



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Evaluación del costo-beneficio social de las
barreras no económicas en el desarrollo de
proyectos de energías renovables, aplicado a
proyectos solares fotovoltaicos en el norte de
Chile”**

**Lisbett Alexandra Olivares Cáceres
MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA**



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☐ Memoria o trabajo de título ☒ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Evaluación del Costo – Beneficio Social de las barreras no económicas en el desarrollo de proyectos de energías renovables, aplicado a proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile.

Nombre del candidato(a): Lisbett Alexandra Olivares Cáceres

Carrera / Grado: Magíster en Economía Energética

Campus: Vitacura

Departamento: Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rossana Andrea Gaete Stagno, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

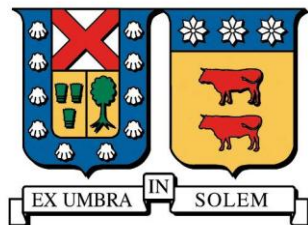
4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 30-09-2026 Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 23-09-2026 Firma: 



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Evaluación del costo-beneficio social de las
barreras no económicas en el desarrollo de
proyectos de energías renovables, aplicado a
proyectos solares fotovoltaicos en el norte de
Chile”**

Tesina de grado presentada por

Lisbett Olivares Cáceres

como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
Rossana Gaete

Profesor Correferente
Gerardo Muñoz

Profesor Correferente externo
Fabián Orellana

2026

TITULO DE LA TESINA:

Evaluación del costo beneficio social de las barreras no económicas en el desarrollo de proyectos de energías renovables aplicado a proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile.

AUTOR:

Lisbett Alexandra Olivares Cáceres

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magister en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Nombre Profesor...Rossana Gaete.....

Nombre Profesor...Gerardo Muñoz.....

Nombre Profesor...Fabián Orellana.....

Julio de 2026, Santiago de Chile

ÍNDICE

RESUMEN	7
GLOSARIO.....	8
INTRODUCCIÓN	10
OBJETIVOS	13
Objetivo general.....	13
Objetivos específicos	13
1. ESTADO DEL ARTE.....	14
1.1. Transición Energética y relevancia de la energía solar fotovoltaica	14
1.2. Barreras en el desarrollo de proyectos de energía renovable.....	15
1.3. Definición y delimitación de barreras no económicas	16
1.4. Tipos de barreras no económicas	17
1.5. Barreras no económicas en proyectos solares fotovoltaicos	19
1.6. Evaluación social de proyectos energéticos	23
1.7. Externalidades y costos sociales	24
1.8. Experiencia internacional	24
1.9. Brecha de conocimiento y aporte esperado.....	25
2. SISTEMATIZACIÓN DE BARRERAS NO ECONÓMICAS.....	26
2.1. Marco regulatorio y contexto chileno.....	26
2.2. Diferenciación entre barreras económicas y barreras no económicas....	27
2.3. Criterios de sistematización	28
2.4. Categorías y definición de barreras no económicas	29
2.5. Impactos de barreras no económicas según categoría.....	31
2.6. Barreras por fase del ciclo de vida de proyectos solares fotovoltaicos ...	33
2.7. Indicadores relevantes	35
3. PROCEDIMIENTO DE VALORIZACIÓN ECONÓMICA.....	37
3.1. Adaptación metodológica SNI a contexto privado.....	38
3.2. Paso a paso propuesto	40
4. CUANTIFICACION DE LOS COSTOS/BENEFICIOS DE LAS BARRERAS NO ECONÓMICAS.....	51
4.1. Selección del caso de estudio.....	51

4.2.	Construcción de escenarios de análisis	54
4.3.	Resultados de la cuantificación por escenario	57
4.4.	Análisis e interpretación de resultados.....	60
4.5.	Observaciones metodológicas	75
4.6.	Recomendaciones	76
CONCLUSIONES.....		78
BIBLIOGRAFÍA		81
Anexo 1 Metodología		84
Anexo 2 Carta Gannt		85
Anexo 3 Proyectos revisados en el SEIA.....		86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Categorías y definiciones de barreras no económicas	30
Tabla 2	Impactos sociales de barreras no económicas	31
Tabla 3	Barreras no económicas por fase del proyecto.....	34
Tabla 4	Indicadores según categoría.....	36
Tabla 5	Resumen de clasificación de Barreras no económicas.....	40
Tabla 6	Precios sociales	43
Tabla 7	Resultados escenario S0	57
Tabla 8	Resultados escenario S1	58
Tabla 9	Resultados escenario S2	59
Tabla 10	Componente energético.....	60
Tabla 11	Análisis Curtailment.....	64
Tabla 12	Sensibilidad Costo Social	64
Tabla 13	Proyección del componente climático según escenario S2	65
Tabla 14	Costo Institucional.....	67
Tabla 15	Coste Beneficio de Empleo en Valor Presente (CBE(VP))	68
Tabla 16	Indicadores por escenario.....	71
Tabla 17	Componentes de Costo Social por escenarios	72
Tabla 18	Comparación de Inversión y Pérdidas de bienestar social	73

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1	Generación Eléctrica por tipo de fuente [TWh]	14
Ilustración 2	Esquema normativo multidimensional.....	26
Ilustración 3	Adaptación Metodológica	38
Ilustración 4	Localización del Proyecto	52

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 MWh Postergados por Escenario	61
Gráfico 2 Costos por t/CO ₂ eq	63
Gráfico 3 Sensibilidad Costo Social	65
Gráfico 4 Composición del Costo Social por escenario.....	72

RESUMEN

La presente tesina, aborda la problemática de las barreras no económicas que condicionan el desarrollo de proyectos de generación solar fotovoltaica en el norte de Chile, evaluando sus efectos desde la perspectiva costo-beneficio social.

Esta investigación se enmarca en el contexto de transición energética de Chile, caracterizado por un crecimiento acelerado de la capacidad renovable instalada, que alcanzó aproximadamente un 63% de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional a fines de 2024 (CEN,2024), la tendencia preocupante del aumento de plazos de tramitación de proyectos energéticos, configurando un diagnóstico de ineficiencia regulatoria que motivó la promulgación de la Ley N°21770/2025 LMAS, y la necesidad de continuar con reformas para agilizar los procesos de tramitación.

El objetivo general de la Tesina es desarrollar y aplicar un marco metodológico para la evaluación del costo-beneficio social de las barreras no económicas en proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile, considerando la metodología del Sistema Nacional de Inversiones (SNI). Los objetivos específicos comprenden la sistematización del marco regulatorio, conceptual e institucional con la identificación de barreras específicas, la propuesta de un procedimiento de valoración económica, cuantificación de costos y beneficios sociales mediante escenarios y la formulación de recomendaciones.

Desde el punto de vista metodológico, el enfoque es mixto, descriptivo y analítico que combina una revisión documental y normativa para identificar barreras (cualitativo) y la elaboración de escenarios comparativos (cuantitativo). Lo anterior mediante fuentes primarias y literatura especializada.

Del análisis conceptual, podemos indicar que se distingue expresamente las barreras económicas de las barreras no económicas, estas últimas definida junto con sus respectivas restricciones indicadas en un origen no de precio. En función de lo anterior se establecen 6 categorías: regulatorias y de permisos, institucionales y de coordinación administrativa, sociales, comunitarias e indígenas, territoriales y de localización, acceso a servidumbre e infraestructura habilitante, e información, capacidades y gobernanza.

Dentro de los elementos esenciales está la distinción de las barreras que generan pérdidas de bienestar social de aquellas que pueden generar valor social. Esta mirada es un aporte diferenciador respecto de enfoques previos que se centraban en el análisis de estas barreras exclusivamente como costos adicionales para la inversión privada.

GLOSARIO

ACB	Análisis Costo-Beneficio	ICTG	Informe de Costos de Tecnologías de Generación
ACERA	Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento	IEA	<i>International Energy Agency</i>
ADENDA	Respuesta de titular a ICSARA	IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>	LMAS	Ley Marco de Permisos Sectoriales
CAPEX	Costo de Inversión Inicial	MEE	Magíster de Economía Energética
CBE	Costo Beneficio Social del Empleo	MMA	Ministerio de Medio Ambiente
CBE (VP)	Costo Beneficio Social del Empleo en Valor Presente	MOC	Mano de Obra Calificada
CBET	Costo Beneficio Social Total de Empleo por fase	MONC	Mano de Obra No Calificada
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional	MOSC	Mano de Obra Semi Calificada
CEP	Costo de Emisiones Postergadas	MW	Megawatt
CJ	Costo de Judicialización	MWh	Megawatt-hora
CMN	Consejo de Monumentos Nacionales	NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
CNE	Comisión Nacional de Energía	OAECA	Organismo de la Administración del Estado con Competencia Ambiental
CO	Costo de Oportunidad (inversionista)	OIT	Organización Internacional del Trabajo
COS	Costo de Oportunidad Social	OPEX	Costos de Operación y Mantenimiento
CR	Costo de Rediseño	PAC	Participación Ambiental Ciudadana
CRM	Costo de Rediseño con Modificación	PAS	Permiso Ambiental Sectorial
CSH	Costo Social por Hora	PCT	Participación Ciudadana Temprana
CSO	Costo Social de Organismos intevinientes (OAECAS)	PI	Potencia Instalada
CSP	Costo Social Postergado	PSC	Precio Social del Carbono

CSP (TR)	Costo Social en tiempo de retraso	PSD	Precio Social de la Divisa
CSP (VP)	Costo Social Postergado en Valor Presente	PSE	Precio Social de la Energía
CST	Costo Social de Tramitación	PSMO	Precio Social de la Mano de Obra
Curtailment	Vertimiento de energía renovable	RCA	Resolución de Calificación Ambiental
DIA	Declaración de Impacto Ambiental	SAG	Servicio Agrícola y Ganadero
DIPRES	Dirección de Presupuestos del Ministerio de Hacienda	SEA	Servicio de Evaluación Ambiental
EIA	Estudio de Impacto Ambiental	SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustible
ER	Energía Renovable	SEIA	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental
FCSMO	Factor de Correlación Social de la Mano de Obra	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
FE	Factor de Emisión	SMA	Superintendencia del Medio Ambiente
FP	Factor de Planta	SNI	Sistema Nacional de Inversiones
FV	Fotovoltaico/a	SOFOF A	Sociedad de Fomento Fabril
GEI	Gases de Efecto Invernadero	TJ	Tiempo Judicialización
GHPPI	Grupos Humanos Pertenecientes a Pueblos Indígenas	TR	Tiempo de Retraso
HH	Hora Hombre	TSD	Tasa Social de Descuento
HmesE	Hora mes de Energía	tCO2eq	Toneladas dióxido de carbono equivalente
HmesL	Hora mes Laboral	TWh	Dólar estadounidense
ICE	Informe Consolidado de Evaluación	VAN	Valor Actual Neto
ICSARA	Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones	VP	Valor Presente

INTRODUCCIÓN

Chile se ha posicionado como uno de los países líderes en la transición de energías renovables, impulsando una transformación sustantiva de la matriz eléctrica nacional, esto en el marco de los compromisos nacionales e internacionales asociados a Cambio Climático y Carbono neutralidad 2050. Este proceso se encuentra enmarcado en la Política Energética Nacional “Energía 2050”, la cual tiene como base la seguridad y calidad del suministro, identifica a la energía como motor de desarrollo, señala la necesidad de la compatibilidad ambiental y la eficiencia, promoviendo un sistema energético confiable, competitivo y sostenible (Ministerio de Energía). En este contexto, el aumento sostenido de generación renovable, en particular solar fotovoltaica y eólica, han configurado un sistema eléctrico donde las fuentes renovables son cerca del 63% de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional, esto a fines del año 2024. (Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2024).

El norte de Chile concentra las condiciones de radiación solar más importantes a nivel mundial, configurándose como un polo de desarrollo para la energía solar fotovoltaica a gran escala, planteando desafíos respecto de la flexibilidad del sistema, la expansión de la transmisión y desarrollo de soluciones de almacenamiento en particular en las regiones de Tarapacá, Antofagasta y Atacama (Ministerio de Energía, 2023).

No obstante, este crecimiento acelerado de proyectos de energías renovable ha dejado en evidencia la existencia de desafíos estructurales que van más allá de la disponibilidad del recurso natural o la competitividad de los costos de tecnologías, demostrando la existencia de factores no económicos que condicionan, retrasan o incluso inviabilizan proyectos de inversión. A nivel internacional, organismos como la Agencia Internacional de Energía y la Agencia Internacional de Energías Renovables han advertido que los procesos administrativos extensos, los obstáculos regulatorios y la aceptación social, son elementos que demoran el desarrollo de las energías renovables (ER). La literatura especializada conceptualiza estos fenómenos como “Barreras No Económicas”, consideradas como un conjunto heterogéneo de impedimentos del tipo regulatorio, institucional, social, territorial, ambiental y cultural que afectan la viabilidad de los proyectos de inversión, incluso cuando estamos frente a condiciones económicas favorables (Painuly, 2001; IEA, 2011). En comparación con las barreras económicas típicas, que se vinculan principalmente con los costos de inversión, acceso al financiamiento, rentabilidad esperada, costos de tecnología, entre otros, las barreras no económicas operan mediante mecanismos más complejos, donde su valoración

requiere marcos conceptuales que sean capaces de identificar los efectos sobre el bienestar social.

Si analizamos el caso chileno, podremos ver que existe un aumento sostenido de los plazos de tramitación de proyectos energéticos, donde los tiempos promedio de evaluación ambiental, tanto para Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA), como para Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), han superado incluso hasta en 700 días, demorando aproximadamente cuatro veces más que en el año 2008, reflejando una acumulación de ineficiencias regulatorias¹ (SEA, 2024; SOFOFA, 2025). Estos retrasos no responden a un factor único, más bien a la interacción de múltiples barreras no económicas, entre las que se encuentran la deficiente coordinación entre organismos públicos, incertidumbre en la aplicación de normativa ambiental y procesos de participación ciudadana, conflictos en el uso del territorio y patrimonio cultural, la asimetría de información entre titulares de proyectos y actores locales, entre otros aspectos. Este escenario, generó un impulso reciente para una Reforma de Permisos Sectoriales por parte del Ministerio de Economía, que en cierta medida reconoce los costos a la inversión y costos sociales asociados a la extensión de los plazos de tramitación, buscando reducirlos sin debilitar los estándares de protección medioambiental.

La evaluación de proyectos en general ha abordado las barreras no económicas desde la perspectiva que afecta para el inversionista, sin considerar el impacto que puede tener sobre el bienestar social. Es importante destacar que no todas las exigencias regulatorias, ambientales o comunitarias significan obstáculos negativos o ineficientes para el desarrollo de proyectos. Por el contrario, muchas veces estas barreras contribuyen a la reducción de las externalidades negativas, a la protección de los ecosistemas sensibles, a dar garantías territoriales a las comunidades y en general al desarrollo energético sostenible. En este contexto es necesario distinguir cuando las barreras generan pérdida de bienestar social y cuándo aportan valor social.

En este contexto, la evaluación costo-beneficio social (ACB Social) se presenta como un enfoque metodológico idóneo para abordar la complejidad de las barreras no económicas, permitiendo sistematizar los efectos sobre la sociedad, incluso aquellos que no son internalizados por los mercados. En Chile, el Sistema Nacional de Inversiones, del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, es la principal institución para la evaluación social de proyectos, estableciendo los precios sociales, tasas de descuento social y los lineamientos sectoriales. Sin embargo, la aplicación de esta valoración de barreras no económicas en proyectos solares fotovoltaicos no ha sido muy explorada.

¹ Artículo: Tiempo de tramitación, 23 de junio de 2025, Prisma SOFOFA.

La elección del norte de Chile como zona de análisis se sustenta en diversos factores, ya sea por su complejidad social y ambiental al tener comunidades indígenas, sitios de patrimonio arqueológico y cultural, ser la zona con mayor concentración de proyectos solares fotovoltaicos en tramitación y operación así como también con una cantidad importante de reclamaciones ante el Primer Tribunal Ambiental de Antofagasta, lo que da cuenta de la presencia de barreras no económicas sociales, ambientales y territoriales en la zona. En este contexto, el análisis de las barreras no económicas desde una mirada de evaluación social resulta ser un aporte para avanzar hacia modelos energéticos sostenibles y en línea con los compromisos ambientales y climáticos del país.

OBJETIVOS

Objetivo general

Desarrollar y aplicar un marco metodológico para la evaluación del costo-beneficio social de las barreras no económicas en proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile, considerando la metodología de evaluación social del Sistema Nacional de Inversiones, que permita cuantificar sus costos y beneficios sociales y formular recomendaciones para el desarrollo de proyectos solares.

Objetivos específicos

1. Sistematizar el marco regulatorio, conceptual e institucional aplicable al desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile, identificado las dimensiones generales de las barreras no económicas y su incidencia en las distintas etapas del ciclo del proyecto.
2. Construir una taxonomía de las barreras no económicas específica para los proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile diferenciando el tipo de barreras, mecanismos de incidencia, beneficios sociales y sus efectos (plazos, viabilidad diseño, otros) mediante el análisis de expedientes en el SEIA u otros mecanismos.
3. Proponer un procedimiento de valoración económica de los costos y beneficios sociales de las barreras no económicas identificadas, que sea compatible con los criterios metodológicos del Sistema Nacional de Inversiones de Chile y que especifique el método de estimación considerado.
4. Cuantificar los costos y beneficios sociales de las principales barreras no económicas identificadas, mediante la elaboración de escenarios comparativos de tramitación con distintos perfiles de barreras (escenario base, escenario intermedio, escenario severo).
5. Realizar un análisis e interpretación de los resultados, identificando los principales componentes, barreras e implicancias para la gestión de proyectos.

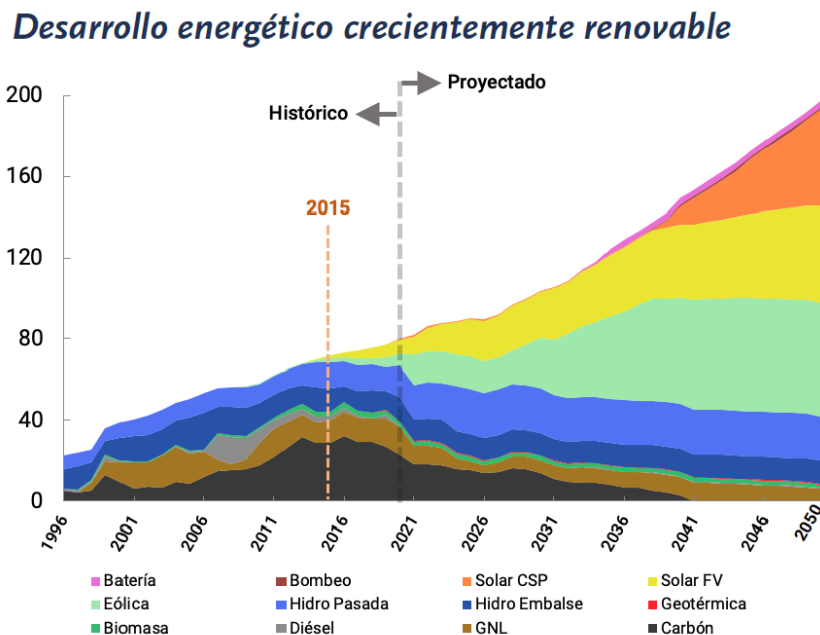
1. ESTADO DEL ARTE

1.1. Transición Energética y relevancia de la energía solar fotovoltaica

La transición energética en Chile es un proceso clave y estratégico para enfrentar la crisis climática, reducir las emisiones y avanzar a una matriz renovable, resiliente y eficiente. La política energética nacional reconoce que la transición energética constituye una realidad global marcada por el crecimiento de las energías limpias y que, en el caso chileno, el sector de la energía concentra el 77% de las emisiones de gases de efecto invernadero del país.

En este contexto, la energía solar fotovoltaica cumple un rol relevante dada las ventajas competitivas de nuestro país, en particular en el norte de Chile. Actualmente existe un despliegue importante de energías renovables, en particular, solar y eólico, y en particular el norte del país se ha consolidado como el principal polo de desarrollo solar (CEN). Esta ventaja natural estaba ya reflejada según el Sistema Eléctrico Nacional a marzo de 2025 donde la capacidad instalada de tecnología solar alcanzaba 11.554,3 MW a nivel nacional. Asimismo, las regiones de Antofagasta y Atacama concentraban 10.222 MW y 5.567 MW de capacidad instalada, respectivamente.

Ilustración 1 Generación Eléctrica por tipo de fuente [TWh]



Fuente: Política Energética Nacional, Actualización 2022.

Sin embargo, el crecimiento acelerado de la energía solar fotovoltaica también ha evidenciado nuevos desafíos técnicos, territoriales e institucionales, mandatados por los vertimientos de energía renovable, la necesidad de ampliar la transmisión y la incorporación de sistemas de almacenamiento. La hoja de ruta de la IEA refuerza este diagnóstico al señalar que la transición exitosa en Chile depende, entre otros factores, del desarrollo de redes resilientes es por ello, que no puede analizarse únicamente desde su aporte a la descarbonización, si no también desde los nuevos requerimientos que surgen en materia de medio ambiente, social, institucional, usos del territorio entre otros.

1.2. Barreras en el desarrollo de proyectos de energía renovable

En la literatura especializada sobre energías renovables, es posible distinguir, entre las barreras económicas y las barreras no económicas. Las barreras económicas se concentran principalmente en los costos de inversión, acceso al financiamiento, rentabilidad del proyecto, competitividad de las tecnologías y precio frente a proyectos no renovables. Las barreras no económicas, en cambio, consideran un conjunto más heterogéneo de obstáculos de carácter regulatorio, social, territorial, ambiental, institucional, cultural, entre otros, que pueden afectar la viabilidad de los proyectos, localización, diseño y cronograma de operación de los proyectos, aun cuando las condiciones económicas resulten favorables. (Painuly, 2001; IEA, 2011). Si miramos el caso chileno, el análisis de las barreras para los proyectos de energía renovable, podemos ver que estas no se concentran en una sola etapa del proyecto, si no que se distribuyen a lo largo de todo el ciclo de vida de éste. En particular podemos indicar que el análisis sobre barreras en energía renovable es útil para demostrar que estos obstáculos no son aislados, sino acumulativos, ya que producen efectos concretos en el desarrollo de proyectos mediante retrasos, costos, incertidumbre e incluso postergación de proyectos.

