



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DESARROLLO DE TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS PARA APORTAR A LA
DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO FELIPE RIVERA GUZMÁN

PROFESOR GUÍA:
PEDRO MIQUEL DURÁN

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE
DENINSON FUENTES DEL CAMPO

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DIEGO FELIPE RIVERA GUZMÁN
FECHA: 2023
PROFESOR GUÍA: PEDRO MIQUEL DURÁN

DESARROLLO DE TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS PARA APORTAR A LA DESCARBONIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Las emisiones de gases de efecto invernadero son las principales responsables del calentamiento global, y para evitar que existan cambios irreversibles en el planeta es que en todo el mundo se están haciendo esfuerzos para frenar dichas emisiones.

Chile también está comprometido con esta causa, por lo que se ha propuesto metas para aportar con la desaceleración del calentamiento global. Una de estas metas es la descarbonización del sistema eléctrico, pues la generación a partir de carbón es de las que más presenta emisiones de CO₂, el cual es un gas de efecto invernadero. Actualmente se tiene planificado el retiro total de las plantas generadoras con carbón a 2040, pero desde algunos sectores está la ambición de acelerar este proceso a 2030 para frenar el cambio climático cuanto antes. Con todo, el retiro de servicio de las plantas carboneras implica una merma en la energía que se aporta al mercado y para seguir abasteciendo la demanda en forma sostenible, esto exige su reemplazo por generadores de energía renovable limpia.

Dado lo anterior, es que el objetivo del presente trabajo es evaluar los costos asociados de la transición energética en el sistema eléctrico que trae consigo la descarbonización del sistema a 2030.

Para esto, se implementará un modelo de optimización que simule la operación del sistema eléctrico chileno, considerando la salida de toda la generación que utilice carbón como combustible siendo reemplazada por generación de energía renovable a 2030.

Dentro de los resultados del modelo, se encuentran los costos de inversión y operación en el sistema, los costos marginales en las barras y las emisiones de CO₂ resultantes de la operación. A partir de estos resultados es que se evaluará la factibilidad de adelantar la descarbonización del sistema a 2030.

En cuanto a las principales hallazgos y conclusiones de este trabajo, cabe destacar la diferencia observada en las emisiones del sistema ante el reemplazo del carbón con energías renovables y también su reemplazo con gas, en donde se observaron disminuciones de aproximadamente un 75% en ambos casos para 2030.

Otra conclusión relevante es la importancia de los sistemas de almacenamiento de energía complementando a las nuevas tecnologías de generación, pues el almacenamiento es el que permite que la generación a partir del recurso solar participe durante más horas en la operación del sistema, volviéndola más competitiva en comparación a las otras alternativas. También, se observó que el proceso de descarbonización acelerado requiere de una cantidad no menor de inversión, no solo en generación, sino que también en transmisión, en pocos años, lo cual dificulta la viabilidad de adelantar este proceso.

Agradecimientos

Cuando entré a la universidad nunca me imaginé como sería el estar en la situación de estar ad- portas de terminar la carrera. Y ahora, que ya estoy aquí, me cuesta creer que mi camino en la universidad esté por finalizar, y con esto no puedo evitar emocionarme al recordar todos los momentos que viví durante esta etapa.

Quiero partir agradeciendo a mi familia, a mis padres, Alejandra y Manuel, que siempre hicieron todo lo que estaba a su alcance para darme siempre lo mejor, gracias por todo, gracias por todos los valores que me inculcaron y por todo el amor que siempre me entregaron. También agradecer a mis hermanos, María Jesús, Javier y Andrés. Se que siempre los molesto y que a veces discutimos, pero de verdad, no saben lo feliz que me hacía verlos cada vez que volvía a Rancagua los fines de semana. Siempre contarán conmigo para todo. Y no quiero dejar fuera de esto a las gatas de la casa, Lagui, Invi y Tigri, que en paz descanse. Llegaron un día de improviso y alegraron las cosas en el hogar. Gracias por estar siempre acompañándonos, en especial en los tiempos de pandemia.

Quiero agradecer también a mis tíos, primos y abuelos por siempre apoyarme, por cuidarme y aconsejarme cuando lo necesitaba, en especial a mi abuelo, Guille, gracias por ir a dejarme y buscarme durante gran parte de mi infancia, todos esos momentos juntos siempre los voy a recordar. Gracias por siempre estar ahí.

