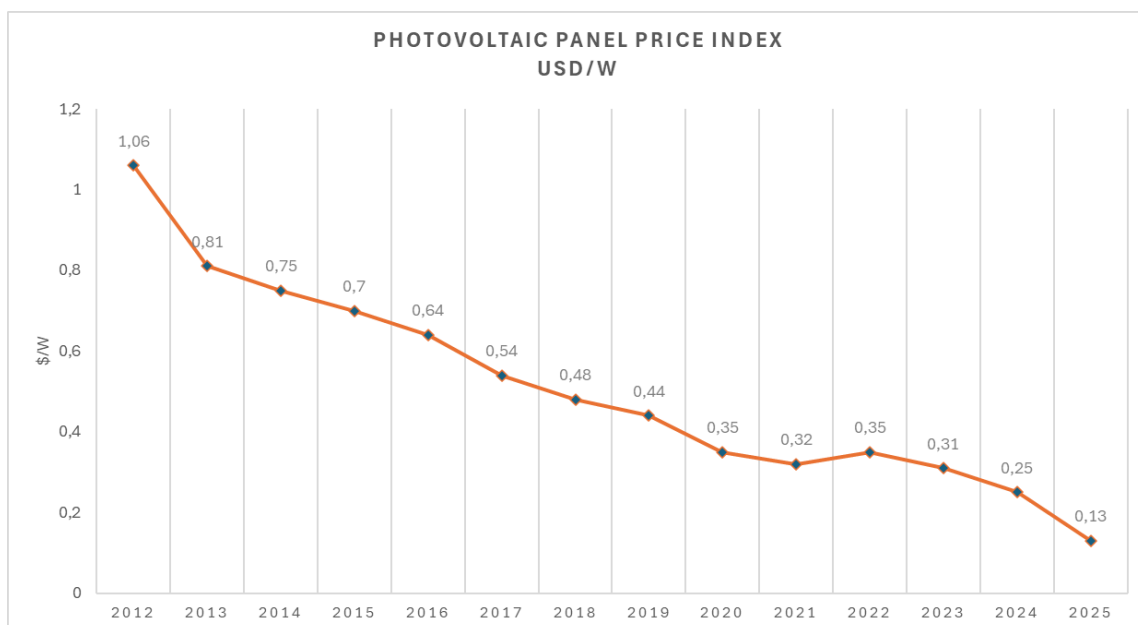


Fig. 6.7 Tendencia de precio de módulos fotovoltaicos. Fuente: IRENA y PvExchange.

A partir de la Figura 6.7, se calcula una tendencia promedio de disminución anual del 12 %. Por lo tanto, se propone aplicar esta misma tendencia al proyecto presentado. En los dos escenarios favorables una vez aplicado la sensibilidad del precio estabilizado, es decir, los escenarios N°3 y N°4, esta reducción se aplica a los costos del sistema de almacenamiento, proyectando su impacto en un horizonte de 10 años.

En la Tabla 6.6 se puede observar el decrecimiento progresivo estimado para los sistemas de almacenamiento de energía, donde el año 0 corresponde al valor utilizado en los escenarios de estudio del proyecto. Además, según lo estimado, este decrecimiento permite realizar un nuevo cálculo de viabilidad económica, el cual se aplicará a aquellos escenarios que ya resultaban rentables una vez consideradas las sensibilidades.

Tabla 6.6 Estimación futura de precios de sistemas de almacenamientos.

Año	Valor(USD/MW)
0	\$88.418
1	\$77.808
2	\$68.471
3	\$60.254
4	\$53.024
5	\$46.661
6	\$41.062
7	\$36.134
8	\$31.798
9	\$27.982
10	\$24.625

Considerando los resultados presentados, se procede a realizar un nuevo cálculo de viabilidad de acuerdo con los indicadores financieros utilizados anteriormente. En la Tabla 6.7 se muestran los resultados obtenidos después de aplicar los cambios al escenario N°3, mientras que en la Tabla 6.8 se presentan los resultados correspondientes al escenario N°4, ambos considerando un horizonte de estudio de 10 años.

Cabe destacar que cada año representa el posible rendimiento económico del proyecto si se posterga e ingresa en dicho año, considerando como año 0 el año actual del desarrollo de esta memoria de título.

Tabla 6.7 Resultados de estimaciones para escenario N°3.

Escenario N°3				
Postergación de años de Ingreso	VAN (USD)	TIR %	PB (Años)	LCOE (USD/MWh)
1	\$1.004.066	9%	19,5	\$108
2	\$1.437.204	10%	17,7	\$105
3	\$1.818.359	10%	16,4	\$102
4	\$2.153.775	10%	15,4	\$100
5	\$2.448.941	11%	14,6	\$97
6	\$2.708.687	11%	13,9	\$95
7	\$2.937.264	11%	13,4	\$94
8	\$3.138.411	12%	13,0	\$92
9	\$3.315.421	12%	12,6	\$91
10	\$3.471.190	12%	12,3	\$90

Tabla 6.8 Resultados de estimaciones para escenario N°4.

Escenario N°4				
Postergación de años de Ingreso	VAN (USD)	TIR %	PB (Años)	LCOE (USD/MWh)
1	\$2.140.190	10%	17,5	\$101
2	\$2.616.633	10%	16,3	\$98
3	\$3.035.903	11%	15,4	\$95
4	\$3.404.861	11%	14,6	\$92
5	\$3.729.544	12%	13,9	\$90
6	\$4.015.264	12%	13,4	\$88
7	\$4.266.699	12%	12,9	\$86
8	\$4.487.861	13%	12,6	\$85
9	\$4.682.672	13%	12,3	\$84
10	\$4.854.017	13%	11,9	\$82

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede apreciar que el proyecto se beneficia significativamente de la disminución de los precios actuales de los sistemas de almacenamiento. Como se ha mencionado en múltiples ocasiones a lo largo de los capítulos anteriores, la tendencia a la baja en los costos de estos sistemas es un escenario realista, dado el aumento en la demanda global. Al

igual que ocurrió con los módulos fotovoltaicos, es probable que los sistemas de almacenamiento de energía sigan esta misma trayectoria de reducción de precios en el futuro, lo que convierte las estimaciones presentadas en valores realistas dentro de estos casos de estudio.

Respecto a los escenarios N°1 y N°2, estos no fueron considerados en el análisis de sensibilidad de los sistemas de almacenamiento de energía, dado que, al incorporar la sensibilidad del precio estabilizado, dejaron de ser rentables. Por esta razón, resulta más lógico aplicar un segundo análisis de sensibilidad únicamente a los escenarios que demostraron ser rentables. Aunque existe la posibilidad de que los escenarios N°1 y N°2 puedan volverse rentables en años futuros, la prioridad se centra en los escenarios N°3 y N°4, que presentan mejores perspectivas en el contexto actual.

En la Figura 6.8 se presenta un gráfico de comparación entre el Payback del proyecto y el tiempo de postergación del proyecto, este grafico permite obtener ideas iniciales de cuál es el mejor momento para poder ingresar en este tipo de proyectos.