Existen diversos autores (Ej. Reddy & Painuly, 2004), que han contribuido en la sistematización de estas barreras mediante analíticas que permiten diferenciar entre obstáculos de carácter más estructural, como lo regulatorio o capacidad institucional, de aquellos más circunstancial, como la resistencia social, usos del territorio, permitiendo identificar instrumentos específicos y diferenciados entre barreras.

Diversos análisis internacionales, han demostrado que el desarrollo de energía renovable no depende solo del CAPEX u OPEX, los estudios de National Renewable Energy Laboratory (NREL) han señalado la importancia que tienen las barreras no técnicas o no económicas respecto de dichos proyectos, en esta misma

línea la Internacional Energy Agency (IEA) ha destacado que el crecimiento acelerado de energía solar a nivel mundial está fuertemente favorecido por una aceptación social. Por lo tanto, la transición energética no solo debe ser entendida como procesos de recambio tecnológico, si se analiza desde la mirada social de la energía, se entiende que la generación, distribución y uso de la energía están ligados a dinámicas sociales, políticas, territoriales y culturales, por lo que la implementación de infraestructura de energía no solo es un movilizador de inversión sino también de expectativas, disputas territoriales, entre otros.

En Chile la dimensión social y territorial ha sido bastante visible, demostrando que el desarrollo energético no es una materia técnica sino que de interés público, donde los proyectos son discutidos por actores territoriales que cuestionan y analizan no solo los impactos directos, sino también los procesos de planificación y ejecución.

La implementación de políticas ambientales no debe entenderse automáticamente como barreras negativas, si bien pueden afectar las estructuras de costos, plazos y requerimientos adicionales, también pueden generar beneficios sociales al prevenir impactos ambientales, mejorar la localización de proyectos, reducir conflictos con comunidades y en consecuencia mejorar su aceptabilidad social.

1.3. Definición y delimitación de barreras no económicas

Entenderemos por las barreras no económicas, como un conjunto de restricciones, o condiciones, que afectan el desarrollo de un proyecto de inversión, que no necesariamente tiene origen inmediato en los costos directos de un proyecto de inversión (CAPEX, OPEX, Precio de la energía, acceso al financiamiento, tasa, otros), sino más bien, en factores del tipo regulatorio, institucionales, sociales, territoriales, ambientales de información, de coordinación y de acceso a infraestructura habilitante y que impactan directamente a los proyectos generando retrasos, rediseños, limitaciones, relocalizaciones, o incluso impiden la materialización de los proyectos de energía solar fotovoltaica, aun cuando sean técnica y económicamente viables. Se distinguen de las barreras económicas, porque pueden impedir la ejecución del proyecto aun cuando existe disposición de inversión, por lo que condicionantes que impactan la viabilidad efectiva, el proceso de avance y su operación.

Aplicado a proyectos solares fotovoltaicos, la definición antes indicada considera la planta generadora y sus obras asociadas, líneas, subestaciones, servidumbres, sistemas de almacenamiento, caminos, y demás componentes necesarios para la conexión y operación, sus respectivas tramitaciones ambientales y sectoriales. Esto

debido a que las barreras no económicas operan a lo largo del ciclo de vida de los proyectos y se manifiestan principalmente en plazos, localización, conexión, territorio, coordinaciones más que en el costo de tecnología.

Desde la mirada de evaluación social, las barreras no económicas son relevantes ya que intervienen en el tiempo en que los beneficios sociales esperados se materializan, afectan las externalidades y significan en algunos casos uso adicionales de recursos públicos y privados e incrementan la incertidumbre sobre los resultados de proyectos. Se debe considerar que la transición energética no solo es un proceso de cambios de tecnología, también es un proceso de transformación social, por lo que no solo se debe limitar a la evaluación de costos para el inversionista, también, debe considerar los efectos sociales.

1.4. Tipos de barreras no económicas

Las barreras no económicas pueden clasificarse en distintas categorías, sin embargo, estas categorías no son excluyentes, ya que la literatura especializada nos muestra que muchas barreras se interrelacionan y pueden operar de forma conjunta. En este contexto, la IEA distingue entre barreras regulatorias, administrativa, de infraestructura, de aceptación, ambientales, entre otras.

Entre las principales categorías de barreras no económicas podemos distinguir:

i. **Barreras regulatorias e institucionales.**

Comprenden la ausencia o insuficiencia de marcos normativos habilitantes, falta de certeza jurídica, falta de claridad en procesos administrativos, débil coordinación entre organismos del Estado, entre otros. La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) ha documentado cómo la burocracia, que se hace cada vez más compleja, incrementa significativamente los tiempos y costos en la tramitación de proyectos, incluso cuando existen desafíos de transición energética. (IRENA, 2017;2021). Para el caso chileno, este tipo de barreras se refleja en la falta de claridad normativa, instituciones con capacidades desiguales para evaluar proyectos, no se limita solo a la falta de regulación, también a su diseño, coherencia y efectividad.

ii. **Barreras sociales y comunitarias.**

Hacen referencia a la oposición, desconfianza o rechazo que pueden generar los proyectos energéticos en las comunidades locales, pueblos indígenas y la sociedad en general. El concepto de aceptación social ha sido analizado en profundidad en la unión europea (Bell et al., 2005;

Wüstenhagen et al.,2007; Wolsinf, 2012), por ejemplo en sus proyectos eólicos, sin embargo, llevamos este análisis al contexto de proyectos solares en territorios como el Norte de Chile, debemos realizar adaptaciones conceptuales específicas para poder tener un correcto análisis, por lo que en nuestro país esta barrera se refleja en los procesos de participación ciudadana, biodiversidad, salud, calidad de vida, patrimonio cultural, entre otros factores locales, que dejan en evidencia que esta barrera se encuentra estrechamente relacionada al contexto local.

iii. **Barreras territoriales y ambientales**

Se vinculan con los conflictos por el uso de suelo, ecosistemas sensibles, impactos al patrimonio cultural y arqueológico, entre otros impactos ambientales, además de considerar la competencia con otras actividades productivas como por ejemplo la agricultura. En Chile, especialmente en el norte, existen preocupaciones significativas respecto a la biodiversidad, agua, calidad de vida, entre otros, que demuestra que el tema ambiental y territorial es solo el entorno de los proyectos, sino un componente relevante para su viabilidad.

iv. **Barreras administrativas y de permisos**

Asociadas principalmente a la tramitación de permisos sectoriales, concesiones de bienes nacionales, servidumbres, aprobaciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), entre otros, cuyos requerimientos y plazos terminan generando un “cuello de botella” para el cumplimiento del cronograma del proyecto. En el caso chileno, se identifica una cantidad significativo de permisos y autorizaciones, falta de plazos establecidos, heterogeneidad de criterios que hoy se traducen en la necesidad de una actualización normativa para simplificar los procesos de tramitación de proyectos de manera de no “estancar” la inversión.

v. **Barreras de información y capacidad**

Se relacionan principalmente con la asimetría de la información entre quienes desarrollan los proyectos (titulares), las comunidades y los organismos públicos, falta de catastros, datos de base, falta de capacidad técnica para evaluación y revisión de proyectos. En Chile, estas barreras se identifican en las distintas etapas de un proyecto, en particular se destaca la falta de transparencia en procesos de consulta y la debilidad en la comunicación, como elementos críticos para la aceptación social.

1.5. Barreras no económicas en proyectos solares fotovoltaicos

Las barreras no económicas en proyectos solares fotovoltaico no se presentan de forma aislada, más bien son un conjunto que van desde restricciones regulatorias, institucionales, territoriales, ambientales, entre otras que influyen en la tramitación del proyecto. A continuación se presenta un detalle de las barreras identificadas en tramitación de proyectos solares fotovoltaicos en Chile, (Anexo N°3):

1.5.1. Permisos ambientales y sectoriales

Los procesos de obtención de permisos, en general, constituyen una de las barreras no económicas más documentadas y revisadas, sobre todo estos últimos años en nuestro país. Adicionalmente, pueden ser categorizadas como regulatorias, institucionales y administrativas. En Chile, el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), administrado por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y regulado por la Ley N°19.300 Bases Generales de Medioambiente y su reglamento, establece los lineamientos en materia de permisos ambientales para los proyectos de energía y en particular para los proyectos solares fotovoltaicos, donde las centrales de generación que superan los 3 MW deben someterse al SEIA, adicionalmente se establecen los requisitos que en función de las características del proyecto y sus impactos sobre la salud, recursos naturales, u otros pueden derivar en la elaboración de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Es importante destacar que en la práctica la gran mayoría de los proyectos solares fotovoltaicos ingresan por DIA, mientras que en menor proporción ingresan por EIA.

Distintos informes del Ministerio de Energía, consultoras especializadas como SysteP, Valgesta² y gremios como la Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA), han identificado que los plazos efectivos de tramitación superan con frecuencia los plazos legales establecidos, generando costos financieros y de oportunidad. En particular la SOFOFA en sus artículos han documentado el aumento significativo y sostenido en los tiempos de tramitación, en particular, si analizamos los plazos promedio de Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) cuyo incremento va de 230 días a 400 días, mientras que los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de 355 a 1175 días (SOFOFA, 2025³ y data disponible SEIA). Lo que se traduce en inversiones que no se ejecutan en los tiempos esperados, generando un efecto en el costo beneficio social de este tipo de proyectos. Adicionalmente, en Chile,

² Boletín Informativo Año 14 N°5 Abril 2025.

³ <https://prisma.sofofa.cl/articulos/tiempo-tramitacion> Tiempo de tramitación 23 de junio de 2025.

diversos proyectos han presentado retrasos significativos respecto de la gestión de hallazgos arqueológicos y patrimonio cultural en el marco de la Ley de Monumentos Nacionales, esto debido a hallazgos fortuitos, procesos de aprobación de planes por parte del Consejo de Monumentos Nacionales (CMN), paralización de obras, entre otros.

Dada la situación antes indicada, es que el Ministerio de Economía, impulsó la Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales (LMAS) la cual fue promulgada en julio de 2025, Ley que busca reducir entre un 30% y un 70% los tiempos de tramitación, mediante diversas líneas de acción, como la digitalización de los procesos, ventanilla única para la tramitación de permisos, uso de principios como proporcionalidad, indicando que se mantendrán los estándares ambientales sin perder el foco en los objetos de protección ambiental. Esta Ley responde a un diagnóstico asociado a la “Permisología” que en el último tiempo ha sido señalada como una barrera estructural para el desarrollo de proyectos.

1.5.2. Relación con comunidades locales e indígenas

El relacionamiento con comunidades locales e indígenas constituye una de las barreras no económicas más relevantes y complejas en el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en el norte de Chile. Esto debido a que existen diversos planos jurídicos nacionales e internacionales, dinámicas sociales, culturales y territoriales propias de los pueblos originarios y/o comunidades locales en el territorio, dimensiones que no se reducen a los procesos formales de tramitaciones de permisos. Adicionalmente, pueden categorizarse como barreras sociales, comunitaria, territorial e institucional. Estudios de impacto social de proyectos solares en Chile, muestran que la aceptación social de proyectos se encuentra condicionada por más de 10 temáticas de preocupación ciudadana, entre las que destacan: biodiversidad, salud, calidad de vida, patrimonio cultural, compensación comunitaria, agua, entre otros, considerando que en el norte de Chile se concentran los proyectos de gran escala.

Si miramos el derecho internacional, nos encontramos con el fundamento normativo correspondiente al Convenio N°169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)⁴ sobre Pueblos Indígenas y Tribales, adoptad en 1989 y ratificado por Chile

⁴ Desde el 15 de septiembre de 2009 este convenio forma parte de la legislación chilena. Se aplica a los pueblos indígenas y tribales en países independientes, cuyas condiciones sociales, culturales y económicas les distingan de otros sectores de la colectividad nacional y que estén regidos, total o parcialmente, por sus propias costumbres o tradiciones o por una legislación especial. En el caso de los pueblos originarios de Chile. El convenio señala que se aplica a quienes descienden de poblaciones que habitaban en el país o en una región geográfica a la que pertenece el país en la época de la conquista o la colonización o del establecimiento de las actuales fronteras estatales.

mediante el Decreto N°236/2008. El convenio exige que los pueblos indígena y tribales sean consultados sobre los asuntos que les afectan, y que puedan participar de manera libre, previa e informada en los procesos de políticas y desarrollo que les conciernan. Es un mandato de carácter vinculante para Chile y su incumplimiento es una fuente directa de conflictos jurídicos y sociales con impacto directo a plazos y viabilidad de proyectos.

Si miramos el marco regulatorio en Chile, el DS. N°40/2012 del Ministerio de Medioambiente, que establece en su artículo 85 el deber del SEA de desarrollar un proceso de consulta indígena cuando el proyecto genere efecto sobre grupos humanos pertenecientes a pueblos indígenas, en los términos del artículo 11 de la Ley N°19.300 BGMA.

Adicionalmente, existe un proceso de participación ciudadana dentro de los procesos de evaluación ambiental, que permite a las comunidades informarse y opinen de forma responsable acerca de los proyectos o actividades, y a su vez tener respuesta fundada de sus observaciones. Proceso que puede llevarse a cabo mediante una Participación Ciudadana Temprana (PCT) organizada por los titulares de proyectos o mediante la Participación Ciudadana reglada durante el proceso de tramitación de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Estudio de Impacto Ambiental (EIA), lo que será voluntario u “obligatorio” según corresponda.

La conflictividad entre proyectos solares fotovoltaicos y comunidades en el norte de Chile está documentada en casos concretos ante el SEA y Tribunales ambientales⁵. Donde se genera un patrón recurrente respecto de si el proceso de consulta es o no genuino, oportuno y apropiado.

1.5.3. Conflictos territoriales y uso de suelo

Los conflictos territoriales y de uso de suelo corresponden a una barrera de tipo territorial, ambiental e institucional. En particular, el Norte de Chile presenta una superposición compleja en materia de uso del territorio, es una zona con áreas protegidas, santuarios de la naturaleza, presenta sitios de interés científico, tierras indígenas, concesiones mineras, zonas de reserva turística, todas estas en espacios donde se encuentra el recurso solar más abundante del planeta.

En Chile, la ausencia y/o deficiencia de instrumentos de planificación territorial, y la diversidad de competencias en esta materia entre el Ministerio de Bienes

⁵ Ejemplo: Caso de Comunidad Indígena Colla Sol Naciente de Pastos Grandes y proyecto “Central Fotovoltaica Inca de Varas I.

Nacionales, el SAG, la CONAF, el SERNAGEOMIN, entre otros, generan una incertidumbre regulatoria a la inversión.

La dimensión de territorio no es solo el espacio físico donde se emplaza el proyecto, no es solo disponibilidad de suelo, debe analizarse desde la compatibilidad de la localización con la dinámica del territorio. Adicionalmente, en este sentido, mucho de los proyectos presentan inconvenientes territoriales dado que no existe una distribución equitativa entre beneficios globales (infraestructura que aporta a todo el país) y las carga locales (quienes reciben los impactos directos del proyecto).

1.5.4. Acceso a servidumbres y conexión a la red

La obtención de servidumbres de paso en terrenos fiscales o privados es una capa adicional de complejidad administrativa para los proyectos, especialmente cuando los trazados de líneas de transmisión atraviesan territorios indígenas o áreas protegidas, generando un desafío para lograr la conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Constituyen una barrera de carácter administrativo, regulatorio e institucional ya que condicionan la posibilidad que la energía generada llegue al sistema.

Esta barrera también resulta relevante para el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos a gran escala en el norte de Chile, donde la localización del recurso no siempre coincide con la localización de la demanda, por lo que la viabilidad del proyecto está dada por la conexión al sistema, considerando que no depende solo de la tecnología ni la inversión, si no de la posibilidad efectiva de tener el acceso a los trazados, obtener derechos sobre predios fiscales o privados y poder acceder a la infraestructura de transmisión con capacidad suficiente y la oportunidad de poder acceder en los tiempos planificados.

La literatura especializada, nos muestra que los procesos administrativos prolongados y los costos de conexión son una barrera para la expansión de proyectos solares, en los mejores escenarios los procesos de conexión pueden demorar meses aumentando la incertidumbre y desincentivando el desarrollo.

Estos procesos tienen su complejidad, dado que la obtención de servidumbres no son actos automáticos y tienen todo un procedimiento incluso con la formulación de observaciones u oposiciones respecto de la solicitud, por lo que incluso existiendo la viabilidad técnica y económica, esta barrera significa múltiples coordinaciones que pueden generar demoras significativas y alta incertidumbre para la programación del proyecto, proceso que además se complejiza cuando existen restricciones territoriales, ambientales o sociales.

1.6. Evaluación social de proyectos energéticos

El desarrollo de proyectos energéticos se encuentra apalancado por la Política Energética Nacional al 2050, la Ley Marco de Cambio Climático, el Plan de Descarbonización, entre otros instrumentos que relacionan el desarrollo de energías renovables con sostenibilidad, seguridad energética y descarbonización.

En los últimos años, la discusión sobre el desarrollo de proyectos de energía renovable se ha centrado en el análisis de los costos de la tecnología, los costos regulatorios, la competitividad de precios frente a energías no renovables, entre otros. Las barreras económicas y análisis de costos para las tecnologías de generación han sido abordados en cierta medida por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en sus Informes de Costos de Tecnologías de Generación (ICTG), sin embargo, no realizan un análisis más desagregado de la componente ambiental: costos ambientales, tiempos asociados al proceso de evaluación y cumplimiento post RCA y en general no se analizan las barreras no económicas, que pueden retrasar o encarecer un proyecto.

El análisis costo-beneficio social (ACB social) corresponde a una metodología en la evaluación de inversiones de carácter público, cuyo propósito es medir el bienestar neto que genera un proyecto para el conjunto de la sociedad, más allá de la rentabilidad. El ACB Social, metodología del Sistema Nacional de Inversiones (SNI) de Chile, considera los beneficios y costos sociales más allá de lo financiero. Sus fundamentos se basan en la economía del bienestar y en la teoría de las externalidades (Pigou, 1920; Arrow & Lind, 1970), el ACB Social identifica y valoriza los efectos relevantes para la sociedad, como la contaminación, efectos en la salud, mano de obras, entre otros. Este enfoque ha sido desarrollado y aplicado extensamente por organismos como el Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo y en Chile el Ministerio de Desarrollo Social y Familia.

El SNI entrega parámetros oficiales para la valoración mediante los precios sociales que son publicados anualmente, estos precios reflejan el costo de oportunidad económico de los recursos e impactos ambientales, garantizando que se considere la sostenibilidad a largo plazo.

En el contexto de proyectos de infraestructura energética, el ACB social busca incorporar todos los efectos relevantes de estos proyectos para la sociedad y en particular aquellos que no son captados de forma adecuada por el mercado. Existen algunos autores que han sistematizado criterios metodológicos del ACB a proyectos de gran escala (Boardman et al, 2011; Florio, 2014), que recomiendan utilizar precios sociales que reflejen el costo de oportunidad real para la sociedad.

1.7. Externalidades y costos sociales

Los proyectos de energías renovables generan externalidades positivas⁶, como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), diversificación de la matriz energética, creación de empleo local, entre otros. Sin embargo, también pueden generar externalidades negativas, territoriales, ambientales y sociales.

Para el caso de las barreras no económicas, el ACB social tiene el gran desafío metodológico de monetizar o cuantificar aquellos efectos que no siempre tienen precio en el mercado.

En la actualidad existen diversas aproximaciones para incorporar los costos sociales en la evaluación de proyectos, en particular en el sector energético. El ministerio de Desarrollo Social y Familia en Chile, cuya misión es contribuir al diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia de desarrollo social, evaluación de proyectos de inversión que soliciten financiamiento del Estado para determinar su rentabilidad social, entre otros aspectos⁷, es quien establece tasas de descuento social, valoraciones de externalidades, entre otros. Sin embargo, estos instrumentos se centran solo en proyectos que requieren financiamiento del Estado y tiene muy poca aplicación en proyectos solares fotovoltaicos. En general la literatura nos indica que no existe un único enfoque, más bien un conjunto de metodologías complementarias según el tipo de proyecto, la disponibilidad de datos y el objetivo de la evaluación.

1.8. Experiencia internacional

Si revisamos el plano internacional, existen países europeos que han avanzado significativamente en este tipo de análisis como lo son Alemania, España, y países nórdicos, quienes han identificado que la aceptación o rechazo de proyectos renovables depende de variables como la comunidad, sistemas de planificación territorial, la escala del proyecto, el valor ambiental del lugar donde se desarrollará el proyecto entre otros factores (Musall & Kuik, 2011; Pettersson et al., 2010;

⁶ Ejemplo de proyectos con externalidades positivas: Parque Eólico Horizonte (Antofagasta) con aporte al empleo local, evita 495.145 ton CO₂EQ al año. <https://www.colbun.cl/nuestras-energias/centrales-de-energia-renovable/centrales-eolicas/parque-eolico-horizonte>

Ejemplo de proyectos con externalidades negativas: Proyecto fotovoltaico Truca (Arica y Parinacota) 2024 SMA detiene la construcción por nidificación de la Golondrina de Mar Negra. <https://portal.sma.gob.cl/index.php/sma-ordena-detencion-de-la-construccion-del-proyecto-fotovoltaico-taruca-por-afectacion-a-la-golondrina-de-mar-negra/>

⁷ <https://www.midesof.gob.cl/ministerio/sobre-el-ministerio/nuestra-mision/>

Rodriguez-Segura et al., 2023). En el caso del Reino Unido, se investigó sobre proyectos eólicos offshore, obteniendo evidencia sobre el rol de los beneficios comunitario y mecanismos de compensación en la aceptación social de proyectos (Walker et al., 2014; Kerr et al., 2017). Adicionalmente en Australia se realizaron estudios sobre proyectos solares a gran escala (Riley et al., 2021; Zander et al., 2024) que presentan una oportunidad relevante respecto del caso del norte de Chile.

