PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO BAJO IMPUESTOS AL CARBONO Y CONTAMINANTES LOCALES

DANIELA ISABEL QUIROGA VERGARA

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
ENZO ENRIQUE SAUMA SANTIS

Santiago de Chile, (Agosto, 2017)

© 2017, Daniela Quiroga

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO BAJO IMPUESTOS AL CARBONO Y CONTAMINANTES LOCALES

DANIELA ISABEL QUIROGA VERGARA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

ENZO SAUMA S.

TOMÁS REYES T.

DAVID POZO C.

JORGE GIRONÁS L.

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, (Agosto, 2017)

A mi familia, que siempre estuvo ahí para apoyarme

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer al profesor Enzo Sauma por su guía, apoyo, paciencia y disposición. Así mismo, quiero agradecer a David Pozo por su ayuda fundamental durante todo este trabajo. Esta investigación no habría sido posible sin la contribución de ambos, y por ella estoy muy agradecida.

A mi familia, por el apoyo no solo durante este último año, sino que durante todos los años de universidad. A mis amigos, que sin saberlo me han ayudado a crecer como persona y estudiante. A todos mis compañeros de la oficina de postgrado, con quienes compartí varias horas de trabajo y que hicieron que estas fueran mucho más amenas. A todos los de GreenLab, que estuvieron ahí de principio a fin, me adoptaron en varios almuerzos y con los que siempre es un agrado pasar el rato.

A todos ustedes, muchas gracias.

Este trabajo de tesis fue parcialmente financiado por el proyecto CONICYT, FONDECYT/Regular N° 1161112".

ÍNDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTOS iii

ÍNDICE DE TABLAS vi

ÍNDICE DE FIGURAS viii

RESUMEN xi

ABSTRACT xii

1. INTRODUCCIÓN 13
   - 1.1 Motivación 13
   - 1.2 Estado del arte 15
   - 1.2.1 Expansión del sistema eléctrico 15
   - 1.2.2 Incorporación de energía distribuida e intermitente 18
   - 1.2.3 Incorporación de políticas ambientales 19
   - 1.3 Hipótesis 21
   - 1.4 Objetivos 21

2. METODOLOGÍA 23
   - 2.1. Modelo matemático de expansión 23
   - 2.2. Métricas 34

3. CASO DE ESTUDIO: CHILE 36
   - 3.1. Descripción del sistema eléctrico chileno 36
   - 3.2. Datos y supuestos utilizados 41
     - 3.2.1. Selección de los casos de estudio 41
     - 3.2.2. Aspectos generales 43
     - 3.2.3. Bloques y demanda del sistema 44
     - 3.2.4. Barras del sistema 47
     - 3.2.5. Líneas del sistema 49
     - 3.2.6. Datos asociados a las centrales de generación 51

3.2.7. Generación distribuida 61
3.2.8. Costos de falla y vertido 63

4. RESULTADOS 64
4.1. Caso Base: sin impuestos 64
4.2. Caso 2: impuesto al CO_2 81
4.3. Caso 3: impuesto al CO_2 y contaminantes locales 91
4.4. Caso 4: impuesto al CO_2 y contaminantes locales considerando un nuevo proyecto hidroeléctrico 100
4.5. Caso 5: impuesto al CO_2 y contaminantes locales considerando una demanda electrificada 112

5. DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN 123

BIBLIOGRAFÍA 129

A N E X O S 137

Anexo A : Factor promedio de distintas tecnologías por mes y bloque 138

Anexo B : Matriz regional para cada caso de estudio 140

Anexo C : Evolución de la potencia instalada de los casos de estudio 142

Anexo D : Evolución de la energía generada de los casos de estudio 144

Anexo E : Métricas del sistema (LMP, ASNPDI, NCI, NSI) 145

Anexo F : Contaminación por regiones 148

Anexo G : Emisiones por región y caso de estudio 164

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 3-1: Duración en horas de los bloques de demanda 45
Tabla 3-2: Supuestos considerados en el caso de electrificación 46
Tabla 3-3: Barras simplificadas del sistema 48
Tabla 3-4: Plan de obra de líneas de transmisión 50
Tabla 3-5: Líneas de conexión SIC-SING 51
Tabla 3-6: Promedio, máximo y mínimo del factor de planta promedio para las distintas tecnologías 54
Tabla 3-7: Costo unitario de inversión de generadores por tecnología 57
Tabla 3-8: Factor de emisión por tipo de combustible 58
Tabla 3-9: Eficiencia de abatimiento 59
Tabla 3-10: Potencial máximo tecnológico de instalación por tecnología 61
Tabla 3-11: Costos de inversión de generación distribuida 62
Tabla 4-1: Caso Base – Plan de obra instalado 65
Tabla 4-2: Caso Base – Generación instalada por región 67
Tabla 4-3: Caso Base – Líneas de transmisión instaladas 70
Tabla 4-4: Caso 2 – Plan de obra instalado 81
Tabla 4-5: Caso 2 – Líneas de transmisión instaladas 85
Tabla 4-6: Caso 3 – Plan de obra instalado 91
Tabla 4-7: Caso 3 – Líneas de transmisión instaladas 95
Tabla 4-8: Caso 4 – Características de la central de embalse agregada 100
Tabla 4-9: Caso 4 – Plan de obra instalado 101
Tabla 4-10: Caso 4 – Líneas de transmisión instaladas 106
Tabla 4-11: Caso 5 – Plan de obra instalado 113
Tabla 4-12: Caso 5 – Líneas de transmisión instaladas 117
Tabla 5-1: Potencia neta instalada en cada caso de estudio 124
Tabla 5-2: Información de instaladas en cada caso de estudio 124
Tabla 5-3: Energía generada en cada caso de estudio 126

Tabla 5-4: Emisión total de contaminantes en cada caso de estudio 127
Tabla 5-5: Promedio ponderado de métricas para cada caso de estudio 128

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 3-1: Comparación entre el PIB y el consumo final de energía 37
Figura 3-2: Potencia neta instalada del SEN para los años 2006 (A) y 2016 (B) 38
Figura 3-3: Energía generada bruta del SEN para los años 2006 (A) y 2016 (B)..... 39
Figura 3-4: Demanda por año y bloque..... 46
Figura 3-5: Electrificación - Demanda por año y bloque..... 47
Figura 3-6: Matriz de generación en el plan de obra (A) y completa (B) 53
Figura 3-7: Matriz de generación completa, por región..... 53
Figura 4-1: Caso Base – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología 66
Figura 4-2: Caso Base – Matriz del sistema al año 2027..... 66
Figura 4-3: Caso Base – Plan de obra instalado en cada año..... 67
Figura 4-4: Caso Base – Potencia neta instalada, matriz completa..... 68
Figura 4-5: Caso Base - Energía generada, matriz completa 69
Figura 4-6: Caso Base – Líneas instaladas..... 70
Figura 4-7: Caso Base - Promedio mensual de índices NSI y ASNPDI 71
Figura 4-8: Caso Base – Precio promedio del sistema por bloque, mes y año 72
Figura 4-9: Caso Base - Emisiones de contaminantes 73
Figura 4-10: Caso Base - Factor de emisión 73
Figura 4-11: Caso Base – Evolución de emisiones de CO_2 por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (miles de toneladas/año)..... 77
Figura 4-12: Caso Base – Evolución de emisiones de MP por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año) 78
Figura 4-13: Caso Base – Evolución de emisiones de NOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año) 79
Figura 4-14: Caso Base – Evolución de emisiones de SOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año) 80

Figura 4-15: Caso 2 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología 82
Figura 4-16: Caso 2– Matriz del sistema al año 2027 82
Figura 4-17: Caso 2 – Plan de obra instalado en cada año 83
Figura 4-18: Caso 2 – Líneas instaladas 85
Figura 4-19: Caso 2 – Emisiones de contaminantes 87
Figura 4-20: Caso 2 – Factor de emisión 87
Figura 4-21: Caso 3 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología 92
Figura 4-22: Caso 3 – Matriz del sistema al año 2027 92
Figura 4-23: Caso 3 – Plan de obra instalado en cada año 93
Figura 4-24: Caso 3 – Líneas instaladas 95
Figura 4-25: Caso 3 – Emisiones de contaminantes 96
Figura 4-26: Caso 3 – Factor de emisión 97
Figura 4-27: Caso 4 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología 102
Figura 4-28: Caso 4 – Matriz del sistema al año 2027 102
Figura 4-29: Caso 4 – Plan de obra instalado en cada año 104
Figura -4-30: Caso 4 – Energía generada, matriz completa 105
Figura 4-31: Caso 4 – Líneas instaladas 106
Figura 4-32: Caso 4 – Precios medios del sistema por bloque, mes y año 107
Figura 4-33: Caso 4 – Promedio mensual de índices NSI y ASNPDI 107
Figura 4-34: Caso 4 – Emisiones anuales 108
Figura 4-35: Caso 4 – Factor de emisión 109
Figura 4-36: Caso 5 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología 113
Figura 4-37: Caso 5 – Matriz del sistema al año 2027 113
Figura 4-38: Caso 5 – Plan de obra instalado en cada año 115
Figura 4-39: Caso 5 – Energía generada, matriz completa 116
Figura 4-40: Caso 5 - Red formada por instalación de líneas nuevas 118

Figura 4-41: Caso 5 – Emisión de contaminantes..... 119
Figura 4-42: Caso 5 – Factor de emisión 120

RESUMEN

En línea con los compromisos internacionales de disminuir emisiones, Chile recientemente incorporó un nuevo impuesto a emisiones de fuentes fijas, que afectará directamente la operación de su sistema eléctrico. Existen varios estudios que analizan el impacto que impuestos a emisiones pueden tener en la operación del sistema eléctrico chileno, pero no existe a la fecha un estudio que analice en detalle el impacto de los impuestos en la expansión del sistema eléctrico completo, ni que incorpore contaminantes locales al análisis. Ante eso, la siguiente investigación analiza dicho impacto, en un periodo de una década y a partir de cinco escenarios político-relevantes: (1) sin impuestos, (2) incluyendo impuestos al carbono, (3) incluyendo impuestos de contaminantes globales y locales (CO_2, MP, SO_X y NO_X), (4) incluyendo plan de obra hidráulico con impuestos a contaminantes globales y locales, y (5) considerando una alta electrificación de la demanda bajo impuestos a contaminantes globales y locales. Para realizar el análisis, se formula e implementa un modelo de optimización basado en la programación lineal entera mixta de minimización de costos y que considera el plan de obra actual del sistema eléctrico nacional (SIC y SING), así como la incorporación de generación distribuida. El análisis se centra en el periodo de entrada en operación y las características de las centrales y líneas que óptimamente serán instaladas en el sistema, así como en el origen de la energía generada y las emisiones en cada periodo, considerando impuestos de 20 USD/ton CO_2, 5,72 USD/kg MP, 62 USD/ton SO_X y 159 USD/ton NO_X. Los resultados principales muestran que, bajo el plan de obra actual, los impuestos tienen efectos distributivos que perjudican más a ciertas regiones sobre otras. Este efecto disminuye si el plan de obra considera más opciones de energías renovables, minimizando así la dependencia del sistema en combustibles fósiles. Por otro lado, los niveles de impuestos considerados no son suficientes para disminuir significativamente las emisiones en el caso de una demanda con un crecimiento mayor al esperado.

Palabras Claves: Impuestos al carbono, Impuestos a contaminantes locales, Expansión del sistema de transmisión y generación, Sistema eléctrico chileno

ABSTRACT

In line with the commitments of reducing the contribution to global warming, Chile has recently introduced new taxes on emissions from fixed sources, which will have a direct impact on the operation of the electric systems. There are several studies that analyze a variety of aspects involving the operational impact of carbon tax in the Chilean electric system, but, upon our knowledge, there is no study in the literature that analyzes in detail the impact of both global and local emissions on the key factors of the power expansion planning. Consequently, this work analyzes this impact, considering a 10-year horizon period, and 5 different policy-relevant scenarios: (1) no taxes, (2) including carbon taxes only, (3) including both global and local emission taxes (CO_2, PM, SO_X and NO_X), (4) including a hydropower construction plan with carbon and local emission taxes, and (5) including a high electrified demand along with global and local emission taxes. In doing this, we formulate and implement an optimization model based on a mixed-integer linear program, which considers the current construction plan of the national electric system, as well as distributed generation. The analysis is focused on the operation start period and the main characteristics of the generation power plants and lines that will optimally be installed in the power system, as well as on the generation technology used and the emissions in each period and region of the country, considering taxes of 20 USD/ton CO_2, 5.72 USD/kg MP, 62 USD/ton SO_X and 159 USD/ton NO_X. The main results show that, considering the current construction plan, taxes have a distributive effect that is unfavorable for certain regions while benefiting others. This effect is diminished when the construction plan considers more renewable-energy expansion options, minimizing the system's dependency on fossil fuels. Furthermore, taxes will not be sufficient to significantly reduce the system emissions in the case that the demand grows more than expected.

Keywords: Carbon tax, Emissions tax, Generation and transmission expansion planning, Chilean electric power system

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El sistema eléctrico chileno ha crecido de forma sostenida durante la última década, crecimiento que ha mostrado tener una relación directa con el desarrollo del país (Ministerio de Energía, 2015a). Esta expansión ha puesto presión en términos de coordinación y necesidad de desarrollo tecnológico con el fin de equipararnos con los compromisos ambientales a nivel mundial. Si bien la inversión en energías renovables ha experimentado un aumento importante en los últimos años, actualmente alrededor de un 60% de la electricidad en Chile es generada por combustibles fósiles, principalmente carbón y petróleo, en su mayoría de origen importado (CEPAL/OCDE, 2016).

De acuerdo a los datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2016a), la capacidad instalada de centrales termoeléctricas a base de combustibles fósiles, como petróleo, gas natural y carbón, ha experimentado el mayor crecimiento en la matriz en la última década, lo que tiene directa relación con el aumento de emisiones de contaminantes atmosféricos a través de los años. En particular, las plantas termoeléctricas que operan en base a combustibles fósiles han sido ligadas principalmente a la emisión de dióxido carbono (CO_2), material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_X), y óxidos de azufre (SO_X). Durante el periodo de 1990 al año 2010, el sector energético duplicó sus emisiones, alcanzando un total de 68 millones de toneladas de CO_2 equivalentes (CO_2eq) (el 75% de los gases de efecto invernadero del país), de lo cual un tercio fue emitido por el sub sector eléctrico (Ministerio de Energía, 2015b). Por otro lado, de acuerdo a los datos nacionales, las termoeléctricas aportan aproximadamente un 5% de las emisiones de $MP_{2,5}$, un 25% de las emisiones de NO_X y un 30% de las emisiones de SO_X en el territorio nacional (Ministerio del Medio Ambiente, 2011).

En este escenario, el año 2014 fue presentada la Agenda de Energía, que definió la ruta para el desarrollo de políticas y acciones a seguir en la materia de energía. A raíz de esta iniciativa,

se desarrolló una política energética de largo plazo, con miras al año 2050, que propone medidas y planes para concretar al sector como uno confiable, competitivo, inclusivo y sostenible (Ministerio de Energía, 2015a). Dentro de los objetivos propuestos en esta nueva política energética, se espera impulsar la transición de la matriz eléctrica hacia una menos contaminante, promoviendo el desarrollo de energías renovables y del uso de combustibles de bajas emisiones (Ministerio de Energía, 2015a). Así mismo, en el marco de la conferencia sobre el cambio climático celebrada en París el año 2015, Chile se comprometió frente a otras naciones a reducir su intensidad de emisiones de CO_2eq en un 30% para el año 2030, con respecto al nivel del 2007. Además, propuso tener un 20% de su matriz eléctrica constituida por las llamadas "energías renovables no convencionales" [1] (posteriormente referidas como energía renovables variables, o ERV, en esta tesis) para el año 2025 (Gobierno de Chile, 2015). Este compromiso exige al país otorgar más congruencia a sus políticas medioambientales y fortalecer los marcos institucionales necesarios de manera de generar energía de manera eficiente, fomentando el crecimiento del país y favoreciendo el desarrollo hacia una sociedad más sustentable (Ministerio de Energía, 2015a).

Los impuestos a las emisiones han comprobado ser una medida efectiva, reduciendo las emisiones principalmente de dos formas: (1) disminuyendo la demanda de energía, promoviendo la eficiencia energética, por ejemplo, debido al aumento de precios que el impuesto genera; y/o (2) disminuyendo la cantidad de combustible contaminante usado, reemplazándolo por otras alternativas de menor emisión (Benavides et al., 2015). Finlandia fue el precursor de su uso el año 1990 (con 1,12 €/ton CO_2), y desde entonces se han unido varios países, incluyendo a: Suecia, Dinamarca, Noruega, Canadá (British Columbia) y Nueva Zelanda (Carbon Tax Center, 2015). Así mismo, Suecia, Noruega, China y otros países pertenecientes a la OCDE también mantienen impuestos a la emisión de contaminantes locales (OECD, 2013). En este contexto, Chile no se ha quedado atrás. Dentro del marco normativo impulsado con el fin de disminuir las emisiones del sector

[1] Las tecnologías ERNC son todas aquellas plantas de generación eólica, pequeña hidroeléctrica ($\leq$ 20 MW), biomasa, biogás, geotermia, solar y marítima (Ministerio de Energía, 2017).

eléctrico, el país implementará un impuesto que grava las emisiones de fuentes fijas por un valor de 5 USD/ton CO_2 y un valor variable según el nivel de saturación de la comuna para SO_X, NO_X y MP.

Entre los estudios que analizan el sistema eléctrico chileno junto a impuestos de emisión (Benavides et al., 2015; Espinosa & Fornero, 2014; García Benavente, 2016; Vera & Sauma, 2015), no hay un estudio que abarque en detalle la expansión del sistema eléctrico nacional y sus factores claves de operación. En la siguiente investigación, se analiza el efecto de los impuestos en la forma de operar del sistema eléctrico chileno, bajo distintos escenarios político-relevantes. El análisis considera la expansión de líneas y centrales, así como la incorporación de energía distribuida, en un horizonte de estudio de una década.

1.2 Estado del arte

En la siguiente sección se hace una revisión de las metodologías y diseños utilizados para modelar el funcionamiento y la expansión de sistemas eléctricos, el uso de tecnologías de energía renovable y la integración de normativas ambientales. Se analizan también las conclusiones de los estudios que evalúan los impactos que provoca un impuesto a los contaminantes emitidos por el sistema eléctrico.

1.2.1 Expansión del sistema eléctrico

La planificación del sistema eléctrico es de suma importancia para la programación y toma de decisiones con respecto a su operación futura. Entre los enfoques que se pueden tomar al modelar un sistema eléctrico, existen los modelos de operación (decisiones a corto plazo) y los modelos de planificación (decisiones a largo plazo). Se deben incluir parámetros que muchas veces están ligados a un alto nivel de incertidumbre: como lo es la demanda de energía, el precio de los combustibles, la generación de energía renovable, entre otros (Booth, 1972; Mínguez & García-Bertrand, 2016). En general, un sistema eléctrico es un problema de alta complejidad dada la incertidumbre, tamaño y gran cantidad de características de la red que deben ser consideradas.

Uno de los problemas más importantes en la planificación del sistema eléctrico considera la expansión de largo plazo del sistema de generación. Este problema es capaz de determinar el tamaño, localización y tecnología de las diferentes unidades a instalar en un periodo, generalmente a través de la minimización de costos (Park, Park, Won, & Lee, 2000) o de la maximización de beneficios (Careri et al., 2011; He, Wang, & Wang, 2012; Pineda & Bock, 2016). Típicamente, es formulado como un problema entero mixto (para poder asegurar la optimalidad global de la solución), aunque existen diversas variaciones que adecuan el modelo a situaciones más realísticas, abarcando un sinnúmero de características del sistema. En los inicios, el uso de la programación matemática permitió la resolución exitosa de problemas estáticos en periodos cortos de tiempo, pero la necesidad de modelar periodos más largos abrió paso al uso de herramienta más sofisticadas como la programación dinámica (Alizadeh & Jadid, 2015; Booth, 1972; David & Zhao, 1989), en conjunto con la programación entera mixta (Haffner, Pereira, Pereira, & Barreto, 2008; He et al., 2012) y no lineal (Careri et al., 2011; Hemmati, Saboori, & Jirdehi, 2016). Así mismo, la alta incertidumbre de parámetros como la demanda, hidrología, precios de combustibles, y el funcionamiento de plantas solares y eólicas, han sido exitosamente descritos con el uso de modelos probabilísticos de optimización (Alishahi, Moghaddam, & Sheikh-El-Eslami, 2011; Booth, 1972) y simulaciones Monte Carlo (Tekiner, Coit, & Felder, 2010; Zangeneh, Jadid, & Rahimi-Kian, 2009).

Por otro lado, el problema de expansión de líneas de transmisión se encarga de determinar la capacidad, periodo de instalación y localización de las líneas, con el fin de satisfacer la demanda en un horizonte de tiempo. Esto típicamente sujeto a restricciones de capacidad, demanda, y leyes físicas de voltaje y corriente, para así determinar flujos de energía que alimenten la demanda estimada a un mínimo costo de instalación y operación. Al igual que en la expansión de la generación, existen múltiples enfoques y técnicas de programación matemática que, dependiendo del objetivo del modelo, se pueden adoptar para abordar la expansión del sistema de transmisión. Comúnmente el problema es presentado como uno lineal entero mixto (Kazerooni & Mutale, 2010), aunque otras técnicas como el uso de

programación dinámica (Dusonchet & El-Abiad, 1973) y programación robusta para el manejo de la incertidumbre (Mínguez & García-Bertrand, 2016) también son comunes. Otras formas de abordar el problema incluyen la descomposición de Benders (Binato, Pereira, & Granville, 2001), métodos heurísticos (Gallego, Monticelli, & Romero, 1998; Motamedi, Zareipour, Buygi, & Rosehart, 2010), y el uso de teoría de juegos (Contreras & Wu, 2000; E. E. Sauma & Oren, 2006).

Con la mejora de las metodologías de resolución y capacidades computacionales, la combinación de la expansión de ambos sistemas es hoy posible y ha sido estudiada por varios autores de modo de generar soluciones más reales, aplicables y precisas. Sawey & Zinn (1977) fueron unos de los precursores de esto, formulando un problema lineal entero mixto capaz de expandir ambos sistemas. Este tipo de modelo necesita de mucha más capacidad computacional y tiempo de resolución en comparación con los otros modelos de expansión independiente. Una forma de abordar esto es resolver ambos problemas en forma secuencial, primero decidiendo el plan óptimo de generación y luego determinando el plan óptimo de transmisión que se adecue a éste. Pero como comprueban Sharan & Balasubramanian (2012) y Seddighi & Ahmadi-Javid (2015) en sus trabajos, ésta en una solución sub-óptima en comparación con la resolución de ambos problemas de forma simultánea. En cuanto a los parámetros de modelación, en la práctica, este problema puede incluir tantas consideraciones como incorporan los problemas de optimización independientes. Por ejemplo, Graeber (1999) plantea un modelo lineal entero mixto detallado, con el fin de analizar la incorporación complementaria de los distintos recursos energéticos en una extensa área geográfica. Por otro lado, en el trabajo de Akbari, Heidarizadeh, Siab, & Abroshan (2012), aprovechan el avance tecnológico para aplicar una simulación Monte Carlo que logre abordar los distintos escenarios posibles de costos de operación. Así mismo, Seddighi & Ahmadi-Javid (2015) también proponen un modelo lineal entero mixto que funciona en un ambiente estocástico, y que instala generadores y líneas sujeto a cierto presupuesto, considerando políticas ambientales y sociales (emisiones, ruido y aceptación social).

1.2.2 Incorporación de energía distribuida e intermitente

La generación distribuida es una forma efectiva de fomentar la regionalización del recurso eléctrico. A nivel internacional, la generación distribuida es entendida como aquellos pequeños generadores que se encuentran cerca de su punto de consumo, y pueden ser divididos en dos grupos principales: renovables y no renovables (Zangeneh et al., 2009). Existen diversas formas de agregar este tipo de generación a un modelo de expansión. En el estudio de Haffner et al. (2008) por ejemplo, se integra la generación distribuida por medio de variables continuas de potencia, restringidas a un máximo potencial factible por nodo y periodo. Rouhani, Hosseini, & Raoofat (2014) por otro lado, limita la instalación de centrales distribuidas a un cierto número de generadores instalados. En cambio Zangeneh et al. (2009) plantea un modelo que considera solo generación distribuida, cuya instalación es restringida por un presupuesto monetario de inversión. Otro ejemplo es el trabajo de Tekiner et al. (2010), que incluyen la generación distribuida en su modelo mediante el uso de variables binarias, lo que hace posible restringir el tipo y capacidad de estas de forma explícita.

Es necesario tener en cuenta también que la inclusión de este y otros tipos de generación renovable añade variabilidad al sistema, dado que la disponibilidad del recurso es muchas veces incierta. Para abordar esto, Graeber (1999) y Careri et al. (2011) modelan la variabilidad de las capacidades de las tecnologías renovables de manera determinista, limitando su producción a un máximo que depende de la estación y hora del día. En contraste, es posible modelar este problema con el uso de métodos estadísticos. Por ejemplo Alishahi et al. (2011), considera una función de probabilidades para modelar la velocidad del viento, determinante del factor de planta de los generadores eólicos; mientras que Voumvoulakis, Asimakopoulou, Danchev, Maniatis, & Tsakanikas (2012), modelan tanto la velocidad del viento como la radiación solar por medio de una simulación de Monte Carlo. La variabilidad de este tipo de tecnología puede ser mitigada con reservas, de modo de aumentar la confiabilidad del sistema en que operan y asegurar que este funcione con ciertos niveles de seguridad. En esta línea, Hemmati et al. (2016) incorporan sistemas de almacenaje de energía para mejorar el funcionamiento del sistema. Por otro lado, Muñoz, Sauma,

Contreras, Aguado, & De La Torre (2012) exigen un cierto porcentaje mínimo de generación convencional al sistema por potencia de energía intermitente instalada.

1.2.3 Incorporación de políticas ambientales

El impacto de la generación eléctrica en el medioambiente es un problema que está directamente relacionado con el tipo de tecnología que se usa en la matriz. Por esta razón, existe un sinnúmero de autores que ha estudiado la expansión del sistema en conjunto con el impacto de distintas políticas ambientales. Algunos de los mecanismos de mitigación de emisiones más estudiados en el contexto de expansión del sistema corresponden a: *feed-in tariffs* (Alishahi et al., 2011; Careri et al., 2011), sistema de cuotas y certificados transables (Careri et al., 2011; Gitizadeh, Kaji, & Aghaei, 2013; Pineda & Bock, 2016), niveles máximos de emisión (Alizadeh & Jadid, 2015; Ramanathan, 1994; Rouhani et al., 2014; Zangeneh et al., 2009), e impuestos (Benavides et al., 2015; Careri et al., 2011; He et al., 2012). Por ejemplo, Tekiner et al. (2010) propone un modelo de expansión de generación multi-objetivo que considera los daños ambientales de las emisiones, minimizando tanto costos de operación e inversión, como de emisiones de CO_2 y SO_X. Kazerooni y Mutale (2010) estudian un sistema de permisos transables, considerando el efecto que tiene la variación del precio del CO_2 (modelado con una simulación de Monte Carlo) en la planificación de líneas de transmisión. Alizadeh & Jadid (2015) consideran restricciones de emisión para SO_2 y NO_X en la expansión conjunta de generación y transmisión de un sistema, modelado como un problema entero mixto no lineal y resuelto mediante una descomposición de Benders. El impacto del uso de un sistemas de cuotas complementado con certificados transables es estudiado por Pineda & Bock (2016), donde sus conclusiones remarcan la importancia de incluir en el modelo una penalización por el no cumplimiento de la cuota de modo de dirigir los incentivos. El efecto de las distintas políticas puede ser estudiado de manera conjunta también, tal y como lo hace el estudio de Careri et al. (2011), que propone un modelo de expansión de generación que incluye los sistemas: *feed-in tariffs*, cuotas, permisos transables e impuestos al carbono. Por otro lado, algunos autores han contrastado los efectos de estos. Alishahi et al. (2011) por ejemplo, compara el impacto que políticas

regulatorias como: *feed-in tariffs*, cuotas y premio por la generación sin carbón, tienen en el fomento del uso de energía eólica, destacando el sistema de *feed-in tariffs* como el más efectivo.

Si bien el costo-efectividad de un impuesto verde es debatible, un buen impuesto puede ayudar a internalizar los daños provocados por la contaminación, disminuyendo las emisiones provocadas por las centrales térmicas del sector eléctrico. Metcalf (2009) discute sobre esto, analizando las consideraciones que un impuesto debe tener en términos del impacto en los consumidores finales, la distribución de los ingresos y la eficiencia del mercado. Varios autores han estudiado sobre el uso de impuestos y su efecto en el sistema eléctrico. Seddighi & Ahmadi-Javid (2015), por ejemplo, formulan un modelo de planificación de la expansión en generación y transmisión simultánea, en que las emisiones de CO_2 provocan un costo social penalizado en la función objetivo. El estudio enfatiza en la importancia de tratar la expansión de ambos sistemas en forma simultánea. Nakata & Lamont (2001), por otro lado, concluyen que un impuesto al CO_2 permite reemplazar el uso de plantas a carbón, fomentando el uso de gas natural. Benavides et al. (2015) estudia sobre el efecto de un impuesto al CO_2 en Chile, destacando el aumento en el precio de la electricidad y el efecto negativo que esto tiene en el producto interno bruto (PIB) del país. Asimismo, García Benavente (2016) determina que para Chile un impuesto de 26 USD/ton CO_2e permitiría disminuir sus emisiones en un 20% con respecto a lo proyectado para el año 2020, disminuyendo la producción de electricidad de origen térmico en un 11% y aumentando la renovable en un 43%. Por otro lado, He et al. (2012) compara el efecto de un impuesto versus un sistema *cap and trade* en un modelo de expansión de generación. Se desprende de sus resultados que, si bien un impuesto homogéneo en el territorio es una medida altamente eficiente en términos de reducción de emisiones, una combinación de impuestos y subsidios no homogéneos pueden llevar a un mayor nivel de bienestar económico, aunque la medida sea un poco menos costo-efectiva en reducir emisiones. Por otro lado, existen autores que han cuestionado la costo-efectividad de los impuestos, por ejemplo Vera & Sauma (2015), quienes concluyen que promover medidas de eficiencia energética en un país que aún no ha alcanzado su potencial de eficiencia energética, puede

ser más óptimo económica y ambientalmente que solo aplicar un impuesto. Si bien la mayoría de los estudios se han enfocado en analizar el impacto de un impuesto al carbono y no han estudiado el mismo efecto para un impuesto a contaminantes locales, existen algunos autores que han abordado este tema. Hemmati et al. (2016) es un ejemplo, planteando un modelo de expansión de generación multi-etapa que penaliza las emisiones de CO_2, SO_X y NO_X por medio de un impuesto y que también incluye un sistema de almacenamiento de energía. De esta manera logra exitosamente disminuir las emisiones de dichos contaminantes y aplanar la curva de carga del sistema, no obstante, el modelo asume que la red es fija y no se expande óptimamente.

1.3 Hipótesis

Como hipótesis principal, se espera que la aplicación de un impuesto a contaminantes globales y locales provoque una disminución de los niveles de CO_2, SO_X, NO_X y MP generados por el sistema eléctrico. Esto será posible debido al retraso de la entrada de las centrales más contaminantes a la matriz eléctrica, y el fomento del uso de combustibles limpios para alimentar el continuo aumento de la demanda energética. No obstante, aunque se espera una disminución general de las emisiones, la aplicación de un impuesto al carbono no logrará una disminución de emisiones tan efectiva como un conjunto de impuestos que grave a todos los contaminantes considerados. Otra hipótesis relevante es que el impuesto tendrá distintos efectos distributivos dependiendo de los contaminantes a los que afecte, efectos que pueden verse acentuados o mitigados al considerar diferentes escenarios tanto del plan de obra como de la evolución de la demanda. De esta forma, si bien se espera una que un impuesto produzca una disminución de las emisiones a nivel país, la aplicación de un impuesto puede perjudicar el estado de ciertas regiones, beneficiando asimismo a otras.

1.4 Objetivos

En concordancia con la hipótesis propuesta, el objetivo general de este trabajo consiste en evaluar el efecto que distintos escenarios político-relevantes tendrán en la expansión y

operación del sistema eléctrico chileno en un periodo de una década. Con esto, se analizarán los cambios en la operación del sistema y en las emisiones totales y regionales en Chile.

Dentro de los objetivos específicos se encuentran los siguientes: (1) desarrollar un modelo detallado del sistema eléctrico nacional (SIC y SING) que permita evaluar la expansión y operación óptima tanto del sistema de generación como el de transmisión; (2) determinar escenarios relevantes (ej.: electrificación, incremento de generación renovable, incremento de generación distribuida, etc.) para analizar la relevancia de los supuestos considerados en la determinación de cómo afectan los impuestos; y por último (3) comparar los distintos escenarios en términos de tipo de generación en que se invierte, nivel de emisiones, precios y periodos de instalación de centrales y líneas.

2. METODOLOGÍA

2.1. Modelo matemático de expansión

El modelo de este problema está inspirado en lo presentado por DICTUC (2015). En este trabajo, se desarrolló un modelo de optimización lineal entero mixto de minimización de costos, el cual fue programado en GAMS. A continuación, se definen y explican en detalle los conjuntos, variables y restricciones que fueron considerados para representar la expansión y operación del sistema de transmisión y generación, de modo de optimizar y simular de forma detallada un sistema eléctrico que minimiza los costos totales al mismo tiempo que penaliza la emisión de contaminantes.

Conjuntos y sub conjuntos

I: generadores.

L: líneas de transmisión.

N: nodos.

Z: zona {Norte, Centro, Sur}.

T: años de estudio.

J: región afectada por emisiones.

M: meses.

C: contaminantes considerados.

S: bloques de demanda.

H: tipo de tecnología de generadores, donde H puede tomar los siguientes valores:

- ERV: energía renovable variable.
- S: energía solar.
- E: energía eólica.
- B: energía de biomasa.
- HP: hidráulica de pasada.
- HE: hidráulica de embalse.
- HS: hidráulica de serie.
- TER: térmico (carbón, gas natural, y petróleo).
- CAR: termoeléctrica a carbón.
- GN: termoeléctrica a gas natural.
- PET: termoeléctrica a petróleo.

G: tipo de tecnología de generación distribuida, donde G puede tomar los siguientes valores:

- HP: hidráulica de pasada.
- S: energía solar.
- E: energía eólica.

L_C: líneas candidatas para la expansión.

L_E: líneas existentes en el sistema.

I_C: generadores candidatos para la expansión.

I_E: generadores existentes en el sistema.

I_{RESERV}: conjunto de generadores que pueden servir como reserva.

I_j: generadores que pertenecen a la región j.

N_Z: nodos pertenecientes a la zona z.

N_{GD}: subconjunto de nodos en que puede existir generación distribuida.

Parámetros

$\Gamma_{n,l}$: matriz de incidencia nodo – línea. El valor contenido en la fila n, columna l es:

$$\Gamma_{n,l} = \begin{cases} 1 & \text{si línea l llega al nodo n} \\ -1 & \text{si línea l sale del nodo n} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

$\Gamma_{l,t}$: matriz de funcionamiento de líneas existentes. El valor contenido en la fila l, columna t es:

$$\Gamma_{l,t} = \begin{cases} 1 \text{ si línea l funciona el año t} \\ 0 \text{ en otro caso} \end{cases}$$

$\Gamma_{i,t}$: matriz de funcionamiento de generadores existentes. El valor contenido en la fila i, columna t es:

$$\Gamma_{i,t} = \begin{cases} 1 \text{ si generador i funciona el año t} \\ 0 \text{ en otro caso} \end{cases}$$

$P_{i,m,s}^{max}$: máxima potencia nominal efectiva del generador i, en el periodo m, bloque s (MW).

$P_{i,m,s}^{min}$: mínima potencia nominal efectiva del generador i, en el periodo m, bloque s (MW).

P_i^{nom}: capacidad nominal del generador i (MW).

$\rho_{g,m,s}$: factor de planta promedio para una planta de generación distribuida tipo g, en el periodo m, bloque s.

c_i: costo marginal del generador i (USD/MWh).

k_g: costo marginal del generador de generación distribuida tipo g (USD/MWh).

$t_{c,j}$: costo de emisión del contaminante c en la región j (USD).

KG_i: costo total anualizado de inversión del generador i:

$$KG_i = \frac{Costo\ de\ inversión\ unitario_{\ i}}{Vida\ útil_i}\ \text{(USD)}.$$

$KDG_{g,t}$: costo total anualizado de inversión de generación distribuida de tecnología g:

$$KDG_{g,t} = \frac{Costo\ de\ inversión\ unitario_{g,t}}{Vida\ útil_g}\ \text{(USD)}.$$

$\bar{P}_{h,t}^{max}$: potencia técnicamente factible de la tecnología tipo h en el año t (MW).

GD^{max}: potencia técnicamente factible para generación distribuida (MW).

$\bar{\bar{P}}_t^{max}$: potencia técnicamente factible que puede ser instalada en un año t (MW).

$FE_{c,i}$: emisión del contaminante c por unidad de energía generada por la central i (ton/MWh).

F_l^{max}: capacidad térmica máxima de la línea l (MW).

b_l: susceptancia de la línea l: $b_l = \frac{1}{x_l}$, con x_l la reactancia de la línea l en p.u. (p.u).

KL_l: costo total anualizado de inversión de la línea l: $KL_l = \frac{Costo\ de\ inversión_l}{Vida\ útil_l}$ (USD).

δ_n^{max}: límite máximo del ángulo de fase.

Sb: potencia base del sistema (MVA).

$D_{n,t,m,s}$: valor de la demanda en el nodo n, año t, periodo m y bloque s (MW).

α_1, α_2: requerimiento de reservas de capacidad como porcentaje sobre la producción de energías renovables y demanda, respectivamente.

TDA: tasa de descuento anual.

α_t: factor que actualiza el valor en el año t a valor presente: $\alpha_t = \frac{1}{(1+TDA)^t}$.

$\beta_{m,s}$: número de horas del bloque de demanda s, en el periodo m.

cf: costo de falla (USD/MWh).

cv: costo de vertido (USD/MWh).

Variables de decisión

Variables binarias

$$x_{l,t} = \begin{cases} 1 & \text{si existe la línea l, en el año t} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

$$y_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{si existe el generador i, en el año t} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Variables continuas positivas

$p_{i,t,m,s}$: producción del generador i, en el año t, periodo m, bloque s.

$ws_{n,t,m,s}$: vertido de energía en el nodo n, año t, periodo m, bloque s.

$ls_{n,t,m,s}$: falla en el nodo n, año t, periodo m, bloque s.

$Q_{g,n,t}$: potencia instalada de generación distribuida tipo g, en el nodo n, año t.

$q_{g,n,t,m,s}$: energía generada por generación distribuida tipo g, en el nodo n, año t, mes m y bloque s.

$E_{c,j,t,m}$: emisión del contaminante c, en la región j, año t y mes m.

Variables continuas sin restricción de signo

$f_{l,t,m,s}$: flujo en la línea l, año t, periodo m, y bloque s.

$\delta_{n,t,m,s}$: ángulo de fase en el nodo n, año t, periodo m, y bloque s.

Restricciones del problema

Balance de energía: la suma de toda la energía que se genera en cada nodo, más la suma de toda la energía que se inyecta a cada nodo, debe ser igual a la demanda total en ese nodo. Este balance considera casos en que la demanda no es totalmente satisfecha, así como casos en que exista un exceso de generación en el sistema. Para efectos del modelo, se considera una demanda inelástica.

$$\sum_{i \in I_n} p_{i,t,m,s} + \sum_{g \in G} q_{g,n,t,m,s} + \sum_{l \in L} \Gamma_{l,n} f_{l,t,m,s} - ws_{n,t,m,s} = D_{n,t,m,s} - ls_{n,t,m,s} \quad (1)$$

$$\forall (t \in T, m \in M, s \in S, n \in N)$$

Límite de flujo de las líneas: para incorporar al modelo las restricciones físicas de las líneas, los flujos están sometidos a las distintas características de estas, explicadas mediante las Restricciones (2) a la (6).

La Restricción (2) establece que el límite térmico de las líneas consiste en un máximo valor para el flujo que las recorre, el cual es bidireccional, es decir, tomará un valor positivo si es que el flujo va en la dirección establecida como referencia, y negativo en caso contrario. Esto solo debe cumplirse para aquellas líneas activas en el periodo de interés $(x_{l,t} = 1)$.

Las Restricciones (3) y (4) corresponden a la ley de voltaje de Kirchhoff, donde se determina el flujo por las líneas de transmisión existentes como la multiplicación entre la diferencia de los ángulos de fase y la susceptancia de la línea.

Por último, los ángulos de fase pueden tomar valores entre ciertos límites, lo cual es definido por la Restricción (5) y (6).

$$-F_l^{max} x_{l,t} \leq f_{l,t,m,s} \leq F_l^{max} x_{l,t} \qquad (2)$$

$$\forall (l \in L, t \in T, m \in M, s \in S)$$

$$b_t Sb \sum_{n \in N} \Gamma_{l,n} \delta_{n,t,m,s} - f_{l,t,m,s} + \left(1 - x_{l,t,m}\right) M^f \geq 0 \qquad (3)$$

$$\forall (l \in L, t \in T, m \in M, s \in S)$$

$$b_t Sb \sum_{n \in N} \Gamma_{l,n} \delta_{n,t,m,s} - f_{l,t,m,s} + \left(1 - x_{l,t,m}\right) M^f \leq 0 \qquad (4)$$

$$\forall (l \in L, t \in T, m \in M, s \in S)$$

$$-\delta_n^{max} \leq \delta_{n,t,m,s} \leq \delta_n^{max} \quad \forall (n \in N, t \in T, m \in M, s \in S) \qquad (5)$$

$$\delta_{n,t,m,s} = 0 \quad \forall (n = 1, t \in T, m \in M, s \in S) \qquad (6)$$

Restricciones de generación: las restricciones de generación afectan tanto a la producción de las plantas existentes, como a las pertenecientes al plan de obra y a la generación de plantas de generación distribuida.

La Restricción (7) establece que la generación de energía debe comprenderse en todo momento entre los límites dados por la potencia nominal efectiva de la planta.

$$P_{i,m,s}^{min} y_{i,t} \leq p_{i,t,m,s} \leq P_{i,m,s}^{max} y_{i,t} \qquad \forall (i \in I, t \in T, m \in M, s \in S) \qquad (7)$$

Por otro lado, en el caso de la generación distribuida, la producción de la central estará dada por el factor de planta de la tecnología en cuestión, tal y como se presenta en la Restricción (8). Además, la Restricción (9) limita la existencia de generación distribuida a aquellos nodos en que exista recurso disponible.

$$q_{g,n,t,m,s} = Q_{g,n,t}\,\rho_{g,m,s} \qquad \forall(g \in G, n \in N, t \in T, m \in M, s \in S) \qquad (8)$$

$$\sum_{g \in G} Q_{g,n,t} = 0 \qquad \forall(n \in N \setminus N_{GD}, t \in T) \qquad (9)$$

Restricciones lógicas de disponibilidad e inversión: estas restricciones aseguran las plantas instaladas operen durante todo el periodo de simulación y no existan inversiones que desaparezcan en el tiempo.

Primero, tanto para las líneas como para los generadores existentes en el sistema, la variable de instalación debe estar fijada al valor de la matriz de disponibilidad ($\Gamma_{l,t}$ y $\Gamma_{i,t}$). Como no forman del plan de obra, estas pueden instalarse o desinstalarse en el tiempo, según lo defina el vector de disponibilidad asociado a cada planta o línea. Lo anterior está establecido en las Restricciones (10) y (11).

$$x_{l,t} = \Gamma_{l,t} \qquad \forall(l \in L_E, t \in T) \qquad (10)$$

$$y_{i,t} = \Gamma_{i,t} \qquad \forall(i \in I_E, t \in T) \qquad (11)$$

En el caso de los generadores y líneas del plan de obra, se debe asegurar que una vez incurrida la construcción de una candidata, ésta se mantiene disponible para el resto de horizonte de estudio, tal y como se establece en las Restricciones (12) y (13).

$$x_{l,t} \geq x_{l,t-1} \qquad \forall(l \in L_C, t \in \{2 \dots T\}) \qquad (12)$$

$$y_{l,t} \geq y_{l,t-1} \qquad \forall(i \in I_C, t \in \{2 \dots T\}) \qquad (13)$$

Restricción de reservas: para gestionar la naturaleza intermitente de las tecnologías de origen renovable, se exigen reservas de tecnologías térmicas convencionales (i.e. carbón, petróleo y gas natural) de modo de asegurar que el sistema funcione con ciertos niveles de seguridad.

El modelo incluye dos restricciones de reservas: un tipo de reserva global, y una exigencia de reserva zonal. La reserva global, representada por la Restricción (14), incluye a todo el sistema, asegurando una capacidad de reserva ante eventuales contingencias. Por otro lado, la reserva zonal, que se muestra en la Restricción (15), asegura que haya reservas en zonas cercanas, de modo de asegurar que la energía sea capaz de llegar a donde se necesite (*deliverability)* y no haya casos de exceso de capacidad de reserva que no pueda ser utilizada por problemas de congestión en la red.

$$\sum_{i \in I_{RESERV}} \left(P_{i,m,s}^{max} - p_{i,t,m,s}\right) \geq \alpha_1 \left(\sum_{i \in I_{ERNC}} p_{i,t,m,s} + \sum_{g \in (G \setminus HP)} q_{g,n,t,m,s} \right) + \alpha_2 \sum_{n \in N} D_{n,t,m,s} \qquad (14)$$

$$\forall (t \in T, m \in M, s \in S)$$

$$\sum_{i \in (I_{RESERV} \cap I_Z)} \left(P_{i,m,s}^{max} - p_{i,t,m,s}\right) \geq \alpha_1 \left(\sum_{i \in (I_{ERNC} \cap I_Z)} p_{i,t,m,s} + \sum_{g \in (G \setminus HP)} \sum_{n \in N_Z} q_{g,n,t,m,s} \right) + \alpha_2 \sum_{n \in N_Z} D_{n,t,m,s} \qquad (15)$$

$$\forall (z \in Z, t \in T, m \in M, s \in S)$$

Límites de instalación: la naturaleza del modelo priorizará la instalación de generación durante los primeros años de simulación. Con el fin de evitar soluciones que instalen una gran cantidad de potencia en un mismo año y/o en un mismo nodo en el caso de la generación distribuida, es necesario restringir la cantidad de instalación de las principales tecnologías a un máximo factible.

