



# Descarbonización de la generación de electricidad en Chile

## Decarbonization of electricity generation in Chile

**Victoria Frohlich**<sup>1</sup>, alumna 6º año.

**Juan José Irigoín**<sup>2</sup>, alumno 6to año.

**Cristián Muñoz**<sup>3</sup>, profesor asociado adjunto.

<sup>1</sup>Major de Ingeniería Ambiental, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

<sup>2</sup>Major de Ingeniería Hidráulica, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

<sup>3</sup>Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.

\*Autor para correspondencia: [cmmunozm@uc.cl](mailto:cmmunozm@uc.cl)

**Victoria Frohlich**<sup>1</sup>, 6th year student.

**Juan José Irigoín**<sup>2</sup>, 6th year student.

**Cristián Muñoz**<sup>3</sup>, adjunct associate professor.

<sup>1</sup>Major of Environmental Engineering, School of Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile.

<sup>2</sup>Major in Hydraulic Engineering, School of Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile.

<sup>3</sup>Department of Electrical Engineering, School of Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile.

\*Corresponding autor: [cmmunozm@uc.cl](mailto:cmmunozm@uc.cl)

## RESUMEN

El aumento de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera amenaza la vida humana y los ecosistemas. Reducir las emisiones de GEI a nivel global es fundamental para preservar la vida en el planeta, y todos los países deben contribuir en reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, logrando así un equilibrio entre las emisiones y las absorciones. En concreto, se necesita terminar con el carbón antes de 2030 en los países de la OCDE y antes de 2050 en el resto del mundo.

El objetivo de esta investigación es evaluar la generación eléctrica en Chile hasta el año 2030 mediante un ejercicio de planificación que usa un modelo de optimización que minimiza los costos de operación, falla e inversión. Se busca evaluar los efectos que tienen sobre la composición energética y las emisiones de gases de efecto invernadero diferentes factores, como la llegada del gas natural argentino nuevamente al país, el plan de DESCARBONIZACIÓN propuesto por el Gobierno en junio de 2019, el que consiste en el retiro de las centrales a carbón más antiguas del sistema, y la valorización de las emisiones de CO<sub>2</sub> a precios coherentes con el COSTO SOCIAL que estas representan. Para esto se definen cinco escenarios, que dan cuenta de los factores antes mencionados.

En todos los escenarios, la EXPANSIÓN DEL SISTEMA eléctrico es mayormente con centrales solares fotovoltaicas, pero cuando se limita la generación a carbón, ya sea con el plan de descarbonización del Gobierno o con precios a las emisiones más elevados que el actual, se instalan también centrales de respaldo hidroeléctricas o a gas natural, y la generación a carbón disminuye. La llegada de gas natural argentino reduce la generación a carbón en un comienzo, pero a medida que la demanda aumenta, la generación a carbón aumenta también, por lo que sus efectos son menores. Por su parte, el efecto del plan de descarbonización del Gobierno es nulo, al menos, hasta el año 2024, porque se cierran centrales que ya no operan por no ser eficientes.

*Palabras clave: descarbonización, generación eléctrica, gases de efecto invernadero, precio social del CO<sub>2</sub>, gas natural argentino.*

## ABSTRACT

Increasing concentrations of greenhouse gases (GHGs) in the atmosphere threaten human life and ecosystems. Reducing global GHG emissions is critical to preserving life on the planet therefore all countries must reduce CO<sub>2</sub> emissions into the atmosphere in order to achieve a balance between production and removal. In particular, there is a need to end coal use by 2030 in OECD countries and by 2050 in the rest of the world.

The goal of this study is to evaluate Chile's electricity generation until 2030 through a planning exercise, using an optimization model that minimizes operating and investment costs. We aim to evaluate the impact of different factors on the composition of the energy matrix and on greenhouse gas emissions, such as the availability of natural gas from Argentina, the DECARBONIZATION plan proposed by the government, and the establishment of CO<sub>2</sub> pricing in accordance with the SOCIAL COST that it represents. To this end, five scenarios are proposed, each one including one of the factors mentioned above.

In all scenarios, the EXPANSION OF THE ELECTRIC SYSTEM is mostly solar photovoltaic but whenever coal power generation is restricted, either through a decarbonization plan or a pricing mechanism for highest emissions, hydroelectric or gas backup power plants are also installed. The arrival of natural gas from Argentina reduces coal power generation at first but, as demand grows, this generation method also increases, offsetting initial effects. The effect of the decarbonization plan is practically zero until the year 2023 since the main driver for power plant closure in this period is lack of efficiency.

*Keywords: decarbonization, electricity generation, greenhouse gases, social price of CO<sub>2</sub>, Argentine natural gas.*

## 1. INTRODUCCIÓN

El cese del uso de combustibles fósiles surge como una opción para limitar el **CALENTAMIENTO GLOBAL**. El foco ha estado en la generación eléctrica con carbón, dado que es la tecnología más intensa en emisiones. A nivel mundial, pocos países han comprometido el cierre total de centrales a carbón en el corto plazo, y los que lo han hecho están todos en el continente europeo. Para los próximos 5 años, solo dos países se han comprometido a eliminar el carbón de su **MATRIZ DE GENERACIÓN**: Suecia (2022) y Francia (2021). Sin embargo, ambos países producen menos del 1% de su electricidad con este combustible. Los dos tienen una alta presencia de energía nuclear, y Suecia, además, presenta generación hidráulica importante. Estas dos tecnologías entregan el respaldo necesario para el sistema y les permiten independizarse de la generación fósil (Inodú, 2018). Cuatro países más se suman a esta iniciativa hasta el 2025, Reino Unido, Austria, Italia e Irlanda. Al igual que en el caso anterior, estos países no presentan un alto porcentaje de su generación actual con carbón, por lo que, eliminarlo completamente en los próximos años es una meta posible, contrario a lo que pasa en países como Alemania, donde el carbón representa una parte importante de su generación (37%) (Inodú, 2018).