En el caso chileno, la Agenda de Energía y la Política energética 2050 del Ministerio de Energía consideran antecedentes institucionales relevantes en cuanto a la existencia de barreras que pueden limitar a las energías renovables (ER), en particular en materia de permisos, flexibilidad, entre otros. Adicionalmente, el Centro de Energía de la Universidad de Chile como lo es el caso del proyecto Ayllu Solar, han desarrollado el análisis de la dimensión territorial, comunitaria y sociotécnica del despliegue solar. Sin embargo, no configuran un análisis del tipo costo – beneficio social.

1.9. Brecha de conocimiento y aporte esperado

Del análisis de la literatura revisada podemos identificar que existen brechas respecto de análisis que integren la valoración social (ACB social) con la valoración de las barreras no económicas en proyectos FV, si bien ambos términos han sido abordados por separado, no se ha desarrollado un análisis específico para el caso en Chile.

Dentro de las limitaciones que se pueden identificar en este análisis, es que gran parte de la literatura disponible sobre barreras no económicas utilizan enfoques principalmente cualitativos o descriptivos, no llegando siempre a una cuantificación económica. La mayor parte de la evidencia identificada se centra en contextos europeos o australianos principalmente, por lo que hacer el traslado directo a casos en Chile requiere de una adaptación metodológica específica y cuidadosa que considere las especificidades de nuestro país.

Frente a estas brechas, se propone desarrollar un marco metodológico para la evaluación del costo-beneficio social de las barreras no económicas adaptado a las condiciones regulatorias, territoriales, sociales, ambientales en el norte de Chile.

2. SISTEMATIZACIÓN DE BARRERAS NO ECONÓMICAS

2.1. Marco regulatorio y contexto chileno

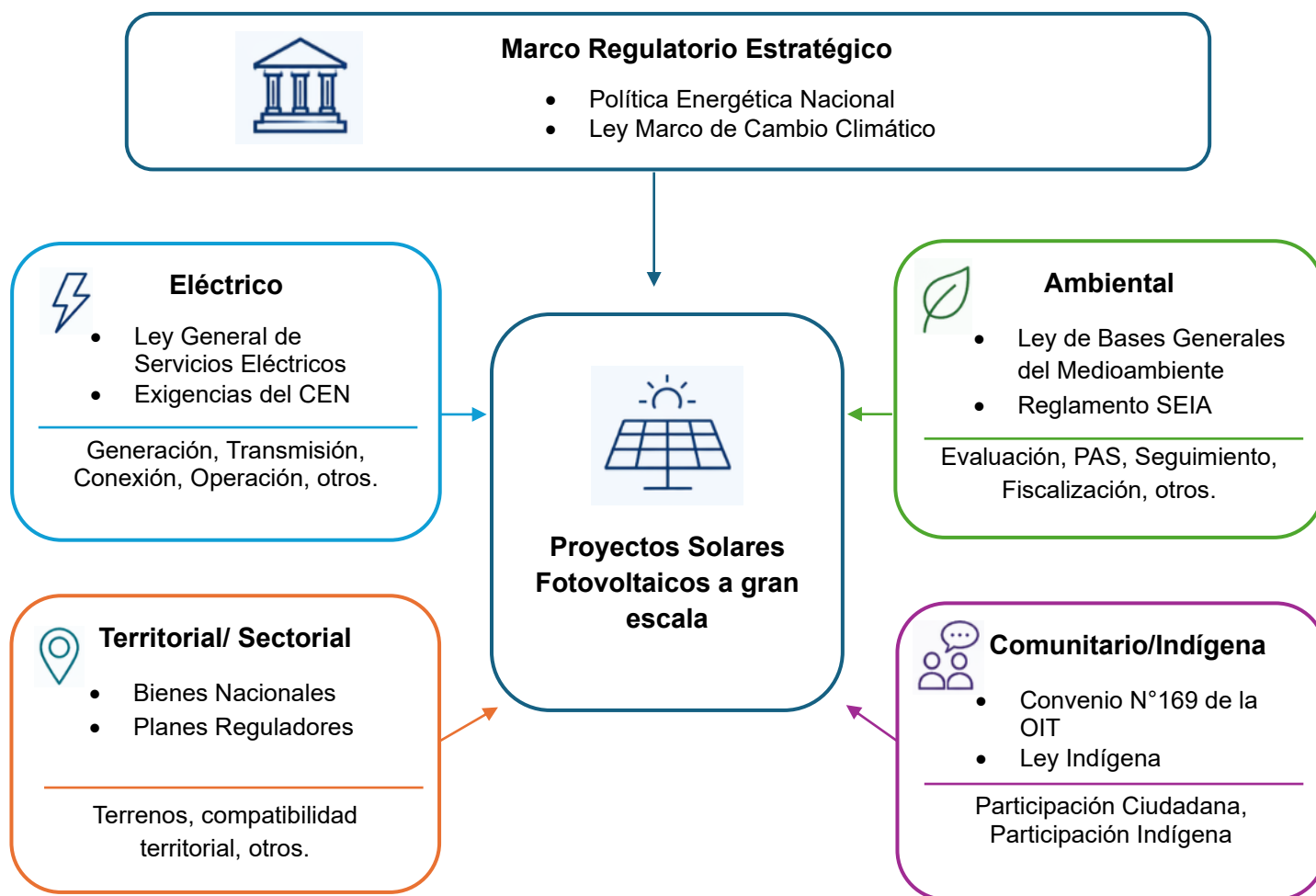
El marco regulatorio aplicable a proyectos solares fotovoltaicos a gran escala en Chile es de carácter multidimensional, esto debido a que considera normas del sector eléctrico, ambiental, territorial, entre otras. Esta característica multidimensional configura en sí una fuente primaria de barreras institucionales y de coordinación administrativa, que incide en el desarrollo de proyectos y que deben analizarse como exigencias generadoras de bienestar social y/o costo social.

Como base normativa se considera la Ley General de Servicios Eléctrico (DFL N°4), que regula la generación, transmisión, concesiones y servidumbres eléctricas, así como la operación del sistema y la conexión de nuevas instalaciones al SEN, se consideran también, los procedimientos y exigencias establecidas por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Desde el área ambiental, los proyectos deben ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) cuando sean centrales generadoras de energía mayores a 3 MW, y cuando consideren líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y subestaciones, esto en función de la Ley N°19.300 y su reglamento DS N°40, siendo este último el que detalla además, los Permisos Ambientales Sectoriales (PAS/ PAS mixtos), correspondientes a las autorizaciones o pronunciamientos de los Organismos de la Administración del Estado con Competencia Ambiental (OAECA).

Desde la mirada de la economía del bienestar, el marco normativo cumple un rol protección de externalidades ambientales y sociales (ej. prevención de impactos) y puede generar costos sociales adicionales (ej. descarbonización).

A continuación se presenta un esquema multidimensional aplicable a proyectos solares fotovoltaicos a gran escala.

Ilustración 2 Esquema normativo multidimensional



Fuente: elaboración propia

2.2. Diferenciación entre barreras económicas y barreras no económicas

Entenderemos por barreras económicas o financieras aquellas que surgen directamente de variables de precio o financiamiento ya sea el CAPEX, OPEX, tasas, acceso al financiamiento, precio de la energía, rentabilidad esperada, etc. En este caso, la dificultad es respecto de la estructura económica del proyecto.

Las barreras no económicas, en cambio, surgen de tiempos, permisos, aceptación social, ordenamiento territorial, disponibilidad de información, coordinaciones sectoriales, entre otros. Su importancia está en que pueden retrasar, encarecer, rediseñar o impedir un proyecto. Si bien muchas se traducen en efecto a los costos su origen no está en ellos.

Como criterio de distinción, debemos tener el siguiente razonamiento: si el problema del proyecto de inversión radica en el costo de la tecnología, la tasa de interés es

alta, no existe un financiamiento, estaremos hablando de una barrera económica, en cambio si el problema es la cantidad de observaciones en un expediente de evaluación ambiental, problemas con la localización del proyecto por parte de la comunidad, entonces, la barrera **no es económica**.

Es importante indicar que la clasificación de las barreras no económicas se hace en función de la causa inmediata que genera y no su consecuencia final.

En función de lo anterior, se establecen los siguientes criterios para establecer si las barreras son o no económicas:

- Origen no en el precio, no deriva directamente de costos de capital, tecnología o financiamiento.
- Trazabilidad, puede identificarse en documentos públicos, normativas, procesos reglados.
- Inciden en el ciclo del proyecto, afectan fases específicas.
- Relevancia para la evaluación social, modifican beneficios, procesos de costos, externalidades.

2.3. Criterios de sistematización

La sistematización propuesta considera la literatura especializada internacional y genera una adaptación al caso chileno, considera la distinción entre las barreras regulatorias, institucionales, sociales, territoriales y de acceso presente en diversos proyectos de energías solares fotovoltaicas ingresados al SEIA.

Para la sistematización se considera que las barreras no económicas se encuentran interrelacionadas a lo largo del ciclo de vida de los proyectos y considera 3 dimensiones:

- Categorías y definición de barreras no económicas
- Relevancia desde la evaluación social
- Indicadores observables que permitan identificarla

Adicionalmente, estas categorías, se dividen en dos criterios que permiten identificar las barreras según su efecto sobre el bienestar social:

- i. Barreras de protección: generadoras de valor social
- ii. Barreras de ineficiencia: generadoras de costo social

2.4. Categorías y definición de barreras no económicas

Las barreras no económicas serán clasificadas en 6 categorías, basados en la literatura especializada y adaptadas al contexto chileno, las que permiten ordenar analíticamente las principales barreras no económicas que inciden en los proyectos solares fotovoltaicos.

Adicionalmente, se han establecido una categorización particular basados en la generación de valor o costo social:

2.4.1. Barreras de protección (generadoras de valor social)

Aquellas exigencias regulatorias, institucionales o comunitarias, que tienen como propósito internalizar externalidades negativas ambientales y territoriales o sociales, que si no se abordan generan pérdidas del bienestar social. Estas barreras, si bien pueden incrementar los plazos o costos, generan beneficios sociales mayores al prevenir daños ambientales, reducir conflictos, mejorar la aceptación social, en general asegurar la sostenibilidad a largo plazo del proyecto. Este tipo de barrera será categorizado como “Categoría A”, agrega valor al proyecto y su costo es positivo.

2.4.2. Barreras de ineficiencia (generadoras de costo social)

Aquellas restricciones regulatorias institucionales, administrativas que generan retrasos, duplicidad de requerimientos, incertidumbre regulatoria, uso adicional de recursos sin generar beneficio social verificable, en particular derivan de la postergación de los beneficios energéticos, climáticos al retrasar la entrada en operación de proyectos, incertidumbre regulatoria, entre otros. Este tipo de barrera será categorizado como “Categoría B”, se traduce en un costo negativo para el proyecto.

2.4.3. Barreras Mixtas

Es importante señalar que pueden existir barreras que presenten ambas categorías ser de protección pero generar incertidumbre o con falta de metodologías claras, por ejemplo los procesos de participación ciudadana. Este tipo de barrera será categorizado como “Categoría C”, puede ser un costo positivo o negativo para el proyecto.

Tabla 1 Categorías y definiciones de barreras no económicas

Dimensión	Categoría	Definición
Regulatorias y de permisos	C	Restricciones derivadas del diseño, alcance o aplicación del marco normativo que regula los proyectos solares fotovoltaicos. Considera exigencias del SEA, permisos ambientales, sectoriales, modificaciones regulatorias, falta de certeza jurídica, entre otros.
Institucionales y de coordinación administrativa	B	Originadas debido a las debilidades en las capacidades estatales, criterios heterogéneos, tiempos de respuesta incierto, duplicidad de requerimientos, falta de coordinación entre organismos. No son la normativa directamente, más bien la forma en que las instituciones las interpretan y aplican.
Sociales, comunitarias e indígenas	C	Vinculadas con la aceptación social, participación ciudadana o consulta indígena, asociadas a la percepción de justicia, legitimidad y conflictividad social. Se consideran las observaciones ciudadanas, oposición local, demandas, entre otros.
Territoriales y de localización	A	Asociadas a la compatibilidad del proyecto con las características de la zona donde se emplaza, tales como la biodiversidad, patrimonio cultural, actividades productivas, culturales, entre otras. Considera además, la superposición de usos de suelo, sensibilidad de ecosistemas, entre otras asociadas al territorio.
Acceso a servidumbres e infraestructura habilitante	B	Restricciones no monetarias asociadas a la posibilidad efectiva de conectar el proyecto al sistema eléctrico y de desarrollar sus obras necesarias para que esto ocurra. Considera servidumbres de paso, líneas, subestaciones, condiciones de conexión, entre otros.
Información, capacidades y gobernanza	B	Barreras derivadas de la falta de información y/o asimetrías de información entre titulares, comunidades y organismos públicos, insuficiencia en capacidades técnicas y debilidad en general en mecanismos de gobernanza. Incluye información territorial, comprensión del proyecto, transparencia, capacidad de gestión y seguimiento.

Fuente: elaboración propia

2.5. Impactos de barreras no económicas según categoría

Las barreras no económicas no solo afectan la ejecución de los proyectos desde la mirada del inversionista, también afectan la oportunidad, distribución y magnitud de los beneficios sociales asociados a la transición energética. En este sentido los efectos de las barreras no solo los debemos entender como retrasos o sobre costos, también como una afectación que se traduce en más o menos costo y/o beneficio social, esto dependiendo si generan ineficiencias que podemos evitar o si corrigen externalidades.

En Chile, esta mirada es importante, dado que la Política energética de largo plazo, considera dentro de sus objetivos la sostenibilidad, la inclusión territorial, participación ciudadana, compatibilidad ambiental, entre otros.

A continuación se presentan los impactos sociales identificados según tipo de barrera no económica:

Tabla 2 Impactos sociales de barreras no económicas

Categoría	Impactos
Regulatorias y de permisos	1) Retrasan la entrada en operación, la ampliación de la matriz en energía renovable y emisiones evitadas, postergando los beneficios sociales esperados. 2) Obligan a gastar recursos (privados y públicos) reales en estudios, adendas y rediseños, lo que se traduce como una menor eficiencia en el proceso. 3) Pueden generar beneficios si evitan daños ambientales o territoriales mal internalizados por impactos mal evaluados, y mejorar las condiciones de ejecución del proyecto. Su efecto depende de si actúan como filtro de calidad o fuente de ineficiencia regulatoria.
Institucionales y de coordinación administrativa	1) Incrementan incertidumbre sobre plazos, decisiones y en consecuencia el desarrollo general del proyecto. 2) Pueden obligar a modificar la localización, trazado, tamaño del proyecto, medidas de mitigación, entre otros. 3) Pueden generar beneficios sociales cuando mejoran la participación, fortalecen la legitimidad, incorporan conocimiento, reducen las asimetrías, entre otros.

Sociales, comunitarias e indígenas	1) Generan costos de transacción, negociación, rediseño y eventualmente de litigación por la judicialización o paralización del proyecto. 2) Pueden obligar a modificar la localización, trazado, tamaño del proyecto, medidas de mitigación, entre otros. 3) Pueden generar beneficios sociales cuando mejoran la participación, fortalecen la legitimidad, incorporan conocimiento, reducen las asimetrías, entre otros.
Territoriales y de localización	1) Afectan directamente costos y beneficios del proyecto, pudiendo reducir o aumentar el bienestar territorial. 2) Pueden exigir cambios de cronograma, trazado, escala u otros para asegurar compatibilidad territorial, ya sea con ecosistemas sensibles, recursos hídricos, patrimonio cultural, entre otros. 3) Si no es gestionada de forma adecuada pueden intensificar los conflictos socioambientales y de justicia territorial.
Acceso a servidumbres e infraestructura habilitante	1) Reducen o postergan los beneficios energéticos y climáticos esperados del proyecto. 2) Obligan a usar más territorio y recursos para obras habilitantes, dado que se debe ejecutar infraestructura adicional, o ampliar los trazados. Esto genera un efecto sobre costos sociales y externalidades locales. 3) Pueden generar pérdidas de bienestar por vertimiento o por postergar el aprovechamiento del recurso renovable.
Información, capacidades y gobernanza	1) Aumentan las iteraciones, generan retrasos y reformulaciones por falta de información, asimetría entre actores o por debilidades técnicas en el diseño y evaluación del proyecto. 2) Elevan el riesgo de error de diseño, localización, subestimación de impactos y sobre o infra mitigación. 3) Debilitan la calidad de la decisión pública y privada, afectando la eficiencia, transparencia y legitimidad. 4) Cuando se fortalecen las capacidades y existe gobernanza colaborativa, se puede mejorar la gestión del proyecto.

Fuente: elaboración propia

En función de lo anterior, podemos indicar que los impactos sociales en las barreras no económicas no son exclusivamente negativos y tampoco homogéneos. Se debe distinguir en aquellas que reducen el bienestar social y de aquellas que contribuyen al proceso de transición energética más sostenible y legítimo.

2.6. Barreras por fase del ciclo de vida de proyectos solares fotovoltaicos

Los proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile no tienen fases especiales o diferenciadas, mantienen una secuencia general de cualquier proyecto de inversión. Sin embargo, al realizar un análisis mayor podemos indicar que existen etapas preliminares que tienen gran relevancia para el éxito del proyecto. La literatura nos muestra que las barreras no económicas se distribuyen a lo largo del ciclo de vida del proyecto, desde la pre-inversión hasta la operación y su manifestación varía según la etapa del proyecto, localización, entre otros. Es importante indicar, que las primeras etapas asociadas a la oportunidad, desarrollo y diseño del proyecto son críticas para asegurar el éxito del proyecto.

En función de lo anterior, se presenta un detalle de las fases consideradas para el efecto de la presente tesina:

- **Oportunidad o pre-inversión:** identificación inicial de la oportunidad de inversión, incluye el análisis de la disponibilidad del recurso, información base, análisis conceptuales, disponibilidad de terreno, revisión normativa y conceptual.
- **Desarrollo, diseño e ingeniería:** fase en la que se pasa de la idea preliminar al diseño técnico, layout, potencia, obras permanentes y temporales, entre otros. En esta etapa se realizan los diagnósticos necesarios para asegurar la viabilidad del proyecto.
- **Evaluación Ambiental y permisos sectoriales:** fase central en Chile, es evaluar si el proyecto ingresa mediante una DIA o un EIA, se desarrolla la evaluación ambiental y considera la descripción del proyecto, levantamiento de líneas base, identificación de impactos, participaciones ciudadanas, tramitación de permisos sectoriales entre otros.
- **Acceso a terrenos, concesiones, servidumbres y conexión:** normalmente es una dimensión que avanza en paralelo con la Evaluación Ambiental. Sin embargo es una etapa propia con su criticidad.
- **Construcción:** ejecución de las obras del proyecto, obras civiles, montaje de estructuras, permanentes y temporales, cumplimiento de exigencias ambientales y sectoriales.
- **Puesta en marcha y conexión:** puede ser considerada como una etapa dentro de la fase de construcción, etapa posterior o dentro de la etapa de operación, corresponde a un proceso de prueba, puesta en servicio y conexión efectiva al sistema. En particular, el CEN distingue entre proyectos en pruebas o puesta en servicio de aquellos que se encuentran en operación.

- **Operación y mantenimiento:** operación del proyecto de forma regular, considerando sus mantenimiento, cumplimiento ambiental y coordinaciones necesarias para asegurar la correcta operación.
- **Cierre o desmantelamiento:** proceso de desmantelamiento o abandono, pudiendo ser total o parcial, depende de los compromisos adquiridos durante el proceso de evaluación ambiental.

Considerando lo anterior, a continuación, en la siguiente tabla se identifica las categorías de barreras no económicas según la fase del proyecto y sus impactos observables.

Tabla 3 Barreras no económicas por fase del proyecto

Fase del proyecto FV	Barreras no económicas observables
Oportunidad	1) Disponibilidad de información sobre el territorio. 2) Asimetrías de información. 3) Falta de capacidad para evaluación preliminar. 4) Incertidumbre regulatoria.
Desarrollo, diseño e ingeniería	1) Restricción territorial. 2) Disponibilidad de información base. 3) Compatibilidad preliminar de uso de suelo y conexión. 4) Identificación de áreas protegidas o sitios de sensibilidad ambiental o de interés científico. 5) Debilidad de coordinación temprana con actores locales.
Evaluación ambiental y permisos sectoriales	1) Intensidad de tramitación y participación. 2) Multiplicidad de permisos. 3) Heterogeneidad de criterios. 4) Observaciones reiteradas. 5) Participación ciudadana compleja o insuficiente. 6) Consulta indígena. 7) Exigencias adicionales derivadas de componentes territoriales, ambientales o patrimoniales.
Acceso, concesiones, servidumbres y conexión	1) Inconvenientes en tramitación de servidumbres. 2) Hallazgos territoriales o exigencias adicionales. 3) Restricción de red, sincronización proyecto-red. 4) No contar con infraestructura habilitante.
Construcción	1) Restricciones en el proceso de construcción. 2) Conflictividad social, indígena. 3) Falta de coordinaciones en tramitación de permisos sectoriales. 4) Conectividad. 5) Paralizaciones.
Puesta en marcha	1) Persistencia de restricciones o conflictividad.

	2) Inconvenientes en el otorgamiento de permisos para operar.
Operación	1) Persistencia de restricciones o conflictividad. 2) Exigencias adicionales. 3) Aumento de fiscalizaciones. 4) Litigios. 5) Reclamaciones.
Cierre	1) Falta de regulación sobre el proceso de desmantelamiento y cierre. 2) Pasivos ambientales. 3) Exigencias de restauración adicionales. 4) Extensión de plazos de obligaciones ambientales.

Fuente: elaboración propia

2.7. Indicadores relevantes

Para evaluar el costo beneficio social, es necesario definir cuáles son los indicadores observables que nos permitan identificar la presencia, intensidad y efectos que generan las barreras no económicas en los proyectos solares fotovoltaicos. Las categorías son verificables durante los procesos de evaluación ambiental (para proyectos en desarrollo) y en los expedientes de evaluación (para proyectos ya evaluados).

Los indicadores nos permiten identificar la existencia de una barrera, su magnitud, persistencia y los efectos que genera en el proyecto, en particular el costo – beneficio social. En función de lo anterior, es necesario saber distinguir la duración de este indicador, su reiteración, que tan complejo y trazable es y como incide en el diseño, localización y cronograma del proyecto.