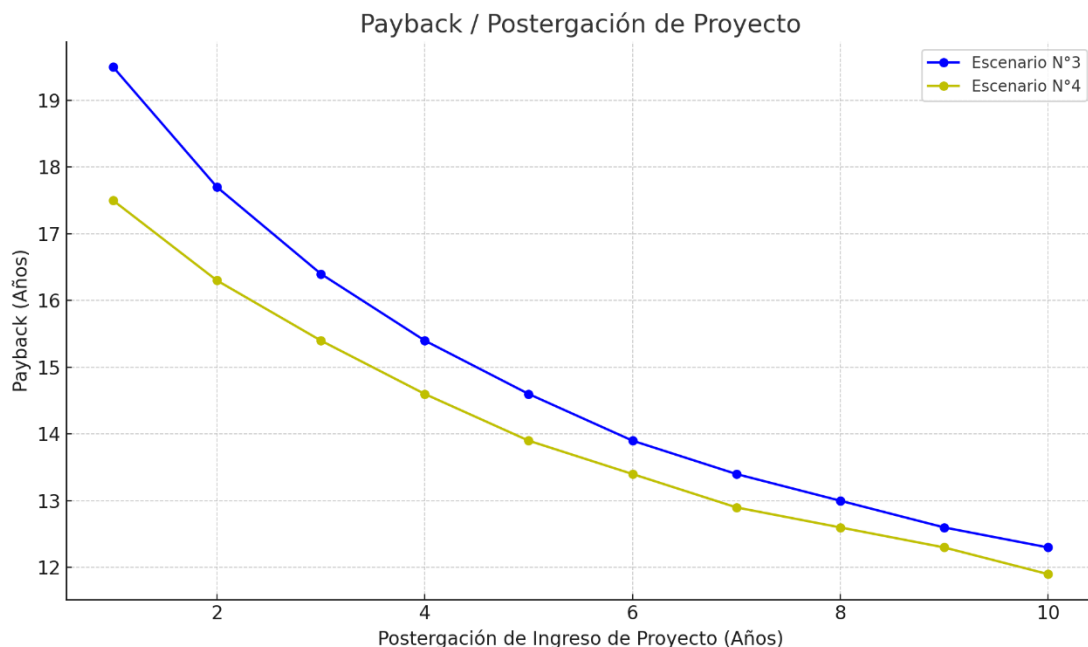


Fig. 6.8 Relación entre la postergación del Ingreso y el Payback del Proyecto.

El gráfico muestra que, al retrasar el inicio del proyecto, el Payback disminuye, sugiriendo que posponer la inversión permite una recuperación más rápida del capital. Sin embargo, a partir del sexto año, la reducción del Payback se estabiliza, lo que indica que posponer más allá de ese punto ya no aporta grandes beneficios. Por lo tanto, el mejor momento para iniciar el proyecto parece ser en el año

6, ya que se obtiene un Payback optimizado sin sacrificar rentabilidad significativa.

Cabe mencionar que, aunque la postergación del proyecto mejora el Payback, es esencial considerar otros factores como los riesgos del mercado, los costos y las condiciones económicas antes de tomar una decisión final.

Por lo tanto, se concluye que, a partir del análisis de opciones reales, se sugiere que una buena estrategia es esperar o diferir la inversión en este tipo de proyectos. Esto brinda a los inversionistas la oportunidad de retrasar la inversión hasta que los costos de los sistemas de almacenamiento de energía sean más atractivos, lo que ofrece mayor flexibilidad estratégica y permite alinearse mejor con las tendencias del mercado. Por lo tanto, se recomienda tomar posiciones (como ingresar solicitudes a las empresas distribuidoras) y esperar el máximo tiempo permitido antes de realizar la inversión, asegurando así el mayor rendimiento económico posible del proyecto.



Capítulo 7. Conclusiones

El análisis realizado revela que el mercado de los Pequeños Medios de Generación Distribuida en Chile ha experimentado una evolución positiva, especialmente tras la implementación de la Ley N° 20.257 y la promulgación de normativas clave, como el Decreto Supremo N° 244, que estableció un sistema de precios estabilizados para los PMGD. Este sistema ha sido fundamental para el desarrollo exponencial de los proyectos, especialmente en los últimos cuatro años, con la promulgación del Decreto Supremo N° 88, donde se ha observado un aumento superior al 200% en el número de proyectos acogidos a este régimen. Esto se debe a que proporciona una mayor previsibilidad en los ingresos para los generadores. No obstante, factores como la saturación de las zonas de distribución y la creciente demanda de conexión han comenzado a limitar la expansión de nuevos proyectos, lo que ha generado desafíos en la integración de más PMGD a la red eléctrica. Aunque la disminución de los costos de las tecnologías fotovoltaicas ha facilitado la entrada de nuevos proyectos, la competencia por los puntos de conexión ha generado presión sobre la rentabilidad de los desarrollos recientes.

La implementación de nuevas regulaciones relacionadas a los sistemas de almacenamiento de energía ha tenido un impacto directo en la operativa y rentabilidad de los PMGD. A pesar de que estas normativas son recientes y aún están en constante debate, han permitido la integración de sistemas de almacenamiento de energía en los proyectos PMGD, lo cual es esencial para optimizar la inyección de energía durante los bloques horarios críticos, especialmente por la noche, cuando la generación solar no está disponible. Sin embargo, la implementación de estas tecnologías ha generado costos adicionales debido a su novedad y desarrollo en curso, lo que afecta la rentabilidad de los proyectos a corto plazo. Además, el aumento de los costos iniciales para cumplir con los requisitos regulatorios, aunque justificado por la necesidad de garantizar la seguridad y eficiencia de la red, representa un desafío que debe ser cuidadosamente evaluado para cada proyecto.

En cuanto a la viabilidad financiera de los PMGD bajo las nuevas condiciones propuestas, se observa que, aunque el proyecto planteado sigue siendo rentable, su rentabilidad actual no es particularmente alta, y depende de factores clave como los costos de conexión, los costos de inversión inicial y, en particular, los sistemas de almacenamiento, así como la sensibilidad del precio

estabilizado. El análisis de los escenarios enfocados en sistemas de almacenamiento indica que estos proyectos pueden resultar más rentables a largo plazo, dado que los costos asociados a los sistemas de almacenamiento continuarán disminuyendo, lo que mejorará la eficiencia operativa y reducirá los costos de generación en momentos de alta demanda. Sin embargo, a pesar de que la postergación de la inversión podría mejorar la rentabilidad de los proyectos debido a la reducción progresiva de los costos tecnológicos, también se debe considerar la saturación de las redes de distribución y los riesgos asociados con las fluctuaciones en los precios del mercado. En resumen, los PMGD con almacenamiento presentan una oportunidad prometedora, pero es necesario evaluar cuidadosamente los plazos de inversión y las condiciones regulatorias en constante cambio para maximizar el retorno económico.

7.1. Trabajo Futuro

- **Evaluación técnico-económica de un proyecto PMGD con contratos de compraventa de energía (PPA):** Esta alternativa permitiría superar la problemática de localización de proyectos en las redes de distribución, ofreciendo una solución viable a la saturación de las redes. Esto es especialmente relevante, ya que, con la integración de sistemas de almacenamiento, los PMGD podrían adquirir energía en el mercado spot durante los horarios solares, cuando los precios suelen ser más bajos. Esta opción representaría una vía atractiva para los PMGD, al contribuir a la diversificación de los ingresos y mejorar la rentabilidad de los proyectos a largo plazo.

Referencias

- [1] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Ley N° 20.257: Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales,” abril 2008, publicada en el Diario Oficial el 1 de abril de 2008. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212>.
- [2] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto con fuerza de ley N° 4: Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos” febrero 2007, publicado en el Diario Oficial el 5 de febrero de 2007. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>.
- [3] Ministerio de Energía, “Decreto supremo N° 88: Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala,” octubre 2020, publicado en el Diario Oficial el 27 de octubre de 2020. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437>.
- [4] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto supremo N° 62: Aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras junio 2006, publicado en el Diario Oficial el 16 de junio de 2006. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=250604>.
- [5] Ministerio de Energía, “Decreto supremo N° 125: Aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional,” noviembre 2017, publicado en el Diario Oficial el 30 de noviembre de 2017. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253>.
- [6] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Ley N° 20.936: Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional,” julio 2016, publicado en el Diario Oficial el 20 de julio de 2016. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>.
- [7] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto supremo N° 244: Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos,” marzo 2005, publicado en el Diario Oficial el 10 de marzo de 2005. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=246461>.