Chile, al ser un país en vías de desarrollo, no tiene presión internacional para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Existen 28 centrales a carbón en el país, con 18 años de antigüedad en promedio. Sin embargo, aún operan centrales que tienen más de 50 años. Si bien la descarbonización se está dando de manera natural, principalmente por la entrada de energía solar fotovoltaica y eólica a muy bajo costo, la población exige el actuar del Gobierno para apresurarla. En este marco, el año 2018, el Gobierno inició una mesa de trabajo sobre la posible descarbonización en el país, que culminó en un cronograma de cierre de 8 centrales a carbón hasta el 2024, las más antiguas del sistema, con una posterior reevaluación para definir los pasos futuros.

Esta investigación evalúa el impacto del gas natural (GN) de Argentina, y los efectos que tiene el plan de descarbonización del Gobierno sobre la generación a carbón y las emisiones de dióxido de carbono del país. Además, evalúa el efecto de otras opciones para acelerar la descarbonización como la fijación de precios al CO<sub>2</sub> más concordantes con su costo social.

## 2. METODOLOGÍA

Para poder evaluar la generación eléctrica en el país y la nueva instalación de centrales, se resuelve un modelo de optimización cuya función objetivo busca minimizar los costos de inversión y operación. Este modelo está restringido a abastecer la demanda energética del bloque de tiempo que está evaluando, ya sea con alguna tecnología o con una falla de suministro del sistema. Para elegir la

## 1. INTRODUCTION

Ending fossil fuel use emerges as an alternative to limit **GLOBAL WARMING**. Most of the attention has been centered on coal-fired power generation, since it produces the highest GHG emissions. Worldwide, few countries have committed to total closure of coal-fired power plants in the short term, all of them in Europe. In the next five years, only two countries have promised to eliminate coal from their **GENERATION MATRIX**: Sweden (2022) and France (2021). However, both produce less than 1% of their electricity from coal, with a significant presence of nuclear energy and also hydraulic power generation in the case of Sweden. These two technologies provide the necessary support for the electrical system, enabling these countries to become independent of fossil fuel generation (Inodu, 2018). Four other countries are joining this initiative by the year 2025: United Kingdom, Austria, Italy and Ireland. As in the previous cases, they do not have a high percentage of electricity generation based on coal, therefore a complete replacement in the next few years is an attainable goal. The situation is quite different in countries like Germany, where coal represents a significant part of its electricity generation (37%) (Inodu, 2018).

Chile, as a small developing country, has little international pressure to reduce its GHG emissions. There are 28 active coal power plants in the country, with an average longevity of 18 years. However, a few plants started operating more than 50 years ago. Although decarbonization is occurring spontaneously, mainly through the advent of low-cost solar photovoltaic and wind energy, there is increasing popular demand for governmental action to accelerate this transition. In this context, the government initiated a national dialogue in 2018 to discuss the decarbonization of the country, which culminated in a timetable for the closure of 8 coal power plants by 2024, with a subsequent re-evaluation to define future steps.

This study evaluates the impact of Argentine natural gas, and the effects of the decarbonization plan on the country's coal-fired generation and carbon dioxide emissions. It also assesses the effect of other alternatives to accelerate decarbonization, such as CO<sub>2</sub> pricing in line with its social costs.

## 2. METHODOLOGY

In order to evaluate electricity generation in the country and the installation of new power plants, we solve an optimization model whose objective function seeks to minimize investment and operating costs. This model is restricted to supply the energy demand within the time block being evaluated, either with a given power generation technology or with a system failure. To select the technology, the model evaluates available technologies that



tecnología que genera, el modelo evalúa las tecnologías que estén disponibles en el bloque de tiempo y que impliquen el menor costo para el suministro de la demanda. El modelo instala nuevas centrales en dos casos: si es más barato instalar una nueva central que generar con las ya existentes o si las centrales existentes no son suficientes para abastecer la demanda. Para la instalación de nuevas centrales, el modelo elige las que implican un menor costo de suministro y falla, considerando para ello el costo de inversión, los costos variables de operación y el costo social de no contar con electricidad.

En el modelo se considera también el costo de la externalidad negativa que provoca tanto la **CONTAMINACIÓN LOCAL** (material particulado, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno) como la **CONTAMINACIÓN GLOBAL** (CO<sub>2</sub>).

El modelo se ejecuta desde el 2018 hasta el 2030, y se inicia con la **CAPACIDAD INSTALADA** en 2018. Para la capacidad instalada de años posteriores, se adiciona la instalación del año anterior entregada por el modelo.

## 2.1. Descripción de escenarios

Para evaluar los efectos que tienen sobre la generación eléctrica la compra de gas natural argentino, el plan de descarbonización del Gobierno y el costo social del carbono, se definen 5 escenarios.

**Escenario 1:** El primer escenario corresponde al caso base. Se considera que no hay disponibilidad de gas natural argentino, y que las centrales a gas funcionan solo con gas natural licuado (GNL). Además, se establece un cargo a las emisiones de las centrales termoeléctricas igual al dictaminado en la legislación chilena. En el caso de las emisiones globales, el impuesto a es de 5 USD/ton CO<sub>2</sub> emitida.

