RETIRO DEL CARBÓN AL 2030

AVANCES Y TAREAS PENDIENTES EN EL CRONOGRAMA DE DESCARBONIZACIÓN EN CHILE

FUNDACIÓN
CHILE SUSTENTABLE
Propuesta ciudadana para el cambio

RETIRO DEL CARBÓN AL 2030
AVANCES Y TAREAS PENDIENTES EN EL CRONOGRAMA
DE DESCARBONIZACIÓN EN CHILE

- **ISBN:**
  978-956-7889-50-1
- **Autores:**
  Sara Larraín y Gonzalo Melej
- **Edición de textos:**
  Ximena Salinas
- **Diagramación y Diseño de Portada:**
  Emiliano Méndez

Licencia Creative Commons:
Reconocimiento - No comercial - Compartir igual: El artículo puede ser distribuido, copiado y exhibido por terceros si se reconoce la autoría en los créditos. No se puede obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original. Más información en: http://creativecommons.org

RETIRO DEL CARBÓN AL 2030

AVANCES Y TAREAS PENDIENTES EN EL CRONOGRAMA DE DESCARBONIZACIÓN EN CHILE

Autores:

Sara Larraín • Gonzalo Melej

Julio 2023

FUNDACIÓN CHILE SUSTENTABLE

Propuesta ciudadana para el cambio

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 5

RETIRO DEL CARBÓN ¿CÓMO VAMOS? 7

PRINCIPALES DESAFÍOS PARA EL RETIRO TOTAL DEL CARBÓN Y UNA TRANSICIÓN JUSTA EN BASE A ENERGÍAS LIMPIAS, RENOVABLES Y DE BAJO IMPACTO AMBIENTAL 11

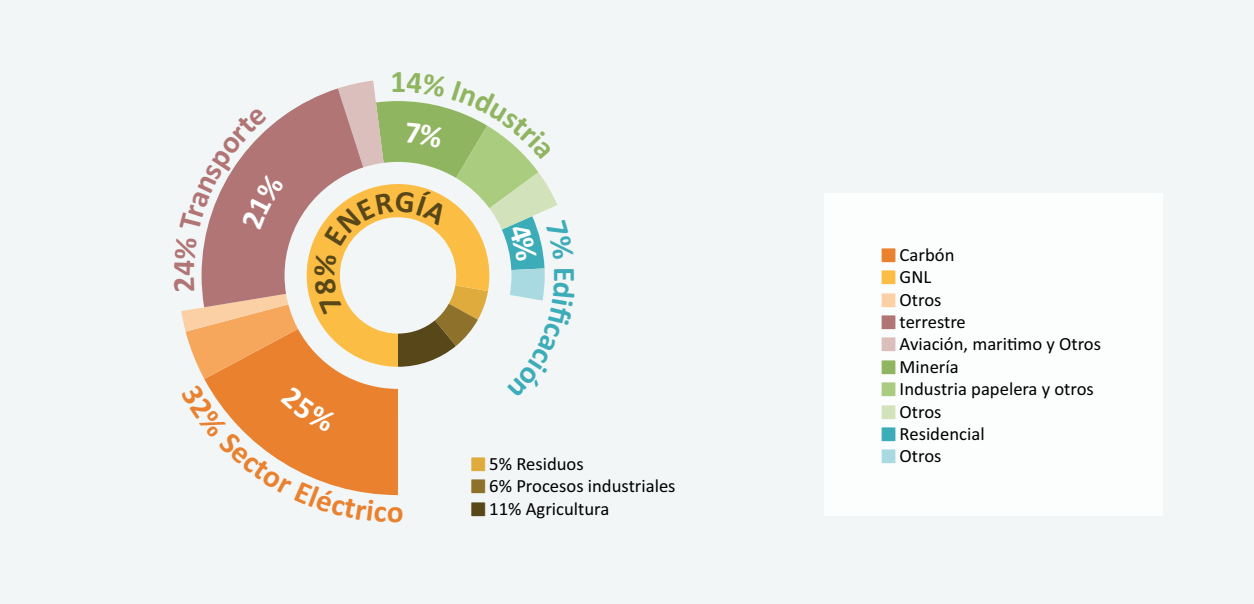
CONCLUSIONES 22

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la generación eléctrica en base a carbón en Chile alcanzó el 22,5% de la capacidad instalada el año 2018[1]. Su expansión se debió principalmente a que la generación a carbón fue casi la única respuesta de los actores del mercado eléctrico ante la restricción en el abastecimiento del gas argentino a partir del año 2003. No obstante, la promulgación de la Ley 20.257[2] en 2008, que estableció cuotas obligatorias de 10% de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al año 2020; el posterior incremento de dicha obligación en 2012, a 20% de ERNC al año 2025; además del rechazo ciudadano a la construcción de nuevas carboneras (Castilla, Barrancones en Atacama) y mega hidroeléctricas (Hidroaysén en Patagonia); junto a los compromisos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el Marco del Acuerdo de París en 2015, configuraron un escenario distinto para el desarrollo eléctrico en Chile.

El Inventario Nacional de Emisiones de GEI del año 2016, evidenció que el 32% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de Chile provenían del sector eléctrico, y que la mayor parte de ellas -el 25% como indica el gráfico 1- son provocadas por la combustión de carbón para la generación eléctrica de 28 unidades, las que emitían 30 millones de toneladas de CO2 equivalentes cada año, seguidas por gas y diesel (7%).

Gráfico 1: Inventario de Emisiones de GEI en Chile al año 2016



Fuente: Ministerio de Energía 2020[3], en base a INGEI 2016.

1 Coordinador Eléctrico Nacional, 2019. Reporte Anual 2018. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/07/reporte2018.pdf

2 Biblioteca del Congreso Nacional. Ley 20.257; Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212

3 Ministerio de Energía, 2020. Carbono neutralidad en el sector energía, proyección de consumo energético nacional 2020. https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

En este contexto, en vísperas de la realización de la COP 25 en Chile el año 2019, el gobierno de la época y las 4 empresas dueñas de las 28 termoeléctricas a carbón, presentaron un compromiso voluntario de descarbonización y un cronograma de retiro de 8 carboneras al año 2024[4]. Asimismo, se propuso que dicho cronograma fuera revisado cada 5 años para incorporar nuevos compromisos y completar el retiro del carbón al año 2040.

