



Ministerio de  
Energía

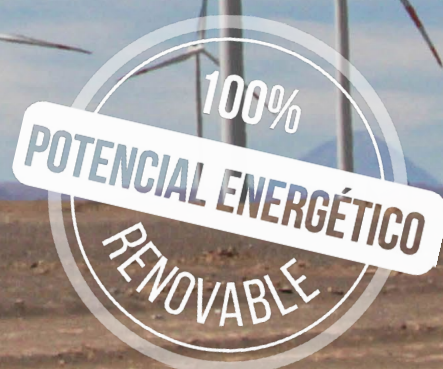
Gobierno de Chile

# Identificación y Cuantificación de **Potenciales de Energías Renovables 2021**

Chile Continental

Diciembre 2021

ELABORADO POR: UNIDAD GESTIÓN DE INFORMACIÓN  
DIVISIÓN ENERGÍAS SOSTENIBLES





# Contenidos

<b>1. Introducción</b>	<b>4</b>
<b>2. Objetivo del documento</b>	<b>5</b>
<b>3. Metodología</b>	<b>5</b>
3.1 Identificación del dominio de análisis	6
3.2 Identificación de factores y umbrales	6
3.3 Conversión de capas vectoriales a ráster	6
3.4 Análisis Técnico-Ambiental-Territorial (TAT)	6
<b>4. Identificación del potencial</b>	<b>8</b>
4.1 Caracterización del recurso renovable	8
4.2 Potencial bruto nacional con superposición	11
4.3 Potencial bruto nacional sin superposición	12
<b>5. Potencial ER para PELP 2023-2027</b>	<b>13</b>
5.1 Metodología para la identificación del potencial técnico renovable PELP	13
5.2 Resultados del potencial técnico renovable para PELP	15
5.3 Cambio climático	17
5.4 Polos de desarrollo	18
<b>6. Desafíos futuros</b>	<b>19</b>
<b>7. Anexos</b>	<b>20</b>
<b>8. Notas</b>	<b>24</b>



# 1. Introducción

Nuestro país es reconocido internacionalmente por las bondades que posee en materia de energías renovables, ostentando un potencial con fines eléctricos recientemente estimado en 2.153 GW, el que representa 76 veces la capacidad instalada eléctrica del año 2021 <sup>(1)</sup>, en caso que pudiera utilizarse todo aquel territorio para proyectos de energía. A esto se suma la estimación del potencial de centrales de bombeo de agua de mar, el cual alcanza los 1.347 GW, con lo que el potencial total aumentaría a 123 veces.

Para la cuantificación de estas cifras, la Unidad Gestión de Información de la División Energías Sostenibles (DES) ha desarrollado una metodología que permite la identificación de potenciales renovables mediante el uso combinado de información geoespacial y la aplicación de herramientas de selección por criterio en software de información geográfica.

Esta metodología viene a apoyar diferentes iniciativas, tales como la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), Comuna Energética, Planes Energéticos Regionales (PER), además de análisis puntuales, que son clave en la toma de decisión en materia de energías renovables y desarrollo de otras políticas públicas del sector energético.

Con el fin de homologar los datos de entrada para este trabajo, que está orientado al desarrollo de políticas públicas del sector (por ejemplo para ajustarlo al uso del Reglamento de Planificación de la Transmisión – Decreto 37/2021) y para ser incorporados en el proceso PELP, se han adecuado los factores y umbrales utilizados en la identificación y cuantificación del potencial renovable.

A continuación se presentan detalles de la metodología, la identificación y cuantificación del potencial renovable a nivel nacional para los casos eólico, solar fotovoltaico, solar de concentración de potencia (CSP), hidroelectricidad de pasada, geotermia, y bombeo de agua de mar. Además se elaboró un capítulo específico con la identificación y cuantificación del potencial destinado al proceso de PELP 2023-2027.



## 2. Objetivo del documento

Identificar, cuantificar y mapear los potenciales de energías renovables (ER) a nivel nacional (territorio continental).

## 3. Metodología

La identificación de áreas que reúnen condiciones favorables para la instalación de proyectos de energías renovables con fines eléctricos se basa en la selección y superposición de factores georreferenciados que requieren umbrales de restricción, a fin de establecer en qué lugares es deseable desarrollar proyectos, en la medida que cumplan con los límites propuestos.

Los aspectos metodológicos generales utilizados para la identificación de zonas potenciales se basan en el uso combinado de información geoespacial y la aplicación de herramientas de selección por criterio en el software de información geográfica ArcGIS 10.5.1, para la caracterización de los recursos aprovechables, considerando restricciones técnicas **(2)**, ambientales **(3)** y territoriales **(4)** de base.

A continuación se enumeran los principales hitos para la identificación de estas zonas. Estos incluyen la preparación de los insumos, definición de dominio de análisis, definición de factores y umbrales para el análisis Técnico, Ambiental y Territorial (análisis TAT) además de aspectos técnicos propios de los análisis en Sistemas de Información Geográfica (SIG).

Como primer paso se establecen los factores a incluir en el análisis. Estos engloban una serie de aspectos vinculados a características técnicas, importantes para la instalación y funcionamiento de la tecnología; ambientales, por su relevancia para la conservación y protección de elementos ecosistémicos, tales como recursos hídricos, flora o fauna; y territoriales, que incluye zonas de restricción ya utilizadas por actividades humanas. Junto con estos se detallan los umbrales y/o tipologías de exclusión que se ingresarán en el análisis.

Cada uno de los factores presentes en la Tabla 1 posee su expresión geoespacial mediante capas de datos que pueden ser desplegadas en un software de información geográfica, y que han sido obtenidas de diversas fuentes de carácter oficial y público, o bien elaboradas especialmente para este proceso. Antes de integrarlas en las etapas posteriores del análisis, se requiere estandarizar la referencia espacial de cada una al sistema de coordenadas proyectado (UTM), con datum WGS 1984 y huso 19 Sur. Igualmente se debe realizar un pre procesamiento de éstas, el que incluye los siguientes pasos:



### 3.1 Identificación del dominio de análisis

Comprende todo el territorio nacional continental desde la región de Arica y Parinacota por el norte hasta la región de Magallanes (5) por el sur.

### 3.2 Identificación de factores y umbrales a considerar

Se identifican factores para cada tecnología y sus respectivos umbrales. Esto ha sido definido por la DES en base a estudios previos (6), además de la disponibilidad y actualización de capas georreferenciadas asociadas a los factores de exclusión, entre otros, que en algunos casos han sido validados con otras unidades del Ministerio de Energía. En el Anexo 2 se incluye un detalle de los factores y umbrales utilizados para procesos previos elaborados por la DES. En Tabla 1 se incluyen los factores y umbrales considerados para cuantificar el potencial 2021.

### 3.3 Conversión de capas vectoriales a ráster

El análisis TAT funciona a partir de coberturas de tipo ráster (píxeles), cuya resolución espacial es de 100 metros. De este modo, las capas originales de tipo vectorial deben ser transformadas a formato ráster (7) bajo el concepto de distancia euclidiana o binaria según cual sea el caso. Dicha lógica se traduce en la creación de una capa ráster que posee en cada píxel el valor de distancia al que se encuentra respecto la entidad que lo genera (punto, línea o polígono), característica que posteriormente sirve para delimitar zonas de restricción según el umbral de distancia de cada factor.

### 3.4 Análisis Técnico-Ambiental-Territorial (TAT)

Reúne todos los factores con sus respectivos umbrales previamente trabajados para su superposición (8), generando como resultado una capa final binaria que identifica las zonas favorables a partir de la integración de las restricciones ya señaladas. En función de éstas se busca que el resultado preliminar muestre áreas óptimas para el establecimiento de cada tecnología. Ello es aplicado para los casos eólico, solar fotovoltaico y solar CSP, cuya información del recurso (factor de planta) es el resultado de modelaciones numéricas de la atmósfera e información satelital, contenidas en los Exploradores de Energía del Ministerio de Energía (9).

Para el caso de la hidroelectricidad se consideran los derechos de aprovechamiento de aguas para proyectos hidroeléctricos, otorgadas por la Dirección General de Aguas del año 2019. Se recoge esta información a través del Explorador de Derechos de Aprovechamiento de Aguas No Consuntivos (10).

Para el caso de Geotermia, se consideraron los criterios y resultados de la Mesa de Geotermia del año 2018, en la cual se establecieron 23 zonas con potencialidad para esta tecnología, en función de las concesiones geotérmicas vigentes (exploración y explotación). Este total fue complementado en el 2019 con un área adicional que corresponde a "Cordón Caulle".

En el caso de las centrales de bombeo de agua de mar, se consideraron pares de reservorios que podrían conformar potenciales centrales de bombeo de agua de mar, provenientes del estudio desarrollado por la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) para el Ministerio



de Energía, basado en la metodología elaborada por la Australian National University (ANU) **(11)** y adaptada a nuestro país incorporando criterios técnicos, económicos, legales y sociales. A dichos reservorios se le aplica el análisis TAT, a fin de descartar reservorios que tuvieran cruce con factores de restricción, además de los potenciales identificados para otras tecnologías, por lo que esta fase tiene injerencia en la reducción a un potencial disponible.