**Escenario 2:** Este escenario es idéntico al caso base, pero considera disponibilidad de gas natural argentino. Este escenario busca acercarse a la realidad actual del país, por lo que se consideraron los meses en que llega el GN y solo las termoeléctricas que lo reciben. Para esto, se definió una disponibilidad de 70% de GN argentino durante el verano y primavera, y solo de un 20% en invierno y otoño. Además, se consideró un precio para este combustible de 5,5 USD/MMBTU, similar al valor actualmente declarado en el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Se considera que las siguientes centrales compran GN argentino<sup>1</sup>: Tocopilla U16, Complejo Termoeléctrico Mejillones 3, Nehuenco 1 y 2, Nueva Renca, y San Isidro 1 y 2.

**Escenario 3:** Este escenario adiciona al Escenario 2 el plan de descarbonización definido por el Gobierno en junio de 2019. Este considera el cierre de 8 centrales termoeléctricas entre 2019 y 2024, con fecha definida, las que suman en total algo más de 1000 MW de potencia instalada. El cese de

imply the lowest cost to satisfy the demand in a given time block. The model installs new power plants in two cases: if it is less expensive to open a new plant than to generate electricity with the installed capacity, or if existing plants are not sufficient to satisfy the demand. For the installation of new plants, the model chooses those with the lowest supply cost, considering investment costs and the variable costs of operation.

The model also takes into account the cost of negative externalities caused by LOCAL (particulate matter, sulfur oxides and nitrogen oxides) and GLOBAL POLLUTION (CO<sub>2</sub>).

The model ran from 2018 to 2030, and it begins with the INSTALLED CAPACITY of 2018. In subsequent years, the installed capacity is determined by adding new installations delivered by the model in the previous year.

## 2.1. Description of scenarios

To evaluate the effects of Argentine natural gas purchases, the governmental decarbonization plan, and the social costs of coal on electricity generation, five scenarios are defined.

**Scenario 1:** First, the base case considers that Argentine natural gas is not purchased and that gas-fired power plants operate only on liquefied natural gas (LNG). In addition, a charge is established for the emissions of thermoelectric plants as dictated by Chilean legislation. The global emission tax is \$5 USD/ton CO<sub>2</sub>.

**Scenario 2:** This scenario is identical to the base case but considers the purchase of natural gas (NG) from Argentina, which is closer to the country's current situation. Here, we consider the months when NG normally arrives as well as the thermoelectric plants that receive it. For example, a 70% availability of Argentine NG was defined during the summer and spring, and only 20% in winter and autumn. In addition, a price for NG of \$5.5 USD/MMBTU was considered (similar to the value currently declared in the National Electric Coordinator). Seven plants acquire Argentine NG: Tocopilla U16, Thermoelectric Complex Mejillones 3, Nehuenco 1 and 2, Nueva Renca, and San Isidro 1 and 2.

**Scenario 3:** This scenario adds to Scenario 2 the decarbonization plan proposed by the government in June 2019. It considers the closure of 8 thermoelectric plants to be scheduled between 2019 and 2024, which represent slightly more than 1000 MW of installed power. Future cessation of the remaining plants after 2024 will be scheduled every 5 years. The exit of power plants after 2024 considers the proposal made by the CEN in December 2018, which indicates the exit of 6 additional power plants between 2024 and 2030, totaling 900 MW of installed capacity.

las centrales posterior a 2024 será programado en el futuro cada 5 años. Para la salida de centrales a partir del 2024 se consideró la propuesta realizada por el CEN en diciembre de 2018, que indica la salida de 6 centrales más entre el 2024 y 2030, sumando 900 MW de capacidad instalada.

**Escenario 4:** Para este escenario se considera la misma disponibilidad de GN argentino que en el Escenario 2, pero en lugar de un plan de descarbonización se fija un precio a las emisiones de CO<sub>2</sub> igual al costo social calculado por el Ministerio de Energía en el informe “Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo 2018-2022”. Este crece linealmente de 5 USD/ton en el año 2017, hasta 14 USD/ton en el año 2030 (Ministerio de Energía, 2018).

**Escenario 5:** Este escenario es equivalente al Escenario 4, pero considera un precio al CO<sub>2</sub> más acorde con las estimaciones internacionales: asciende linealmente de 40 USD/ton al año 2020, hasta 50 USD/ton al 2030, valores propuestos por el Banco Mundial en el año 2017.

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1. Instalación y generación por escenario

En todos los escenarios, la expansión del sistema hasta el año 2030 está dada por una gran instalación de nuevas centrales solares fotovoltaicas. Esta es igual en los Escenarios 1 y 2