Posteriormente, en la Ley Marco de Cambio Climático, tramitada durante 2020 y 2021 y promulgada en 2022, Chile estableció la obligación de alcanzar la carbono neutralidad al año 2050 mediante el establecimiento de planes sectoriales de mitigación de emisiones y de adaptación. Simultáneamente, la Contribucion Nacionalmente Determinada actualizada (NDC por sus sigla en inglés), presentada por Chile ante la Secretaría de la Convención de Cambio Climático en 2020, estableció un presupuesto de 1.100 MtCO2 para el período 2020- 2030, con un peak al año 2025 y una reducción posterior sostenida hasta alcanzar la carbono neutralidad al 2050.

A diciembre de 2022, la generación térmica fósil en Chile alcanzó un 37,1% de la generación eléctrica del país, diez puntos porcentuales menos que diciembre de 2021[5], mientras que la generación renovable no convencional representó un 34% de la generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), un 5 % más que en el año 2021. Pero, aunque las energías renovables cada vez tienen mayor presencia en la generación eléctrica del país, aún existen grandes obstáculos e importantes desafíos regulatorios para que su penetración permita alcanzar los objetivos de desfosilización del sector eléctrico, el cual continúa siendo la principal fuente de emisiones de GEI a nivel nacional, con un 26% según el último Inventario Nacional de Emisiones de GEI de 2022[6]; y luego continuar con la industria y el transporte con 14% y 24% respectivamente de las emisiones de CO2 eq.

El presente documento tiene por finalidad mostrar cómo ha avanzado la implementación del cronograma de descarbonización comprometido por las empresas el año 2019, y presentar la actualización y anuncios de nuevas fechas de retiro y reconversión de centrales a carbón al año 2025. Asimismo, pretende visibilizar que empresas aún no comprometen fecha de cierre o reconversión de sus carboneras. El documento también presenta los principales desafíos sociales, institucionales, regulatorios y tecnológicos a corto y mediano plazo para avanzar hacia una transición energética justa y acelerada, que permita al país cumplir con el objetivo del retiro de todas las centrales a carbón al año 2030, terminar con la contaminación local de las denominadas zonas de sacrificio y, simultáneamente, cumplir con los compromisos climáticos incluidos en la NDC y en la Ley Marco de Cambio Climático.

4 Ministerio de Energía, 2020. Plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón. /https://energia.gob.cl/sites/default/files/plan_de_retiro_y_o_reconversion_centrales_carbon.pdf

5 Coordinador Eléctrico Nacional, 2023. Informe Mensual enero 2023. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/01/CEN-Informe-Mensual-SEN-ene23.pdf

6 MMA, 2020. Inventario Nacional de GEI serie 1990 - 2020. https://snichile.mma.gob.cl/Documentos/

RETIRO DEL CARBÓN ¿CÓMO VAMOS?

En 2018 operaban en Chile 28 centrales termoeléctricas a carbón que eran responsables del 37,6% de toda la generación eléctrica del país[7], las cuales eran propiedad de 4 empresas: AES, ENGIE, ENEL y COLBÚN, ubicadas en 6 comunas: Iquique, Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví y Coronel. (Ver figura 1).

Figura 1. Centrales a carbón operando en Chile al año 2018

Empresa	Cantidad centrales	Capacidad	Ubicación
AES	15 centrales	3014 MW	Tocopilla (2), Mejillones (4), Huasco (5) y Puchuncaví (4)
ENGIE	9 centrales	1505 MW	Tocopilla (4) y Mejillones (5)
ENEL	3 centrales	636 MW	Iquique (1) y Coronel (2)
Colbún	1 central	370 MW	Coronel (1)
TOTAL	**28 centrales**	**5525 MW**	

Fuente: Elaboración propia en base al Ministerio de Energía 2020[8].

En el contexto de los preparativos de la Cumbre de Cambio Climático COP 25 que se realizaría en Chile, el gobierno anunció en junio de 2019 un cronograma de descarbonización voluntario del sector eléctrico, que busca retirar las 28 centrales y poner fin a la generación eléctrica en base a carbón al año 2040. En una primera etapa el cronograma establecía el cierre de las 8 centrales más antiguas al año 2024. La segunda etapa de mediano y largo plazo, sería propuesta cada 5 años hasta concluir el retiro total de la generación a carbón al año 2040.

Fotografía: Central Ventanas, Puchuncaví / Fuente: Chile Sustentable.

7 Coordinador Eléctrico Nacional, 2019. Reporte Anual 2018. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/07/reporte2018.pdf

8 Ministerio de Energía, 2020. Plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón. Figura 2. /https://energia.gob.cl/sites/default/files/plan_de_retiro_y_o_reconversion_centrales_carbon.pdf

Este plan de descarbonización comenzó a implementarse el mismo mes del anuncio (junio de 2019) con el cierre de las unidades Tocopilla U12 y U13, de la empresa ENGIE; y continuó en diciembre del mismo año con el cierre de la Central Tarapacá de la empresa ENEL, ubicada en Iquique. En diciembre del año siguiente (2020), se cerraron las centrales Bocamina I de ENEL en Coronel y Ventanas I de AES en Puchuncaví. Finalmente, entre junio y octubre de 2022, se cerraron las centrales Tocopilla U14 y U15 de ENGIE, y Bocamina II de ENEL.

Así, entre 2019 y 2022 se han cerrado 8 unidades termoeléctricas a carbón en Chile: 3 de la empresa ENEL (todas sus centrales), 4 de la empresa ENGIE y solo 1 de AES. En dicho período, la empresa AES vendió en 2021 las 5 centrales Guacolda ubicadas en Huasco, al grupo de inversiones Capital Advisors (el cual no ha expresado compromiso de cierre), y no cumplió el compromiso de retirar la central Ventanas 2, cuyo cierre en el cronograma de descarbonización estaba comprometido para mediados de 2022.

En junio de 2023, en el país aún siguen operando 20 unidades termoeléctricas a carbón, con una capacidad de 4.327 MW; las que representan aproximadamente el 30% de la generación eléctrica del país, siendo además las principales responsables de las emisiones de CO2 de todo el sector energético nacional (MMA, 2020)[9]. Queda pendiente el cierre de Ventanas 2 de AES, ubicada en Puchuncaví, que debió ocurrir a finles de 2022, cuya justificación es que aún no se concluyen trabajos en la subestación Agua Santa en la región de Valparaíso.