Las Restricciones (16) a (19) limitan la potencia a ser instalada cada año a un máximo técnico factible que depende de la tecnología y año de simulación. Este máximo aplica tanto para las centrales del plan de obra como para la generación distribuida en el caso de la tecnología solar, eólica e hidráulica de pasada.

$$\sum_{i\in(I_c\cap I_h)} P_i^{nom}\left(y_{i,t}-y_{i,t-1}\right) \le \bar{P}_{h,t}^{max} \qquad (16)$$

$$\forall\ (t \in \{2 \dots T\}, h \in \{CAR, GN, PET\})$$

$$\sum_{i\in(I_c\cap I_h)} P_i^{nom} y_{i,t} \le \overline{\bar{P}_{h,t}^{max}} \qquad (17)$$

$$(t = 1, \forall\ h \in \{CAR, GN, PET\})$$

$$\sum_{i\in(I_c\cap I_g)} P_i^{nom}\left(y_{i,t}-y_{i,t-1}\right) + \sum_{n\in N}\left(Q_{g,n,t}-Q_{g,n,t-1}\right) \le \bar{P}_{g,t}^{max} \qquad (18)$$

$$\forall\ (t \in \{2 \dots T\}, g \in G)$$

$$\sum_{i\in(I_c\cap I_g)} P_i^{nom} y_{i,t} + \sum_{n\in N} Q_{g,n,t} \le \bar{P}_{g,t}^{max} \qquad (19)$$

$$(t = 1, \forall\ g \in G)$$

Por otro lado, la generación distribuida está limitada por un máximo anual de instalación por nodo, de modo de diversificar la instalación entre regiones y evitar un ingreso demasiado alto de potencia en un mismo año. Esto se traduce en la Restricción (20).

$$\sum_{g\in G} Q_{g,n,t} \le GD^{max} \qquad \forall\ (n \in N, t \in T) \qquad (20)$$

Además, en el caso de la instalación de potencia de generación distribuida, la Restricción (21) asegura que, a través de los periodos, la potencia instalada para cada tecnología sea igual o mayor a la existente en el periodo anterior.

$$Q_{g,n,t} \ge Q_{g,n,t-1} \qquad \forall (g \in G, n \in N, t \in \{2 \dots T\}) \qquad (21)$$

Finalmente, la potencia total instalada por año será limitada a un máximo global, tal y como se define en las Restricciones (22) y (23).

$$\sum_{i \in I_c} P_i^{nom}\left(y_{i,t} - y_{i,t-1}\right) + \sum_{g \in G}\sum_{n \in N}\left(Q_{g,n,t} - Q_{g,n,t-1}\right) \leq \bar{\bar{P}}_t^{max} \quad (22)$$

$$\forall\, t \in \{2 \dots T\}$$

$$\sum_{i \in I_c} P_i^{nom} y_{i,t} + \sum_{g \in G}\sum_{n \in N} Q_{g,n,t} \leq \bar{\bar{P}}_t^{max} \quad (23)$$

$$t = 1$$

Definición de variables de emisión: la emisión de cada planta es una variable que depende de la generación de las centrales en conjunto con las características de cada central. La información de emisión será de interés para cada contaminante c, en cada región j afectada, en cada año t y periodo m.

$$E_{c,j,t,m} = \sum_{i \in (I_j \cap I_{TER})} \sum_{s \in S} FE_{c,i}\, \beta_s\, p_{i,t,m,s} \quad (24)$$

$$\forall\, (c \in C, j \in J, t \in T, m \in M)$$

Función objetivo

La función objetivo se define como minimización de costos de: operación (CTO), instalación de líneas (CIL) y generadores (CIG), falla (CF), vertido (CWS), y emisión (CEM).

$$\text{Min} \sum_{t \in T}\sum_{m \in M}\left(CTO_{t,m} + CF_{t,m} + CWS_{t,m}\right) + \sum_{t \in T} \alpha_t (CIL_t + CIG_t) + \sum_{t \in T}\sum_{m \in M}\sum_{j \in J} \alpha_t\, CEM_{j,t,m} \quad (25)$$

A continuación, se define cada uno de los costos.

Costo de operación: dependerá de la generación de energía de la central.

$$CTO_{t,m} = \sum_{n\in N}\sum_{g\in G}\sum_{s\in S} k_g\ \beta_{m,s}\ q_{g,n,t,m,s} + \sum_{i\in I}\sum_{s\in S} c_i\ \beta_{m,s}\ p_{i,t,m,s} \qquad \forall\ (t\in T, m\in M) \qquad (26)$$

Costo de falla: el costos de falla corresponde al costo por unidad energética que incurren los usuarios debido a un corte de energía (Decreto n° 86, 2013).

$$CF_{t.m} = cf \sum_{s\in S}\sum_{n\in N} \beta_{m,s}\ ls_{n,t,m,s} \qquad \forall\ (t\in T, m\in M) \qquad (27)$$

Costo de vertido de energía: al existir ERV en el modelo, que generan una cantidad definida de energía, existe la posibilidad de que en cierto periodo ocurra un exceso de energía generada que no puede ser consumida debido a que supera la demanda, o existen restricciones técnicas para su suministro. Esta energía perdida tendrá asociado un costo llamado el costo de vertido.

$$CWS_{t.m} = cv \sum_{s\in S}\sum_{n\in N} \beta_{m,s}\ ws_{n,t,m,s} \qquad \forall\ (t\in T, m\in M) \qquad (28)$$

Costo de inversión: existen costos de instalación tanto para centrales de generación (CIG) como para líneas de transmisión (CIL). Estos costos se presentan de manera anualizada y serán actualizados por el factor α_t.

$$CIL_t = \sum_{l\in L_c} KL_l\ x_{l,t} \qquad \forall\ (t\in T, m\in M) \qquad (29)$$

$$CIG_t = \sum_{i\in I_C} KG_i\ y_{i,t} + \sum_{g\in G}\sum_{n\in N} KDG_{g,t}\ Pot_{g,n,t} \qquad \forall\ (t\in T, m\in M) \qquad (30)$$

Costo de emisión: dependerá del nivel de impuesto utilizado para cada contaminante considerado.

$$CEM_{j,t,m} = t_{c,j} E_{c,j,t,m} \qquad \forall (j \in J, t \in T, m \in M) \qquad (31)$$

2.2. Métricas

A continuación, se definen los indicadores considerados con el fin de analizar y contrastar los resultados de congestión de líneas y precios marginales locales del modelo de expansión para distintos escenarios.

Índice de saturación de la red (NSI)

$$NSI_{t,m,s} = \frac{\sum_{l \in L} w_{l,t,m,s}}{\sum_{l \in L} x_{l,t}} \qquad (32)$$

Donde, $w_{l,t,m,s} = 1$ si el flujo de una línea se encuentra al límite térmico de esta, es decir $\left|f_{i,t,m,s}\right| = F_l^{max} x_{l,t}$, y $w_{l,t,m,s} = 0$ en otro caso. El NSI entrega el porcentaje de líneas que se encuentren saturadas en la red en un cierto periodo de tiempo, y es relevante a la hora de identificar posibles desacoples de precios en el sistema eléctrico (DICTUC, 2015).

Índice de congestión de la red (NCI)

$$NCI_{t,m,s} = \frac{\sum_{l \in L} |f_{l,t,m,s|}}{\sum_{l \in L} F_l^{max} x_{l,t}} \qquad (33)$$

El NCI representará el porcentaje de uso de la red de transmisión para cada año, mes y bloque.

Precios promedios del sistema ($\overline{LMP}$)

$$\overline{LMP}_{t,m,s} = \frac{\sum_{n \in N} LMP_{n,t,m,s}}{N} \tag{34}$$

Los precios marginales locales (LMP, por sus siglas en inglés) corresponden al costo marginal de generación en cada barra, y dependen tanto del tipo y disponibilidad las centrales usadas, como de las pérdidas y niveles de congestión en el sistema de transmisión. En este caso, el LMP para cada bloque será dividido por el número barras (nodos) del sistema de modo de obtener un precio promedio del sistema para cada periodo de interés.

Índice de desviación espacial media de precios (ASNPDI)

$$ASNPDI_{t,m,s} = \frac{\sum_{n \in N} \left(LMP_{n,t,m,s} - \overline{LMP}_{t,m,s} \right)}{N \cdot \overline{LMP}_{t,m,s}} \tag{35}$$

El ASNPDI muestra la desviación media de los precios entre los nodos del sistema. Mientras menor sea el índice, más uniforme es a distribución de precios.

Todos los índices son calculados para mostrar información por año, mes y bloque, pero pueden ser agregados según necesidad.

3. CASO DE ESTUDIO: CHILE

3.1. Descripción del sistema eléctrico chileno

El sistema eléctrico chileno está conformado por cuatro sistemas principales independientes: el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). De acuerdo con los datos publicados por la CNE, en conjunto alcanzan una potencia instalada de aproximadamente 23.230 MW. Estos sistemas se componen por tres actores principales: (1) distribución, encargado de suministrar energía a los clientes desde las subestaciones; (2) transmisión, que corresponde a las líneas que llevan la electricidad desde su punto de generación a los puntos de demanda; y (3) generación, que corresponde a las centrales que producen electricidad.

La potencia neta instalada ha tenido un aumento promedio de aproximadamente 1.200 MW al año desde el año 2015, expansión que ha estado estrechamente relacionada al desarrollo económico del país, y que durante los últimos años se ha desacoplado con el fomento de la eficiencia energética y el aumento de los precios de la electricidad (ver Figura 3-1). No obstante, Chile tiene un consumo per cápita menor a la mitad del promedio de consumo de los países de la OCDE, por lo que se espera que el consumo energético siga creciendo proporcionalmente al desarrollo país, lo que conlleva un desafío importante al desarrollo del sector (Ministerio de Energía, 2015a).

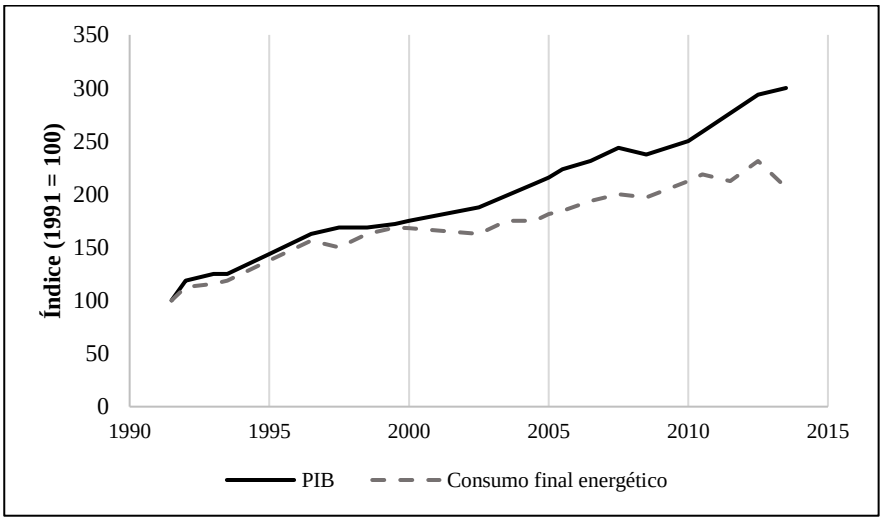

Figura 3-1: Comparación entre el PIB y el consumo final de energía
Fuente: Ministerio de Energía (2015a)

La expansión del sistema eléctrico es consecuencia del crecimiento de los sistemas SIC y SING, lo cual es planificado por los Centros de Despacho Económico de cada uno (CDEC-SIC y CDEC-SING). El SIC y el SING son sistemas más importantes del país, constituyendo el 99,3% de la capacidad instalada a nivel nacional y responsables de generar prácticamente toda la energía consumida del país. En conjunto, cubren desde el extremo norte a la X Región de Los Lagos, y alimentan tanto a sectores residenciales como industriales. Si bien actualmente estos dos sistemas se encuentran desacoplados, está previsto para el año 2018 la instalación de líneas de interconexión que harán que funcionen como uno solo, formando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dado esto, en adelante se considerarán en general como un solo gran sistema (CDEC-SING, 2015).

Según los datos presentados por la CNE (2016b), la capacidad instalada del SEN ha aumentado a más del doble en la década entre el 2006 y el 2016. La energía hidráulica ha sido históricamente el actor principal de la matriz, aunque ha perdido relevancia en los últimos años ante el aumento de la energía térmica y la entrada de nuevas centrales eólicas y solares. De hecho, si bien sigue constituyendo la mayor parte de la potencia instalada del sistema, con 6,4 GW, esta solo ha aumentado en un 23% en la última década. Por otro lado,

los esfuerzos que el país ha puesto en el aumento de su cuota de energías renovables se ven reflejados en el crecimiento considerable de energía solar y eólica, desde una potencia prácticamente nula para el año 2006, a una potencia de 2,1 GW al año 2016. No obstante, las centrales térmicas en base a combustibles fósiles (i.e. petróleo, carbón y gas natural) también han experimentado un aumento considerable, representando al año 2016 el 59% de la matriz eléctrica instalada, dejando en evidencia la falta de incentivos del país por construir una matriz eléctrica menos contaminante durante la última década.

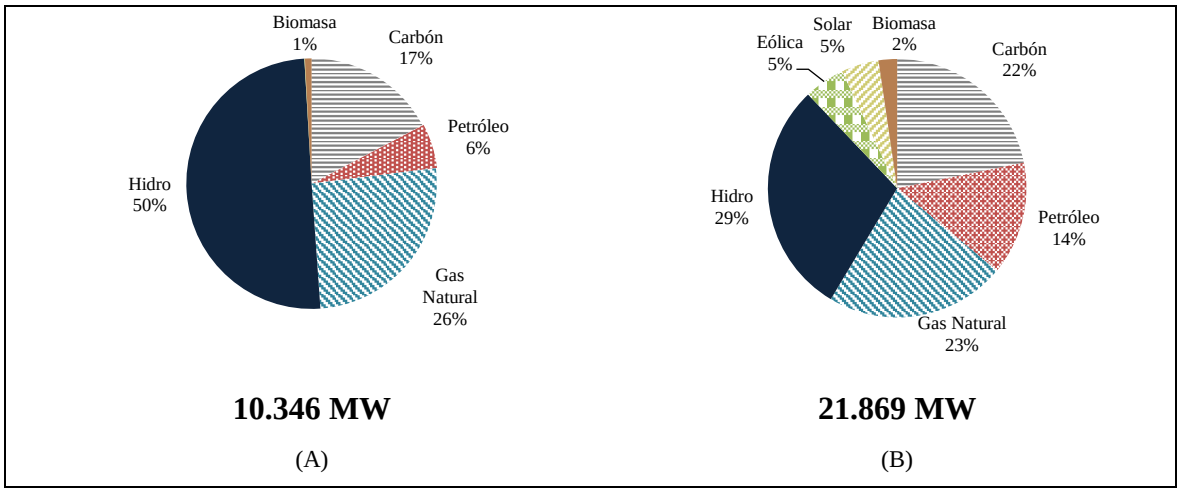

Figura 3-2: Potencia neta instalada del SEN para los años 2006 (A) y 2016 (B)
Fuente: Elaborado a partir de CNE (2016b)

Según los datos presentados por la CNE (2016b), la generación del SEN aumentó en un 41% desde el año 2006 al año 2016, llegando a un total de 73.370 GWh para este último. El SIC, suministra el 73% de esa energía, generando el año 2016 un total de 53.905 GWh. Dicha energía es producida principalmente por combustibles fósiles (28.030 GWh), y centrales hidroeléctricas (19.400 GWh). El resto de la generación corresponde principalmente a energía solar, biomasa y eólica. El SING por otro lado, es un sistema cuya energía proviene principalmente de combustibles fósiles. Su generación bruta el año 2016 alcanzó 19.466 GWh, con un 94% de participación de termoeléctricas en base a combustibles fósiles. El resto de la generación corresponde a lo producido por centrales eólicas, hidráulicas de pasada

y solares del sector, las cuales solo alcanzan una generación conjunta de 1.170 GWh. Cabe destacar, que la participación de la energía solar en este sistema, aumentó en 1.500 GWh desde el año 2014, lo cual refleja los esfuerzos por aumentar la cuota solar en el sistema (CNE, 2015, 2016a). Por lo tanto, como un sistema completo, la generación termoeléctrica es el principal actor, generando un 62% de la energía usada por el país el año 2016, seguido por la energía hidroeléctrica con un 27%. El resto es producido principalmente por energías renovables tales como energía solar, eólica y de biomasa.

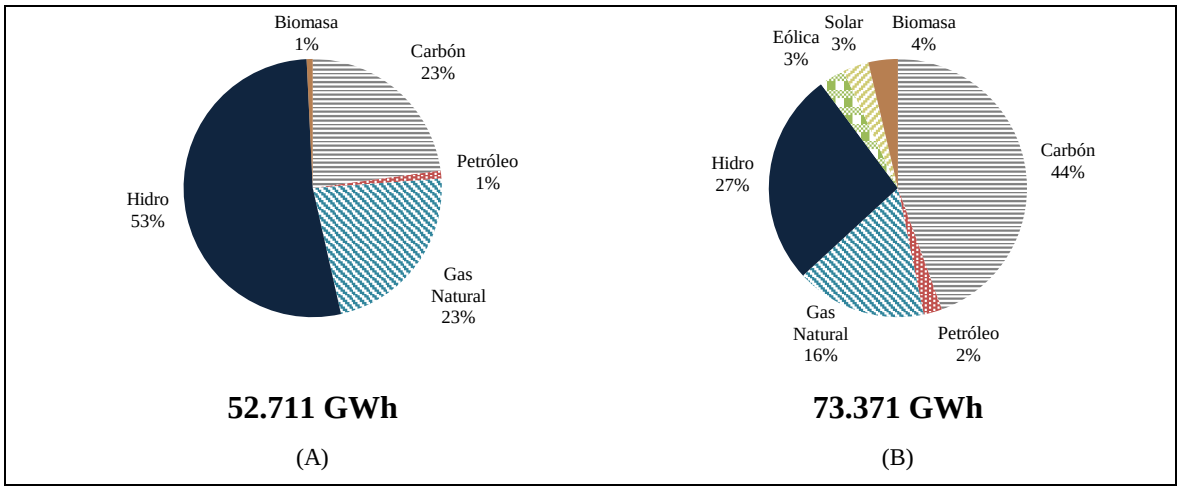

Figura 3-3: Energía generada bruta del SEN para los años 2006 (A) y 2016 (B)
Fuente: Elaborado a partir de CNE (2016b)

La descripción de la generación eléctrica deja en evidencia que los combustibles fósiles son actualmente el motor principal de la generación eléctrica del país. Sin embargo, el nivel de seguridad y el periodo de stock del suministro es bajo, lo cual se combina con una deficiente infraestructura de transporte y almacenamiento (Ministerio de Energía, 2015b). De esta manera, la dependencia energética se ha convertido en uno de los principales rasgos del sistema eléctrico, llevando a que, por ejemplo, según el Balance Nacional Energético, durante el año 2014 se importara el 87% de las toneladas consumidas de carbón, 86% de gas natural y 96% de petróleo. Ante este escenario, la matriz energética chilena se presenta como

una fuertemente dependiente del suministro y volatilidad de precios de combustibles a nivel mundial, y con una alta variabilidad de precios entre regiones.

No obstante, Chile es un país con un gran potencial de energía en fuentes renovables. El potencial disponible, como aquella porción sin proyectos operativos a principios del año 2013, está estimado en aproximadamente 2.053 GW: 12,5 GW de energía hidroeléctrica, 2.000 GW de energía solar, 40 GW de energía eólica (Ministerio de Energía, 2014). Dado esto, resulta evidente que el país enfoque sus esfuerzos en explotar estos recursos, de hecho, Chile es un país que históricamente ha explotado su recurso hidráulico y, además la potencia instalada de energía solar, eólica, mini hidráulica y biomasa ha crecido desde un total de 285 MW el año 2005, a 3.270 MW instalados a la fecha. A raíz de esto, el año 2015 Chile formó parte de la lista de los 10 países que más han invertido en energía renovable, con $3.400 millones de dólares, invertidos principalmente en energía solar (UNEP and Bloomberg New Energy, 2016).

Además, en el marco del rápido desarrollo tecnológico visto a nivel mundial en cuanto al uso de energía renovables, la producción descentralizada ha tomado especial relevancia. De hecho, a nivel mundial la inversión en pequeña capacidad distribuida, definida como proyectos de capacidad menor a 1 MW, aumentó en un 12% desde el año 2014 al 2015, alcanzando un total de $67.400 millones de dólares para ese año (UNEP and Bloomberg New Energy, 2016). En Chile, un pequeño medio de generación distribuida (PMGD) se define como todo tipo de generador de pequeño tamaño (menor a 9 MW) que se encuentre cerca de su punto de consumo (Decreto n° 244, 2006). Dentro de esta definición, cualquier tipo de consumidor puede generar su propia electricidad. El rol activo que tomarían los consumidores dentro de este nuevo paradigma, hace necesario generar incentivos y mejorar los mecanismos de gestión de demanda de modo de que tanto las nuevas tecnologías como la alta disponibilidad de recursos sean aprovechados de manera adecuada (Ministerio de Energía, 2015a). Dado esto, el año 2014 entró en vigencia la Ley 20.571 que permite a clientes que tengan algún sistema de generación de energía renovable con una potencia menor a 100 kW, vender sus excedentes de energía a las empresas generadoras (Ley N°

20571, 2012). Además, existen programas tales como el Programa de Techos Solares Públicos del Ministerio de Energía, orientado a fomentar el uso de paneles solares en edificios públicos. De esta manera, se espera a largo plazo un aumento importante de la descentralización del recurso y un cambio hacia una matriz eléctrica más limpia.

3.2. Datos y supuestos utilizados

A continuación, se presentan los datos y supuestos considerados para la aplicación de la metodología presentada en la Sección 2, de modo de simular la operación y expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en un periodo de 10 años. En general, para modelar los sistemas, los datos fueron recolectados principalmente de la información publicada por el Centro de Despacho Económico de Carga de los sistemas SIC y SING (CDEC-SIC y CDEC-SING), y por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

3.2.1. Selección de los casos de estudio

La selección de casos de estudio considera distintos escenarios de impuestos y supuestos relevantes que determinan la emisión de contaminantes. Estos fueron seleccionados considerando su relevancia en el impacto a los resultados y posterior análisis.

Los casos de estudio a evaluar se detallan a continuación.

3.2.1.1. Caso 1: Caso Base

En este caso no se consideran impuestos a los contaminantes emitidos. Se espera establecer una línea base de expansión y operación considerando que no existe una penalización por el uso de tecnologías contaminantes.

3.2.1.2. Caso 2: Impuestos emisiones de CO_2

En esta instancia, se considera un impuesto de 20 dólares americanos (USD) por tonelada emitida de CO_2 homogéneo en todo el territorio nacional ($t_{CO_2,j\in J} = 20$). El resto de los contaminantes no tienen penalización alguna.

La elección del nivel de impuestos difiere del implementado en Chile (5 USD/ton CO_2) ya que este no provocará un cambio significativo en las emisiones del sistema, en cambio se ha estudiado en la literatura que uno de 20 USD/ton CO_2 sí logrará tal efecto, mostrando resultados más interesantes (Benavides et al., 2015; García Benavente, 2016; Vera & Sauma, 2015).

3.2.1.3. Caso 3: Impuestos a emisiones de contaminantes locales y globales

Con el fin de observar cambios con respecto a lo concluido del Caso 2, se considera un impuesto de 20 USD por tonelada emitida de CO_2, además de un impuesto para contaminantes locales de: 5,72 USD por kilógramo de MP, 64 USD por tonelada de SO_X y 159 USD por tonelada de NO_X. Los impuestos a contaminantes locales corresponden a un promedio ponderado de aquellos que serán considerados en Chile según lo que establece el Artículo 8 de la Ley 20.780.

3.2.1.4. Caso 4. Impuestos a emisiones de contaminantes locales y globales con modificaciones al plan de obra

El tipo de generación incluida en el plan de obra resulta un factor importante al evaluar la expansión del sistema. La falta de candidatos que usen tecnologías limpias puede limitar la disminución potencial de contaminación. Por esto, se evalúa el comportamiento del sistema bajo el mismo nivel de impuestos del Caso 3, agregando una nueva hidroeléctrica al plan de obra, la cual puede ser instalada a partir del año 2023. Para este caso en particular, es necesario agregar una nueva restricción de modo de que el modelo no pueda activar la central durante los primeros 5 años (Restricción (36)).

$$\sum_{t=1}^{5} x_{i,t} = 0 \qquad (i = 506) \qquad (36)$$

3.2.1.5. Caso 5: Impuestos a emisiones de contaminantes locales y globales con demanda electrificada

La demanda es también un parámetro crucial y que determina el comportamiento del sistema. De modo de sensibilizar esto, se evalúa el comportamiento del sistema con el mismo nivel de impuestos del Caso 3 y una demanda mayor a la considerada en los casos anteriores, la que podría estar direccionada, por ejemplo, por una alta electrificación del parque automotriz.

El detalle de la demanda utilizada se presenta en la Sección 3.2.3.

3.2.2. Aspectos generales

Los aspectos generales de la modelación incluyen los periodos de estudio, la tasa de descuento y las necesidades de reservas. A continuación, se define cada uno de ellos.

3.2.2.1.Periodos temporales

La modelación de los casos de estudio considerará un horizonte de simulación de 10 años ($T = \{1 \dots 10\}$), que van desde el año 2018 al año 2027 para todos los casos de estudio. Además, se considerarán 12 periodos, correspondientes a los meses del año ($M = \{1 \dots 12\}$), y 5 bloques de demanda ($S = \{1 \dots 5\}$), cuyo detalle se verá en la Sección 3.2.3

3.2.2.2. Tasa de descuento

Se considerará una tasa de descuento de 10% anual ($TDA = 10\%$), que corresponde a los procesos típicos de valorización privada usada por las empresas eléctricas chilenas (DICTUC, 2015).

3.2.2.3. Coeficientes de requerimiento de reserva

El modelo exige una cierta cantidad de generación convencional, de modo de actuar como reservas antes eventuales contingencias. Los requerimientos de reservas según las Restricciones (14) y (15) están dados por un porcentaje de la generación de ERV instalada (α_1) y de la demanda (α_2). Estos valores estarán fijados en 0,05 y 0,02 respectivamente (DICTUC, 2015).

3.2.3. Bloques y demanda del sistema

A modo de reducir el tamaño del problema, el problema se compone por 5 bloques representativos de demanda ($S = \{1 \dots 5\}$). La metodología usada por la CNE en Chile define estos bloques a partir de curvas de duración de la demanda en cada uno de los meses (CNE, 2016c, 2016d). Una curva de duración es aquella que se obtiene de ordenar en orden decreciente la demanda horaria para cada mes del sistema eléctrico nacional (SIC-SING). Por lo tanto, cada año cronológico se divide en meses y en bloques, y en cada uno de los bloques la demanda del sistema se mantiene constante. En este caso, para el cálculo de la

duración de los bloques (β_s), se consideraron los consumos horarios del sistema en el periodo que se comprende entre el año 2005 al 2010 según lo estipulado en el informe de precio nudo de abril 2016 (CNE, 2016c, 2016d). La duración de cada bloque para cada mes del año se presenta en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Duración en horas de los bloques de demanda

Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5
Enero	26	222	151	272	73
Febrero	176	93	223	160	20
Marzo	187	111	262	152	32
Abril	181	101	162	224	52
Mayo	163	121	158	279	23
Junio	60	139	139	335	47
Julio	167	110	184	258	25
Agosto	163	113	220	221	27
Septiembre	41	191	163	275	50
Octubre	168	105	236	186	49
Noviembre	193	86	229	179	33
Diciembre	194	108	209	196	37

Fuente: CDEC-SING (2015)

Por otro lado, la proyección de la demanda del sistema fue obtenida directamente de los datos publicados por la CNE (2016c, 2016d), para cada año, mes, bloque y barra del sistema. En la Figura 3-4 se muestra la información agregada de la demanda considerada para el estudio.

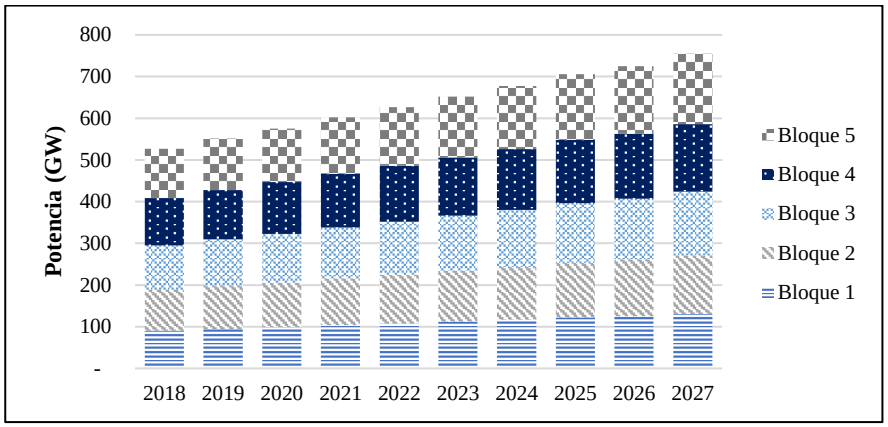

Figura 3-4: Demanda por año y bloque
Fuente: Elaborado a partir de los datos de CNE (2016c, 2016d)

Para la electrificación de la demanda (Caso 5 de estudio), se amplificaron los datos de demanda anual según lo publicado por el Ministerio de Energía (2015b), que considera los supuestos establecidos en la Tabla 3-2. A partir de esto, el nivel de la demanda electrificada por bloque alcanza los niveles presentados en la Figura 3-5.

Tabla 3-2: Supuestos considerados en el caso de electrificación

Sector	Tipo de consumo	Supuesto
Residencial	Agua caliente sanitaria	Reemplazo de gas licuado por electricidad
	Calefacción	Reemplazo de leña, kerosene y gas licuado por electricidad
Comercial	General	Reemplazo de diésel por electricidad
Industria y Minería	Calor industrias varias	Reemplazo de leña por electricidad
Transporte	Vehículos particulares	Introducción de vehículos eléctricos

Fuente: Ministerio de Energía (2015b)

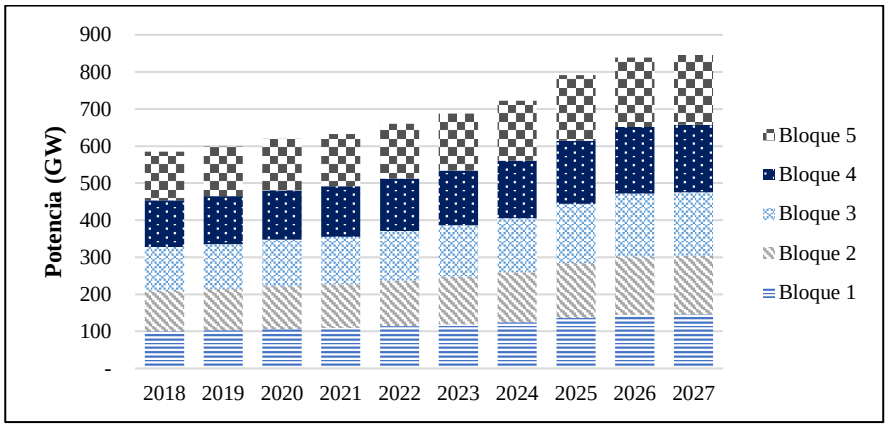

Figura 3-5: Electrificación - Demanda por año y bloque

Fuente: Elaborado a partir de lo presentado por el Ministerio de Energía (2015b)

3.2.4. Barras del sistema

En un sistema eléctrico, las barras corresponden a aquellos puntos del sistema en que se inyecta y/o retira energía. El modelo fue simplificado a un total de 143 barras para el total del sistema, sin considerar distinción de niveles de tensión ($N = \{1 \dots 143\}$). De estas, 58 barras pertenecen al SIC y 85 pertenecen al SING. Los datos fueron construidos a partir de la información del informe de precio nudo publicado por la CNE en abril del año 2016 (CNE, 2016c, 2016d). En la Tabla 3-3 se presenta el nombre de las barras consideradas, junto a su número identificador, además de la zona correspondiente a cada una. Dicha zona definirá el subsistema en que debe cumplirse la restricción de reserva zonal, tal como se mencionó al presentar el modelo en la Sección 2.

Tabla 3-3: Barras simplificadas del sistema

Zona	N°	Nombre	N°	Nombre	N°	Nombre	N°	Nombre
Zona Norte SIC	1	Diego de Almagro	5	Punta Colorada	43	Los Changos	55	San Andrés
	2	Carrera Pinto	6	Pan de Azúcar	44	Cumbre	57	Monte Redondo
	3	Cardones	7	Las Palmas	47	Don Goyo	59	Talinay
	4	Maitencillo	8	Los Vilos	50	La Cebada	61	Nueva Cardones Sur Aux
Zona Común SIC	9	Nogales	16	El Salto	25	Ancoa	40	Melipilla
	10	Quillota	17	Los Almendros	26	Charruaz	41	Rapel
	11	San Luis	18	Alto Jahuel	27	Nueva Charrua	45	Puente Negro
	12	Agua Santa	19	Polpaico	35	Lo Aguirre	48	El Llano
	13	Las Vegas	20	Lampa	37	Candelaria	49	Hualpén
	14	Cerro Navia	21	El Rodeo	38	Maipo	51	Lagunillas
	15	Chena	24	Itahue	39	Colbún		
Zona Sur SIC	28	Temuco	33	Cautín	52	Los Maquis	58	Mulchén
	29	Valdivia	36	Ciruelos	53	Melipulli	60	Tap Laja
	30	Rahue	42	Pichirropulli	54	Nueva Valdivia	64	Pichirrahue
	31	Puerto Montt	46	Chiloé	56	Duqueco		
Zona SING	65	A	87	Condores	109	Laberinto	131	Radomiro Tomic
	66	Alto Hospicio	88	Crucero	110	Lagunas	132	Salar
	67	Alto Norte	89	Desalant	111	Lince	133	Salta
	68	Andes	90	Dolores	112	Lomas Bayas	134	Spence
	69	Antofagasta	91	Domeyko	113	Mantos Blancos	135	Sulfuros
	70	Arica	92	El Abra	114	Mantos de la Luna	136	Sur
	71	Barril	93	El Águila	115	Mejillones	137	Tamarugal
	72	Calama	94	El Cobre	116	Minsal	138	Tarapacá
	73	Capricornio	95	El Loa	117	Norgener	139	Tocopilla
	74	Cavancha	96	El Negro	118	Nueva Victoria	140	Uribe
	75	CD Antofagasta	97	El Tesoro	119	Nueva Zaldivar	141	Zaldivar
	76	CD Arica	98	Enaex	120	Oeste	142	Cerro Balcón
	77	CD Iquique	99	Encuentro	121	O'higgins	144	Tap Quiani
	78	Atacama	100	Escondida	122	Pacifico	148	Miraje
	79	Centro	101	Esmeralda	123	Palafitos	149	Nueva Crucero Encuentro
	80	Cerro Colorado	102	Esperanza SING	124	Palestina	150	Kapatur
	81	Cerro Dragon	103	Gaby	125	Pampa	152	Maria Elena
	82	Chacaya	104	Iquique	126	Parinacota	153	Nueva Pozo Almonte
	83	Chapiquiña	105	K10	127	Pozo Almonte	154	Quillagua
	84	Chinchorro	106	La Cruz	128	Pukará		
	85	Chuquicamata	107	La Negra	129	Quebrada Blanca		
	86	Collahuasi	108	La Portada	130	Quiani		

3.2.5. Líneas del sistema

Para conectar las barras del sistema, se consideraron un total de 285 líneas de transmisión ($L = \{1 \dots 285\}$), entre existentes (L_E) y candidatas (L_C), cuyas características corresponden a las publicadas por la CNE en abril del año 2016 (CNE, 2016c, 2016d). Las líneas existentes son aquellas que se encuentran activas para la totalidad o una parte de los años de simulación. Por otro lado, el plan de obra es conformado por 29 líneas candidatas, las cuales pueden o no ser instaladas según el caso de estudio. Para la conformación de esta lista de candidatas, adicional a las líneas catalogadas como pertenecientes al plan de obra en los datos originales de la CNE, se añadieron otras líneas idénticas a otras ya existentes en el sistema, las cuales fueron elegidas por presentar un alto índice de congestión (NSI) en las simulaciones de prueba. El plan de obra de líneas completo y sus características más relevantes se encuentran en la Tabla 3-4, en esta, las líneas candidatas que corresponden a duplicados de líneas existentes tienen un número romano en el nombre.

Además de las líneas existentes presentadas a los datos presentadas por la CNE, se agregaron 3 líneas que corresponden a la interconexión de los sistemas SIC y SING a realizarse a partir del año 2018 (CDEC-SING, 2015). Las características de estas líneas y su año de activación fue construida en base a la información publicada por el CDEC-SING (2015) y se presentan en la Tabla 3-5.

Otros datos relevantes para la modelación del flujo de las líneas son:

- El ángulo máximo de fase: $\delta_n^{max} = \pi/2$.
- La potencia base del sistema $S_b = 100\ MVA$.

Tabla 3-4: Plan de obra de líneas de transmisión

Id.	Nombre línea	Nodos	VI unitario (MMUSD)	COMA (MMUSD)	Capacidad (MW)
55	Charrúa 220 – Lagunillas 220	26 – 51	5,1	0,15	300
56	Charrúa 220 – Hualpén 220	26 – 49	5,1	0,15	229,6
109	Polpaico 220 – El Llano 220	19 – 48	41,9	1,24	300
110	El Llano 220 – Los Maquis 220	48 – 52	41,9	1,24	300
115	Puerto Montt 220 – Melipulli 220	31 – 53	11,4	0,26	183
116	Melipulli 220 – Chiloé 220	53 – 46	41,9	1,24	183
131	Pozo Almonte1 110 – Cerro Colorado 110	127 – 80	41,9	1,24	164
148	Barril 110 – Mantos de la Luna 110	71 – 114	41,9	1,24	70
186	Salta 345 – Andes 345	133 – 68	41,9	1,24	777
202	Mejillones 110 – Enaex 110	115 – 98	14,5	0,41	93
203	Mejillones 110 – Lince 110	115 – 111	14,5	0,41	48
212	CD Antofagasta 013 – Antofagasta 013	75 – 69	41,9	1,24	28
281	Encuentro 220 – El Tesoro 220 II	99 – 97	14,2	0,04	125
282	O'higgins 220 – Palestina 220 II	121 – 124	8,0	0,22	183
283	Chacaya 220 – Mejillones 220 II	82 – 115	14,5	0,41	305
284	Cardones 220 – Maitencillo 220 II	3 – 4	35,9	0,88	660
285	Las Palmas 220 – Los Vilos 220 II	7 – 8	14,3	0,38	446
286	Domeyko 220 – Escondida 220 II	91 – 100	14,2	0,04	246
287	Mejillones 220 – O'higgins 220 III	115 – 121	14,5	0,41	183
288	Chacaya 220 – Mejillones 220 III	82 – 115	14,5	0,41	305
289	Palestina 220 – Domeyko 220 II	124 – 91	1,0	0,02	183
290	Mejillones 220 – O'higgins 220 IV	115 – 121	14,5	0,41	183
291	Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 II	35 – 19	19,3	0,32	1.400
292	Chena 110 – Cerro Navia 110 II	15 – 14	6,5	0,08	128
293	El Cobre 220 – Esperanza SING 220 II	94 – 102	41,9	1,24	222
294	Los Changos 220 – Katapur 220 II	43 – 150	600	13	1.500
295	Cerro Navia 220 – Lampa 220 II	14 – 20	4,5	0,12	620
296	Cerro Navia 110 – Las Vegas 110 II	14 – 13	24,7	0,31	162
297	Domeyko 220 – Escondida 220 III	91 – 100	14,2	0,04	246

Tabla 3-5: Líneas de conexión SIC-SING

Id	Nombre línea	Nodos	Capacidad (MW)	Año
278	Los Changos 500 - Nueva Cardones 500 I	43 – 3	1.500	2018
279	Los Changos 220 - Katapur 220	43 – 150	1.500	2018
280	Los Changos 500 - Nueva Crucero Encuentro 500	43 – 149	1.500	2021

Fuente**:** CDEC-SING (2015)

3.2.6. Datos asociados a las centrales de generación

A continuación, se detallan los supuestos utilizados para generar los datos del factor de planta, la producción de centrales no gestionables, la capacidad efectiva de centrales hidráulicas y costos variables de las centrales.

3.2.6.1. Generación existente y candidata

El sistema eléctrico chileno (SIC y SING) se compone de un total 505 centrales de generación ($I = \{1 \dots 505\}$), conformadas por centrales existentes (I_E) y candidatas (I_C), estas últimas conforman el plan de obra. La información de estas fue construida según lo presentado en el informe de precio nudo para abril del 2016 presentado por la CNE (2016b, 2016c), donde además se presenta toda la información requerida para modelar el funcionamiento de dichas centrales de acuerdo al modelo propuesto.

Dentro de la generación existente, hay obras que permanecen en operación durante todo el horizonte de simulación y otras que comienzan o terminan sus operaciones durante el horizonte. Este último es el caso de 1,81 GW de gas natural, que comienzan su actividad

entre los años 2021 a 2026[2], mientras que 2,2 GW de petróleo terminan su actividad entre los años 2020 al 2026[3].

El plan de obra está constituido por 11,2 GW en su mayoría por energía de origen renovable, por lo que se espera una entrada importante de dicha tecnología. En conjunto, el plan de obra y las centrales existentes, conforman un sistema con una potencia neta de 28,3 GW (sin considerar centrales que dejan de funcionar durante la década evaluada), cuya matriz se presenta en la Figura 3-6 en teoría, de instalarse el plan de obra completo, esa es la matriz final que se obtendría. En la Figura 3-7 se presenta la matriz por región, donde los colores con trama representan a la potencia perteneciente al plan de obra. La mayoría de la matriz existente se encuentra en la II Región de Antofagasta, donde además se encuentra la mayor parte del plan de obra. Los combustibles fósiles, en particular el carbón, son los principales combustibles de esta región, la cual abastece a la mayor parte de los proyectos mineros del país. Sin embargo, para disminuir esto, la región también incluye un potencial de 1,46 GW de generación renovable perteneciente al plan de obra. El resto de la generación tiene relación con la geografía del país, por ejemplo, la VIII Región de Bíobío es la que tiene mayor capacidad hidroeléctrica y de biomasa, mientras que la III Región de Atacama es la que posee mayor potencial de generación solar.

[2] Entran en operación: 423 MW año 2020, 470 MW año 2021, 417 MW año 2025 y 499 MW año 2026.

[3] Entran en operación: 846 MW año 2020, 403 MW año 2021, 444 MW año 2025, 508 MW año 2026.

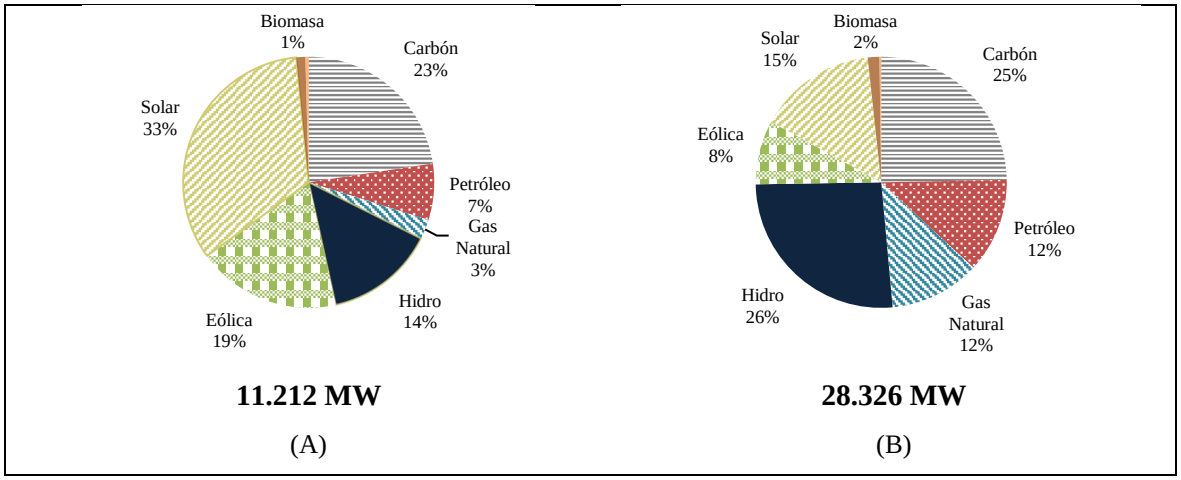

Figura 3-6: Matriz de generación en el plan de obra (A) y completa (B)

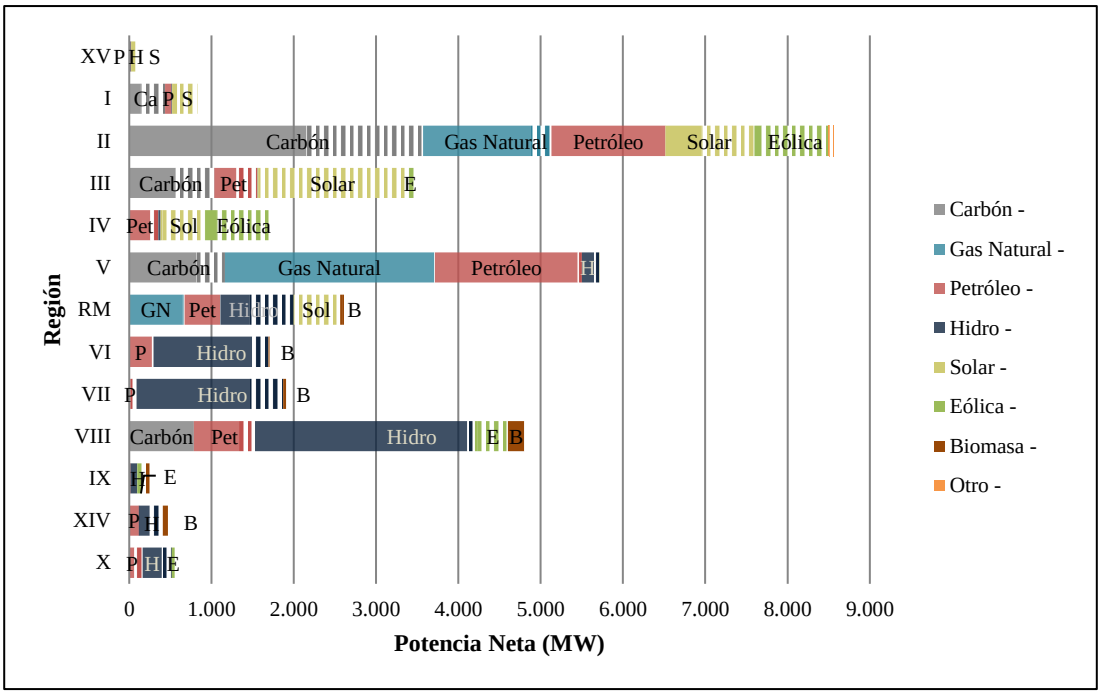

Figura 3-7: Matriz de generación completa, por región

3.2.6.2. Factor de planta

El factor de planta es un parámetro que indica cuánto se usa la central, en este caso será usado principalmente para ajustar la máxima potencia de las centrales de origen renovable a niveles consecuentes con el sistema eléctrico chileno.