- [8] Ministerio de Energía, *Decreto 101: Modifica Decreto Supremo N° 244 de 2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*, 2 de julio de 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1079055>.
- [9] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Norma técnica para la coordinación y operación de los pequeños medios de generación distribuida (PMGD),” febrero 2024, ‘ publicada en febrero de 2024. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/NTCO-PMGD-Febrero-2024.pdf>
- [10] Superintendencia de Electricidad Y Combustibles (SEC), “Oficio circular oosec-na232140-2024,” 2024, accedido: 29 noviembre 2024. [Online]. Available: <https://gpm-ag.cl/wp-content/uploads/2024/06/OO-SEC-Na232140-2024.pdf>
- [11] Ministerio de Energía, “Decreto supremo N° 86: Aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo,” abril 2012, publicado en el Diario Oficial el 23 de abril de 2013. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1050337>
- [12] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Informe técnico del cálculo de unidad punta,” junio 2021, aprobado mediante Resolución Exenta N° 198/2021. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/06/RExN198-2021-Aprueba-IT-DefinitivoCostos-Unidad-de-Punta.pdf>
- [13] C. N. de Energía, “Precio medio de mercado,” n.d., recuperado el 1 de diciembre de 2024. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>
- [14] Ministerio de Energía, “Decreto supremo N° 70: Modifica el reglamento de transferencias de potencia establecido en el decreto supremo N° 62,” noviembre 2023, publicado en el Diario Oficial el 5 de junio de 2024. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1204012>
- [15] I. R. E. A. (IRENA), “Renewable power generation costs in 2023,” <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>, 2024.
- [16] PVxChange, “Price index,” <https://www.pvxchange.com/Price-Index>, 2024, accessed December 16, 2024.

Anexo A

Escenario N°1 Sin sensibilidad

Venta de Energía			Venta de Potencia			Eficiencia sistemas de almacenamiento				
Año	MW/año	Ingresos USD	Año	MW	Ingresos USD	YEAR	SOH (%)	Direct e	Potencia e	eficiencia
1	11930	\$1046,420	1	5.57	\$506,393	0	100	40.06	6.01	
2	11981	\$1045,826	2	5.36	\$487,796	1	92.6	37.11	5.57	
3	11972	\$1044,335	3	5.21	\$473,578	2	89.2	35.75	5.36	
4	11963	\$1043,449	4	5.07	\$460,398	3	86.6	34.71	5.21	
5	11954	\$1042,565	5	4.94	\$449,524	4	84.3	33.79	5.07	
6	11947	\$1042,213	6	4.83	\$439,127	5	82.2	32.95	4.94	
7	11939	\$1041,727	7	4.73	\$429,835	6	80.3	32.18	4.83	
8	11930	\$1041,240	8	4.62	\$420,543	7	78.6	31.50	4.73	
9	11921	\$1040,753	9	4.53	\$412,329	8	76.9	30.82	4.62	
10	11911	\$1040,265	10	4.44	\$404,129	9	75.4	30.22	4.53	
11	11906	\$1039,814	11	4.36	\$396,475	10	73.9	29.62	4.44	
12	11906	\$1039,814	12	4.28	\$389,366	11	72.5	29.06	4.36	
13	11902	\$1039,347	13	4.20	\$382,257	12	71.2	28.54	4.28	
14	11902	\$1039,347	14	4.12	\$374,603	13	69.9	28.02	4.20	
15	11902	\$1039,347	15	4.03	\$366,949	14	68.5	27.46	4.12	
16	11902	\$1039,347	16	3.95	\$359,295	15	67.1	26.89	4.03	
17	11902	\$1039,347	17	3.86	\$351,642	16	65.7	26.33	3.95	
18	11902	\$1039,347	18	3.76	\$344,014	17	64.2	25.76	3.86	
19	11902	\$1039,347	19	3.66	\$336,386	18	62.7	25.19	3.76	
20	11902	\$1039,347	20	3.56	\$328,758	19	61.2	24.62	3.66	
21	11902	\$1039,347	21	3.45	\$321,130	20	59.7	24.05	3.56	
22	11902	\$1039,347	22	3.35	\$313,502	21	58.2	23.48	3.45	
23	11902	\$1039,347	23	3.22	\$305,874	22	56.7	22.91	3.35	
24	11902	\$1039,347	24	3.10	\$298,246	23	55.2	22.34	3.22	
25	11902	\$1039,347	25	2.99	\$290,618	24	53.6	21.77	3.10	
26	11902	\$1039,347	26	2.86	\$282,990	25	52.1	21.20	2.99	
27	11902	\$1039,347	27	2.76	\$275,362	26	50.5	20.63	2.86	
28	11902	\$1039,347	28	2.66	\$267,734	27	49.0	20.06	2.76	
29	11902	\$1039,347	29	2.56	\$260,106	28	47.4	19.49	2.66	
30	11902	\$1039,347	30	2.46	\$252,478	29	45.9	18.92	2.56	
31	11902	\$1039,347	31	2.36	\$244,850	30	44.3	18.35	2.46	
32	11902	\$1039,347	32	2.26	\$237,222	31	42.8	17.78	2.36	
33	11902	\$1039,347	33	2.16	\$229,594	32	41.2	17.21	2.26	
34	11902	\$1039,347	34	2.06	\$221,966	33	39.7	16.64	2.16	
35	11902	\$1039,347	35	1.96	\$214,338	34	38.1	16.07	2.06	
36	11902	\$1039,347	36	1.86	\$206,710	35	36.6	15.50	1.96	
37	11902	\$1039,347	37	1.76	\$199,082	36	35.0	14.93	1.86	
38	11902	\$1039,347	38	1.66	\$191,454	37	33.5	14.36	1.76	
39	11902	\$1039,347	39	1.56	\$183,826	38	31.9	13.79	1.66	
40	11902	\$1039,347	40	1.46	\$176,198	39	30.4	13.22	1.56	
41	11902	\$1039,347	41	1.36	\$168,570	40	28.8	12.65	1.46	
42	11902	\$1039,347	42	1.26	\$160,942	41	27.3	12.08	1.36	
43	11902	\$1039,347	43	1.16	\$153,314	42	25.7	11.51	1.26	
44	11902	\$1039,347	44	1.06	\$145,686	43	24.2	10.94	1.16	
45	11902	\$1039,347	45	0.96	\$138,058	44	22.6	10.37	1.06	
46	11902	\$1039,347	46	0.86	\$130,430	45	21.1	9.80	0.96	
47	11902	\$1039,347	47	0.76	\$122,802	46	19.5	9.23	0.86	
48	11902	\$1039,347	48	0.66	\$115,174	47	18.0	8.66	0.76	
49	11902	\$1039,347	49	0.56	\$107,546	48	16.4	8.09	0.66	
50	11902	\$1039,347	50	0.46	\$100,000	49	14.8	7.52	0.56	
51	11902	\$1039,347	51	0.36	\$92,372	50	13.3	6.95	0.46	
52	11902	\$1039,347	52	0.26	\$84,744	51	11.7	6.38	0.36	
53	11902	\$1039,347	53	0.16	\$77,116	52	10.2	5.81	0.26	
54	11902	\$1039,347	54	0.06	\$69,488	53	8.6	5.24	0.16	
55	11902	\$1039,347	55	0.00	\$61,860	54	7.0	4.67	0.06	
56	11902	\$1039,347	56	0.00	\$54,232	55	5.4	4.10	0.00	
57	11902	\$1039,347	57	0.00	\$46,604	56	3.8	3.53	0.00	
58	11902	\$1039,347	58	0.00	\$38,976	57	2.2	2.96	0.00	
59	11902	\$1039,347	59	0.00	\$31,348	58	0.6	2.39	0.00	
60	11902	\$1039,347	60	0.00	\$23,720	59	0.0	1.82	0.00	
61	11902	\$1039,347	61	0.00	\$16,092	60	0.0	1.25	0.00	
62	11902	\$1039,347	62	0.00	\$8,464	61	0.0	0.68	0.00	
63	11902	\$1039,347	63	0.00	\$0,836	62	0.0	0.11	0.00	
64	11902	\$1039,347	64	0.00	\$0,000	63	0.0	0.00	0.00	
65	11902	\$1039,347	65	0.00	\$0,000	64	0.0	0.00	0.00	
66	11902	\$1039,347	66	0.00	\$0,000	65	0.0	0.00	0.00	
67	11902	\$1039,347	67	0.00	\$0,000	66	0.0	0.00	0.00	
68	11902	\$1039,347	68	0.00	\$0,000	67	0.0	0.00	0.00	
69	11902	\$1039,347	69	0.00	\$0,000	68	0.0	0.00	0.00	
70	11902	\$1039,347	70	0.00	\$0,000	69	0.0	0.00	0.00	
71	11902	\$1039,347	71	0.00	\$0,000	70	0.0	0.00	0.00	
72	11902	\$1039,347	72	0.00	\$0,000	71	0.0	0.00	0.00	
73	11902	\$1039,347	73	0.00	\$0,000	72	0.0	0.00	0.00	
74	11902	\$1039,347	74	0.00	\$0,000	73	0.0	0.00	0.00	
75	11902	\$1039,347	75	0.00	\$0,000	74	0.0	0.00	0.00	
76	11902	\$1039,347	76	0.00	\$0,000	75	0.0	0.00	0.00	
77	11902	\$1039,347	77	0.00	\$0,000	76	0.0	0.00	0.00	
78	11902	\$1039,347	78	0.00	\$0,000	77	0.0	0.00	0.00	
79	11902	\$1039,347	79	0.00	\$0,000	78	0.0	0.00	0.00	
80	11902	\$1039,347	80	0.00	\$0,000	79	0.0	0.00	0.00	
81	11902	\$1039,347	81	0.00	\$0,000	80	0.0	0.00	0.00	
82	11902	\$1039,347	82	0.00	\$0,000	81	0.0	0.00	0.00	
83	11902	\$1039,347	83	0.00	\$0,000	82	0.0	0.00	0.00	
84	11902	\$1039,347	84	0.00	\$0,000	83	0.0	0.00	0.00	
85	11902	\$1039,347	85	0.00	\$0,000	84	0.0	0.00	0.00	
86	11902	\$1039,347	86	0.00	\$0,000	85	0.0	0.00	0.00	
87	11902	\$1039,347	87	0.00	\$0,000	86	0.0	0.00	0.00	
88	11902	\$1039,347	88	0.00	\$0,000	87	0.0	0.00	0.00	
89	11902	\$1039,347	89	0.00	\$0,000	88	0.0	0.00	0.00	
90	11902	\$1039,347	90	0.00	\$0,000	89	0.0	0.00	0.00	
91	11902	\$1039,347	91	0.00	\$0,000	90	0.0	0.00	0.00	
92	11902	\$1039,347	92	0.00	\$0,000	91	0.0	0.00	0.00	
93	11902	\$1039,347	93	0.00	\$0,000	92	0.0	0.00	0.00	
94	11902	\$1039,347	94	0.00	\$0,000	93	0.0	0.00	0.00	
95	11902	\$1039,347	95	0.00	\$0,000	94	0.0	0.00	0.00	
96	11902	\$1039,347	96	0.00	\$0,000	95	0.0	0.00	0.00	
97	11902	\$1039,347	97	0.00	\$0,000	96	0.0	0.00	0.00	
98	11902	\$1039,347	98	0.00	\$0,000	97	0.0	0.00	0.00	
99	11902	\$1039,347	99	0.00	\$0,000	98	0.0	0.00	0.00	
100	11902	\$1039,347	100	0.00	\$0,000	99	0.0	0.00	0.00	