Para la elaboración de estos indicadores, se han revisado los proyectos solares fotovoltaicos ingresados al SEIA en las regiones de Antofagasta, Atacama y Tarapacá durante el periodo 2018-2024. Para ello se han seleccionado 10 proyectos que cumplen con la siguiente selección:

1. Tipo de proyecto: centrales de generación con potencia entre 50 MW y 500 MW, ingresados al SEIA conforme a la normativa vigente.
2. Localizados en las regiones de Antofagasta, Atacama y/o Tarapacá.
3. Tiempo: proyectos ingresados entre el 01 de enero de 2018 y 31 de diciembre de 2024.
4. Estado del proyecto: considera proyectos aprobados con RCA favorable, rechazados, desistidos y en evaluación.

5. Adicionalmente, se consideran proyectos ingresados mediante EIA/DIA, con y sin participación ciudadana y/o consulta indígena.

En el Anexo N°3 se presentan los proyectos revisados en el SEIA

A continuación, se presentan indicadores que sean compatibles entre proyectos:

Tabla 4 Indicadores según categoría

Categoría	Indicadores
Regulatorias y de permisos	1) Días efectivos de tramitación y Diferencia entre plazo legal y real. 2) Número de ICSARA/adendas. 3) Número de PAS/PAS mixto. 4) Apertura de Participación Ciudadana. 5) Tipología de ingreso DIA/EIA. 6) Proyecto, desistido, caducado, no admitido, rechazado, aprobado.
Institucionales y de coordinación administrativa	1) Número de organismos intervinientes. 2) Reiteración de observaciones. 3) Tiempo entre oficios/pronunciamientos. 4) Cambios de criterio. 5) Evidencia de subsanaciones repetidas.
Sociales, comunitarias e indígenas	1) Existencia de PAC. 2) Existencia de consulta indígena. 3) Número y tipo de observaciones ciudadanas. 4) Acuerdos comunitarios. 5) Reclamaciones. 6) Evidencia de rediseño. 7) Judicialización.
Territoriales y de localización	1) Superposición geográfica con áreas sensibles. 2) Hectáreas afectadas/relocalizadas. 3) Necesidad de medidas de mitigación/compensación. 4) Cambio de trazado o emplazamiento.
Acceso a servidumbres e infraestructura habilitante	1) Fecha prevista vs fecha efectiva de conexión. 2) Número de servidumbres. 3) Necesidad de obra de expansión. 4) Emisiones evitadas producto de la operación.
Información, capacidades y gobernanza	1) Número de requerimientos de información adicional. 2) Suficiencia de línea base. 3) Cambios posteriores. 4) Generación de empleo.

Fuente: elaboración propia

3. PROCEDIMIENTO DE VALORIZACIÓN ECONÓMICA

El presente capítulo desarrolla un procedimiento metodológico para la valorización económica de los costos y beneficios sociales generados por las barreras no económicas identificadas en proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile. Este procedimiento tiene como objetivo traducir los efectos observables de las barreras en magnitudes económicas.

El procedimiento se basa en el análisis de costo – beneficio social (ACB social) con base teórica en la economía del bienestar y la metodología del Sistema Nacional de Inversiones (SNI) del Ministerio de Desarrollo Social y Familia de Chile. En particular se consideran los precios sociales y tasa de descuento establecidos en el Reporte de Precios Sociales SNE 2026.

Esta metodología adaptada para contexto privado busca que los desarrolladores de proyectos e inversionistas evalúen de forma anticipada los costos y beneficios sociales de las barreras no económicas en proyectos de energía solar fotovoltaica en etapas tempranas, con la intención de poder gestionar correctamente las barreras en el ciclo de vida de los proyectos, y de esta forma disminuir los costos sociales y obtener los beneficios sociales.

La literatura especializada reconoce que la aplicación del ACB tiene desafíos metodológicos particulares, asociados a la escala de los proyectos, la naturaleza de sus impactos, entre otros. Si revisamos a nivel internacional, no existe un estándar único para evaluar, más bien son lineamientos y buenas prácticas que se adaptan al contexto de cada país y cada infraestructura.

El resultado principal esperado es una Matriz de Riesgos que identifica las barreras no económicas, las lleva a magnitudes económicas (de forma conservadora) y sus principales impactos en el costo-beneficio social, para luego proponer recomendaciones de mitigación con la finalidad de anticipar, gestionar riesgos y tomar decisiones informadas en una fase temprana del proyecto.

En particular se realiza un análisis de corto plazo, y como las barreras no económica retrasan los proyectos y como esto repercute en el beneficio social inmediato. El plazo es determinante, y es necesario poder tener antecedentes para tomar decisiones rápidas.

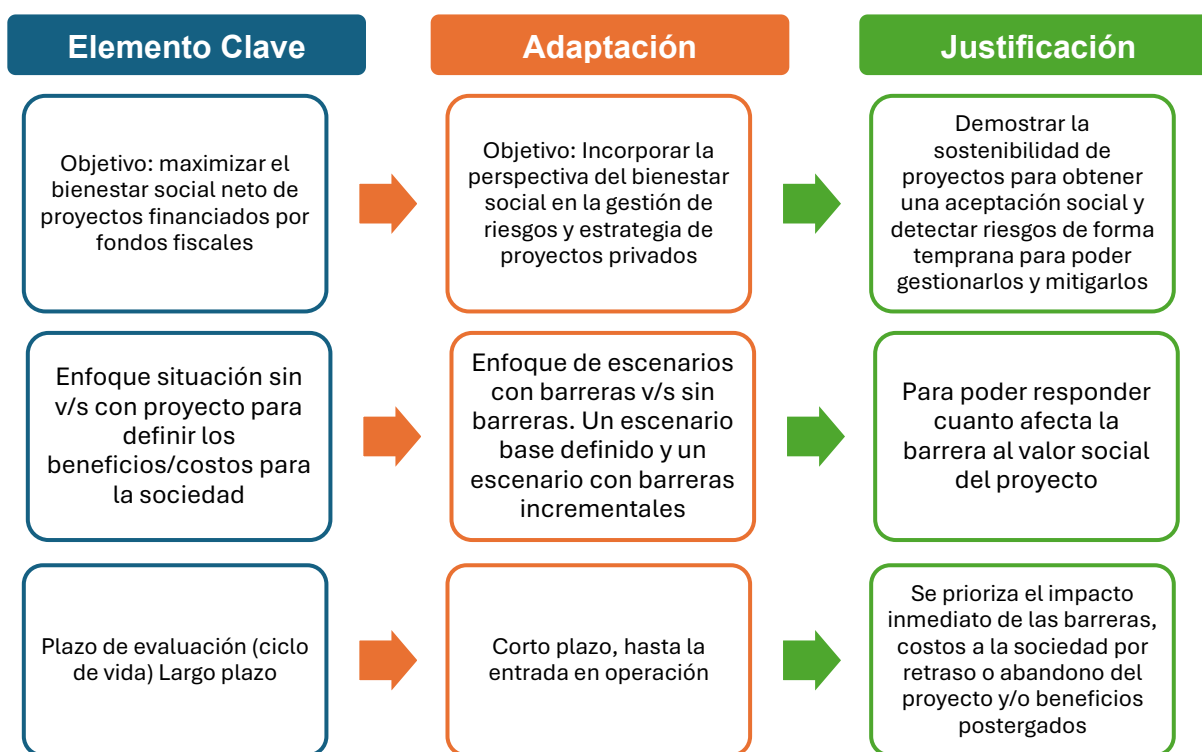
3.1. Adaptación metodológica SNI a contexto privado

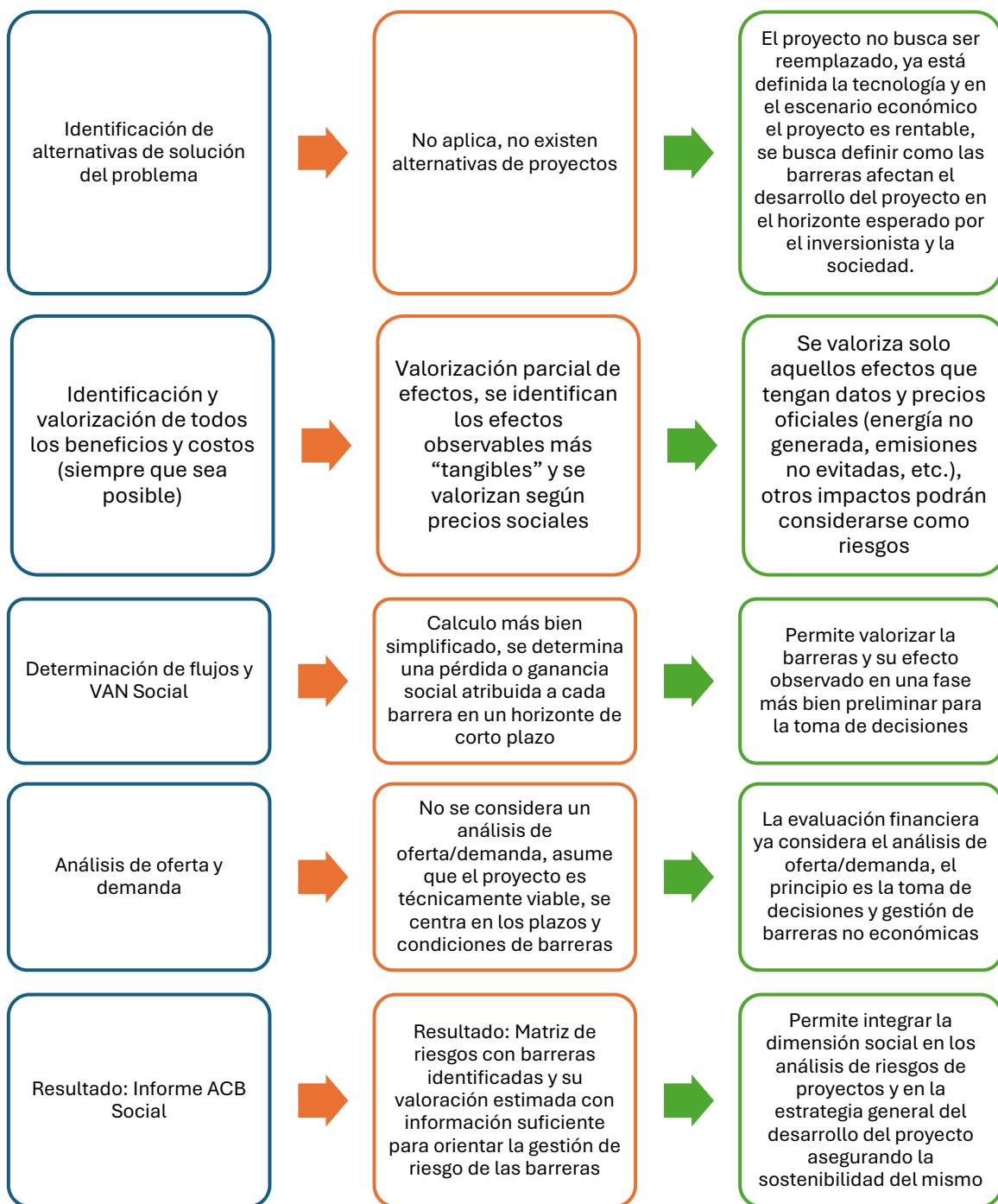
En Chile, la evaluación social de proyectos de inversión pública se realiza según la metodología del Sistema Nacional de Inversiones (SNI), del Ministerio de Desarrollo Social y Familia. Esta metodología establece criterios para la identificación de costos y beneficios sociales junto con precios sociales (que se actualizan anualmente), cuya finalidad es asegurar que los recursos que se asignan a los proyectos maximicen el bienestar social neto.

Para la evaluación del costo beneficio social de proyectos de inversión privada, se propone una adaptación de la metodología antes indicada. Esta adaptación no es un reemplazo de la evaluación financiera del proyecto, sino que un complemento en la toma de decisiones mediante la identificación y valorización de los efectos sociales derivados de las barreras no económicas que enfrentan los proyectos.

A continuación se presentan los elementos clave considerados de la metodología de la SNI y la adaptación metodológica considerada.

Ilustración 3 Adaptación Metodológica





Fuente: elaboración propia, a partir de metodología SNI.

3.2. Paso a paso propuesto

El proceso metodológico paso a paso que se propone para la evaluación costo-beneficio social de las barreras no económicas es el siguiente:

3.2.1. Identificación, clasificación y contexto de las barreras no económicas.

En las etapas iniciales del proyecto, realizar un mapeo de las posibles barreras no económicas que podrían afectar al proyecto.

Como indicado en el capítulo 2, se establecieron 6 categorías de barreras no económicas, las cuales se clasificaron en 3 categorías de efectos sociales: A) Protección, B) Ineficiencia y C) Combinación de A y B.

Tabla 5 Resumen de clasificación de Barreras no económicas

Dimensión	Categoría	Definición
Regulatorias y de permisos	C	Pueden ser de protección o generar ineficiencias en caso de que prevengan impactos o generen incertidumbre, según corresponda.
Institucionales y de coordinación administrativa	B	Principalmente de ineficiencia, tiene que ver con la aplicación e interpretación normativa.
Sociales, comunitarias e indígenas	C	Pueden ser de protección o generar ineficiencias en caso de que incorporen o no el conocimiento local.
Territoriales y de localización	A	Principalmente de protección, previenen impactos ambientales y territoriales.
Acceso a servidumbres e infraestructura habilitante	B	Principalmente de ineficiencia, son obstáculos de coordinación que postergan los beneficios energéticos.
Información, capacidades y gobernanza	B	Principalmente de ineficiencia, genera errores, incertidumbre, evaluaciones deficientes.

Fuente: elaboración propia

3.2.2. Tiempo de Evaluación

El horizonte de evaluación a diferencia de la metodología del SNI es a corto plazo, por lo que se considera desde una etapa temprana pre-inversión, hasta el inicio estimado de la operación del proyecto.

Esta decisión metodológica se debe a que las barreras no económicas se manifiestan con mayor intensidad en las fases de pre-inversión, evaluación ambiental, obtención de permisos, etapa donde se concentran los principales costos sociales por retrasos o pérdida de beneficios energéticos y climáticos.

La literatura internacional nos indica que la evaluación del costo-beneficio social en infraestructura energética reconoce que el retraso en la operación de proyectos de energía renovable impacta significativamente al beneficio social, dado que se postergan las externalidades positivas, como por ejemplo la reducción de emisiones.

3.2.3. Elaboración de escenarios

Para las barreras se consideran escenarios comparativos para poder representar los grados de incidencia de las barreras:

- i. Escenario base u óptimo (S0)
Desarrollo del proyecto con identificación y gestión temprana de barreras no económicas, se asume que el proyecto cuenta con estrategia de relacionamiento, una evaluación con iteraciones acotadas, más bien de aclaración, sin judicialización y sin rediseños, por lo que es una evaluación sin mayores obstáculos (sin retrasos significativos y/o con mitigación exitosa).
- ii. Escenario intermedio o mediano (S1)
Se asume que se manifiestan ciertas barreras, el proyecto enfrenta iteraciones más robustas, con mayor cuestionamiento más que una aclaración, se requiere mayor coordinación institucional y eventuales ajustes en diseño. Puede considerar participación ciudadana, sin embargo, el tiempo de detención de plazos administrativos no son significativos. Corresponde a un caso más bien frecuente de complejidad media.
- iii. Escenario elevado o severo (S2)
Materialización de múltiples barreras significativas, iteraciones de gran complejidad, coordinación institucional extensa, rediseño relevante y/o judicialización. Los tiempos de detención de plazos administrativos son mayores por lo que se traducen en un retraso significativo. Corresponde

al peor escenario en un proceso de tramitación, puede significar el desistimiento del proyecto, no calificación, posible reingreso o un retiro definitivo.

En función de lo anterior, podremos estimar como varía el costo-beneficio social del proyecto según la gravedad y/o gestión/mitigación de las barreras, considerando distintas trayectorias.

3.2.4. Precios Sociales por utilizar

Los Precios Sociales 2026, establecidos por el Sistema Nacional de Inversiones, a considerar en el análisis son los siguientes:

- Tasa Social de Descuento: representa el costo de oportunidad social del capital cuando se financian los proyectos. Se estima según la siguiente fórmula:

$$(1) TSD = \beta \cdot tp + \emptyset \cdot q + \alpha \cdot CMgx$$

Donde:

tp : tasa de Interés del ahorro interno

q : rentabilidad de la inversión privada

$CMgx$: Costo Marginal del Ahorro externo

$\beta, \emptyset, \alpha$: ponderadores del ahorro interno, inversión privada y ahorro externo.

- Factor de Corrección Social de la Mano de Obra: permite estimar el costo de oportunidad que le significa a la sociedad la contratación de mano de obra en proyectos de inversión. Se distinguen tres subcategorías: Mano de obra calificada (MOC), Mano de obra semi calificada (MOSC) y Mano de obra no calificada (MONC). Para efecto del presente análisis, se considerará la Mano de obra calificada compuesta por:
 - i. Directores, gerentes y administradores.
 - ii. Profesionales, científicos e intelectuales.
 - iii. Técnicos y profesionales de nivel medio.

El precio social de la mano de obra (PSMO) se calcula con la siguiente fórmula:

$$(2) PSMO = \text{Salario bruto} * FCSMO$$

Donde:

$FCSMO$: factor de corrección del salario de mercado mensual bruto.

- Precio Social del Carbono: instrumento destinado a fomentar proyectos de inversión con bajas emisiones de carbono, en línea con la mitigación del cambio climático. El cálculo se realiza mediante el estudio de “Estimación del precio social del carbono para la evaluación de la inversión pública en países de América Latina y el Caribe”.
- Precio Social de la Energía Eléctrica: corresponde al coste real para la sociedad de consumir una unidad adicional de energía eléctrica. Este precio se obtiene a partir del precio de mercado de la electricidad (considera costos de generación, transmisión y distribución, ajustados). Este precio se obtiene mediante el estudio de “Estimación del Precio Social de la Energía Eléctrica para la Evaluación Social de proyectos presentados al Sistema Nacional de Inversiones”. Se consideran estimaciones para baja y alta tensión.
- Factor de Corrección de la Divisa: representa el costo marginal social de obtener una divisa adicional. Se obtiene de la siguiente forma:

$$(3) PSD = Tipo\ de\ cambio\ observado * FCSD$$

Donde:

FCSD: factor de corrección que considera las exportaciones e importaciones con ponderadores.

Tabla 6 Precios sociales

Precio Social	Valor	Unidad	Aplicación
Precio Social del Carbono	71.801	CLP/t CO2eq	Valorizar emisiones de GEI
Precio Social de la Energía (Baja tensión)	124,8	CLP/kWh	Valorizar el beneficio energético
Precio Social de la Energía (Alta tensión)	119,8	CLP/kWh	Valorizar el beneficio energético
Precio Social de mano de obra calificada	0,97	Factor	Valorizar las HH de profesionales públicos y privados
Precio Social de mano de obra semi calificada	0,95	Factor	Valorizar las HH de profesionales públicos y privados
Precio Social de mano de obra no calificada	0,91	Factor	Valorizar las HH de profesionales públicos y privados

Tasa de Descuento Social (r)	5,5	%	A descontar de los flujos
Precio Social de la divisa	1,003450	Factor	Valorizar equipos o requerimientos adicionales en mitigación/compensación

Fuente: elaboración propia a partir de Precios Sociales 2026, SNI.

3.2.5. Valorización de los efectos observables.

Esta etapa tiene por objetivo traducir los efectos observables de las barreras no económicas en magnitudes económicas, para ello se considera la utilización de precios sociales oficiales y variables trazables a partir de los expedientes de evaluación de proyectos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Considerando que las barreras son variables, la valoración se construye con un enfoque de escenarios conservadores.

Es importante destacar que cada valorización propuesta por barrera se interpreta como una contribución aproximada y consistente con la información disponible del expediente de evaluación.

Para efectos de la evaluación económica a realizar, se considerarán los siguientes efectos:

Barrera Regulatoria y de permisos:

- Días de retraso, diferencias entre plazo legal y real: este efecto se traduce en el beneficio energético postergado en MWh/mes. Además, de ser la base para otras barreras.

La fórmula propuesta para este análisis es:

- a) Energía mensual esperada

$$(4) E_{mes} = \frac{PI \times FP}{12}$$

- b) Energía postergada

$$(5) MWh_{postergados} = E_{mes} \times TR$$

- c) Costo social de postergar el proyecto

$$(6) CSP = MWh_{postergados} \times 1000 \times PSE$$

$$(7) CSP = \frac{MWh_{postergados} \times 1000 \times PSE}{TR}$$

Donde:

Emes: Energía mensual esperada, declarada por el proyecto.

PI: Potencia Instalada, declarada por el proyecto.

FP: Factor de planta, declarado por el proyecto.

TR: Tiempo de retraso en meses

HmesE: Horas mes de Energía, 730 h/mes.

1000: Factor de conversión de MWh/kWh.

PSE: Precio Social de la Energía Alta tensión.

Cuando el proyecto se ve retrasado debido a barreras no económicas, tenemos un costo social (CSP) al postergar el proyecto. Sin embargo, si el proyecto postergado luego es ejecutado, el beneficio de implementarlo no se pierde, solo se “desplaza en el tiempo”, por lo que el CSP no es total, más bien es una pérdida de valor presente.

La metodología del SNI, define al VAN como la suma de beneficios netos llevados a valor presente mediante una tasa, conocida como “Tasa Social de Descuento” (TSD). Para obtener el diferencial del VAN debemos además, considerar la TSD, para poder establecer el Costo social en valor presente postergados considerando la TSD:

$$(8) \text{CSP}(VP) = \sum_{k=1}^{TR} \frac{(Emes \times 1000 \times PSE)}{(1+r)^{k/12}}$$

Donde:

TR: Tiempo de retraso en meses

r: Tasa Social de Descuento

k: índice del mes de retraso

Emes: Energía mensual esperada

1000: Factor de conversión de MWh/kWh.

PSE: Precio Social de la Energía Alta tensión.

- Número ICSARA/ADENDAS: este efecto se traduce en el costo de recursos adicionales en particular, las HH de profesionales consideradas para la revisión y validación de ICSARA/ADENDA.