Por definición, el factor de planta ($\rho_{i,m,s}$), es el cociente entre la producción media de la central ($\overline{p}_{i,m,s}$) y su capacidad máxima de producción (P): $\rho_{i,m,s} = \overline{p_{i,m,s}}/P$. Este fue calculado para todo generador que tuviese información histórica disponible de su generación real anual para el periodo entre julio del 2015 y agosto del 2016 (disponibles en las páginas web de los CDEC correspondientes) y fue presentado por mes y bloque de generación. En el caso de no contar con generación histórica, se consideraron factores de planta fijos correspondiente al promedio de los factores de aquellas plantas que sí disponen de información. El valor promedio, mínimo y máximo para el factor de planta promedio de cada tecnología se presenta en la Tabla 3-6, el detalle de estos factores de planta promedio se puede ver en el Anexo A. Nótese que la para el caso de las centrales térmicas (I_{TER}), se considera que $\rho_{i,m,s} = 1$.

Tabla 3-6: Promedio, máximo y mínimo del factor de planta promedio para las distintas tecnologías

	Pasada	**Embalse**	**Serie**	**Biomasa**	**Solar**	**Eólica**
Promedio	45%	45%	54%	58%	24%	25%
Mínimo	35%	23%	41%	49%	10%	13%
Máximo	55%	66%	76%	67%	42%	35%

Fuente: Elaborado a partir de los datos de generación disponibles en las páginas web del CDEC-SIC y SING

En particular, la generación distribuida requiere factores de planta $(\rho_{g,m,s})$ conocidos para cada una de las tres tecnologías consideradas (hidráulica de pasada, solar y eólica) de modo

de fijar su producción (Restricción (8) en el modelo). En este caso se utilizaron los factores de planta promedio calculados.

3.2.6.3. Capacidad efectiva de producción de las centrales ($P_{i,m,s}^{max}, P_{i,m,s}^{min}$)

A partir de los datos de la CNE (2016b, 2016c), se recuperaron las capacidades nominales (P_i^{nom}) de cada central consideradas en el modelo. Esta capacidad será igual o menor a la capacidad máxima efectiva de la central ($P_{i,m,s}^{max}$) según el tipo de tecnología que use. En general, se considera que la capacidad máxima efectiva corresponde a la capacidad nominal de producción de la central (P_i^{nom}), multiplicada por un porcentaje dado por los factores de planta ($\rho_{i,m,s}$) (cuyo cálculo es presentado en la Sección 3.2.6.2), tal como se muestra en la Ecuación (37).

$$P_{i,m,s}^{max} = P_i^{nom} \rho_{i,m,s} \qquad \forall\, (i \in I, m \in M, s \in S) \quad (37)$$

Las producciones máximas ($P_{i,m,s}^{max}$) de las centrales hidráulicas de embalse, serie y pasada ($I_{HE} \cup I_{HS} \cup I_{HP}$) serán modificadas considerando un factor que cuantifica la disponibilidad de agua a futuro. Se consideró un factor $\eta_i^{hidro} = 1{,}1$ para hidráulicas de embalse y serie, y $\eta_i^{hidro} = 1{,}05$ en el caso de las centrales hidráulicas de pasada (DICTUC, 2015).

$$P_{i,m,s}^{max} = P_i^{nom} \rho_{i,m,s}\, \eta_i^{hidro} \qquad \forall (i \in \{I_{HE} \cup I_{HP} \cup I_{HS}\}, m \in M, s \in S) \quad (38)$$

Por otro lado, en el caso de las centrales térmicas (I_{TER}), la producción máxima efectiva debe considerar un factor de disponibilidad $\gamma_{i,m,s}$ según la Ecuación (39).

$$P_{i,m,s}^{max} = P_i^{nom} \gamma_{i,m,s} \qquad \forall\, (i \in I_{TER}, m \in M, s \in S) \quad (39)$$

Además, las centrales de tipo eólica, solar e hidráulica de pasada y pequeñas centrales de biomasa ($I_{ERNC} \cup I_{HP}$) son catalogadas como no gestionables, es decir, incapaces de adaptar

su producción a las necesidades inmediatas, debido a la naturaleza intermitente de su combustible (i.e. radiación, velocidad del viento y agua). Por lo tanto, su producción efectiva se asumirá conocida y fija para cualquier bloque, mes y año. Para ello, las producciones máximas ($P_{i,m,s}^{max}$) y mínimas ($P_{i,m,s}^{min}$) serán idénticas en todo momento.

$$P_{i,m,s}^{min} = P_{i,m,s}^{max} \qquad \forall (i \in \{I_{ERNC} \cup I_{HP}\}\, m \in M, s \in S) \qquad (40)$$

Para el resto de los generadores, la capacidad mínima es la considerada en el informe de precio nudo para abril del 2016 presentado por la CNE (2016c, 2016d).

3.2.6.4. Costos de las centrales

Para la modelación de las centrales se consideraron tres costos principales: total de inversión (VI), operación y mantenimiento (COMA), y costos variables. En general, los costos fueron obtenidos directamente de los datos del informe de precio nudo para abril del 2016 presentado por la CNE (2016b, 2016c). Dichos datos fueron modificados en dos casos: (1) los valores de inversión son iguales a cero para alguna central, en cuyo caso se usaron los costos unitarios presentados en la Tabla 3-7; y (2) en el caso de los costos variables (c_i) de las centrales hidráulicas, en que se usó un valor igual a cero, ya que se considera que la gestión del agua es representada en el modelo como la reducción de la capacidad neta de cada central.

Tabla 3-7: Costo unitario de inversión de generadores por tecnología

Tecnología	VI unitario (USD/kW)
Carbón	3.000
Gas Natural – Ciclo combinado	1.300
Central Hidroeléctrica	3.400
Mini – Hidroeléctrica	3.200
Eólica	2.300
Solar fotovoltaica	2.100
Geotérmica	6.500
Biomasa	2.700

Fuente: CNE (2016e)

Además, para todas las centrales, se considera que el costo variable crece a la misma tasa de descuento de la operación anual ($TDA' = TDA = 10\%$ anual), proyectado según la Ecuación (41). Esto es válido tanto para las centrales del plan de obra como para las de generación distribuida.

$$c'_k = c_k(1 + TDA')^t = \frac{c_k}{\alpha(t)} \tag{41}$$

Donde c_k corresponde al valor presente del costo variable del generador k (que puede ser un generador del plan de obra como de generación distribuida), y c'_k al valor real anual del costo variable.

Considerando esto, el costo total de operación (CTO) de un generador en valor presente está dado por la Ecuación (42), donde $\beta_{m,s}$ representa las horas del bloque s del periodo m y $p_{k,t,m,s}$ a la potencia generada por el generador k en los periodos t, m, s. Nótese que esta ecuación es equivalente a la fórmula de CTO del modelo propuesto (Ecuación (26)).

$$CTO = \sum_{t} \alpha(t) \sum_{m} \sum_{s} \left(\beta_{m,s} \sum_{k} c'_k \, p_{k,t,m,s} \right) = \sum_{t \in T} \sum_{m \in M} \sum_{s \in S} \left(\beta_{ms} \sum_{k} c_k \, p_{k,t,m,s} \right) \quad (42)$$

3.2.6.5. Emisión de centrales térmicas

Para caracterizar el factor de emisión de cada central ($FE_{i,c}$), es necesario considerar el factor de emisión del combustible usado (FEC), la eficiencia de la planta (η) y la eficiencia de las tecnologías de mitigación aplicadas (EA), todo esto según la Ecuación (43), que emula la metodología propuesta por la CONAMA (2009). Esto debe calcularse para cada central y contaminante considerado, en todos los escenarios se considerarán los contaminantes: CO_2, SO_X, NO_X y MP.

$$FE_{i,c} \left[\frac{tCont}{MWh} \right] = FEC \left[\frac{tCont}{tComb} \right] \cdot \eta \left[\frac{tComb}{MWh} \right] \cdot (1 - EA) \quad (43)$$

El factor de emisión del combustible (FEC) plantea una relación entre el tipo y cantidad de combustible usado y las emisiones de contaminantes, por lo que centrales que usen el mismo tipo de combustible tendrán el mismo FEC. Para cada central se consideró el combustible principal que se usa en su generación, el cual fue determinado a partir de lo declarado en los datos de la CNE (2016b, 2016c). El factor de emisión para cada tipo de combustible (FEC) y contaminante se presenta en la Tabla 3-8.

Tabla 3-8: Factor de emisión por tipo de combustible

	MP	**NOx**	**SOx**	**CO_2**	**Unidad**
Gas Natural	$1{,}2 \cdot 10^{-4}$	$4{,}48 \cdot 10^{-3}$	$9{,}6 \cdot 10^{-6}$	1,92	kg/m^{3}GN
Petróleo 6	$2{,}14 \cdot 10^{-3}$	$7{,}52 \cdot 10^{-4}$	$3{,}01 \cdot 10^{-3}$	3,37	kg/kg Pet 6
Petróleo 5	$1{,}4 \cdot 10^{-4}$	$7{,}52 \cdot 10^{-4}$	$3{,}01 \cdot 10^{-3}$	3,37	kg/kg Pet 5
Diésel	$1{,}6 \cdot 10^{-5}$	$3{,}84 \cdot 10^{-4}$	$4{,}77 \cdot 10^{-4}$	3,06	kg/kg Diésel
Carbón	$9{,}2 \cdot 10^{-3}$	$1{,}1 \cdot 10^{-2}$	$5{,}51 \cdot 10^{-2}$	2,72	kg/kg Carbón
Leña	$2{,}5 \cdot 10^{-4}$	$1{,}38 \cdot 10^{-3}$	$1{,}56 \cdot 10^{-4}$	1,45	kg/kg Leña

Fuente: Adaptado de CONAMA (2009)

Por otro lado, la eficiencia de la planta (η) y la eficiencia de abatimiento (EA) son parámetros únicos para cada central. La eficiencia de la planta relaciona la energía generada con la cantidad de combustible usado y para determinarla se utilizaron los datos de la CNE (2016b, 2016c). En cuanto al abatimiento, una central puede o no tener sistemas que reducen la cantidad emitida de contaminantes, esto es de especial interés al modelar contaminantes locales. El tipo de abatimiento que utiliza cada central fue facilitado por la Superintendencia del Medioambiente en diciembre del año 2016, el cual fue modelado usando los niveles de eficiencia presentados en la Tabla 3-9. Por lo tanto, para cada central, se considera una eficiencia de abatimiento dependiendo del sistema que tiene para cada contaminante, y en el caso de no tener sistema, esta eficiencia es 0% para el contaminante en cuestión.

Tabla 3-9: Eficiencia de abatimiento

Contaminante	Sistema	Abatimiento
MP	Precipitador Electrostático (ESP)	99%
	Filtro de Manga (FM)	99%
	Lavador de Gases (LG)	50%
SO_X	Caldera de lecho fluidizado + Caliza (CFB+Caliza)	90%
	Desulfurizador seco	94%
	Desulfurizador semi-seco	94%
	Desulfurizador húmedo (FGD Wet)	98%
NO_X	Quemadores Low NO_X	50%
	Reducción catalítica selectiva (SCR)	90%
	Inyección de vapor o agua (WI)	68%
	Dry Low NO_X (DLN) + Inyección de agua (WI)	50%

Fuente: (IFC, 2008; U.S. Environemntal Protection Agengy, 1998, 1999, 2002)

3.2.6.6. Potencial técnico factible

Con el fin de que las soluciones del modelo se adecuen a la realidad, es necesario considerar una máxima penetración anual por tecnología que se adecue al nivel de madurez de esta ($MaxP_{h,t}$). De esta manera se puede asegurar que las soluciones del modelo sean técnicamente factibles y evitar una sobredemanda de las tecnologías más baratas.

Para todas las tecnologías de generación, se consideró la máxima penetración calculada en MAPS (2014). En el informe se proyecta la penetración de las tecnologías maduras no hidráulicas (i.e. carbón, gas natural y petróleo) asumiendo que estas aumentan con el PIB. Las centrales hídricas por otro lado mantienen una penetración constante debido a que la restricción limitante es la disponibilidad de recurso hídrico. En contraste, en el caso de las centrales de ERV, se asume que los niveles de penetración anual sufren incremento importante para los años considerador en la simulación (2018 – 2027).

Para efectos del modelo se utilizaron valores constantes para el periodo de evaluación, según lo presentado para la década 2020-2030 en el informe MAPS (2014). Esto con excepción de las centrales hidráulicas, las que aumentan su potencial de penetración el año 2026. Estos potenciales incluyen a la penetración de generación distribuida en el caso de las centrales solares, eólicas e hidráulicas de pasada, tal y como se representa por las Restricciones (39) a (42) en la Sección 2. Los valores considerados se presentan en la Tabla 3-10.

Tabla 3-10: Potencial máximo tecnológico de instalación por tecnología

Tecnología	Potencial máximo (MW)
Carbón	1.531
Gas Natural	1.141
Petróleo	1.588
Eólica	566
Solar	431
Energía hidráulica	1.500 (2.250 desde el año 2026)
Hidráulica de pasada	190

Fuente: MAPS (2014)

Finalmente, se asumió que el límite máximo factible de instalación total en un año ($MaxPT_t$) es 2.200 MW, que corresponde a la máxima instalación que se ha tenido en el sistema completo desde el año 2005.

3.2.7. Generación distribuida

En el modelo, la generación distribuida está compuesta por generadores mini hidráulicos de pasada, solares y eólicos. A modo de definición, será compuesta por generadores de potencia igual o menor a 9 MW (SEC, 2014).

A partir de la existencia de otros generadores de la misma tecnología en el sector y de disponibilidad de recursos, se seleccionaron ciertos nodos en los que la generación distribuida puede estar emplazada, de modo de mantener la factibilidad de su factor de planta. Esto está representado en el modelo por el subconjunto N_g. En particular, se asume que los generadores eólicos de generación distribuida solo pueden instalarse donde existe generación eólica, dado que es la localidad donde se encuentran los mejores recursos eólicos.

3.2.7.1. Costos de generación distribuida

Los costos de inversión (VI) para cada tipo de tecnología difieren de los usados en centrales de mayor tamaño, con excepción de la generación eólica, ya que se considera como una expansión de las centrales existentes. Se debe considerar también que, a través de los años, los costos de las centrales solares y eólicas han disminuido considerablemente. De hecho, entre los años 2008 y 2015, los costos promedio de las centrales eólicas y solares han disminuido en un 35% y 80% respectivamente (IEA, 2016). A partir de las tendencias de disminución de costos presentadas en el reporte de la IEA (2016), se adoptó una disminución del 4% anual de los costos de instalación originales. Por lo que el valor de instalación de generación distribuida depende del tipo de tecnología y el año de instalación ($KDG_{g,t}$). Los costos considerados se presentan en la Tabla 3-11.

Tabla 3-11: Costos de inversión de generación distribuida

Tecnología	VI unitario año 0 (USD/kW)	Costos variables (USD/MW)	Vida útil (años)	Disminución de costo por año
Hidro pasada	6.500	0	24	0%
Solar	6.700	0	30	4%
Eólica	2.300	7.7	24	4%

Fuente: (CNE, 2016e; IEA, 2016; Liu, O'Rear, Tyner, & Pekny, 2014; MAPS, 2014)

Por otra parte, los costos variables de los generadores (k_g) serán de 7,7 USD/MWh y 6 USD/MWh para la tecnología eólica y solar respectivamente, y nulos para las centrales hidroeléctricas (CNE, 2016c, 2016d).

3.2.7.2. Potencial técnicamente factible para generación distribuida

Si bien mediante la Ley 20.571 se ha intentado impulsar el uso de generación distribuida en Chile, el uso de este tipo de generación no ha tenido un aumento importante, principalmente en términos de energía solar (Varas et al., 2016). Para poder reflejar esto en el modelo, se impuso un máximo ($MaxGD$) de 40 MW instalados por nodo y año de generación distribuida, que abarca los tres tipos de tecnología que se pueden usar (i.e. solar, eólica y mini hidráulica).

3.2.8. Costos de falla y vertido

El costo de falla, o costo de racionamiento, se define como el costo por unidad energética que incurren los usuarios debido a un corte de energía (Decreto n° 86, 2013). Este tomará un valor de $cf = 334{,}4$ USD/MWh (CNE, 2016c). Por otro lado, el costo de vertido (cv) es la penalización incurrida por generar más energía que la necesaria para cada periodo, este costo tendrá el mismo valor que el costo de falla.

4. RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de cada caso de estudio. El análisis comienza con la presentación del Caso Base, seguido de los otros casos, los cuales se comparan de acuerdo al siguiente orden: el Caso 2 se compara con el Caso Base, el Caso 3 se compara con el Caso 2, el Caso 4 con el Caso3 y por último el Caso 5 con el Caso 3.

4.1. Caso Base: sin impuestos

Este caso de estudio no considera impuestos a emisiones, por lo que la instalación de generadores solo depende de las condiciones y supuestos presentados en la Sección 3.2. A partir de este escenario, se evaluará la evolución del sistema eléctrico en el caso en que no hubiera incentivos externos al uso de energía no contaminante. De esta manera, se plantea un caso base tipo *business as usual* que permita comparar la evolución de la matriz hacia una menos contaminante al agregar impuestos.

Bajo este escenario, durante los 10 años de simulación, se instalan un total de 110 generadores y 1,45 GW de generación distribuida (GD)[4], lo que equivale a una potencia neta instalada nueva de 10,44 GW. Aun sin incentivos explícitos, la matriz instalada es predominantemente limpia, con un 78% correspondiente a energía renovable y un 21% a combustibles fósiles (ver Tabla 4-1). Los generadores solares son protagonistas del escenario, instalándose 4,2 GW entre generadores del plan de obra y de generación distribuida, un 88% más de lo que fue instalado de carbón.

[4] Generación distribuida es entendida como cualquier generador de potencia igual o menor a 9 MW (SEC, 2014).

Tabla 4-1: Caso Base – Plan de obra instalado

Tecnología	Potencia Neta (MW)	Porcentaje
Carbón	2.235	21%
Gas Natural	12	0,1%
Hidro	1.587	15%
Eólica	1.260	12%
Solar	3.743	36%
Biomasa y otros	147	1%
Eólica (GD)	480	5%
Solar (GD)	452	4%
Hidro (GD)	520	5%
Total instalado	10.437	100%

En la Figura 4-1 se muestra el porcentaje usado de la potencia neta disponible en el plan de obra para cada tipo de tecnología. Se observa que aún sin penalizaciones, se instala el 100% de la capacidad del plan de obra de generadores solares e hidráulicos, consecuencia directa de los bajos de costos de operación de estas tecnologías. En cuanto a los generadores en base a combustibles fósiles, las termoeléctricas a carbón corresponden al tipo más costo eficiente y por lo tanto son las más instaladas. De hecho, el 88% de la potencia disponible de esta tecnología en el plan de obra es instalado, esto implica que solo 1 central a carbón disponible no es instalada. El resto de los combustibles fósiles no tiene mayor participación, tan solo el 4% de la generación a gas natural es instalada y no hay instalaciones de termoeléctricas a petróleo. Por último, se usa el 77% y 61% de la potencia neta de biomasa y generación eólica respectivamente. En base a esto, la matriz instalada al año 2027, que incluye tanto generadores existentes como nuevos, se presenta en la Figura 4-2, donde se observa la importancia que toma en el sistema la energía hidroeléctrica, a carbón y solar.

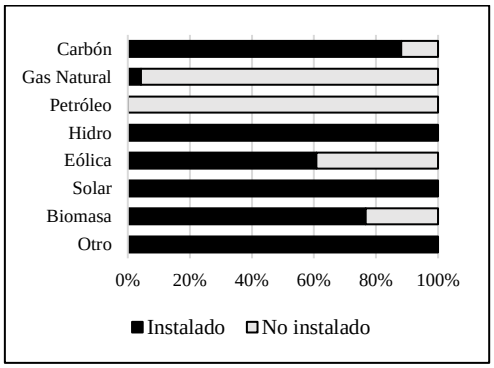

Figura 4-1: Caso Base – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología

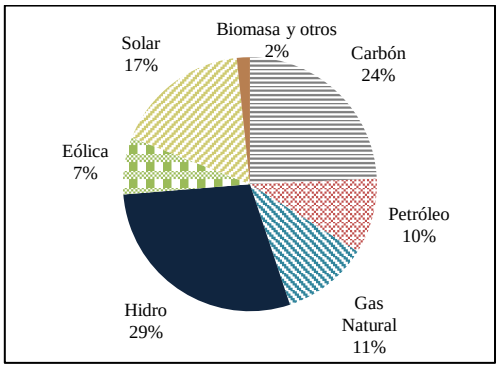

Figura 4-2: Caso Base – Matriz del sistema al año 2027

La Figura 4-3 muestra el plan de obra instalado cada año por tecnología. De la Figura se desprende inmediatamente que no se observan patrones ni tendencias en el orden en que los generadores son emplazados, ya que a falta de incentivos externos, la entrada de estos solo depende de sus costos y capacidad de alimentar la demanda del periodo. A través de los años, la generación solar toma el papel principal con la instalación de 420 MW promedio anual, operando al límite máximo técnico factible a partir del año 2021. Instalación bastante mayor a la segunda tecnología de mayor relevancia, termoeléctricas a carbón, la cual no tiene una presencia en todos los años, pero que considerando los años en que está presente, alcanza un promedio de instalación de 319 MW anuales. De modo similar a la generación solar, la instalación de las centrales hidroeléctricas de pasada está restringida al máximo técnico factible hasta el año 2024, disminuyendo su participación durante el último año de instalación (2025). Por otro lado, la generación eólica tiene una participación importante durante los 3 primeros años de simulación, donde se instala el 80% de lo usado en todo el horizonte, para volver a tener presencia el año 2024 con la instalación de 4 parques que suman un total de 300 MW. Finalmente, la instalación de gas natural y biomasa en el horizonte es casi imperceptible frente a las otras tecnologías, y corresponden tan solo a aproximadamente el 3% de lo instalado en cada año en que aparecen.

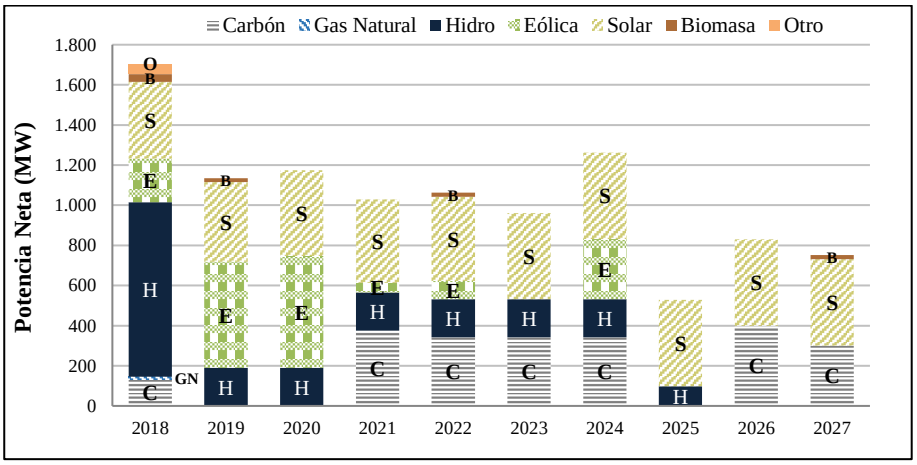

Figura 4-3: Caso Base – Plan de obra instalado en cada año

Las instalaciones a nivel regional se muestran en la Tabla 4-2. Como se observa, la mayoría de la instalación del plan de obra se encuentra en las regiones de Antofagasta (II) y Atacama (III), con 2.382 MW y 2.405 MW instalados respectivamente. Además, como consecuencia del 88% de instalación de termoeléctricas a carbón del plan de obra (ver Figura 4-1), la región de Antofagasta sufre un aumento de 1,1 GW de la potencia neta a carbón, lo que significa un 50% de aumento con respecto a su estado inicial en los 10 años del horizonte.

Tabla 4-2: Caso Base – Generación instalada por región

	Carbón (MW)	Gas Natural (MW)	Hidro (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)	Biomasa (MW)	Otro (MW)	Total (MW)
I	300	-	-	-	248	-	-	548
II	1.117	-	-	120	1.097	-	48	2.382
III	474	-	-	139	1.792	-	-	2.405
IV	-	-	-	772	512	-	-	1.284
V	342	-	141	-	-	-	-	483
RM	-	12	651	58	547	26	-	1.294
VI	-	-	240	-	-	1	-	241
VII	2	-	492	-	-	-	-	494
VIII	-	-	94	448	-	6	-	548
IX	-	-	40	128	-	67	-	235
XIV	-	-	330	-	-	-	-	330
X	-	-	119	76	-	-	-	195

El aumento anual de la potencia neta de la matriz completa se presenta en la Figura 4-4. En ella, se aprecia la disminución del uso de petróleo a través de los años y un aumento del uso del carbón. Durante todo el horizonte de simulación, el carbón y la energía hidráulica son los actores principales de la matriz, con un 23% y 32% de participación promedio respectivamente. La energía solar tiene el aumento más importante, subiendo su participación de un 5% a un 17% de la potencia neta instalada de la matriz. En contraste, el petróleo baja de un 22% a un 10%, lo que deja al gas natural como el segundo combustible fósil más importante (luego del carbón) con un 11% de participación el año 2027. En particular, aun sin impuestos que incentiven el uso de generación no contaminante, la generación eólica y solar aumentaron en 4 y 5 veces, respectivamente, su capacidad instalada durante los 10 años considerados, respectivamente. Este aumento refleja la ventaja comparativa que tiene este tipo de tecnología versus los combustibles convencionales.

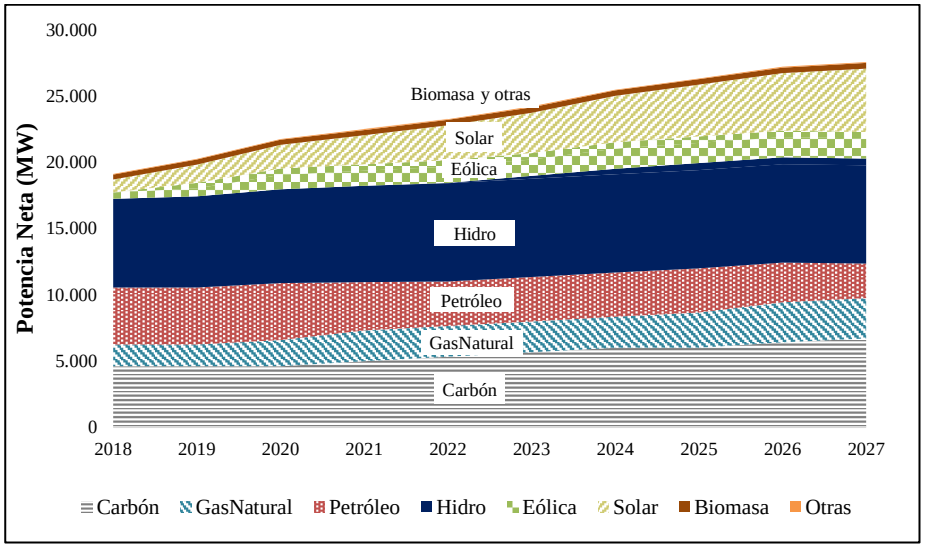

Figura 4-4: Caso Base – Potencia neta instalada, matriz completa

En cuanto a la energía generada por las centrales, como resultado de la optimización se generan en total 923.130 GWh. Esto implica un crecimiento de un 4% promedio anual, y un aumento absoluto de 33.100 GWh desde el año 2018 al 2027. Las termoeléctricas a carbón son responsables de la mayoría de la generación de la matriz, produciendo el 46% de la

energía para el año 2018, y aumentando a un 47% para el año 2027. Le sigue la energía hidroeléctrica, con una participación del 37% para el año 2018, pero que disminuye a un 30% para el año 2027. El gas natural mantiene una participación estable, generando en promedio cada año el 7% del total. Por otro lado, la energía eólica y solar aún el 2027 siguen siendo actores secundarios, aportando en conjunto el 13% de la energía de la matriz para dicho año. El resto de las tecnologías tiene una participación aún menor, con la biomasa y el petróleo generando en promedio el 2% y el 1% de la energía total de la matriz. En la Figura 4-5 se observa la evolución de la generación a través de los años.

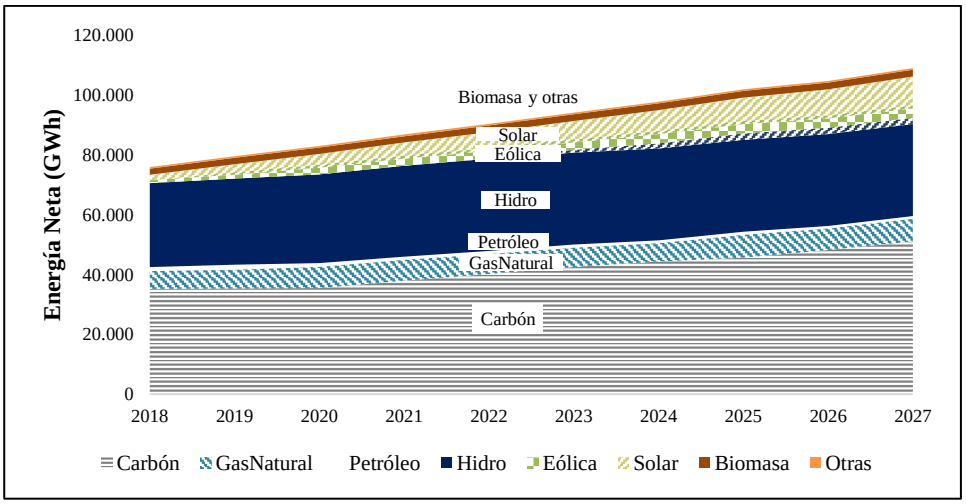

Figura 4-5: Caso Base - Energía generada, matriz completa

Además de generadores, se instalan cinco líneas de transmisión, cuyas características se presentan en la Tabla 4-3 y los nodos conectados en la Figura 4-6. Estas equivalen a un aumento de 2,2 GW en la capacidad de transmisión del sistema, lo que aumenta la capacidad de transmisión tanto para la Región de Antofagasta (II) como para la Región Metropolitana (RM). Cuatro de las líneas refuerzan el flujo de otras líneas existentes en Antofagasta (II), consecuencia de la gran cantidad de potencia instalada en la región. Por otro lado, las nuevas líneas en la RM son consecuencia de la instalación de 300 MW de generación solar en la región el año 2024 (línea ID 291), y de la activación de una central de gas natural de 321 MW (que no pertenece al plan de obra) el año 2025 (línea ID 292). Como esta última línea

se activa por razones que no forman parte de las decisiones del modelo, se espera que esté presente en todos los escenarios de estudio.

Tabla 4-3: Caso Base – Líneas de transmisión instaladas

ID	Nombre Línea	Año construcción	Flujo máximo (MW)	Costo Instalación (MMUSD)	COMA (MMUSD)	Región
286	Domeyko 220 - Escondida 220 II	2018	246	14,2	0,04	II
288	Chacaya 220 - Mejillones 220 III	2021	305	14,5	0,41	II
291	Lo Aguirre 500 - Polpaico 500 II	2024	1.400	19,3	0,32	RM
281	Encuentro 220 - El Tesoro 220 II	2025	125	14,2	0,04	II
292	Chena 110 - Cerro Navia 110 II	2026	128	6,5	0,08	RM
		Total	**2.204**	**68,6**		

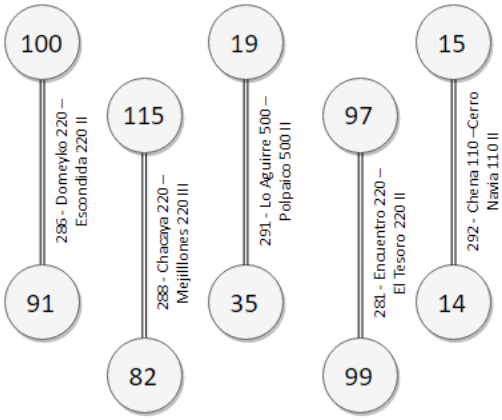

Figura 4-6: Caso Base – Líneas instaladas

La Figura 4-7 y la Figura 4-8, muestran los índices de congestión (NSI), uso de la red de transmisión (NCI), dispersión de precios (ASNPDI) y precio medio (LMP) para este caso de estudio. El sistema de líneas no experimenta mayor congestión durante la simulación, se observa un pequeño porcentaje de saturación (NSI) durante los años 2021, 2022 y 2023, el cual disminuye casi totalmente con la instalación de una nueva línea el año 2024. El uso de promedio de las líneas (NCI) permanece constante e igual a aproximadamente 20%. Por otro lado, los precios medios no presentan mayores cambios durante el horizonte, habiendo solo

un aumento durante el bloque 5 hacia el final de la simulación. De hecho, el promedio (ponderado) de ellos disminuye de 51 USD/MWh a 49 USD/MWh, producto de la entrada de energía renovable en la matriz. La dispersión espacial de estos (ASNPDI) también permanece relativamente homogénea, implicando un funcionamiento homólogo de las centrales y el sistema durante todo el horizonte de tiempo.

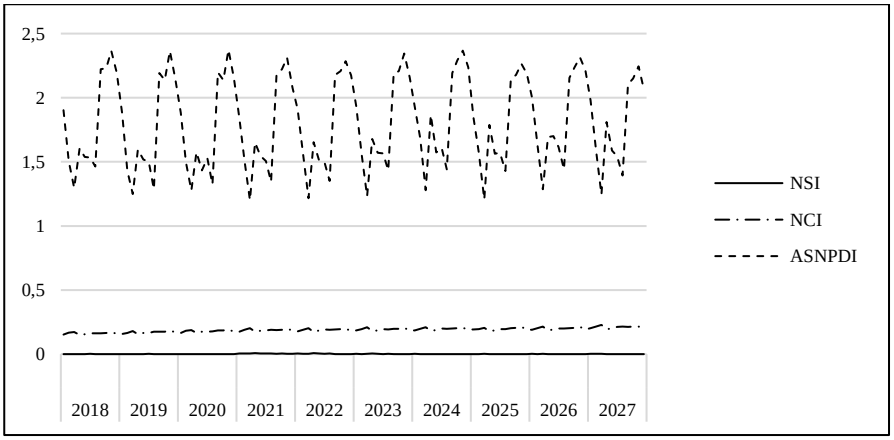

Figura 4-7: Caso Base - Promedio mensual de índices NSI y ASNPDI

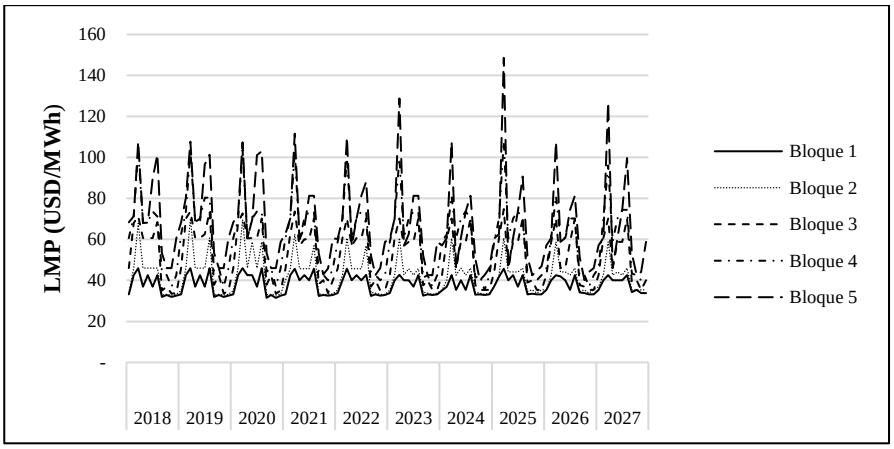

Figura 4-8: Caso Base – Precio promedio del sistema por bloque, mes y año

El tipo de combustible usado para generar energía tiene directa relación con las emisiones del sistema. La Figura 4-9 muestra la evolución de la emisión de contaminantes a través de los años. A partir del año 2021, las emisiones tanto de contaminantes locales como de CO_2 comienzan a aumentar drásticamente, como resultado de la instalación y consiguiente aumento en el uso de termoeléctricas a carbón. Por otro lado, si bien no hay instalación de termoeléctricas del plan de obra el año 2025, sí hay un aumento de emisiones. Esto se debe a la activación de centrales a base de petróleo y gas natural ese año y que no forman parte del plan de obra. Así, durante el periodo de evaluación se tiene una emisión total de: 397 y 948 mil toneladas emitidas de MP, NO_X respectivamente, así como de 2,3 y 397,2 millones de toneladas de SO_X y CO_2.

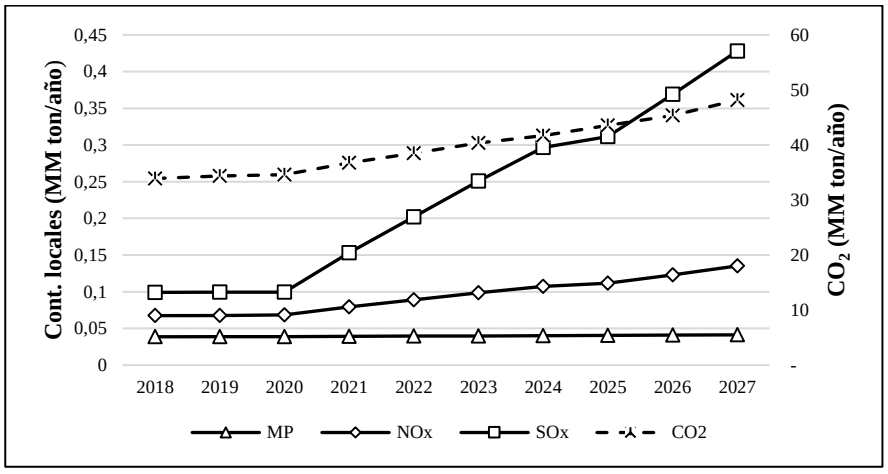

Figura 4-9: Caso Base - Emisiones de contaminantes

En consecuencia, en la Figura 4-10 se observa una disminución del factor de emisión del sistema durante los primeros años, lo que tiene directa relación con la instalación y uso de generación no contaminante (i.e. generadores hidráulicos, eólicos, solares y de biomasa). A partir del año 2021 el factor de emisión comienza a aumentar, debido a la entrada de termoeléctricas a carbón. Además, producto de lo mencionado anteriormente, el aumento en el factor de emisión (particularmente de CO_2) el año 2025 es debido a la entrada y uso de nuevas termoeléctricas que no forman parte del plan de obra.

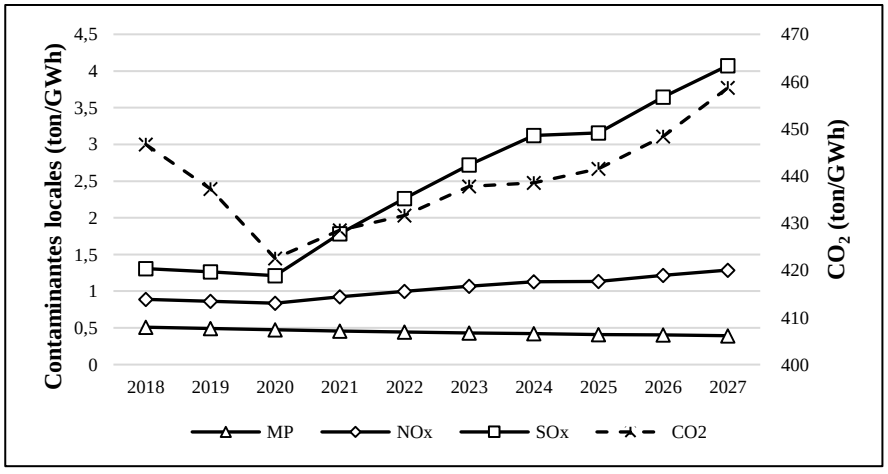

Figura 4-10: Caso Base - Factor de emisión

La distribución de la emisión de contaminantes para los años 2018, 2022 y 2027 se presenta las figuras más adelante. Se observa que Antofagasta (II), al ser la región con mayor potencia de termoeléctricas en funcionamiento durante el horizonte, es también la región con mayor nivel de emisiones del país, generando el 50% de CO_2, 91% de MP, 70% de SO_X y 83% de NO_X de las emisiones totales durante el horizonte de 10 años. Los cambios de las emisiones en las distintas regiones son consecuencia directa de la instalación y mayor uso de termoeléctricas. El aporte que estas tendrán a las emisiones de contaminantes locales dependerá de la existencia de sistemas de mitigación en cada una.

Como se observa en las Figuras, la instalación de una termoeléctrica a carbón en la Región de Antofagasta el año 2021 produce un incremento de emisiones de CO_2 para el año 2022 del 27% (4,3 millones de toneladas) con respecto al nivel del año 2018. Esto es acompañado por una disminución de 71.000 toneladas emitidas en la en la Región de Coquimbo (IV) y Metropolitana (RM) debido al aumento del uso de energías no contaminantes en esas regiones, lo que corresponde a una disminución de 25% y 39% respectivamente con respecto a su nivel de emisiones del 2018. Entre el año 2022 y 2027 se observa un aumento significativo de emisiones en todas aquellas regiones en que se instalan termoeléctricas a carbón: Tarapacá (I) en un 143% (1,58 millones de toneladas), Atacama (III) en un 44% (2,17 millones de toneladas), Valparaíso (V) en un 38% (2,44 millones de toneladas) y Antofagasta (II) en un 14% (2,79 millones de toneladas). En particular, la Región Metropolitana (RM) sufre un aumento del 362% o 402.140 toneladas en estos últimos 5 años que no corresponde a una instalación de carbón, sino al aumento del uso de generación a gas natural en la región. Se observa también un aumento menor pero no menos importante de 700 toneladas en la Región de Los Lagos (X), producto del uso de termoeléctricas a petróleo para ayudar en la generación del sistema. En total se tiene un aumento de 9,68 millones de toneladas durante los últimos 5 años. Claramente la región de Antofagasta (II) tiene la situación más crítica, ya que para el año 2027, tiene la potencia neta de energía termoeléctrica a carbón más alta del país, alcanzando un total de alrededor de 3,3 GW. Por otro lado, las regiones de Valparaíso (V) y Atacama (III) tienen una potencia neta de

termoeléctricas a carbón bastante menor, de aproximadamente 1 GW. Valparaíso (V), también tiene una potencia neta de gas natural de 1,5 GW, y 111 MW más de generadores a petróleo que la III Región, lo que empeora su situación con respecto a Atacama (III), convirtiéndola en la segunda región con mayores emisiones de CO_2 en este escenario

Las emisiones de MP se encuentran principalmente en la Región de Antofagasta (II) con una emisión promedio de 36 mil toneladas al año, un 91% de lo emitido cada año. Le sigue la Región de Valparaíso (V) con 1.200 toneladas al año, y aportando en promedio el 3% del total. De forma consistente con lo visto al analizar el CO_2, durante los 10 años, Antofagasta (II), Valparaíso (V) y Atacama (III) y Tarapacá (I) son las que sufren el mayor aumento de emisiones, con 1.300, 510, 410 y 300 toneladas respectivamente. En general las emisiones del país sufren un aumento total de 2.630 toneladas.

En el caso del NO_X, la región de Antofagasta toma el papel principal, seguido de la Región de Tarapacá, la cual toma el puesto como la segunda región en que más se emite este contaminante, con (en promedio) 8% de las emisiones del total. Las emisiones se duplican desde el 2018 al año 2027, alcanzando un total de 135.200 toneladas para este último año. Los cambios más relevantes se presentan en las regiones de Antofagasta (II), Atacama (III), Valparaíso (V) y Tarapacá (I), con aumentos que alcanzan las 36.400, 11.190, 10.920 y 8.220 toneladas en los 10 años estudiados. No obstante, la Región Metropolitana también sufre un aumento importante durante los últimos 5 años. En total la región aumenta 1.040 toneladas para el año 2027, 20 veces más que lo emitido el año 2022, como consecuencia del aumento de uso de gas natural para este periodo. Para el año 2027 sin duda la Región de Antofagasta (II) es la que más contaminante emite, seguido de las regiones de Tarapacá (I), Valparaíso (V) y Atacama (III), las que se encuentran en niveles bastante parecidos con 13.720, 13.400 y 11.440 toneladas respectivamente.

Por último, las emisiones de SO_X se comportan siguiendo la misma tendencia que las emisiones de NO_X. Tarapacá (I) ocupa nuevamente el segundo lugar durante los 10 años, con emisiones que van del 28% al 16% del total para los años 2018 y 2027. Dicha región

experimenta un aumento importante en sus emisiones durante el último año, con un aumento de 40.640 toneladas, como consecuencia de la instalación de generación a carbón. Así mismo, tanto la Región de Valparaíso (V) como la Región de Atacama (III) sufren un aumento importante, de 56 mil toneladas cada una durante los últimos 5 años, consolidándose como la tercera y cuarta región con mayores emisiones, generando el 14% y 13% de las emisiones totales para finales del año 2027, respectivamente. En general, las emisiones de este contaminante se cuadruplican a través de los 10 años, alcanzando un total de 427.900 toneladas emitidas.