Anexo B

Escenario N°2 Sin sensibilidad

Venta de Energía		
Año	MVA/Año	Ingresos USD
1	11980	\$1046,120
2	11981	\$1045,226
3	11972	\$1044,335
4	11963	\$1043,449
5	11954	\$1042,565
6	11747	\$1022,213
7	11493	\$997,727
8	11250	\$973,240
9	11030	\$951,595
10	13508	\$1195,701
11	13262	\$1170,496
12	13015	\$1147,088
13	12777	\$1123,681
14	12521	\$1098,476
15	12265	\$1073,270
16	11534	\$1001,214
17	11187	\$967,020
18	10839	\$932,790
19	10492	\$898,595
20	10145	\$864,365
21	9798	\$830,171
22	9432	\$794,143
23	9085	\$759,949
24	8737	\$725,718
25	8390	\$691,524

Venta de Potencia		
Año	MV	Ingresos USD/Año
1	5,57	\$506,393
2	5,36	\$487,796
3	5,21	\$473,578
4	5,07	\$460,998
5	4,94	\$449,524
6	4,83	\$439,127
7	4,73	\$429,835
8	4,62	\$420,543
9	4,53	\$412,329
10	5,55	\$504,960
11	5,45	\$495,396
12	5,35	\$486,513
13	5,25	\$477,631
14	5,15	\$468,066
15	5,04	\$458,501
16	4,74	\$431,158
17	4,60	\$418,183
18	4,45	\$405,193
19	4,31	\$392,218
20	4,17	\$379,228
21	4,03	\$366,253
22	3,88	\$352,581
23	3,73	\$339,605
24	3,59	\$326,616
25	3,45	\$313,640

Eficiencia sistemas de almacenamiento				
Year	SOH (%)	Effective Power	Efficiency	Storage
0	100	40,08	6,01	
1	92,6	37,14	5,57	
2	88,2	35,76	5,36	
3	86,6	34,709	5,21	
4	84,3	33,787	5,07	
5	82,2	32,946	4,94	
6	80,3	32,184	4,83	
7	78,6	31,503	4,73	
8	76,9	30,822	4,62	
9	75,4	30,22	4,53	
10	73,9	37,009	5,55	
11	72,5	36,208	5,45	
12	71,2	35,657	5,35	
13	69,9	35,006	5,25	
14	68,5	34,305	5,15	
15	67,1	33,604	5,04	
16	63,1	31,6	4,74	
17	61,2	30,649	4,60	
18	59,3	29,697	4,45	
19	57,4	28,746	4,31	
20	55,5	27,794	4,17	
21	53,6	26,843	4,03	
22	51,6	25,841	3,88	
23	49,7	24,89	3,73	
24	47,8	23,938	3,59	
25	45,9	22,987	3,45	

15% del BESS considerado potencia de suficiencia

FLUJO		
	Valor Actualizado	Acumulado
0	-\$14,327,760	-\$14,327,760
1	\$1552,513	-\$12,890,248
2	\$1533,021	-\$11,575,929
3	\$1517,913	-\$10,370,961
4	\$1504,447	-\$9,265,147
5	\$1492,088	-\$8,249,657
6	\$1461,339	-\$7,320,892
7	\$1427,561	-\$6,495,797
8	\$1393,784	-\$5,742,779
9	\$1363,924	-\$5,060,477
10	\$1337,661	-\$4,427,742
11	\$1305,891	-\$3,558,270
12	\$1263,602	-\$2,599,544
13	\$1201,312	-\$2,320,745
14	\$1156,542	-\$1,787,399
15	\$1131,772	-\$1,304,520
16	\$1432,373	-\$18,096
17	\$1385,203	-\$374,377
18	\$1337,983	-\$334,829
19	\$1290,813	-\$299,097
20	\$1243,594	-\$266,811
21	\$1196,424	-\$237,676
22	\$1146,724	-\$210,929
23	\$1099,554	-\$187,271
24	\$1052,334	-\$165,952
25	\$1005,164	-\$146,772

LCOE			
AÑO	Costo	Energía	Costo actualizado
0	\$14,327,760	0	\$15,213,706
1	\$135,000	11983,85	\$125,000
2	\$135,000	11980,77	\$115,741
3	\$135,000	11971,73	\$107,167
4	\$135,000	11962,73	\$99,229
5	\$135,000	11953,76	\$91,879
6	\$135,000	11747,16	\$85,073
7	\$135,000	11498,596	\$78,771
8	\$135,000	11250,03	\$72,936
9	\$135,000	11003,3	\$67,534
10	\$135,000	10708,285	\$62,531
11	\$135,000	10352,42	\$57,899
12	\$135,000	10014,805	\$53,610
13	\$135,000	12777,19	\$49,639
14	\$135,000	12521,325	\$45,962
15	\$135,000	12265,46	\$42,558
16	\$135,000	11534	\$39,405
17	\$135,000	11187	\$36,486
18	\$135,000	10839	\$33,784
19	\$135,000	10492,29	\$31,281
20	\$135,000	10145,81	\$28,964
21	\$135,000	9797,695	\$26,819
22	\$135,000	9431,965	\$24,832
23	\$135,000	9084,85	\$22,993
24	\$135,000	8737,37	\$21,289
25	\$135,000	8390,255	\$19,712