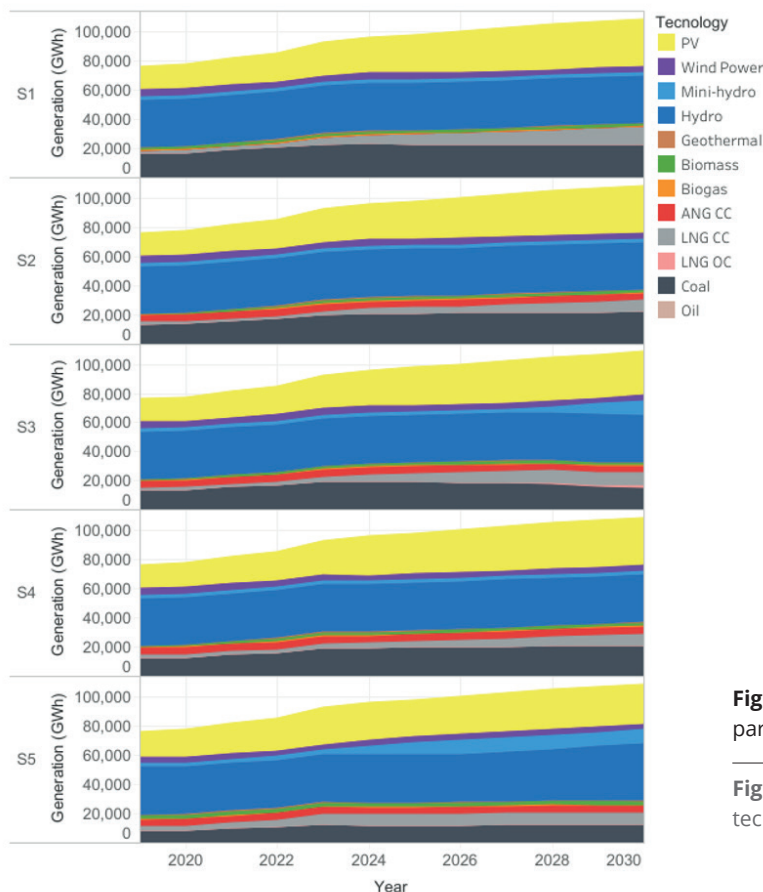
**Escenario 4:** In this scenario, Argentine NG is also available but instead of a decarbonization plan, a pricing scheme is set for CO<sub>2</sub> emissions to offset the social cost calculated by the Ministry of Energy in the report “Long-term Energy Planning Process”, which grows linearly from \$5 USD/ton in 2017 to \$14 USD/ton in 2030 (Ministry of Energy, 2018).

**Escenario 5:** This scenario is equivalent to Scenario 4 but with CO<sub>2</sub> pricing in closer agreement with international estimates, rising linearly from \$40 USD/ton in the year 2020 to \$50 USD/ton in 2030, as proposed by the World Bank in 2017.

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

#### 3.1. Installation and generation in each scenario

In all scenarios, the growth of the system until 2030 is given by the expansive installation of new solar photovoltaic plants. This is equivalent in Scenarios 1 and 2 (8,300 MW), and slightly higher in Scenario 4 (8,500 MW) since the higher price of coal displaces a small fraction of the fossil generation by solar energy. In Scenarios 3 and 5, solar



**Figura 1.** Generación anual por tecnología para cada escenario.<sup>1</sup>

**Figure 2.** Annual electricity generation per technology in each scenario.

(8.300 MW), y ligeramente mayor en el Escenario 4 (8.500 MW). Esto último se debe a que el mayor precio del carbono desplaza una pequeña parte de la generación fósil por energía solar. En los Escenarios 3 y 5 la instalación solar es menor (7.400 y 6.700 MW, respectivamente) pues también se agrega CAPACIDAD DE RESPALDO, principalmente hidráulica producto de la salida de centrales a carbón o la limitación de estas por el alto precio del CO<sub>2</sub> (1.300 y 2.600 MW de capacidad hidroeléctrica en los Escenarios 3 y 5, respectivamente). Como el precio del carbono es bajo, en el Escenario 3 se instala también capacidad termoelectrica a GN (94 MW). La Figura 1 muestra la generación eléctrica anual por tecnología para cada escenario.

En el Escenario 1, la generación a carbón aumenta cada año para poder abastecer la creciente demanda, pero aprovechando la capacidad ya existente. Cuando la potencia instalada de carbón no es suficiente, comienza a generarse con GNL. En el Escenario 2, la generación a carbón es menor que en el caso base en los primeros años, ya que la generación con gas argentino es más económica y desplaza parte de la generación a carbón. Sin embargo, la generación a carbón crece a partir del 2026. La generación con GN argentino es máxima todos los años. Al igual que en el caso base, cuando la generación a carbón y GN argentino no basta para suplir la demanda comienza a operar GNL. El Escenario 3 es muy similar al 2 hasta el 2024, no se ve una disminución de la generación a carbón antes de dicho año. Sin embargo, en años posteriores se ve un aumento de generación hídrica, causado por la pérdida de capacidad de respaldo producida por la salida de centrales a carbón, según el plan propuesto por el CEN. El Escenario 4 es muy similar al 2, la generación a gas es igual en ambos escenarios, pero la generación a carbón es levemente más baja, y es compensado por una generación solar mayor. El Escenario 5 es el que presenta una menor generación a carbón, puesto que se grava al CO<sub>2</sub> y la generación a carbón disminuye, la que es reemplazada por nueva energía hidráulica de respaldo (Ver Figura 1).

### 3.2. Efecto gas argentino

El principal efecto que tiene la llegada del gas natural argentino a Chile es la disminución de la generación a carbón. Como este llega a un precio bajo, desplaza al carbón aumentando la generación a gas natural. Sin embargo, a medida que la demanda crece, dado que se consideró una restricción importante en la disponibilidad del gas natural, y que no existen limitaciones a las emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario 2, la generación a carbón aumenta para satisfacer la demanda de energía del país (Figura 2). Es más económico generar con las centrales a carbón existentes y pagar los impuestos ambientales que instalar nuevas centrales de respaldo, como centrales hidroeléctricas que aportan menos emisiones de carbono. Al año 2030 la generación a carbón en el Escenario 2 llega prácticamente a los mismos niveles que el Escenario 1.

installation is lower (7,400 and 6,700 MW, respectively) since there is more **BACK-UP CAPACITY**, mainly hydroelectric, due to closure or curtailing of coal-fired plants caused by higher CO<sub>2</sub> prices (1,300 and 2,600 MW of hydro in Scenarios 3 and 5, respectively). As coal prices go down, gas-fired thermoelectric capacity is also installed in Scenario 3 (94 MW). Figure 1 shows annual electricity generation by technology for each scenario.