**TABLA 1. FACTORES Y UMBRALES DE RESTRICCIÓN**

**Tabla 1. Factores y umbrales de restricción**

Factores		Tecnologías							
		Eólico	Solar Fotovoltaico	Solar CSP	Hidroeléctrico	Geotermin	Bombeo Agua de Mar	Eólico Sistemas Medianos	Fotovoltaico Sistemas Medianos
Técnicos	Factor de Planta u horas de almacenamiento	<30%	<21%	No aplica	<50%	Sin restricción	6 y 18 hr de almacenamiento	<30%	<15%
	Pendiente	> 15°	>10° Orientación norte y >4° resto orientaciones	>7°	No aplica	No aplica	No aplica	> 15°	>10° Orientación norte y >4° resto orientaciones
	Altitud	>3.000 msnm	>4.000 msnm	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	>3.000 msnm	>4.000 msnm
	% Nubosidad	No aplica	No aplica	<20%	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
	% de hr. velocidad viento >15 m/s a 5,5m	No aplica	No aplica	<0,5%	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
	Áreas proyectos en Operación, Pruebas y en Construcción	Exclusión	Exclusión	Exclusión	No aplica	No aplica	Exclusión	Exclusión	Exclusión
	Bienes Nacionales con fines energéticos	No aplica	No aplica	Exclusión	No aplica	No aplica	Exclusión	Exclusión	Exclusión
	Área de Reserva Taltal	No aplica	No aplica	Exclusión	No aplica	No aplica	Exclusión	No aplica	No aplica
	Potencial Eólico	No aplica	No aplica (12)	Exclusión	No aplica	No aplica	Exclusión	No aplica	No aplica
Ambientales	SNASPE	Exclusión	Exclusión	Exclusión	Exclusión	No aplica	Exclusión	Exclusión	Exclusión
	Sitios Ramsar	Exclusión	Exclusión	Exclusión	Exclusión	No aplica	Exclusión	Exclusión	Exclusión
	Salares	300 m	300 m	300 m	No aplica	No aplica	300 m	300 m	300 m
	Inventario Cuerpos de Agua	300 m	300 m	300 m	No aplica	No aplica	300 m	300 m	300 m
	Inventario Glaciares	300 m	300 m	300 m	No aplica	No aplica	300 m	300 m	300 m
	Volcanes Activos	Exclusión	Exclusión	Exclusión	No aplica	No aplica	Exclusión	Exclusión	Exclusión
Territoriales	Límite de instrumentos de O.Territorial	1000 m	1000 m	1000 m	No aplica	No aplica	1000 m	1000 m	1000 m
	Cuerpos de agua antropizados	300 m	300 m	300 m	No aplica	No aplica	300 m	300 m	300 m
	Red Hidrográfica	300 m	300 m	300 m	No aplica	No aplica	No aplica	300 m	300 m
	Red Vial	60 m	60 m	60 m	No aplica	No aplica	60 m	60 m	60 m
	Línea de Costa	100 m	100 m	100 m	No aplica	No aplica	No aplica	100 m	100 m
	Clases Capacidad de Uso de Suelo I, II y III	No aplica	No aplica	Exclusión	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
	Relaves Mineros	Exclusión	Exclusión	Exclusión	No aplica	No aplica	Exclusión	Exclusión	Exclusión
Otros	Potencial Solar CSP	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Exclusión	No aplica	No aplica
	Líneas de Transmisión	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Exclusión	No aplica	No aplica
	Área Mínima continua (ha) o potencia mínima (MW)	112 ha. Arica - Coquimbo 168 ha. Valpo. - Los Lagos (5,6 MW mín.)	12 ha (3 MW)	700 ha (100 MW)	3 MW	No aplica	No aplica	99 ha. entre Palena y Magallanes (3,3 MW mín.)	Sin límite
	Densidad de potencia (ha/MW)	20 (Arica - Coquimbo), 30 (Valpo.- Los Lagos)	4	7	No aplica	No aplica	No aplica	30	4

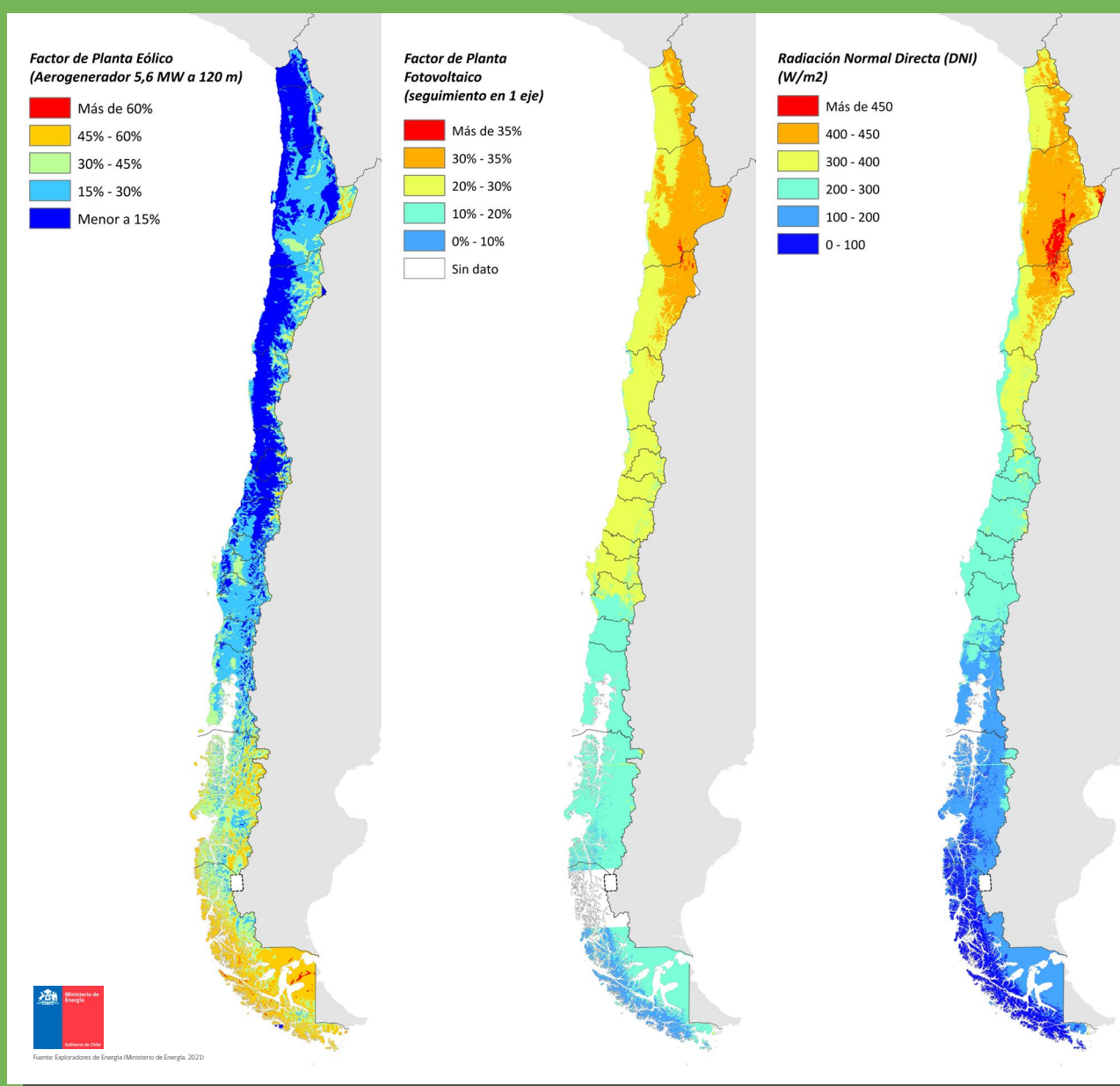


## 4. Identificación del potencial

### 4.1 Caracterización del recurso renovable

Como se indica en el ítem 3.4, un insumo clave para este proceso corresponde al recurso energético, el cual tiene una expresión diferenciada según la tecnología, ya sea ráster (píxeles) o vectorial (puntos y/o polígonos). Se realizó una identificación y caracterización del recurso renovable en base a los antecedentes indicados en la metodología del punto anterior. Las figuras a continuación muestran la distribución de los recursos, expresados en factor de planta para los casos eólico y solar fotovoltaico.