Compromisos de cierre al 2025

Para el año 2024 la empresa ENGIE tiene comprometido al cierre las centrales CTM1 y CTM2 en Mejillones; y para diciembre de 2025, la reconversión a biomasa de las centrales Andina y Hornitos, y la reconversión a gas de la Central “Infraestructura Eléctrica Mejillones” (IEM), todas localizadas en la ciudad de Mejillones.

La empresa AES, por su parte, en julio de 2021 informó a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) y a la Comisión Nacional de Energía (CNE) sobre la disposición de cesar la operación de sus centrales a carbón Ventanas 3 y 4 (Nueva Ventanas y Campiche) y Angamos 1 y 2, de una capacidad conjunta de 1.097 MW, para el 1 enero de 2025, según la seguridad, suficiencia y economía del sistema lo permitan[10]. Además, el 25 de mayo de 2023, AES también informó a la CMF sobre la desconexión definitiva de sus unidades Norgener 1 y 2 (276 MW), al 31 de diciembre de 2025[11] (Ver figura 2).

9 MMA, 2020. Inventario Nacional de GEI serie 1990 - 2020. https://snichile.mma.gob.cl/Documentos/

10 Informe Hecho Esencial de AES Andes a la CMF, julio 2021. https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=3976f41ebe05df-d7a9aea1048f5ba4eaVFdwQmVVMVVRVE5OUkVreVQxUk5lRTFSUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1686691657

11 Informe Hecho Esencial de AES Andes a la CMF, mayo 2023. ttps://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=52cc-0c5330951537457e888780bc25e8VFdwQmVVMTZRVEZOUkVsNVRtcGpNazVSUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1686691476

Figura 2. Compromisos de cierre de Centrales Termoeléctricas a Carbón en operación a junio de 2023 (12 unidades).

Empresa	Nombre Central	Ubicación	Situación	Capacidad
ENGIE	Mejillones CTM1 y CTM2	Mejillones	Compromiso de cierre a dic de 2024.	334 MW
ENGIE	Andinas y Hornitos	Mejillones	Reconversión a biomasa a dic 2025.	351 MW
ENGIE	Infraestructura Energética Mejillones	Mejillones	Reconversión a Gas a diciembre de 2025.	376 MW
AES	**Ventanas 2**	**Puchuncaví**	**Compromiso de cierre a diciembre de 2022. *(NO CUMPLIDO)***	**208 MW**
AES	Norgener NT01 y NT02	Tocopilla	Solicitud a CNE para cierre a diciembre 2025. *(Sin respuesta)*	276 MW
AES	Angamos 1 y 2	Mejillones	Solicitud a CNE para cierre a enero de 2025. *(Sin respuesta)*	558 MW
AES	Nueva Ventanas	Puchuncaví	Solicitud a CNE para cierre a enero 2025. *(Sin respuesta)*	267 MW
AES	Campiche	Puchuncaví	Solicitud a CNE para cierre a enero 2025. *(Sin respuesta)*	270 MW
TOTAL	**12 unidades**			**2.640 MW**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, 2023[12].

De esta manera, de concretarse los 12 compromisos y fechas de cierre dispuestas al 2025, sólo restarían 8 unidades termoeléctricas a carbón sin fecha de cierre, de propiedad de las empresas COLBÚN, AES y Capital Advisors, que podrían seguir operando hasta el año 2040 (según el acuerdo voluntario de 2019).

Figura 3: Centrales Termoeléctricas a Carbón en operación sin compromiso de cierre a junio de 2023 (8 unidades)

Empresa	Nombre Central	Ubicación	Situación	Capacidad
AES	**Cochrane 1 y 2**	**Mejillones**	**Sin compromiso de cierre**	**550 MW**
Capital Advisors	**Guacolda: 1,2,3,4 y 5**	**Huasco**	**Sin compromiso de cierre**	**763 MW**
Colbún	**Santa María**	**Coronel**	**Sin compromiso de cierre**	**374 MW**
TOTAL	**8 unidades**			**1.687 MW**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CNE, 2023[13].

12 Energía Abierta del Ministerio de Energía, 2023. Capacidad Instalada. http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/
13 Energía Abierta del Ministerio de Energía, 2023. Capacidad Instalada. http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/

La Fundación Chile Sustentable, continúa afirmando fundadamente que el cierre de todas las centrales a carbón en Chile es posible al año 2030, y este objetivo también se expresa en la demanda de la Coalición Chao Carbón. Pero, ello requiere un mayor liderazgo del Estado para eliminar los subsidios a la generación fósil y remover los obstáculos regulatorios para masificar la inserción de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y el almacenamiento. Además de abordar los desafíos tecnológicos, regulatorios y operacionales para permitir la operación exitosa de un sistema eléctrico con fuentes variables, nuevas tecnologías y menor costo para el medio ambiente y los consumidores.

Por otro lado, el cronograma de cierre de las centrales a carbón en Chile también requiere abordar desafíos sociales y ambientales, vinculados con la transformación de las industrias y los empleos, la reparación de los daños sobre la salud de la población local, la remediación ambiental de los territorios y la restauración de los pasivos ambientales de la generación a carbón.

A continuación, se desarrollan algunos de los principales desafíos que deberían abordar las autoridades a corto y mediano plazo para acelerar la descarbonización, y masificar la generación de ERNC en un proceso que posibilite una Transición Energética Justa.

Fotografía: Central Ventanas, Puchuncaví / Fuente: Chile Sustentable.

PRINCIPALES DESAFÍOS PARA EL RETIRO TOTAL DEL CARBÓN Y UNA TRANSICIÓN JUSTA EN BASE A ENERGÍAS LIMPIAS, RENOVABLES Y DE BAJO IMPACTO AMBIENTAL

1. Reconversión de Centrales Carboneras hacia Biomasa, Gas Natural y Amoníaco

1.1 Biomasa:

Dentro del cronograma para el cierre y reconversión de unidades de generación a carbón en el período 2024-2025, la empresa ENGIE ha planificado reconvertir las centrales Andina y Hornitos, que operan en la ciudad de Mejillones, para que operen con 100% de biomasa para fines de 2024[14]. La Resolución de Calificación Ambiental (RCA), aprobada en 2022, permite a la empresa y sus centrales quemar pellets o astillas de madera para generar energía.