WACC	\$1238,232
TIR	9%
Payback	19,53
LCOE	\$133

Tasa	8%
------	----

Anexo C

Escenario N°3 Sin sensibilidad

Venta de Energía		
Año	MWh/año	Ingresos US\$
1	15470	\$1,347,240
2	15450	\$1,345,622
3	15430	\$1,344,011
4	15410	\$1,342,406
5	15391	\$1,340,806
6	14684	\$1,306,583
7	14373	\$1,281,087
8	14062	\$1,256,560
9	13788	\$1,233,029
10	13514	\$1,210,529
11	13258	\$1,189,496
12	13020	\$1,167,722
13	12782	\$1,124,312
14	12526	\$1,099,104
15	12270	\$1,073,861
16	11539	\$1,001,797
17	11191	\$967,563
18	10844	\$933,330
19	10496	\$899,096
20	10149	\$864,898
21	9802	\$830,664
22	9436	\$794,633
23	9089	\$760,399
24	8741	\$726,165
25	8394	\$691,932

Venta de Potencia		
Año	MW	Ingresos US\$
1	6.96	\$632,998
2	6.70	\$609,748
3	6.51	\$591,983
4	6.34	\$576,251
5	6.18	\$561,898
6	6.03	\$548,908
7	5.91	\$537,297
8	5.78	\$526,672
9	5.67	\$516,412
10	5.55	\$506,165
11	5.45	\$496,587
12	5.35	\$486,704
13	5.25	\$477,822
14	5.15	\$468,257
15	5.04	\$458,679
16	4.74	\$431,336
17	4.60	\$418,346
18	4.46	\$406,357
19	4.31	\$392,368
20	4.17	\$379,392
21	4.03	\$366,403
22	3.88	\$352,731
23	3.74	\$339,742
24	3.59	\$326,753
25	3.45	\$313,763

15% del bruto considerado potencia de suficiencia

YEAR	SOH (%)	Effective Capacity	Potencia suficiente
0	100.00	50.10	7.52
1	92.60	46.39	6.96
2	89.20	44.69	6.70
3	86.60	43.39	6.51
4	84.20	42.23	6.34
5	82.20	41.18	6.18
6	80.30	40.23	6.03
7	78.60	39.38	5.91
8	76.90	38.53	5.78
9	75.40	37.78	5.67
10	73.90	37.02	5.55
11	72.50	36.32	5.45
12	71.20	35.67	5.35
13	69.90	35.02	5.25
14	68.50	34.32	5.15
15	67.10	33.62	5.04
16	63.10	31.61	4.74
17	61.19	30.66	4.60
18	59.28	29.71	4.46
19	57.37	28.76	4.31
20	55.46	27.81	4.17
21	53.55	26.85	4.03
22	51.64	25.85	3.88
23	49.73	24.90	3.74
24	47.82	23.95	3.59
25	45.92	23.00	3.45

AÑO	Costo	Energía	Costo actualizado	Energía actualizada
0	\$14,770,733	0	\$14,770,733	0
1	\$135,000	15470	\$125,000	14324
2	\$135,000	15450	\$116,741	13246
3	\$135,000	15430	\$107,167	12249
4	\$135,000	15410	\$99,229	11227
5	\$135,000	15031	\$91,879	10230
6	\$135,000	14684	\$85,073	9253
7	\$135,000	14373	\$78,771	8287
8	\$135,000	14062	\$72,936	7937
9	\$135,000	13788	\$67,534	6897
10	\$135,000	13514	\$62,531	6259
11	\$135,000	13258	\$57,899	5686
12	\$135,000	13020	\$53,610	5170
13	\$135,000	12782	\$49,639	4700
14	\$135,000	12526	\$45,962	4265
15	\$135,000	12270	\$42,558	3868
16	\$135,000	11539	\$39,405	3368
17	\$135,000	11191	\$36,486	3025
18	\$135,000	10844	\$33,784	2714
19	\$135,000	10496	\$31,281	2432
20	\$135,000	10149	\$28,964	2177
21	\$135,000	9802	\$26,819	1947
22	\$135,000	9436	\$24,832	1736
23	\$135,000	9089	\$22,993	1548
24	\$135,000	8741	\$21,289	1378
25	\$135,000	8394	\$19,712	1226

FLUJO		Valor Actualizado 8%	Acumulado
0	-\$14,770,733	-\$14,770,733	-\$14,770,733
1	\$1980,238	\$1,833,553	-\$12,937,179
2	\$1995,370	\$1,676,415	-\$11,260,764
3	\$1935,994	\$1,536,855	-\$9,723,910
4	\$1918,657	\$1,410,270	-\$8,313,639
5	\$1897,003	\$1,291,069	-\$7,022,571
6	\$1865,492	\$1,183,274	-\$5,853,296
7	\$1818,384	\$1,081,010	-\$4,738,287
8	\$1761,232	\$982,344	-\$3,829,943
9	\$1748,441	\$874,656	-\$2,955,287
10	\$1715,694	\$794,698	-\$2,160,589
11	\$1685,082	\$722,703	-\$1,437,886
12	\$1634,426	\$649,053	-\$788,832
13	\$1602,134	\$589,101	-\$199,731
14	\$1567,361	\$533,626	\$333,894
15	\$1532,539	\$483,120	\$817,015
16	\$1433,133	\$418,318	\$1,235,333
17	\$1385,910	\$374,568	\$1,609,901
18	\$1338,687	\$336,005	\$1,944,906
19	\$1291,464	\$299,248	\$2,244,154
20	\$1244,290	\$266,960	\$2,511,114
21	\$1197,067	\$237,804	\$2,748,918
22	\$1147,364	\$211,047	\$2,959,965
23	\$1100,918	\$187,371	\$3,147,336
24	\$1052,918	\$166,044	\$3,313,380
25	\$1005,695	\$146,849	\$3,460,230

Tasa		8%
WAN	\$3,203,916	
TIR	11%	
Payback	14.34	
LCOE	\$112	

Escenario N°4 Sin sensibilidad

Anexo D

Venta de Energía			Venta de Potencia			Year	SOH (%)	Effective Capacity	Potencia suficiencia
Año	MVA/Año	Ingresos USD	Año	MV	Ingresos USD/año	0	100	50.1	7.52
1	15470	\$1347,240	1	6.96	\$632,998	1	92.6	46,393	6.96
2	15450	\$1345,622	2	6.70	\$609,748	2	89.2	44,689	6.70
3	15430	\$1344,011	3	6.51	\$591,983	3	86.6	43,387	6.51
4	15410	\$1342,406	4	6.34	\$576,251	4	84.3	42,234	6.34
5	15031	\$1,311,889	5	6.18	\$561,898	5	82.2	41,182	6.18
6	14684	\$1,283,903	6	6.03	\$548,908	6	80.3	40,23	6.03
7	14373	\$1,258,886	7	5.91	\$537,297	7	78.6	39,379	5.91
8	14062	\$1,233,839	8	5.78	\$525,672	8	76.9	38,527	5.78
9	13788	\$1,211,733	9	5.67	\$515,412	9	75.4	37,776	5.67
10	13504	\$1,190,900	10	5.66	\$505,996	10	73.9	44,414	6.66
11	13211	\$1,168,148	11	6.54	\$594,507	11	72.5	43,572	6.54
12	12919	\$1,146,571	12	6.42	\$583,851	12	71.2	42,791	6.42
13	12634	\$1,125,005	13	6.30	\$573,195	13	69.9	42,01	6.30
14	12334	\$1,103,475	14	6.18	\$561,720	14	68.5	41,169	6.18
15	11719	\$1,068,754	15	6.05	\$550,232	15	67.1	40,327	6.05
16	11342	\$1,026,083	16	5.93	\$517,431	16	63.1	37,923	5.93
17	113425	\$1,182,512	17	5.52	\$501,849	17	61.9	36,781	5.52
18	113008	\$1,146,571	18	5.35	\$486,267	18	59.28	35,639	5.35
19	12591	\$1,105,505	19	5.17	\$470,686	19	57.37	34,497	5.17
20	12175	\$1,064,475	20	5.00	\$455,118	20	55.46	33,356	5.00
21	11758	\$1,023,409	21	4.83	\$439,536	21	53.55	32,214	4.83
22	11319	\$980,185	22	4.65	\$423,136	22	51.64	31,012	4.65
23	10903	\$933,119	23	4.48	\$407,954	23	49.73	29,817	4.48
24	10486	\$898,053	24	4.31	\$391,872	24	47.82	28,728	4.31
25	10069	\$856,987	25	4.14	\$376,390	25	45.92	27,586	4.14