FIGURA 1. CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES: EÓLICO, SOLAR FOTOVOLTAICO Y SOLAR CSP



**TABLA 2. SUPERFICIE DEL TERRITORIO (%) SEGÚN RANGO DE FACTOR DE PLANTA EÓLICO**

Región	Factor de planta					Total
	0 a 15%	15% a 30%	30% a 45%	45% a 60%	más de 60%	
Arica y Parinacota	75,9%	23,6%	0,6%			100%
Tarapacá	76,6%	21,0%	2,3%			100%
Antofagasta	34,9%	52,1%	10,8%	2,2%		100%
Atacama	51,9%	28,8%	17,3%	2,0%		100%
Coquimbo	65,3%	21,4%	12,0%	1,4%		100%
Valparaíso	78,8%	15,8%	5,1%	0,3%		100%
Metropolitana	68,2%	15,8%	11,4%	4,5%	0,1%	100%
O'Higgins	63,2%	25,7%	7,0%	4,0%	0,1%	100%
Maule	48,6%	40,2%	9,2%	2,0%		100%
Ñuble	20,7%	72,2%	7,2%			100%
Biobío	18,9%	56,3%	24,6%	0,1%		100%
Araucanía	11,4%	74,6%	13,9%	0,1%		100%
Los Ríos	12,1%	72,7%	15,1%	0,1%		100%
Los Lagos	7,1%	58,7%	32,7%	1,5%		100%
Aysén	0,6%	19,6%	55,3%	24,6%	0,0%	100%
Magallanes	0,2%	4,4%	28,6%	65,4%	1,4%	100%

**TABLA 3. SUPERFICIE DEL TERRITORIO (%) SEGÚN RANGO DE FACTOR DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICO**

Región	Factor de planta						Total
	Sin dato	0 a 10%	10% a 20%	20% a 30%	30% a 35%	más de 35%	
Arica y Parinacota			0,1%	50,3%	49,0%	0,6%	100%
Tarapacá			0,0%	65,9%	34,1%	0,0%	100%
Antofagasta	0,0%		0,2%	24,3%	74,7%	0,8%	100%
Atacama	0,7%		0,6%	57,0%	40,8%	0,9%	100%
Coquimbo			3,7%	93,9%	2,4%		100%
Valparaíso			5,1%	94,9%			100%
Metropolitana			2,8%	97,2%			100%
O'Higgins			3,8%	96,2%			100%
Maule			2,8%	97,2%			100%
Ñuble			2,7%	97,3%			100%
Biobío			10,3%	89,7%			100%
Araucanía			50,9%	49,1%			100%
Los Ríos			99,3%	0,7%			100%
Los Lagos		0,0%	100,0%	0,0%			100%
Aysén	0,7%	3,0%	95,1%	1,2%			100%
Magallanes	23,9%	25,0%	51,0%	0,1%			100%

**TABLA 4. SUPERFICIE DEL TERRITORIO (%) SEGÚN RANGO DE DNI (RADIACIÓN NORMAL DIRECTA)**

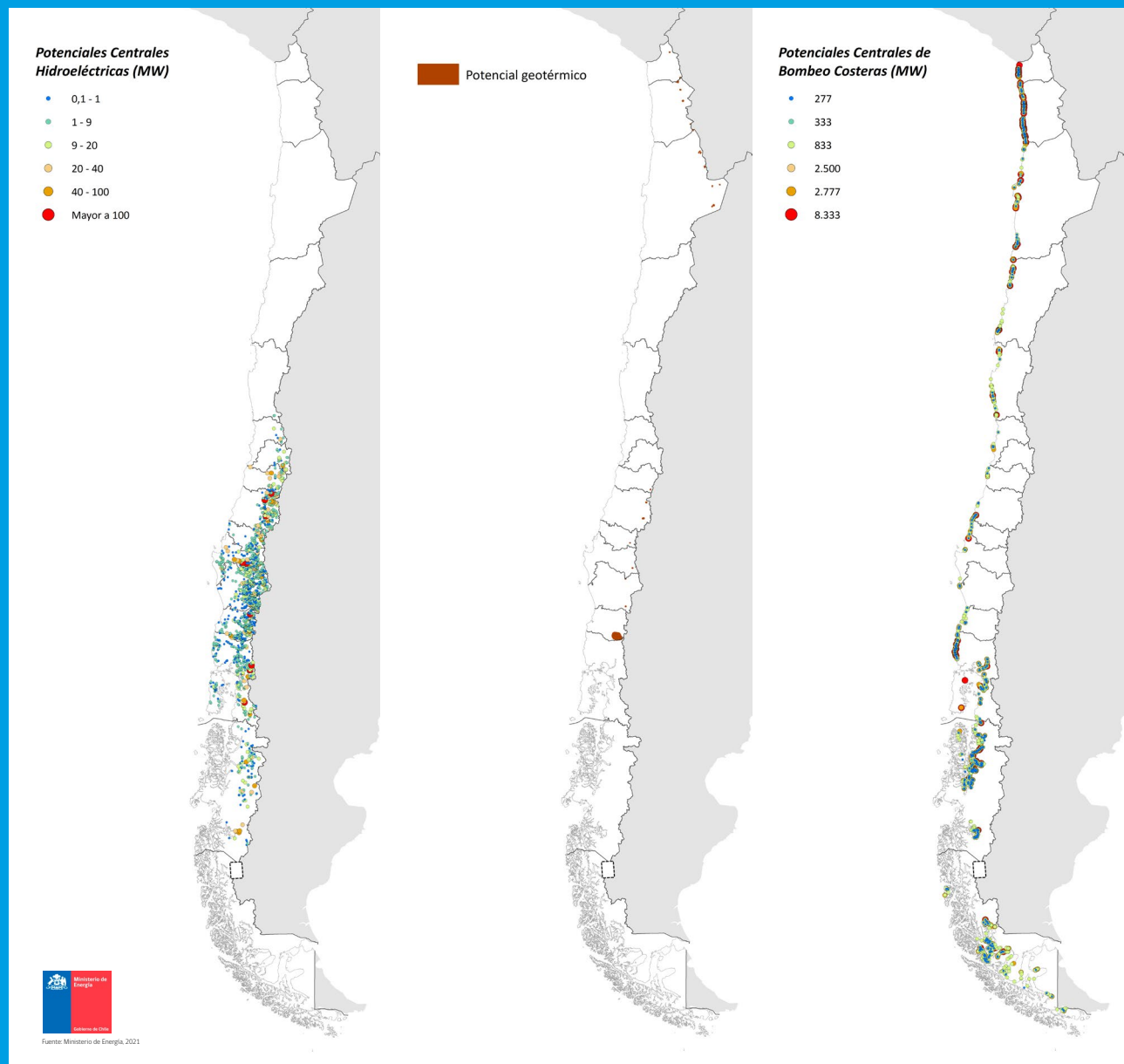
Región	Radiación Normal Directa (DNI) en W/m2						Total
	0 a 100	100 a 200	200 a 300	300 a 400	400 a 450	más de 450	
Arica y Parinacota		0,1%	1,9%	65,6%	31,6%	0,8%	100%
Tarapacá		0,0%	0,8%	62,2%	37,0%	0,1%	100%
Antofagasta		0,0%	1,0%	12,9%	77,1%	9,0%	100%
Atacama		0,1%	7,6%	51,9%	36,9%	3,6%	100%
Coquimbo		0,2%	20,6%	78,4%	0,8%		100%
Valparaíso		0,1%	64,2%	35,7%			100%
Metropolitana		0,3%	78,6%	21,0%			100%
O'Higgins		0,4%	94,0%	5,5%			100%
Maule		0,1%	93,4%	6,5%			100%
Ñuble		0,1%	99,5%	0,5%			100%
Biobío		0,2%	99,7%	0,1%			100%
Araucanía		1,1%	98,9%				100%
Los Ríos		35,7%	64,3%				100%
Los Lagos	0,2%	85,4%	14,4%				100%
Aysén	11,6%	82,0%	6,2%	0,1%			100%
Magallanes	48,7%	51,2%	0,0%	0,1%			100%



**TABLA 5. CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES SEGÚN POTENCIA**

Región	Hidroeléctrica de Pasada	Potencia (MW)	
		Geotermia	Bombeo Agua de Mar (13)
Arica y Parinacota	0	250	549.444
Tarapacá	0	477	865.111
Antofagasta	0	2.049	353.667
Atacama	0	0	207.611
Coquimbo	10	0	148.611
Valparaíso	64	0	28.056
Metropolitana	272	0	0
O'Higgins	500	200	17.778
Maule	1.952	490	73.889
Ñuble	459	27	15.278
Biobío	2.316	100	40.000
La Araucanía	1.948	172	22.500
Los Ríos	1.327	77	38.944
Los Lagos	2.013	0	617.611
Aysén	897	0	886.944
Magallanes	0	0	407.167
<b>Total</b>	<b>11.758</b>	<b>3.842</b>	<b>4.272.611</b>

**FIGURA 2. CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES: HIDROELÉCTRICO, GEOTÉRMICO Y BOMBEO DE AGUA DE MAR (14)**





# 4.2 Potencial bruto nacional con superposición

Posterior a la caracterización del recurso se aplica el análisis TAT, descrito previamente en el ítem 3.4, dando como resultados distintos productos. Uno de ellos es el potencial bruto nacional con superposición, que muestra el potencial según superficie disponible, sin considerar que dicha superficie podría ser utilizada por otra tecnología o una combinación de varias de ellas.

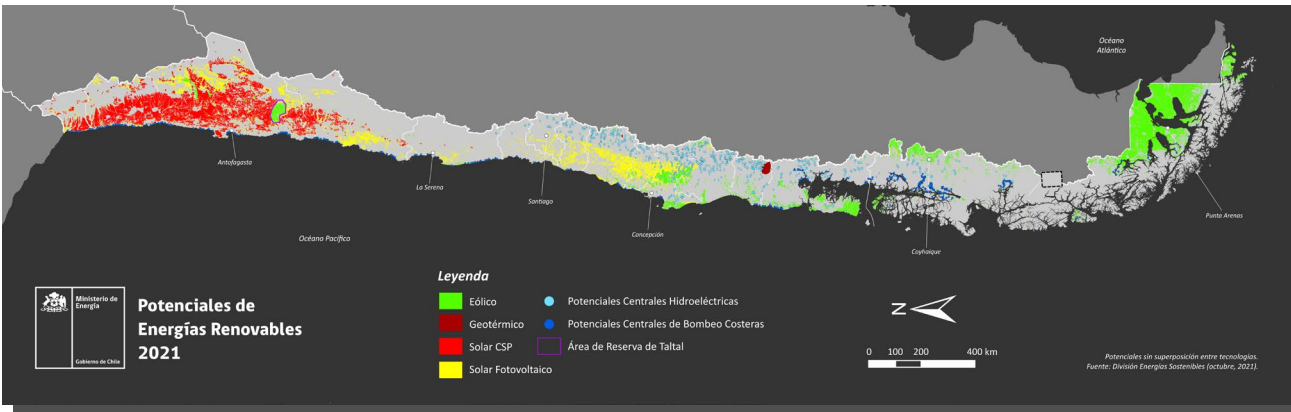
El potencial bruto nacional, por cada tecnología (se superponen entre ellas) alcanza los **3.541 GW**, cifra a la que se le adicionan **1.347 GW** de almacenamiento por bombeo de agua de mar, según se muestra en la tabla 6.