Un estudio de BiofuelWatch y Chile Sustentable estimó que para operar ambas centrales, que suman una capacidad de generación de 351 MW, se necesitaría quemar 4.800 toneladas de pellets de madera cada día, lo que **requeriría la explotación de más de 250 hectáreas de eucaliptus. Ello implicaría una mega explotación forestal, equivalente a cortar anualmente una superficie aproximada de 100.000 hectáreas**[15] **de bosques,** generando deforestación de extensas superficies, impactos sobre la biodiversidad y sobre la salud de la población, y un aumento de emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) debido a la pérdida de superficie de vegetación que captura CO2 de la atmósfera.

Si para operar, las centrales de ENGIE optaran por utilizar astillas de madera del sur de Chile, ello significaría incentivar el monocultivo comercial que ya ha generado un grave daño ecológico local, intensificar los conflictos con las comunidades rurales e indígenas, agravar la degradación de las fuentes de agua y un aumento en la pobreza de las comunidades locales[16].

Por otra parte, si el mercado interno no pudiera abastecer las cantidades de biomasa requeridas por Andina y Hornitos -que serían las centrales termoeléctricas a biomasa más grandes de Chile- sería necesario importar pellets desde Norteamérica, lo que, además de significar la deforestación en el país de origen de la biomasa, podría generar -sólo por causa del transporte marítimo de la biomasa- unas 170.000 toneladas de emisiones de CO2 al año[17].

14 Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Ficha del Proyecto: Operación Unidades CTA/CTH con 100% de Biomasa. https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2152626705.

15 Biofuelwatch y Chile Sustentable, 2022. Descarbonización en Chile, desde el carbón a la biomasa: Una falsa solución. https://www.chilesustentable.net/2022/10/convertir-termoelectricas-en-centrales-de-biomasa-una-falsa-solucion-a-la-descarbonizacion/

16 Hofflinger, A. H. Nahuelpan, A. Boso & P. Millalen, 2021. Do Large-Scale Forestry Companies Generate Prosperity in Indigenous Communities? The Socioeconomic Impacts of Tree Plantations in Southern Chile. https://link.springer.com/article/10.1007/s10745-020-00204-x

17 Video: BBC Panorama: The Green Energy Scandal Exposed. https://www.bbc.com/news/av/science-environment-63123774

Por estas razones, la reconversión de las centrales carboneras a biomasa no es un camino aceptable para la descarbonización, ya que provocaría una fuerte presión sobre los bosques de Chile y de otros países; afectando ecosistemas, reduciendo superficies de masas vegetacionales que capturan CO2 y otros gases de efecto invernadero, y aumentando los conflictos socioambientales territoriales.

1.2 Gas Natural

La empresa ENGIE en julio de 2021, también ingresó a Evaluación de Impacto Ambiental, la reconversión a gas natural de su central "Infraestructura Energética Mejillones (IEM)", construida en 2018[18]. La Resolución de Calificación Ambiental (RCA) que aprobó el proyecto en marzo de 2022, contempla la reconversión de la central IEM a gas natural, con petróleo diésel como combustible de respaldo. Hasta el momento no hay otra carbonera que haya presentado plan de reconversión a gas natural, sin embargo, es una posibilidad que, sobre todo centrales más nuevas como la unidad 5 de Guacolda, han planteado como opción.

Actualmente, en Chile operan 20 centrales a gas natural en el Sistema Eléctrico Nacional. De reconvertirse centrales a carbón a gas este número iría en aumento. Si bien las emisiones de CO2 de las centrales a gas natural son menores que las que queman carbón y petróleo, **las emisiones indirectas de gas metano asociadas a la fase de extracción, transporte y quema son mayores**[19]. Lo perjudicial de esta opción, es que **el metano,** aunque sea un gas de efecto invernadero de vida más corta que el CO2**, es 29,8 veces más potente y perjudicial para el incremento del calentamiento global**[20]**.** Además, considerando los elevados precios del gas natural en el mercado mundial, utilizar este combustible significaría un aumento en el costo de la energía.

Fotografía: Central Renca, Santiago / Fuente: Chile Sustentable.

18 Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Ficha del Proyecto: Conversión a Gas Natural de IEM https://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=2152607168

19 The Global Methane Tracker 2022. https://www.iea.org/news/methane-emissions-from-the-energy-sector-are-70-higher-than-official-figures

20 Transport & Environment, 2022. Methane at Sea: Finding the Invisible Climate Killer. https://www.transportenvironment.org/discover/methane-finding-the-invisible/

Por lo anterior, la Agencia Internacional de Energía (AIE) ha recomendado a los países OECD de economías avanzadas retirar el gas natural del sector eléctrico al año 2035, y al 2040 para las demás naciones[21], con el fin de estabilizar el calentamiento global y lograr la carbono neutralidad al año 2050. Simultáneamente, el Programa de las Naciones Unidas en su reciente informe "¿Es el gas natural una buena inversión para América Latina y el Caribe?"[22], advierte que incentivar el gas natural como combustible de transición podría generar un retraso para el cumplimiento de los objetivos climáticos

Hoy existe consenso de que incentivar el uso de gas natural como combustible de reemplazo del carbón para la generación eléctrica no es el mejor camino para enfrentar la crisis climática, alcanzar la carbono neutralidad y disminuir los costos de la energía. Por ello, el sector eléctrico en Chile no debe apuntar a incentivar el gas como un combustible de "transición" o de reemplazo al carbón en la generación eléctrica, sino que por el contrario, debe apuntar a **no instalar nuevas centrales a gas natural en el corto plazo y programar su retiro a continuación del carbón**.

1.3 Amoniaco

Otra de las iniciativas de reconversión contemplada por las empresas dueñas de las centrales a carbón en Chile, es la co-combustión de amoniaco-carbón, la cual consiste en reemplazar parte del carbón utilizado en el proceso de combustión por amoniaco. Esta es una tecnología que ha sido impulsada como opción para la descarbonización, principalmente en Japón.

Al respecto, en diciembre de 2022, Mitsubishi Heavy Industries y la termoeléctrica Guacolda, firmaron un memorando de entendimiento que tiene por objetivo iniciar estudios de viabilidad para la introducción de co-combustión con 30% de amoniaco en las 5 centrales del complejo Guacolda ubicadas en Huasco. Dicho estudio buscará, en primer lugar, analizar las problemáticas de la cocombustión, y luego, identificar posibles soluciones para que, a futuro, esta tasa de co-combustión con amoniaco pueda aumentar[23].

Sin embargo, según informes de TransitionZero, esta tecnología tiene una capacidad muy limitada para reducir directamente las emisiones. Un estudio publicado por dicha institución calculó que una central a carbón con 20% de co-combustion con amoniaco emitirá cinco veces más GEI que el valor referencial del escenario Net Zero de la AIE para 2030, y una central con 50% de co-combustión emitirá tres veces más que el escenario antes mencionado[24].