In the base case, coal-fired generation increases every year in order to meet growing demand, while taking advantage of existing capacity. When this installed capacity is not sufficient, generation with LNG gets started. In Scenario 2, coal-fired generation is lower than the base case in the first few years, since Argentine gas-fired generation is less expensive and displaces coal. However, coal use grows from 2026 onwards while Argentine NG generation is at its highest level every year. As in the base case, when generation with coal and Argentinean NG is not enough to meet demand, LNG enters operation. Scenario 3 is very similar to Scenario 2 until 2024, with no decrease in coal-fired generation before that year. Nonetheless, in later years we see an increase in hydroelectric generation caused by the loss of backup capacity due to the departure of coal-fired plants. Scenario 4 is very similar to Scenario 2: gas-fired generation is the same in both scenarios, whereas coal-fired generation is slightly lower and offset by higher solar generation. Scenario 5 is the one with the lowest coal-fired generation. As CO<sub>2</sub> is taxed, coal-fired generation decreases and is replaced by new back-up hydropower (see Figure 1).

### 3.2. Argentine gas effect

The main effect of the arrival of natural gas from Argentina is the reduction of coal-fired generation. As it is purchased at a lower price, NG displaces coal and increases gas-fired generation. However, as demand grows under constrained availability of natural gas without legal limits to CO<sub>2</sub> emissions, coal-fired generation ramps up again to meet the country's energy demand (Figure 2). It is more economical to generate power with existing coal-fired plants and pay environmental taxes than proceed with the installation of new back-up plants, such as low emission hydropower plants. By 2030, coal-fired generation in Scenario 2 reaches roughly the same levels as the base case.

Upon arrival of Argentine natural gas, all gas-fired power plants begin to operate at full capacity. The only combined cycle (CC) plant that does not operate during the first years is Kelar, which has no access to Argentine natural gas. San Isidro 1 operates at maximum capacity with LNG in Scenario 1 and 2, because it considers an undervalued price lower than NG from Argentina. As energy demand increases and full coal capacity is used, CC plants begin to generate more energy, also using LNG in the process. Figure 2 shows the annual coal-fired generation of each scenario in GWh. Percentages indicate the relationship

Con la recepción de gas natural argentino comienzan a operar al máximo todas las centrales termoeléctricas a gas cuando hay disponibilidad de este. Las centrales de ciclo combinado (CC) del Norte Grande no operan durante los primeros años, pues no tiene la posibilidad de comprar gas natural argentino. San Isidro 1 opera a máxima potencia con GNL en el Escenario 1 y 2, debido a que se considera un precio subvalorado menor al GN argentino. A medida que aumenta la demanda energética y se usa toda la capacidad del carbón, las centrales CC comienzan a generar más energía, usando también GNL para lograrlo. La Figura 2 muestra la generación anual a carbón de cada escenario en GWh. Los porcentajes indican la relación para la generación de cada año entre el Escenario 1 (caso base) y los demás escenarios.

### 3.3. Efecto plan de descarbonización

El efecto del plan de descarbonización en el corto plazo es prácticamente imperceptible, la generación a carbón hasta el año 2023 es la misma en el Escenario 3 que en el Escenario 2, sin plan de descarbonización (Figura 2). A partir del año 2023 la generación con carbón decae frente al Escenario 2, producto del cese de operación de más centrales a carbón.

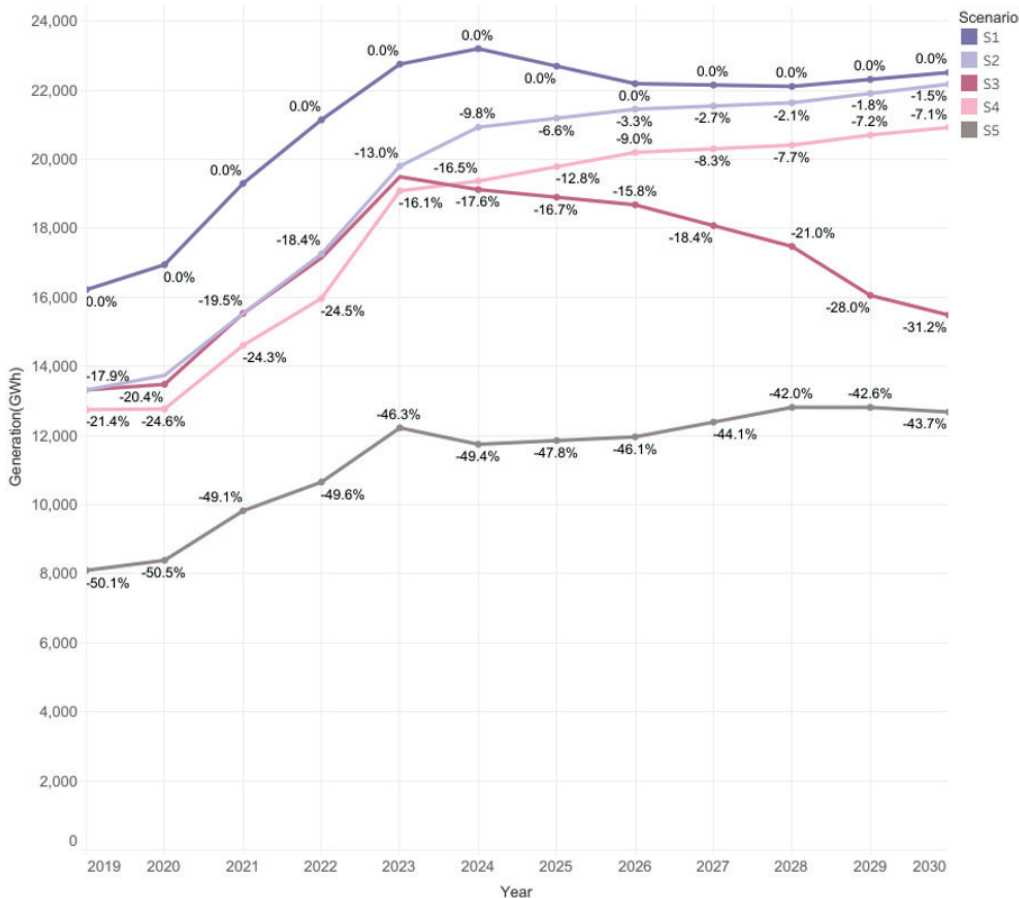
En el cronograma de cierre de centrales, el año 2019 dejan de operar Tocopilla U12 y U13. Sin embargo, estas no operan