**TABLA 6.** POTENCIAL CON ÁREAS SUPERPUESTAS ENTRE TECNOLOGÍAS

N°	Región	Tecnologías					Total regional (MW)			%	Potencial de almacenamiento	
		Eólica	Geotermia	Solar CSP	Solar FV	Hidroeléctrica	Eólica SSMM	Solar FV SSMM	Hidroeléctrico SSMM		Hidroeléctrica	Bombeo Agua de Mar
1	Arica y Parinacota	0	250	33.460	67.486	0	0	0	0	101.196	2,9%	40.444
2	Tarapacá	0	477	219.897	370.917	0	0	0	0	591.291	16,7%	153.000
3	Antofagasta	15.045	2.049	544.365	1.155.282	0	0	0	0	1.716.741	48,5%	190.056
4	Atacama	316	0	64.115	241.015	0	0	0	0	305.446	8,6%	161.111
5	Coquimbo	1.191	0	762	32.066	10	0	0	0	34.029	1,0%	69.167
6	Valparaíso	24	0	0	17.053	54	0	0	0	17.130	0,5%	19.167
7	Metropolitana	33	0	0	33.057	259	0	0	0	33.349	0,9%	0
8	O'Higgins	45	200	0	68.309	483	0	0	0	69.038	1,9%	3.333
9	Maule	1.167	490	0	165.596	1.813	0	0	0	169.066	4,8%	17.222
10	Ñuble	1.705	27	0	108.134	375	0	0	0	110.241	3,1%	2.778
11	Biobío	12.318	100	0	128.400	2.095	0	0	0	142.913	4,0%	24.167
12	Araucanía	6.657	172	0	34.334	1.550	0	0	0	42.713	1,2%	0
13	Los Ríos	3.123	77	0	0	1.096	0	0	0	4.296	0,1%	2.500
14	Los Lagos	15.307	0	0	0	332	277	905	1.230	18.051	0,5%	98.944
15	Aysén	0	0	0	0	0	20.255	42.269	833	63.356	1,8%	523.944
16	Magallanes	0	0	0	0	0	121.915	0	0	121.915	3,4%	40.889
Total (MW)		56.931	3.842	862.600	2.421.648	8.067	142.447	43.174	2.063	3.540.772	100%	1.346.722
Total (GW)		57	4	863	2.422	8	142	43	2	3.541		1.347

NOTA: El potencial eólico, geotérmico, solar CSP y fotovoltaico se limitan al dominio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), no considerando la provincia de Palena en la región de Los Lagos. El potencial eólico y solar fotovoltaico en sistemas medianos (SSMM) consideran la provincia de Palena (región de Los Lagos), además de las regiones de Aysén y Magallanes. El potencial hidroeléctrico considera las Potenciales Centrales Hidroeléctricas (PCH) del SEN, que son aquellas ubicadas entre las regiones de Arica y Parinacota, y Los Lagos, a excepción de la provincia de Palena y el sector de Cochamó en la provincia de Llanquihue. El potencial hidroeléctrico en SSMM considera las subsubcuencas que coinciden en el área de Cochamó, la provincia de Palena y la región de Aysén.

**FIGURA 3.** CARACTERIZACIÓN DE RECURSOS RENOVABLES: HIDROELÉCTRICO, GEOTÉRMICO Y BOMBEO DE AGUA DE MAR



### 4.3 Potencial bruto nacional sin superposición (con descuentos)

Otro producto resultante es la cuantificación del potencial bruto nacional sin superposición entre tecnologías. Preliminarmente se puede establecer la compatibilidad de distintas tecnologías en una misma zona, no obstante, para esta identificación se requiere generar una distinción entre qué sectores son asignados a una u otra tecnología. Este paso de descuento se adopta a partir de lo realizado en el Libro de Energías Renovables en Chile (2014), en donde se fija un orden de prioridad para las tecnologías con potencial expresado en áreas (polígonos). Además se incluye el potencial para las regiones en donde se localizan los sistemas medianos del sur del país.

Así, el potencial bruto nacional total de energías renovables se cuantifica en **2.153 GW**, a los que se adicionan **1.347 GW** de almacenamiento por bombeo de agua de mar. La tabla 7 incluye una distribución nacional del potencial.



**TABLA 7.** POTENCIAL SIN ÁREAS SUPERPUESAS ENTRE TECNOLOGÍAS

Nº	Región	Potencia por tecnología (MW)							Total regional (MW)	%	Potencial de Almacenamiento Hidroeléctrica Bombeo Agua de Mar
		Eólica	Geotermia	Solar CSP	Solar FV	Hidroeléctrica	Eólica SSMM	Solar FV SSMM			
1	Arica y Parinacota	0	250	33.460	21.787	0	0	0	55.497	2,6%	40.444
2	Tarapacá	0	477	219.897	54.294	0	0	0	274.669	12,8%	153.000
3	Antofagasta	15.045	2.049	544.325	327.064	0	0	0	888.482	41,3%	190.056
4	Atacama	316	0	64.115	159.772	0	0	0	224.203	10,4%	161.111
5	Coquimbo	1.191	0	762	30.467	10	0	0	32.431	1,5%	69.167
6	Valparaíso	24	0	0	17.036	54	0	0	17.113	0,8%	19.167
7	Metropolitana	33	0	0	33.050	259	0	0	33.342	1,5%	0
8	O'Higgins	45	200	0	68.215	483	0	0	68.944	3,2%	3.333
9	Maule	1.167	490	0	163.450	1.813	0	0	166.920	7,8%	17.222
10	Ñuble	1.705	27	0	103.575	375	0	0	105.682	4,9%	2.778
11	Biobío	12.318	100	0	74.218	2.095	0	0	88.731	4,1%	24.167
12	Araucanía	6.657	172	0	19.139	1.550	0	0	27.518	1,3%	0
13	Los Ríos	3.123	77	0	0	1.096	0	0	4.296	0,2%	2.500
14	Los Lagos	15.307	0	0	0	332	277	753	17.898	0,8%	98.944
15	Aysén	0	0	0	0	0	20.255	4.592	25.680	1,2%	523.944
16	Magallanes	0	0	0	0	0	121.915	0	121.915	5,7%	40.889
Total (MW)		56.931	3.842	862.559	1.072.068	8.067	142.447	5.345	2.153.321		1.346.722
Total (GW)		57	4	863	1.072	8	142	5	2.153	100%	1.347

NOTA: El potencial eólico, geotérmico, solar CSP y fotovoltaico se limitan al dominio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), no considerando la provincia de Palena en la región de Los Lagos.

El potencial eólico y solar fotovoltaico en sistemas medianos (SSMM) consideran la provincia de Palena (región de Los Lagos), además de las regiones de Aysén y Magallanes.

El potencial hidroeléctrico considera las Potenciales Centrales Hidroeléctricas (PCH) del SEN, que son aquellas ubicadas entre las regiones de Arica y Parinacota, y Los Lagos, a excepción de la provincia de Palena y el sector de Cochamó en la provincia de Llanquihue.

El potencial hidroeléctrico en SSMM considera las subsubcuencas que coinciden en el área de Cochamó, la provincia de Palena y la región de Aysén.



## 5. Potencial ER 2021 para PELP 2023–2027

El presente capítulo tiene como objetivo mostrar la metodología y entregar resultados de potencial e información de generación incorporada en el proceso de PELP 2023–2027. Su informe preliminar se enmarca en el proceso iniciado a fines del año 2020 según el cronograma del Anexo 1, y cuya información levantada se integró en las modelaciones, tal como se muestra en el flujograma del anexo señalado.



Es preciso mencionar que en procesos PELP anteriores, la etapa de identificación de potenciales contemplaba un paso en que se descontaban aquellas áreas de potenciales priorizados (caso eólico) a aquellos no priorizados (Solar fotovoltaico), esto al momento de existir coincidencia en una misma área (esto aplicado a los potenciales con expresión poligonal y no puntual, como el eólico, geotermia, fotovoltaico y solar CSP).



### 5.1 Metodología para la identificación del potencial técnico renovable PELP

Para la PELP 2023–2027 se han revisado y actualizado los factores usados en el proceso PELP iniciado en el 2017, así como su actualización de 2019. Los factores y umbrales considerados se incluyen en la Tabla 1, el Anexo 2 compila un resumen de los procesos anteriores, y en el Anexo 3 se incorpora un detalle respecto el potencial geotérmico.