La fórmula propuesta para este análisis es:

a) Costo social por hora

$$(9) \text{CSH} = \frac{\text{Salario mensual}}{HmesL} \times \text{FCSMO}$$

b) Costo social de tramitación

$$(10) \quad CST = HH \times CSH \times N^{\circ} de \text{ ICSARA/ADENDA}$$

Donde:

CSH: Costo social por hora

Salario mensual: salario bruto del funcionario, según lo establecido en el “Informe Estadístico del Empleo Público 2024”, considerando un grado profesional promedio. Se considerará el valor mes.

HmesL: Horas mes Laboral

FCSMO: factor de corrección del salario de mercado mensual bruto.

CST: Costo social de tramitación

HH: Horas Hombre servicio público estimadas a partir del número de ICSARA/ADENDA asociada a un tiempo promedio de procesamiento.

N° de ICSARA/ADENDA: obtenidas a partir de la información disponible en el SEIA.

Barrera Institucional y de coordinación administrativa:

- Número de Organismos intervinientes (OAECA): este efecto indica que a mayor número de OAECA (Organismos de la Administración del Estado con Competencia Ambiental), existe un mayor uso de recurso público y privado junto con coordinaciones, pronunciamiento, entre otros.

La fórmula propuesta para este análisis es:

- a) Horas estimadas por organismo participante:

$$(11) \quad HH \text{ OAECA} = Nrondas \times HH$$

- b) Costo social de organismos intervinientes

$$(12) \quad CSO = \sum N^{\circ} OAECA (HH OAECA \times CSH)$$

Donde:

HH OAECA: horas estimadas por organismo participante.

Nrondas: Número de rondas de cada OAECA interviniente.

CSO: Costo Social de Organismos intervinientes

N° OAECA: número de organismos intervinientes.

HH: Horas Hombre servicio público estimadas a partir de las rondas de pronunciamientos realizadas.

Salario: salario bruto del funcionario, según lo establecido en el “Informe Estadístico del Empleo Público 2024”, considerando un grado profesional promedio. Se considerará el valor hora.

FCSMO: factor de corrección del salario de mercado mensual bruto.

Barrera Social, comunitaria e indígena:

- Judicialización del proyecto: este efecto tiene diversos componentes de costo social, asociados a recursos adicionales, costos legales, retraso del proyecto, entre otros. Se consideran 5 organismos participantes: SEA, Comité de ministros, Asesoría legal institucional, secretaría técnica y OAECA.

La fórmula propuesta para este análisis es:

$$(13) \quad CJ = (Emes \times TJ \times 1000 \times PSE) + (CSO \times 5)$$

Donde:

CJ: Costo de la judicialización del proyecto.

Emes: Energía mensual esperada, declarada por el proyecto

TJ: Tiempo de retraso atribuible a la judicialización en meses, no es el retraso total del proyecto.

1000: Factor de conversión de MWh/kWh.

PSE: Precio Social de la Energía Alta tensión.

CSO: Costo social de Organismos interviniente en proceso específico de judicialización, basado en el análisis de la barrera anterior. Sin embargo, se considera solo el CSO aplicables al proceso.

Barrera Territorial y de localización:

- Rediseño del proyecto: este efecto se traduce en la reducción de generación de energía cuando el proyecto debe modificarse en función de la protección del territorio. Sin embargo, podría crear beneficio en caso de que por ejemplo, la protección sea de sitios con valor patrimonial o de biodiversidad.

La fórmula propuesta para este análisis es:

a) Costo de rediseño:

$$(14) \quad CR = HH \times CSH$$

b) Costo de rediseño con modificación de parámetros técnicos relevantes:

$$(15) \quad \Delta Emes = (PI1 \times FP1 - PI2 \times FP2) \times HmesE$$

$$(16) \quad CRM = \Delta Emes \times 1000 \times PSE$$

Donde:

CR: Costo de rediseño.

HH: Horas Hombre estimadas en rediseño

CSH: Costo social por hora

ΔEmes: Diferencia de Energía mensual declarada por rediseño.

PI: Potencia instalada
FP: Factor de Planta
HmesE: Horas mes de Energía, 730 h/mes.
 1000: Factor de conversión de MWh/kWh.
PSE: Precio Social de la Energía

Barrera Acceso a servidumbre e infraestructura habilitante:

- Emisiones evitadas producto de la operación: este efecto se traduce en las emisiones de GEI que se evitan o no producto de la entrada en la operación del proyecto.

La fórmula propuesta para este análisis es:

- a) Emisiones postergadas

$$(17) \quad tCO2eq = MWh_{postergados} \times FE$$

- b) Costo de Emisiones postergadas

$$(18) \quad CEP = tCO2eq \times PSC$$

Donde:

$tCO2eq$ = Toneladas de CO2 equivalente.

$MWh_{postergados}$ = MWh postergados calculados a partir de barrera de permisos.

FE = Factor de emisión 0,2384 t CO2eq, CEN 2023.

Barrera de Información, capacidad y gobernanza:

- Generación de empleo: este efecto está asociado principalmente a un beneficio social que se posterga cuando se retrasa el proyecto o no se realiza.

La fórmula propuesta para este análisis es:

- a) Beneficio social mensual del empleo:

$$(19) \quad CBE = \sum Nt \times Salario \times (1 - FCSMO)$$

- b) Beneficio social total por fase:

$$(20) \quad CBET = CBE \times T_{fase}$$

c) Beneficio social en Valor Presente:

$$(21) \quad CBE(VP) = \sum_{Fases} \sum_{k=1}^{Tfase} \frac{CBE \text{ Mensual}}{(1+r)^{(Tinicio+k)/12}}$$

Donde:

CBE: Costo Beneficio Social mensual de Empleo

CBET: Costo Beneficio Sociato total por fase del empleo

CBE(VP): Costo beneficio social del empleo en Valor Presente

Nt: número de trabajadores por fase

Salario: Salario bruto del funcionario, según lo establecido en el “Informe Estadístico del Empleo Público 2024”, considerando un grado profesional promedio.

FCSMO: factor de corrección del salario de mercado mensual bruto

Tfase: tiempo de fase declarada en el proyecto (construcción, operación, cierre).

k: índice del mes de retraso

r: Tasa Social de Descuento

Tinicio: mes de inicio de la fase, según escenario S0, S1, S2.

Este análisis se debe realizar considerando Mano de Obra Calificada (MOC), Mano de Obra Semi Calificada (MOSC) y mano de obra no calificada (MONC). Para poder determinar la cantidad de personas a considerar se utilizarán los datos del informe IRENA, Renewable Energy and Jobs, 2023, que estima empleos por MW para proyectos solares fotovoltaicos.

Adicionalmente, para robustecer este análisis, debemos realizar el Cálculo del Costo de Oportunidad del Capital Inmovilizado. Cuando un proyecto solar fotovoltaico no puede operar debido a la acción de una o más barreras no económicas, este cálculo actuará como un indicador, que es independiente de la barrera y es una señal para el inversionista para determinar la gestión de otras barreras para asegurar que la ejecución del proyecto y con ello la manifestación de los beneficios sociales.

Para efectos del análisis corregiremos llevaremos el Costo de Oportunidad del inversionista a un Costo de Oportunidad Social, para ello consideraremos el Precio Social de la Divisa (PSD), con la finalidad de corregir distorsiones sobre el efecto de importaciones, de manera tal que el CAPEX refleje el verdadero costo de oportunidad social. Esto debido a que el proyecto requiere de módulos, paneles, baterías, estructuras y otros que requieren ser importadas.

La fórmula propuesta para este análisis es:

a) Costo de Oportunidad del inversionista:

$$(22) \quad CO = CAPEX \times TSD \times \frac{\Delta T}{12}$$

b) Costo de Oportunidad Social:

$$(23) \quad COS = CAPEX \times TSD \times PSD \times \frac{\Delta T}{12}$$

Donde:

CO: Costo de Oportunidad

COS: Costo de Oportunidad Social

CAPEX: Inversión comprometida o ejecutada al momento del retaso.

TSD: Tasa Social de Descuento, que refleja el beneficio que obtendría la sociedad si esos recursos se asignaran al proyecto que corresponde a la mejor alternativa para cubrir el requerimiento energético.

ΔT : Meses de retraso

PSD: Precio Social de la Divisa

4. CUANTIFICACION DE LOS COSTOS/BENEFICIOS DE LAS BARRERAS NO ECONÓMICAS

4.1. Selección del caso de estudio

Para la aplicación del procedimiento de valorización económica propuesto anteriormente, se ha realizado la selección de un caso de estudio, esto bajo un criterio de representatividad metodológica y trazabilidad de datos disponibles, privilegiando proyectos que permitan alimentar con información verificable la mayor parte de los parámetros necesarios para las fórmulas de valoración establecidas en la metodología y que nos permitan construir los escenarios comparativos (S0-S1-S2). En línea con el diseño metodológico realizado en el trabajo, se consideró una muestra de proyectos solares fotovoltaicos ingresados al SEIA en las regiones de Antofagasta, Atacama y Tarapacá, ingresados a evaluación durante el periodo 2018-2024, incorporando proyectos con distintos estados de tramitación y ambas tipologías de ingreso (DIA/EIA), así como otros elementos tales como contar o no con participación ciudadana, consulta indígena, cantidad de ICSARA/ADENDA, entre otros, con la finalidad de capturar la mayor cantidad de barreras no económicas observables en el expediente.

Para poder seleccionar el proyecto más representativo se han considerado los parámetros identificados en el marco de valoración, donde el proyecto seleccionado deber considerar variables como: i) potencia instalada (PI), antecedentes energéticos para determinar la energía base declarada, ii) tiempos efectivos de tramitación y evidencias de desviaciones (plazos identificables de detención de tiempo administrativo), iii) número de ICSARA/ADENDA y permisos sectoriales para determinar el uso de recursos e iteraciones, iv) número de OAECAS intervinientes y rondas de pronunciamientos, v) existencia de participación ciudadana temprana, participación ciudadana y/o consulta indígena, para abordar la dimensión social.

En función de los criterios antes indicados, el proyecto **“Parque Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II”** es considerado el más adecuado para aplicar la metodología propuesta, ya que es un proyecto que ingresa mediante un Estudio de Impacto Ambiental, tiene proceso de participación ciudadana, lo que significa que el proyecto cuenta con información disponible para analizar las barreras no económicas seleccionadas. El proyecto presenta una cantidad de documentación suficiente para elaborar los distintos escenarios con 3 ADENDAS (Adenda, Adenda Complementaria, Adenda Complementaria Excepcional), entre otros aspectos técnicos necesarios para aplicar la metodología.

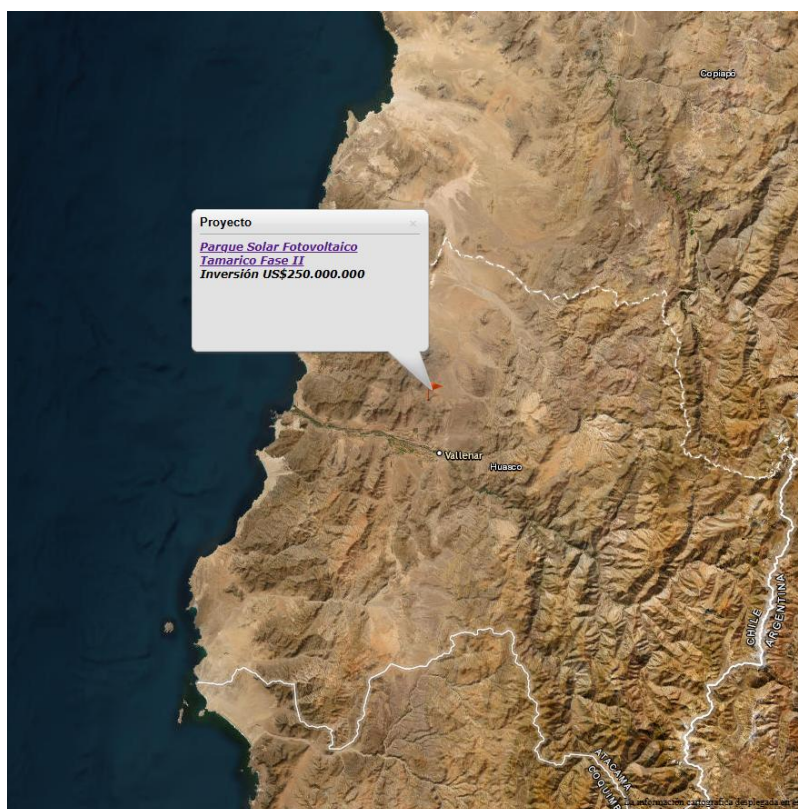
4.1.1. Descripción general del proyecto “Parque Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II”

El Proyecto Parque Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II (en adelante “el Proyecto”) corresponde a un proyecto de generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica.

El Proyecto fue ingresado al SEIA mediante un EIA, lo que significa un nivel mayor de complejidad regulatoria, institucional y social en comparación con otros proyectos ingresados mediante DIA. La tipología de ingreso mediante un EIA nos permite identificar un conjunto más amplio de barreras no económicas, en particular de carácter regulatorio, coordinación institucional y participación ciudadana.

Desde lo técnico, el Proyecto es una central de generación solar fotovoltaica de gran escala, que se emplazará en la Región de Atacama, Provincia de Huasco, específicamente en la comuna de Vallenar, aproximadamente a 14 km del límite urbano de Vallenar.

Ilustración 4 Localización del Proyecto



Fuente: Mapa de Visualización de Proyectos SEIA.

El Proyecto considera la construcción y operación de un parque solar fotovoltaico conformado por 281.700 módulos fotovoltaicos que en conjunto tendrán una

potencia nominal de 159,6 MW y una capacidad instalada de 169,02 MW. Además, contara con un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías del tipo ion-litio, las cuales se emplazarán al interior de la superficie de la planta fotovoltaica. La superficie total del proyecto es de 399,47 ha.⁸

Actualmente el proyecto ingresado al SEIA se encuentra aprobado mediante Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable, otorgada en septiembre de 2025. Sin embargo, en octubre de 2025, se interpuso y admitió a trámite un recurso de reclamación por parte de terceros interesados, quienes cuestionan la suficiencia de la evaluación de impactos significativos asociados a recursos naturales renovables y la localización del proyecto. Actualmente, el proceso de reclamación fue rechazado por parte del Comité de Ministros, manteniendo y ratificando la calificación ambiental favorable para el proyecto.

Desde la perspectiva cronológica, el proceso de evaluación ambiental del Proyecto presentó una serie de brechas relevantes lo que se puede observar en los plazos esperados y los efectivos. Bajo condiciones normales, un proyecto ingresado mediante EIA considera la obtención de RCA favorable en un plazo de 120 días hábiles, mientras que el plazo real para este proyecto fue de 581 días totales, donde 153 días corresponden a días hábiles de evaluación y 243 días corresponden a periodo hábil de suspensión de plazo, esta cantidad de días refleja el proceso complejo de evaluación, con tres ADENDAS y un proceso de reclamación administrativa posterior a la RCA favorable, cuyo plazo fue de 214 días totales correspondiente a 149 días hábiles, el cual no se encuentra considerado dentro de los 581 días totales del proyecto y corresponden a un plazo adicional.

4.1.2. Barreras No Económicas observadas en el proyecto seleccionado

A partir de la revisión del expediente de evaluación ambiental del Proyecto, se identificaron diversas barreras no económicas.

- Barreras regulatorias y de permisos:
 - Vía de ingreso mediante EIA, impactos significativos en materia de biodiversidad y recursos naturales.
 - Tres instancias de Adendas (Adenda, Adenda Complementaria y Adenda Complementaria Excepcional)
 - Extensión de plazo de evaluación, respecto de lo esperado para un proyecto FV.
- Barreras Institucionales:

8

https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2160922991

- Participación de múltiples OAECAS (18).
- Solicitud de informes adicionales y coordinaciones institucionales reiteradas.
- Tramitaciones posteriores por proceso de reclamación.
- Barreras Sociales y Comunitarias:
 - Desarrollo de Participación Ciudadana Temprana (PCT) y Participación Ambiental Ciudadana reglada (PAC).
 - Observaciones ciudadanas que derivan en exigencias adicionales.
 - Recurso de reclamación contra RCA favorable.
- Barreras Sociales y Comunitarias (GHPPI):
 - Reuniones previas con Grupos Humanos Pertenecientes a Pueblos Indígenas (GHPPI).
 - Cuestionamientos de localización territorial por uso de zonas tradicionales (causa de reclamación).
- Barreras de información y certeza regulatoria:
 - Solicitudes reiteradas de aclaración y/o complemento de información.
 - Diferencias de interpretación respecto a los impactos significativos (causa de reclamación).
 - Incertidumbre respecto de la resolución del recurso de reclamación.

4.2. Construcción de escenarios de análisis

El objetivo de la elaboración de escenarios de análisis es aislar y cuantificar el efecto de las barreras no económicas observadas en el proceso de evaluación ambiental del Proyecto.

Desde la perspectiva del análisis de costo – beneficio social, los escenarios nos permiten comparar desde una perspectiva más favorable a menos favorable identificando los costos y/o beneficios derivados de las barreras no económicas.

4.2.1. Definición de escenarios

Escenario S0 – Escenario base Análisis de caso

Este escenario es aquel que considera una evaluación bajo condiciones estándares sin mayores repercusiones institucionales, sociales y en plazos para el proyecto.

- Ingreso mediante EIA
- Sin PCT, con PAC, ni GHPPI
- Una Adenda

- Participación de 7 OAECAS, con una ronda de consulta.
- Sin recursos administrativos
- Sin rediseño
- Evaluación ambiental dentro del plazo esperado 230 días totales de evaluación, 170 días de evaluación con 60 días de suspensión de plazo. Para efectos del S0 se considera como tiempo de retraso los días de suspensión de plazo.

Escenario S1 – Escenario intermedio Análisis de caso

Este escenario es aquel que considera un proyecto con mayor complejidad regulatoria, pero sin efectos significativos en materia de plazos y no considera recursos de reclamación.

- Ingreso mediante EIA
- Con PCT, PAC, sin GHPPI, proceso sin inconvenientes o mayores exigencias
- Dos Adendas
- Participación de 12 OAECAS, con dos rondas de consultas.
- Sin recursos administrativos
- Rediseño asociado a ajusten en la distribución interna de componentes.
- Evaluación ambiental con una extensión moderada de plazo atribuible a la complejidad de un EIA correspondiente a 450 días totales, 200 días de evaluación con 250 días de suspensión de plazo.

Escenario S2 – Escenario severo Proyecto Parque Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II.

Este escenario es aquel que materializa un conjunto significativo de barreras no económicas, regulatorias, institucionales, sociales, legales, otras identificadas, generando retrasos efectivos y observables en el proceso de evaluación ambiental y la materialización del proyecto. Este sería el caso del Proyecto Tamarico Fase II, como indicado en el ítem 4.1.2. en el Proyecto se pudieron identificar una serie de barreras no económicas, que se tradujeron en extensión de plazos, requerimientos adicionales de información, requerimientos de comunidades locales, participación ciudadana y de GHPPI y posterior recurso de reclamación que incorpora mayor incertidumbre del proceso de evaluación.

- Ingreso mediante EIA
- Con PCT, PAC, GHPPI, proceso con requerimientos y exigencias.
- Tres Adendas
- Participación de 18 OAECAS con tres rondas de consulta
- Recurso administrativo posterior a obtención de RCA
- Rediseño, mayor, que modifica la potencia instalada.

- Evaluación ambiental en un plazo mayor al esperado 581 días totales, 227 días de evaluación ambiental y 354 días de suspensión de plazo.
- Los plazos del proceso de judicialización corresponden a 214 días.

4.2.2. Supuestos del modelo

Los supuestos establecidos son necesarios para evaluar la variación entre cada escenario, se diferencian en particular por la intensidad y materialización de las barreras no económicas, manteniendo constante las características técnicas del Proyecto.

Como supuestos generales y comunes:

- Potencia instalada final del proyecto: capacidad instalada de 169,02 MW.
- Factor de planta del 24%⁹.
- Proyecto con RCA calificada ambientalmente favorable.
- No se consideran diferencias entre precio de la energía, tecnología fotovoltaica, factor de planta ni desempeño operativo.
- Para efectos de la valorización económica, se consideran los tiempos totales efectivos del proceso de tramitación en días corridos, llevados a meses. Esto debido a que la evaluación social busca capturar el momento en que los beneficios se materializan, independiente de la distribución administrativa de plazos en el proceso de evaluación.
- Los supuestos de uso de recursos públicos¹⁰ consideran:
 - o HH por ICSARA/ADENDA: bajo (DIA:40h, EIA:80h), medio (DIA:80h, EIA:160h), alto (DIA:120h, EIA:240h),
 - o HH por OAECA: bajo (DIA:8h, EIA:16h), medio (DIA:16h, EIA:32h), alto (DIA:24h, EIA:48h).
- Para todos los escenarios (S0, S1 y S2) se considera la misma cantidad de meses y trabajadores por fase declarada, esto con la finalidad de comparar el impacto de las barreras en los 3 escenarios propuestos.
- Para determinar beneficios de empleo se consideró: Grado profesional promedio (G11) Informe Anual de Empleo Público 2024 DIPRES Tabla 16.
- Para el cálculo de la MOC, MOSC, MONC se consideraron los perfiles típicos de proyectos solares fotovoltaicos en Chile, según informes de IRENA.

⁹ En estudios regulatorios y de valorización de la "Unidad de Punta", la CNE suele utilizar un criterio técnico de (24%) de factor de planta para modelar la generación solar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

¹⁰ La estimación de HH asociada a la revisión de ICSARA/ADENDA por parte del SEA y OAECA se basa en: Memorandum N°96/2017 del SEA que establece que la revisión de antecedentes para la elaboración de un ICSARA y su análisis en plazos establecidos, junto con la Evidencia de Estudio Primas SOFOFA (octubre 2025). Además de la diferenciación por tipología de ingreso (DIA/EIA).