Además del aumento de las emisiones, TransitionZero también demuestra que pasar de la generación convencional a carbón a la co-combustión con amoníaco significa un costo mayor que incentivar el reemplazo de la generación a carbón por energías renovables, por lo que económicamente tampoco se justifica.

21 Agencia Internacional de Energía, 2022. Net Zero by 2050. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050
22 Programa de las Naciones Unidas. 2022. ¿Es el gas natural una buena inversión para ALC?. https://www.unep.org/es/resources/informe/informe-de-la-onu-es-el-gas-natural-una-buena-inversion-para-alc
23 https://www.mhi.com/news/221207.html
24 TransitionZero, 2022. Coal-de-sac: Advanced Coal in Japan. https://www.transitionzero.org/insights/advanced-coal-in-japan.

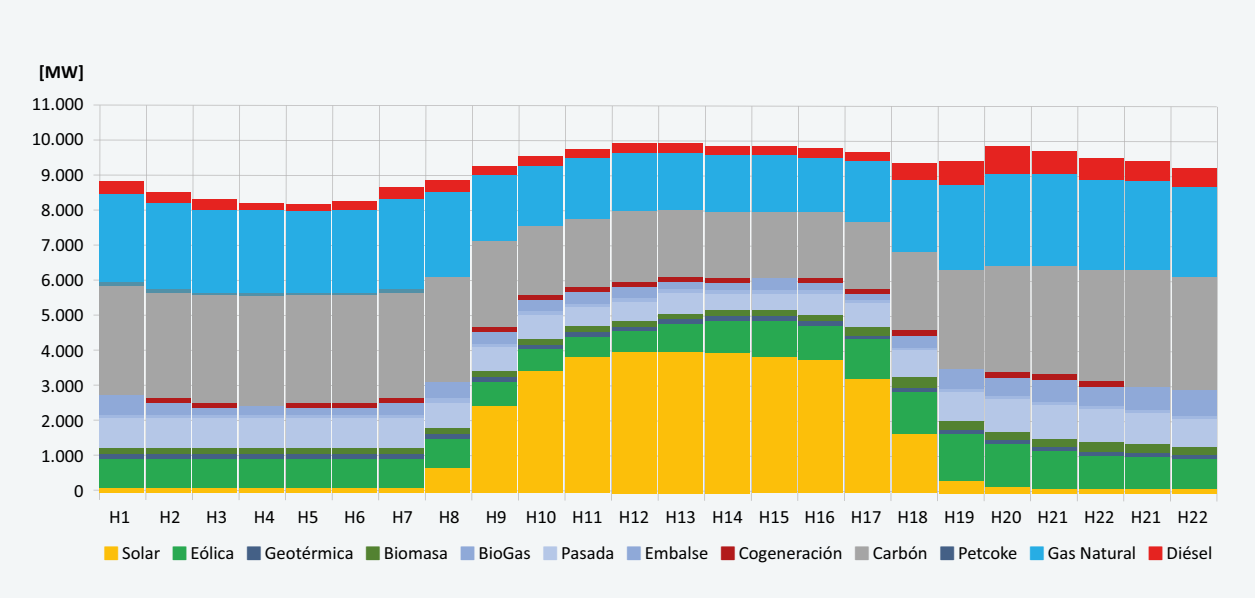
Por lo anterior, optar por la co-combustión de carbón con amoníaco significa un retraso para el cronograma de descarbonización del sector eléctrico. Además de ser más caro, ello significaría extender los años de operación de las centrales a carbón, seguir dependiendo de la importación de carbón para generación eléctrica y mantener altos niveles de emisión de gases de efecto invernadero.

2. Vertimiento de ERNC por inexistencia de almacenamiento y atraso en la expansión de la transmisión

Las energías renovables no convencionales (ERNC) -como la solar y eólica -son una fuente abundante de energía limpia y renovable para la generación eléctrica. No obstante, su disponibilidad es variable, es decir, no es posible generar la misma cantidad de energía durante las 24 horas del día. El caso solar es el ejemplo más claro, pues su disponibilidad para generación eléctrica es enorme durante el día, mientras que en la noche y madrugada su generación es nula.

La figura 3, muestra la gran variabilidad de disponibilidad solar para generación durante las 24 horas del día, a diferencia de la generación mediante combustibles fósiles que es constante mientras exista disponibilidad de combustible para ser quemado. En el caso de la generación solar, la disponibilidad variable día-noche en el contexto de la falta de almacenamiento y los atrasos en la planificación y expansión de la transmisión, ha generado saturación de los sistemas de transmisión existentes en los momentos de mayor generación, y provocado grandes pérdidas o vertimientos de energía limpia. Lo cual se ha perpetuado, también, por el atraso en la implementación de automatismos y otras medidas de operación flexible por parte del Coordinador Eléctrico Nacional, destinado en formas de operación que priorizan el despacho de generación fósil. Este problema debe ser abordado mediante diversas reformas en la operación y planificación de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como transformaciones en la regulación del mercado eléctrico.

Figura 3: Curva de generación diaria por combustible, Abril 2022.



Fuente: Kas Ingeniería 2022, en base a datos del CEN.

Esta condición, junto con el aumento progresivo de las inversiones en generación solar y eólica, ha provocado que los vertimientos (pérdidas) de energía generada sean cada vez mayores. Durante 2022 se triplicó el vertimiento de energía solar y eólica ocurrido durante 2021; perdiéndose 1400 GWh de generación, lo que equivale al consumo anual de 600.000 hogares (ACERA, 2023)[25]. Esta pérdida se intensificará aún más durante el año 2023, debido a la puesta en marcha de nuevos proyectos de ERNC, la ausencia de almacenamiento y flexibilidad en la operación, además del atraso estructural en la expansión de la transmisión.

Una reciente regulación que podría reducir en el mediano plazo los vertimientos de energía limpia en el contexto del déficit, retraso e incertidumbre en la expansión de la transmisión, es la promulgación de la Ley de Almacenamiento y Electromovilidad[26] en Noviembre de 2022, la cual crea un nuevo segmento en el mercado eléctrico permitiendo el desarrollo y remuneración de infraestructura de almacenamiento puro asociados a centrales de generación, significando que se podrá recibir un pago por inyectar energía al sistema eléctrico y por estar disponibles para respaldar el sistema en momentos de mayor demanda.