A diferencia de esto, el proceso actual incorporó un matiz a este criterio al sumar la “complementariedad tecnológica” como opción, en la medida que dos tecnologías con potencial en un mismo sitio no compitan según una priorización, no habiendo exclusión y por ende descuento. Este aspecto se abre para los casos eólico-fotovoltaico y fotovoltaico-Solar CSP, no así para el caso CSP respecto al eólico, en donde el primero es descontado del segundo, como se aprecia en la Tabla 1 (página 6).

En cuanto al potencial Solar CSP, en esta oportunidad se realizó un análisis **(15)** que optimizó los mejores territorios para emplazar proyectos en base a tres configuraciones de CSP según horas de almacenamiento: 6 hrs, 9 hrs y 13 hrs. Dado esto es que no se aprecian tanta áreas como las reflejadas por el potencial bruto nacional con y sin superposición, según se indica en el ítem 4.2.

Para el caso de las potenciales centrales hidroeléctricas, al ser puntos, no se efectúa ningún descuento aun cuando pueda haber superposición con otro potencial.

Para los potenciales mapeados en áreas donde existen Sistemas Medianos (provincia de Palena, además de las regiones de Aysén y Magallanes), el potencial identificado se limitó con un buffer de 20 km desde las líneas de transmisión y distribución existentes.

En el caso de las centrales de bombeo de agua de mar, luego de la aplicación del análisis TAT se emplean otros criterios de restricción acordados con el equipo que desarrolló el proceso, entre los que se encuentran el seleccionar reservorios y potenciales centrales ubicadas en sectores costeros asociados al SEN, con clasificación económica favorable, que posean costos unitarios menores a 1.000 USD/kW, y finalmente acotando solo aquellas unidades con potencias instalables de 277 MW y 333 MW.

## 5.2 Resultados del potencial técnico renovable para PELP

Según la metodología descrita previamente, el potencial nacional estimado para el proceso PELP 2023-2027 alcanza a la suma de 2.315 GW, a lo que se le adicionan 18 GW de almacenamiento de agua de mar. La Figura 4 muestra la distribución regional.

La Tabla 8 contiene el potencial técnico renovable para todas las regiones del país que se han considerado en este proceso PELP. Dicho potencial es agrupado y se ingresa como potenciales centrales de generación al modelo de optimización eléctrica.

FIGURA 4. POTENCIAL DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA PELP 2023 - 2027

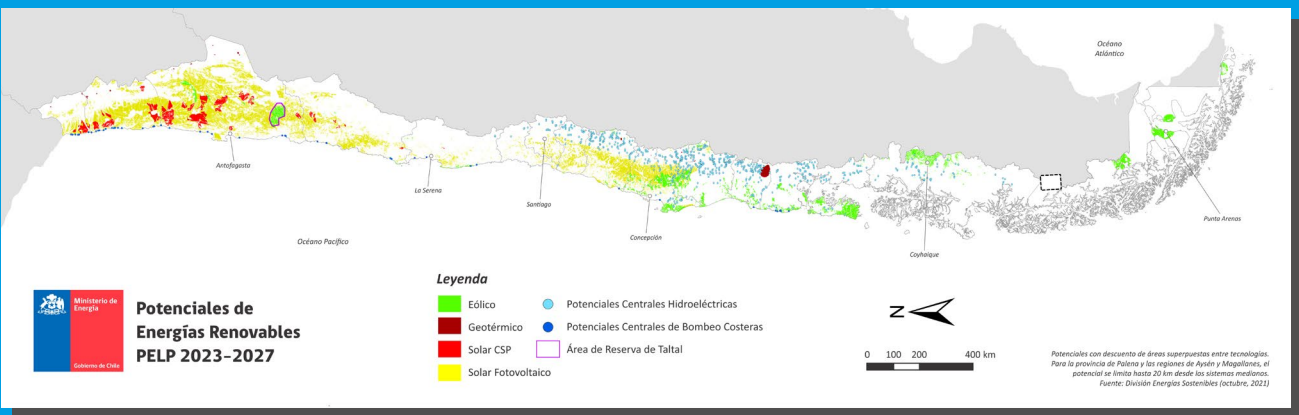


TABLA 8. POTENCIAL DISPONIBLE PARA LA PELP 2023-2027, SIN ÁREAS SUPERPUSTAS ENTRE TECNOLOGÍAS

Nº	Región	Potencia por tecnología (MW)							Total regional (MW)	%	Potencial de almacenamiento Hidroeléctrica Bombeo de Agua Mar
		Eólica	Geotermia	Solar CSP	Solar FV	Hidroeléctrica	Eólica SSMM	Solar FV SSMM			
1	Arica y Parinacota	0	250	11.430	50.254	0	0	0	61.934	2,7%	3.278
2	Tarapacá	0	477	39.617	313.501	0	0	0	353.595	15,3%	5.389
3	Antofagasta	14.202	2.049	93.927	961.765	0	0	0	1.071.944	46,3%	2.556
4	Atacama	316	0	6.360	232.757	0	0	0	239.433	10,3%	1.944
5	Coquimbo	1.191	0	171	31.073	10	0	0	32.445	1,4%	1.111
6	Valparaíso	24	0	0	17.036	54	0	0	17.113	0,7%	0
7	Metropolitana	33	0	0	32.974	259	0	0	33.265	1,4%	0
8	O'Higgins	45	200	0	68.209	483	0	0	68.938	3,0%	0
9	Maule	1.167	490	0	163.450	1.813	0	0	166.920	7,2%	278
10	Ñuble	1.705	27	0	103.575	375	0	0	105.682	4,6%	0
11	Biobío	12.307	100	0	74.259	2.095	0	0	88.762	3,8%	278
12	Araucanía	6.632	172	0	19.139	1.550	0	0	27.492	1,2%	0
13	Los Ríos	3.092	77	0	0	1.096	0	0	4.265	0,2%	278
14	Los Lagos	15.307	0	0	0	332	224	413	17.505	0,8%	3.333
15	Aysén	0	0	0	0	0	9.916	2.386	13.135	0,6%	0
16	Magallanes	0	0	0	0	0	12.658	0	12.658	0,5%	0
Total (MW)		56.021	3.842	151.505	2.067.990	8.067	22.797	2.799	2.315.084	100%	18.444
Total (GW)		56	4	152	2.068	8	23	3	2.315		18

NOTA: El potencial eólico, geotérmico, solar CSP y fotovoltaico se limitan al dominio del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), no considerando la provincia de Palena en la región de Los Lagos. El potencial eólico y solar fotovoltaico en sistemas medianos (SSMM) consideran la provincia de Palena (región de Los Lagos), además de las regiones de Aysén y Magallanes. Para todos los anteriores se encuentra limitado a un buffer de hasta 20 km desde las líneas de distribución de dichos sistemas. El potencial hidroeléctrico considera las Potenciales Centrales Hidroeléctricas (PCH) del SEN, que son aquellas ubicadas entre las regiones de Arica y Parinacota, y Los Lagos, a excepción de la provincia de Palena y el sector de Cochamó en la provincia de Llanquihue. El potencial hidroeléctrico en SSMM considera las subsubcuencas que coinciden en el área de Cochamó, la provincia de Palena y la región de Aysén.



Resumiendo, el potencial considerado para efectos de la planificación energética es el presentado en la Tabla 9. Este potencial, para fines de modelación sí posee superposición entre tecnologías.

**TABLA 9.** POTENCIAL PELP 2023–2027

Tecnología	Potencial SEN	Potencial SSMM	Total GW
Eólica	56	23	79
Solar PV	2.422	25	2.447
Solar CSP	152	–	152
Geotermia	4	–	4
Hidroelectricidad de Pasada	8	2	10
Bombeo de agua de mar	18	–	18
<b>Total</b>	<b>2.660</b>	<b>50</b>	<b>2.710</b>

NOTA: El potencial utilizado en Informe Preliminar PELP difiere con el potencial modelado en AMEBA. Para el primer caso se utilizó el potencial sin superposición (con descuento de tecnologías según prioridad en zonas con cruce), mientras que para el segundo se empleó la versión con superposición entre tecnologías en zonas (complementariedad tecnológica).



Para que el modelo de optimización eléctrica (Modelo AMEBA) pudiera incorporar el enorme potencial disponible, se realizó una agrupación de dichos potenciales y se asoció a una generación tipo de cada área, o factor de planta identificado según cada tecnología. Dicha generación se obtiene desde la API **(16)** de los Exploradores del Ministerio para el caso eólico, solar e hidroelectricidad. Para ello la DES debe configurar la extracción de datos según criterios establecidos en Anexo 2. En la Tabla 10 se incluye el detalle de las agrupaciones según tecnología.