15% del bessa considerado potencia de suficiencia

AÑO	Costo	Energía	Costo actualizado	Energía actualizada	FLUJO	Valor Actualizado 8%	Acumulado	Tasa	8%
0	\$15,213,706	0	\$15,213,706	14324	0	-\$15,213,706	-\$15,213,706	VAN	\$3,916,392
1	\$135,000	15470,36	\$125,000	14324	1	\$1,980,238	\$1,833,953	TIR	11%
2	\$135,000	15450,27	\$115,741	13246	2	\$1,956,370	\$1,676,415	Payback	14.30
3	\$135,000	15430,27	\$107,167	12249	3	\$1,935,994	\$1,536,855	LCOE	\$107
4	\$135,000	15410,34	\$99,229	11327	4	\$1,918,657	\$1,410,270		
5	\$135,000	15031,43	\$91,879	10253	5	\$1,873,786	\$1,275,267		
6	\$135,000	14683,95	\$85,073	9253	6	\$1,832,811	\$1,154,982		
7	\$135,000	14373,335	\$78,771	8387	7	\$1,796,183	\$1,048,055		
8	\$135,000	14062,355	\$72,936	7597	8	\$1,759,511	\$950,609		
9	\$135,000	13787,875	\$67,534	6897	9	\$1,727,144	\$864,002		
10	\$135,000	13521,11	\$62,531	7509	10	\$1,692,896	\$782,360		
11	\$135,000	13505,78	\$57,899	6821	11	\$1,657,655	\$707,753		
12	\$135,000	13518,715	\$53,610	6202	12	\$1,622,414	\$633,108		
13	\$135,000	13533,65	\$49,639	5638	13	\$1,589,424	\$563,463		
14	\$135,000	13502,685	\$45,962	5116	14	\$1,551,227	\$497,761		
15	\$135,000	14719,355	\$42,558	4640	15	\$1,516,986	\$437,095		
16	\$135,000	13841,935	\$39,405	4040	16	\$1,473,514	\$385,996		
17	\$135,000	13425,065	\$36,486	3628	17	\$1,438,361	\$345,231		
18	\$135,000	13008,235	\$33,784	3255	18	\$1,402,839	\$308,616		
19	\$135,000	12591,405	\$31,281	2918	19	\$1,367,191	\$274,037		
20	\$135,000	12174,94	\$28,964	2612	20	\$1,332,593	\$242,026		
21	\$135,000	11758,11	\$26,819	2336	21	\$1,298,945	\$210,622		
22	\$135,000	11319,38	\$24,832	2082	22	\$1,264,321	\$179,128		
23	\$135,000	10902,55	\$22,993	1857	23	\$1,230,673	\$148,172		
24	\$135,000	10486,72	\$21,289	1670	24	\$1,197,025	\$117,436		
25	\$135,000	10069,89	\$19,712	1470	25	\$1,163,377	\$86,095		

Anexo E

Escenario N°1 Con sensibilidad

Venta de Energía		
Año	MWh/año	Ingresos USD
1	11890	\$393.604,68
2	11881	\$326.016,99
3	11872	\$862.604,26
4	11863	\$802.878,03
5	11854	\$746.828,88
6	11747	\$731.687,99
7	11499	\$713.251,35
8	11250	\$694.914,71
9	11030	\$678.705,23
10	1081	\$662.622,67
11	10606	\$647.417,16
12	10416	\$633.388,69
13	10226	\$619.360,22
14	10021	\$604.254,70
15	9816	\$589.149,19
16	9220	\$545.302,88
17	8961	\$525.334,45
18	8672	\$504.736,02
19	8393	\$484.037,59
20	814	\$463.539,17
21	7834	\$442.340,74
22	7555	\$422.316,38
23	7276	\$401.716,95
24	6996	\$381.118,53
25	6717	\$360.520,10

Venta de Potencia		
Año	MW	Ingresos USD
1	5,57	\$506.392,77
2	5,36	\$487.796,65
3	5,21	\$473.578,34
4	5,07	\$460.998,34
5	4,94	\$449.523,53
6	4,83	\$439.126,61
7	4,73	\$429.834,87
8	4,62	\$420.543,14
9	4,53	\$412.329,30
10	4,44	\$404.129,10
11	4,36	\$396.474,67
12	4,28	\$389.366,02
13	4,20	\$382.257,36
14	4,12	\$374.602,94
15	4,03	\$366.948,51
16	3,79	\$345.049,49
17	3,68	\$334.173,78
18	3,56	\$324.173,78
19	3,45	\$313.735,93
20	3,33	\$303.298,08
21	3,22	\$292.860,22
22	3,10	\$282.408,73
23	2,99	\$271.970,88
24	2,88	\$261.533,02
25	2,76	\$251.095,17

YEAR	SOH (%)	Effective Capacity	1. Utilidad suficiencia
0	100,00	40,08	6,01
1	92,60	37,14	5,57
2	89,20	35,751	5,36
3	86,60	34,709	5,21
4	84,30	33,787	5,07
5	82,20	32,946	4,94
6	80,30	32,184	4,83
7	78,60	31,503	4,73
8	76,90	30,822	4,62
9	75,40	30,22	4,53
10	73,90	29,619	4,44
11	72,50	29,058	4,36
12	71,20	28,537	4,28
13	69,90	28,016	4,20
14	68,60	27,495	4,12
15	67,10	26,894	4,03
16	63,10	25,289	3,79
17	61,19	24,524	3,68
18	59,28	23,759	3,56
19	57,37	22,994	3,45
20	55,46	22,229	3,33
21	53,55	21,464	3,22
22	51,64	20,698	3,10
23	49,73	19,933	2,99
24	47,82	19,168	2,88
25	45,92	18,403	2,76

15% del bias considerado potencia de

Tasa 8%

WAN	\$-1.801,221
TIR	6%
Payback	0
LCOE	\$134

AÑO	Costo	Energía	Costo actualizado	Energía actualizad ^a
0	\$13.884.787	0	\$13.884.787	0
1	\$135.000	11890	\$125.000	1102
2	\$135.000	11881	\$115.741	10272
3	\$135.000	11872	\$107.167	9504
4	\$135.000	11863	\$99.229	8793
5	\$135.000	11854	\$91.879	8136
6	\$135.000	11747	\$85.073	7403
7	\$135.000	11499	\$78.771	6709
8	\$135.000	11250	\$72.936	6078
9	\$135.000	11030	\$67.534	5518
10	\$135.000	1081	\$62.531	5008
11	\$135.000	10606	\$57.899	4549
12	\$135.000	10416	\$53.610	4136
13	\$135.000	10226	\$49.639	3760
14	\$135.000	10021	\$45.962	3412
15	\$135.000	9816	\$42.558	3095
16	\$135.000	9220	\$39.405	2694
17	\$135.000	8961	\$36.486	2419
18	\$135.000	8672	\$33.784	2170
19	\$135.000	8393	\$31.281	1945
20	\$135.000	814	\$28.964	1741
21	\$135.000	7834	\$26.819	1556
22	\$135.000	7555	\$24.832	1390
23	\$135.000	7276	\$22.993	1239
24	\$135.000	6996	\$21.289	1103
25	\$135.000	6717	\$19.712	981

FLUJO	Valor Actualizado 8%	Acumulado
0	-\$13.884.787	-\$13.884.787
1	\$1499.997	\$1.386.886
2	\$1413.813	\$1.212.116
3	\$1336.183	\$1.060.705
4	\$1263.876	\$928.967
5	\$1196.352	\$814.217
6	\$1170.715	\$737.749
7	\$1143.086	\$666.980
8	\$1115.458	\$602.647
9	\$1091.035	\$545.799
10	\$1066.692	\$494.066
11	\$1043.892	\$447.707
12	\$1022.755	\$406.160
13	\$1001.618	\$368.293
14	\$978.858	\$333.263
15	\$956.098	\$301.402
16	\$930.982	\$260.069
17	\$895.946	\$232.417
18	\$828.910	\$207.434
19	\$797.874	\$184.877
20	\$766.837	\$164.524
21	\$735.801	\$146.171
22	\$704.724	\$129.627
23	\$673.688	\$114.739
24	\$642.652	\$101.346
25	\$611.615	\$89.307