Aunque las inversiones en almacenamiento no tendrán la rapidez que requiere el sistema en el cortísimo plazo -dado la demora en la formulación y aprobación de los reglamentos para implementar dicha ley- al menos permiten augurar una infraestructura más resiliente y con menos pérdidas de energía limpia a partir de 2025.

No obstante, el anuncio del Ministerio de Energía en orden a realizar licitaciones de infraestructura de almacenamiento durante 2024, es una medida acertada que acorta los plazos de inserción de este servicio esencial para la masificación de las energías renovables variables, mientras se resuelven los problemas de distorsión en el mercado eléctrico y los atrasos en el desarrollo de una transmisión más eficiente.

Además de la reducción de vertimientos de energía limpia, la instalación de una robusta y distribuida infraestructura de almacenamiento permitirá una mayor seguridad al sistema eléctrico, aportando flexibilidad y promoviendo la participación de energías renovables sustentables en horas donde su disponibilidad para generación disminuye. Este atributo de desplazamiento en la inyección de energía solar y eólica al sistema eléctrico, es esencial para acelerar el retiro y dependencia de la generación en base a los combustibles fósiles que hoy respaldan la generación renovable variable. Asimismo, una infraestructura bien diseñada de almacenamiento en el sistema eléctrico sin duda posibilitará un desarrollo más eficiente de la futura infraestructura de transmisión.

25 Presentación de ACERA en Comisión de Minería y Energía del Senado. 26 abril 2023. Proyecto de Ley que impulsa la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional.

26 BCN, 2023. Ley 21.505 que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1184572&f=2022-11-21

3. Acelerar la dictación de los reglamentos y la tarificación del almacenamiento

Dado el contexto explicado anteriormente, hoy constituye un desafío urgente la pronta dictación de los reglamentos de la Ley de Almacenamiento y su tarificación, para **incentivar en el corto plazo las inversiones en tecnologías e infraestructura que permiten almacenar la energía renovable variable generada durante el día, para desplazar su inyección al sistema eléctrico durante los bloques de noche y madrugada donde la energía solar y eólica proveen menor generación eléctrica.** De esta manera, será posible evitar la pérdida de energía limpia, disminuir definitivamente el consumo de energía fósil, mitigar las emisiones de GEI, y resolver el impacto de la generación de energía sucia sobre la salud de las personas y los ecosistemas, particularmente en las denominadas "zonas de sacrificio".

4. Reestructurar la planificación de la transmisión e implementar la Ley de Transmisión vigente (aprobada en 2016 y aún no aplicada por la autoridad de gobierno)

Para lograr la descarbonización de la matriz eléctrica y avanzar en una Transición Energética robusta que permita alcanzar la carbono neutralidad, no basta sólo con incrementar la infraestructura de generación con energías renovables no convencionales (ERNC), pues de nada sirve aumentar la generación limpia si no existe una red eléctrica capaz de transportarla hacia los lugares donde la energía se consume.

A marzo del 2023, del total de la capacidad de generación de ERNC instalada en Chile (11.000 MW), apróximadamente un 70% (7.500 MW), se ubica desde la región de Coquimbo hacia el norte del país. Esto significa que existe una alta concentración de generación, principalmente solar, en la zona norte, aunque la demanda máxima en dicha zona es de sólo 3.500 MW, y la capacidad de transmisión para transportar energía desde la zona norte hacia el sur es de sólo 2.200 MW[27]. En consecuencia, se generan vertimientos por congestión en la transmisión del orden de 1.800 MW equivalentes de energía limpia. Esta gran cantidad de energía que se genera, pero que no se consume ni se transporta hacia el sur del país, constituye una falla estructural del sistema eléctrico que se traduce en distorsiones de mercado e ineficiencias que amenazan gravemente la descarbonización de la matriz eléctrica y su desarrollo.

Las razones de la falta en infraestructura de transmisión son variadas, principalmente se pueden mencionar atrasos en los plazos de construcción, bajo desempeño de las licitaciones y obras detenidas y abandonadas. Por ello, junto con acelerar la regulación para incentivar las inversiones en almacenamiento, es importante **mejorar la planificación, diseño y ejecución de la capacidad de transmisión de electricidad.** Es importante mejorar los procesos de planificación, acelerar las obras de construcción y agilizar los procesos administrativos de licitación. Algunos de estos desafíos ya están identificados y constituyen la

27 Presentación de Claudia Rahman, Directora SERC Universidad de Chile, 2023. Seminario Energía, los cambios que se requieren hoy. https://www.youtube.com/watch?v=MlGhN2B0Efc

Agenda de Segundo Tiempo de la Transición Energética[28], presentada por el Ministerio de Energía en abril de 2023. En ella es posible destacar la licitación de almacenamiento, el ingreso de un Proyecto de Ley de Transición Energética[29], la licitación y construcción de obras de ampliación en la transmisión, la reforma del sistema de Ingresos Tarifarios y los ajustes del sistema de compensación del impuesto a las emisiones, entre otros.

Fotografía: Torres de alta tensión / Fuente: Chile Sustentable.

28 Ministerio de Energía, 2023. Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_inicial_para_un_segundo_tiempo_de_la_transicion_energetica.pdf

29 Ministerio de Energía, 2023. Anuncio Proyecto de ley de Transición Energética. https://energia.gob.cl/mini-sitio/proyecto-de-ley-transicion-energetica

5. Cambios regulatorios que permitan remover obstáculos a la inserción de las ERNC y eliminar subsidios a la generación fósil

Aumentar en forma eficiente la inserción de ERNC en el Sistema Eléctrico, requiere identificar, evaluar y entender cuáles son las barreras normativas y de mercado que impiden el aprovechamiento de la generación renovable, y promover reformas que permitan una mayor penetración de estas. Un ejemplo del necesario liderazgo del Estado al respecto, y la importancia de las reformas regulatorias pro ERNC, fue la Ley 20.257 de 2008[30], que estableció cuotas obligatorias de generación de ERNC. Gracias a esta ley, y al posterior escalamiento de las cuotas obligatorias y a las modificaciones de las licitaciones a clientes regulados entre otras reformas, nuestro país ha podido alcanzar en poco más de una década sobre un 30% anual de generación renovable no convencional.