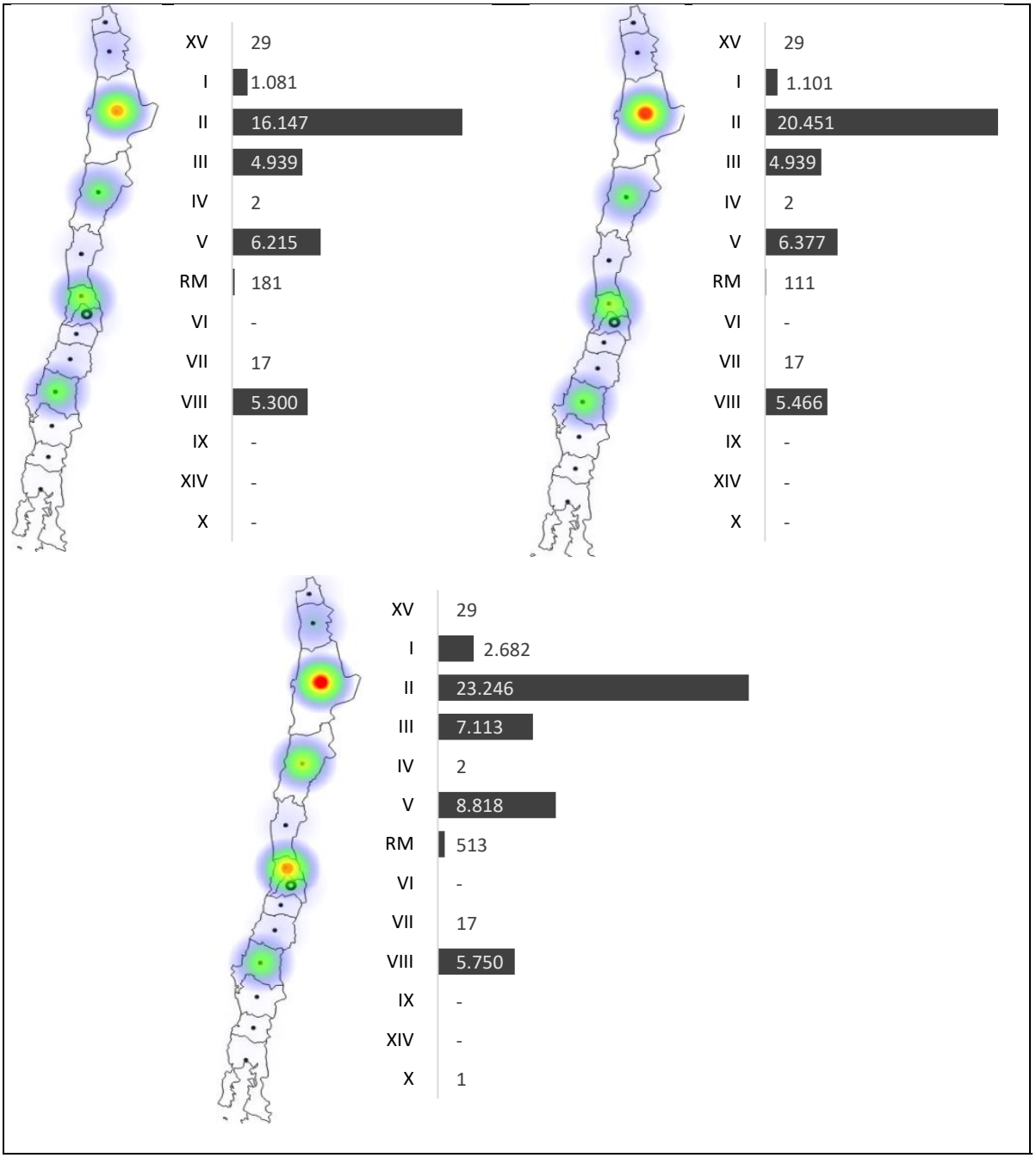

Figura 4-11: Caso Base – Evolución de emisiones de CO_2 por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (miles de toneladas/año)

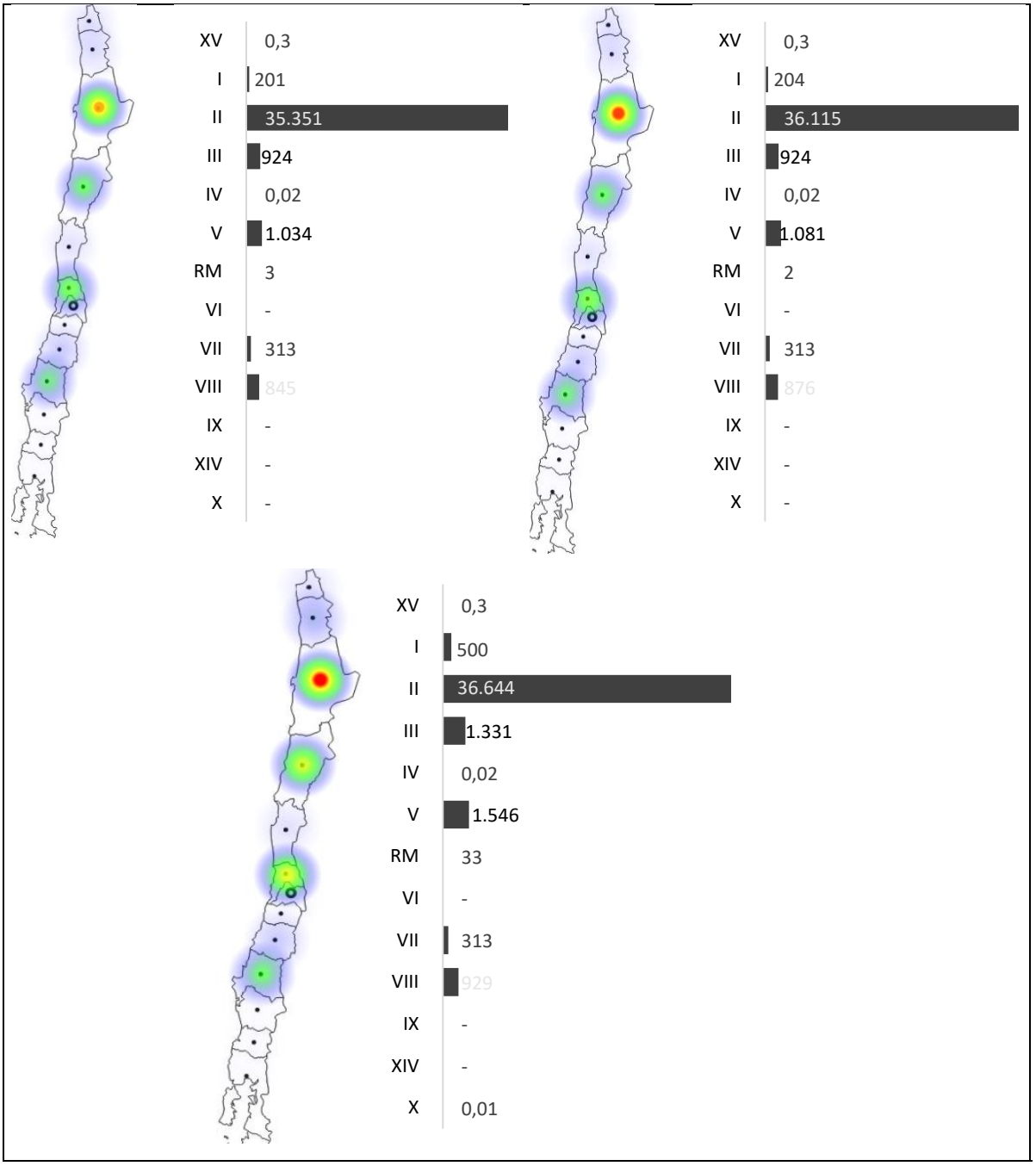

Figura 4-12: Caso Base – Evolución de emisiones de MP por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

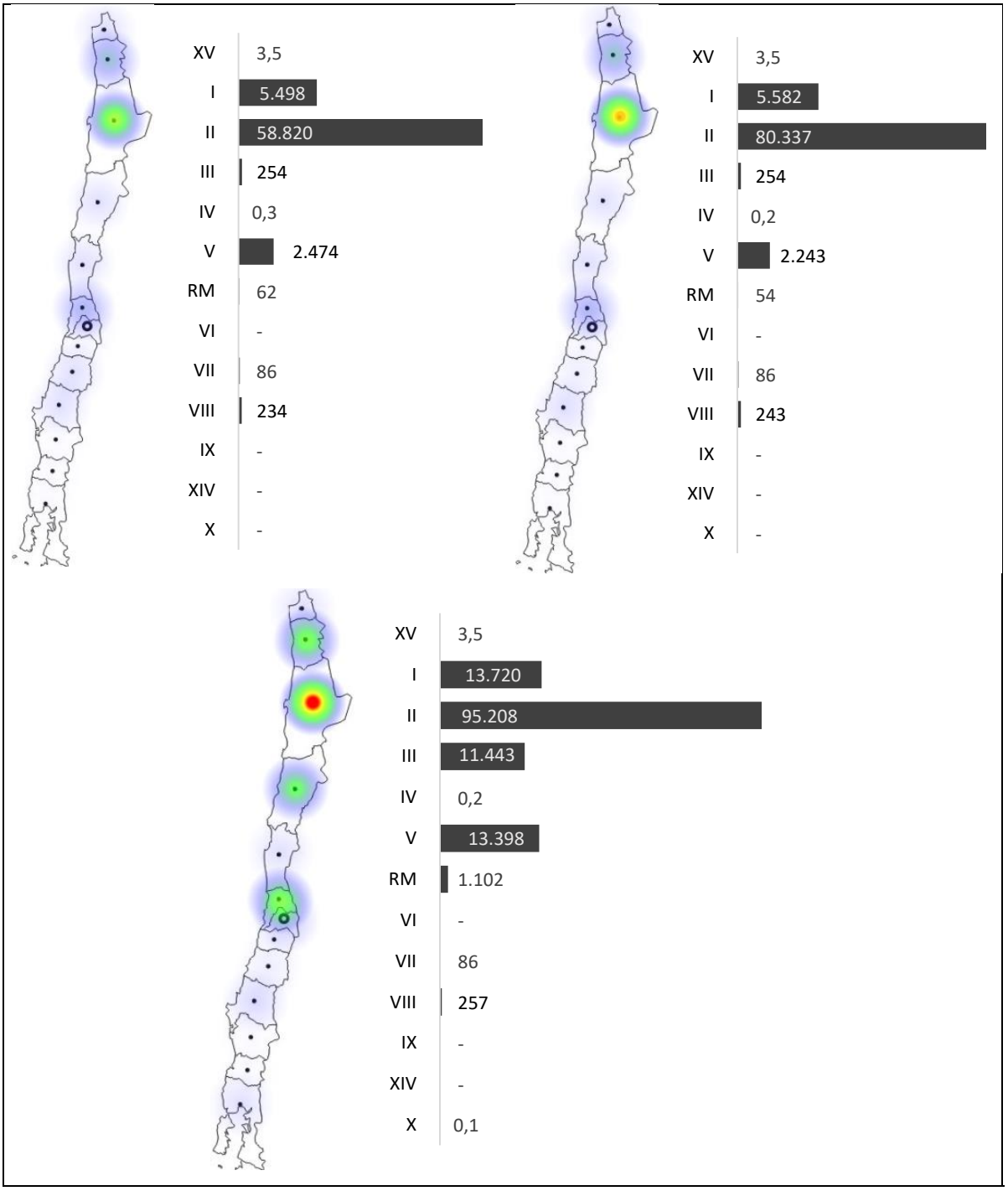

Figura 4-13: Caso Base – Evolución de emisiones de NOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

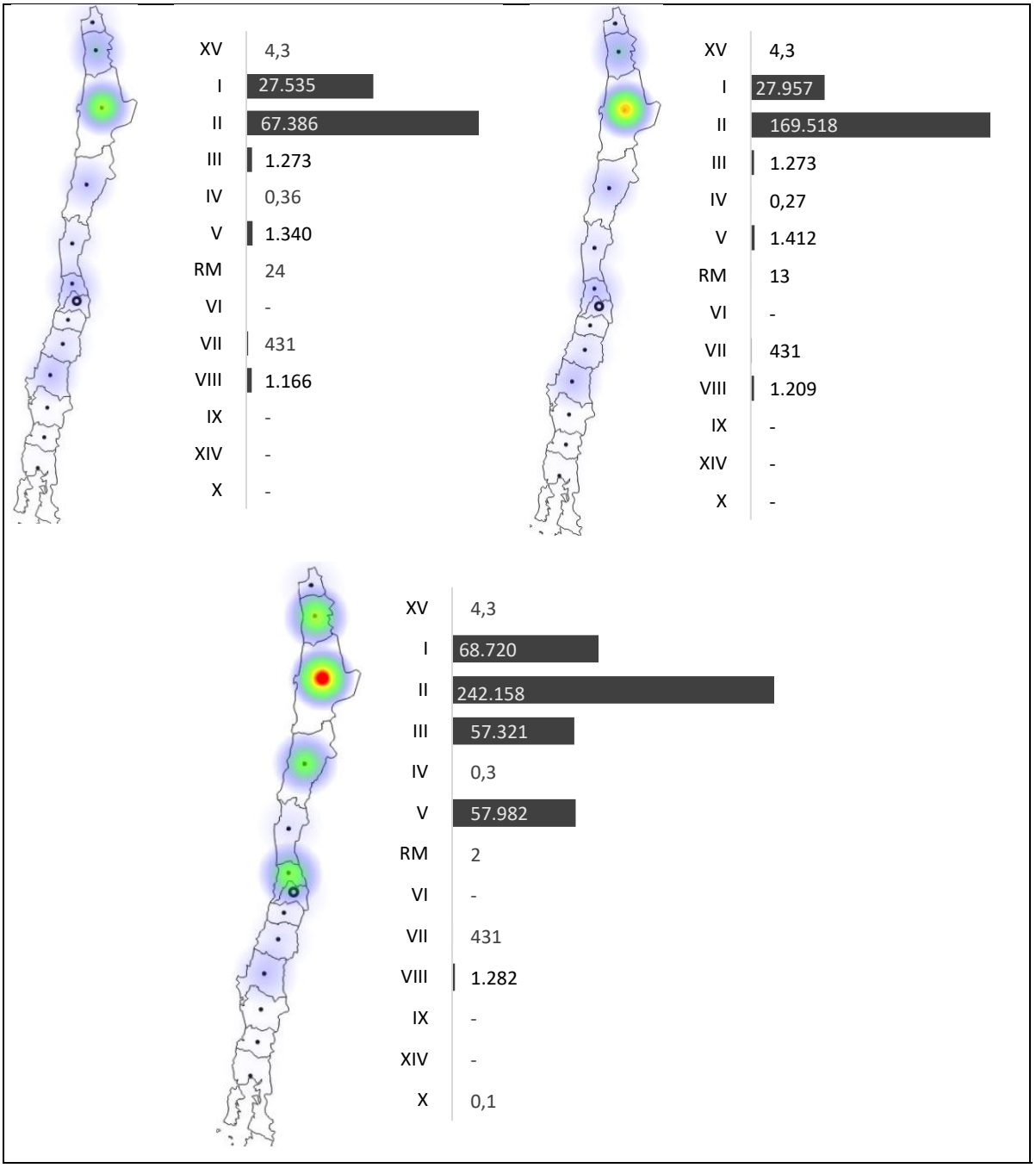

Figura 4-14: Caso Base – Evolución de emisiones de SOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

4.2. Caso 2: impuesto al CO_2

Este escenario considera un impuesto de 20 USD por tonelada emitida de CO_2, con el fin de incentivar el uso de energías no contaminantes en comparación con el Caso Base presentado en la Sección 4.1.

Se instalan un total de 113 centrales generadoras, las que suman una potencia neta total de 8,95 GW. La presencia de impuestos impulsa la instalación de generadores no contaminantes, añadiendo 1,5 GW de pequeños generadores distribuidos a la matriz y disminuyendo la presencia de carbón instalado en un 3% con respecto al caso base. La disminución de carbón se ve compensada con el aumento de gas natural, cuya potencia neta instalada ahora corresponde el 3% del total. En consecuencia, la potencia neta de combustibles fósiles y renovables mantienen la misma proporción que en el caso base, 21% y 79% respectivamente.

Como también se observó en el Caso Base, la generación solar es el principal actor en la matriz de plan de obra instalado. Al igual que en ese caso, en este escenario la potencia neta de esta tecnología corresponde al 40% de lo instalado. Le siguen las centrales hidroeléctricas y a carbón, representando en conjunto con las plantas solares, el 78% de la potencia neta instalada.

Tabla 4-4: Caso 2 – Plan de obra instalado

Tecnología	Potencia Neta (MW)	Porcentaje	ΔCaso Base (MW)
Carbón	1.933	18%	-302
Gas Natural	263	3%	251
Hidro	1.587	15%	0
Eólica	1.260	12%	0
Solar	3.743	36%	0
Biomasa y otros	167	2%	20
Eólica (GD)	480	5%	0
Solar (GD)	469	4%	17
Hidro (GD)	560	5%	40
Total instalado	10.463	100%	26

Con las nuevas instalaciones, el sistema alcanza un total de 27.6 GW, 26 MW más que en el Caso Base. La Figura 4-15 muestra el porcentaje de uso de la potencia neta disponible en el plan de obra por tipo de generación. Del total de la potencia neta de termoeléctricas a carbón disponible, el 76% fue instalado, lo que implica una disminución de 302 MW en el uso de esta tecnología con respecto al caso sin impuestos. Esta disminución del uso de carbón se ve compensada principalmente por un aumento de gas natural, el cual creció drásticamente, con 263 MW instalados para el año 2017 (92% de lo disponible en el plan de obra). La instalación de energías renovables no sufre un cambio tan drástico con respecto a lo instalado en el caso base, de hecho, el mayor cambio lo experimenta la instalación de generación hidráulica distribuida, con un aumento de 40 MW con respecto al caso base, seguido por la energía eólica y solar, ambas con un aumento de alrededor de 20 MW. La evolución de la matriz a través de los años se puede ver en la Figura C-5 del Anexo C.

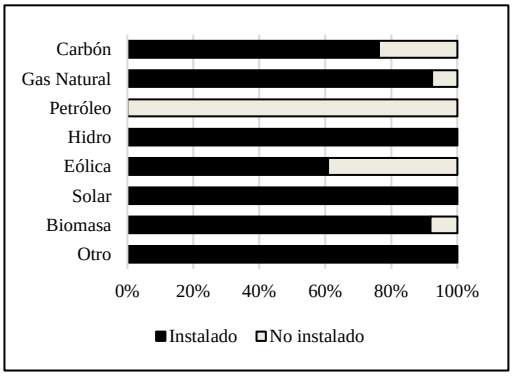

Figura 4-15: Caso 2 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología

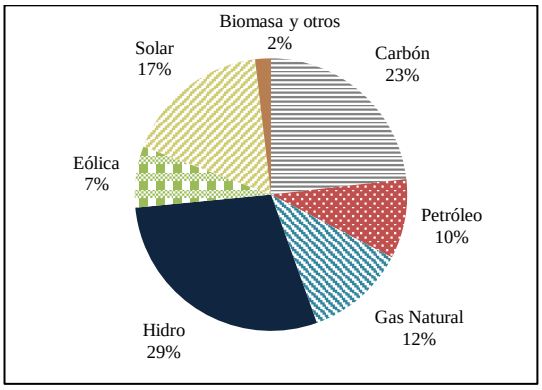

Figura 4-16: Caso 2– Matriz del sistema al año 2027

Al analizar el periodo de instalación de los distintos generadores, presentados en la Figura 4-17, se observa un adelanto general de la instalación de energías renovables, que afecta principalmente a la energía eólica, y un retraso de la instalación de tecnologías contaminantes. En particular, el 100% de la energía eólica nueva se instala durante los cuatro primeros años de simulación, mientras que la instalación de la misma cantidad de potencia termina el año 2024 en el caso base. Con respecto a la energía solar, si bien los cambios no son tan evidentes, sí existe un adelanto de la instalación y una redistribución de la generación

distribuida que hace que el sistema instale al máximo de su capacidad técnico factible a partir del año 2021, restricción que se activa recién el año 2024 en el caso sin impuestos. Así mismo, la instalación de generación hidroeléctrica en ambos casos también está sujeto al máximo técnico factible, por lo que solo es posible adelantar 2 MW anuales instalados el año 2018. Por otro lado, si bien se instalan 130 MW de termoeléctricas a carbón el año 2018, la instalación del 93% de esta tecnología se atrasa un año con respecto al Caso Base, comenzando recién el año 2022. En la reorganización que sufre la instalación de la potencia a carbón, las generadoras son instaladas en función de su eficiencia, de esta manera se instalan las más eficientes al principio de la simulación y la menos eficiente al final. Además, lo anteriormente instalado el año 2027 es reemplazado en este caso por gas natural, combustible fósil, pero menos contaminante que el carbón.

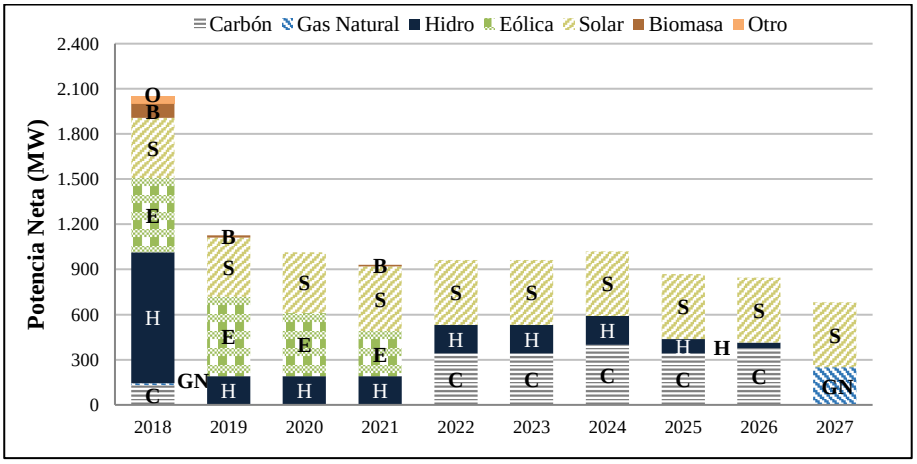

Figura 4-17: Caso 2 – Plan de obra instalado en cada año

La nueva generación de gas natural es emplazada en la Región de Antofagasta (II), aumentando la fracción de combustibles fósiles en la región a un 76% de la potencia neta instalada, 3% más de que en el Caso Base. Por otro lado, la disminución de uso de carbón afecta a la Región de Tarapacá (I), disminuyendo su potencia neta instalada de este combustible en 300 MW y, por lo tanto, disminuyendo la presencia de carbón en la matriz regional de un 53% a un 22% de la potencia neta instalada total. Asimismo, la Región del Maule (VII) también disminuye su potencia neta instalada de carbón, pero solo en 2 MW.

Entre los cambios que involucran a la potencia neta instalada de energía renovable se encuentra Atacama (III), la que experimenta un aumento de 52 MW de potencia neta solar, que se suma a sus 1,08 GW ya presentes desde el Caso Base. Asimismo, Los Lagos (X) ve aumentada su potencia hidroeléctrica en 40 MW debido a la instalación de esta tecnología el año 2026, y por último Biobío (VIII) aumenta su potencia neta instalada de biomasa en 19 MW. La potencia instalada en cada región se presenta en la Tabla B-1 del Anexo B.

Durante el horizonte de simulación se instalaron un total de siete líneas de transmisión. A todas las líneas instaladas en el caso base, se le agregan dos nuevas líneas: Puerto Montt – Melipulli (ID 115) y Melipulli – Chiloé (ID 116), instalaciones necesarias para despachar la energía que será generada por la nueva central hidroeléctrica instalada en la X Región de Los Lagos. Esta nueva central se emplaza específicamente en el nodo 46 (Chiloé), y la instalación de ambas líneas permite el flujo de la energía hacia el nodo 31 (Puerto Montt), tal y como se presenta en la Figura 4-18. En general, salvo un par de excepciones, las líneas se instalan en periodos distintos a los que fueron instalados en el caso base, en congruencia con el atraso de la instalación de generadores a carbón. Por otro lado, como se mencionó en el Caso Base, la línea Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 II (ID 292) perteneciente a la RM es consecuencia de la activación de una central de gas natural de 321 MW que no pertenece al plan de obra, durante año 2025.

Tabla 4-5: Caso 2 – Líneas de transmisión instaladas

ID	Nombre Línea	Año construcción	Flujo máximo (MW)	Costo Instalación (MMUSD)	COMA (MMUSD)	Región
297	Domeyko 220 – Escondida 220 III	2018	246	14,2	0,04	II
281	Encuentro 220 – El Tesoro 220 II	2025	125	14,2	0,04	II
292	Chena 110 – Cerro Navia 110 II	2025	128	6,5	0,08	RM
115	Puerto Montt 220 – Melipulli 220	2026	183	11,4	0,26	X
116	Melipulli 220 – Chiloé 220	2026	183	41,9	1,24	X
288	Chacaya 220 – Mejillones 220 III	2026	305	14,5	0,41	II
291	Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 II	2026	1400	19,3	0,32	RM
		Total	**2.570**	**121,9**		

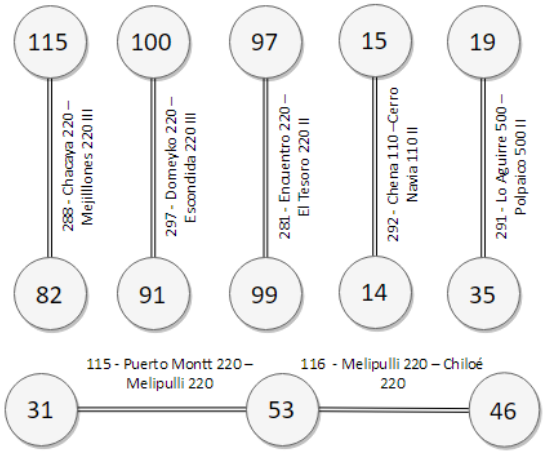

Figura 4-18: Caso 2 – Líneas instaladas

Los impuestos aumentan los precios marginales (LMP), los que alcanzan un promedio (ponderado) de 60 USD/MWh, 10 USD/MWh más que en el Caso Base. No obstante, debido a la masiva entrada de generación renovable, estos disminuyen de 63 USD/MWh el 2018 (promedio ponderado) a 56 USD/MWh para el 2027. La dispersión de estos (ASNPDI) se mantiene relativamente constante a través de los años, y en un nivel menor que en el caso anterior. Por otro lado, prácticamente no hay líneas congestionadas durante el horizonte, con un uso promedio de las líneas (NCI) estable y alrededor de 18%. Los índices se presentan en la Figura E-11 y Figura E-12 del Anexo E.

La reorganización de la instalación de generación promueve el uso de tecnología renovable, la evolución de la energía generada a través de los años se presenta en la Figura D-9 del Anexo D. En ella se observa que, durante los 10 años estudiados, el sistema generó un total de 923.120 GWh, lo que implica un aumento de generación promedio de 4% anual y un crecimiento de 33.085 GWh desde el año 2018 al 2027. Aunque el carbón se mantiene como el actor principal, ya en el primer año de simulación, las termoeléctricas a carbón generan 1.670 GWh menos que en el Caso Base, disminución que se mantiene, llevando a que durante los 10 años estudiados la energía a carbón genere un total de 396.190 GWh, un 5% menos que en el Caso Base. Esta caída se ve compensada por un aumento en la generación de energía renovable (i.e. hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa), la cual para el año 2027 corresponde al 45% de la energía generando, para los diez años de estudio, un total de 6.185 GWh más que en el caso sin impuestos. Así mismo, la generación en base a gas natural experimenta un aumento total de 13.630 GWh, 20% más que en el Caso Base, producto del aumento de este combustible en la matriz. Esta modificación de la energía generada sin duda implica una disminución en la cantidad de emisiones generadas durante el horizonte de simulación.

Durante todo el periodo de simulación, en total se emitieron: 384; 0,39; 0,89 y 2,04 millones de toneladas de CO_2, MP, NO_X y SO_X respectivamente. Esto es, una disminución con respecto al caso base de 3% (13,6 millones de toneladas), 2% (6.300 toneladas), 6% (56.700 toneladas) y 12% (271.000 toneladas) para cada contaminante mencionado. Se observa en la Figura 4-19 que esto es debido principalmente a dos razones: (1) el aumento drástico de emisiones comienza el año 2022, un año después que en el caso sin impuestos, como consecuencia del retraso en la instalación de termoeléctricas; (2) si bien no hay un cambio relevante en el aumento porcentual anual, el punto inicial (año 2018) y final (año 2027) de emisiones es menor. Naturalmente, en la Figura 4-20 se observa que el factor de emisión es efectivamente menor y consecuente con las emisiones anuales del sistema.

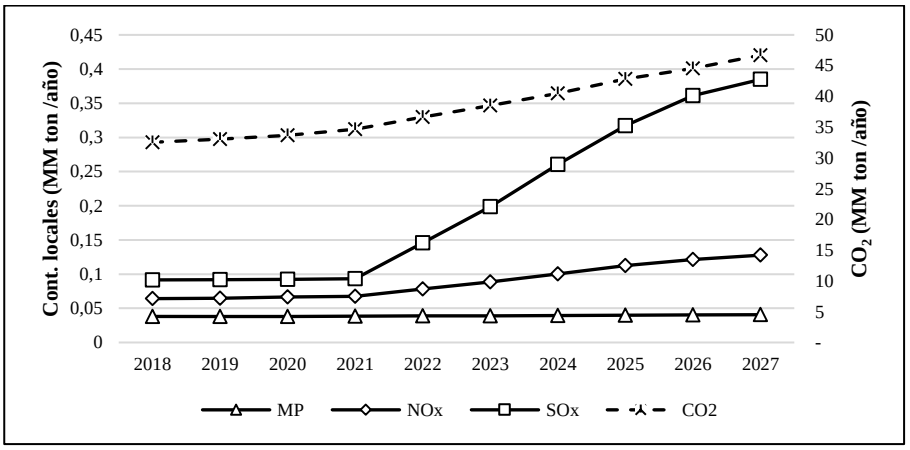

Figura 4-19: Caso 2 – Emisiones de contaminantes

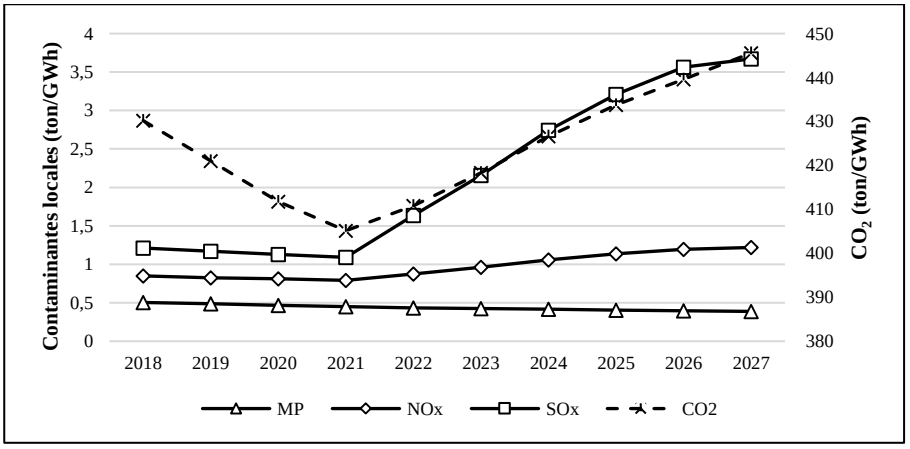

Figura 4-20: Caso 2 – Factor de emisión

La disminución de emisiones afecta también a la distribución de contaminantes en el país. En el Anexo F, se presenta la distribución y evolución de las emisiones para cada región. Al igual que en el Caso Base, la Región de Antofagasta (II) es la principal emisora de contaminantes. aportando en promedio el 46% de las emisiones de CO_2, 91% de MP, 59% de SO_X, el 79% de NO_X.

Con respecto al CO_2, la región que se ve más beneficiada por su disminución es Antofagasta (II), donde se emiten 17,23 millones de toneladas menos de lo emitido durante los 10 años

en el Caso Base, esto es, una disminución del 9%. Le sigue Tarapacá (I), con 2,93 millones de toneladas menos que en el Caso Base, disminuyendo así sus emisiones en un 23%. Por último, Maule (VII) disminuye su aporte en un 100%, esto es un ahorro total de 167.100 toneladas de CO_2 para estos 10 años. No obstante lo anterior, hay otras regiones que sufren un aumento de emisiones y que por lo tanto se ven perjudicadas debido a la implementación del impuesto. Este es el caso de Valparaíso (V), cuyas emisiones aumentan en 3,62 millones de toneladas, lo que corresponde a un aumento del 5% con respecto a lo emitido durante el Caso Base. Este aumento es consecuencia del adelanto de la instalación de una termoeléctrica de 342 MW de carbón, que debe ser instalada para cubrir la falta de generación provocada por el retraso y disminución de la operación en otras regiones. Asimismo, Atacama (III) y la Región Metropolitana (RM) sufren un aumento que alcanza los 1,95 y 1,06 millones de toneladas respectivamente, es decir, del 3% y 41% con respecto a lo emitido durante el Caso Base. Al igual que en el caso de Valparaíso (V), la razón del aumento de emisiones de Atacama (III) es un adelanto de la instalación 342 MW de carbón. Por otro lado, la Región Metropolitana (RM) aumenta su producción de gas natural, combustible que reemplaza al carbón como central gestionable. Por último, las Regiones de Coquimbo (IV), Biobío (VIII) y Los Ríos (XIV) también sufren aumentos en su producción de origen térmico, sufriendo un aumento de emisiones de 133.500 toneladas. Aunque los cambios son relevantes, no logran cambiar la distribución de contaminantes, siendo aún Antofagasta (II) el actor principal, seguido de Valparaíso (V) y Atacama (III).

La reducción de MP es menos notoria que en el caso del CO_2, En promedio, existe una disminución anual de 700 toneladas emitidas en comparación con lo generado durante el mismo periodo en el Caso Base. En particular, las regiones de Antofagasta (II), Maule (VII) y Tarapacá (I) son las más beneficiadas, con una disminución en sus emisiones absolutas (y relativas) con respecto al Caso Base de 3.400 (1%), 3.130 (100%) y 540 (23%) toneladas respectivamente. En contraste, las regiones de Atacama (II), Valparaíso (V), Metropolitana (RM) y Biobío (VIII) aumentan sus emisiones en 360 (3%), 314 (2%), 55 (47%) y 25 (0,3%)

toneladas respectivamente[5]. Aun con los cambios, se mantiene la misma distribución que en el Caso Base, siendo Antofagasta (II) la principal región emisora de este contaminante, seguida de Valparaíso (V), Atacama (III) y Biobío (VIII).

Por otro lado, las emisiones de NO_X logran una reducción para el año 2027 de alrededor de 7.500 toneladas con respecto al Caso Base, logrando mitigar el drástico aumento que se observó en el Caso Base para los últimos 5 años de estudio. Las regiones más favorecidas corresponden a Tarapacá (I) y Antofagasta (II), cada una disminuyendo sus emisiones totales en 14.800 y 70.000 toneladas respectivamente, lo que equivale a una disminución del 23% y 9% en cada región. Maule (VII) también se ve beneficiada, como se vio con los otros contaminantes ya analizados, el no producir generar energía con petróleo como lo hacía en el Caso Base, permite una disminución del 100% de sus emisiones, en este caso reduciendo su aporte de NO_X en 860 toneladas. En contraste, otras regiones se ven particularmente perjudicadas con el impuesto. Este es el caso de Atacama (III), cuyas emisiones aumentan en 10.000 toneladas (un 22% con respecto al Caso Base), Valparaíso (V), con un aumento de 17.140 toneladas (un 23% con respecto al Caso Base) y la Región Metropolitana (RM), con emisiones que aumentan en 1.800 toneladas (un 48% con respecto al Caso Base). En particular, la región de Valparaíso (V) adelanta el aumento drástico (de alrededor de 10.000 toneladas) que ocurría el año 2023 en el Caso Base, al año 2022, producto de la modificación de la instalación del plan de obra. Esto mismo ocurre en el caso de la Región de Atacama (III), donde el aumento drástico de emisiones (de aproximadamente 10.000 toneladas) se adelanta del año 2024 en el Caso Base, al 2023 en este caso. Debido a estos cambios, Tarapacá pasa de ser la tercera región en que más se emite NO_X, a ser la cuarta, siendo reemplazada por Atacama. Por otro lado, Valparaíso (V) y Antofagasta (II) continúan siendo las dos regiones más críticas del país.

Por último, durante el proceso de reducción de emisiones totales de SO_X, se tienen regiones beneficiadas por sobre otras. Las beneficiadas en este caso, aquellas que disminuyen sus

[5] Coquimbo (IV) y Los Ríos (XIV) también sufren un aumento, aunque prácticamente despreciable.

emisiones con respecto al Caso Base, corresponden a Antofagasta (II), Tarapacá (I) y Maule (VII), con una reducción de 298.300, 74.200 y 4.300 toneladas respectivamente, o bien de un 20%, 23% y 100% con respecto a lo emitido en el Caso Base. Por otro lado, existe un aumento total de 105.900 toneladas distribuidas en las Regiones de Atacama (III), Valparaíso (V), Metropolitana (RM) y Biobío (VIII). El aumento más importante lo sufren Atacama (III) y Valparaíso (V), cada una con alrededor de 52.000 toneladas más de lo emitido en el Caso Base. En particular, de la misma forma como ocurre para el NO_X, las regiones de Atacama (III) y Valparaíso (V) adelantan el aumento drástico de emisiones de SO_X en un año, lo que repercute en una mayor cantidad de emisiones totales. El aumento emisiones que en el Caso Base ocurría durante el año 2024 para Atacama (III), en este caso ocurre el año 2023. Asimismo, el aumento que ocurría durante el año 2023 para Valparaíso (V), en este caso ocurre durante el año 2022. De esta manera, las nuevas emisiones redistribuyen la organización del Caso Base, convirtiendo a Valparaíso (V) en la segunda región que más SO_X emite durante el periodo de 10 años, tomando el lugar que antes usaba Tarapacá (I), la que ahora ocupa el cuarto lugar.

4.3. Caso 3: impuesto al CO_2 y contaminantes locales

Este escenario considera un impuesto que grava las emisiones de CO_2 y contaminantes locales, con el fin de analizar los cambios en la expansión del sistema y sus emisiones con respecto a los casos anteriores. El impuesto considera: 20 USD por tonelada emitida de CO_2, 5,716 USD/kg MP, 62 USD/ton SO_X y 159 USD/ton NO_X.

En términos de potencia instalada al año 2027, la matriz de generación es prácticamente idéntica a la instalada en el Caso 2. De las generadoras disponibles en el plan de obra, se instalan un total de 113 centrales (8,95 GW), y en cuanto a la generación distribuida, se instalan 480 MW de generación eólica, la misma cantidad que en el Caso 2. Por otro lado, se instalan 40 MW menos de energía hidroeléctrica, y en cambio la energía solar aumenta en 23 MW con respecto al caso que solo considera impuestos al CO_2. La potencia instalada para cada tecnología se presenta en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6: Caso 3 – Plan de obra instalado

Tecnología	Potencia Neta (MW)	Porcentaje	Δ Caso 2 (MW)
Carbón	1.933	19%	0
Gas Natural	263	3%	0
Hidro	1.587	15%	0
Eólica	1.260	12%	0
Solar	3.743	36%	0
Biomasa y otros	167	2%	0
Eólica (GD)	480	5%	0
Solar (GD)	492	5%	23
Hidro (GD)	520	5%	-40
Total instalado	10.445	100%	-18

Al igual que en el Caso 2, se instala el 100% de la energía hidráulica y solar disponible en el plan de obra, y 76% de la potencia neta disponible de termoeléctricas a carbón, lo cual es complementado con la instalación del 92% de la potencia disponible de gas natural. Si bien la potencia de generación distribuida difiere en ambos casos, la distribución porcentual de la

matriz final al año 2027 es la misma, con la mayoría de la potencia instalada siendo de origen hidráulico, seguido por la energía en base a carbón y generadores solares.

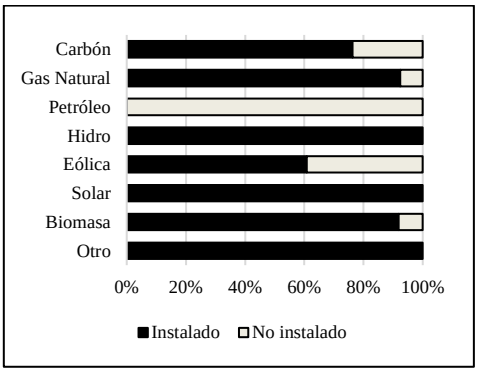

Figura 4-21: Caso 3 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología

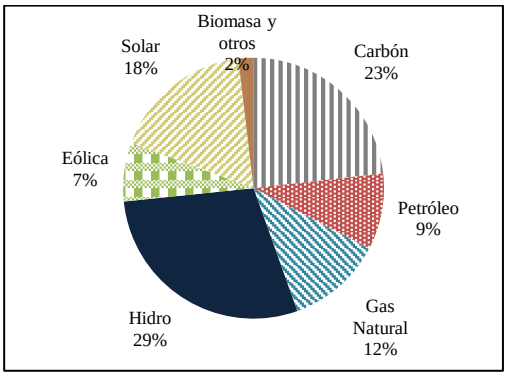

Figura 4-22: Caso 3 – Matriz del sistema al año 2027

Si bien la potencia instalada por tecnología es prácticamente igual a la instalada en el caso en que solo se consideraron impuestos al CO_2, el periodo en que se instaló cada generador es distinto. Como se observa en la Figura 4-23,el impuesto promueve el retraso de la instalación de los generadores más contaminantes, priorizando el uso de aquellos de menores emisiones. En esta línea, el gas natural es instalado el año 2019, ocho años antes que en el caso anterior, lo que permite más holgura para distribuir la instalación de plantas a carbón en los años siguientes. En consecuencia, la instalación de generadores a carbón retrasa en un año lo instalado el año 2026 en el Caso 2. Por otro lado, si bien la diferencia puede considerarse marginal, la instalación neta de energía renovable en este caso ocurre antes que en el Caso 2, denotando una priorización de energía renovable como consecuencia de los impuestos locales. Por ejemplo, para el año 2022, se tienen 4,03 GW nuevos instalados de energía renovable (i.e. de origen hidráulico, solar, eólico y biomasa), 33 MW más que en el Caso 2.

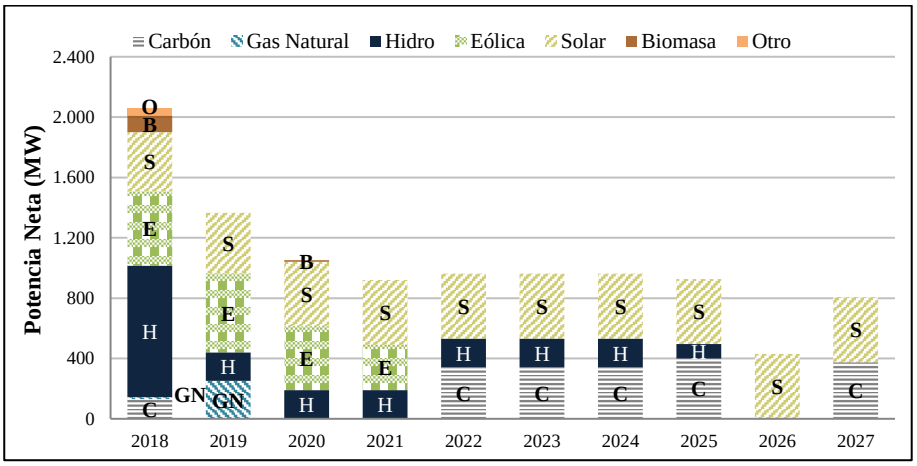

Figura 4-23: Caso 3 – Plan de obra instalado en cada año

Al igual que en el caso anterior, el nuevo gas natural es emplazado en la II Región, región que además tiene un aumento de la participación de generación solar debido a la instalación de generación distribuida, lo que aumenta en un 1% la participación de energías renovables en la región (de 24% a 25%). Por otro lado, la III Región sufre una pequeña disminución de 12 MW de la participación solar, consecuencia de generación distribuida que se deja de instalar. Lo mismo ocurre en la X Región, donde la potencia instalada de generación hidroeléctrica distribuida disminuye en 40 MW. El detalle de la instalación por región se presenta en la Tabla B-2 del Anexo B.

Debido a que la instalación de gas natural se adelanta con respecto al Caso 2, este toma un rol mayor durante los primeros años, aumentando su participación promedio a 11% del total de la potencia instalada, 1% más que en el Caso 2. En general, como las diferencias en potencia instalada son marginales, la matriz a través de los años no cambia de forma relevante. La energía hidroeléctrica corresponde al 34% de la potencia neta instalada el año 2018, y disminuye al 29% para el año 2027, aunque va perdiendo presencia a través de los años, es el actor principal de la matriz durante los 10 años estudiados. La energía eólica y solar son las que más crecen a través de los años, aumentando su potencia neta en 3 y 5 veces respectivamente, alcanzando en conjunto una participación del 25% en la matriz. Las

termoeléctricas a carbón mantienen una participación relativamente constante e igual a 22% durante los años.