Anexo F

Escenario N°2 Con sensibilidad

Venta de Energía			Venta de Potencia		
Año	MWh/año	Ingresos USD	Año	MW	Ingresos USD/año
1	11890	\$993,604.68	1	5.57	\$506,392.77
2	11881	\$926,016.99	2	5.36	\$487,795.65
3	11872	\$862,604.26	3	5.21	\$473,578.34
4	11863	\$802,878.03	4	5.07	\$460,988.34
5	11854	\$746,828.88	5	4.94	\$449,523.93
6	11747	\$731,587.99	6	4.83	\$439,126.61
7	11499	\$713,251.35	7	4.73	\$429,834.87
8	11250	\$694,914.71	8	4.62	\$420,543.14
9	11030	\$678,705.23	9	4.53	\$412,329.30
10	13508	\$861,506.18	10	5.55	\$504,960.12
11	13252	\$842,631.02	11	5.45	\$495,395.50
12	13015	\$825,102.16	12	5.35	\$486,513.09
13	12777	\$807,573.31	13	5.25	\$477,630.69
14	12521	\$788,698.15	14	5.15	\$468,066.06
15	12285	\$769,822.98	15	5.04	\$458,501.44
16	11534	\$715,863.18	16	4.74	\$431,158.36
17	1187	\$690,256.51	17	4.60	\$418,182.88
18	10839	\$664,622.91	18	4.45	\$405,193.35
19	10492	\$639,016.23	19	4.31	\$392,217.67
20	10445	\$613,382.63	20	4.17	\$379,228.34
21	9798	\$587,775.96	21	4.03	\$366,252.66
22	9432	\$560,796.06	22	3.88	\$352,581.12
23	9085	\$535,189.38	23	3.73	\$339,605.43
24	8737	\$509,555.78	24	3.59	\$326,616.10
25	8390	\$483,949.11	25	3.45	\$313,640.42

15% del bess considerando potencia de suficiencia

15% del bees considerado potencia de suficiencia

AÑO	Costo	Energía	Costo actualizado	Energía actualizada
0	\$14,327,760	0	\$15,213,706	0
1	\$135,000	11890	\$125,000	11102
2	\$135,000	11881	\$115,741	10272
3	\$135,000	11872	\$107,167	9504
4	\$135,000	11863	\$99,229	8793
5	\$135,000	11854	\$91,879	8136
6	\$135,000	11747	\$85,073	7403
7	\$135,000	11499	\$78,771	6709
8	\$135,000	11250	\$72,936	6078
9	\$135,000	11030	\$67,534	5518
10	\$135,000	13508	\$62,531	6257
11	\$135,000	13252	\$57,899	5684
12	\$135,000	13015	\$53,610	5168
13	\$135,000	12777	\$49,639	4698
14	\$135,000	12521	\$45,962	4263
15	\$135,000	12265	\$42,558	3867
16	\$135,000	11534	\$39,405	3367
17	\$135,000	1187	\$36,486	3023
18	\$135,000	10839	\$33,784	2713
19	\$135,000	10492	\$31,281	2431
20	\$135,000	10445	\$28,964	2177
21	\$135,000	9798	\$26,819	1946
22	\$135,000	9432	\$24,832	1735
23	\$135,000	9085	\$22,993	1547
24	\$135,000	8737	\$21,289	1378
25	\$135,000	8390	\$19,712	1225

FLUJO		Valor Actualizado 8%	Acomulado
0	-\$14,327,760	-\$14,327,760	-\$14,327,760
1	\$1,499,997	\$1,388,886	-\$12,938,873
2	\$1,413,813	\$1,212,116	-\$11,726,757
3	\$1,336,183	\$1,060,705	-\$10,666,052
4	\$1,263,876	\$928,987	-\$9,737,065
5	\$1,196,362	\$814,217	-\$8,922,848
6	\$1,170,715	\$737,749	-\$8,185,099
7	\$1,143,086	\$666,980	-\$7,518,119
8	\$1,115,458	\$602,647	-\$6,915,472
9	\$1,091,035	\$545,789	-\$6,369,683
10	\$1,366,466	\$632,938	-\$5,736,745
11	\$1,338,027	\$573,867	-\$5,162,888
12	\$1,311,615	\$520,860	-\$4,642,027
13	\$1,285,204	\$472,567	-\$4,169,461
14	\$1,256,764	\$427,879	-\$3,741,581
15	\$1,228,324	\$387,219	-\$3,354,362
16	\$1,147,022	\$334,805	-\$3,019,558
17	\$1,108,439	\$299,577	-\$2,719,981
18	\$1,069,816	\$267,720	-\$2,452,260
19	\$1,031,234	\$238,949	-\$2,213,311
20	\$992,611	\$212,963	-\$2,000,348
21	\$954,029	\$189,523	-\$1,810,825
22	\$913,377	\$168,007	-\$1,642,818
23	\$874,795	\$148,991	-\$1,493,827
24	\$836,172	\$131,864	-\$1,361,963
25	\$797,590	\$116,462	-\$1,245,501

Tasa
VAN
TIR
Payback
LCOE

Anexo G

Escenario N°3 Con sensibilidad

Venta de Energía		
Año	MWh/año	Ingresos USD
1	15470	\$1,286,360.38
2	15450	\$1,205,172.86
3	15430	\$1,123,712.77
4	15410	\$1,068,444.45
5	15031	\$966,307.74
6	14684	\$942,063.16
7	14373	\$920,390.76
8	14062	\$898,692.88
9	13788	\$879,541.71
10	13514	\$860,416.00
11	13258	\$842,538.17
12	13020	\$825,479.13
13	12782	\$807,990.27
14	12526	\$789,075.11
15	12270	\$770,173.02
16	11939	\$746,213.22
17	11611	\$690,573.62
18	10844	\$664,946.02
19	10496	\$639,312.42
20	10149	\$613,706.75
21	9802	\$588,072.15
22	9436	\$561,092.24
23	9089	\$535,456.65
24	8741	\$509,825.05
25	8394	\$484,191.45

Venta de Potencia		
Año	MW	Ingresos USD
1	6,9685	\$632,966.86
2	6,7035	\$609,761.62
3	6,5085	\$592,024.09
4	6,3345	\$576,196.76
5	6,177	\$561,870.30
6	6,0345	\$548,908.26
7	5,907	\$537,310.64
8	5,7795	\$525,713.03
9	5,667	\$515,473.84
10	5,563	\$505,110.21
11	5,448	\$495,559.23
12	5,3505	\$486,690.47
13	5,263	\$477,821.71
14	5,148	\$468,270.73
15	5,043	\$458,719.75
16	4,7415	\$431,294.81
17	4,599	\$418,332.77
18	4,455	\$405,234.28
19	4,311	\$392,135.80
20	4,1685	\$379,173.76
21	4,0245	\$366,075.28
22	3,8805	\$352,976.80
23	3,738	\$340,014.76
24	3,594	\$326,916.28
25	3,45	\$313,817.80

15% del bias considerando potencia de suficiencia

YEAR	SOH (%)	Effective Capacity	Potencia suficiencia
0	100.00	50.1	7.616
1	92.60	46.39	6.9585
2	89.20	44.63	6.7035
3	86.60	43.39	6.5085
4	84.30	42.23	6.3345
5	82.20	41.18	6.177
6	80.20	40.23	6.0345
7	78.60	39.38	5.907
8	76.90	38.63	5.7795
9	75.40	37.78	5.667
10	73.90	37.02	5.563
11	72.60	36.32	5.448
12	71.20	35.67	5.3505
13	69.90	35.02	5.263
14	68.60	34.32	5.148
15	67.10	33.62	5.043
16	63.10	31.61	4.7415
17	61.9	30.66	4.599
18	59.28	29.7	4.455
19	57.37	28.74	4.311
20	55.46	27.79	4.1685
21	53.55	26.83	4.0245
22	51.64	25.87	3.8805
23	49.73	24.92	3.738
24	47.82	23.96	3.594
25	45.92	23	3.45