- En el contexto del Sistema Eléctrico Nacional, que se caracteriza por niveles altos de penetración renovable, se reconoce la existencia de vertimientos (curtailment), lo que implica que no toda la energía generada efectivamente reemplaza la generación fósil (CEN, 2025). En función de lo anterior, se considera un escenario ideal donde toda la energía generada por el proyecto desplaza la generación fósil, y un escenario realista donde solo una proporción de la energía efectiva genera reducción de emisiones (17% curtailment¹¹) y un escenario con BESS donde se considera que el curtailment se puede disminuir (24% del curtailment¹²).

Como supuestos específicos:

- Los escenarios S0 y S1, corresponden a escenarios de comparación, ya que el proyecto seleccionado se establece como escenario S2.
- Los OAECAS indicados en los escenarios S0 y S1, son considerados como un mínimo que debiese participar considerando la complejidad de cada proceso.
- Los tiempos indicados en los escenarios S0 y S1 corresponden en el caso de S0 a lo establecido en la normativa y S1 considerando una extensión moderada atribuible a la complejidad del proceso de evaluación.
- Las Adendas consideradas en el escenario S0 y S1 se establecieron en función de la complejidad del proceso de evaluación ambiental.
- Para efectos del escenario S1 se considera rediseño, sin cambios en potencia instalada, sin embargo, mientras que para el escenario S2 se considera rediseño con cambio en la potencia instalada. Es importante indicar que en el Proyecto Parque Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II no se identificó esta barrera, lo que se especifica en las limitaciones.

4.3. Resultados de la cuantificación por escenario¹³

Escenario S0 – Escenario base Análisis de caso

Tabla 7 Resultados escenario S0

Unidad	S0	Unidad	N° de Fórmula
Energía esperada	29612,30	MWh/mes	4

¹¹ CEN, Revista Nueva Minería & Energía, 2024. <https://www.nuevamineria.com/revista/vertimientos-de-energias-renovables-alcanzaron-record-en-2024/>

¹² Asociación de Energía Renovables y Almacenamiento (ACERA), aporte del almacenamiento (BESS) en la reducción del curtailment.

¹³ Los resultados indicados en las tablas se encuentran en millones de pesos (M\$).

MWh postergados	59224,61	MWh/mes	5
Costo Social Postergado (TR)	7095,11	M\$/TR	6
Costo Social Postergado (VP)	7047,80	M\$/TR	8
Costo Social Hora Profesional	0,01	M\$/h	9
Costo Social Tramitación	0,85	M\$	10
HH OAECA	16	h	11
Costo Social OAECA	1,19	M\$/h	12
Costo de Recurso Administrativo (CJ)	0,00	M\$	13
tCO ₂ eq	14119	tCO ₂ eq	17
Costo Social Emisiones	1013,77	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Impuesto Chile	70,10	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Ref. Internacional	1402,03	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Beneficio Empleo Construcción	20,99	M\$/mes	19
Costo Beneficio Empleo Operación	0,96	M\$/mes	19
Costo Beneficio Empleo Cierre	15,74	M\$/mes	19
CB Empleo Total Construcción	377,83	M\$/Construcción	20
CB Empleo Total Operación	460,85	M\$/Operación	20
CB Empleo Total Cierre	188,92	M\$/Cierre	20
CB Empleo Total Construcción VP	350,07	M\$	21
CB Empleo Total Operación VP	168,98	M\$	21
CB Empleo Total Cierre VP	19,23	M\$	21
Costo de Oportunidad	2177,08	M\$	22
Costo de Oportunidad Social	2184,59	M\$	23

Fuente: elaboración propia

Escenario S1 – Escenario intermedio Análisis de caso

Tabla 8 Resultados escenario S1

Unidad	S1	Unidad	N° de Fórmula
Energía esperada	29612	MWh/mes	4
MWh postergados	246769	MWh/mes	5
Costo Social Postergado (TR)	29.562,95	M\$/TR	6
Costo Social Postergado (VP)	27.817,75	M\$/TR	8
Costo Social Hora Profesional	0,01	M\$/h	9
Costo Social Tramitación	3,39	M\$	10
HH OAECA	64	h	11
Costo Social OAECA	8,14	M\$/h	12
Costo de Recurso Administrativo (CJ)	0,00	M\$	13
tCO ₂ eq	58830	tCO ₂ eq	17
Costo Social Emisiones	4.224,04	M\$/ tCO ₂ eq	18

Costo Impuesto Chile	292,09	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Ref. Internacional	5.841,80	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Beneficio Empleo Construcción	20,99	M\$/mes	19
Costo Beneficio Empleo Operación	0,96	M\$/mes	19
Costo Beneficio Empleo Cierre	15,74	M\$/mes	19
CB Empleo Total Construcción	377,83	M\$/Construcción	20
CB Empleo Total Operación	460,85	M\$/Operación	20
CB Empleo Total Cierre	188,92	M\$/Cierre	20
CB Empleo Total Construcción VP	338,80	M\$	21
CB Empleo Total Operación VP	163,54	M\$	21
CB Empleo Total Cierre VP	18,61	M\$	21
Costo de Oportunidad	9.071,18	M\$	22
Costo de Oportunidad Social	9.102,48	M\$	23

Fuente: elaboración propia

Escenario S2 – Escenario severo Proyecto Parque Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II.

Tabla 9 Resultados escenario S2

Unidad	S2	Unidad	N° de Fórmula
Energía esperada	29612	MWh/mes	4
MWh postergados	560660	MWh/mes	5
Costo Social Postergado (TR)	67.167,02	M\$/TR	6
Costo Social Postergado (VP)	64.481,52	M\$/TR	8
Costo Social Hora Profesional	0,01	M\$/h	9
Costo Social Tramitación	7,63	M\$	10
HOOAECAS=	144	h	11
Costo Social OAEAS	27,48	M\$/h	12
Costo de Recurso Administrativo (CJ)	25.992,80	M\$	13
tCO ₂ eq	133661	tCO ₂ eq	17
Costo Social Emisiones	9.597,01	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Impuesto Chile	663,63	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Ref. Internacional	13.272,56	M\$/ tCO ₂ eq	18
Costo Beneficio Empleo Construcción	20,99	M\$/mes	19
Costo Beneficio Empleo Operación	0,96	M\$/mes	19
Costo Beneficio Empleo Cierre	15,74	M\$/mes	19
CB Empleo Total Construcción	377,83	M\$/Construcción	20
CB Empleo Total Operación	460,85	M\$/Operación	20
CB Empleo Total Cierre	188,92	M\$/Cierre	20
CB Empleo Total Construcción VP	321,86	M\$	21

CB Empleo Total Operación VP	155,36	M\$	21
CB Empleo Total Cierre VP	17,68	M\$	21
Costo de Oportunidad	20.609,72	M\$	22
Costo de Oportunidad Social	20.680,83	M\$	23

Fuente: elaboración propia

4.4. Análisis e interpretación de resultados

4.4.1. Análisis comparado de escenarios

En función de lo planteado en la metodología, donde se ha indicado que el análisis es en el corto plazo, desde una etapa temprana, donde se definen tres escenarios:

- S0: Escenario base u óptimo, que representa un desarrollo de proyecto con identificación y gestión temprana de barreras.
- S1: Escenario intermedio, representa una complejidad media, con iteraciones, pero con gestión de barreras.
- S2: Escenario severo, donde se materializan múltiples barreras, con una complejidad mayor, generando un retraso significativo.

La pregunta que debemos responder es *¿Cuánto empeora el bienestar social cuando el proyecto pasa de una gestión temprana y controlada de barreras (S0) a una situación de complejidad media (S1) y luego a una de alta complejidad y retraso (S2)?*

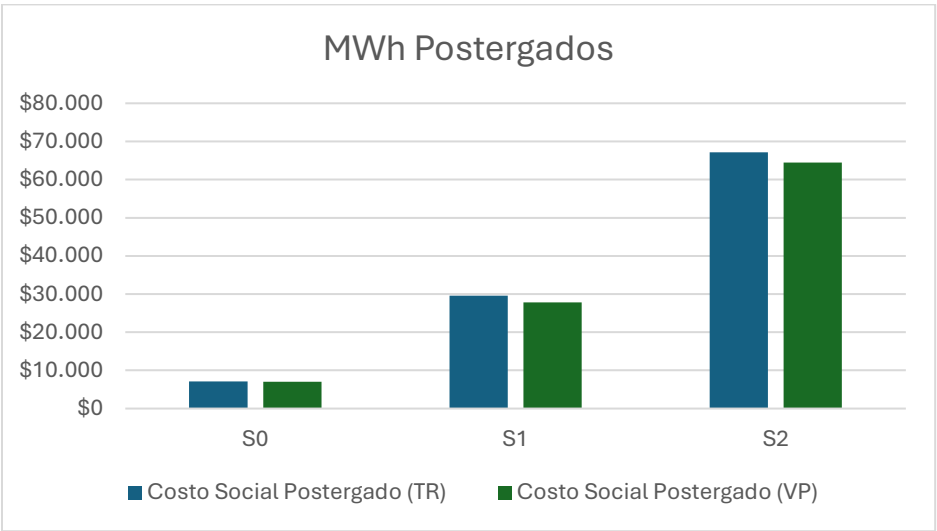
La comparación entre escenarios nos muestra que el costo social aumenta de forma incremental a medida que se materializan las barreras no económicas.

Tabla 10 Componente energético

Escenario	CSP (TR)	CSP (VP)
S0	M\$ 7.095,11	M\$ 7.047,80
S1	M\$ 29.562,95	M\$ 27.817,75
S2	M\$ 67.167,02	M\$ 64.481,52

Fuente: elaboración propia

Gráfico 1 MWh Postergados por Escenario



Fuente: elaboración propia

La mayor pérdida social, no proviene de la tramitación administrativa en sí misma, si no del retraso del beneficio energético, Es decir, la sociedad pierde más por la energía que no recibe a tiempo que por el costo administrativo del proceso. Existe una cantidad sustantiva de generación de energía renovable que no entra oportunamente al sistema.

Podemos evidenciar que el Costo Social de uso de recurso público por HH profesional que se dedica a la revisión, validación y pronunciamientos de cada ISCARA es proporcional al número de ADENDAS y estas aumentan según la complejidad del proceso de evaluación. Al revisar el Proyecto Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II, escenario S2, podemos la intensidad institucional del proceso con un costo total de M\$7,63, solo para las horas estimadas dedicadas, adicionalmente, esto podría reflejar una manifestación conjunta con una barrera de información, capacidad y gobernanza.

El Costo Social de Organismos intervinientes en el caso del escenario S2 con 18 OAECAS con 3 rondas de pronunciamiento presentó un costo institucional de M\$27,48. Este valor estimado puede variar en función de la intensidad de revisión y la cantidad de OAECAS que se presenten por ronda. Esto no es solo un costo financiero, ya que también refleja la capacidad técnica del Estado que se encuentra comprometida solo en un proyecto, pudiendo generar un efecto potencial de desplazamiento en plazo de otros proyectos.

Los costos institucionales en general son mucho menos significativos que el costo de la energía postergada, por lo que no es el foco principal. Sin embargo, resultan ser un indicador relevante en materia institucional, ya que en cada escenario

aumenta el uso de recurso público y la complejidad de coordinación administrativa. La sobrecarga institucional acompaña al retraso, pero no lo explica en su totalidad.

Respecto de los resultados de judicialización (recurso de reclamación administrativa), los escenarios S0 y S1 no presentan costos ya que se considera gestión y/o mitigación de barreras. Sin embargo, al observar el escenario S2 con un valor M\$25.442,27, podemos indicar que el componente energético es un factor dominante en el costo de judicialización, ya que es la cantidad de MWh postergadas que la sociedad deja de recibir durante los meses de incertidumbre que genera el proceso de reclamación, siendo el costo más significativo. Estos actos resultan ser un multiplicador del costo social, lo que se relaciona directamente con la literatura especializada en materia de aceptación social, donde se destaca que la oposición local y los conflictos de emplazamiento suelen estar asociados a factores como la confianza, justicia procedimental y distribución de costos y beneficios¹⁴.

Del contraste de los escenarios propuestos S0, S1 y S2, podemos indicar que la necesidad de ejecución del proyecto se mantiene, por lo que socialmente sigue siendo significativo. Sin embargo, este valor se ve afectado cuando las barreras no económicas dejan de gestionarse de forma temprana. El escenario S0, no necesariamente es el escenario “más barato” o de menor costo, es el escenario donde las barreras se gestionan para no ser un conflicto estructural. El escenario S1, demuestra una pérdida de valor social, pero de menor complejidad, mientras que el escenario S2 no es más de lo mismo, representa múltiples barreras con una conflictividad que se puede traducir en daño social, donde no solo se compromete el cronograma del proyecto sino también la legitimidad social del proceso de evaluación y la oportunidad de captar los beneficios sociales esperados.

4.4.2. Análisis por componentes

Componente energético

El componente energético resulta ser el eje central del análisis comparativo, debido al valor social que representa cuando la sociedad deja de recibir energía mientras el proyecto solar fotovoltaico no entra en operación.

El costo social postergado en cada escenario es claro y creciente y se refuerza la idea de que mientras más se manifiestan las barreras no económicas, mayor es la cantidad de energía renovable no disponible de forma oportuna.

¹⁴ Marco conceptual introducido por Wüstenhagen et al. (2007), que identifica la confianza institucional, la justicia procedimental y la justicia distributiva como los tres factores explicativos centrales de la aceptación social y la conflictividad en proyectos de energías renovables.

Componente climático

El componente climático resulta igualmente relevante, en particular cuando expresamos este costo en emisiones de CO₂ equivalente (tCO₂eq), donde la reducción de estas se posterga debido al retraso en la entrada en operación del proyecto.

Si analizamos el total de emisiones postergadas por escenario, podemos observar:

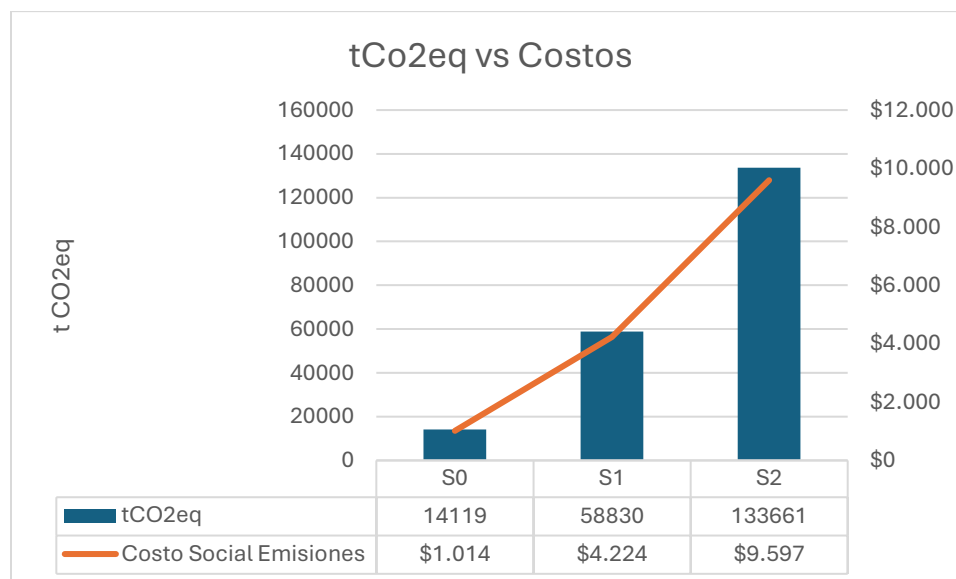
- S0: 14.119 tCO₂eq en 2 meses de suspensión de plazo total
- S1: 58.830 tCO₂eq en 8 meses de suspensión de plazo total
- S2: 133.661 tCO₂eq en 19 meses de suspensión de plazo total

No obstante, estos valores se interpretan como una estimación teórica máxima de emisiones evitadas, bajo un supuesto de desplazamiento completo de generación fósil.

Que adicionalmente, resultan equivalentes¹⁵ a:

- S0: M\$ 1.013,77 equivalentes a 3.069 vehículos circulando durante 1 año.
- S1: M\$ 4.224,04 equivalentes a 12.789 vehículos circulando durante 1 año.
- S2: M\$ 9.597,01 equivalentes a 29.057 vehículos circulando durante 1 año.

Gráfico 2 Costos por t/CO₂eq



Fuente: elaboración propia

¹⁵ Para el análisis se consideró 1 vehículo liviano = 4,6 tCO₂eq al año EPA — Environmental Protection Agency de Estados Unidos, específicamente de su referencia para un vehículo liviano/pasajero promedio.

La interpretación es clara, a medida que se materializan o no se gestionan las barreras no económicas, se retrasa la entrada en operación del proyecto, y no solo se posterga el beneficio energético, sino que además el beneficio ambiental de contar con energía renovable. Por lo que los escenarios más complejos, no solo son menos eficientes en términos de tiempo, sino que también significan una pérdida creciente en la contribución climática.

En condiciones reales del SEN, caracterizado por vertimientos de energía renovable, es probable que solo una fracción de esta energía contribuya a la reducción de emisiones, lo que implica que los beneficios climáticos de nuevos proyectos puedan verse reducidos en el corto plazo. En función de lo anterior, se considera un análisis donde el curtailment es 17% de la energía generada por el proyecto. Adicionalmente, se considera un análisis con la implementación de sistemas de almacenamiento (BESS), que permite mitigar parcialmente este efecto, reduciendo el volumen de energía vertida en un 24%.

Tabla 11 Análisis Curtailment

MWh Postergados	S0	S1	S2	Unidad
100% Sin Curtailment	\$7.095	\$29.563	\$67.167	M\$/TR
17% Curtailment	\$5.889	\$24.537	\$55.749	M\$/TR
24% Curtailment cubierto por BESS	\$6.178	\$25.743	\$58.489	M\$/TR

Fuente: elaboración propia

Adicionalmente, se incorpora un análisis de sensibilidad considerando el precio 4.965CLP/tCO₂¹⁶ (5USD/tCO₂, correspondiente al impuesto al carbono en Chile). Además, se considera el valor de 99.300CLP/tCO₂ (100USD/tCO₂ como una referencia internacional¹⁷), esto como un análisis ante distintos supuestos de política pública y mercados de carbono.

Tabla 12 Sensibilidad Costo Social

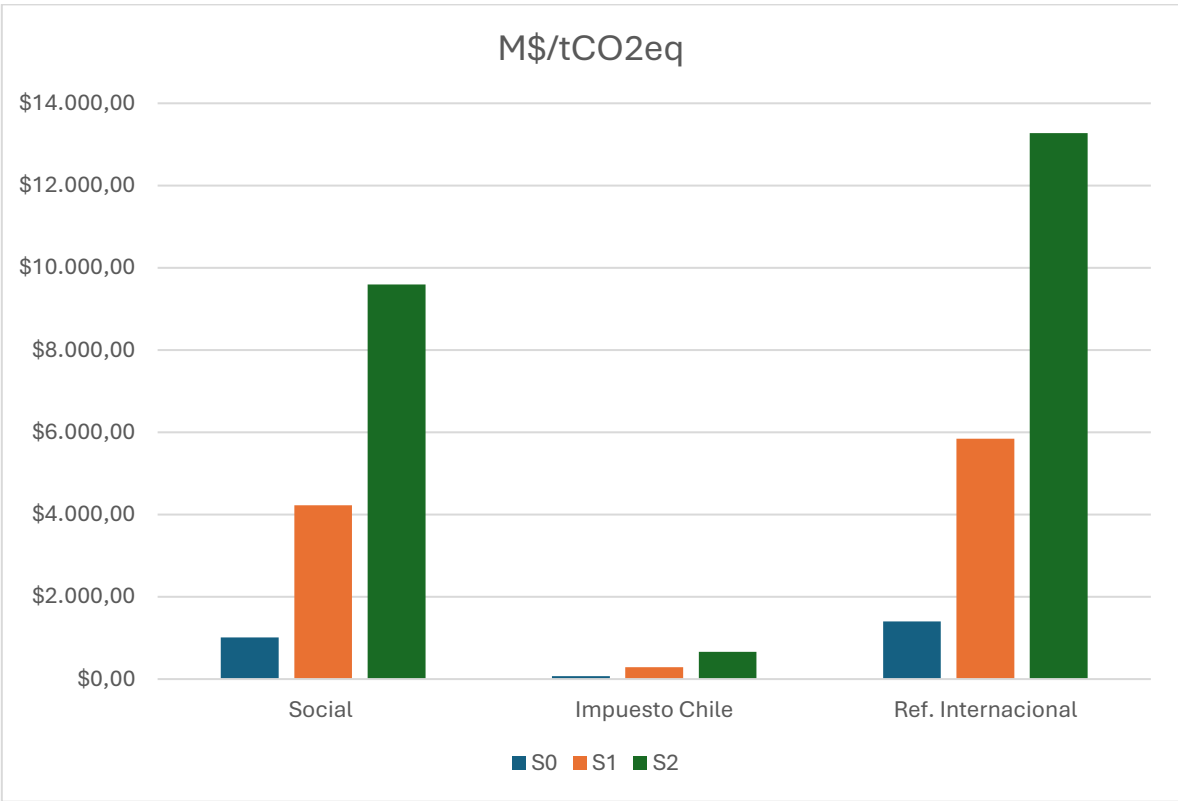
Costo	S0	S1	S2	Unidad
Social	\$1.013,77	\$4.224,04	\$9.597,01	M\$/ tCO ₂ eq
Impuesto CO ₂ Chile	\$70,10	\$292,09	\$663,63	M\$/ tCO ₂ eq
Ref. Internacional	\$1.402,03	\$5.841,80	\$13.272,56	M\$/ tCO ₂ eq

Fuente: elaboración propia

¹⁶ La conversión a CLP se realizó utilizando el valor tipo cambio derivado del Precio Social del Carbono.

¹⁷ Valor consistente con las recomendaciones de la High-Level Commission on Carbon Prices para el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París.

Gráfico 3 Sensibilidad Costo Social



Fuente: elaboración propia

El análisis se realiza sobre un proyecto específico. Sin embargo, los resultados del componente climático resultan ser una dimensión sistémica relevante cuando se proyectan a una escala a nivel nacional. En el norte de Chile, las regiones de Antofagasta, Atacama y Tarapacá concentran un número significativo de proyectos solares FV en distintos estados de tramitación, muchos de los cuales podrían enfrentar barreras no económicas estructuralmente similares a las identificadas en el caso de estudio.