Con las nuevas instalaciones, la generación total aumentó 33.130 GWh (un 44%) desde el año 2018 al 2027, generando en total 923.060 GWh durante los 10 años del horizonte de estudio. El actor más importante es el carbón, con 41% de la energía total generada en promedio en el sistema. Le sigue la energía hidroeléctrica, con una participación promedio de 34% durante los 10 años. Por otro lado, la energía solar genera un total de 57.476 GWh durante los 10 años, aumentando su participación de un 2%, con 1.860 GWh generados el año 2018, a un 9% con 9.685 GWh generados el 2027. Si bien la potencia de carbón y gas natural instalada es idéntica a la instalada en el Caso 2, los impuestos a contaminantes locales impulsan el uso de centrales con un menor factor de emisión, por lo que existen diferencias en la forma en que la energía es generada. En total, durante los 10 años de estudio, las termoeléctricas a carbón generan 383.460 GWh, esto es 12.730 GWh menos que en el Caso 2, mientras que las termoeléctricas a gas natural generan 93.590 GWh, esto es un aumento de 12.490 GWh. Por otro lado, debido a las modificaciones de la instalación de generación renovable, se alcanza un total generado de 428.730 GWh de esta tecnología, 95 GWh menos que en el Caso 2, consecuencia de una disminución de la energía eólica y solar. En particular, si bien las centrales eólicas y solares instaladas son las mismas, con el fin de ahorrar costos de instalación los generadores no se instalan en los mismos periodos que en el Caso 2, modificando la cantidad de energía que cada uno puede aportar al sistema. De hecho, la energía solar distribuida aumenta con respecto al Caso 2 de modo de mitigar este efecto. La generación de energía para cada año es presentada en la Figura D-10 del Anexo D.

Para distribuir esta energía a través del sistema, se instalan en total cinco líneas a lo largo del periodo de estudio, las que aumentan la capacidad de transmisión en 2,2 GW. Las líneas son construidas principalmente para reforzar conexiones ya existentes, aunque a diferencia del Caso 2, el que se dejen de instalar 40 MW de generación distribuida hidroeléctrica en la X Región, permite que se instalen dos líneas de transmisión menos. En general, las líneas instaladas y sus periodos de instalación son los mismos que en el Caso 2, con excepción de

la línea Chacaya 220 – Mejillones 220 III (ID 288), la cual es instalada un año más tarde como consecuencia del atraso en la instalación de la termoeléctrica a carbón del año 2026 al año 2027.

Tabla 4-7: Caso 3 – Líneas de transmisión instaladas

ID	Nombre Línea	Año construcción	Flujo máximo (MW)	Costo Instalación (MMUSD)	COMA (MMUSD)	Región
297	Domeyko 220 – Escondida 220 III	2018	246	14,2	0,04	II
281	Encuentro 220 – El Tesoro 220 II	2025	125	14,2	0,04	II
292	Chena 110 – Cerro Navia 110 II	2025	128	6,5	0,08	RM
291	Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 II	2026	1.400	19,3	0,32	RM
288	Chacaya 220 – Mejillones 220 III	2027	305	14,5	0,41	II
		Total	**2.204**	**68,6**		

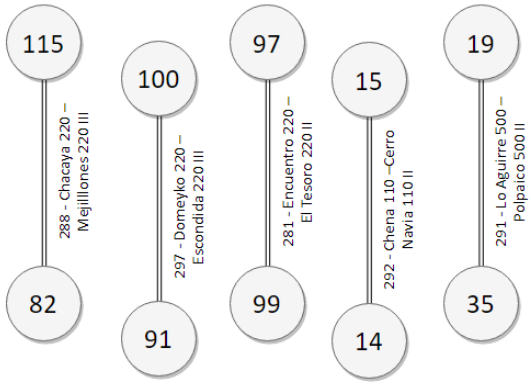

Figura 4-24: Caso 3 – Líneas instaladas

En general, la instalación de líneas permite que no haya mayor congestión en la red, y que el uso de ella se mantenga alrededor de 18%. Por otro lado, los precios medios disminuyen 8 USD/MWh promedio en los 10 años de simulación, de 66 a 58 USD/MWh, sin embargo, estos son entre 1 USD/MWh (cuando la diferencia es menor – año 2025) y 4 USD/MWh (cuando la diferencia es mayor – año 2026) más altos que en el Caso 2. La disminución de los precios medios ocurre en conjunto con un aumento de la dispersión de estos, consecuencia del aumento de energía renovable a través de los años. Las métricas son presentadas en la Figura E-13 y Figura E-14 del Anexo E.

Como respuesta al impuesto a contaminantes locales, la emisión de estos disminuye drásticamente, y a modo de consecuencia indirecta, las emisiones de CO_2 también bajan. Al igual que en los casos anteriores, el aumento en las emisiones tiene directa relación con la instalación de generadores en base a combustibles térmicos, en particular de termoeléctricas a carbón del plan de obra. A partir del año 2021, que es cuando se empieza a instalar la mayor parte de lo instalado en carbón, las emisiones sufren un aumento drástico, que se detiene por un año el 2026, año en que no hubo instalación de termoeléctricas. La disminución más importante se tiene en las emisiones de MP, con una emisión total de 77,5 mil toneladas, 80% menos de lo emitido durante el Caso 2. Le sigue el SO_X y luego el NO_X, para los que las emisiones totales en 10 años disminuyen en un 23% (458.500 toneladas) y 9% (77.700 toneladas) respectivamente. La emisión total de CO_2 baja un 1% (5,5 millones de toneladas) con respecto al caso en que solo se gravan sus emisiones, consecuencia de la dependencia en generación más eficiente y combustibles menos contaminantes, como el gas natural.

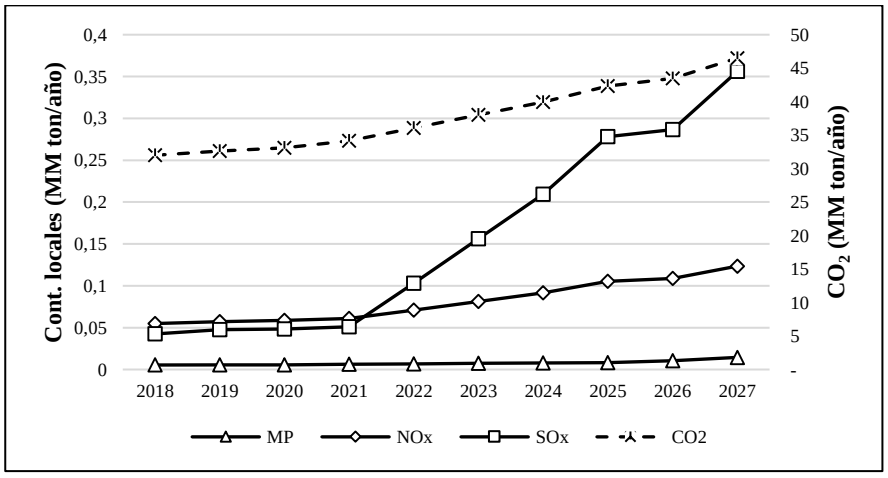

Figura 4-25: Caso 3 – Emisiones de contaminantes

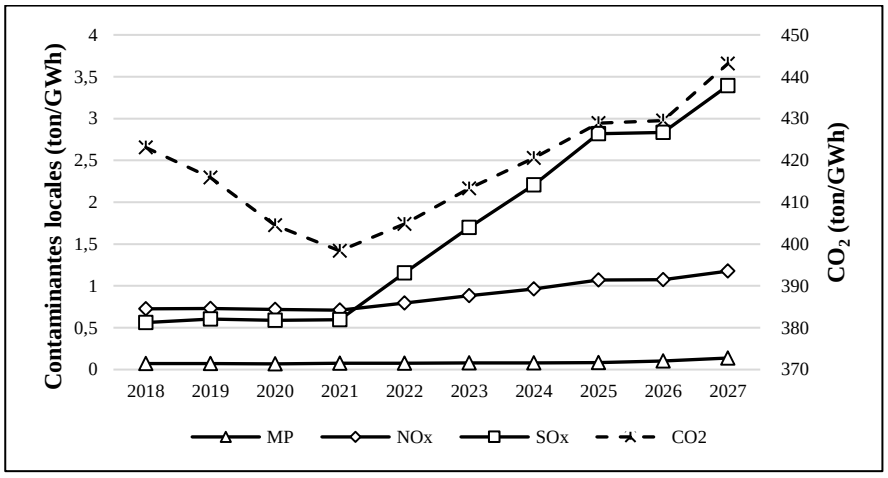

Figura 4-26: Caso 3 – Factor de emisión

En el Anexo F se presenta la evolución de la emisión de contaminantes en cada región. Al igual que en el Caso 2, la Región de Antofagasta (II) es donde se emite la mayor cantidad de contaminantes, aportando en promedio el 44% de las emisiones de CO_2, 54% de MP, 43% de SO_X y el 77% de NO_X.

La disminución de emisiones de CO_2 beneficia principalmente a las regiones de Antofagasta (II), Tarapacá (I) y Coquimbo (IV). Antofagasta (II) disminuye sus emisiones en 10,8 millones de toneladas, que significa una reducción del 6% con respecto al Caso 2, mientras que Tarapacá (I) y Coquimbo (IV), disminuyen en un total de 83.200 (reducción del 1%) y 2.900 (educción del 16%) toneladas respectivamente. No obstante, tal como ocurre en el Caso 2, la disminución de la emisión en algunas regiones impulsa la emisión de CO_2 en otras. Este es el caso de Atacama (III), Valparaíso (V), Biobío (VIII), la Región Metropolitana (RM) y Los Ríos (XIV). En particular, Atacama (III) y Valparaíso (V) son las regiones más afectadas, aumentando sus emisiones en 1,8 millones de toneladas cada una durante los 10 años estudiados. En el caso de Atacama (III) esto se debe al adelanto de la instalación de 342 MW de carbón con respecto al Caso 2 (del año 2023 al año 2022). Por otro lado, Valparaíso (V) si bien atrasa en un año la instalación de una central a carbón (con respecto al Caso 2), durante el periodo en que está activa emite cerca de 2 millones de toneladas más de CO_2. Por otro lado, la Región del Biobío (VIII), aumenta sus emisiones en

1,5 millones de toneladas, y por último la Región Metropolitana (RM) y la Región de Los Ríos (XIV) aumentan en 290.000 y 750 toneladas cada una, producto de un aumento de la generación de sus centrales térmicas. Los cambios no modifican la distribución original, por lo que, al igual que en el Caso 2, Antofagasta (II), Valparaíso (V), Atacama (III) y Biobío (VIII) son las regiones en que más CO_2 se emite en el país.

Los impuestos agregados logran una disminución de 313.500 toneladas de MP con respecto al Caso 2, lo que es principalmente consecuencia de la disminución de 314.300 toneladas emitidas en la Región de Antofagasta (II), producto del uso de generación más eficiente y menos contaminante, convirtiéndose en la región más beneficiada por la implementación del impuesto. Por otro lado, consecuentemente con lo visto para el CO_2, tanto en Coquimbo (IV) como en La Araucanía (IX) y la Región Metropolitana (RM) se presentan aumentos de 340, 290 y 180 toneladas respectivamente con respecto al Caso 2, perjudicando así el estado de estas regiones. La drástica disminución de emisiones en Antofagasta (II) no es suficiente para destituirla del primer lugar como la región con más emisiones de MP. La distribución sigue el mismo orden que en el Caso 2, siguiendo a Antofagasta (II) como regiones más críticas la Región de Valparaíso (V), Atacama (III) y Biobío (VIII).

Con respecto al NO_X, al igual que con los otros contaminantes mencionados, la Región de Antofagasta (II) es la que tiene el cambio más favorable en términos absolutos, disminuyendo sus emisiones en 81.400 toneladas con respecto al Caso 2 (lo que implica una disminución del 12% con respecto a ese caso). Le sigue la región de Valparaíso (V), con una reducción de 6.000 toneladas (reducción del 6% con respecto al Caso 2). Finalmente, está Tarapacá (I), región que logra abatir 400 toneladas con respecto al Caso 2. En contraste, la Región Metropolitana (RM) es la que se ve más afectada, aumentando sus emisiones en un 8%, o 447 toneladas durante los 10 años estudiados. Se observa además que el aumento de alrededor de 10.000 toneladas de NO_X que sufre la Región de Valparaíso el año 2023 en el Caso 2, se logra retrasar un año con el impuesto. No obstante, lo opuesto ocurre con la Región de Atacama (III), donde el aumento que esta región sufre (de aproximadamente 10.000 toneladas) el año 2023 en el Caso 2, se adelanta un año en este caso, producto de la

redistribución de la generación instalada de termoeléctricas a carbón. A pesar de los cambios, Antofagasta (II), Valparaíso (II), Atacama (III) y Biobío (VIII) siguen ocupando los primeros lugares en cuanto a emisiones totales al igual que en el Caso 2.

Por último, la disminución de SO_X con respecto al Caso 2 se ve reflejada principalmente en una disminución en la emisión de Antofagasta (II), con una disminución de 458.000 toneladas (o 39% con respecto al Caso 2), Valparaíso (V) con 46.200 toneladas menos (disminución del 14%) y Tarapacá (I) con una reducción de 2.200 toneladas (disminución del 1%). La Región del Biobío (VIII) en contraste, aumenta su emisión en 390 toneladas con respecto al Caso 2, esto es 3% más que en dicho caso. Al igual como ocurre con el NO_X, el impuesto retrasa en un año (del 2022 al 2023) el aumento drástico (de alrededor de 51.000 toneladas) en la Región de Atacama (III). Pero en contraste, adelanta en un año el aumento de la misma cantidad (aproximada) de emisiones en la región de Valparaíso (V), del año 2023, como ocurría en el Caso 2, al 2022. Dados los cambios, Atacama (III) reemplaza a Valparaíso (V), ocupando el segundo lugar al ordenar las regiones de mayor a menor cantidad de emisiones totales. De esta manera Antofagasta (II) sigue estando en primer lugar, seguido de Atacama (III), Valparaíso (V) y Tarapacá (III).

4.4. Caso 4: impuesto al CO_2 y contaminantes locales considerando un nuevo proyecto hidroeléctrico

Este caso busca estudiar el funcionamiento del sistema considerando un aumento en el uso de recursos renovables. Se consideró para esto un embalse de 1.500 MW en la X Región de Los Lagos, el cual forma parte del plan de obra y puede ser instalado a partir del año 2023 (ver Tabla 4-8). El sistema será evaluado considerando los impuestos del Caso 3: 20 USD por tonelada emitida de CO_2; 5,716 USD/kg MP; 62 USD/ton SO_X y 159 USD/ton NO_X.

Tabla 4-8: Caso 4 – Características de la central de embalse agregada

Tipo central	Nodo	Año inicio	Potencia (MW)	VI (MMUSD)	Vida útil (años)
Embalse	31 – Puerto Montt 220	2023	1.500	5.100	50

La Tabla 4-9 presenta la potencia total y distribución de la matriz instalada durante el horizonte de simulación, tanto para generadores del plan de obra como para generación distribuida. Como se observa, se agregan aproximadamente 11,6 GW en total a la matriz del sistema, 1,13 GW más de lo que fue instalado durante el Caso 3. Esta diferencia en instalación se debe principalmente al aumento de potencia instalada de generación hidráulica, y a una disminución de lo instalado de generación a carbón.

Tabla 4-9: Caso 4 – Plan de obra instalado

Tecnología	Potencia Neta (MW)	Porcentaje	Δ Caso 3 (MW)
Carbón	1.558	13%	-375
Gas Natural	263	2%	0
Hidro	3.087	27%	1.500
Eólica	1.260	11%	0
Solar	3.743	32%	0
Biomasa y otros	167	1%	0
Eólica (GD)	480	4%	0
Solar (GD)	496	4%	4
Hidro (GD)	520	4%	0
Total instalado	11.574	100%	1.129

La instalación de nueva generación aumenta la potencia instalada en el sistema concluyendo en que al año 2027 el sistema alcanza un total de 28,7 GW disponible. El nuevo proyecto hidroeléctrico permite que no se instale uno de los generadores a carbón del plan de obra que sí fue instalado en el Caso 3, lo que significa un ahorro de 375 MW en esa tecnología con respecto a ese escenario. Por lo tanto, durante el horizonte de simulación, 113 generadores son instalados, incluyendo el nuevo proyecto hidroeléctrico. Naturalmente, la generación hidroeléctrica alcanza la mayor participación, con una potencia total de 9,4 GW al año 2027 (33% de la potencia de la matriz), aumentando la fracción de energías renovables de 46% al año 2018 a 58% para el año 2027. Solo el 13% de la potencia instalada del plan de obra corresponde a carbón, con 1,56 GW instalados durante el horizonte de simulación, lo que implica el uso de tan solo el 61% de la potencia a carbón disponible en el plan de obra, concluyendo en una potencia final de 6,02 GW al año 2027. Dado esto, la generación a carbón pierde un poco de relevancia con respecto a los casos anteriores, y solo el 21% de la matriz está compuesta por carbón a fines del horizonte de simulación (ver Figura 4-28). De todas formas, el carbón sigue manteniendo el segundo lugar como combustible más importante en la matriz.

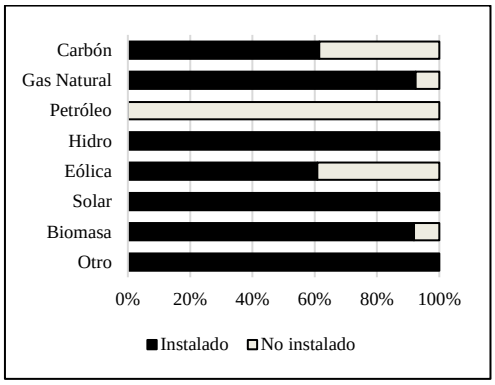

Figura 4-27: Caso 4 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología

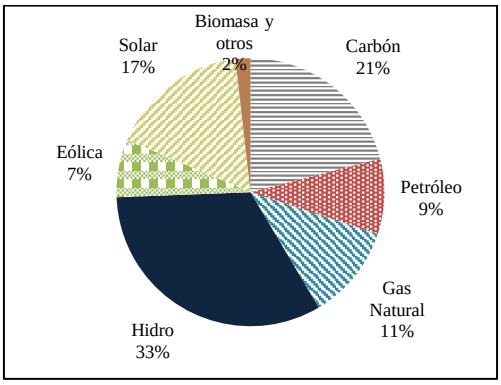

Figura 4-28: Caso 4 – Matriz del sistema al año 2027

Como se vio en los casos anteriores (Caso 2 y 3), el impuesto impulsa el uso de gas natural como tecnología de generación convencional. En este caso, durante los 10 años estudiados se instalan 263 MW de termoeléctricas en base a gas natural pertenecientes al plan de obra, con lo que a fines del 2027 la matriz posee un total de 3,28 GW de gas natural, alcanzando una participación del 11% de la potencia neta instalada. Por otro lado, no existen instalaciones de petróleo de los generadores disponibles en el plan de obra, debido a esto y a que existen plantas que dejan de estar en operación durante el horizonte de simulación, la presencia de este combustible disminuye a través del tiempo, pasando de 4,3 GW instalados el año 2018 a 2,6 GW el año 2027. En cuanto a las energías renovables de generación distribuida, se instalan un total de aproximadamente 1,5 GW, tan solo 4 MW más que lo instalado en el Caso 3, producto de un aumento en la instalación de energía solar (GD), por lo que no existen diferencias como consecuencia de ellas en la distribución de la matriz. En la Figura C-7 del Anexo C se presenta la evolución de la matriz en la década estudiada.

El principal cambio con respecto al Caso 3 corresponde a la menor instalación de termoeléctricas a carbón. La disminución de la generación instalada del plan de obra afecta la potencia instalada en la II Región de Tarapacá, la cual en este caso alcanza un total de 2.900 MW, 375 MW menos que lo instalado en el Caso 3. Por otro lado, la generación solar

distribuida también sufre algunas modificaciones. Existe un aumento de 60 MW emplazados en la I Región, un aumento de 40 MW en la V Región, y una disminución de 104 MW instalados en la II Región. De esta manera, debido al aumento de 1.500 MW emplazados en la X Región, existe una disminución de 479 MW instalados en la II Región y un aumento de 60 y 40 MW en la I y V Región respectivamente. El detalle de la distribución espacial de la generación instalada el año 2027 se presenta en la Tabla B-3 del Anexo B.

La Figura 4-29 permite un análisis más detallado de la distribución temporal de las nuevas instalaciones tanto de generadores pertenecientes al plan de obra como de generación distribuida. Como se concluyó del Caso 3, la presencia de impuestos al CO_2 y contaminantes locales permite adelantar la instalación tanto de energías renovables como de generación a gas natural. Así, el año 2021 ya se encuentra instalada el 100% de la generación eólica, y al año 2025 el 100% de la energía de origen hidroeléctrico. Además, el gas natural es instalado el 2019, es decir, ocho años antes que en el caso en que no se consideraron impuestos a contaminantes locales (Caso 2). En particular, en este caso la instalación del gran embalse el año 2023, redistribuye la instalación de termoeléctricas a carbón de lo que fue en el Caso 3, atrasando su entrada en la matriz. De esta manera, el generador a carbón más contaminante (con una potencia de 375 MW e instalado el año 2027 en el Caso 3) no se instala y en cambio se atrasa la instalación de 342 MW de carbón el año 2023 (Caso 3), hacia el año 2027. Así mismo, se atrasa en un año la instalación de 400 MW de carbón, del año 2025 (Caso 3) al año 2026. Con respecto a las otras tecnologías, no se observa un cambio significativo en comparación con lo presentado en el Caso 3, aunque cabe destacar que, si bien la potencia neta instalada cada año puede ser la misma, las generadoras instaladas no necesariamente lo son. La instalación de energía solar es distribuida en todos los años de simulación, restringiéndose al máximo técnico factible, con una instalación promedio de 423 MW anuales. De los 496 MW que fueron instalados en generación distribuida durante los 10 años, el 54% fue instalado en la II región, el 30% fue instalado en la I región durante los años 2026 y 2027 y el resto en la III y V región durante el último año de simulación.

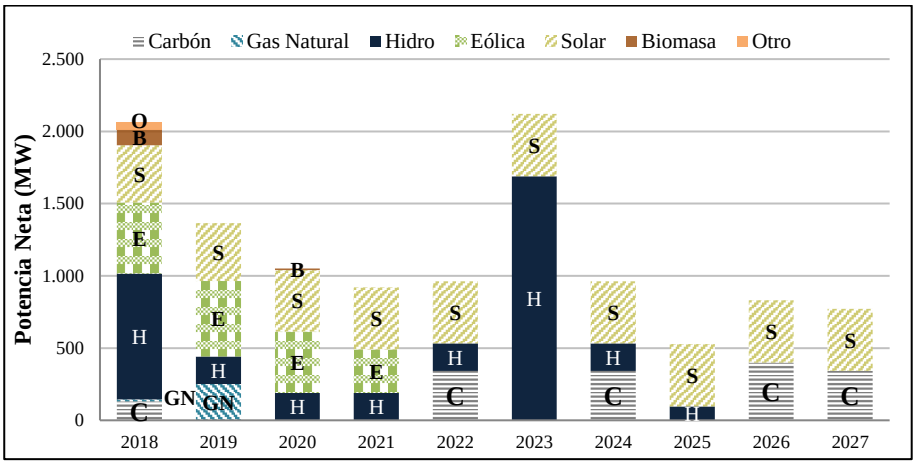

Figura 4-29: Caso 4 – Plan de obra instalado en cada año

Esta distribución de la nueva instalación del plan de obra y de la matriz total del sistema modifica también el origen de la generación de energía a través de los años, la cual aumenta de 75.900 GWh el año 2018, a 109.020 GWh para el año 2027. En la Figura -4-30 se presenta la generación de energía por tipo de combustible para todos los años de estudio. En ella se observa cómo la entrada del gran embalse el año 2023 no solo tiene como consecuencia el aumento del uso de energía hidráulica en aproximadamente 6.310 GWh para ese año y los siguientes, sino también la disminución del uso de generación a carbón, petróleo y gas natural en 2.350, 1.670 y 250 GWh durante el 2023. En general, el carbón sigue siendo el combustible más importante, produciendo en promedio el 40% de la energía de la matriz para los 10 años de simulación, aunque en este caso eso implica una generación de energía total de 357.420 GWh, 26.000 GWh menos que en el Caso 4. La generación hidroeléctrica ocupa el segundo lugar en la matriz de generación, con una generación promedio de 37%. En este caso la energía total generada durante los 10 años alcanzó un valor de 341.990 GWh, 31.750 GWh más que en el Caso 4. La energía eólica y solar alcanzan en conjunto una generación promedio del 10%, aumentando su participación de un 4% el año 2018 a un 13% para el año 2027. Debido a que no existen modificaciones en el total de potencia eólica instalada, el total de energía generada es la misma que en el escenario sin embalse, no así en el caso de la energía solar, generándose en este escenario un total de 57.620 GWh, 140 GWh más que en el Caso 3. Tanto el petróleo como el gas natural experimentan una disminución

de la energía producida total en los 10 años estudiados con respecto al caso anterior de 450 y 5.420 GWh respectivamente. Por último, la biomasa mantiene una participación homogénea y cercana al 3% durante todo el horizonte, con una generación idéntica a la del caso anterior.

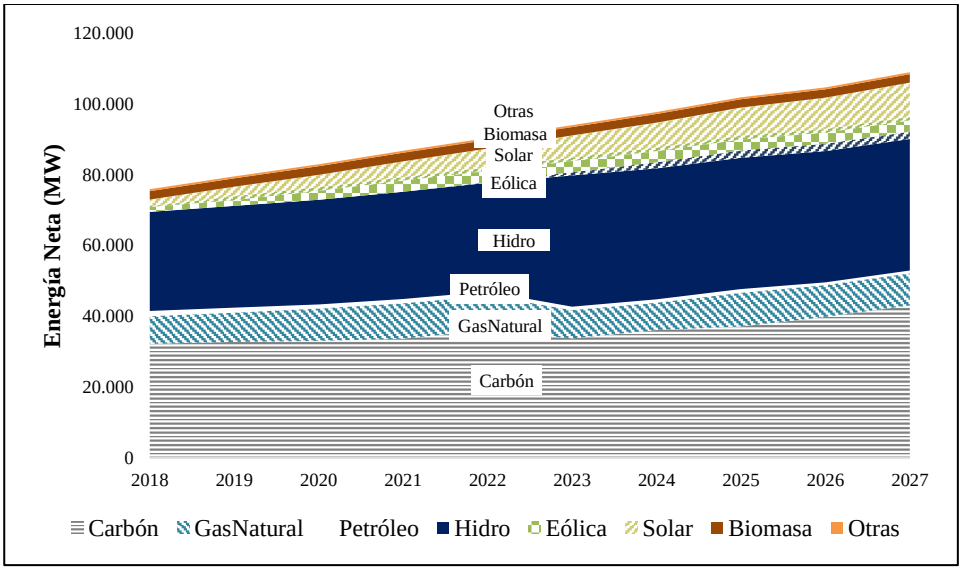

Figura -4-30: Caso 4 – Energía generada, matriz completa

Se instalan 6 líneas de transmisión durante el horizonte de estudio, las que en conjunto aumentan la capacidad de transmisión del sistema en 2,7 GW. En particular, las líneas Chena 110 – Cerro Navia 110 II (ID 292) y Cerro Navia 220 – Lampa 220 II (ID 295) permiten reforzar el paso en la RM de modo de transferir la energía de los nuevos proyectos hidroeléctricos de generación distribuida instalados el año 2023 en los nodos 17 (Los Almendros), 18 (Alto Jahuel) y 19 (Polpaico) hacia el nodo 15 (Chena). Por otro lado, la línea Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 II (ID 291) se adelanta un año desde el 2026 (Caso 3) al 2025 debido al adelanto de un año en la instalación de una planta solar de 300 MW en el nodo 19 (Polpaico).

Tabla 4-10: Caso 4 – Líneas de transmisión instaladas

ID	Nombre Línea	Año construcción	Flujo máximo (MW)	Costo Instalación (MMUSD)	COMA (MMUSD)	Región
297	Domeyko 220 - Escondida 220 III	2018	246	14,2	0,04	II
292	Chena 110 - Cerro Navia 110 II	2023	128	6,5	0,08	RM
295	Cerro Navia 220 - Lampa 220 II	2023	620	4,5	0,12	RM
281	Encuentro 220 - El Tesoro 220 II	2025	125	14,2	0,04	II
291	Lo Aguirre 500 - Polpaico 500 II	2025	1400	19,3	0,32	RM
293	El Cobre 220 - Esperanza SING 220 II	2025	222	41,9	1,24	I – II
		Total	**2.741**	**100,6**		

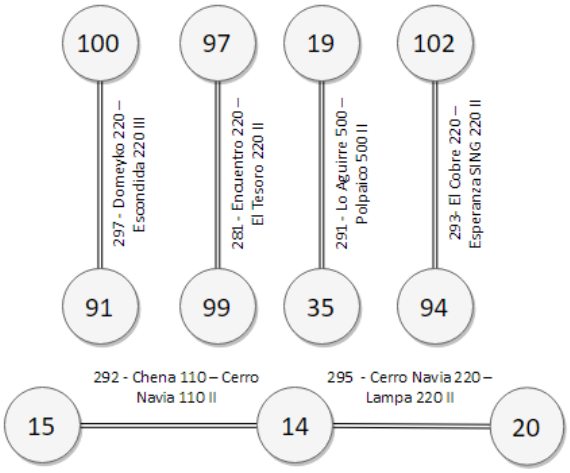

Figura 4-31: Caso 4 – Líneas instaladas

Naturalmente, los precios hasta el año 2023 tienen los mismos valores que en el Caso 3. Debido a la entrada del embalse, estos logran disminuir de 63 USD/MWh (promedio ponderado año 2022) a 56 USD/MWh (año 2023), y hacia fines de la simulación alcanzan un promedio de 54 USD/MWh, logrando una disminución de 4 USD/MWh con respecto al Caso 3. El aporte que hace la central hidroléctrica al sistema provoca un aumento en la dispersión de los precios, lo que se refleja en el notorio aumento del ASNPDI de 1,43 (promedio ponderado del Caso 3) a 17,6. Por otro lado, se ve un pequeño aumento del uso de las líneas (NCI) de 18% promedio a un 19%. Sin embargo, la instalación de lineas permite

que no haya congestión en la red. Todo esto se puede ver en la Figura 4-32 y la Figura 4-33 a continuación.

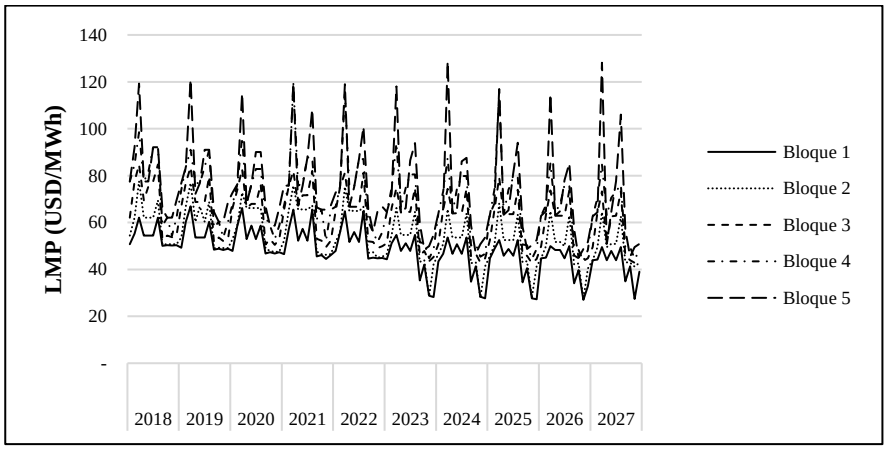

Figura 4-32: Caso 4 – Precios medios del sistema por bloque, mes y año

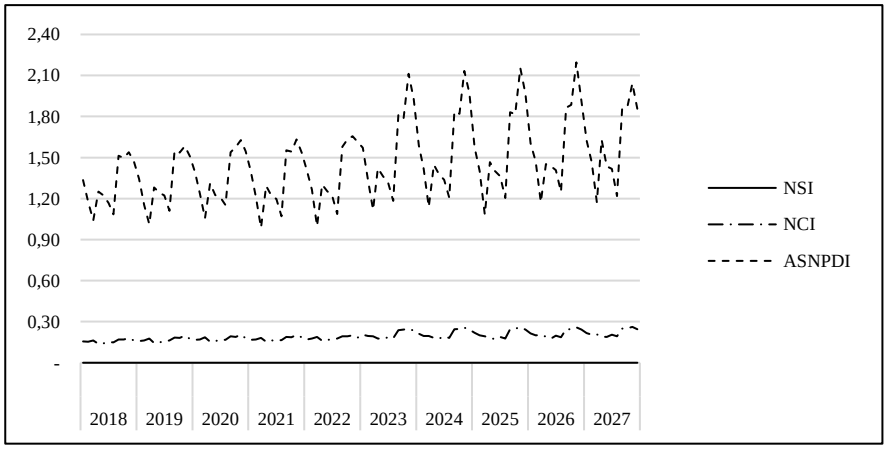

Figura 4-33: Caso 4 – Promedio mensual de índices NSI y ASNPDI

Como es de esperar, la generación del gran embalse amortigua la emisión de contaminantes el año 2023. Las emisiones de CO_2 logran disminuir de 36 a 33 millones de toneladas anuales desde el año 2022 al 2023. En total, se emiten 353,2 millones de toneladas de CO_2 en los 10 años, lo que significa una disminución de un 7% con respecto a lo emitido en el Caso 3. Así

mismo, las emisiones totales de MP, NO_X y SO_X disminuyen en un 10%, 11% y 27% con respecto a lo emitido en el Caso 3, alcanzando un total de 69.800, 721.200 toneladas para MP y NO_X y 1,16 millones de toneladas generadas de SO_X. Si bien la matriz final solo omite una generadora a carbón con respecto a lo instalado en el Caso 3, el factor de emisión al final del periodo 2027 es menor para todos los contaminantes, lo que se explica por un mayor uso de energía renovable en la generación del sistema. La entrada de nuevos proyectos de energía renovable puede disminuir bastante el factor de emisión de los contaminantes, de hecho, la caída (que también se observa en el Caso 3) del factor de emisión de CO_2 hasta el año 2021, es recuperada el año 2023, debido a la instalación del embalse.

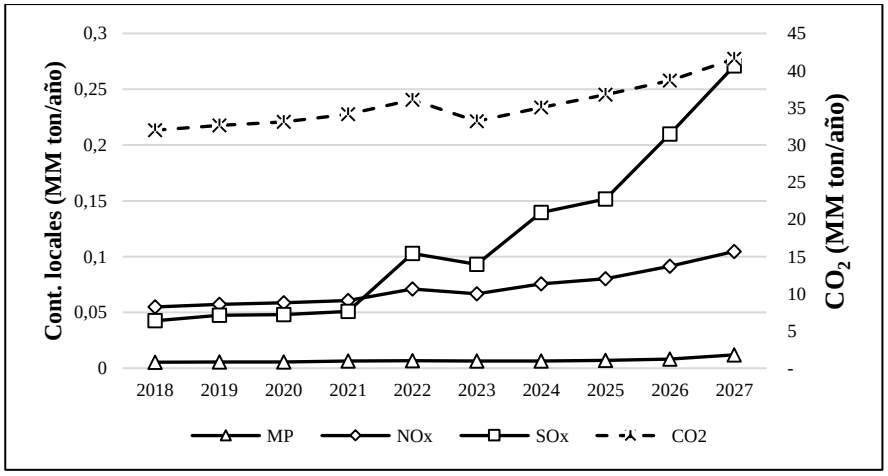

Figura 4-34: Caso 4 – Emisiones anuales

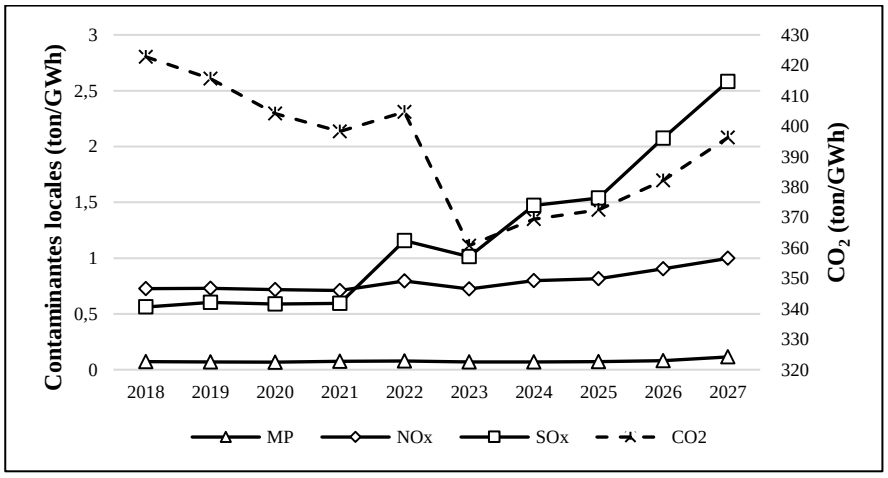

Figura 4-35: Caso 4 – Factor de emisión

A nivel regional, en el Anexo F se muestra la distribución y evolución de las emisiones, con el fin de analizar el efecto de la instalación del embalse en la distribución de contaminantes en el país. Al igual que en el Caso 3, la Región de Antofagasta (II) es la principal emisora de contaminantes, aportando en promedio el 44% de las emisiones de CO_2, 53% de MP, 41% de SO_X y el 77% de NO_X durante el periodo estudiado. En este caso, se observa que la instalación del embalse permite una disminución del uso de termoeléctricas en el país, con lo que se logra una disminución general de las emisiones en el territorio.

En contraste con el Caso 3, la instalación del embalse permite una disminución de 25 millones de toneladas de CO_2 en el periodo de 10 años. En este caso, esta reducción se ve reflejada en una disminución en todas las regiones del país, sin excepción. La región más beneficiada en términos absolutos en la Región de Valparaíso (V), con una reducción de 10,9 millones de toneladas durante los 10 años (que equivale una reducción de un 14% con respecto al Caso 3). Asimismo, Antofagasta (II) le sigue con una reducción de 8,9 millones de toneladas (reducción del 5%), Biobío (VIII) disminuye sus emisiones en 3,1 millones de toneladas (reducción del 6%) y Atacama (III) en 1,3 millones de toneladas (reducción del 2%). El resto de las regiones tiene una disminución menor, que alcanza un total de 777.000 toneladas. Sin embargo, no es menos relevante si se considera que la reducción de Coquimbo

(IV) y Los Lagos (9.900 y 1.400 toneladas) equivale a una reducción del 37% y 33% respectivamente con respecto a lo emitido el Caso 2. Por otro lado, la reducción de 1.400 toneladas de Los Lagos (X) corresponde a una disminución del 100% con respecto a lo emitido en el Caso 2. Si se ordena de mayor a menor emisión, las regiones con mayores emisiones son (al igual que en el Caso 3): Antofagasta (II), Valparaíso (V), Atacama (III) y Biobío (VIII), las que en conjunto representan el 96% de las emisiones totales de CO_2 en el país.

Al igual en con el CO_2, la disminución de MP de 7.700 toneladas con respecto al Caso 3 es consecuencia de la disminución de emisiones en todas las regiones del país. De esta manera, la Región de Antofagasta (II) es la que más disminuye en términos absolutos, con una emisión 5.000 toneladas menor que en el Caso 3 (que corresponde a una disminución del 12%). Le sigue la Región de Valparaíso (V), donde en total se emiten 1.900 toneladas menos que en el Caso 3 (reducción del 14%). En este contexto, Antofagasta (II) sigue siendo la región que más MP emite, seguida de Valparaíso (V), Atacama (III) y Biobío (VIII), al igual que en el Caso 3.

La reducción de 91.900 toneladas de NO_X se refleja principalmente en la Región de Valparaíso (V), la que disminuye en 46.900 toneladas sus emisiones de NO_X en los 10 años de simulación, lo que corresponde a una disminución de un 54% con respecto al Caso 3 sin embalse. La sigue a esta, en términos de reducción absoluta, la región de Antofagasta (II), con una disminución de 35.700 toneladas de NO_X con respecto al Caso 3 (que corresponde a una disminución del 6% con respecto a dicho caso). Atacama (III) y Tarapacá (I) también sufren una reducción importante, de 6.700 (reducción de 10%) y 1.600 (reducción del 3%) toneladas cada una. Como consecuencia de la instalación del embalse se tiene además el retraso del aumento de 10.000 toneladas de NO_X (aproximadamente) en la Región de Valparaíso. Dicho aumento, que en el Caso 3 ocurría durante el año 2023, en este caso ocurre en el año 2027. De esta manera, Antofagasta (II) sigue siendo la región emisora principal de NO_X, seguida de Atacama (III) (la cual toma la posición que en el Caso 3 era ocupada por Valparaíso (V)), Tarapacá (I) y Valparaíso (V).

Por último, el SO_X logra una disminución de 421.300 toneladas con respecto al Caso 3. En este caso Valparaíso (V) disminuye sus emisiones en 223.100 toneladas en total, lo que equivale a una reducción del 77% con respecto a lo emitido en el Caso 3. A esta región le siguen en reducción la Región de Antofagasta (II), con 156.000 toneladas menos, Atacama (III) con 33.500 toneladas menos y Tarapacá (I) con 7.900 toneladas menos. Como consecuencia de la redistribución de la instalación de termoeléctricas, al igual que con el NO_X, el aumento de 50.000 toneladas (aproximadas) de SO_X en Valparaíso, se retrasa del año 2023 (Caso 3) al año 2027. De esta forma, Valparaíso (V) pasa de ocupar el tercer lugar en términos de emisiones totales en el Caso 3, a ser reemplazada por Tarapacá (I) y ocupar el cuarto lugar en este caso. Así, la región que más emite corresponde a Antofagasta (II), seguida de Atacama (III), Valparaíso (V) y Tarapacá (III).

Se destaca que, en este caso, no se observan aumentos de emisiones en unas regiones como consecuencia de la disminución en otras. Para cada contaminante, la emisión en todas las regiones disminuye con respecto a lo emitido en el Caso 3, mejorando así la situación de todo el país sin excepción.

4.5. Caso 5: impuesto al CO_2 y contaminantes locales considerando una demanda electrificada

Este caso busca estudiar el funcionamiento del sistema considerando un aumento de la demanda del sistema en un 9% promedio, el cual fue definido a partir de lo publicado por el (Ministerio de Energía, 2015b) (ver Sección 3.2.3). El sistema será evaluado considerando los impuestos del Caso 3: 20 USD por tonelada emitida de CO_2, 5,716 USD/kg MP, 62 USD/ton SO_X y 159 USD/ton NO_X. Este caso será comparado principalmente con el Caso 3, debido a que ambos escenarios usan el mismo nivel de impuestos y plan de obra.

Como es de esperar, un aumento de la demanda anual requerirá una mayor instalación de generación en el sistema. En este, el plan de obra instalado está conformado por 118 generadores y 1,5 GW de centrales distribuidas, los que en total añaden 11,21 GW al sistema. La Tabla 4-11 muestra la nueva potencia y la distribución de la matriz instalada por tipo de tecnología. La mayoría de la generación instalada es de origen solar, seguido por carbón, hidroeléctrica y eólica. En conjunto, estas tecnologías corresponden al 81% de lo instalado durante el horizonte de simulación. Como se observa en la Figura 4-36, se instala el 100% de la potencia disponible en el plan de obra de energía hidroeléctrica, solar y carbón, a diferencia de los casos anteriores en los que no se logró instalar toda la potencia disponible a carbón[6]. Esto es consecuencia directa de la alta demanda, la cual necesita de mayor potencia gestionable para poder abastecerse. Con este mismo fin, también se instalan 116 MW de petróleo, combustible que no había sido instalado en los casos analizados anteriormente. Por otro lado, el uso de gas natural se mantiene igual que casos anteriores, ocupando el 12% de la potencia disponible en el plan de obra. Por último, de modo de alimentar la demanda aliviando la congestión en las líneas, instaló un 3% más de generación distribuida que en el Caso 3.

[6] En el Caso Base se instaló el 88%, en el Caso 2 y 3 se instaló el 74%, y en el Caso 4 se instaló el 61%

Tabla 4-11: Caso 5 – Plan de obra instalado

Tecnología	Potencia Neta (MW)	Porcentaje	Δ Caso 3 (MW)
Carbón	2.533	23%	600
Petróleo	116	1%	116
Gas Natural	263	2%	0
Hidro	1.587	14%	0
Eólica	1.260	11%	0
Solar	3.743	33%	0
Biomasa y otros	167	1%	0
Eólica (GD)	480	4%	0
Solar (GD)	503	4%	11
Hidro (GD)	560	5%	40
Total instalado	11.212	100%	767

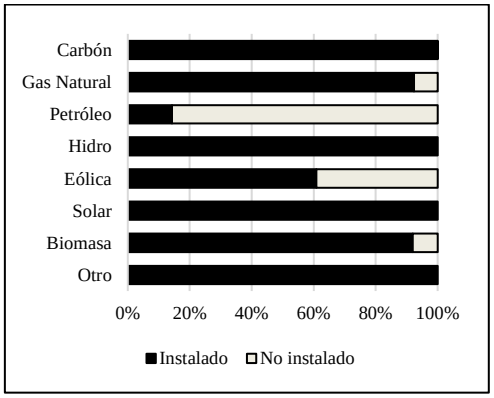

Figura 4-36: Caso 5 – Porcentaje de la potencia del plan de obra instalado, por tecnología

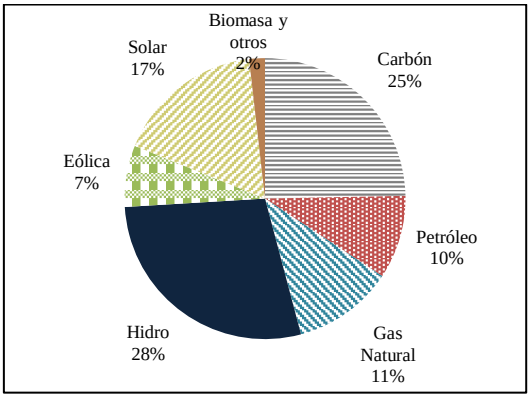

Figura 4-37: Caso 5 – Matriz del sistema al año 2027

Con la generación instalada, el sistema alcanza una potencia instalada total de 28,3 GW al año 2027. A través de los años, la matriz está predominantemente compuesta por energía hidráulica y carbón, con una participación promedio de 31% y 23% respectivamente. A medida que pasan los años, la energía térmica (i.e. carbón, petróleo y gas natural), cuya potencia instalada al 2018 corresponde al 55% de la potencia instalada del sistema y al 46% el año 2027, pierden presencia frente a los generadores de energía renovable, cuya participación aumenta de un 45% a un 54% de la potencia neta instalada en el sistema, consecuencia directa del aumento en el costo variable de los generadores debido a los impuestos. La instalación de nuevas centrales a petróleo amortigua un poco la caída de este

combustible en la matriz con respecto a los casos anteriores, alcanzando un total instalado de 3,72 GW al final del horizonte de simulación, con una participación del 10%. La evolución de la matriz se presenta en la Figura C-8 del Anexo C.