between yearly generation in each scenario relative to Scenario 1 (base case).

### 3.3. Effect of planned decarbonization

The effect of the decarbonization plan in the short term is practically negligible. Coal-fired generation until 2023 is the same in Scenario 3 as in the absence of a decarbonization plan (Scenario 2) (Figure 2). After 2023, coal-fired generation declines compared to Scenario 2.

According to the timetable for shutting down plants, Tocopilla U12 and U13 will cease to operate in 2019. However, these plants have already halted operations because they are not cost efficient. The effect of the plan is therefore canceled in 2019. In 2020, the Tarapacá plant will cease operations, which would have continued in the absence of a decarbonization plan. However, the generation of Tarapacá is replaced by other coal-fired power plants that increase their production relative to the base case. This phenomenon continues until 2023, leaving the decarbonization plan without effect. After that year, the plants that remain open are not capable of covering the demand of those that close, and coal-fired generation begins to decline.



**Figura 2.** Generación a carbón anual por escenario. Se muestran cambios porcentuales en relación a la línea base correspondiente al escenario S1.

**Figure 2.** Annual coal-fired generation by scenario. Percentage changes from the baseline corresponding to scenario S1 are shown.



exista o no el cronograma, pues no son costo-eficientes en su operación. El efecto del plan es, por lo tanto, nulo en este año. En el año 2020 sale de operaciones la central Tarapacá, la que hubiese generado ese año si no hubiese plan de descarbonización. No obstante, la generación que tendría Tarapacá es suministrada por otras termoeléctrica a carbón que aumentan su generación respecto al Escenario 1. Este fenómeno se repite hasta el año 2023, dejando sin efecto al plan de descarbonización. Tras este año las centrales que aún no cierran no son capaces de cubrir la demanda de las que sí cierran, y la generación a carbón comienza a disminuir.

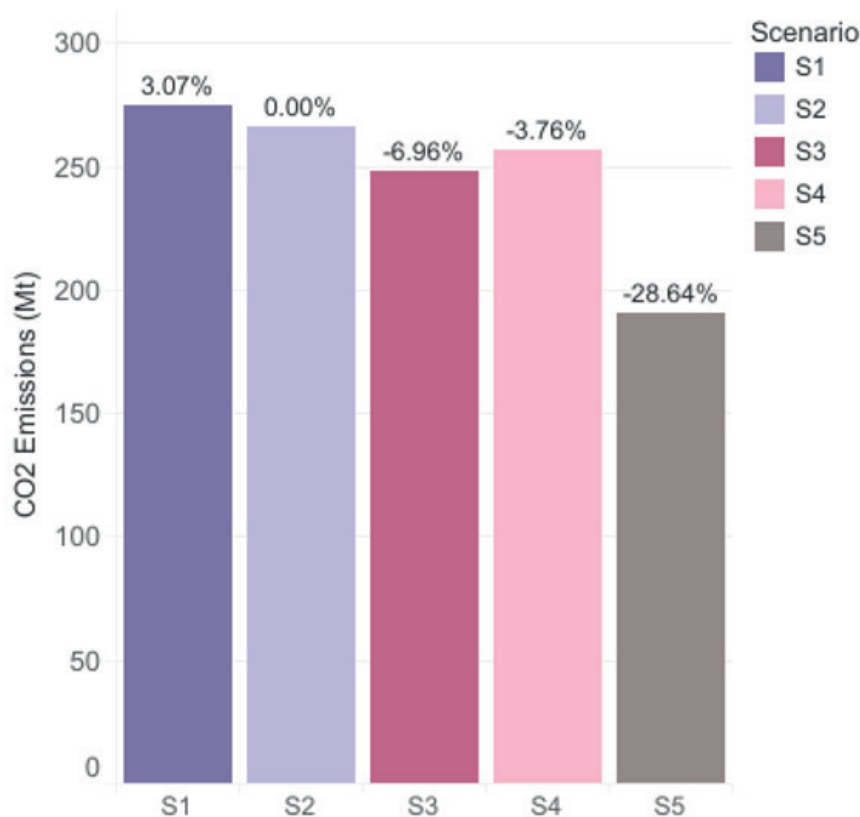
### 3.4. Efecto precio social del carbono