**TABLA 10.** DATOS EFECTIVOS USADOS PARA LA MODELACIÓN DE LA PELP 2023–2027

Tecnología	Agrupaciones según Potencial SEN	GW
Eólica	Generación horaria para 116 agrupaciones de polígonos <b>(17)</b> con potencial eólico y distancias a 24 barras resultantes de aproximaciones territoriales	56
Solar Fotovoltaico	Generación horaria para 132 agrupaciones de polígonos <b>(18)</b> con potencial fotovoltaico y distancias a 24 barras	2.421
Solar CSP	Factor de Planta para 48 polígonos seleccionados por la División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales (con colaboración de Fraunhofer) y distancia a 24 barras	152
Geotermia	Factor de planta por 11 áreas <b>(19)</b> y distancia a respectivas barras	1,7
Hidroelectricidad de Pasada	Generación diaria por SubSubCuenca en la cual se ubican las potenciales centrales hidroeléctricas <b>(20)</b>	6,3
Bombeo de agua de mar	Potencial y horas de almacenamiento para 42 agrupaciones o clusters <b>(21)</b> de reservorios costeros y sus respectivas restituciones (simulado como batería)	18

NOTA: Los valores de potencial de la última columna difieren con los valores de la Tabla 8 debido a que para la modelación de AMEBA se consideró superposición de potenciales (complementariedad tecnológica), a fin que sea el modelo el que decida cuál de los potenciales tiene prioridad. Para los caso geotérmico e hidroeléctrico, las primeras modelaciones utilizaron como insumo información del proceso PELP previo, la cual será actualizada.



### 5.3 Cambio Climático

La importancia de las energías renovables en nuestra matriz hace que sea relevante contar con mejor información respecto de su comportamiento en el futuro, en especial aquellas que dependen de **variables atmosféricas** como el **viento, radiación, y temperatura y precipitación**. Es por ello, que con apoyo de la GLZ se contrató un estudio para el Ministerio de Energía, para estimar su comportamiento (22).

Los resultados de este estudio comprenden proyecciones hasta el año **2060** de variables horarias y diarias para más de **14.000 emplazamientos** a lo largo del país. Entre las principales conclusiones de dicho estudio se puede destacar:

- Se proyecta un **fuerte descenso en la disponibilidad del recurso hídrico**, caracterizado por una disminución de aproximadamente 20% del caudal medio en la zona central del país.
- **Los recursos solares y eólicos muestran una menor sensibilidad al cambio climático**. En particular, las tendencias de estos recursos no superan +/- 5% y hay un alto nivel de incertidumbre en el signo de la tendencias.
- Se observa un **leve pero significativo aumento de la radiación solar** en la zona central y centro-sur del país, debido a la **disminución de precipitaciones** en esta zona. Además, se estima un aumento general de la **frecuencia de olas de calor** y días calurosos.
- En el caso de la generación fotovoltaica, el **aumento de temperatura afecta el rendimiento de los paneles solares**, lo que provoca una leve disminución (-1,2%) del factor de planta medio en el centro y norte de Chile.

Los resultados del estudio fueron procesados por la DES, generando para cada variable/escenario, datos horarios o diarios para el periodo 2020 a 2060, consistentes en:

- Eólico: Nuevos perfiles.
- Solar: Perfiles horario solar y eólica.
- Hidroelectricidad: Perfiles diarios nuevos de generación.

Estos datos ayudarán al proceso PELP a aplicar sensibilidades a los resultados obtenidos en los 3 escenarios del Informe Preliminar de PELP 2023-2027.



## 5.4 Polos de desarrollo

Con el propósito de asignar montos de potencial a nivel provincial, se procedió a asociar cada área o polígono con potencial identificado a la provincia en donde se localiza su respectivo centroide, esto para las tecnologías eólica, solar fotovoltaica y CSP. Este análisis arrojó que 43 de las 57 provincias a nivel nacional poseen algún potencial en su territorio, siendo Antofagasta la que posee la mayor cifra (Tabla 11).

**TABLA 11. POTENCIAL (MW) A NIVEL PROVINCIAL PARA LA IDENTIFICACIÓN DE POLOS DE DESARROLLO**

Región	Provincia	Eólico		Solar CSP		Fotovoltaico		Total (MW)
		MW	Nº comunas	MW	Nº comunas	MW	Nº comunas	
Arica y Parinacota	Arica			11.430	7	62.887	3	74.317
	Parinacota					4.599	1	4.599
Tarapacá	Iquique					5.400	1	5.400
	Tamarugal			39.617	13	365.517	9	405.134
Antofagasta	Antofagasta	11.021	12	41.312	10	668.074	12	720.407
	El Loa	3.181	3			208.168	6	211.350
	Tocopilla			52.620	8	279.040	4	331.659
Atacama	Chañaral	43	1	3.810	5	107.178	5	111.031
	Copiapó	89	1	1.821	3	119.708	6	121.617
	Huasco	185	2	729	1	14.129	3	15.044
Coquimbo	Choapa	11	1			2.405	5	2.417
	Elqui	209	2			13.835	7	14.045
	Limarí	970	5	171	1	15.825	5	16.967
Valparaíso	Los Andes					24	1	24
	Petorca					2.156	3	2.156
	San Antonio					7.859	3	7.859
	San Felipe de Acon.					7.013	2	7.013
	Valparaíso	24	1					24
Metropolitana	Chacabuco	21	1			11.436	2	11.457
	Cordillera					1.331	2	1.331
	Melipilla					4.480	2	4.480
	Santiago	12	2					12
	Talagante					15.733	1	15.733
O'Higgins	Cachapoal					20.954	3	20.954
	Cardenal Caro	45	1			11.671	2	11.717
	Colchagua					35.678	3	35.678
Maule	Cauquenes	564	3			5.973	1	6.537
	Curicó	75	1			2.906	3	2.981
	Linares	32	2			111.201	5	111.233
	Talca	496	4			45.516	3	46.012
Ñuble	Diguillín	473	2			64.093	3	64.566
	Itata	738	6			5.150	2	5.888
	Punilla	494	1			38.891	3	39.385
Biobío	Arauco	4.143	5			10.283	4	14.426
	Biobío	7.377	9			110.744	6	118.120
	Concepción	787	2			7.369	2	8.156
Araucanía	Cautín	2.353	10			276	2	2.628
	Malleco	4.279	9			34.059	7	38.338
Los Ríos	Ranco	1.171	3					1.171
	Valdivia	1.921	12					1.921

Los datos aquí disponibles, junto con antecedentes de licitaciones de terrenos fiscales, fueron puestos a disposición del proceso PELP. Posteriormente, en septiembre de 2021 se da inicio a la etapa de diseño de potenciales polos de desarrollo para generación eléctrica, según la Resolución Excenta N° 101/2021.

En el marco de procesos quinquenales de actualización de la PELP, es preciso mencionar que la identificación y selección de polos de desarrollo, identificación del posible trazado de líneas de transmisión, en caso de efectuarse su realización, puede implicar la realización de análisis geoespaciales adicionales a los ya contemplados en la metodología general descrita previamente. Este aspecto puede requerir esfuerzos adicionales en la consolidación de pasos metodológicos para dicho propósito.

## 6. Desafíos futuros

La División de Energías Sostenibles cumple un rol relevante en la identificación de potenciales renovables para las distintas políticas públicas del sector energía, y ello ha sido posible en la medida que se cuenta con información de los recursos energéticos con cobertura nacional y a escalas que permiten un detallado análisis, tanto geoespacial como temporal. En esta línea, los Exploradores de Energía se han vuelto cada vez más necesarios como proveedores de datos base para dicho fin.



En este sentido, uno de los primeros desafíos contempla el mejorar de manera continua los insumos base para trabajo de potenciales, aspecto que implica vigilar continuamente los avances que experimenten las distintas tecnologías, a fin de materializarlas en productos útiles.

Otro desafío clave es el lograr un flujo de trabajo coordinado entre las divisiones del Ministerio que participan en distintas etapas de este proceso, el cual tiene como propósito en sí mismo el lograr un diagnóstico del estado del potencial, pero que como se señaló previamente sirve para otros objetivos, como por ejemplo la PELP.

En este marco es que se establecerá un procedimiento interno, a nivel institucional, que busque formalizar y sistematizar las etapas de este trabajo, permitiendo relevar aún más la realización de esta labor en forma periódica.

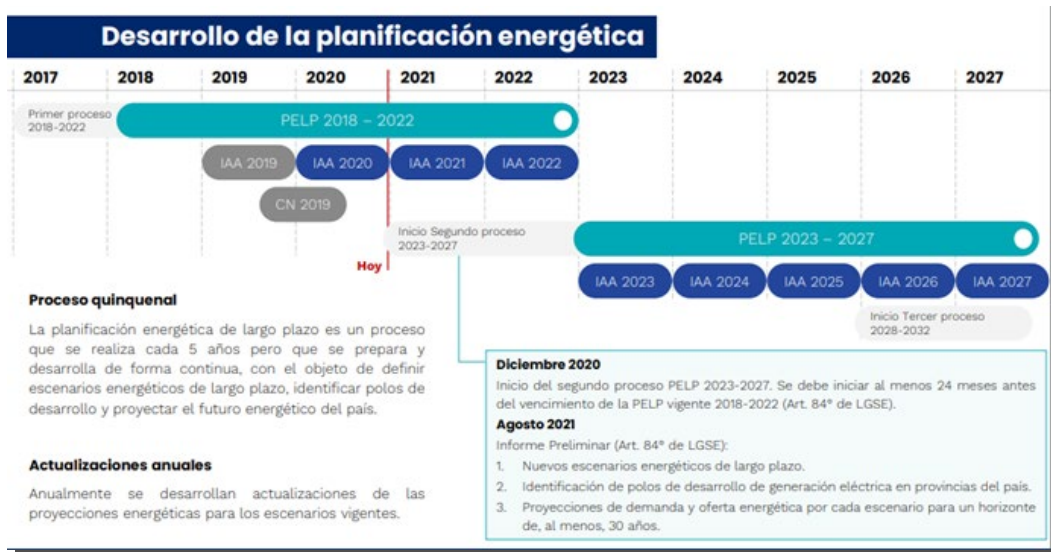
Esto último establece como prioridad el trabajo colaborativo con otras divisiones en etapas tempranas.