La Figura 4-38 muestra la instalación anual de los distintos combustibles usados. De forma consistente con los casos con impuestos discutidos anteriormente (Caso 3 y 4), la instalación de energía renovable ocurre desde los inicios de la simulación. En particular, la energía eólica concluye sus instalaciones el año 2021, seguido de la energía hidráulica, la cual termina el año 2025. Además, la energía solar está presente instalando el máximo de su potencia técnica factible durante todos los años de simulación, acá el 92% de la generación distribuida está emplazada en la II Región de Antofagasta, convirtiendo a la energía solar en el segundo energético más importante de la región, luego del carbón. Por otro lado, el gas natural es instalado el año 2018, un año antes que en el Caso 3 y 4, debido a la mayor necesidad energética. En consecuencia, ese mismo año se instalan 90 MW y 24 MW menos de energía eólica y biomasa respectivamente, por lo que se observa una disminución del uso de combustibles renovables durante ese año debido a la temprana entrada del gas natural. El uso de carbón no solo se adelanta, sino que también aumenta de manera importante. Para el año 2024, ya se tiene instalada tanta potencia como se instaló en el Caso 3 durante los 10 años (1,93 GW), y el año 2025 se agregan otros 600 MW a la potencia. El petróleo entra al final de la simulación, con una instalación de 35 y 81 MW en los años 2026 y 2027 respectivamente, aumentando la potencia instalada de la VI, VII y X región. El detalle de la nueva generación instalada por región se presenta en la Tabla B-4 del Anexo B.

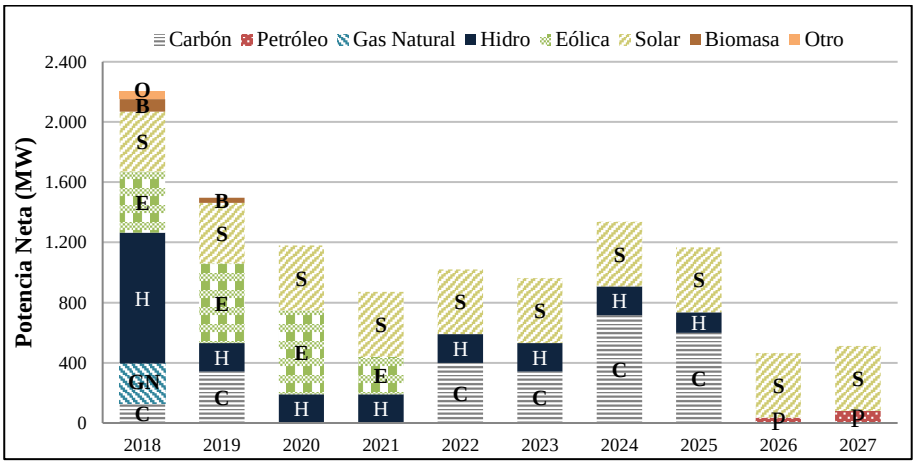

Figura 4-38: Caso 5 – Plan de obra instalado en cada año

El impacto de la electrificación en la generación de energía, con respecto a los otros casos analizados es notorio. La generación aumenta de 84.380 GWh a 122.300 GWh en tan solo 10 años, generando un total de 1.008.070 GWh durante el periodo completo. Si bien se tiene una disminución de la potencia térmica instalada en términos relativos con respecto a la potencia de generación renovable, esto no ocurre al analizar la energía generada. El aumento de la demanda es alimentado principalmente por generación térmica (i.e. carbón, gas natural y petróleo), lo que disminuye la dependencia del sistema en energías renovables con respecto al Caso 3. De hecho, los generadores térmicos generaron 573.310 GWh en total durante los 10 años de estudio, 84.500 GWh más que en el Caso 3; por otro lado, la generación renovable (i.e. hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa) generó 429.250 GWh, 514 GWh más que en el Caso 3. Como se observa en la Figura 4-39, la entrada de generadores a carbón aumenta de forma importante la generación de energía en base a ese combustible para los años 2024 y 2025. Dicha tecnología mantiene su posición como el principal generador del sistema durante todos los años, y aumenta su participación en la generación de un 42% el año 2018 a un 45% para el año 2027, generando 55.440 GWh durante ese último año y aumentando su generación en 2.500 GWh promedio al año. La energía hidroeléctrica es la que tiene la segunda mayor participación en el sistema, generando en promedio el 31% de la energía. Con un aumento promedio de 440 GWh al año, su desarrollo no es tan notorio como el de otras tecnologías y por lo tanto baja su participación de un 33% del total de energía generada

el año 2018 a un 27% para el año 2027. El gas natural mantiene una presencia que fluctúa entre el 13% y el 9% de la energía generada, llegando a su mínimo el año 2024 junto con la generación a petróleo, año en que la generación a carbón aumenta en 4.500 GWh con respecto al año anterior. El petróleo pierde presencia en el sistema, generando desde un 4% (el 2018) a un 1% (el 2027) de la energía total producida en el sistema. Si bien su disminución de participación es consistente, existen años en que la generación de energía en base a petróleo aumenta con respecto al año anterior, esto ocurre el año 2023, año en que la generación a gas disminuye en 280 GWh, y también a partir del año 2025, año previo a la entrada de nuevas centrales a petróleo y en que la demanda aumenta en un 10% con respecto al año anterior. La energía generada por plantas solares comienza con una participación del 2% y terminando con una del 7%, generando alrededor de 9.700 GWh durante el año 2027, 5 veces más de lo que se generaba el año 2018. La energía de origen eólico por otro lado, tiene un crecimiento menor, aunque no menos relevante, triplicando su generación de 1.400 GWh a 4.190 GWh durante los 10 años.

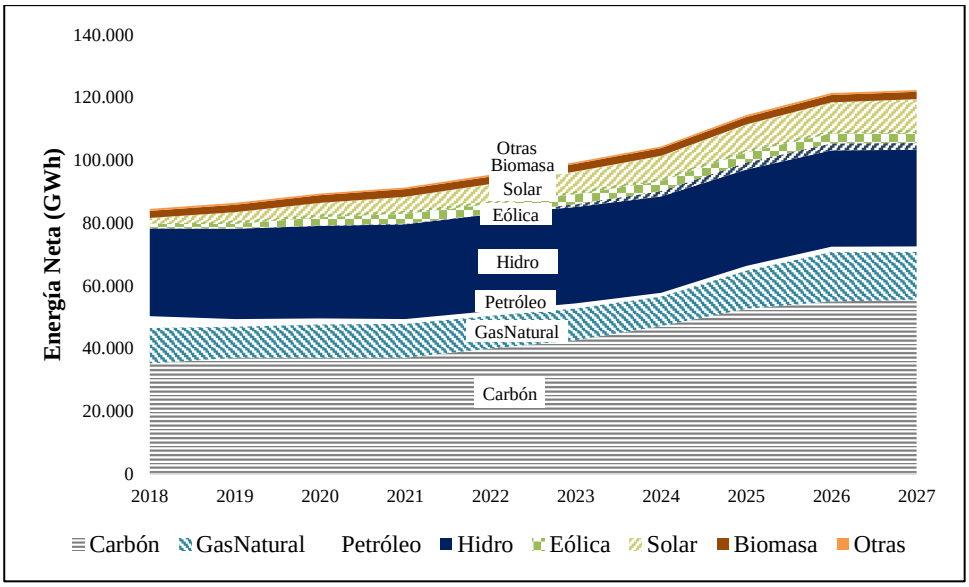

Figura 4-39: Caso 5 – Energía generada, matriz completa

En este caso, se instalan 11 líneas, las que en conjunto aumentan la capacidad de flujo del sistema en 3,46 GW. En particular, las líneas Puerto Montt 220 – Melipulli 220 (ID 115) y Melipulli 220 – Chiloé 220 (ID 116) son consecuencia de la instalación de generación hidráulica distribuida que entra en la X Región, específicamente en el nodo 46 (Chiloé), el año 2025. Por otro lado, como se puede ver en la Figura 4-40, las líneas de ID: 287, 293, 282 y 289 ayudan a reforzar el paso entre los nodos de la II Región, desde el nodo 100 al nodo 82 (Chacaya), lo que permite un mejor flujo de la generación solar instalada en la región. Como se mencionó en el Caso Base, la línea Chena 110 – Cerro Navia 110 II (ID 292) perteneciente a la RM es consecuencia de la activación de una central de gas natural de 321 MW el año 2025

Tabla 4-12: Caso 5 – Líneas de transmisión instaladas

ID	Nombre Línea	Año construcción	Flujo máximo (MW)	Costo Instalación (MMUSD)	COMA (MMUSD)	Región
297	Domeyko 220 – Escondida 220 III	2018	246	14,2	0,04	II
283	Chacaya 220 – Mejillones 220 II	2024	305	14,5	0,41	II
291	Lo Aguirre 500 – Polpaico 500 II	2024	1400	19,3	0,32	RM
115	Puerto Montt 220 – Melipulli 220	2025	183	11,4	0,26	X
116	Melipulli 220 – Chiloé 220	2025	183	41,9	1,24	X
287	Mejillones 220 – O'higgins 220 III	2025	183	14,5	0,41	II
292	Chena 110 – Cerro Navia 110 II	2025	128	6,5	0,08	RM
293	El Cobre 220 – Esperanza SING 220 II	2025	222	41,9	1,24	I
282	O'higgins 220 – Palestina 220 II	2026	183	8,0	0,22	II
286	Domeyko 220 – Escondida 220 II	2026	246	14,2	0,04	II
289	Palestina 220 – Domeyko 220 II	2026	183	1,0	0,02	II
		Total	**3.462**	**187,2**		

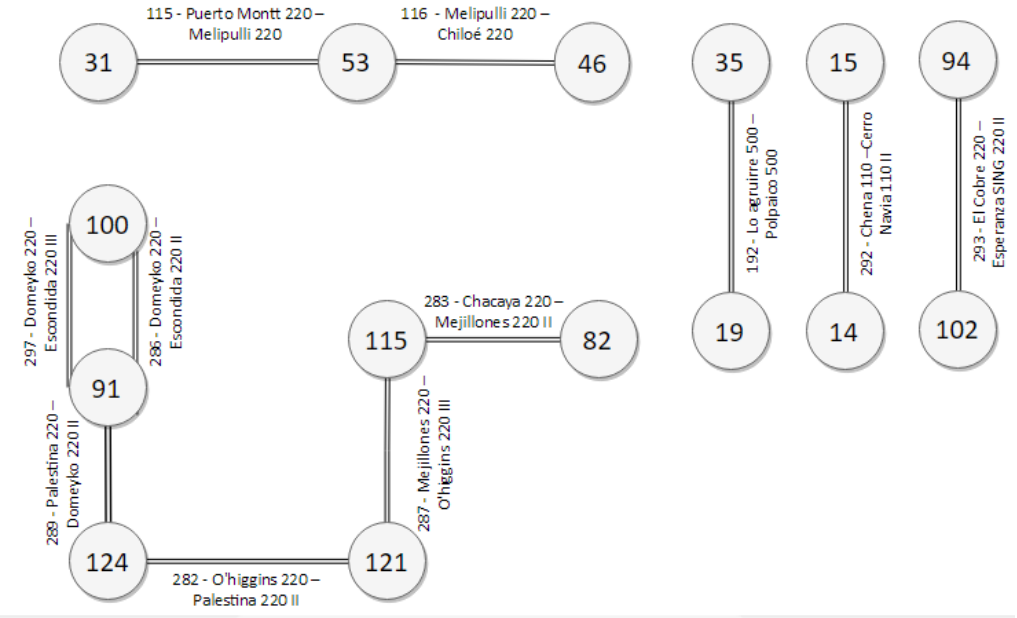

Figura 4-40: Caso 5 - Red formada por instalación de líneas nuevas

El incremento de la demanda implica una mayor cantidad de flujo en las líneas de transmisión. No obstante, la instalación de líneas y el aumento del uso de generación distribuida amortigua esto de manera que no se observa mayor congestión en las líneas, tan solo un pequeño porcentaje de estas se ve congestionada durante el año 2025 y 2026, periodo en que la demanda sufre el mayor aumento relativo. En promedio, las líneas mantienen un porcentaje de ocupación de 20%, 2% más que en el Caso 3, lo cual sigue permitiendo al sistema funcionar sin problemas. Naturalmente, los precios promedio del sistema son en promedio 9 USD/MWh más altos que en el Caso 3, producto del alto uso de generación térmica. Sin embargo, la entrada de generación renovable permite que estos disminuyan hasta el año 2024, llegando a ser solo 1 USD/MWh más altos que en el mismo periodo para el Caso 3. No obstante, en el siguiente periodo (2025) estos empiezan a aumentar nuevamente, producto de la entrada de más generación termoeléctrica al sistema. Como consecuencia, la dispersión de los precios aumenta hasta el año 2024, para luego disminuir hacia el año 2025, no obstante, en promedio estos son menores que en Caso 3. El detalle de las métricas se presenta en el Anexo E.

La instalación y uso de generación termoeléctrica tiene directa relación con la emisión de contaminantes. En este caso las emisiones sufren un aumento inicial, producto de la instalación de carbón y gas natural durante el primer año de simulación, para luego mantenerse estables hasta el año 2021. A partir del año 2022, las emisiones (en particular de SO_X) sufren un aumento importante, producto de la instalación de 2,06 GW de potencia a carbón en el sistema entre los años 2022 y 2025. Durante todo el periodo de simulación se emiten en total 441 millones de toneladas de CO_2, esto es, 17% más que en el Caso 3. Además, se tiene una emisión total de 103.830, toneladas de MP y 1,04 y 2,57 millones de toneladas de NO_X y SO_X respectivamente, lo que implica un aumento de 34%, 28% y 63% con respecto al Caso 3. Sin duda, un sistema electrificado sin la capacidad de generar energía de forma limpia será uno en que los contaminantes aumenten en forma drástica, aún con impuestos que promuevan el uso de energías renovables.

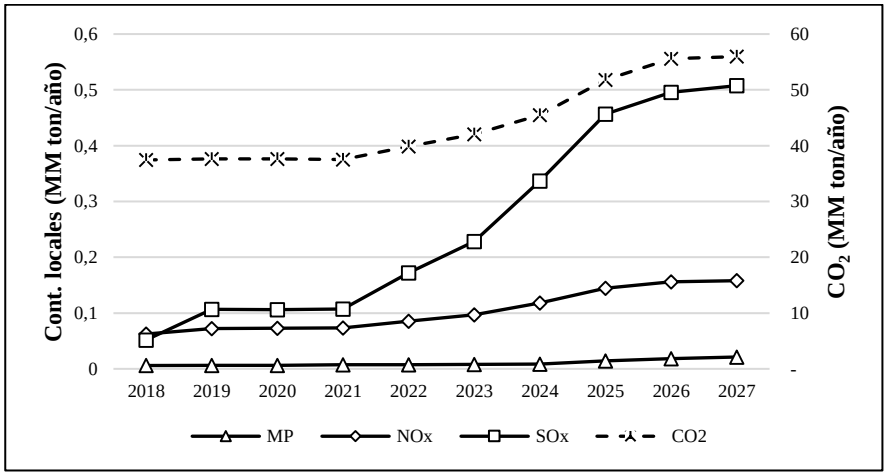

Figura 4-41: Caso 5 – Emisión de contaminantes

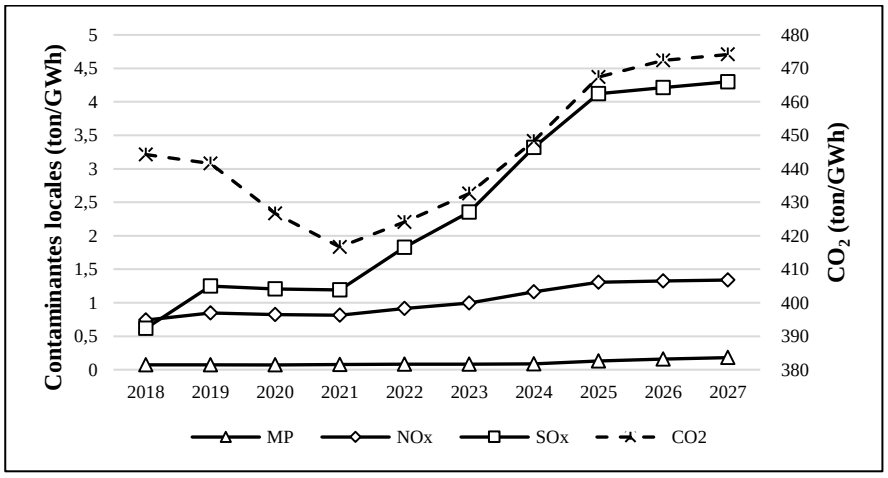

Figura 4-42: Caso 5 – Factor de emisión

En el Anexo F se muestra la distribución y evolución de los contaminantes para los años 2018, 2022 y 2027. Para efectos de comparación, se considerarán los resultados del Caso 3, en que se tiene el mismo nivel de impuestos y una demanda no electrificada.

Al igual que en el Caso 3, la Región de Antofagasta (II) es donde se emiten la mayor cantidad de contaminantes, aportando en promedio el 49% de las emisiones de CO_2, 60% de MP, 62% de SO_X y el 80% de NO_X durante el periodo estudiado. En este caso, se observa que la electrificación de la demanda aumenta el uso de termoeléctricas en el país, con lo que se logra un aumento general de las emisiones en el territorio, con excepción de la región de Atacama (III), donde se observa una disminución de las emisiones.

La electrificación impacta de forma importante las emisiones de CO_2, las cuales aumentan en 62,8 millones de toneladas con respecto al Caso 3, aumento que se observa desde el primer año de estudio. En particular, la región que se ve más afectada es la Región de Antofagasta (II), con un aumento de 46,5 millones de toneladas emitidas en total, esto es, un aumento del 28% con respecto a lo emitido en el Caso 3. Le sigue, en términos de aumento absoluto de emisiones, la Región de Valparaíso (V), Tarapacá (I), Biobío (VIII), y Metropolitana (RM), cada una con un aumento de 7,7; 6,5; 2,5; y 1,8 millones de toneladas respectivamente. Entre

los cambios más relevantes se encuentran Los Lagos (X), Los Ríos (XIV), y Coquimbo (IV), las que aumentan sus emisiones en 32, 11 y 4 veces respectivamente con respecto al Caso 3. En contraste con estos aumentos, la región de Atacama (III) es la única que disminuye sus emisiones, reduciéndolas en un total de 2,6 millones de toneladas (un 4% con respecto a lo emitido en el Caso 3) debido al retraso de la instalación de una central a carbón, del año 2022 (Caso 3) al año 2024. De esta forma, Antofagasta (II), Valparaíso (V), Atacama (III) y Biobío (VIII) siguen siendo las regiones que concentran la mayor cantidad de emisiones del país.

En cuanto a las emisiones de MP, en este caso se emiten 26.300 toneladas más que en el Caso 3, las que se emiten principalmente en la Región de Antofagasta (II) y Tarapacá (I). Así, Antofagasta (II) aumenta sus emisiones 24.200 toneladas (58% más de lo emitido en el Caso 3), y Tarapacá en 1.200 toneladas (68% más de lo emitido en el Caso 3). Atacama (III) por otro lado, disminuye sus emisiones en 500 toneladas, emitiendo un 4% menos de lo generado durante el Caso 3. Así, Antofagasta (II), Valparaíso (V), Atacama (III) y Biobío (VII) son las regiones con mayores emisiones del país, concentrando el 97% de lo generado de MP.

Las emisiones de NO_X aumentan en 226.300 toneladas en total con respecto al Caso 3, las cuales son emitidas principalmente en las regiones de Antofagasta (II), Tarapacá (I) y Valparaíso (V). Dichas regiones aumentan sus emisiones de NO_X en 190.000, 33.200 y 14.900 toneladas respectivamente. La Región Metropolitana (RM) sufre un aumento del 26% con respecto a sus emisiones del Caso 3, lo que equivale a un incremento de 1.600 toneladas emitidas. En contraste, la Región de Atacama (III) disminuye sus emisiones en 13.400 toneladas, emitiendo un 20% menos que en el Caso 3. Asimismo, como consecuencia de la redistribución de la instalación de termoeléctricas, se retrasa el aumento de emisiones (de aproximadamente 10.000 toneladas) que ocurre en el Caso 3 durante el año 2022, en 2 años, ocurriendo ahora el año 2024. De esta manera, se redistribuyen las emisiones de modo que a Antofagasta (II) como emisor principal, le siguen Valparaíso (V), Tarapacá (I) y Atacama (III), esta última bajando un puesto con respecto al Caso 3.

Por último, las emisiones de SO_X aumentan en 990.400 toneladas, las que se encuentran (al igual que en el caso del NO_X) principalmente en Antofagasta (II), Tarapacá (I) y Valparaíso (V). La Región de Antofagasta (II) aumenta sus emisiones a más del doble con respecto al Caso 3, alcanzando un aumento total de 861.400 toneladas para este caso. Asimismo, Tarapacá (I) aumenta sus emisiones en un 69%, con un aumento de 166.300 toneladas, y las emisiones en Valparaíso (V) crecen en un 10%, con un aumento de 29.000 toneladas. En contraste, y tal como ocurrió con los otros contaminantes, Atacama (III) disminuye sus emisiones en un 20% (67.200 toneladas). Además, tal y como se observó para el SO_X, el aumento de emisiones (de aproximadamente 57.000 toneladas) que ocurre el año 2022, en este caso se retrasa 2 años, ocurriendo recién el año 2024. De esta manera, Atacama (III) pasa de ocupar el segundo lugar (Caso 3) al cuarto lugar al ordenar las regiones de mayor a menores emisiones totales. Así, las regiones que más emiten son: Antofagasta (II), Tarapacá (I), Valparaíso (V) y Atacama (III), concentrando en total el 99% de las emisiones del país.

5. DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN

En esta investigación se estudian los efectos de distintos mecanismos de mitigación de las emisiones de contaminantes globales y locales sobre las emisiones del sistema eléctrico chileno durante un periodo de una década y considerando distintos escenarios de evolución del sector eléctrico. Esto fue modelado como un problema de programación lineal entero mixto de minimización de costos, considerando cinco casos de estudio: (1) sin impuestos, (2) impuesto al carbono, (3) impuestos a contaminantes globales y locales (CO_2, MP, SO_X y NO_X), (4) plan de obra hidráulico con impuestos a contaminantes globales y locales, y por último un escenario de (5) electrificación de la demanda bajo impuestos a contaminantes globales y locales. El análisis se centra en el periodo de entrada y características de las nuevas inversiones, el origen de la energía generada y las emisiones en cada periodo. A continuación, se presenta un resumen de los principales resultados que se desprenden del análisis.

En la Tabla 5-1 se puede comparar la instalación del plan de obra en cada caso de estudio. Como se observa, al agregar impuestos al CO_2 (Caso 2), la potencia de carbón instalado disminuye con respecto a lo instalado en el Caso Base, acompañado de un aumento en la instalación de generación renovable y gas natural. El agregar impuestos a contaminantes locales (Caso 3), disminuye lo instalado de generación hidroeléctrica distribuida y aumenta la energía solar distribuida con respecto al Caso 2, lo que, si bien disminuye la potencia total renovable instalada, permite ahorrar costos de instalación tanto de generación como de líneas (ver Tabla 5-2). La instalación de un embalse de 1.500 MW de potencia (Caso 4), permite disminuir la potencia instalada de carbón, la que no había sido modificada desde la implementación de impuestos al CO_2 (Caso 2), dándole más presencia a la generación renovable en la matriz. Finalmente, la electrificación de la demanda (Caso 5), aumenta la potencia neta total instalada, modificando principalmente las centrales de carbón y de petróleo, así como de generación distribuida solar e hidroeléctrica. El aumento de las centrales de carbón y petróleo se debe a varias razones: en primer lugar, no es posible en este caso instalar la potencia necesaria en energía solar o eólica, debido a que ambas se

encuentran instalándose en su máximo potencial técnico factible. Por otro lado, las centrales que quedan por instalar de gas natural y biomasa son considerablemente más caras que las instaladas de petróleo. Finalmente, no se instala generación eólica debido a que el costo de capital de instalar dichas centrales es considerablemente más alto que el de las centrales a petróleo instaladas, incluso considerando el costo de emisión fijado por el impuesto. Es decir, el nivel de impuesto no logra en este caso aumentar el costo de las centrales térmicas tal que su instalación no sea conveniente.

Tabla 5-1: Potencia neta instalada en cada caso de estudio

Tecnología	Caso Base (MW)	Caso 2 (MW)	Caso 3 (MW)	Caso 4 (MW)	Caso 5 (MW)
Carbón	2.235	1.933	1.933	1.558	2.533
Gas Natural	12	263	263	263	263
Petróleo	0	0	0	0	116
Total térmico	**2.247**	**2.196**	**2.196**	**1.821**	**2.912**
Hidro	1.587	1.587	1.587	3.087	1.587
Eólica	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260
Solar	3.743	3.743	3.743	3.743	3.743
Biomasa y otros	147	167	167	167	167
Eólica (GD)	480	480	480	480	480
Solar (GD)	452	469	492	496	503
Hidro (GD)	520	560	520	520	560
Total renovable	**8.189**	**8.266**	**8.249**	**9.753**	**8.300**

Tabla 5-2: Información de instaladas en cada caso de estudio

Parámetro	Caso Base	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Número de líneas	5	7	5	6	11
Flujo total (GW)	2,2	2,57	2,2	2,74	3,46
Costo de instalación total (MMUSD)	68,6	121,9	68,6	100,6	187,2

Las restricciones de factibilidad técnica no permiten mayores cambios en la instalación de algunas tecnologías, en particular en el caso de la generación hidroeléctrica, solar y eólica. Si bien la implementación de impuestos ayuda a disminuir la instalación de energía termoeléctrica, sin el plan de obra adecuado que permita sustituir esta energía, la reducción de su uso será restringido por la necesidad de alimentar la demanda del sistema. No obstante, el uso de impuestos logra adelantar la instalación de las centrales menos contaminantes, y

retrasar la instalación de aquellas centrales que emiten más. De esta manera, se prioriza el uso de este tipo de generación, disminuyendo las emisiones totales del sistema durante los 10 años considerados.

La Tabla 5-3 permite comparar la generación de energía total para cada caso de estudio. Como es de esperar, debido a la menor instalación de termoeléctricas, la generación térmica disminuye desde el Caso Base al Caso 2, y la generación renovable aumenta. Por otro lado, en el Caso 3 la disminución en el uso de las termoeléctricas a carbón es compensada con un aumento en la generación térmica en base a gas natural y petróleo, con respecto al Caso 2. Pero además se disminuye el uso de energía renovable en el sistema, como consecuencia de la modificación de los periodos del plan de obra instalado. El agregar la posibilidad de aumentar de forma importante la generación renovable (Caso 4), la generación térmica disminuye a un nivel menor a los casos anteriores, concluyendo que la disminución de la dependencia de combustibles fósiles está sujeta a la existencia de este *buffer* de generación. Por último, al aumentar la demanda, pero considerando el efecto de los impuestos (Caso 5), la demanda es principalmente alimentada por generación térmica, aumentando, aunque levemente, la generación de origen renovable.

Tabla 5-3: Energía generada en cada caso de estudio

Tecnología	Caso Base (mil GWh)	Caso 2 (mil GWh)	Caso 3 (mil GWh)	Caso 4 (mil GWh)	Caso 5 (mil GWh)
Carbón	416,0	396,2	383,5	357,4	438,8
Gas Natural	67,5	81,1	93,6	88,2	115,7
Petróleo	11,5	11,5	11,8	11,3	18,8
Total térmico	**495,0**	**488,8**	**488,8**	**456,9**	**573,3**
Hidro	310,3	310,7	310,2	342,0	310,9
Eólica	33,7	37,2	37,2	37,2	36,9
Solar	56,8	57,2	57,5	57,6	57,6
Biomasa	27,4	29,3	29,4	29,4	29,3
Total renovable	**428,2**	**434,3**	**434,2**	**466,1**	**434,8**

Al considerar un impuesto a las emisiones, estas disminuyen, lo que se cumple para todos los contaminantes estudiados. Sin embargo, al considerar impuestos solo al CO_2 (Caso 2), si bien disminuye la emisión de contaminantes locales (MP, SO_X y NO_X) producto de co-beneficios de mitigación de emisiones, no se logra un impacto tan importante como si se consideraran impuestos específicos a dichos contaminantes (Caso 3). En efecto, es posible seguir disminuyendo la emisión de los contaminantes locales, lo cual es evidenciado en el Caso 3. Ahora bien, estas disminuciones están sujetas al tipo de plan de obra que se considere, por lo que las emisiones pueden lograr disminuciones aún mayores si se consideran incentivos que modifiquen de forma efectiva el plan de obra hacia uno que considere más energía renovable (Caso 4). Si la demanda crece más de lo esperado, con el plan de obra original, la emisión de contaminantes aumentará inevitablemente, aunque el MP podrá mantenerse en un nivel más bajo que en el Caso Base haciendo uso de aquellos generadores con sistemas de abatimiento eficientes. A raíz de esto, se concluye que además del uso de impuestos, un plan de obra que permita reemplazar el uso de termoeléctricas por otra tecnología, y el uso de sistemas de abatimiento son las maneras más efectivas de disminuir las emisiones de las centrales.

Tabla 5-4: Emisión total de contaminantes en cada caso de estudio

Contaminante	Caso Base (MM ton)	Caso 2 (MM ton)	Caso 3 (MM ton)	Caso 4 (MM ton)	Caso 5 (MM ton)
CO_2	397	384	378	353	441
MP	0,40	0,39	0,08	0,07	0,10
NO_X	0,95	0,89	0,81	0,72	1,04
SO_X	2,31	2,04	1,58	1,16	2,57

De todas formas, el reducir las emisiones totales del país no implica una mejora para cada región en particular. La reducción en una región puede implicar el aumento de las emisiones en otras, por lo que si bien el resultado global es la disminución de emisiones, existen regiones que se ven particularmente perjudicadas por la medida. Este es el caso de Atacama (III), la Región Metropolitana (RM), Biobío (VIII) y Los Ríos (XIV), todas regiones que aumentan sus emisiones cuando se añaden impuestos a contaminantes locales (Caso 3) con respecto al caso en que solo se consideran impuestos al CO_2 (Caso 2). Resultados similares fueron analizados por E. Sauma (2012) y Chen (2009), en que se concluye que la adopción de una medida local de minimización de emisiones puede, en efecto, perjudicar a otras regiones adyacentes. En este caso, la razón principal de esta fuga de emisiones es la falta de energías renovables que suplan la disminución de generación que ocurre al no usar las centrales térmicas convencionales, por lo que el efecto puede ser mitigado al considerar un plan de obra con una mayor cuota de energías renovables, como ocurre en el escenario en el Caso 4. La comparación de los cambios de emisiones entre regiones se presenta de la Tabla G-5 a la Tabla G-8 en el Anexo G.

Finalmente, en la Tabla 5-5 se presenta el promedio ponderado para las métricas de uso (NCI), congestión (NSI) y precios promedios (LMP) del sistema. Los impuestos aumentan el precio local marginal promedio del sistema notoriamente, el cual naturalmente alcanza el máximo valor en el Caso 5 debido a la dependencia del sistema en las centrales térmicas. Además, como efecto secundario, disminuyen la dispersión de precios, la cual sufre un especial aumento debido a la gran cantidad de energía renovable ocupada durante el Caso 4.

Por último, la baja congestión, producto de la expansión óptima de líneas, asegura que los resultados no son consecuencia de problemas en la transmisión.

Tabla 5-5: Promedio ponderado de métricas para cada caso de estudio

	Caso Base	**Caso 2**	**Caso 3**	**Caso 4**	**Caso 5**
LMP promedio (USD/MWh)	50	60	61	60	69
NSI (%)	0,1	0	0	0	0
NCI (%)	19	18	18	19	20
ASNPDI	1,84	1,46	1,43	17,6	1,28

A modo de conclusión, efectivamente, los impuestos logran disminuir las emisiones totales del sistema, adelantando el uso de centrales de generación limpias y modificando los periodos y lugares de emplazamiento de modo de disminuir tanto los costos de emisiones como de inversión y operación del sistema. Además, debido a las limitaciones técnicas del plan de obra, hay ciertas regiones en que dichas emisiones aumentan y por lo tanto se ven afectadas debido a la aplicación del impuesto. Los resultados de esta investigación entregan un análisis del potencial de disminución de emisiones en el sistema eléctrico chileno, considerando el plan de obra presentado para el periodo actual. Futuros trabajos podrían considerar variaciones estocásticas del factor de planta de las centrales de origen renovable, analizar otros niveles de impuestos o estudiar el efecto en la concentración de contaminantes de las emisiones por región.

BIBLIOGRAFÍA

Akbari, T., Heidarizadeh, M., Siab, M. A., & Abroshan, M. (2012). Towards integrated planning: Simultaneous transmission and substation expansion planning. *Electric Power Systems Research*, *86*, 131–139.

Alishahi, E., Moghaddam, M. P., & Sheikh-El-Eslami, M. K. (2011). An investigation on the impacts of regulatory interventions on wind power expansion in generation planning. *Energy Policy*, *39*(8), 4614–4623.

Alizadeh, B., & Jadid, S. (2015). A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *65*, 408–418.

Benavides, C., Gonzales, L., Diaz, M., Fuentes, R., García, G., Palma-Behnke, R., & Ravizza, C. (2015). The impact of a carbon tax on the chilean electricity generation sector. *Energies*, *8*(4), 2674–2700.

Binato, S., Pereira, M. V. F., & Granville, S. (2001). A new Benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, *16*(2), 235–240.

Booth, R. R. (1972). Power System Simulation Model Based on Probability Analysis. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-91*(1), 62–69.

Carbon Tax Center. (2015). Where Carbon Is Taxed. Recuperado 28 de mayo de 2017, a partir de http://www.carbontax.org/where-carbon-is-taxed/

Careri, F., Genesi, C., Marannino, P., Montagna, M., Rossi, S., & Siviero, I. (2011). Generation expansion planning in the age of green economy. *IEEE Transactions on Power Systems*, *26*(4), 2214–2223.

CDEC-SING. (2015). *Propuesta de expansión del sistema de transmisión del SING*. Santiago. Recuperado a partir de http://cdec2.cdec-

sing.cl/pls/portal/cdec.pck_transf_pub_inf_pub.baja_archivo?p_id_inf_public=3634

CEPAL/OCDE. (2016). *Evaluaciones del desempeño ambiental: Chile 2016*. Santiago. Recuperado a partir de https://www.google.cl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiEue3qisHVAhUGHZAKHcBjCFsQFgglMAA&url=http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40308/S1600413_es.pdf&usg=AFQjCNGcL0aFKNJWZf_V3CAJnjOZ8r5o6w

Chen, Y. (2009). Does a regional greenhouse gas policy make sense? A case study of carbon leakage and emissions spillover. *Energy Economics*, *31*(5), 667–675. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.02.003

CNE. (2015). *Anuario estadístico de energía 2005-2015*. Santiago. Recuperado a partir de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/07/AnuarioCNE2015_vFinal-Castellano.pdf

CNE. (2016a). *Anuario Estadístico De Energía 2016*. Santiago. Recuperado a partir de http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/anuariocne2016final3.pdf

CNE. (2016b). *Anuario Estadístico De Energía 2016*. Santiago, Chile.

CNE. (2016c). *Fijación de Precios de Nudo de corto plazo, Sistema Interconectado Central, Abril 2016*. Santiago. Recuperado a partir de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/03/ITD-SIC-ABR16.pdf

CNE. (2016d). *Fijación de Precios de Nudo de corto plazo, Sistema Interconectado del Norte Grande, Abril 2016.* Santiago. Recuperado a partir de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/03/ITP-SING-MAR16.pdf

CNE. (2016e). *Programa de obras de generación y transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande.* Santiago. Recuperado a partir de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/08/Informe-Programa-de-Obras-Agosto-2016.pdf

CONAMA. (2009). *Guía metodológica para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas y móviles en el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes*. Santiago. Recuperado a partir de http://www.mma.gob.cl/retc_ingles/1316/articles-51545_recurso_1.pdf

Contreras, J., & Wu, F. F. (2000). A kernel-oriented algorithm for transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, *15*(4), 1434–1440.

David, A. K., & Zhao, R.-D. (1989). Integrating expert systems with dynamic programming in generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, *4*(3), 1095–1101.

Decreto n° 244. Aprueba el Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Diario Oficial de la República de Chile (2006). Santiago, Chile: Diario Oficial de la República de Chile.

Decreto n° 86. Aprueba reglamento para la fijación de Precios Nudo. Diario Oficial de la República de Chile (2013). Santiago, Chile.

DICTUC. (2015). *Propuesta de metodología de evaluación del beneficio social para la expansión de líneas de transmisión*. Santiago.

Dusonchet, Y., & El-Abiad, A. (1973). Transmission Planning Using Discrete Dynamic Optimizing. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-92*(4), 1358–1371. https://doi.org/10.1109/TPAS.1973.293543

Espinosa, C., & Fornero, J. (2014). Welfare Analysis of an Optimal Carbon Tax in Chile. *Revista de Análisis Económico*, *29*(2), 75–111.

Gallego, R. A., Monticelli, A., & Romero, R. (1998). Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, *145*(3), 329–335. https://doi.org/10.1049/ip-gtd:19981895

García Benavente, J. M. (2016). Impact of a carbon tax on the Chilean economy: A

computable general equilibrium analysis. *Energy Economics*, *57*, 106–127. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.04.014

Gitizadeh, M., Kaji, M., & Aghaei, J. (2013). Risk based multiobjective generation expansion planning considering renewable energy sources. *Energy*, *50*(1), 74–82. https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.11.040

Graeber, B. (1999). Generation and transmission expansion planning in Southern Africa. *1999 IEEE Africon. 5th Africon Conference in Africa (Cat. No.99CH36342)*, *2*, 983–988. https://doi.org/10.1109/AFRCON.1999.821905

Haffner, S., Pereira, L. F. A., Pereira, L. A., & Barreto, L. S. (2008). Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation - Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *23*(2), 915–923. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2008.917916

He, Y., Wang, L., & Wang, J. (2012). Cap-and-trade vs. carbon taxes: A quantitative comparison from a generation expansion planning perspective. *Computers and Industrial Engineering*, *63*(3), 708–716. https://doi.org/10.1016/j.cie.2011.10.005

Hemmati, R., Saboori, H., & Jirdehi, M. A. (2016). Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution. *Renewable Energy*, *97*, 636–645. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.020

IEA. (2016). *Next Generation Wind and Solar Power - From cost to value*. París. https://doi.org/10.1787/9789264258969-en

IFC. (2008). *Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica*. Recuperado a partir de http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_LNG_Spanish/$FILE/0000199659ESes+LNG.pdf

Kazerooni, A. K., & Mutale, J. (2010). Transmission network llanning under security and environmental constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, *25*(2), 1169–1178.

Ley N° 20571. Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales. Diario Oficial de la República de Chile (2012). Santiago, Chile.

Liu, X., O'Rear, E. G., Tyner, W. E., & Pekny, J. F. (2014). Purchasing vs. leasing: A benefit-cost analysis of residential solar PV panel use in California. *Renewable Energy*, *66*, 770–774. https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.026

MAPS. (2014). *Proyección Escenario Línea Base 2012 y Escenarios de Mitigación de los Sectores Generación Eléctrica y Otros Centros de Transformación*. Santiago. Recuperado a partir de http://www.greenlabuc.cl/wp-content/uploads/2016/04/2013-MAPSELEC-InformeFinalActualizado.pdf

Metcalf, G. E. (2009). Designing a carbon tax to reduce U.S. greenhouse gas emissions. *Review of Environmental Economics and Policy*, *3*(1), 63–83. https://doi.org/10.1093/reep/ren015

Mínguez, R., & García-Bertrand, R. (2016). Robust transmission network expansion planning in energy systems: Improving computational performance. *European Journal of Operational Research*, *248*(1), 21–32. https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.06.068

Ministerio de Energía. (2014). *Energías Renovables en Chile. El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé.* Santiago. https://doi.org/10.1073/pnas.0703993104

Ministerio de Energía. (2015a). *Energía 2050: Política Energética De Chile*. Santiago. Recuperado a partir de http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf

Ministerio de Energía. (2015b). *Hoja de Ruta 2050*. *Ministerio de Energía*. Santiago. Recuperado a partir de http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/hoja_de_ruta_cc_e2050.pdf

Ministerio de Energía. (2017). Energía Renovable. Recuperado 5 de agosto de 2017, a partir de http://www.energia.gob.cl/energias-renovables

Ministerio del Medio Ambiente. (2011). *Informe del Estado del Medio Ambiente*. Santiago. Recuperado a partir de http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_resumen_ejecutivo2011.pdf

Motamedi, A., Zareipour, H., Buygi, M. O., & Rosehart, W. D. (2010). A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, *25*(4), 1987–1995. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2046684

Muñoz, C., Sauma, E., Contreras, J., Aguado, J., & De La Torre, S. (2012). Impact of high wind power penetration on transmission network expansion planning. *Generation, Transmission & Distribution, IET*, *6*(12), 1281–1291. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2011.0552

Nakata, T., & Lamont, A. (2001). Analysis of the impacts of carbon taxes on energy systems in Japan. *Energy Policy*, *29*(2), 159–166. https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00104-X

OECD. (2013). The Swedish Tax on Nitrogen Oxide Emissions. *OECD Environment Policy Papers*, *2*, 29. https://doi.org/10.1787/5k3tpspfqgzt-en

Park, J.-B., Park, Y.-M., Won, J.-R., & Lee, K. Y. (2000). An improved genetic algorithm for generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, *15*(3), 916–22. https://doi.org/10.1109/59.871713

Pineda, S., & Bock, A. (2016). Renewable-based generation expansion under a green certificate market. *Renewable Energy*, *91*, 53–63. https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.061

Ramanathan, R. (1994). Emission constrained economic dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, *9*(4), 1994–2000.

Rouhani, A., Hosseini, S. H., & Raoofat, M. (2014). Composite generation and transmission expansion planning considering distributed generation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *62*, 792–805. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.041

Sauma, E. (2012). The impact of transmission constraints on the emissions leakage under cap-and-trade program. *Energy Policy*, *51*, 164–171. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.057

Sauma, E. E., & Oren, S. S. (2006). Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, *30*(3), 261–290. https://doi.org/10.1007/s11149-006-9003-y

Sawey, R. M., & Zinn, C. D. (1977). A mathematical model for long range expansion planning of generation and transmission in electric utility systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-96*(2), 657–666. https://doi.org/10.1109/T-PAS.1977.32377

SEC. (2014). Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD). Recuperado 2 de junio de 2017, a partir de www.sec.cl/

Seddighi, A. H., & Ahmadi-Javid, A. (2015). Integrated multiperiod power generation and transmission expansion planning with sustainability aspects in a stochastic environment. *Energy*, *86*, 9–18. https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.02.047

Sharan, I., & Balasubramanian, R. (2012). Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints. *Energy Policy*, *43*, 275–284. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.01.004

Tekiner, H., Coit, D. W., & Felder, F. A. (2010). Multi-period multi-objective electricity generation expansion planning problem with Monte-Carlo simulation. *Electric Power Systems Research*, *80*(12), 1394–1405. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.05.007

U.S. Environemntal Protection Agengy. (1998). External Combustion Sources. *AP 42*. Recuperado a partir de http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/

U.S. Environemntal Protection Agengy. (1999). Óxidos de Nitrógeno (NOx), ¿Por qué y cómo se controlan? Recuperado a partir de http://www.epa.gov/ttncatc1/dir1/fnoxdocs.pdf

U.S. Environemntal Protection Agengy. (2002). Manual de Costos de Control de Contaminacion del Aire de la EPA.