Considerando el caso analizado, escenario S2 donde se postergaron 133.661 tCO2eq durante el tiempo de retraso efectivo del proyecto, la materialización de este escenario en muchos proyectos evidenciaría un efeto agregado significativo.

Tabla 13 Proyección del componente climático según escenario S2¹⁸

¹⁸ Las proyecciones consideran que el N° de proyectos tiene las mismas características que el proyecto de estudio, que enfrentan las mismas barreras y bajo el mismo periodo, no considera curtailment ni BESS.

N° Proyectos	MWh Postergados	tCO ₂ eq	Costo Social (M\$)	% Meta ¹⁹
5	2.803.298	668.306	\$47.985	0,7
10	5.606.596	1.336.613	\$95.970	1,4
20	11.213.192	2.673.225	\$191.940	2,8
50	28.032.981	6.683.063	\$479.851	7,0

Fuente: elaboración propia

Las proyecciones se vuelven críticas considerando los compromisos climáticos vigentes en Chile donde se destacan: Contribución Determinada a Nivel Nacional, Ley Marco de Cambio Climático y el Acuerdo de París.

Si la materialización de escenario S2 se replica no solo en proyectos solares FV, sino que también se extiende a otras ER, que enfrentan barreras no económicas estructuralmente similares en el proceso de evaluación ambiental, el efecto agregado sería aún más comprometedor, considerando que el sector de la energía concentra aproximadamente el 77% de las emisiones nacionales de GEI.

A modo ilustrativo, si el escenario S2 se materializara en 50 proyectos solares FV de escala similar al proyecto analizado durante el mismo periodo, las emisiones postergadas representarían aproximadamente un 7% de la meta anual al 2030, lo que además limitaría los espacios de holgura en otros sectores (transporte, industrial, agricultura). Lo que además afectaría la carbono neutralidad al 2050.

En consecuencia, gestionar de forma temprana y efectiva las barreras no económicas no solo contribuye a una eficiencia administrativa o de cronograma para el inversionistas, sino que resulta ser una condición habilitante para el cumplimiento de los compromisos climáticos a nivel nacional. Lo que refuerza que el costo de las barreras no económicas trasciende el ámbito del proyecto individual y se proyecta como una variable estratégica para la transición energética y la política climática de Chile.

Componente institucional

El componente institucional administrativo refleja el costo social asociado al costo de HH del equipo evaluador del SEA destina a la revisión, validación y elaboración de los ICSARA en respuesta a las ADENDAS y el costo de los OAECAS en HH que destinan a emitir pronunciamientos fundados durante el proceso de evaluación.

Los resultados nos muestran que el costo institucional aumenta a medida que se materializan las barreras no económicas producto de la gestión de éstas.

¹⁹ El % Meta se calcula considerando la meta establecida en la Contribución Determinada a Nivel Nacional, 2020 que establece una meta de 95 MtCO₂eq AL 2030.

Tabla 14 Costo Institucional

Componente	S0	S1	S2
Costo Social de Tramitación (CST)	M\$ 0,85	M\$ 3,39	M\$ 7,63
Costo Social OAECAS (CSO)	M\$ 1,19	M\$ 8,14	M\$ 27,48
Subtotal institucional	M\$ 2,04	M\$ 11,53	M\$ 35,11

Fuente: elaboración propia

Al revisar el Proyecto Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II (S2), se observa una intensidad institucional significativa, con un CST de M\$7,63, valor que se explica debido a las tres ADENDAS tramitadas, lo que refleja la manifestación de una barrera, esto en la medida en que la reiteración de aclaraciones, complementos y diferencias en la interpretación observada en el expediente generan en un uso adicional de recursos.

Por su parte el CSO en el escenario S2 alcanza M\$27,48, resultado que refleja no solo el costo público, sino que evidencia una capacidad técnica del Estado comprometida en un proceso en particular, lo anterior consistente con la evidencia presentada por Prisma SOFOFA, que estima que cada evaluador SEA revisa en promedio 9.330 páginas anuales solo considerando proyectos ingresados durante un año, equivalente a 750 páginas por mes o 40 páginas por jornada laboras, sin considerar tareas paralelas.

Si bien estos montos son de menor magnitud frente a otros componentes, se indica que no son el principal efecto de costo social. Sin embargo, su comportamiento es relevante dado que nos revela un aumento en la fricción institucional a medida que el proyecto se mueve hacia los escenarios más complejos (S1 y S2). Por lo que a mayor complejidad del proceso, mayor es el uso de capacidad técnica del Estado y mayor son las horas de coordinación, revisión y pronunciamiento en un solo expediente.

Este componente es un indicador temprano de la gestión de barreras en los procesos de evaluación y puede reflejar problemas de coordinación, levantamiento correcto de la información, gobernanza u otros que nos pueden mover el proyecto a escenarios complejos y llevarlo a costos más relevantes.

Componente laboral

El componente laboral resulta ser un beneficio social asociado al empleo durante las distintas fases del proyecto (construcción, operación y cierre), cuyo valor presente disminuye a medida que el proyecto se retrasa. Esto nos permite capturar el efecto de las barreras no económicas, ya que el retraso no elimina el empleo, sin embargo, genera una reducción del valor social al desplazarlo en el tiempo.

A continuación, en la tabla 15 se presenta un detalle del CBE (VP) por fase del proyecto, se considera como tiempo de retraso los días totales del proceso de evaluación ambiental indicado en cada escenario en meses (S0: 8, S1: 15, S2: 27).

Tabla 15 Coste Beneficio de Empleo en Valor Presente (CBE(VP))

Fase	Duración Meses *	Beneficio total M\$	S0 M\$	S1 M\$	S2 M\$
Construcción	18	\$377,83	\$350,07	\$338,80	\$321,86
Operación	480	\$460,85	\$168,98	\$163,54	\$155,36
Cierre	12	\$188,92	\$19,23	\$18,61	\$17,68

Nota: * Tiempo de duración en meses declarado en el EIA Proyecto Seleccionado

Fuente: elaboración propia

Este componente nos confirma que las barreras no económicas afectan el momento en que la sociedad captura esos beneficios, reduciendo su valor económico actual.

Si bien el análisis es a corto plazo, se lleva el beneficio al empleo a todas las fases declaradas del proyecto con la finalidad de dimensionar el impacto que genera el retraso por la no gestión de las barreras no económicas.

Componente judicial

El componente de judicialización, que comprende principalmente en este análisis el proceso de reclamación posterior a la obtención de la RCA, marca una diferencia importante entre escenarios. Si consideramos que los escenarios S0 y S1 no presentan esta barrera, mientras que el escenario S2 si aparece, lo que refleja un proceso de evaluación complejo y con un peso relevante al momento de analizar.

El costo de judicialización en el escenario S2 es de M\$25.992,80, valor que no solo es una fase adicional durante el proceso, más bien una barrera que afecta el valor social del proyecto. Este componente considera aspectos como la energía postergada, tiempos de retraso y costo social de organismos intervinientes, la energía postergada resulta ser el factor dominante, ya que la sociedad deja de recibir una cantidad de MWh de energía renovable, por un periodo adicional al proceso de evaluación. Los conflictos sociales, las barreras de información no gestionadas, entre otras, pueden transformar la tramitación ambiental en un proceso de pérdida social mayor.

Componente de oportunidad

El componente de oportunidad social nos muestra que existe un costo progresivo en cada escenario, esto resulta útil para valorar lo que la sociedad deja de ganar cuando el proyecto no se ejecuta en el tiempo esperado.

Respecto del costo de oportunidad del inversionista, podemos indicar que cada mes de retraso, es una señal clara para que se gestionen activamente las barreras no económicas.

Del análisis por componente realizado, podemos indicar que no todos tienen el mismo peso respecto al costo-beneficio social del proyecto. Sin embargo, nos permite reforzar la idea de que las barreras no económicas afectan el bienestar social principalmente por la postergación de los beneficios. La gestión temprana de barreras no económicas, mejorar la calidad de la información, evaluar de forma correcta el territorio, considerar a las comunidades tempranamente, entre otros aspectos resultan factores decisivos para asegurar que el proyecto no transite desde un escenario controlado a uno complejo.

4.4.3. Interpretación por barrera

Barrera regulatoria y de permisos

Esta barrera en función del caso analizado se puede interpretar como un mecanismo de postergación de beneficios. Su efecto no solo se expresa en mayores tiempos de evaluación, si no que en el desplazamiento de la entrada en operación del proyecto y con ello los beneficios energéticos, climáticos y sociales. Lo que se relaciona directamente en evaluar la situación con y sin proyecto desde la mirada de los beneficios.

Barrera institucional y de coordinación

Barrera que se relaciona directamente con la institucionalidad, si bien no aparece como un componente dominante del costo social, podemos indicar que podría ser un indicador temprano de complejidad adicional durante el proceso.

Si lo analizamos desde el proyecto evaluado, esta barrera nos explica que algunos retrasos no dependen del contenido técnico, sino del modo en que interactúan los organismos, escalas administrativas y competencias sectoriales. Si bien, no es una barrera de costo significativa, si aumenta la probabilidad de aumentar los tiempos de tramitación, que se generen divergencias significativas y que el proceso sea más complejo.

Barrera social, comunitaria e indígena

La literatura especializada advierte que el apoyo general a las energía renovables no garantiza la aceptación de proyectos concretos, además de indicar que muchas barreras se manifiestan por falta de aceptación social.

Esta barrera debe interpretarse como algo más que oposición local, representa una disputa por la legitimidad territorial, si las comunidades consideran que los riesgos, impactos o la información no es tratada de forma justa, el conflicto no es solo a la reputación del proyecto, más bien afecta directamente su viabilidad. Por lo que una dimensión social se convierte en una causa de pérdida de bienestar.

Barrera territorial y de localización

Los proyectos de energía renovable no pueden ubicarse en cualquier lugar, dependen de la localización del recurso, características ambientales, entre otros. Lo que significa menos flexibilidad para el desarrollo de estos proyectos. Por lo que en el caso de estudio representa una dimensión relevante, en particular porque se cuestiona la localización y uso de zonas tradicionales. Sin embargo, la variable de rediseño no fue calculada debido a que no se materializó en el proyecto de estudio.

Las tecnologías renovables son muy sensibles a las incertidumbres que se generan por los instrumentos de planificación que dejan amplia discrecionalidad a las autoridades locales. En función de lo anterior, esta barrera debe revisarse como un factor que puede explicar un conflicto y proporcionar una complejidad a los procesos de evaluación.

Barreras de acceso a servidumbre e infraestructura habilitante

Los proyectos de energía renovable, en particular los solares se ubican donde se encuentra el recurso y eso muchas veces es lejano a la infraestructura troncal para la distribución de la energía.

Desde la evaluación social, esta barrera es importante porque puede afectar la materialización efectiva de un proyecto, si esta barrera se manifiesta no solo se afecta el costo privado, sino también se posterga el beneficio.

Barreras de información, capacidad y gobernanza

Es una barrera transversal, los proyectos tienen la necesidad de una gobernanza colaborativa, transparente y de representación que sea sólida, con reglas de decisión claras y que se genere un fortalecimiento de capacidades locales.

Esta barrera ayuda a explicar por qué otras barreras se manifiestan o se complejizan. Cuando la gobernanza no logra articular a los actores, o cuando la información es incompleta aumentan las probabilidades de oposición comunitaria, problemas de localización, entre otras barreras.

En particular para el caso evaluado, la diferencias de interpretación sobre impactos significativos y la incertidumbre del proceso de reclamación, dejan en evidencia las brechas de información y la capacidad de articulación entre los actores (Titular del

proyecto, comunidades, autoridades) generando complejidades adicionales al proceso.

4.4.4. VAN diferencial como Indicador

Este indicador, define como la diferencia entre los costos y beneficios sociales asociados a la materialización de las barreras no económicas descontados mediante la Tasa Social de Descuento del 5,5% establecida por el SNI.

Para un análisis más completo, se consideran tres indicadores asociados:

- VAN Social Neto²⁰: indicador que captura el costo – beneficio social puro asociado a las barreras no económicas, que considera el componente: energético, climático, institucional, administrativo y de empleo.
- Costo de Oportunidad Social: indicador independiente que captura el costo social del capital privado inmovilizado durante el proceso de retraso de un proyecto. Se presenta como una señal de gestión complementaria para el desarrollador de un proyecto.
- VAN Social ampliado: análisis de sensibilidad que considera el VAN Social Neto junto con el Costo de Oportunidad de manera de tener una versión más amplia del costo social total.

Tabla 16 Indicadores por escenario

Indicador²¹	S0	S1	S2
VAN Social NETO (M\$)	-\$7.525	-\$31.532	-\$99.612
VAN Social Ampliado (M\$) ²²	-\$9.710	-\$40.635	-\$120.292
Costo de Oportunidad Social (M\$)	-\$2.185	-\$9.102	-\$20.681

Nota: Los signos negativos reflejan la pérdida de bienestar social.

Fuente: elaboración propia

La variación del VAN Social Neto resulta significativa, considerando que implica un incremento de más del 300% entre la transición del escenario S0 al S1, lo que evidencia que no realizar una gestión temprana de barreras genera un costo social importante, o más bien, una Pérdida Social Neta.

²⁰ VAN Social Neto: representa la pérdida neta de bienestar social asociada a la materialización de barreras no económicas. Indicador que agrega costos y descuenta los beneficios. No corresponde al VAN Social tradicional utilizado en la evaluación de proyectos de inversión pública, es más bien un indicador de costo – beneficio social atribuible a las barreras no económicas.

²¹ Los componentes que corresponden a un flujo puntual de corto plazo (CST, CSO, CJ, CEP) debido a que su impacto es menor en el horizonte de evaluación, fueron integrados directamente sin descuento adicional.

²² El VAN Social Ampliado, considera el Costo de Oportunidad Social.

Si comparamos el escenario S0 con S2, donde en S2 el VAN Social Neto es más de 13 veces el costo social, se confirma que la materialización conjunta de barreras no económicas genera efectos multiplicadores que no son lineales sobre el bienestar social.

Respecto del Costo Social, podemos indicar que se conforma por el componente energético (CSP VP), climático (CEP), administrativo (CJ) e institucional (CST+CSO), lo anterior según la siguiente distribución:

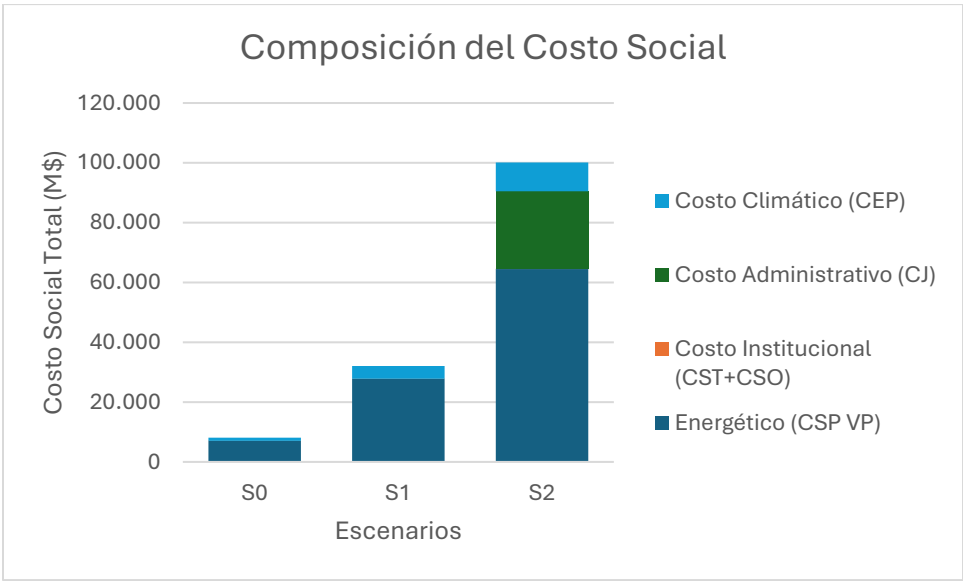
Tabla 17 Componentes de Costo Social por escenarios

Componentes	S0 (%)	S1 (%)	S2 (%)
Energético (CSP)	87,40	86,79	64,41
Climático (CEP)	12,57	13,18	9,59
Administrativo (CJ)	0,00	0,00	25,97
Institucional (CST+CSO)	0,03	0,04	0,04

Nota: Los porcentajes corresponden a la participación de cada componente en el subtotal de Costo Social, no considera el indicador de Costo de Oportunidad.

Fuente: elaboración propia

Gráfico 4 Composición del Costo Social por escenario



Fuente: elaboración propia

Como podemos observar en la Tabla 16 y gráfico 4, el componente energético representa el mayor costo social en todos los escenarios, confirmando lo que la sociedad fundamentalmente pierde frente a la materialización o no gestión de

barreras no económicas es la energía renovable y no los costos administrativos del proceso.

Los recursos administrativos contra una RCA favorable, como es en el escenario S2, incrementan significativamente la pérdida social por energía renovable no entregada al sistema, alcanzando el 26% aproximadamente del costo social. Es por lo que una evaluación ambiental debe sustentarse en información técnica completa, gobernanza clara y gestión temprana de las barreras no económicas, lo que resulta crítico para la materialización efectiva de los proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile.

El Costo de Oportunidad Social permite anticipar la magnitud del costo financiero asociado al cronograma del proyecto.

En función de lo anterior, podemos indicar que la gestión temprana de barreras no económicas genera ahorros sociales significativos, la diferencia entre el VAN Social Neto entre el escenario S0 y S2 es en magnitud comparable con al CAPEX de un proyecto solar fotovoltaico de escala similar al Parque Tamarico Fase II, ya que representa una fracción relevante del valor económico del proyecto, evidenciando que las barreras no económicas no constituyen únicamente un problema administrativo, sino que generan pérdidas de bienestar social cuya magnitud puede aproximarse a componentes significativos de la inversión originalmente comprometida. Por lo que las barreras no económicas resultan ser un costo sistémico cuya magnitud puede igualar o superar la inversión privada.

Tabla 18 Comparación de Inversión y Pérdidas de bienestar social

Componentes	Valor	Unidad
CAPEX del proyecto	237.500	M\$
VAN Social Neto S2	-99.612	M\$
VAN Social Ampliado S2	-120.292	M\$
VAN Social Neto / CAPEX	41,94	%
VAN Social Ampliado / CAPEX	50,65	%

Fuente: elaboración propia

4.4.5. Implicancias para la gestión de proyectos

Los resultados obtenidos muestran que la gestión de proyectos solares fotovoltaicos no debe concentrarse exclusivamente en variables técnicas, CAPEX/OPEX, sino también en la gestión temprana y diferenciada de barreras no económicas. En el caso analizado cada escenario presentaba un aumento progresivo del costo social, lo que confirma que desde una perspectiva de evaluación social, el tiempo de materialización de los beneficios es una variable crítica para la gestión del proyecto.

La gestión de proyectos debe incorporar una estrategia regulatoria temprana, especialmente en las etapas de pre-inversión y diseño, identificar de forma temprana los permisos aplicables, riesgos, requerimientos críticos, posibles puntos de controversia, entre otros, de forma que la evaluación ambiental sea un proceso inicial y no posterior al desarrollo del proyecto.

Existe una necesidad importante de fortalecer la gobernanza del proyecto y calidad de la información. El caso analizado muestra que existe una reiteración de aclaraciones, complementos de información y divergencias interpretativas que contribuyen a escalar la complejidad del proceso de evaluación. Es por lo que debe existir un levantamiento de línea base robusto y anticiparse a posibles brechas antes del ingreso al sistema de evaluación.

Los resultados nos muestran que la dimensión social no puede gestionarse solo mediante el cumplimiento formal, si no mediante una estrategia territorial. La ejecución de Participación Ciudadana Temprana (PCT), Participación Ambiental Ciudadana (PAC), Reuniones con Grupos Humanos Pertenecientes a Pueblos Indígenas (GHPPI) y recurso de reclamación administrativa posterior a la RCA, es un indicador que la aceptación social depende de distintos factores, como la confianza, percepción de justicia y transparencia de la información. Los proyectos de energía renovable deben incorporar mecanismos tempranos de dialogo, participación, y esquemas de beneficios compartidos, generando valor local y de esta forma aumentar la legitimidad social del desarrollo energético en el territorio.

Los proyectos deben considerar un análisis de localización y compatibilidad territorial antes de consolidar el diseño final. Si bien en este caso esta barrera no fue monetizada, si fue parte del proyecto estudiado como parte de un conflicto de localización. La selección de la ubicación no responde únicamente a la disponibilidad del recurso o costos, sino que debe considerar información de sensibilidad territorial, lo que confirma que la línea base debe ser robusta.

Los resultados del VAN Social diferencial nos muestran que la materialización de barreras no económicas genera pérdidas de bienestar social que escalan de forma no lineal entre escenarios. Lo anterior confirma que las barreras no económicas no constituyen un costo marginal del proceso, sino un costo sistémico cuya magnitud puede igualar o superar la inversión privada comprometida.

Las barreras no económicas deben ser tratadas como riesgos estratégicos del proyecto, con responsables, indicadores de seguimiento, medidas de respuestas diferenciadas y en la fase del ciclo de vida del proyecto.

La gestión eficiente de barreras no económicas no es equivalente a eliminar estándares regulatorios, por el contrario, los resultados nos indican que el problema

central no es la existencia de las exigencias, si no una detección tardía o gestión deficiente. La gestión de proyectos debe orientarse al bienestar social, distinguiendo barreras que cumplen con la función de protección y aquellas barreras que generan ineficiencias, reforzando las primeras y mitigando las segundas.

4.5. Observaciones metodológicas

La presente tesina, si bien aporta un marco metodológico replicable para la evaluación de costo-beneficio social de las barreras no económicas en proyectos solares fotovoltaicos, presenta limitaciones asociadas al diseño, alcance y disponibilidad de datos.

El análisis se basa en la aplicación de una metodología a un único caso de estudio, proyecto seleccionado por los criterios de representatividad metodológica y disponibilidad de información trazable en el expediente ambiental. Los resultados obtenidos no necesariamente se pueden generalizar a todos los proyectos solares fotovoltaicos en Chile, aunque si constituyen un marco analítico referencial para aplicaciones comparadas.