Si el precio del carbono no es suficientemente alto, los efectos que este produce sobre la generación son mínimos. Al considerar el precio definido por el Ministerio de Energía de 14 USD/ton al 2030 (Escenario 4), la generación a carbón disminuye en promedio 6% con respecto al Escenario 2, mientras que las emisiones disminuyen en un 3,76%, lo que significa 10 millones de toneladas menos de CO<sub>2</sub> (Figura 3). Por lo tanto, no se considera que tenga un efecto significativo sobre la descarbonización. La Figura 3 muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> de cada escenario en

### 3.4. Carbon social price effect

If carbon pricing is not high enough, the effects on generation are minimal. Taking into account the price defined by the Ministry of Energy (\$14 USD/ton by 2030) (Scenario 3), coal-fired generation decreases 6% on average relative to Scenario 2, whereas emissions decrease by 3.76%, which is equivalent to a reduction of 10 million tons of CO<sub>2</sub> (Figure 3). Thus, it is not considered to have a significant effect on decarbonization. Figure 3 shows CO<sub>2</sub> emissions in each scenario in millions of tons. Percentages indicate the relationship between each scenario and Scenario 2, which Chile is currently facing.

In contrast, considering the World Bank's social price on carbon projection, the effect on coal-fired generation is pronounced, with only 17 out of the 28 coal-fired power plants continuing operations in 2030 (in Scenario 2 all



**Figura 3.** Emisiones totales de CO<sub>2</sub> por escenario.

**Figure 3.** Total CO<sub>2</sub> emissions in each scenario.



millones de toneladas. Los porcentajes indican la relación entre cada escenario y el Escenario 2, que es al que se enfrenta Chile actualmente.

En cambio, al considerar la proyección de precios sociales del carbono del Banco Mundial (Escenario 5), el efecto que tiene sobre la generación a carbón es grande y solo 17 de las 28 centrales termoeléctricas a carbón continúan en operación al año 2030. Mientras que en el Escenario 2 todas las centrales operan al 2030. Las emisiones de CO<sub>2</sub> también son las más bajas en el Escenario 5: 28,64% menos que en el Escenario 2 (76,6 millones de toneladas menos de CO<sub>2</sub>) (Figura 3).

#### 4. CONCLUSIONES

El crecimiento de la demanda se cubre principalmente con la instalación de nuevas centrales solares fotovoltaicas. En el caso de que se contemple una menor producción con centrales térmicas a carbón, debe haber un crecimiento de otras tecnologías de respaldo como centrales a gas natural de CC o centrales hidroeléctricas.

El gas natural argentino tiene un efecto positivo en la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el corto plazo, pues se reemplaza parte de la generación a carbón por gas natural. Sin embargo, en el largo plazo el crecimiento de la demanda de electricidad obliga a reactivar la generación a carbón de las termoeléctricas existentes y el efecto del GN argentino disminuye.

Actualmente, existe una limitación en la disponibilidad de gas natural argentino para las centrales de CC. Si se recibiera gas argentino durante todo el año, el efecto de este en la descarbonización de la matriz energética sería aún mayor y durante un período de tiempo más largo.

La generación de centrales termoeléctricas es muy dependiente del precio social que se le asigna al carbono, si no se tiene un precio adecuado, el mercado no recibirá las señales apropiadas para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, un precio del CO<sub>2</sub> bajo no tendrá mayores impactos sobre la generación a carbón.

La primera etapa del plan de descarbonización lanzado por el Ministerio de Energía no tiene mayor efecto, al menos, hasta el año 2024, que corresponde al último año programado. Por el otro lado, los precios al CO<sub>2</sub> definidos por este mismo organismo no concuerdan con los estudios internacionales al respecto.

De las alternativas presentadas, la que produce una descarbonización más rápida es la asignación de precios al CO<sub>2</sub> concordantes con su costo social estimado internacionalmente. Esta limita la generación a carbón desde el primer año y no genera un falso comienzo como el observado en el escenario de descarbonización.

plants remain open by 2030). CO<sub>2</sub> emissions are also the lowest: 28.64% less than in Scenario 2, equivalent to 76.6 million tons of CO<sub>2</sub> (Figure 3).

#### 4. CONCLUSIONS

The growth in demand is mainly covered by the installation of new photovoltaic solar plants. In the event that less production is expected from coal-fired power plants, there should be growth in other back-up technologies such as combined-cycle natural gas power plants or hydroelectric power plants.

Argentine natural gas has a positive effect on the reduction of CO<sub>2</sub> emissions in the short term, since part of the coal-fired generation is replaced by natural gas. However, in the long run, growth in electricity demand calls for the reactivation of existing coal-fired thermoelectric plants, and the effect of Argentine NG decreases.

Currently, there is a limitation on the availability of Argentine natural gas for combined-cycle plants. If gas was received from Argentina throughout the year, its effect on the decarbonization of the energy matrix would be even greater and more sustained.

The generation of thermoelectric plants is very dependent on the social pricing that is assigned to carbon. If there is no adequate pricing, the market will not receive the appropriate signals to reduce CO<sub>2</sub> emissions. Therefore, a low price for CO<sub>2</sub> will not have a major impact on coal-fired generation.

The first stage of the decarbonization plan launched by the Ministry of Energy does not have a major effect until 2024, which corresponds to the last programmed year. On the other hand, the CO<sub>2</sub> pricing defined by this same agency is not in line with international studies on the subject.

Out of the alternatives presented here, the fastest decarbonization is produced by assigning CO<sub>2</sub> prices in accordance with the estimated international social cost. This measure limits coal-fired generation from the first year and does not generate a false start, as observed in the decarbonization scenario (S3).