UNEP and Bloomberg New Energy. (2016). *Global Trends in Renewable Energy*. Recuperado a partir de http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsinrenewableenergyinvestment2016lowres_0.pdf

Varas, T., Cortes Carmona, M., Ferrada, P., Fuentealba, E., Lefranc, G., & Crutchik, M. (2016). Evaluation of incentive mechanism for distributed generation in Northern Chile. *IEEE Latin America Transactions*, *14*(6), 2719–2725. https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7555244

Vera, S., & Sauma, E. (2015). Does a carbon tax make sense in countries with still a high potential for energy efficiency? Comparison between the reducing-emissions effects of carbon tax and energy efficiency measures in the Chilean case. *Energy*, *88*, 478–488. https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.067

Voumvoulakis, E., Asimakopoulou, G., Danchev, S., Maniatis, G., & Tsakanikas, A. (2012). Large scale integration of intermittent renewable energy sources in the Greek power sector. *Energy Policy*, *50*, 161–173. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.056

Zangeneh, A., Jadid, S., & Rahimi-Kian, A. (2009). Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning. *Renewable Energy*, *34*(12), 2765–2773. https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.06.018

A N E X O S

ANEXO A: FACTOR PROMEDIO DE DISTINTAS TECNOLOGÍAS POR MES Y BLOQUE

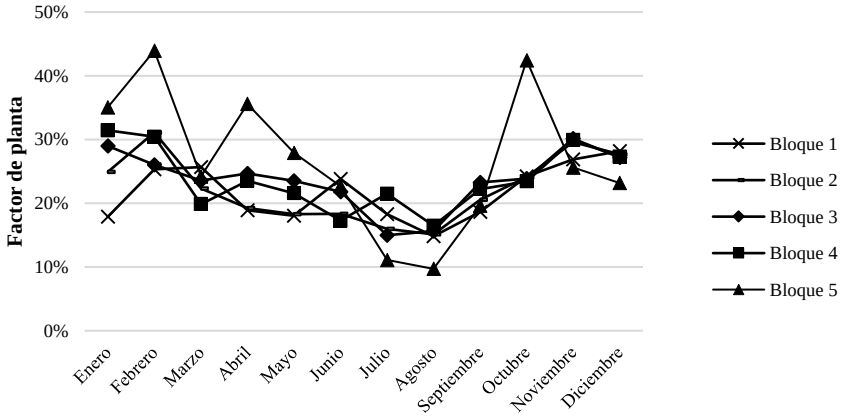

Figura A-1: Factor de planta promedio de centrales solares fotovoltaicas

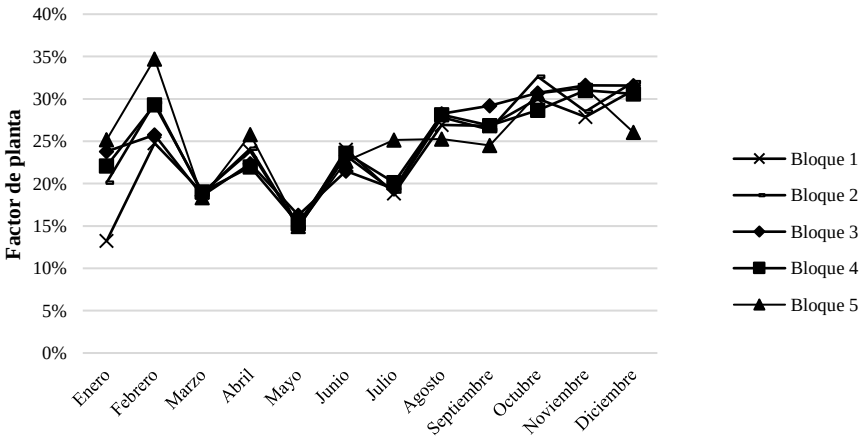

Figura A-2: Factor de planta promedio de centrales eólicas

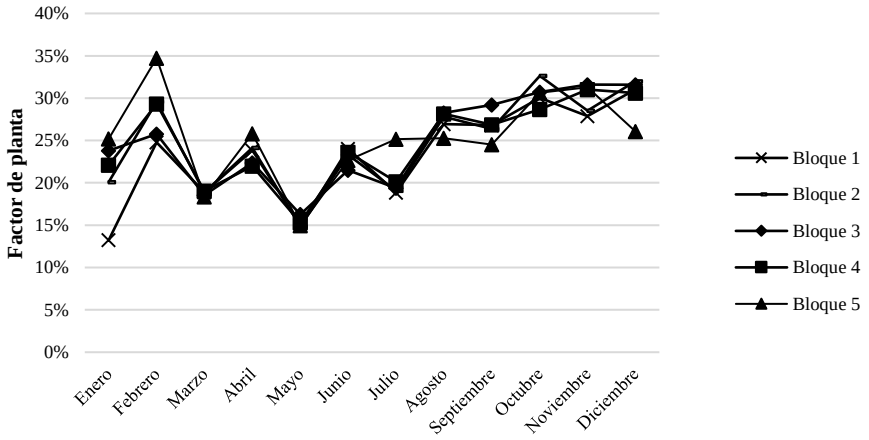

Figura A-3: Factor de planta promedio de centrales hidráulicas de pasada

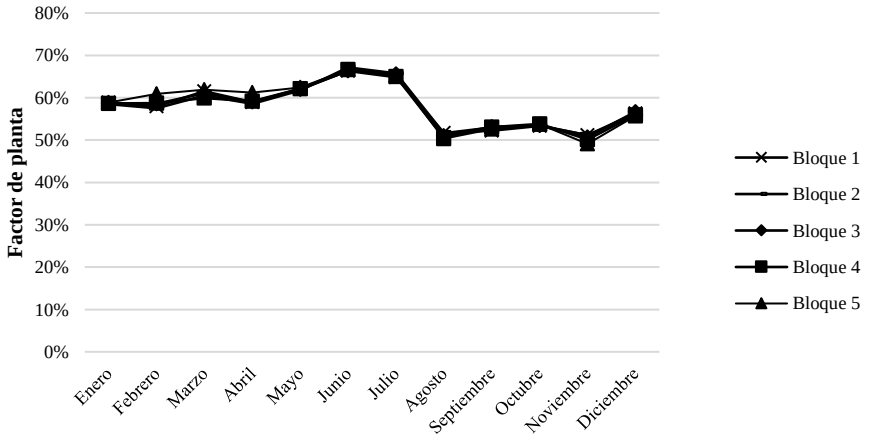

Figura A-4: Factor de planta promedio de centrales de biomasa y desechos forestales

ANEXO B: MATRIZ REGIONAL PARA CADA CASO DE ESTUDIO

A continuación, se presenta la nueva potencia agregada a cada región durante la década de estudio para los Casos: 2, 3 4 y 5. Las columnas Hidro, Eólica y Solar incluyen la potencia agregada de generación distribuida para cada tecnología.

Tabla B-1: Caso 2 - Generación nueva por región

	Carbón (MW)	**Gas Natural (MW)**	**Hidro (MW)**	**Eólica (MW)**	**Solar (MW)**	**Biomasa (MW)**	**Otro (MW)**	**Total (MW)**
I	-	-	-	-	328	-	-	328
II	1.117	251	-	120	982	-	48	2.517
III	474	-	-	139	1.844	-	-	2.457
IV	-	-	-	772	512	-	-	1.283
V	342	-	141	-	-	-	-	483
RM	-	12	651	58	547	26	-	1.293
VI	-	-	240	-	-	1	-	241
VII	-	-	492	-	-	-	-	492
VIII	-	-	94	448	-	26	-	568
IX	-	-	40	128	-	67	-	235
XIV	-	-	330	-	-	-	-	330
X	-	-	159	76	-	-	-	235

Tabla B-2: Caso 3 - Generación nueva por región

	Carbón (MW)	**Gas Natural (MW)**	**Hidro (MW)**	**Eólica (MW)**	**Solar (MW)**	**Biomasa (MW)**	**Otro (MW)**	**Total (MW)**
I	-	-	-	-	328	-	-	328
II	1.117	251	-	120	1.016	-	48	2.552
III	474	-	-	139	1.832	-	-	2.445
IV	-	-	-	772	512	-	-	1.283
V	342	-	141	-	-	-	-	483
RM	-	12	651	58	547	26	-	1.293
VI	-	-	240	-	-	1	-	241
VII	-	-	492	-	-	-	-	492
VIII	-	-	94	448	-	26	-	568
IX	-	-	40	128	-	67	-	235
XIV	-	-	330	-	-	-	-	330
X	-	-	119	76	-	-	-	195

Tabla B-3: Caso 4 - Generación nueva por región

	Carbón (MW)	Gas Natural (MW)	Hidro (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)	Biomasa (MW)	Otro (MW)	Total (MW)
I	-	-	-	-	396	-	-	396
II	742	251	-	120	912	-	48	2.073
III	474	-	-	139	1.832	-	-	2.445
IV	-	-	-	772	512	-	-	1.283
V	342	-	141	-	40	-	-	523
RM	-	12	651	58	547	26	-	1.293
VI	-	-	240	-	-	1	-	241
VII	-	-	492	-	-	-	-	492
VIII	-	-	94	448	-	26	-	568
IX	-	-	40	128	-	67	-	235
XIV	-	-	330	-	-	-	-	330
X	-	-	1.619	76	-	-	-	1.695

Tabla B-4: Caso 5 - Generación nueva por región

	Carbón (MW)	Gas Natural (MW)	Hidro (MW)	Eólica (MW)	Solar (MW)	Biomasa (MW)	Otro (MW)	Total (MW)	Carbón (MW)
I	300	-	-	-	-	248	-	-	548
II	1.417	-	251	-	120	1.108	-	48	2.943
III	474	-	-	-	139	1.792	-	-	2.405
IV	-	-	-	-	772	512	-	-	1.283
V	342	-	-	141	-	40	-	-	523
RM	-	-	12	651	58	547	26	-	1.293
VI	-	21	-	240	-	-	1	-	262
VII	-	14	-	492	-	-	-	-	506
VIII	-	-	-	94	448	-	26	-	568
IX	-	-	-	40	128	-	67	-	235
XIV	-	-	-	330	-	-	-	-	330
X	-	81	-	159	76	-	-	-	316

ANEXO C: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE LOS CASOS DE ESTUDIO

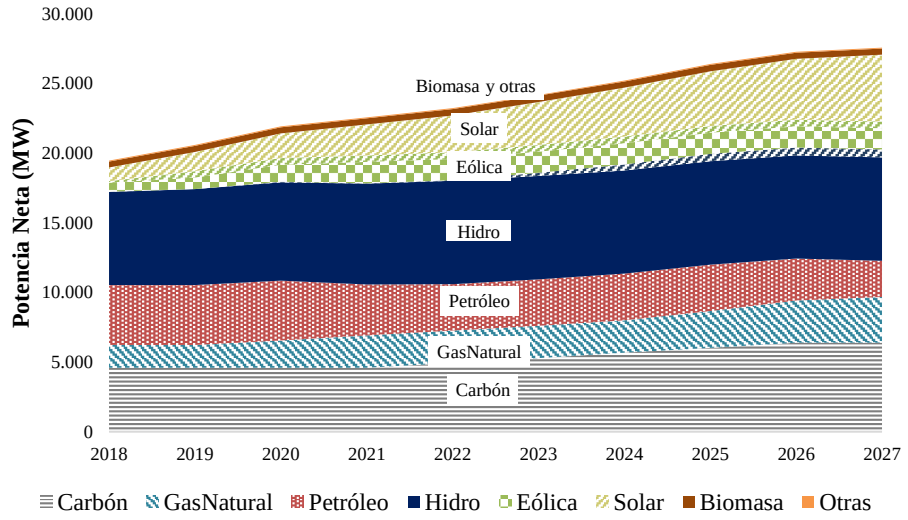

Figura C-5: Caso 2 – Potencia neta instalada, matriz completa

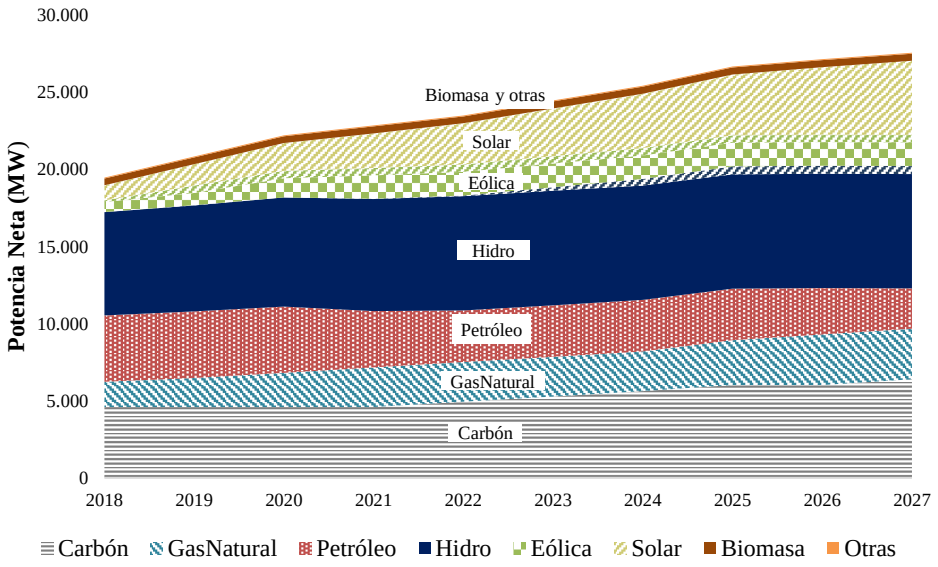

Figura C-6: Caso 3 – Potencia neta instalada, matriz completa

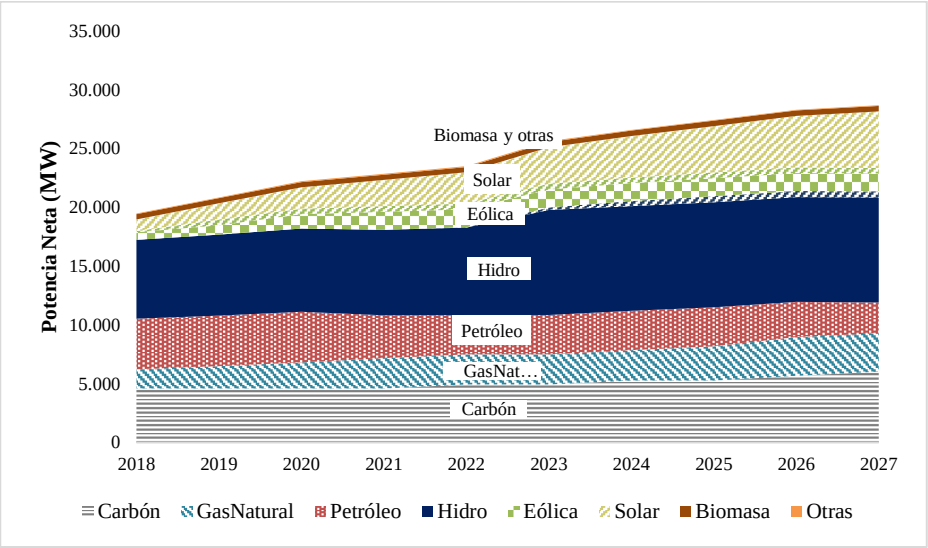

Figura C-7: Caso 4 – Potencia neta instalada, matriz completa

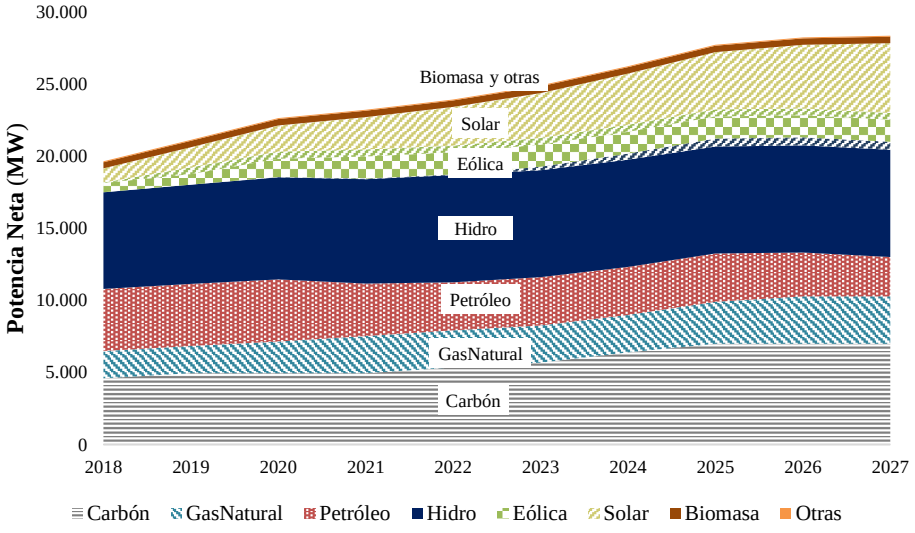

Figura C-8: Caso 5 – Potencia neta instalada, matriz completa

ANEXO D: EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA DE LOS CASOS DE ESTUDIO

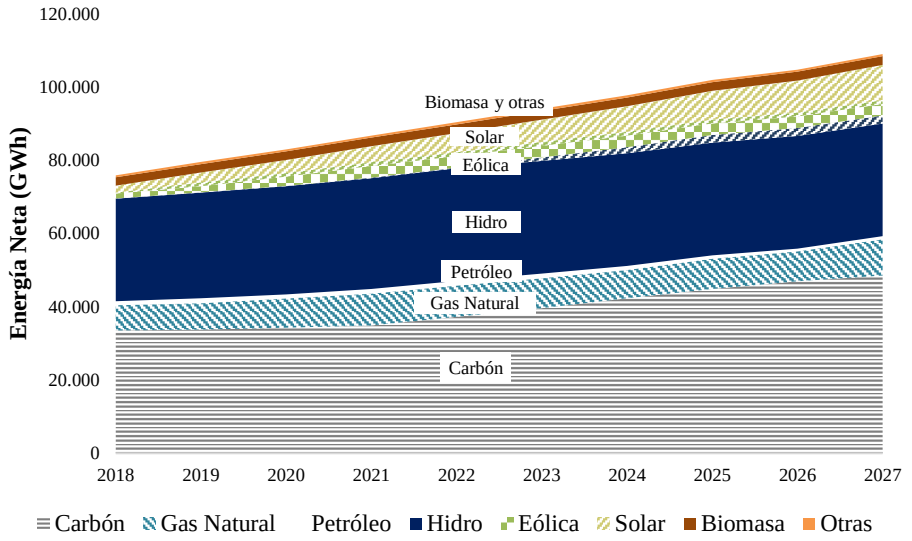

Figura D-9: Caso 2 – Energía generada, matriz completa

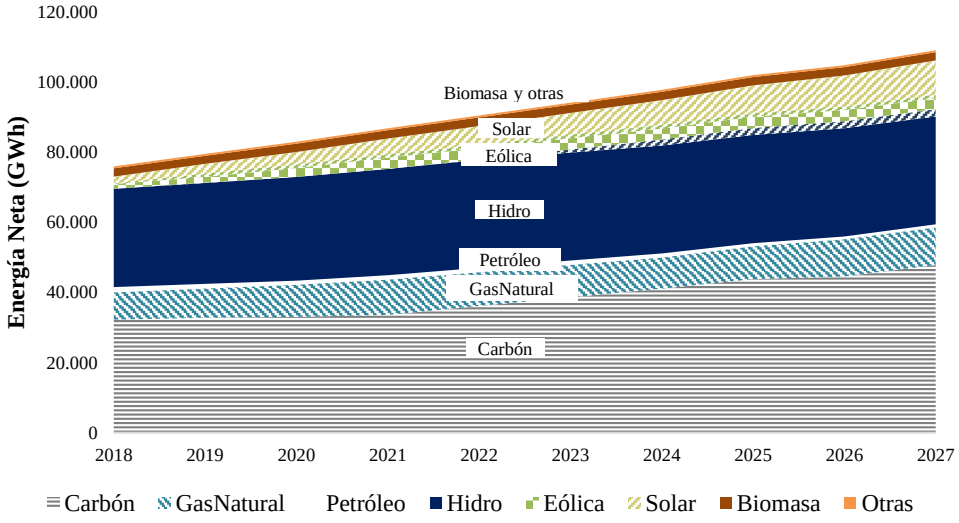

Figura D-10: Caso 3 – Energía generada, matriz completa

ANEXO E: MÉTRICAS DEL SISTEMA (LMP, ASNPDI, NCI, NSI)

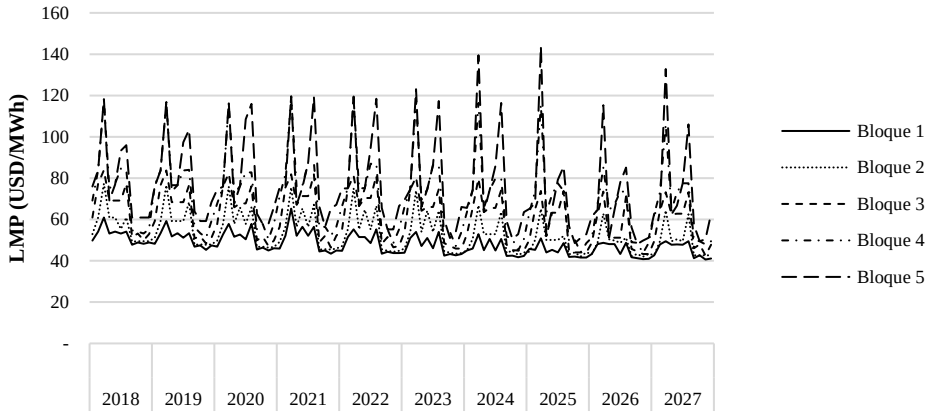

Figura E-11: Caso 2 – Precios promedios del sistema por bloque, mes y año

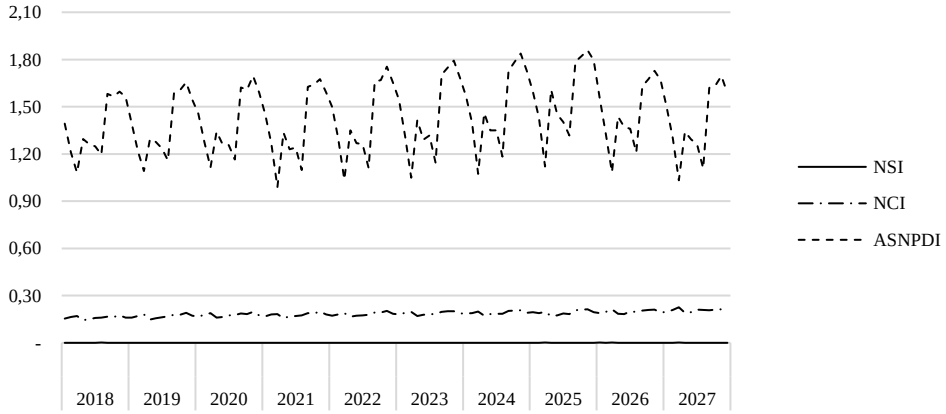

Figura E-12: Caso 2 – Promedio mensual de índices NSI y ASNPDI

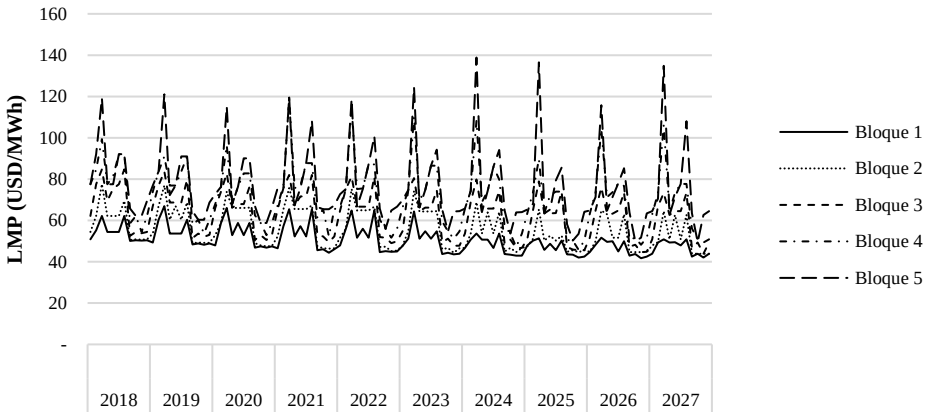

Figura E-13: Caso 3 – Precios medios del sistema por bloque, mes y año

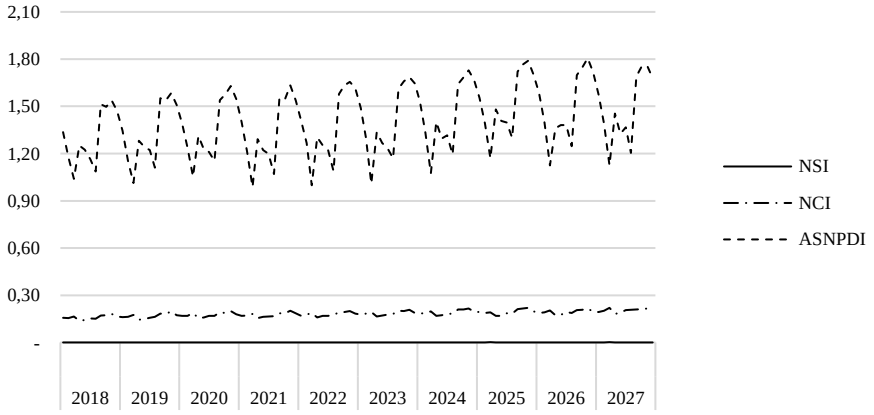

Figura E-14: Caso 3 – Promedio mensual de índices NSI y ASNPDI

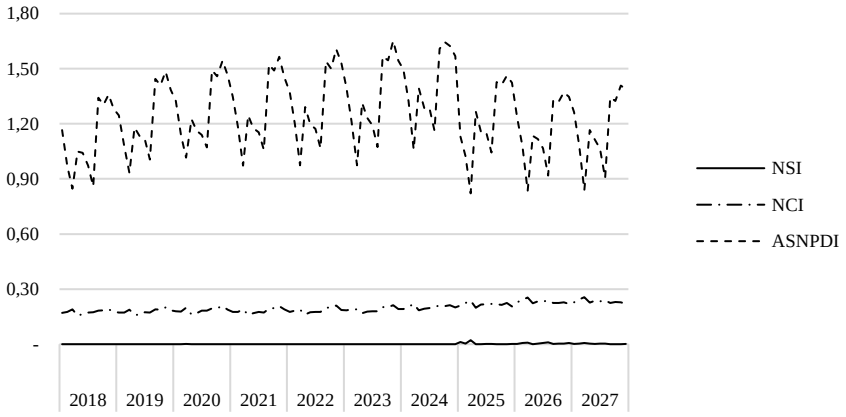

Figura E-15: Caso 5 - Promedio mensual de índices NSI y ASNPDI

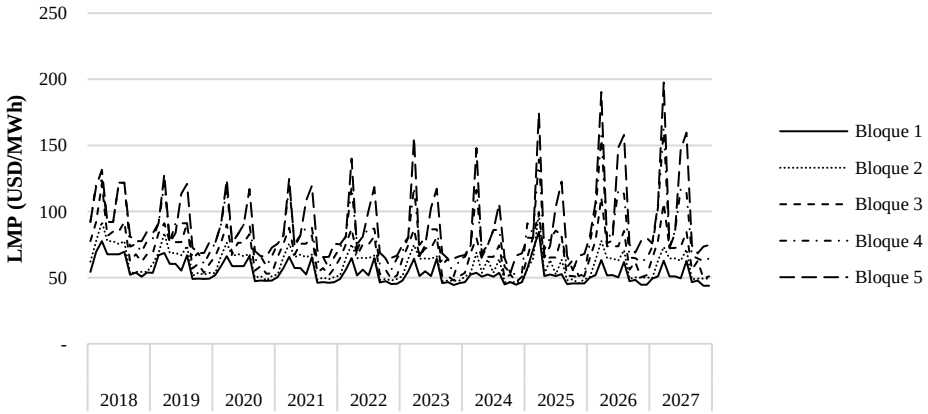

Figura E-16: Caso 5 – Precios medios del sistema por bloque, mes y año

ANEXO F: CONTAMINACIÓN POR REGIONES

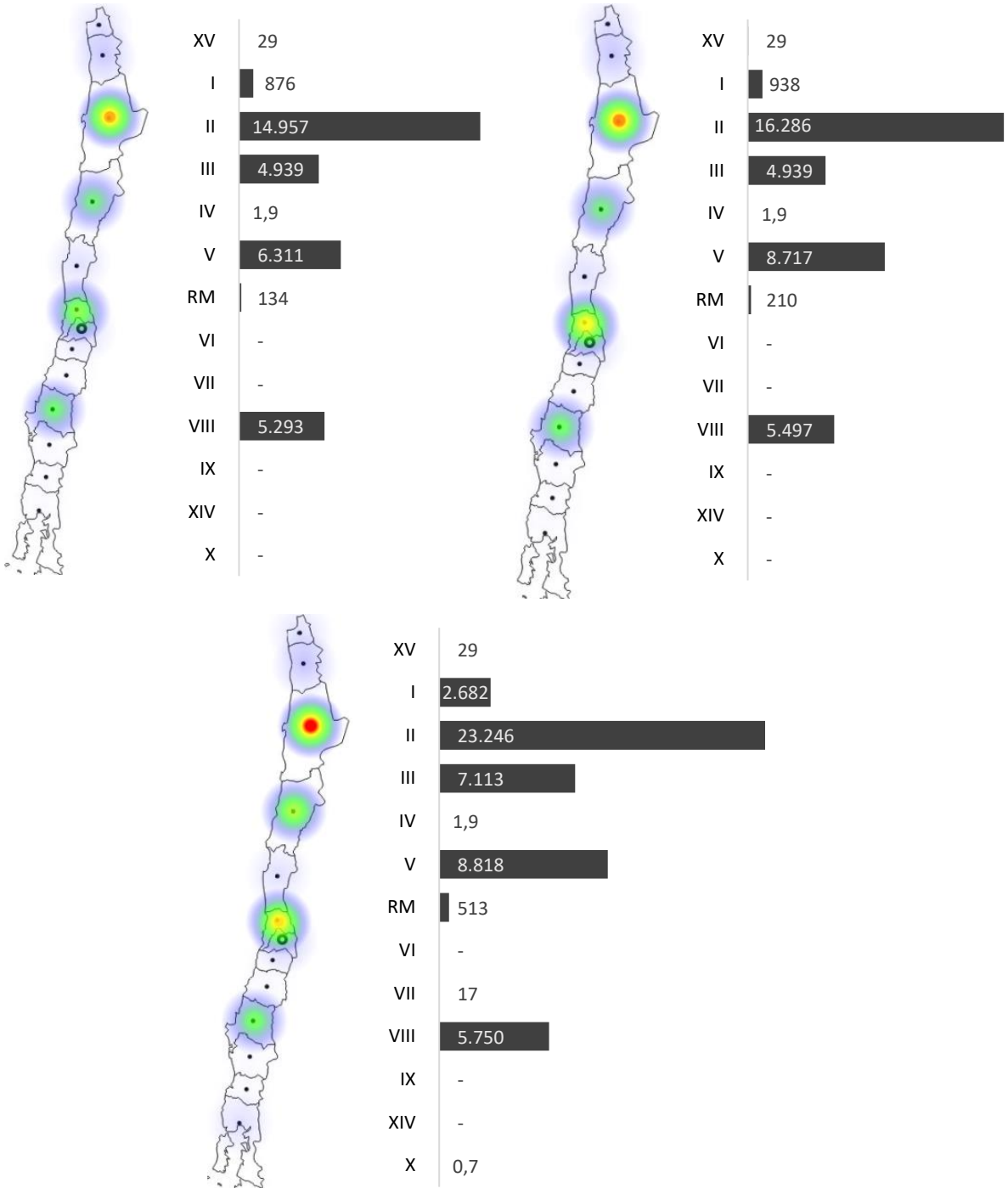

Figura F-17: Caso 2 – Evolución de emisiones de CO_2 por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (miles de toneladas/año)

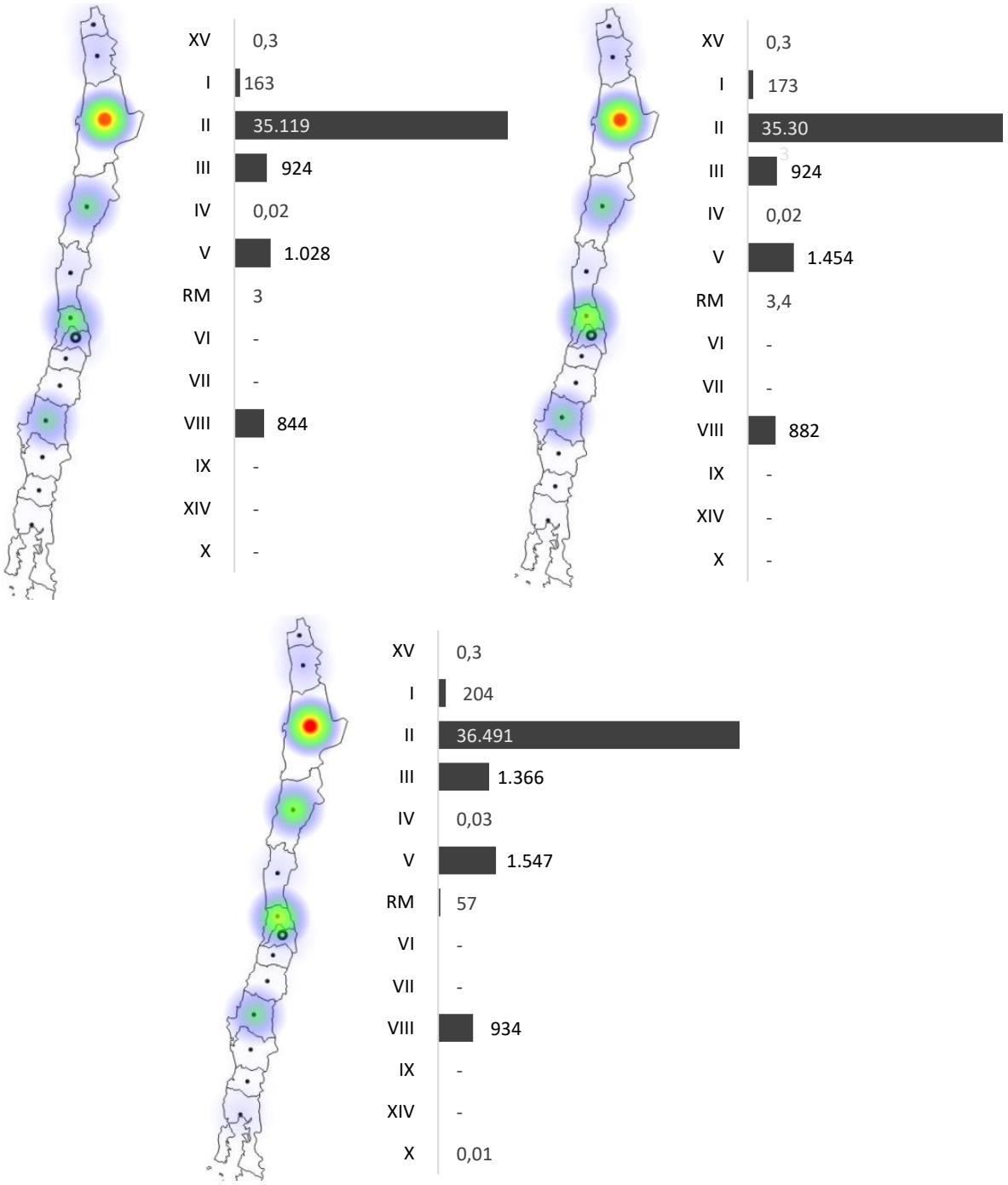

Figura F-18: Caso 2 – Evolución de emisiones de MP por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

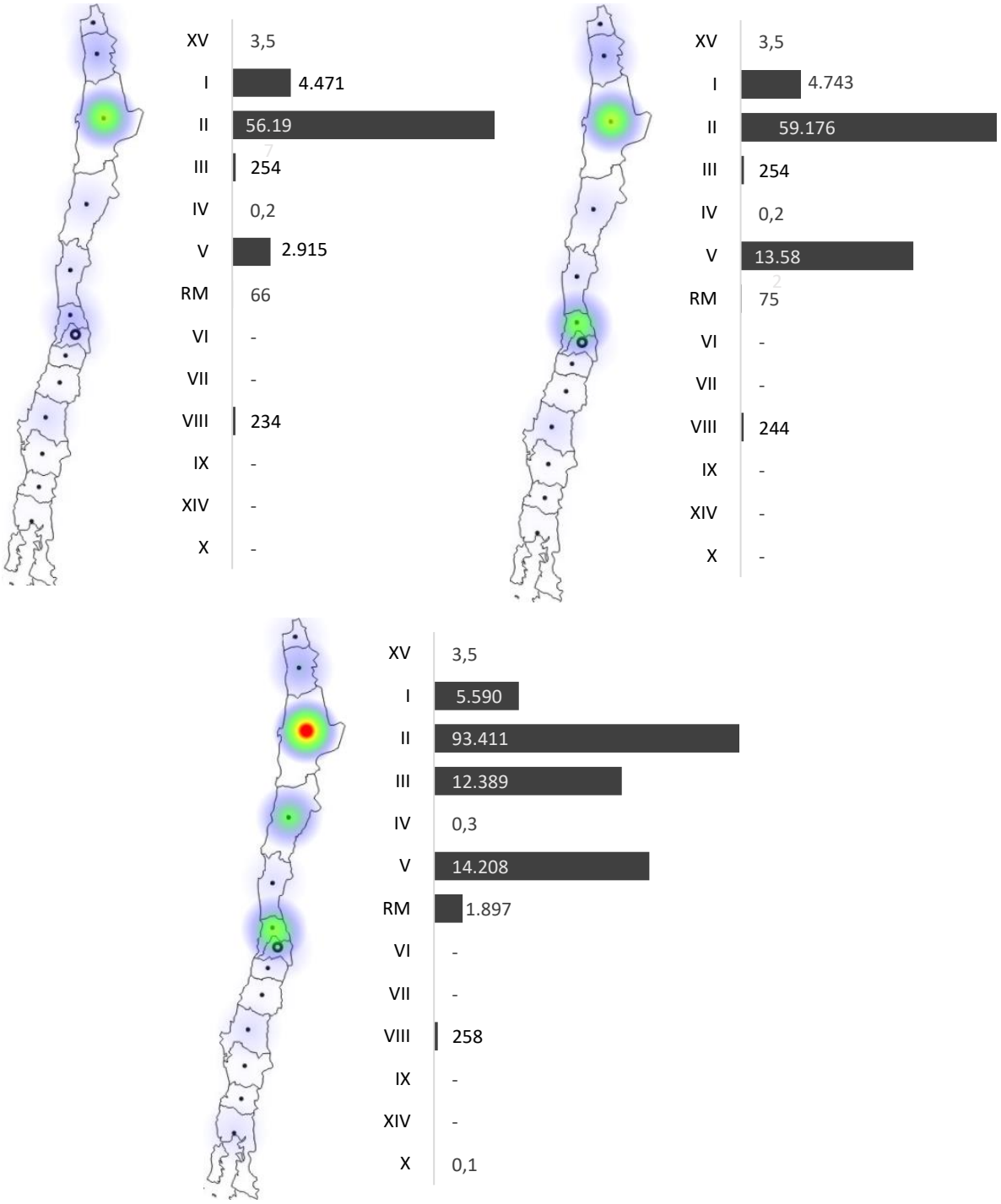

Figura F-19: Caso 2 – Evolución de emisiones de NOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

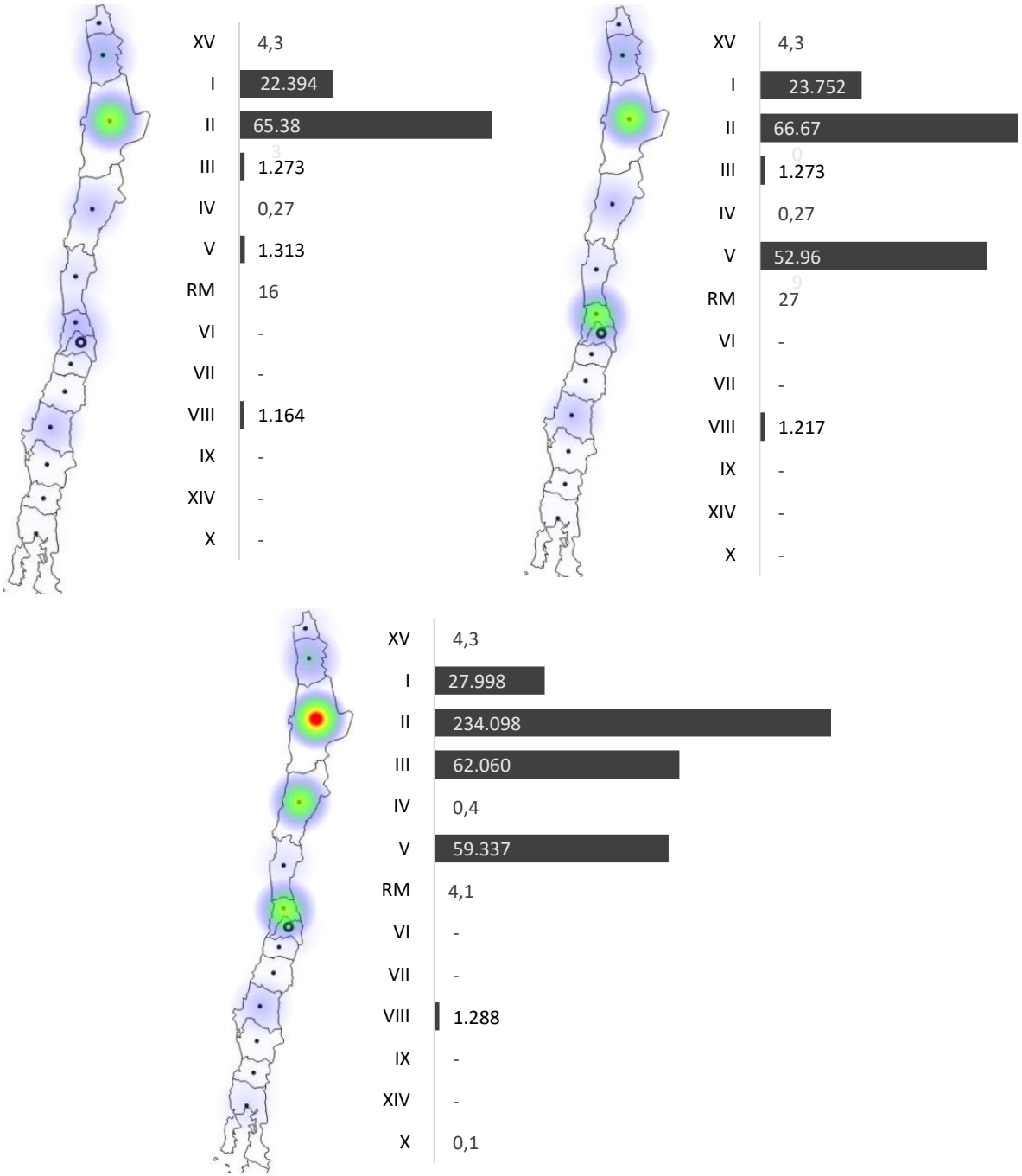

Figura F-20: Caso 2 – Evolución de emisiones de SOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

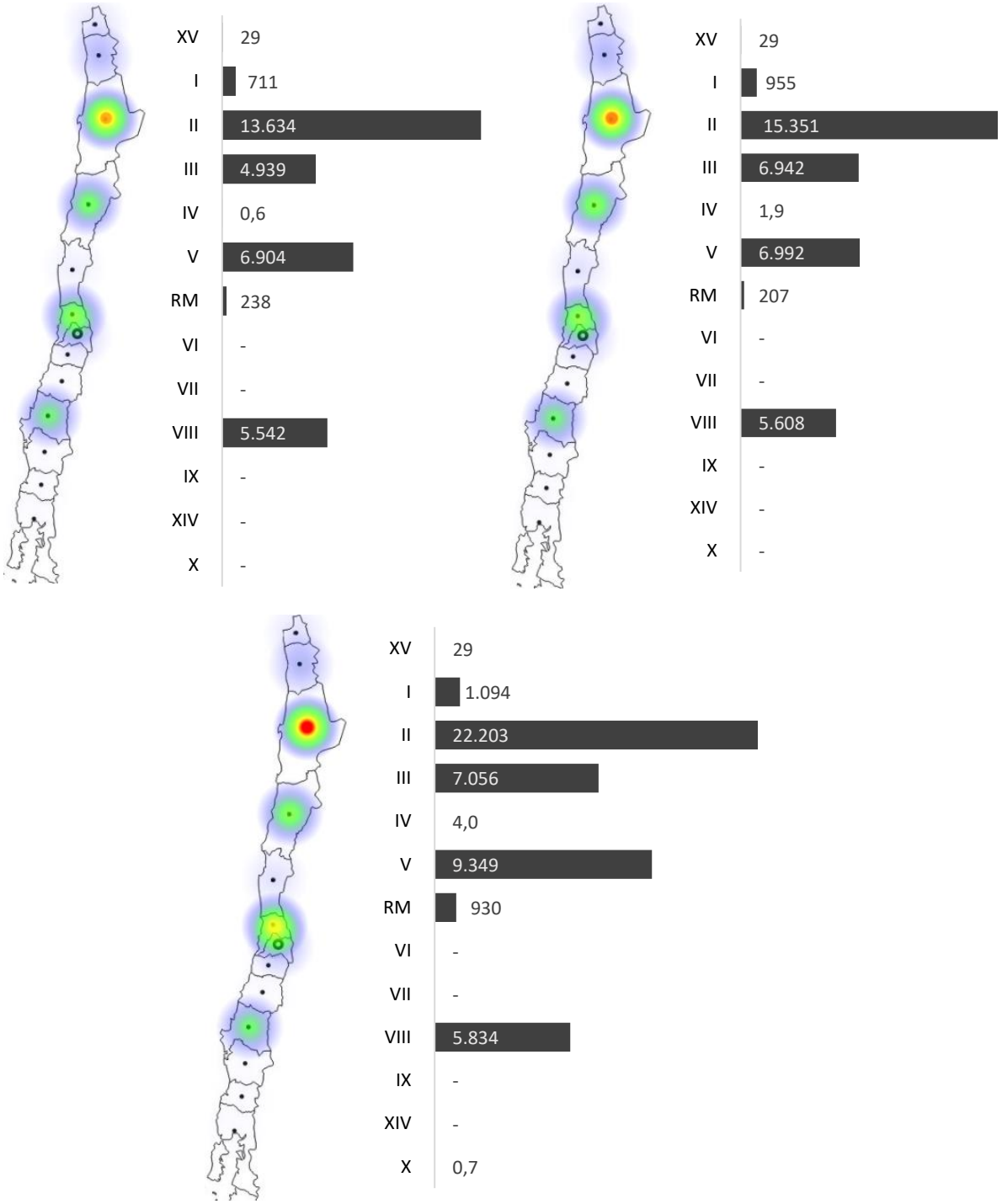

Figura F-21: Caso 3 – Evolución de emisiones de CO_2 por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (miles de toneladas/año)