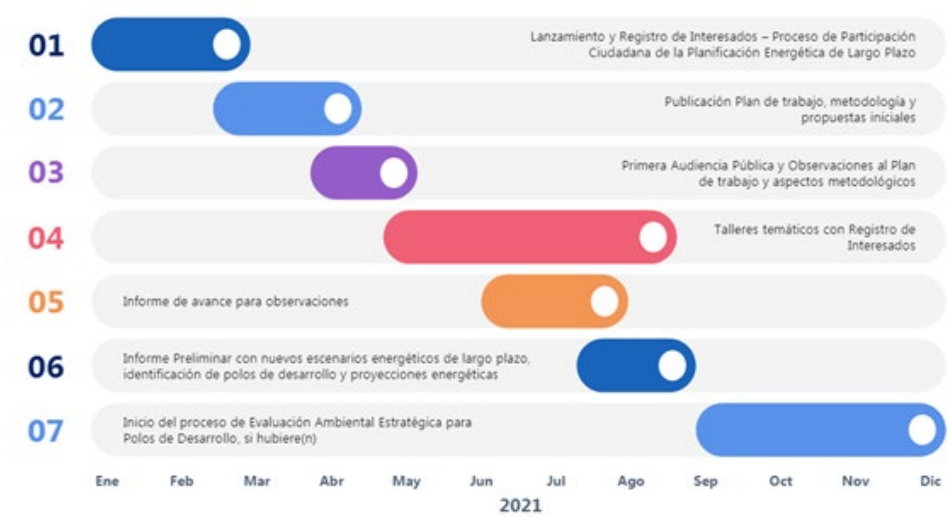


## 7. Anexos

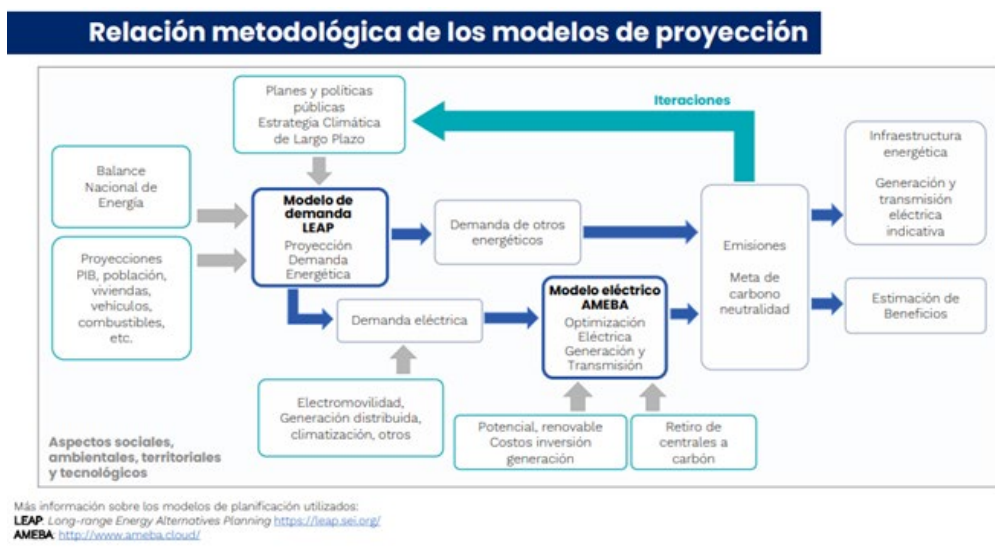
ANEXO 1A. PRINCIPALES HITOS DEL PROCESO PELP



ANEXO 1B. CRONOGRAMA DEL PROCESO



ANEXO 1C. FLUJOGRAMA DEL PROCESO PELP



**ANEXO 2. RESUMEN DE FACTORES Y UMBRALES PARA LA IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES DE ENERGÍAS RENOVABLES**

	Libro ERNC	PELP 1 (2018-2022)	Actualización PELP 1 (IAA) 2019	PELP 2. Preliminar (2023-2027)	Informe ICP - 2021
<b>Área de Análisis</b>	Arica a Chiloé	Arica a Los Lagos s/Sist. Medianos, 44 Barras, Uninodal	Arica a Chiloé	Arica a Los Lagos (SEN) + Sistemas Medianos	Arica a Los Lagos (SEN) + Sistemas Medianos
<b>Recurso Eólico</b>	2010 3 MW, 100 m, FP>30% hasta 3000 msnm, >1 MW	2010 2,3 MW 100 m, FP > 34%, hasta 3000 msnm	-	2015 5,6 MW, 120 m, FP> 30%, hasta 3000 msnm	2015 5,6 MW (Arica-Los Lagos) y 3,3 MW (Palena-Magallanes), 120 m, FP> 30%, hasta 3000 msnm
<b>Recurso Fotovoltaico</b>	FP >30% 2010-2011 Seguimiento 1 eje	FP >24 % 2010 Seguimiento 1 Eje Gx2010	FP >21% 1980-2016 Gx 2015	FP > 21% Seguimiento 1 eje 2011-2016 Gx 2015, >3 MW	FP > 21% Seguimiento 1 eje 2011-2016 (Arica- Araucanía), y FP > 15% Sistema fijo 2011- 2016 (Palena- Magallanes) Gx 2015, >3 MW
<b>Recurso CSP</b>	2010-2011 Cilindro Parabólico 50 MW 7,5 hr acumul., Hasta 1,8°pend,	Torre 100 MW, factor de campo solar 2,4, y 12 hr acumulación FP >75 hasta 3° pend.	-	Torre 100 MW, DNI, Hasta: 20% Nubosidad, 7° pendiente, 6, 9 y 13 hr acumulación < 0,5% tiempo veloc. viento 15 m/s	Torre 100 MW, DNI, Hasta: 20% Nubosidad, 7° pendiente, 6, 9 y 13 hr acumulación < 0,5% tiempo veloc. viento 15 m/s
<b>Recurso Hidro. de Pasada</b>	Agrupación Titulares 2012 PCH >0,1 MW, FP>50%	1 Titular 2016 PCH > 3 MW, FP >50%	-	1 Titular 2019 PCH >3 MW	1 Titular 2019 PCH >3 MW
<b>Geotermia</b>	-	Mesa Geotermia FP (? 0.8 binario y 0,9 flash)	-	Actualización Mesa Geotermia	Actualización Mesa Geotermia
<b>Potencial Hidro. Bombeo</b>	-	-	-	Centrales agua de mar Borde costero: 6 y 18 hr acumulación	Centrales agua de mar Borde costero: 6, 9 y 13 hr acumulación % veloc. viento >15 m/s a 5,5 m
<b>Impacto Cambio Climático</b>	-	-	-	En base a Estudio Meteodata/GIZ Escenario Neutro	En base a Estudio Meteodata/GIZ Escenario Neutro
<b>Capas Base complementarias</b>	Capas 2012	Actualización Anual	Actualización Salares	Actualización Anual	Actualización Anual
<b>Datos Proyectos OPC</b>	dic-12	dic-16	dic-16	jun-20	abr-21

### ANEXO 3. INSUMOS DEL POTENCIAL GEOTÉRMICO

A partir del ejercicio realizado durante la Mesa de Geotermia (2018), el cual se enfocó en generar un escenario de desarrollo geotérmico hasta el año 2050 que tuviera como resultado una calendarización de MW disponibles en determinado plazo, es que se establecieron ciertas zonas con potencialidad para esta tecnología. Dicha base de datos fue construida a partir de:

- Información aportada por empresas tenedoras de concesiones, con las que se construyó un calendario de desarrollo para el periodo 2017-2030
- Datos aportados por el Consejo de Geotermia en año 2014 durante el proceso de la Mesa ERNC 2030
- Información del Ministerio de Energía basada en las solicitudes de concesiones de explotación de energía geotérmica
- Paper del CEGA (2016). Assessment of the high enthalpy geothermal resources and promising areas of Chile, Geothermics, 59 (A), 1-13.