Año	Costo	Energía	Costo actualizado	Energía actualizada
0	\$14,770,733	0	\$14,770,733	0
1	\$136,000	15470	\$126,000	14324
2	\$136,000	15450	\$116,741	13246
3	\$136,000	15430	\$107,167	12249
4	\$136,000	15410	\$99,229	11327
5	\$136,000	15031	\$91,879	10230
6	\$136,000	14684	\$85,073	9253
7	\$136,000	14373	\$78,771	8387
8	\$136,000	14062	\$72,936	7597
9	\$136,000	13788	\$67,534	6897
10	\$136,000	13514	\$62,531	6293
11	\$136,000	13258	\$57,899	5686
12	\$136,000	13020	\$53,610	5170
13	\$136,000	12782	\$49,639	4700
14	\$136,000	12526	\$45,962	4265
15	\$136,000	12270	\$42,568	3868
16	\$136,000	11939	\$39,405	3368
17	\$136,000	11611	\$36,486	3025
18	\$136,000	10844	\$33,784	2714
19	\$136,000	10496	\$31,281	2432
20	\$136,000	10149	\$28,964	2177
21	\$136,000	9802	\$26,819	1947
22	\$136,000	9436	\$24,832	1736
23	\$136,000	9089	\$22,993	1548
24	\$136,000	8741	\$21,289	1378
25	\$136,000	8394	\$19,712	1226

FLUJO		
	Actualizado 8%	Acumulado
0	-\$14,770,733	-\$14,770,733
1	\$1,98,317	-\$12,994,513
2	\$1,814,934	-\$11,438,499
3	\$1,721,737	-\$10,071,729
4	\$1,624,641	-\$8,870,219
5	\$1,528,178	-\$7,830,166
6	\$1,430,971	-\$6,890,602
7	\$1,338,097	-\$6,040,047
8	\$1,242,406	-\$5,270,485
9	\$1,147,701	-\$4,572,626
10	\$1,050,022	-\$3,940,124
11	\$953,626	-\$3,366,237
12	\$858,097	-\$2,845,166
13	\$763,887	-\$2,372,380
14	\$671,772	-\$1,944,303
15	\$582,346	-\$1,556,905
16	\$497,508	-\$1,221,958
17	\$417,912	-\$892,264
18	\$343,812	-\$545,442
19	\$278,880	-\$272,422
20	\$223,021	\$58
21	\$176,547	\$168,192
22	\$134,063	\$317,299
23	\$99,473	\$449,262
24	\$76,741	\$556,776
25	\$56,009	

Tasa	8%
VAN	\$511,891
TIR	9%
Payback	21,95
LCOE	\$112

Escenario N°4 Con sensibilidad

Venta de Energía			Venta de Potencia			Effective Capacity (MW)	Potencia suficiencia
Año	MWh/Año	Ingresos USD	Año	MV	Ingresos Istitucional		
1	15470	\$1,285,360	1	6.96	\$632,992	0	100
2	15450	\$1,205,173	2	6.70	\$603,751	1	92.6
3	15430	\$1,129,713	3	6.51	\$591,978	2	89.2
4	15410	\$1,056,444	4	6.34	\$576,295	3	86.6
5	15320	\$986,427	5	6.18	\$561,900	4	84.3
6	14966	\$961,720	6	6.03	\$548,912	5	82.2
7	14649	\$939,613	7	5.91	\$537,292	6	80.3
8	14332	\$917,507	8	5.78	\$525,671	7	78.6
9	14052	\$898,002	9	5.67	\$515,417	8	76.9
10	13793	\$984,534	10	7.05	\$641,606	9	75.4
11	13273	\$983,186	11	6.95	\$632,036	10	73.9
12	12554	\$981,844	12	6.85	\$623,149	11	72.5
13	12535	\$980,509	13	6.75	\$614,263	12	71.2
14	12186	\$979,179	14	6.65	\$604,693	13	69.9
15	11917	\$977,854	15	6.54	\$595,123	14	68.5
16	11578	\$976,536	16	6.24	\$567,780	15	67.1
17	11214	\$972,774	17	6.10	\$554,723	16	63.1
18	14768	\$947,937	18	5.95	\$541,667	17	61.9
19	14412	\$923,100	19	5.81	\$528,611	18	59.28
20	14056	\$898,263	20	5.67	\$516,554	19	57.37
21	13700	\$873,426	21	5.52	\$502,498	20	55.46
22	13344	\$848,589	22	5.38	\$489,442	21	53.65
23	12988	\$794,701	23	5.24	\$476,385	22	51.84
24	12632	\$769,221	24	5.09	\$463,329	23	49.73
25	12278	\$743,874	25	4.95	\$450,341	24	47.82
			15% del besc considerado potencia de suficiencia			25	45.92

Year	SOH (%)	Effective Capacity (MW)	Potencia suficiencia
0	100	50.1	6.513
1	92.6	46.3926	6.96689
2	89.2	44.6892	6.70338
3	86.6	43.3866	6.50739
4	84.3	42.2343	6.33945
5	82.2	41.1822	6.17733
6	80.3	40.2303	6.034545
7	78.6	39.3786	5.90679
8	76.9	38.5269	5.779035
9	75.4	37.7754	5.66631
10	73.9	47.0239	7.053865
11	72.5	46.3225	6.948375
12	71.2	45.6712	6.85068
13	69.9	45.0199	6.762385
14	68.5	44.3185	6.647775
15	67.1	43.6171	6.542565
16	63.1	41.6131	6.241965
17	61.9	40.6619	6.0984285
18	59.28	39.6928	5.954892
19	57.37	38.74237	5.813555
20	55.46	37.7846	5.667819
21	53.65	36.82855	5.5242825
22	51.84	35.87164	5.380746
23	49.73	34.91473	5.2372095
24	47.82	33.95782	5.093673
25	45.92	33.00592	4.950888

Año	Costo	Energía	Costo actualizado	Energía actualizada
0	\$15,213,706	0	\$15,213,706	0
1	\$135,000	15470	\$125,000	14324
2	\$135,000	15450	\$115,741	13246
3	\$135,000	15430	\$107,167	12249
4	\$135,000	15410	\$99,229	11327
5	\$135,000	15320	\$91,879	10426
6	\$135,000	14966	\$85,073	9431
7	\$135,000	14649	\$78,771	8547
8	\$135,000	14332	\$72,936	7743
9	\$135,000	14052	\$67,534	7030
10	\$135,000	13793	\$62,531	6503
11	\$135,000	13273	\$57,899	6050
12	\$135,000	12554	\$53,610	6058
13	\$135,000	12535	\$49,639	5602
14	\$135,000	12186	\$45,962	5180
15	\$135,000	11917	\$42,568	4791
16	\$135,000	11578	\$39,405	4430
17	\$135,000	11214	\$36,486	4088
18	\$135,000	14768	\$33,784	3696
19	\$135,000	14412	\$31,281	3339
20	\$135,000	14056	\$28,964	3016
21	\$135,000	13700	\$26,819	2722
22	\$135,000	13344	\$24,832	2455
23	\$135,000	12988	\$22,993	2212
24	\$135,000	12632	\$21,289	1992
25	\$135,000	12278	\$19,712	1793

FLUJO			Valor	Acumulado
0			\$-15,213,706	\$-15,213,706
1			\$1,918,353	\$1,776,293
2			\$1,814,924	\$1,566,004
3			\$1,721,690	\$1,366,733
4			\$1,634,700	\$1,201,553
5			\$1,549,327	\$1,053,765
6			\$1,510,632	\$951,954
7			\$1,476,905	\$861,760
8			\$1,443,178	\$779,704
9			\$1,413,419	\$707,061
10			\$1,626,140	\$753,218
11			\$1,615,222	\$692,741
12			\$1,604,393	\$637,365
13			\$1,594,772	\$586,394
14			\$1,583,871	\$539,247
15			\$1,572,977	\$495,868
16			\$1,564,315	\$450,771
17			\$1,527,497	\$412,835
18			\$1,489,604	\$372,772
19			\$1,451,710	\$336,679
20			\$1,413,817	\$303,332
21			\$1,375,924	\$273,335
22			\$1,338,031	\$246,118
23			\$1,271,086	\$216,485
24			\$1,232,550	\$194,372
25			\$1,184,215	\$174,377

Tasa	8%
WACC	\$1598,789
TIR	9%
Payback	19,05
LCOE	\$105