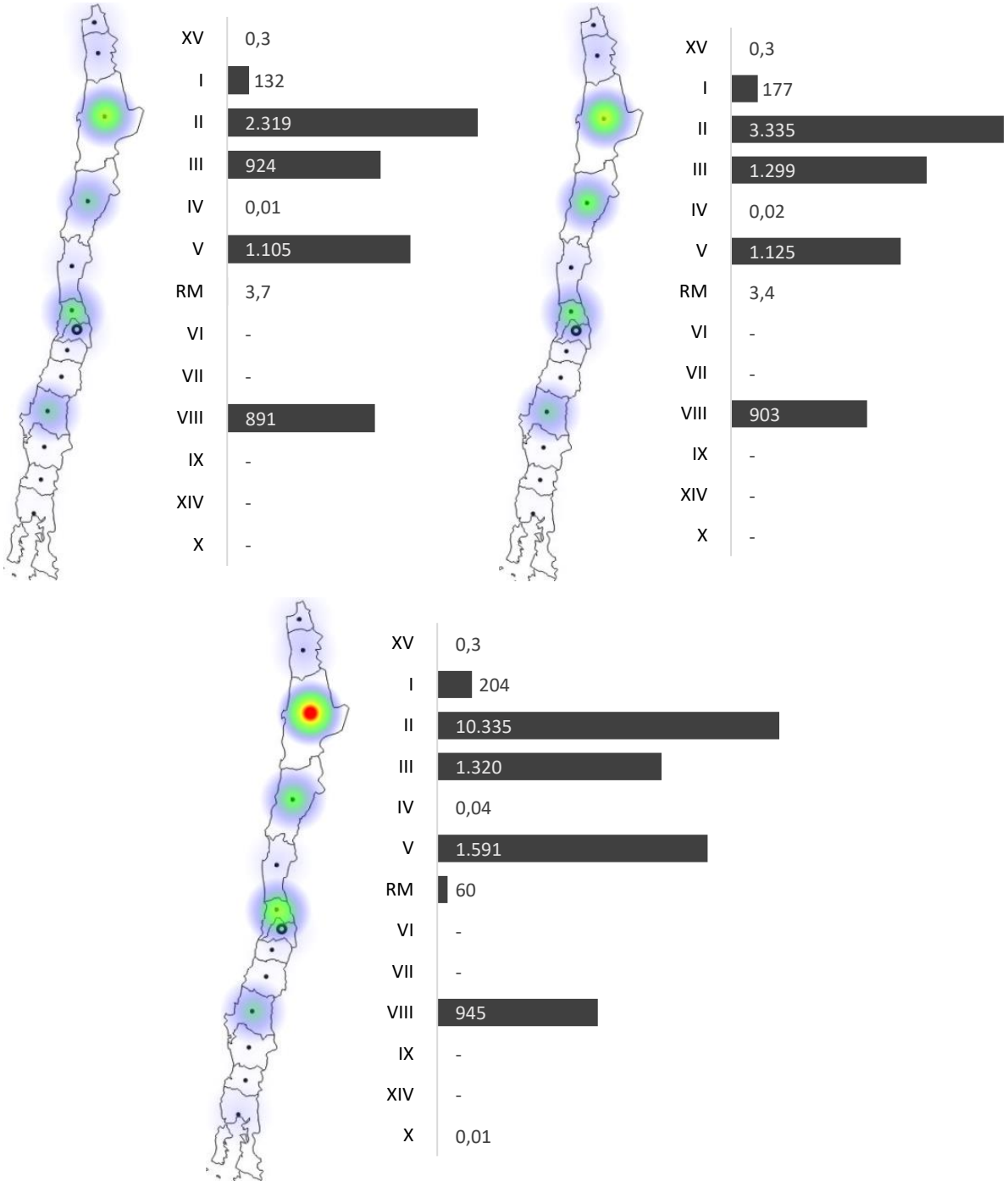

Figura F-22: Caso 3 – Evolución de emisiones de MP por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

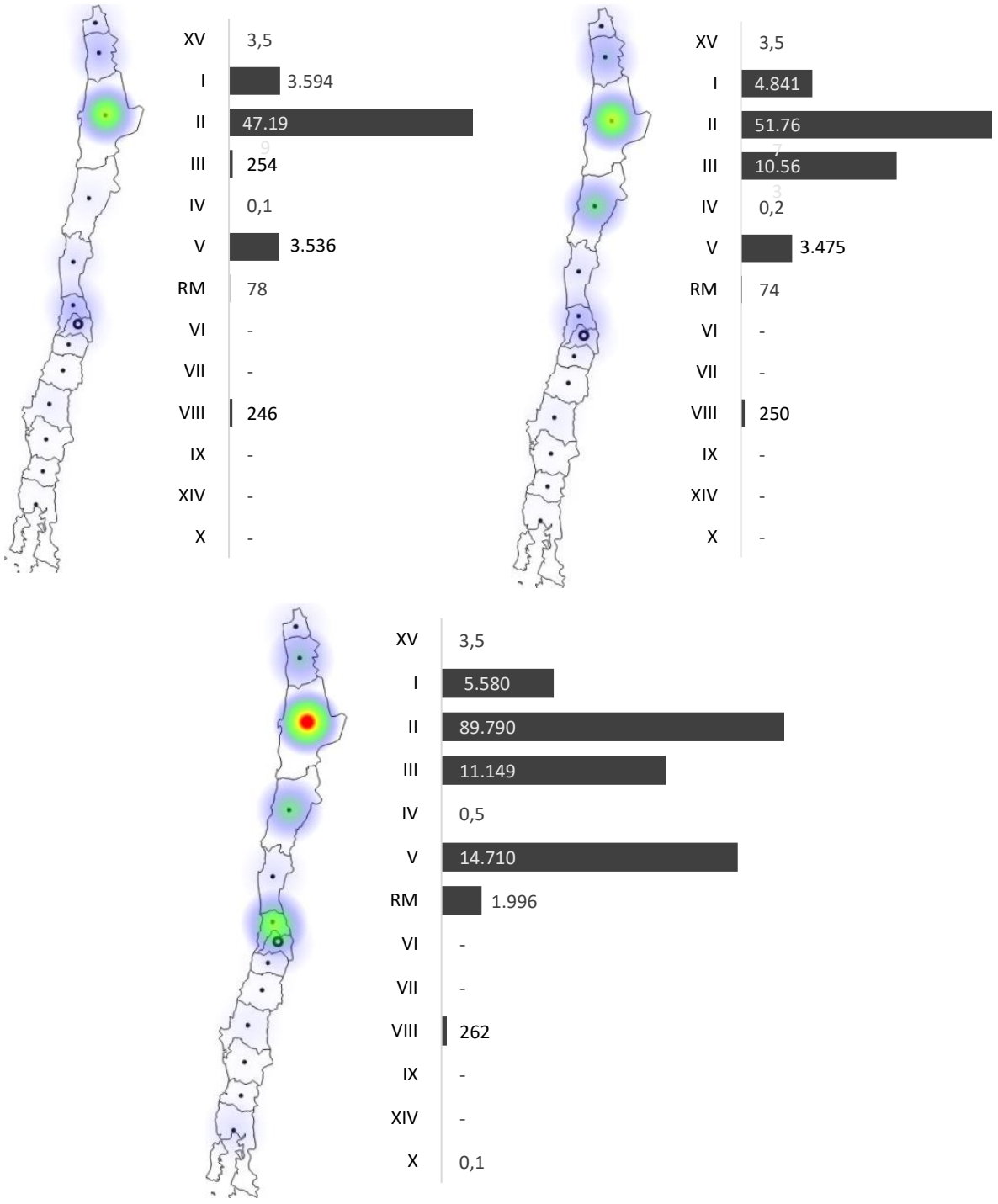

Figura F-23: Caso 3 – Evolución de emisiones de NOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

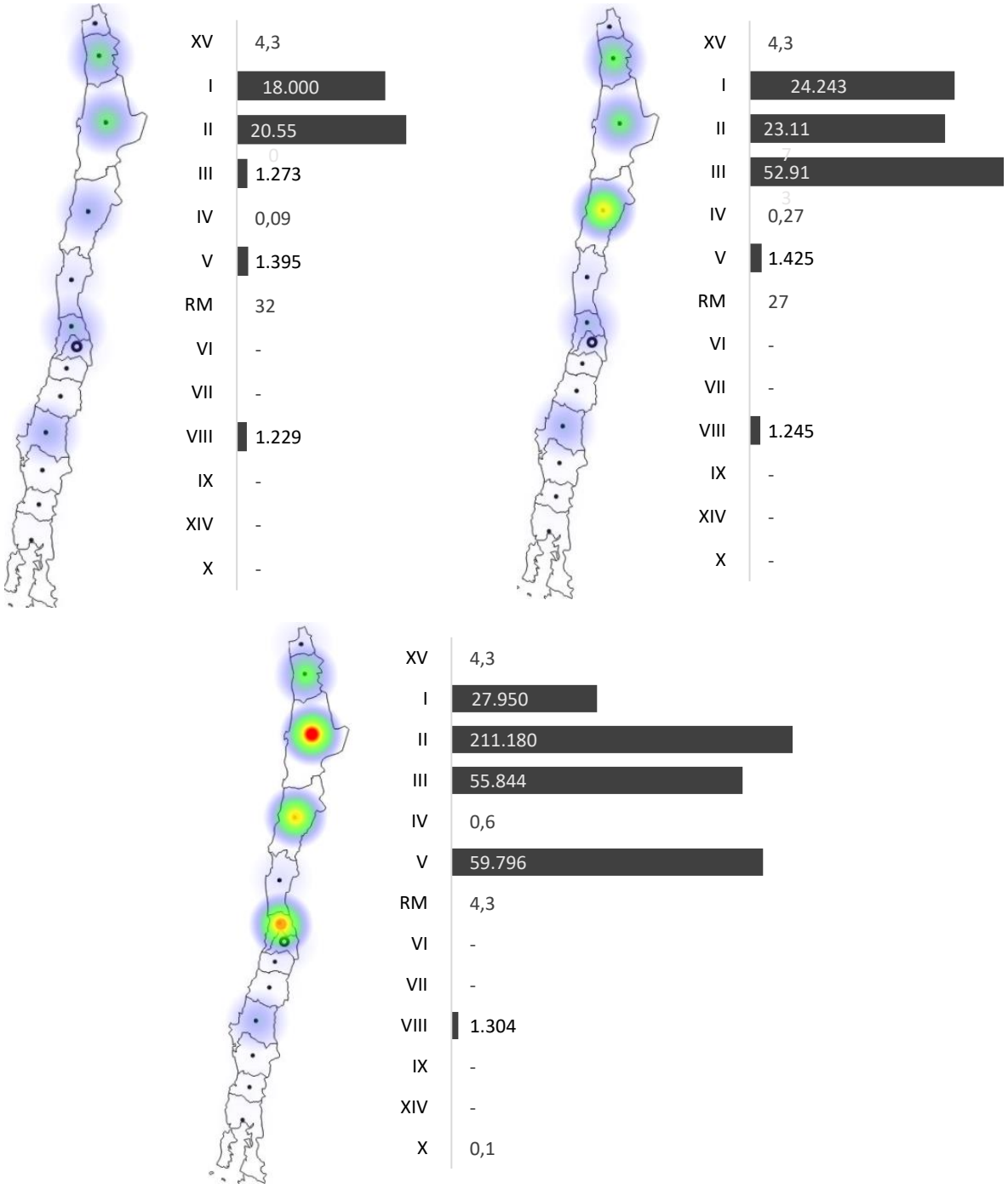

Figura F-24: Caso 3 – Evolución de emisiones de SOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

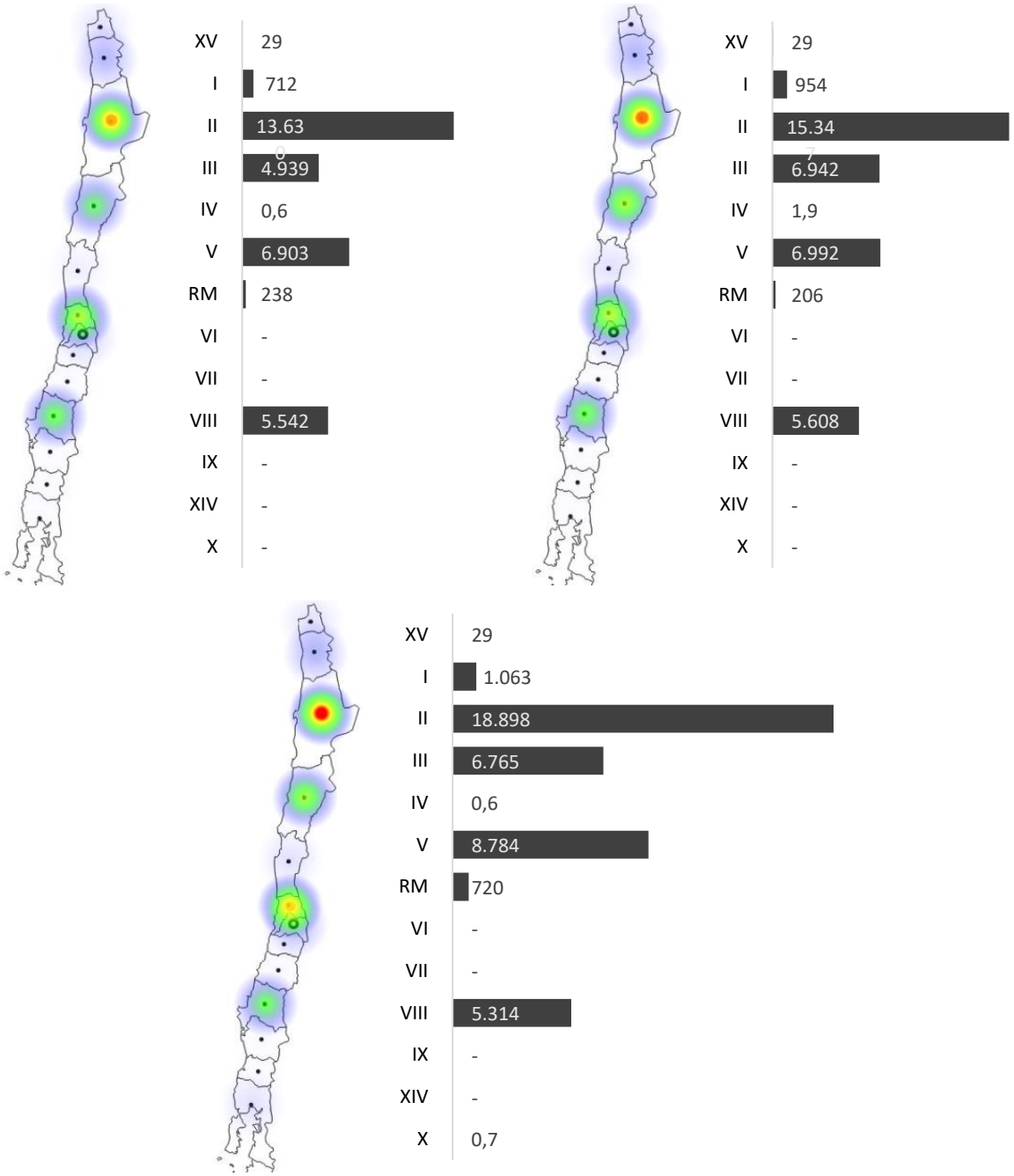

Figura F-25: Caso 4 – Evolución de emisiones de CO_2 por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (miles de toneladas/año)

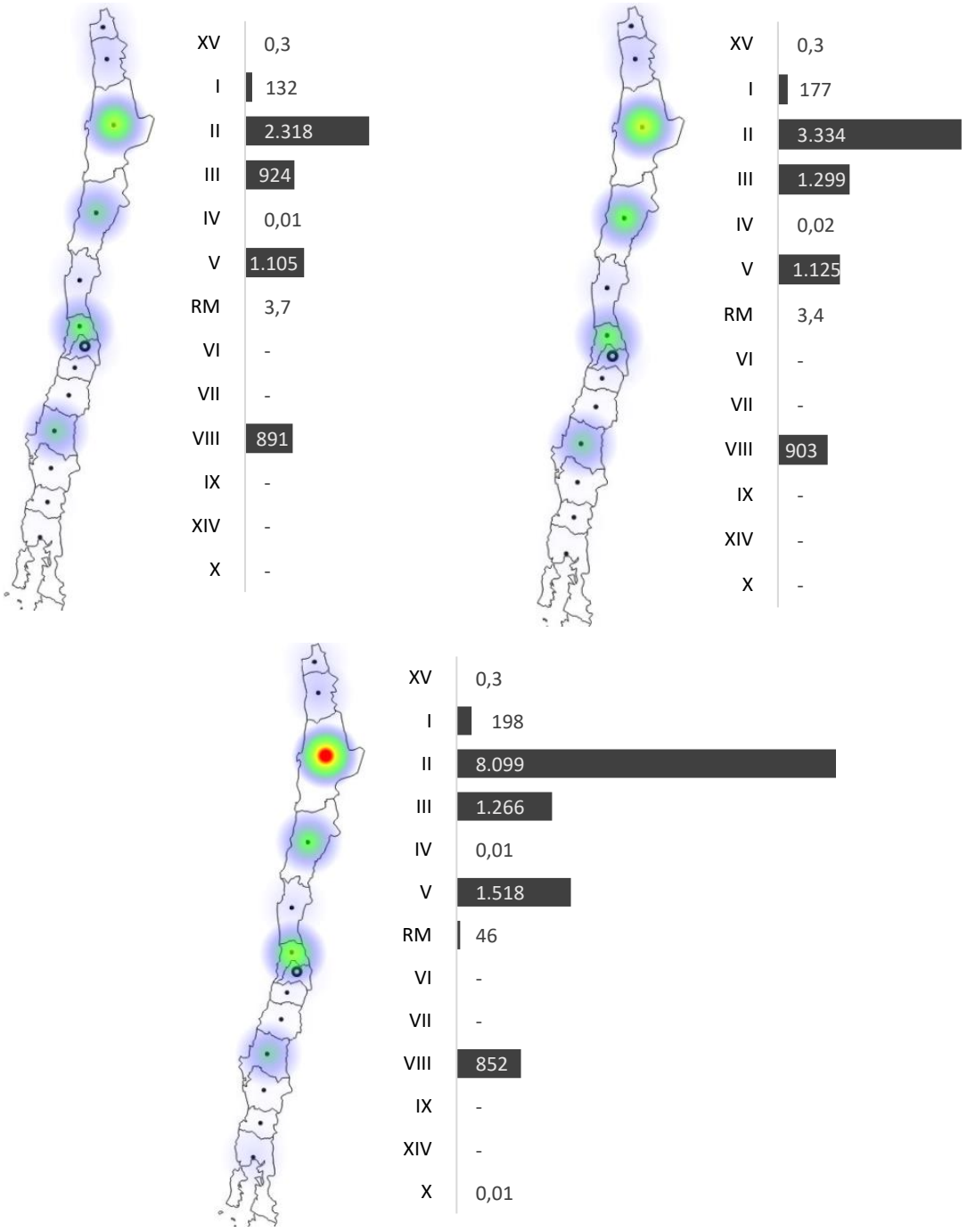

Figura F-26: Caso 4 – Evolución de emisiones de MP por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

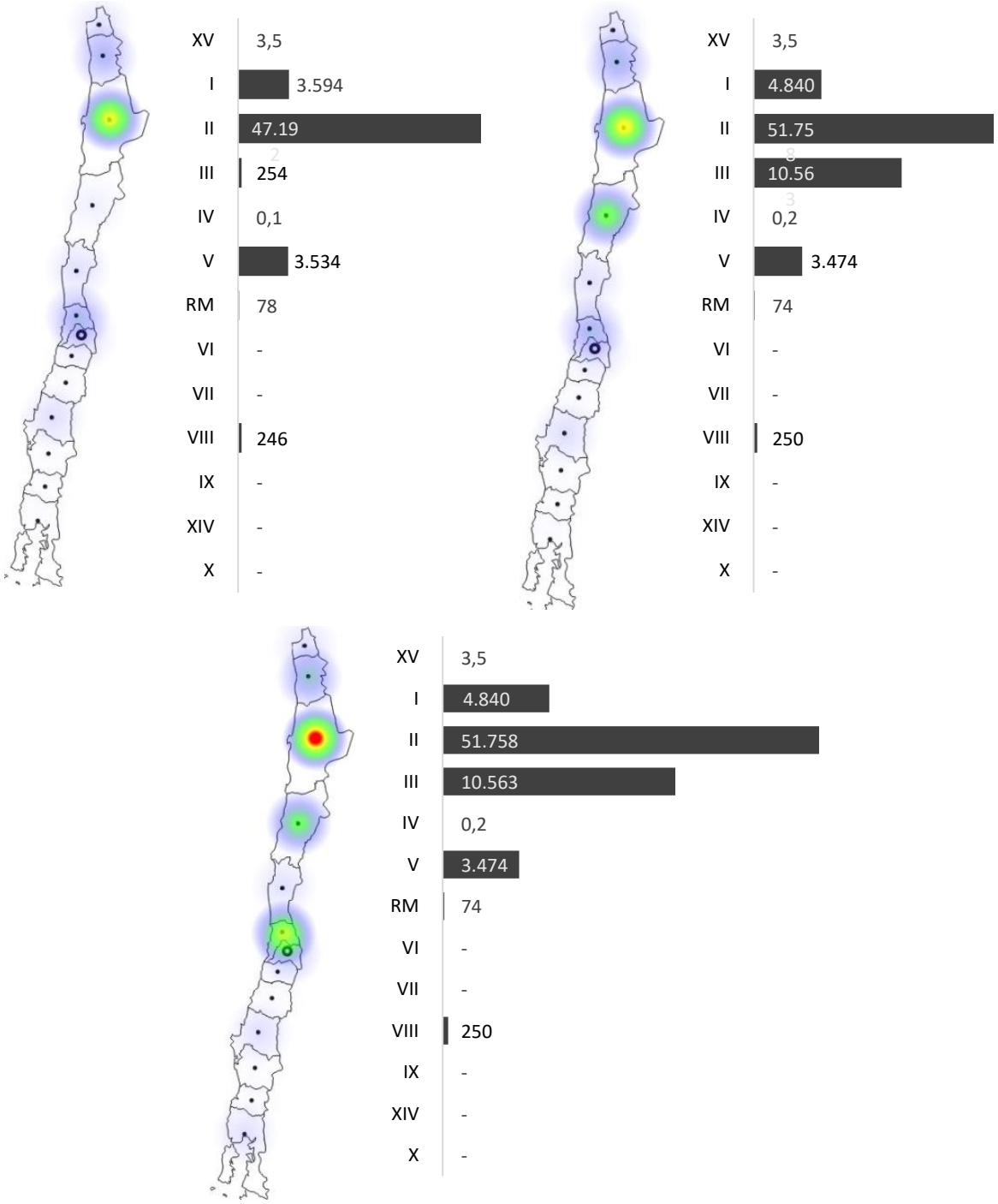

Figura F-27: Caso 4 – Evolución de emisiones de NOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

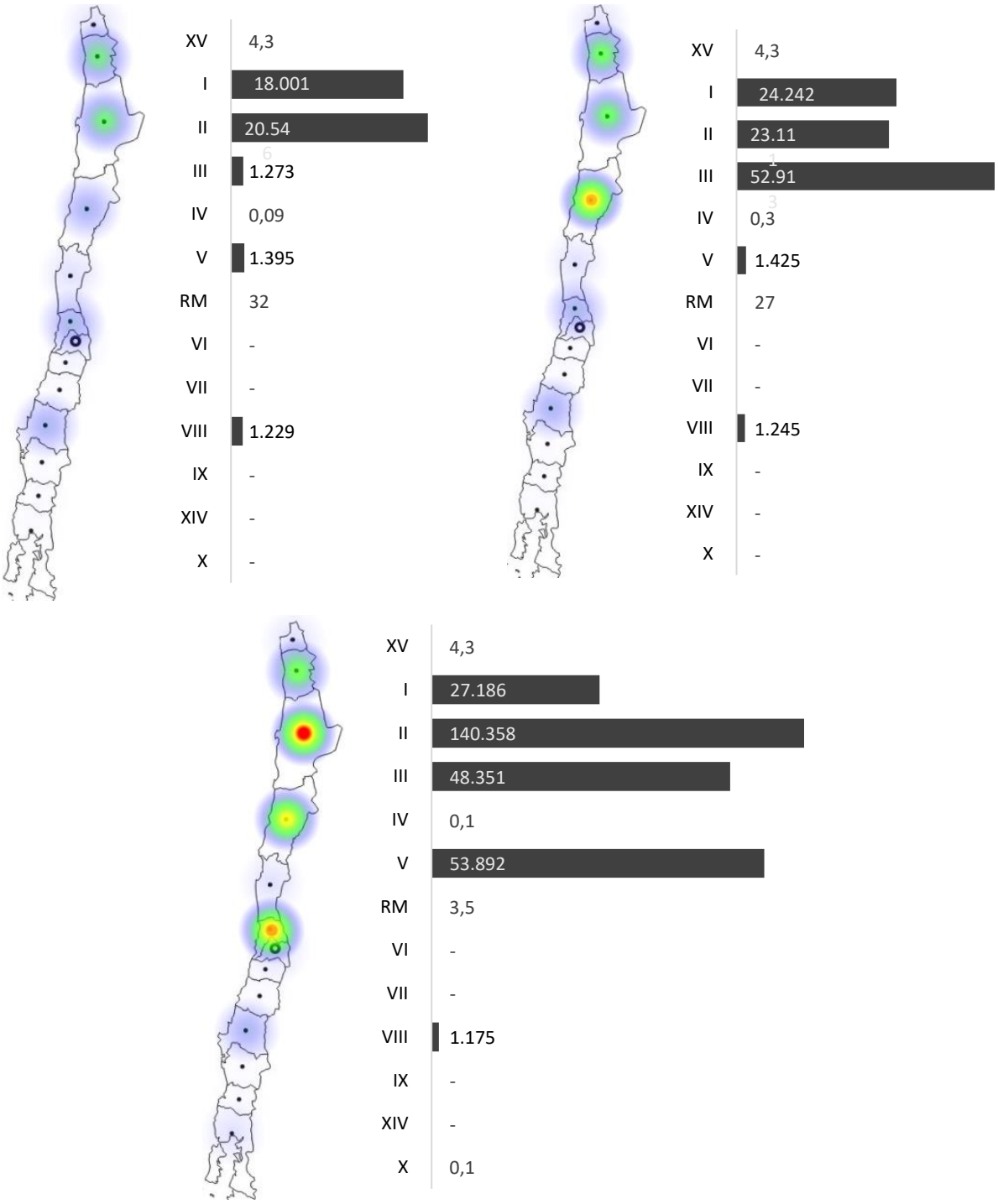

Figura F-28: Caso 4 – Evolución de emisiones de SOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

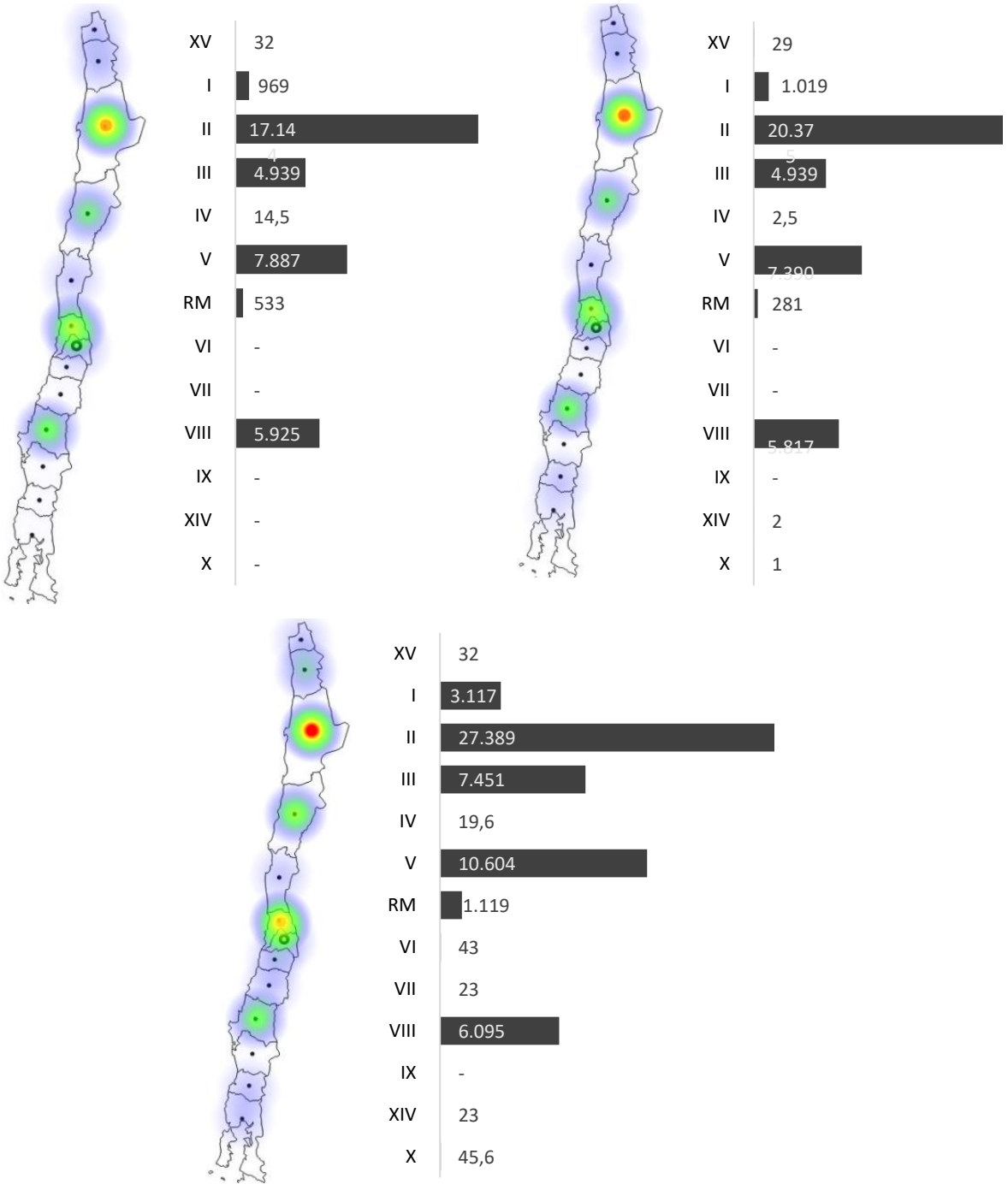

Figura F-29: Caso 5 – Evolución de emisiones de CO_2 por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (miles de toneladas/año)

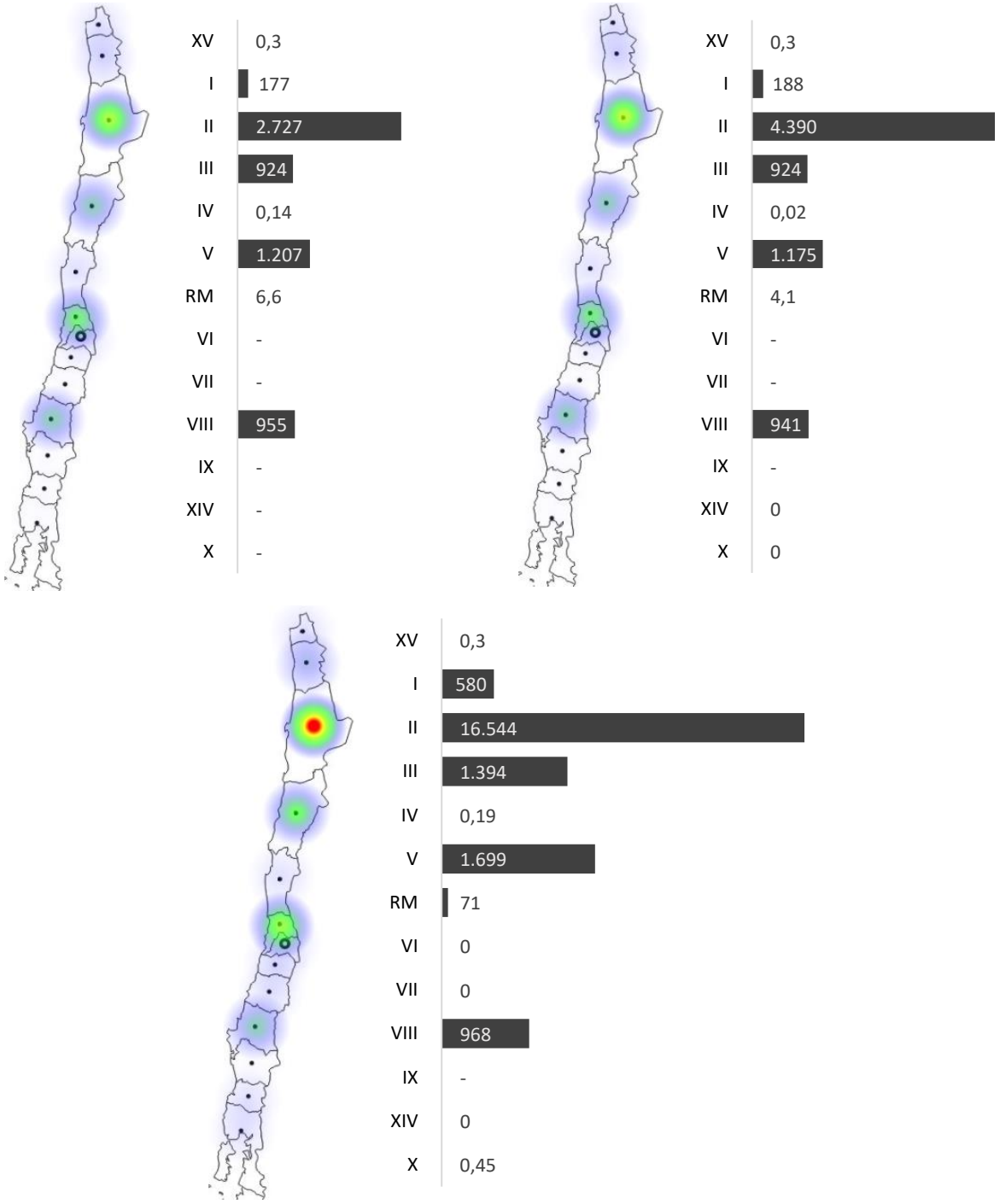

Figura F-30: Caso 5 – Evolución de emisiones de MP por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

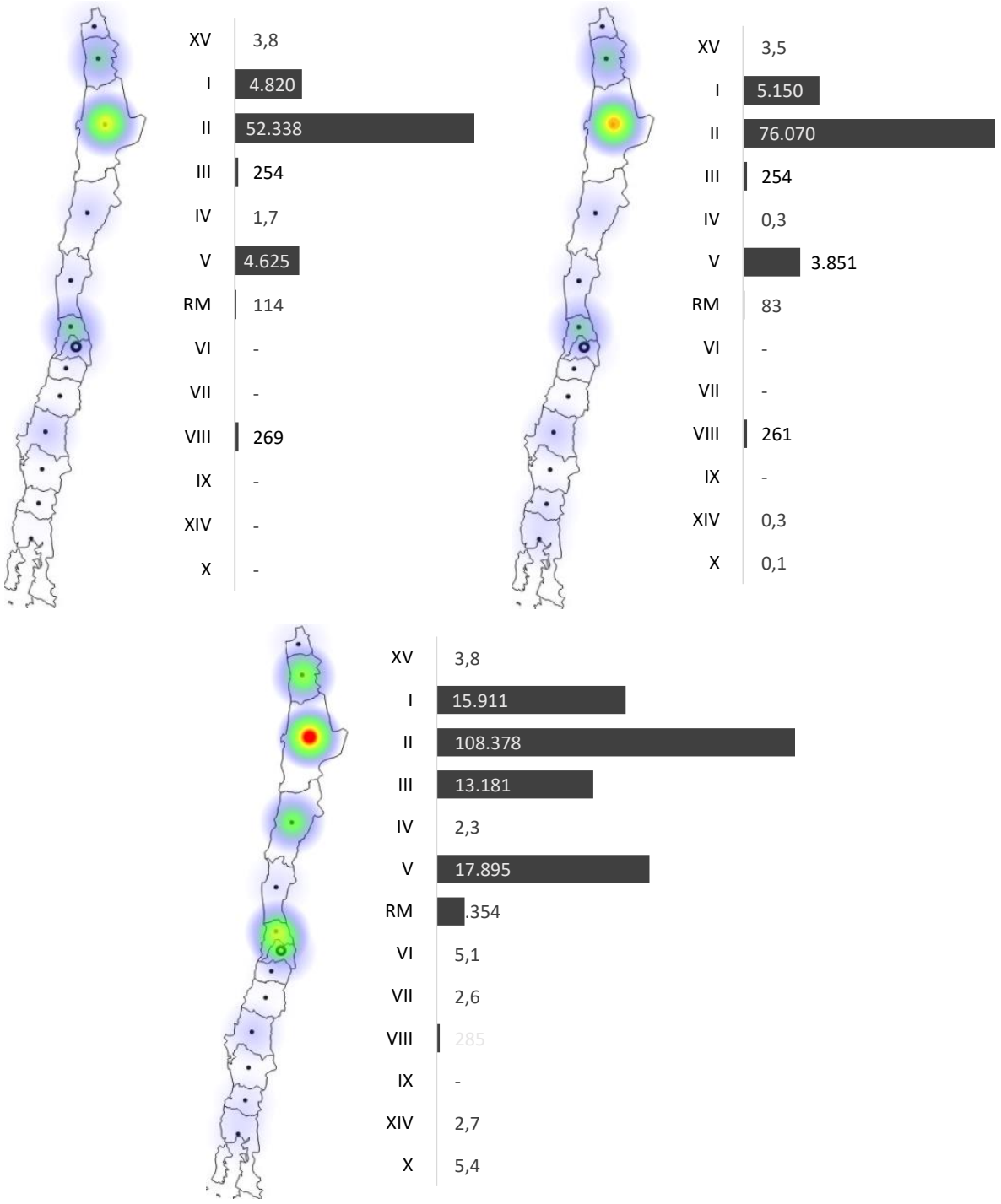

Figura F-31: Caso 5 – Evolución de emisiones de NOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

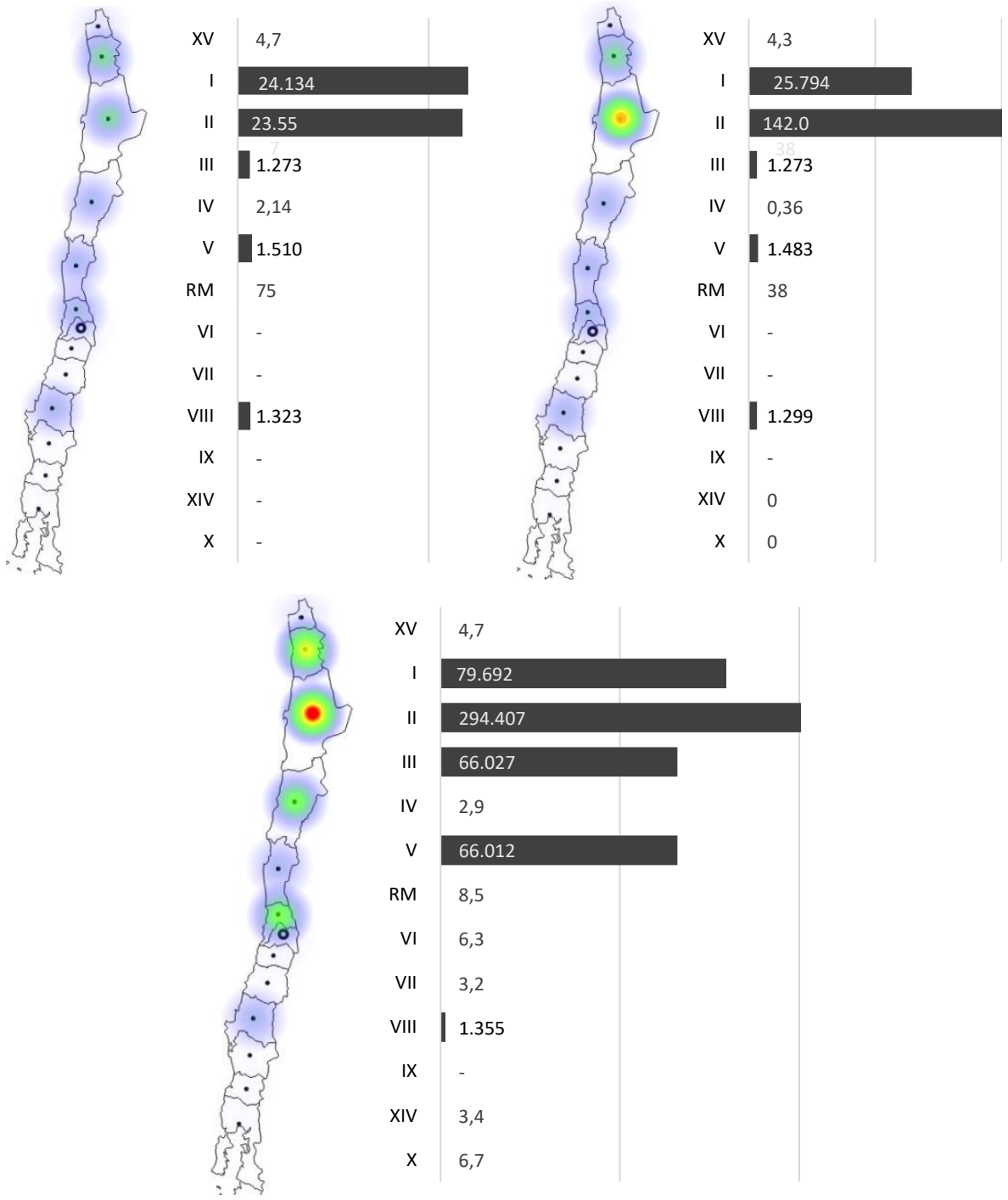

Figura F-32: Caso 5 – Evolución de emisiones de SOx por región, para el año 2018, 2022 y 2027 (toneladas/año)

ANEXO G: EMISIONES POR REGIÓN Y CASO DE ESTUDIO

Las siguientes Tablas muestran las emisiones totales de cada contaminante, en cada región y para cada caso estudiado. Los símbolos (↓, ↑, –) indican si las emisiones han disminuido, aumentado o se han mantenido con respecto al caso de comparación (base). Con respecto a las comparaciones de cada caso: el Caso 2 es comparado con el Caso Base (CB), el Caso 3 es comparado con el Caso 2 (C2), el Caso 4 es comparado con el Caso 3 (C3), y el Caso 5 es comparado con el Caso 3 (C3).

Tabla G-5: Emisiones de CO_2 y sus cambios para cada caso de estudio

Región	Caso Base	Caso 2 (Base: CB) (MM ton)		Caso 3 (Base: C2) (MM ton)		Caso 4 (Base: C3) (MM ton)		Caso 5 (Base: C3) (MM ton)	
XV	0,29	0,29	–	0,29	–	0,29	–	0,30	↑
I	13	10	↓	10	↓	9	↓	16	↑
II	195	177	↓	166	↓	158	↓	213	↑
III	58	60	↑	62	↑	60	↓	59	↓
IV	0,02	0,02	↑	0,02	↓	0,01	↓	0,06	↑
V	74	78	↑	80	↑	69	↓	88	↑
RM	3	3,7	↑	3,9	↑	3	↓	6	↑
VI	-	-	–	-	–	-	–	0,11	↑
VII	0,17	-	↓	-	–	-	–	0,05	↑
VIII	55	55	–	56	↑	53	↓	59	↑
IX	-	-	–	-	–	-	–	-	–
XIV	0,003	0,004	↑	0,01	↑	-	↓	0,06	↑
X	0,002	0,002	–	0,002	–	0,001	↓	0,07	↑

Tabla G-6: Emisiones de MP y sus cambios para cada caso de estudio

Región	Caso Base	Caso 2 (Base: CB) (ton)		Caso 3 (Base: C2) (ton)		Caso 4 (Base: C3) (ton)		Caso 5 (Base: C3) (ton)	
XV	2,9	2,9	–	2,9	–	2,9	–	2,94	↑
I	2.328	1.785	↓	1.770	↓	1.712	↓	2.982	↑
II	359.375	355.981	↓	41.665	↓	36.708	↓	65.948	↑
III	10.824	11.188	↑	11.533	↑	11.289	↓	11.045	↓
IV	0,18	0,18	↑	0,16	↓	0,10	↓	0,62	↑
V	12.778	13.092	↑	13.271	↑	11.361	↓	14.116	↑
RM	118	173	↑	187	↑	161	↓	241	↑
VI	-	-	–	-	–	-	–	1,1	↑
VII	3.127	-	↓	-	–	-	–	0,47	↑
VIII	8.783	8.808	↑	9.093	↑	8.545	↓	9.495	↑
IX	-	-	–	-	–	-	–	-	–
XIV	0,03	0,04	↑	0,05	↑	-	↓	0,58	↑
X	0,02	0,02	–	0,02	–	0,01	↓	0,68	↑

Tabla G-7: Emisiones de SO_X y sus cambios para cada caso de estudio

Región	Caso Base	Caso 2 (Base: CB) (ton)		Caso 3 (Base: C2) (ton)		Caso 4 (Base: C3) (ton)		Caso 5 (Base: C3) (ton)	
XV	43	43	–	43	–	43	–	44	↑
I	319.167	244.929	↓	242.749	↓	234.805	↓	409.073	↑
II	1.461.467	1.163.154	↓	705.222	↓	549.226	↓	1.566.607	↑
III	230.575	280.738	↑	328.146	↑	294.624	↓	260.969	↓
IV	2,6	2,7	↑	2,3	↓	1,5	↓	9,3	↑
V	280.167	335.821	↑	289.593	↓	66.480	↓	318.652	↑
RM	142	182	↑	195	↑	185	↓	358	↑
VI	-	-	–	-	–	-	–	16	↑
VII	4.308	-	↓	-	–	-	–	6,96	↑
VIII	12.119	12.153	↑	12.543	↑	11.785	↓	13.150	↑
IX	-	-	–	-	–	-	–	-	–
XIV	0,44	0,66	↑	0,77	↑	-	↓	8,6	↑
X	0,31	0,31	–	0,31	–	0,21	↓	10	↑

Tabla G-8: Emisiones de NO_X y sus cambios para cada caso de estudio

Región	Caso Base	Caso 2 (Base: CB) (ton)		Caso 3 (Base: C2) (ton)		Caso 4 (Base: C3) (ton)		Caso 5 (Base: C3) (ton)	
XV	35	35	–	35	–	35	–	35	↑
I	63.726	48.903	↓	48.467	↓	46.881	↓	81.678	↑
II	754.822	684.833	↓	603.450	↓	567.707	↓	793.336	↑
III	46.031	56.046	↑	65.510	↑	58.818	↓	52.099	↓
IV	2,1	2,2	↑	1,9	↓	1,2	↓	7,5	↑
V	75.946	93.087	↑	87.184	↓	40.325	↓	102.050	↑
RM	3.714	5.505	↑	5.952	↑	5.103	↓	7.525	↑
VI	-	-	–	-	–	-	–	13	↑
VII	860	-	↓	-	–	-	–	5,60	↑
VIII	2.433	2.440	↑	2.515	↑	2.362	↓	2.673	↑
IX	-	-	–	-	–	-	–	-	–
XIV	0,35	0,53	↑	0,62	↑	-	↓	7,0	↑
X	0,25	0,25	–	0,25	–	0,17	↓	8,2	↑