**GLOSARIO**

**CALENTAMIENTO GLOBAL:** Aumento en la temperatura global producto de la acumulación de gases de efecto invernadero (GEI) de origen antropogénico en la atmósfera. El más importante es el CO<sub>2</sub>.

**CAPACIDAD DE RESPALDO:** Conjunto de centrales de generación eléctrica que puede ser operado en cualquier momento, pues no depende de variables climáticas.

**CAPACIDAD INSTALADA:** Conjunto de centrales de generación eléctrica ya construidas.

**CONTAMINACIÓN GLOBAL:** Contaminación atmosférica que afecta a nivel global por igual, independiente de donde fue emitida.

**CONTAMINACIÓN LOCAL:** Contaminación atmosférica que afecta solo a la localidad donde se emite.

**COSTO SOCIAL DEL CO<sub>2</sub>:** Monetización de los efectos negativos que causa el CO<sub>2</sub>.

**DESCARBONIZACIÓN:** Para efectos de este estudio hace referencia al proceso de cierre de centrales termoeléctricas a carbón o la disminución en su uso.

**EXPANSIÓN DEL SISTEMA:** Combinación de tecnologías de generación eléctrica que se contruirá para abastecer la demanda futura.

**MATRIZ DE GENERACIÓN:** Combinación de fuentes de energía que se utiliza para generar electricidad.

**GLOSSARY**

**GLOBAL WARMING:** Increase in global temperature due to the accumulation of greenhouse gases (GHG) of anthropogenic origin in the atmosphere. The most important being CO<sub>2</sub>.

**BACKUP CAPACITY:** Set of power generation plants that can be operated at any time, because it does not depend on climate variables.

**INSTALLED CAPACITY:** Set of power generation plants already built.

**GLOBAL POLLUTION:** Atmospheric pollution with effects at a global scale, regardless of where it was emitted.

**LOCAL POLLUTION:** Atmospheric pollution that affects only the locality where it is emitted.

**SOCIAL COST OF CO<sub>2</sub>:** Monetization of the negative effects caused by CO<sub>2</sub>.

**DECARBONIZATION:** For the purposes of this study, it refers to the process of closing coal-fired power plants or reducing their use.

**SYSTEM EXPANSION:** Combination of electricity generation technologies that will be built to supply future demand.

<sup>1</sup> Al momento de desarrollar la investigación, la disponibilidad futura de GN argentino es muy incierta, en particular, en el norte de Argentina. Por lo tanto, se consideró que Kelar no tendrá disponibilidad de GN argentino y que las demás centrales de ciclo combinado del Norte Grande si tendrán disponibilidad de GN argentino.

<sup>2</sup> ANG CC: Gas natural argentino en ciclo combinado

LNG CC: Gas natural licuado en ciclo combinado

LNG OC: Gas natural licuado en ciclo abierto

## REFERENCES

- Banco Mundial. (2017). Carbon Pricing. Recuperado de <https://www.worldbank.org/en/results/2017/12/01/carbon-pricing>
- Chile. Ministerio de Energía. (s.f.). Mesa de trabajo descarbonización. Recuperado de <http://www.energia.gob.cl/pagina-mesas/405>
- Chile. Ministerio de Energía. (s.f.). Mesas de trabajo. Recuperado de <http://www.energia.gob.cl/mesas-de-trabajo>
- Chile. Ministerio de Energía. (2018, 19 de febrero). Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Recuperado de <http://pelp.minenergia.cl/files/100>
- Chile. Ministerio de Energía. (2019, 4 de junio). Gobierno anuncia la salida ocho centrales a carbón en 5 años y la meta de retiro total al 2040. Recuperado de <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/gobierno-anuncia-la-salida-ocho-0>
- Chile. Ministerio de Energía. (2017). Méritos Económicos, Riesgos y Análisis de Competencia en el Mercado Eléctrico Chileno de las Distintas Tecnologías de Generación de Electricidad. Recuperado de <http://pelp.minenergia.cl/files/45>.
- Comisión Nacional de Energía. (2019, marzo). Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2019. Recuperado de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>
- Comisión Nacional de Energía. (2019, marzo). Reporte Capacidad Instalada Generación. Recuperado de <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>
- Comisión Nacional de Energía. (2019, enero). Informe Técnico Definitivo: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo. Recuperado de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2018). Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2019/01/20181230-Estudio-OPyDES-sin-carb%C3%B3n-Parte1.pdf>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2018). Demanda Sistemática Real. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/>
- Coordinador Eléctrico Nacional. (2018). Proyección De Demanda Eléctrica 2018 – 2038. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/01/Anexo-3-Informe-de-Proyecci%C3%B3n-de-Demanda-El%C3%A9ctrica-2018-2038.pdf>
- Energía Abierta. Balance Nacional de Energía. Recuperado de: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- Inodú. (2018). Estudio de variables ambientales y sociales que deben abordarse para el cierre o reconversión programada y gradual de generación eléctrica a carbón. Recuperado de [http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/12\\_2018\\_inodu\\_variamb\\_ambientales\\_y\\_sociales.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/12_2018_inodu_variamb_ambientales_y_sociales.pdf)
- Santana, C. (2014). Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Recuperado de <http://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Energias-Renovables-en-Chile-El-potencial-eolico-solar-e-hidroele%CC%81ctrico-de-Arica-a-Chiloe.pdf>

## EQUIPO DE INVESTIGADORES / RESEARCH TEAM



Victoria  
Frohlich

Juan José  
Irigoín

Cristián  
Muñoz