Sin embargo, hoy la mayor penetración de ERNC enfrenta barreras regulatorias y de mercado que dificultan su inserción eficiente y en condiciones de equidad en lo que se ha llamado como un "mercado abierto", pero que mantiene distorsiones que privilegian la generación fósil. Entre las principales modificaciones para habilitar una inserción eficiente y sustentable de las ERNC en el mercado eléctrico, destacamos [31]:

1. **Eliminar el Estado de Reserva Estratégica (ERE)**, norma a través de la cual el sistema eléctrico subsidia durante 5 años a las termoeléctricas a carbón que anuncian su retiro, no obstante hayan superado con creces los años de operación de su vida útil.

2. **Reducir los mínimos técnicos de operación para las termoeléctricas a carbón,** de forma tal de mejorar la flexibilidad de la operación del sistema y generar espacio para la mayor penetración de generación limpia ERNC.

3. **Incrementar el monto del impuesto verde a un valor que al menos sea equivalente al costo social de abatimiento del CO2**, que se establece en un costo ambiental base de 32 dólares la tonelada de CO2. Asimismo, es necesario eliminar la distorsión vigente en la forma de aplicación del impuesto verde, **incluyendo el costo del gravamen en el costo variable de la energía,** a objeto de transparentar el mérito del despacho económico de la energía que se inyecta al sistema eléctrico.

4. **Eliminar la actual norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado** y evitar señales distorsionadas del costo marginal que ha generado la norma sobre inflexibilidad del gas.

5. Se requiere implementar las regulaciones vigentes que **mandatan al Coordinador a flexibilizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional** a objeto de hacer compatible la coordinación de la operación con la inserción masiva de la generación variable ERNC y acelerar el retiro de la generación fósil.

30 Biblioteca del Congreso Nacional. Ley 20.257; Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212

31 Chile Sustentable, 2021. Propuestas regulatorias para el ingreso masivo de las ERNC a la matriz eléctrica de Chile.

6. **Incentivar la Generación Distribuida,** reformando la Ley 20.571 con el fin de adecuar normas técnicas, económicas y tarifarias que regulan este mercado para impulsar su desarrollo y establecer metas de ERNC para el sector público y para el segmento de la distribución.

6. Revisión, Monitoreo y Fiscalización de los Planes de Cierre de las centrales a carbón

La Ley General de Servicios Eléctricos en su artículo 72° -18 (DFL 4/20.018, 2006) regula el retiro, modificación o desconexión de las instalaciones de generación eléctrica y de almacenamiento. Adicionalmente, el Decreto Supremo N°40 del año 2013 establece que los Estudios de Impacto Ambiental deben describir las actividades, obras y acciones a realizar durante la etapa de cierre de una instalación. Con ello, se debe especificar cómo se desmantelará una infraestructura y cómo se restaurarán los componentes ambientales afectados por la ejecución del proyecto o actividad.

De acuerdo a esta normativa vigente, se debería especificar en la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) mediante la cual se aprobó cada central termoeléctrica, las medidas de cierre comprometidas para la instalación de generación, su cancha de acopio de carbón, los vertederos de cenizas y los sistemas de succión y devolución de agua de enfriamiento, entre otras. Lamentablemente, varias termoeléctricas a carbón y los depósitos de cenizas existentes no poseen Resolución de Calificación Ambiental (RCA), o tienen RCA sin planes de cierre, lo que implica un desafío adicional para la autoridad ambiental, en orden a exigir compromisos de desmantelamiento de la infraestructura de generación, de disposición de desechos y la restauración del medio ambiente que fue afectado.

Una revisión realizada por Chile Sustentable, que analizó las RCA de las 28 centrales a carbón en operación en Chile en 2019, evidenció que 7 unidades no tenían RCA asociada al proyecto original, por lo que no tendrían plan de cierre comprometido. Estas son: Tocopilla U-12, U-13, U-14, U-15 de Engie en Mejillones; Ventanas 1 y 2 de AES en Quintero /Puchuncaví; y Bocamina 1 de Enel, en Coronel [32].

Otras dos centrales, Norgener 1 y 2 de AES, poseen RCA asociada al proyecto original, pero en ella no se incluye un Plan de Abandono.

Finalmente, existen 6 centrales que tienen RCA sin Plan de Abandono: Guacolda 3 de AES (hoy Capital Advisors), Hornitos y Andina de ENGIE; Nueva Ventanas y Campiche de AES y Santa María de Colbún, pero se incluye en la RCA la exigencia de presentar un Plan de Cierre entre 6 meses y 1 año, antes de iniciar el cierre de ellas.

32 Chile Sustentable, 2019. Regulación de cierre para centrales de generación eléctrica. https://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2019/04/Condiciones-de-Cierre-de-Termoele%CC%81ctricas-a-Carbon_VF_24042018.pdf

Las RCA de las 13 centrales a carbón restantes, indican que lo más probable es que las unidades se conviertan a otras tecnologías de generación y señalan que, en caso de que se requiera abandonar el sitio, deben desmantelar y retirar las estructuras y equipos superficiales y marinos [33].

En el marco de esta disparidad regulatoria, una arista importante del cronograma de descarbonización en curso, es que la autoridad energética y ambiental exigen una **actualización en los planes de cierre y/o abandono de las centrales térmicas**, pues es deber del titular de cada proyecto responsabilizarse de la infraestructura que deja de operar y, asimismo, realizar el trabajo de remediación y restauración de los daños causados a los ecosistemas, además de hacerse cargo de los pasivos ambientales provocados por la operación de las unidades de generación así como de la contaminación del borde costero y los depósitos de cenizas de carbón.

7. Capacitación, validación de capacidades y reconversión de los empleos

El proceso de cierre de las termoeléctricas a carbón provoca una legítima preocupación entre los trabajadores y la población local sobre qué ocurrirá con los puestos de trabajo que esta industria genera en los territorios, pues para muchas familias, dichas plantas son su principal fuente de ingresos. O bien los trabajadores locales están especializados en algún proceso técnico de generación termoeléctrica, por lo que el cierre de las centrales dejaría a parte de la población local sin su fuente laboral.

Fotografía: Complejo termoeléctrico Guacolda, Huasco / Fuente: Chile Sustentable.

33 Ibid, nota 21

Un estudio encargado por el gobierno al Banco Interamericano de Desarrollo el año 2019, en el contexto de la Mesa de Descarbonización, señala que la salida de las centrales termoeléctricas a carbón de la matriz eléctrica de Chile implicaría la pérdida de cerca de 14.000 empleos directos e indirectos. Sin embargo, el mismo estudio señala que simultáneamente a la pérdida de empleos, se podría generar cerca de 32.000 a 40.000 nuevos empleos directos e indirectos con el desarrollo de nuevas tecnologías y alternativas energéticas a consecuencia de la transición energética [34].