También quiero agradecer a todos mis amigos que me han acompañado durante mi vida hasta ahora. Primero a los G8, mis primeros amigos, estoy muy contento de haberlos conocido, y también muy feliz que nos podamos seguir juntando y todo sea como cuando todavía estábamos en el colegio. A los PDP, los primeros amigos que hice en la universidad. Agradezco haberme cruzado con ustedes en mi camino y que las risas tomando chela en la ebria nunca faltaron. A los EW, mis primeros amigos en eléctrica, gracias por haberme acogido cuando no conocía a casi nadie en el departamento. Por último, pero no menos importante, a los AVG. Nada hacía presagiar que ese trabajo de investigación de SEP nos uniera tanto y fuera el detonante de todos los buenos momentos que he vivido con ustedes, gracias por soportarme en estos años de carrera, éxito con sus tesis que ya queda poco.

Finalmente agradecer al profesor Pedro Miquel, que fue mi guía durante esta última etapa. Gracias por toda la experiencia transmitida. Las reuniones que tuvimos siempre fueron muy productivas para mí, y de verdad aprendí mucho de usted.

Se despide atte.

Riveryman.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Alcance.....	2
Capítulo 2: Marco teórico.....	4
2.1. Concentración solar de potencia	4
2.1.1. Almacenamiento térmico.....	6
2.1.2. Costos.....	6
2.2. Energías renovables variables	7
2.2.1. Comportamiento dinámico inercia y convertidores	7
2.2.2. Estabilidad dinámica.....	9
2.2.3. Costos	11
2.3. Hidrógeno verde	11
2.4. Sistemas de almacenamiento	17
2.5. Sistema eléctrico	20
2.5.1. Antecedentes del sistema eléctrico nacional	20
2.5.2. Descarbonización	22
2.5.3. Planificación y operación del sistema	25
Capítulo 3: Metodología.....	28
3.1. Evaluación técnico-económica de las tecnologías	29
3.2. Modelo de optimización	29
3.2.1. Operación del sistema	29
3.2.2. Flujo por las líneas	40

3.2.3. Inversión en las tecnologías	41
3.3. Demanda del sistema.....	41
3.4. Curvas recurso solar y eólico	43
3.5. Red de prueba	46
3.6. Costos variables	48
3.7. Costos de inversión.....	51
3.8. Descarbonización.....	52
3.9. Capacidad instalada en el sistema.....	52
3.10. Casos de estudio	53
Capítulo 4: Resultados y análisis	55
4.1. Evaluación técnico-económica de las tecnologías	55
4.1.1. Concentración solar de potencia.....	55
4.1.2. Parque fotovoltaico con almacenamiento	56
4.1.3. Parque eólico con almacenamiento.....	58
4.1.4. Electrolizador.....	60
4.2. Casos de estudio	62
4.2.1. Caso 1: descarbonización a 2030 con generación renovable y sin impuesto a las emisiones	62
4.2.2. Caso 2: descarbonización a 2030 con generación renovable y con impuesto a las emisiones	76
4.2.3. Caso 3: descarbonización a 2030 con generación convencional (gas).....	87
Capítulo 5: Conclusiones.....	99
Capítulo 6: Trabajo Futuro	102
Capítulo 7: Bibliografía	103
Anexos	108
Anexo A. Casos de estudio	108

Anexo A.1. Caso 1: descarbonización a 2030 con generación renovable y sin impuesto a las emisiones	108
Anexo A.2. Caso 2: descarbonización a 2030 con generación renovable y con impuesto a las emisiones	115
Anexo A.3. Caso 3: descarbonización a 2030 con generación convencional (gas)	122
Anexo B. Congestionamiento en el sistema de transmisión de 500 kV del norte y sistema de transmisión HVDC	128
Anexo B.1. Caso 1: descarbonización a 2030 con generación renovable y sin impuesto a las emisiones	129
Anexo B.2. Caso 2: descarbonización a 2030 con generación renovable y con impuesto a las emisiones	130
Anexo B.3. Caso 3: descarbonización a 2030 con generación convencional (gas)	131