La valorización realizada es parcial y conservadora, solo considera aquellos efectos observables que cuentan con datos verificables y precios sociales disponibles. Por lo que no se incorpora la totalidad de efectos asociados a las barreras no económicas.

Los escenarios responden a supuestos simplificados, manteniendo constantes algunas componentes técnicas y económicas del proyecto seleccionado, esto para acotar de forma específica el efecto de las barreras no económicas. El análisis es estimado en meses, esto para simplificar la valorización de costos y/o beneficios.

La estimación de costos institucionales se basa en supuestos estandarizados de horas-hombre (HH), lo que podría no reflejar completamente la variabilidad real de los procesos administrativos en distintos proyectos. Por lo que deben interpretarse como aproximaciones metodológicas y no una medición exacta.

En el caso específico del proyecto seleccionado, no se identificó el rediseño bajo los criterios definidos en la metodología, por lo que esta variable no fue monetizada. Por lo que esta variable se incorpora como una dimensión cualitativa y no cuantitativa.

Los resultados consideran los precios sociales vigentes para el periodo 2026, estos últimos pueden variar según las actualizaciones metodológicas o condiciones del sistema eléctrico.

Las barreras no económicas no operan completamente de forma aislada, tienden a superponerse e interactuar entre sí a lo largo del ciclo de vida del proyecto. El principal valor de este análisis radica en la gestión de riesgos no económicos en proyectos solares fotovoltaicos.

4.6. Recomendaciones

Considerando los resultados obtenidos, es importante destacar que existe una brecha importante en materia de coordinación, oportunidad, predictibilidad y gobernanza y que no existe necesariamente un problema respecto de barreras de protección ambiental. Considerando lo anterior se presentan las siguientes recomendaciones:

- i. Mejorar la predictibilidad regulatoria mediante el fortalecimiento de mecanismos de coordinación temprana entre organismos sectoriales y desarrolladores de proyectos, de manera que los titulares conozcan y accedan a información crítica desde etapas de prefactibilidad de los proyectos. Considerando un acompañamiento durante las distintas fases de los proyectos (prefactibilidad, diseño, evaluación ambiental, permisos, otras).
- ii. Etapa Pre-SEIA, generar un sistema de fuente de información de línea base por región, comuna, otros, de manera que se puedan identificar riesgos y sensibilidades territoriales, patrimoniales, sociales, ambientales, entre otros en etapas tempranas del proyecto. Con esto los proyectos podrán considerar desde sus etapas de diseño las distintas componentes que pueden generar conflictos posteriores, mejorar la calidad de estudios presentados y fortalecer la legitimidad de los proyectos energéticos.
- iii. Beneficios compartidos y creación de valor. La transición energética debe ser socialmente sostenible, para que ello ocurra deben existir mecanismos claros de distribución de beneficios en los territorios donde se emplazan los proyectos energéticos. Los proyectos deben evaluar la forma en que pueden eliminar externalidades específicas de los territorios y el Estado evaluar los mecanismos en que pueden facilitar y apoyar (en tramitaciones o recursos) la materialización de estas medidas, de modo de agilizar su implementación.
- iv. Modernización, si bien existen iniciativas de modernización regulatoria (Reforma SEIA, LMAS), estas se enmarcan principalmente en la reducción de plazos, y por sí sola no abordan todas las barreras no económicas, ni la aceptación social. Por lo que se debe trabajar en

fortalecer los mecanismos de participación temprana ciudadana e institucional.

- v. Evaluación de impacto social, los proyectos deben evaluar sus costos y beneficios sociales como una herramienta complementaria de planificación y gestión de proyectos energéticos, lo que permitiría priorizar medidas, evitar conflictos y disminuir la incertidumbre.
- vi. Implementar una unidad técnica permanente dentro del Ministerio de Energía, orientada a proyectos energéticos estratégicos. Una entidad que no es evaluadora no reemplaza al SEIA, no otorga permisos, pero genera un acompañamiento durante las distintas etapas del proyecto hasta su materialización. Una unidad que genere una coordinación con los distintos organismos sectoriales y genere informes no vinculantes de cada proceso. Lo anterior, bajo la lógica de la Oficina de Gestión de Proyectos del Ministerio de Economía.

CONCLUSIONES

El desarrollo de proyectos de energías renovables en Chile no depende exclusivamente de la disponibilidad del recurso natural ni de la competitividad de las tecnologías. Existen factores estructurales que condicionan, retrasan o incluso impiden la materialización de los proyectos, conocidos en la literatura especializada como barreras no económicas.

El marco regulatorio aplicable a proyectos solares fotovoltaicos en el norte de Chile es multidimensional y con gran complejidad institucional, abarcando los planos eléctrico, ambiental, territorial, sectorial e indígena, lo que configura en sí mismo una fuente primaria de barreras no económicas. Las barreras analizadas no constituyen eventos aislados, sino fenómenos estructurales que se manifiestan a lo largo de todo el ciclo de vida del proyecto y que tienen a interactuar, superponerse, amplificando sus efectos sobre el bienestar social.

La sistematización propuesta en seis categorías (regulatorias y de permisos; institucionales y de coordinación; sociales, comunitarios e indígenas; territoriales y de localización; acceso a servidumbres e infraestructura habilitante; e información, capacidades y gobernanza) permite ordenar analíticamente las barreras, identificar sus mecanismos de incidencia y vincularlas con las fases del ciclo del proyecto en que se materializan. La clasificación complementaria en tres tipos según su efecto sobre el bienestar social (A: barreras de protección; B: barreras de ineficiencia; C: barreras mixtas) que genera un aporte diferenciados respecto de los enfoques centrados solo en el sobre costo privado, y permite distinguir cuando una barrera debe ser reforzada por su función de protección y cuándo debe ser mitigada. Esta clasificación es relevante, dado que dejamos de ver las barreras como “buenas o malas” hacia algo más bien funcional.

En el caso analizado, las barreras observadas se comportaron predominantemente en categorías B y C, lo que evidencia que el costo social cuantificado no proviene de la existencia de estándares de protección, si no deficiencias en su aplicación, coordinación y gestión. Esta distinción permite focalizar las acciones de mejora sin debilitar el marco de protección ambiental, social y territorial.

Es posible adaptar la metodología del SNI tradicionalmente utilizada en la evaluación de proyectos públicos, al ámbito de proyectos privados, aplicando precios sociales y formulando ecuaciones a partir de datos trazables en expedientes de evaluación ambiental. Esta adaptación no reemplaza la evaluación financiera del proyecto, sino que la complementa mediante la identificación y valorización de los efectos sociales derivados de las barreras no económicas, ofreciendo una herramienta de apoyo a la toma de decisiones en etapas tempranas del proyecto.

La cuantificación de los costos y beneficios sociales mediante escenarios comparativos (S0 base, S1 intermedio, S2 severo) entrega resultados concluyentes, donde la transición de S0 a S1 implica un incremento de más de 300% en el costo social, y la transición de S0 a S2 alcanza un incremento de más de 1000%, evidenciando efectos multiplicadores no lineales ante la materialización conjunta de barreras no económicas.

El componente energético es el factor dominante del costo social en todos los escenarios, representando entre el 64% y 87% del total. Esto confirma que lo que la sociedad fundamentalmente pierde es la energía renovable que deja de recibir a tiempo, y no los costos administrativos del proceso de evaluación.

El componente “judicial” (recurso administrativo post obtención de RCA favorable) que se visualiza en el escenario S2 representando el 26% del costo social total, refleja que este tipo de recursos resultan ser un factor multiplicador y refuerza el marco teórico de aceptación social de Wüstenhagen et al. (2007), donde la confianza institucional, la justicia procedimental y la justicia distributiva constituyen factores relevantes en la materialización de proyecto.

El componente climático representa entre el 9,6% y el 13,2% del costo social, magnitud que adquiere una relevancia sistémica cuando se proyecta de forma agregada a proyectos a nivel nacional en materia de energía renovable, comprometiendo de potencialmente el proceso de descarbonización del país y el cumplimiento de los compromisos asumidos a nivel nacional e internacional.

Los componentes institucionales (CST y CSO), si bien son magnitudes menores, menos del 0,1% del costo social total, se comportan como un indicador temprano de complejidad que puede anticipar el escalamiento del proyecto a escenarios más adversos. Considerando lo anterior, podemos indicar que la gestión de las barreras no económicas no es exclusivamente del aparato público. Actualmente predomina el debate público de nuestra país, el concepto de “Permisología” como un obstáculo estructural al desarrollo de proyectos, si bien esto identifica parte del problema, pero no su totalidad.

Una parte importante del costo social asociado a las barreras no económicas tiene su origen en brechas que puede abordar el titular del proyecto: levantamiento de línea base deficiente, relacionamiento tardía con comunidades y pueblos originarios, ausencia de Participación Ciudadana Temprana efectiva, incorrecta identificación de sensibilidades territoriales, no realizar una correcta articulación con OAECAS en fase de pre-inversión y diferencias interpretativas que generan reiteración de ICSARAs y ADENDAS.

En función de lo anterior, podemos indicar que los inversionistas y desarrolladores de proyectos tiene un margen de acción para mitigar de forma temprana las barreras no económicas, lo que se traduce en transitar desde escenarios complejo a escenarios más controlados, con un ahorro social que puede alcanzar magnitudes significativas incluso comparables al CAPEX del proyecto. Es por lo que la gestión de proyectos solares fotovoltaicos debe incorporar una estrategia regulatoria, territorial y social temprana, especialmente en fase de pre-inversión y diseño, identificando permisos, riesgos, requerimientos críticos y posibles puntos de controversia, de manera que la evaluación ambiental sea consecuencia de un proceso bien gestionado y no su escenario inicial. Las barreras no económicas se deben evaluar como riesgos estratégicos del proyecto, en cada fase del ciclo de vida.

La discusión pública debería trascender de la reducción del marco regulatorio a la modernización institucional, fortalecimiento de los servicios y la coordinación del sector público y privado.

Las reformas regulatorias pueden abordar parte del problema, pero resultan insuficientes si no se acompañan de un cambio cultural y operativo en la gestión privada de proyectos. La eliminación de estándares no constituye una solución deseable, dado que las barreras no económicas de categoría A cumplen una función de protección que externalidades reales sobre biodiversidad, patrimonio cultural, comunidades entre otros. Adicionalmente, podemos indicar que la reforma al SEIA respecto de mejorar la predictibilidad y coordinación institucional son consistentes con los hallazgos obtenidos. Sin embargo, las reformas y modificaciones normativas en general abarcan temas de permisos, procedimientos y plazos y dejan fuera la gobernanza territorial, beneficios compartidos, aceptación social entre otros aspectos que resultan relevantes.

El tiempo es una variable relevante en la evaluación social del proyectos energéticos. Las barreras no económicas no eliminan beneficios sociales del proyecto, sino que los desplazan en el tiempo, reduciendo su valor presente. Si bien la entrada en operación del proyecto se materializa, la sociedad pierde el bienestar asociado a la postergación del beneficio energético, el beneficio climático, el beneficio de empleo, beneficio territorial de desarrollo, entre otros. Esta pérdida resulta irrecuperable y es el efecto cuantificable de las barreras no económicas.

El marco metodológico propuesto nos ayuda a identificar, dimensionar y anticipar de forma temprana el costo social asociado a las barreras no económicas, transitando hacia el desarrollo de proyectos renovables que maximicen el bienestar social y contribuyan de forma efectiva a la transición energética.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ariztía, T., & Ureta, S. (Eds.). (2023). La vida social de la energía: Políticas, fricciones y futuros de las transiciones sustentables. Fondo de Cultura Económica Chile.
2. Chile Sustentable. (2011). Análisis de barreras para el desarrollo de energías renovables no convencionales.
3. Gobierno de Chile. (2020). Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile — Actualización 2020. Ministerio del Medio Ambiente.
4. Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). (2025). Reporte energético: Abril 2025.
5. Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). (2024). Informe anual del sistema eléctrico nacional. CEN.
6. CPC (2025). Informe N°13: Judicialización de los proyectos de inversión del SEIA, 2° semestre 2024.
7. de la Maza, C., Orth, M., Rojas, N., & Weber, A. (2024). Índice del Costo Económico por "Permisología" (ICEP): Análisis y costos asociados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental — Primer trimestre 2024. Facultad de Economía y Gobierno, Universidad San Sebastián.
8. Energy Partnership Chile-Alemania, & Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2025). Mecanismos de beneficios compartidos en proyectos energéticos en Chile.
9. Energía abierta, <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>
10. Florio, M. (2014). Applied welfare economics: Cost-benefit analysis of projects and policies. Routledge. <https://doi.org/10.4324/9781315817620>
11. Guía Chilena para una Buena Regulación. (2019). Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.
12. Gómez-Lobo, A. (2012). Institutional safeguards for cost benefit analysis: Lessons from the Chilean National Investment System. Journal of Benefit-Cost Analysis, 3(1), 1–30. <https://doi.org/10.1515/2152-2812.1102>
13. Hirsch Tutenberg, M., Maldonado Rojo, D., & García Moscoso, G. (2025). Mecanismos de beneficios compartidos en proyectos energéticos en Chile. Energy Partnership Chile-Alemania / GIZ.
14. International Energy Agency. (2025). Chile 2050 energy transition roadmap. IEA.
15. International Energy Agency (IEA). (2011). Deploying renewables: Best and future policy practice. OECD/IEA.
16. International Renewable Energy Agency. (2015). Smart grids and renewables: A cost-benefit analysis guide for developing countries. IRENA.
17. International Energy Agency. (2024). Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030 (revised version, October 2024). IEA.

18. IRENA (2023). Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2023.
19. IRENA and ILO (2024), Renewable energy, and jobs: Annual review 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, and International Labour Organization, Geneva.
20. Leiva Vilaplana, J. A., Yang, G., & Ackom, E. (2025). From investment to net benefits: A review of guidelines and methodologies for cost-benefit analysis in the electricity sector. *Energy Research & Social Science*, 124, 104052. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104052>
21. Ley N°21.455. (2022, 13 de junio). Ley Marco de Cambio Climático. Diario Oficial de la República de Chile.
22. Ministerio de Desarrollo Social y Familia. (2025). Metodología general para la formulación y evaluación de proyectos de inversión pública. Sistema Nacional de Inversiones.
23. Ministerio de Energía. (2014). Agenda de energía: Un desafío país, progreso para todos.
24. Ministerio de Energía, Chile. (2023). Planificación energética de largo plazo. Ministerio de Energía.
25. Ministerio de Energía. (2022). Transición energética de Chile: Política energética nacional. Actualización 2022. Gobierno de Chile.
26. Ministerio del Medio Ambiente. (2024). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile, serie 1990-2022. Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero.
27. Montedónico, M., Herrera-Neira, F., Marconi, A., & Urquiza, A. (2018). Co-construcción en proyectos de generación distribuida con energía solar: Participación de la comunidad en el proyecto Ayllu Solar. *Revista Estudios Avanzados*, 29, 4–22.
28. Murgas Téllez, B., Henao-Pérez, A. A., & Guzmán Acuña, L. (2023). Oposición pública o manifestación social frente a proyectos de inversión en Chile y Colombia. *Región Científica*, 2(2), 2023112. <https://doi.org/10.58763/rc2023112>
29. Müller, S., Brown, A., & Ölz, S. (2011). Renewable energy policy considerations for deploying renewables. International Energy Agency.
30. National Renewable Energy Laboratory (NREL)
31. Nasirov, S., Gonzalez, P., Opazo, J., & Silva, C. (2023). Development of rooftop solar under netbilling in Chile: Analysis of main barriers from project developers' perspectives. *Sustainability*, 15(3), 2233. <https://doi.org/10.3390/su15032233>
32. Painuly, J. P. (2001). Barriers to renewable energy penetration: A framework for analysis. *Renewable Energy*, 24(1), 73–89. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(00\)00186-5](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(00)00186-5)

33. Pettersson, M., Ek, K., Söderholm, K., & Söderholm, P. (2010). Wind power planning and permitting: Comparative perspectives from the Nordic countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 3116–3123. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.008>
34. Reddy, S., & Painuly, J. P. (2004). Diffusion of renewable energy technologies—barriers and stakeholders' perspectives. *Renewable Energy*, 29(9), 1431–1447. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2003.12.003>
35. Riley, B. (2021). Scaling up: Renewable energy on Aboriginal lands in north west Australia. *Nulungu Research Papers*, 6. <https://doi.org/10.32613/nrp/2021.6>
36. Rodríguez-Segura, F. J., Osorio-Aravena, J. C., Frolova, M., Terrados-Cepeda, J., & Muñoz-Cerón, E. (2023). Social acceptance of renewable energy development in southern Spain: Exploring tendencies, locations, criteria, and situations. *Energy Policy*, 173, 113356. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113356>
37. Servicio de Evaluación Ambiental. DS N°40 Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. SEA.
38. Servicio de Evaluación Ambiental. (2026). Información de plazos de tramitación en el SEIA. SEA.
39. Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). (2024). Informe de gestión: Plazos de evaluación ambiental. SEA.
40. Servicio de Evaluación Ambiental. (2017) Memorandum N°96/2017: Elaboración de los ICSARAS y pronunciamiento de los OAECA; y fundamentación del Informe Consolidado de Evaluación (ICE). Dirección Ejecutiva, Servicio de Evaluación Ambiental, Gobierno de Chile.
41. Sociedad de Fomento Fabril. (2025, 14 de octubre). Cuellos de botella de la permisología: Un evaluador del SEA debe revisar en promedio 9 mil páginas. Prisma SOFOFA. <https://prisma.sofofa.cl/articulos/carga-trabajo-sea>
42. Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA). (2025, 23 de junio). Tiempo de tramitación. Prisma SOFOFA. <https://prisma.sofofa.cl/articulos/tiempo-tramitacion>
43. Soler Urzúa, F. (2024). Estudio sobre el impacto social de proyectos solares fotovoltaicos en Chile - Etapa I: Valoraciones en el contexto de los procesos de participación ciudadana medioambiental. SERC-Chile.
44. Valgesta Nueva Energía. (2025). Boletín informativo (Año 15, N.º 4, abril 2025).
45. Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 35(5), 2683–2691. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001>

ANEXOS

Anexo 1 Metodología

Para la realización del análisis se considera un enfoque mixto de carácter descriptivo, analítico y aplicado, está orientado en la identificación y evaluación de los efectos de las barreras no económicas sobre el desarrollo de proyectos de energías renovable, centrados especialmente en proyectos de generación solar fotovoltaica en el norte de Chile.

Para ello se consideran análisis del tipo cuantitativo y cualitativo. Para el componente cualitativo se considera una revisión documental y normativa con la finalidad de identificar las principales barreras no económicas que inciden en el desarrollo de proyectos renovables. Para el componente cuantitativo se considera la elaboración de escenarios comparativos que nos permitan estimar los efectos de carácter social asociados a las barreras.

Este proceso se sustentará en la recopilación y análisis de datos de proyectos de ER previamente evaluados en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en particular proyectos de generación solar fotovoltaica y en diversas fuentes del sector energético tales como la Comisión Nacional de Energía (CNE), Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), Ministerio de Medio Ambiente (MMA), Ministerio de Energía, entre otros, además de revisión de literatura nacional e internacional.

Este planteamiento metodológico busca evaluar el efecto de las barreras desde una perspectiva social, distinguiendo entre las barreras que generan ineficiencias y pérdidas de bienestar de aquellas que aun cuando signifiquen mayor plazo o mayores requerimientos generen valor social al reducir externalidades y aporten a la sostenibilidad de los proyectos.

A continuación se presenta un detalle de las etapas a considerar en este proceso:

1. Recopilación y revisión documental, bibliográfica y normativa.
2. Identificación y clasificación de barreras no económicas.
3. Construcción de Base de datos.
4. Definición de casos de estudio y construcción de escenarios.
5. Evaluación de costos y beneficios sociales.
6. Análisis comparativo e interpretación de resultados.

Como resultado, se espera obtener una robusta evaluación de como las barreras no económicas inciden en el desarrollo de proyectos de generación solar fotovoltaica, desde la perspectiva de costo beneficio social que nos permita distinguir entre aquellas barreras que generan valor de aquellas que generan ineficiencias.

Anexo 2 Carta Gannt

ÍTEM/MES	2026																									
	Semanas																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Ajustes del tema																										
Recopilación de Información																										
Revisión bibliográfica																										
Revisión normativa																										
Marco teórico y conceptual																										
Identificación de barreras																										
Desarrollo																										
Clasificación de barreras																										
Diseño de base de datos																										
Depuración de base de datos																										
Casos de estudio																										
Elaboración de escenarios																										
Análisis de Resultados																										
Evaluación Social																										
Interpretación																										
Resultados y conclusiones																										
Avance mensual																										
Tesina Final																										
Presentación Final																										

Fuente: elaboración propia

Anexo 3 Proyectos revisados en el SEIA

Nombre	Región	MW	Tipo de ingreso	Año ingreso	Estado	PAC	Fuente
Parque Fotovoltaico Estepa Solar	Antofagasta	492	DIA	2020	Aprobado	No	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2146942741
Parque Fotovoltaico Taltal Solar	Antofagasta	317	DIA	2020	Aprobado	No	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2145714468
Parque Fotovoltaico Lalackama 3	Antofagasta	181	DIA	2020	Aprobado	No	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2145745791
Parque fotovoltaico Socompa Solar	Antofagasta	250	DIA	2022	Aprobado	Desistida	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2155915115
Parque Fotovoltaico Zaldívar	Antofagasta	250	DIA	2024	En evaluación	No	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2162020978
Centra Solar Fotovoltaica El Sauce	Atacama	100	DIA	2022	No admitido Desistido No Calificado Aprobado	Si	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2155868890
Parque Fotovoltaico Llanos de Maraón	Atacama	432-458	EIA	2022	Desistido No Calificado Aprobado	Si	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2155428693
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico Fase II	Atacama	250	EIA	2024	En evaluación	Si	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2160922991
Central Fotovoltaica Inca de Varas I	Atacama	80	DIA	2022	No admitido Caducado Aprobado	No	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2155359323
Parque Fotovoltaico Oxum del Tamarugal	Tarapacá	360	DIA	2022	Término anticipado	No	https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2155445673

Fuente: elaboración propia a partir de información disponible en el SEIA, fecha abril 2026.