La transición energética ciertamente debe ir acompañada de un proceso de transición laboral con incentivos privados y públicos (como SENCE y Chilevalora), de capacitación de trabajadores, población y organizaciones locales para los nuevos procesos tecnológicos; y potenciar nuevos empleos que permitan concretar las tareas de remediación, restauración y luego protección del medio ambiente; generando oportunidades para mejoramiento de la salud, la calidad de vida y el florecimiento de la economía local mediante por ejemplo, el aumento del turismo, la recuperación de la pesca, la agricultura y el comercio local .

Es urgente que el Estado y el gremio de las empresas generadoras se articulen e incorporen a los trabajadores en el proceso de transición energética justa, para **realizar estrategias y una planificación de la reconversión laboral** en las 5 comunas donde están instaladas las centrales termoeléctricas a carbón. Esta planificación de la reconversión, debe contener **compromisos y responsabilidades público - privadas;** donde se incluyan capacitaciones técnicas para los nuevos procesos tecnológicos, incentivos a nuevas inversiones en las comunas y fortalecimiento del comercio, producción agrícola, artesanal y del turismo local.

34 BID, 2019. Impacto económico y laboral del retiro y/o reconversión de unidades a carbón en Chile. https://publications.iadb.org/en/impacto-economico-y-laboral-del-retiro-yo-reconversion-de-unidades-carbon-en-chile

CONCLUSIONES

En junio de 2024 se cumplirán 5 años del anuncio e inicio del Cronograma de Descarbonización de Chile[35], por lo cual según el compromiso establecido, el cronograma debería ser revisado para su actualización. Dicha actualización, requiere la autorización de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para el cierre de las centrales Ventanas 3 y 4 (Nueva Ventanas y Campiche) Angamos 1 y 2, (capacidad conjunta de 1.097 MW) que la empresa AES puso a disposición de la CNE, para su cierre al 1 de enero de 2025, como se informó a la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) en julio de 2021.[36]

La actualización del Cronograma de Descarbonización también debe incluir la autorización para la desconexión definitiva de las centrales Norgener 1 y 2 (276 MW) al 31 de diciembre de 2025, tal como solicitó recientemente AES a la CNE el 25 de mayo de 2023; lo cual fue informado a la Comisión para el Mercado Financiero[37], como establece la regulación vigente.

Asimismo, en junio de 2024, las empresas Colbún, AES y Capital Advisors, propietarias de las 8 centrales carboneras que aún no han comprometido su retiro, deben comunicar a la autoridad una fecha de cierre o reconversión de dichas unidades para antes del año 2030. Ello, a fin de que el gobierno -tal como ha comprometido en la NDC- pueda planificar con certeza el quiebre del peak de emisiones de CO2 al año 2025 y dar cumplimiento del presupuesto de emisiones 2030 para alcanzar la carbono neutralidad al 2050, como ha comprometido en la Ley Marco de Cambio Climático vigente.

Establecer certezas en el cronograma de descarbonización es fundamental para la planificación del desarrollo eléctrico nacional, el cumplimiento de los compromisos climáticos y la reducción de la contaminación local, tal como han evidenciado las emergencias sanitarias ocurridas reiteradamente en Quintero/Puchuncaví.

En Chile es factible establecer un cierre o reconversión de todas las centrales a carbón a más tardar al año 2030, terminar con el impacto de estas industrias sobre la salud de las personas y poner fin a las zonas de sacrificio, sobre todo considerando que el cronograma de retiro de las carboneras depende de sólo 5 empresas, las cuales poseen altísimos niveles de capacidad técnica y financiera para la reconversión teconlógica. Aunque, para lograrlo, es urgente incentivar nuevas inversiones en tecnologías de almacenamiento, expandir las líneas de transmisión, modernizar los sistemas de operación y realizar modificaciones normativas que hoy obstaculizan la masiva inserción de ERNC al mercado eléctrico como hemos presentado sinteticamente en este documento.

35 Ministerio de Energía, 2020. Plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón. /https://energia.gob.cl/sites/default/files/plan_de_retiro_y_o_reconversion_centrales_carbon.pdf

36 Informe Hecho Esencial de AES Andes a la CMF, julio 2021. https://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=3976f41ebe05dfd7a9aea1048f5ba4eaVFdwQmVVMVVRVE5OUkVreVQxUk5lRTFSUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1686691657

37 Informe Hecho Esencial de AES Andes a la CMF, mayo 2023. ttps://www.cmfchile.cl/sitio/aplic/serdoc/ver_sgd.php?s567=52cc0c5330951537457e888780bc25e8VFdwQmVVMTZRVEZOUkVsNVRtcGpNazVSUFQwPQ==&secuencia=-1&t=1686691476

De igual manera, es importante también que la autoridad energética y ambiental revisen y fiscalicen efectivos planes de cierre y abandono de las centrales a carbón y sus desechos en las respectivas RCA, de forma tal que el proceso de transición sea responsable y asegure la restauración y remediación de los pasivos y componentes ambientales afectados por sus años de operación.

Por último, es corresponsabilidad del Estado y los privados liderar un proceso de transición laboral para permitir que los y las trabajadoras puedan optar a nuevas oportunidades de trabajo. Este proceso debe realizarse en diálogo y con participación de los trabajadores, con el propósito de generar nuevas oportunidades laborales que beneficien un desarrollo saludable y sustentable de las comunidades más contaminadas del país donde han operado por décadas estas industrias.

Sólo trabajando de manera simultánea en estos desafíos tecnológicos, sociales, ambientales y regulatorios que requiere la descarbonización, será posible avanzar hacia una **transición energética justa,** que sea robusta para el desarrollo y la seguridad energética y, al mismo tiempo, cumplir con los compromisos climáticos, posibilitando la legitimidad y apoyo por parte de las comunidades locales en base a la transparencia, la participación y la distribución equitativa de las cargas y beneficios del desarrollo eléctrico.

Fotografía: Geradoras renovables / Fuente: Chile Sustentable.

RETIRO DEL CARBÓN AL 2030

AVANCES Y TAREAS PENDIENTES EN EL CRONOGRAMA DE DESCARBONIZACIÓN EN CHILE

FUNDACIÓN
CHILE SUSTENTABLE
Propuesta ciudadana para el cambio