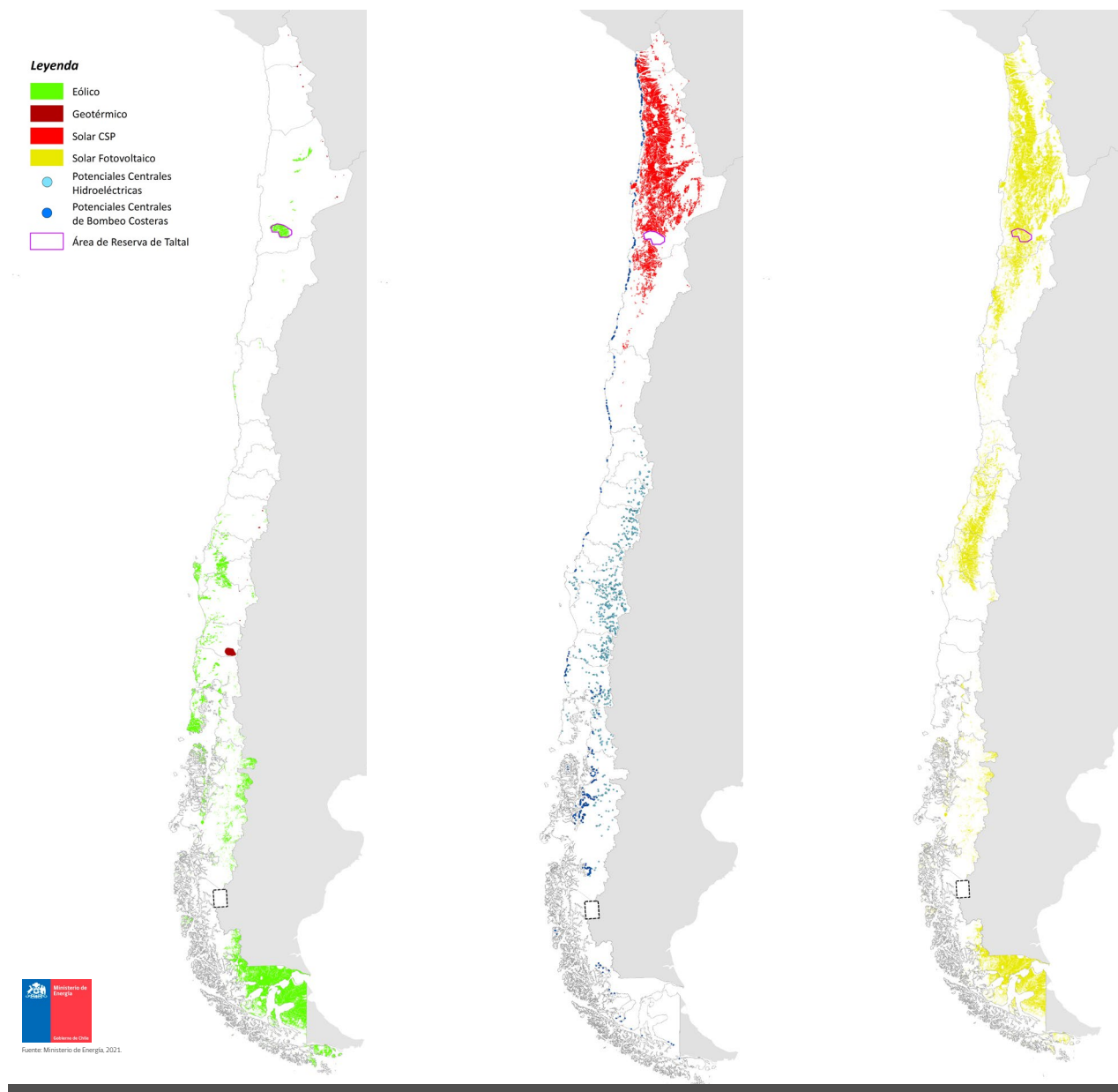
En base a los insumos mencionados, se seleccionaron 23 áreas con potencialidad para esta tecnología, en función de las concesiones geotérmicas vigentes (exploración y explotación). Estas áreas fueron georreferenciadas en formato shapefile para su manejo en el software geográfico, capa de información que a su vez contiene datos como la localización regional y el tipo de potencial (bajo, medio y máximo).

A diferencia de procesos previos, este potencial incorpora una mayor cantidad de zonas (para el caso de la primera PELP se consideraron solo 11) debido a una serie de argumentos técnicos, donde destacan el no descartar en función a escenario de ventas (modelo económico), considerar la totalidad de los sitios ya sea con exploración y/o explotación dado que es una señal positiva que favorece al incentivo de la tecnología, además de estar fundado que en la actualidad ya existe en operación una central de este tipo (Cerro Pabellón).

Nombre	Región	Potencial Bajo (MW)	Potencial Medio (MW)	Potencial Máximo (MW)
Alitar	Antofagasta	120	176	232
Azufre Norte 1	Antofagasta	40	40	40
Azufre Oeste	Antofagasta	40	40	40
Calabozo	Maule	80	140	200
Callaqui	Biobío	40	70	100
Apacheta	Antofagasta	48	102	140
Chiguana	Arica y Parinacota-Tarapacá	40	40	200
Chillán	Ñuble	27	27	27
Colpitas	Arica y Parinacota	30	40	50
Cordon Caulle	Los Ríos	17	47	77
El Tatio/La Torta	Antofagasta	100	175	250
El Valle	Araucanía	12	20	100
Irruputuncu	Antofagasta	50	75	100
Licancura III	Arica y Parinacota-Tarapacá	50	50	150
Mariposa	Maule	92	100	290
Olca	Tarapacá-Antofagasta	180	469	757
Pampa Lirima 1-2-3	Tarapacá	20	20	127
Peumayen	Biobío-Araucanía	12	70	72
Piuquenes 1	Antofagasta	40	40	230
Piuquenes 2	Antofagasta	30	30	160
Polloquere II	Arica y Parinacota-Tarapacá	50	75	100
Puchuldiza	Tarapacá	30	65	100
San Alberto	Antofagasta	50	75	100
Tinguiririca	O'Higgins	100	100	200



**ANEXO 4. MAPAS DE POTENCIALES DE ENERGÍAS RENOVABLES SEGÚN TECNOLOGÍA (CON SUPERPOSICIÓN): EÓLICO Y GEOTERMIA (IZQUIERDA), SOLAR CSP, BOMBEO E HIDROELECTRICIDAD (MEDIO) Y SOLAR FOTOVOLTAICA (DERECHA).**



## 8. Notas

(1) En versiones anteriores se ha estimado entre 70 y 80 veces la capacidad instalada, sin considerar las regiones de Aysén ni Magallanes, así como tampoco se incluyó el potencial de Bombeo de Agua de Mar.

(2) Se entenderá por factor técnico aquel que incide en las posibilidades de aprovechamiento de las fuentes de energía renovable, como características propias del recurso y del terreno en el cuál se emplazará la tecnología.

(3) Se entenderá por factor ambiental al elemento del medio ambiente en sus distintas dimensiones, natural o artificial, que está sujeto a cambios probables o frecuentes, derivados de procesos naturales, o bien de actividades humanas susceptibles a generar efectos en la condición base, de este.

(4) Se entenderá por factor territorial aquel que haya sido establecido en un instrumento de ordenamiento, planificación o gestión territorial o normativa, y que incida o condicion el emplazamiento de proyectos de generación de energía.

(5) Región de Magallanes y Antártica Chilena. Se utiliza sólo Magallanes para simplificar la lectura.

(6) Modelo de Análisis Espacial – MAE, GIZ/MINENERGIA 2011. Libro Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. GIZ/MINENERGIA 2014.

(7) El modelo utiliza la capa con el dominio de análisis señalado para ajustar el resultado a dicha extensión geográfica, y al mismo tiempo se encarga de generar un ráster de salida con resolución espacial de 100 x 100m. Este último usado como estándar para todos en todos los análisis geoespaciales realizados por la DES.

(8) Superposición efectuada mediante la herramienta “Calculadora ráster” del software ArcGIS, que permite ejecutar operaciones matemáticas con las capas georreferenciadas, en este caso mediante la operación “multiplicación”.

(9) Disponible en <https://exploradores.minenergia.cl/>

(10) Disponible en los Exploradores de Energía en <http://ernc.dgfuchile.cl/Explorador/DAANC2019/>

(11) Estudio “Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo en Chile”, GIZ/MINENERGIA 2020.

(12) Los proyectos eólicos y solares fotovoltaicos se están desarrollando de manera complementaria en un mismo territorio, sin embargo no se ha considerado dicha complementariedad en este documento.

(13) En esta etapa del proceso se considera todo el potencial identificado en el Estudio de GIZ/MINENERGIA 2020.

(14) Una vez identificados los reservorios libres de intersección mediante análisis TAT, bien puede existir superposición entre los mismos reservorios, dado que la configuración de estos responde en muchos casos a concavidades en el terreno con distinto grado de volumen o llenado, dando lugar a distintas opciones de potenciales centrales en un mismo sitio. Para realizar un análisis de exclusión entre ellos, a fin que no exista superposición se requiere una identificación con mayor de detalle.

(15) En base a la capa base de DNI y restricciones identificadas, las configuraciones según horas de almacenamiento fueron propuestas por los equipos de Fraunhofer Chile Research y Corfo, representado en ese entonces por el Comité Solar e Innovación Energética.

(16) Disponible en <http://api.minenergia.cl/>

(17) A fin de evaluar la consistencia de los valores de factor de planta entregados por el análisis TAT, en contraste a los datos arrojados por la API ERNC, se resolvió restar del total algunas áreas con potencial que según la API presentaron valores por debajo de lo estipulado para el análisis geoespacial, ello debido a la forma de procesar los datos geoespaciales y/o transformación de formatos cartográficos.

(18) Aplica el mismo proceder descrito en la nota anterior.

(19) Se mantuvo el potencial utilizado en PELP 2017-2021.

(20) Se mantuvo el potencial utilizado en PELP 2017-2021.

(21) Se efectuaron agrupaciones de reservorios y sus respectivas restituciones en función de los costos unitarios de cada central, la clase a la que corresponde según tipo de reservorio, además de la región en la que se ubican.

(22) Estudio Análisis de la información disponible de recursos renovables para generación utilizada en procesos de optimización del sistema eléctrico. GIZ/MINENERGIA, 2020.



# Identificación y Cuantificación de **Potenciales de Energías Renovables 2021**

Chile Continental



Ministerio de  
Energía

Gobierno de Chile