Índice de Tablas

TABLA 2.1: COSTOS DE INVERSIÓN CSP	7
TABLA 2.2: COSTOS DE INVERSIÓN SOLAR PV Y EÓLICA	11
TABLA 2.3: COSTOS DE INVERSIÓN SOLAR PV Y EÓLICA CONSIDERANDO ALMACENAMIENTO	11
TABLA 2.4: CUADRO COMPARATIVO DE ELECTROLIZADORES ALK Y PEM [26].	13
TABLA 2.5: IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLES DURANTE 2021 [38].	22
TABLA 2.6: FACTORES DE EMISIÓN DE CO ₂	22
TABLA 2.7: RETIRO DE CENTRALES A CARBÓN PARA 2024 [42].	23
TABLA 3.1: VARIACIÓN DE DEMANDA SEGÚN LA FIJACIÓN DE PRECIOS DE CORTO PLAZO [47].	42
TABLA 3.2: SUBESTACIONES DE LA RED REDUCIDA	48
TABLA 3.3: PROYECCIÓN PRECIO CARBÓN TÉRMICO [47].	49
TABLA 3.4: PROYECCIÓN PRECIO GNL [47].	49
TABLA 3.5: PROYECCIÓN PRECIO CRUDO DE BRENT [47].	50
TABLA 3.6: CONSUMOS ESPECÍFICOS [47].	50
TABLA 3.7: COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES [16].	50
TABLA 3.8: COSTOS VARIABLES ESTIMADOS	51
TABLA 3.9: COSTOS VARIABLES ESTIMADOS CONSIDERANDO IMPUESTO A LAS EMISIONES.	51
TABLA 3.10: COSTOS DE INVERSIÓN ESTIMADOS.	52
TABLA 3.11: SALIDA DE CENTRALES QUE USAN CARBÓN A 2030	52
TABLA 3.12: CAPACIDAD INSTALADA DE OTRAS TECNOLOGÍAS	53
TABLA 4.1: COSTOS MARGINALES 2023 - CASO 1	71
TABLA 4.2: COSTOS MARGINALES 2027 - CASO 1	72
TABLA 4.3: COSTOS MARGINALES 2030 - CASO 1	72
TABLA 4.4: COSTOS MARGINALES 2040 - CASO 1	72
TABLA 4.5: COSTOS MARGINALES 2050 - CASO 1	72
TABLA 4.6: COSTOS DE OPERACIÓN - CASO 1	73
TABLA 4.7: INVERSIONES POR AÑO - CASO 1	74
TABLA 4.8: EMISIONES ANUALES - CASO 1	75

TABLA 4.9: SENSIBILIDAD COSTO DE INVERSIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA HÍBRIDA	75
TABLA 4.10: SENSIBILIDAD HORAS DE ALMACENAMIENTO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA HÍBRIDA	76
TABLA 4.11: COSTOS MARGINALES 2023 - CASO 2	85
TABLA 4.12: COSTOS MARGINALES 2027 - CASO 2	85
TABLA 4.13: COSTOS MARGINALES 2030 - CASO 2	85
TABLA 4.14: COSTOS MARGINALES 2040 - CASO 2	85
TABLA 4.15: COSTOS MARGINALES 2050 - CASO 2	86
TABLA 4.16: COSTOS DE OPERACIÓN - CASO 2	86
TABLA 4.17: INVERSIONES POR AÑO - CASO 2	87
TABLA 4.18: EMISIONES ANUALES - CASO 2	87
TABLA 4.19: COSTOS MARGINALES 2023 - CASO 3	96
TABLA 4.20: COSTOS MARGINALES 2027 - CASO 3	96
TABLA 4.21: COSTOS MARGINALES 2030 - CASO 3	96
TABLA 4.22: COSTOS MARGINALES 2040 - CASO 3	96
TABLA 4.23: COSTOS MARGINALES 2050 - CASO 3	97
TABLA 4.24: COSTO DE OPERACIÓN - CASO 3	97
TABLA 4.25: INVERSIONES POR AÑO - CASO 3	98
TABLA 4.26: EMISIONES ANUALES - CASO 3	98

Índice de Figuras

FIGURA 2.1: TECNOLOGÍAS CSP: (1) CILINDROS PARABÓLICOS; (2) PLATOS PARABÓLICOS; (3) TORRE RECEPTORA CENTRAL; (4) REFLECTORES LINEALES DE FRESNEL [8]	5
FIGURA 2.2: ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA CSP [12].....	6
FIGURA 2.3: EJEMPLOS DE (A) CONVERTIDOR GRID-FORMING, (B) CONVERTIDOR GRID-FOLLOWING [21].	9
FIGURA 2.4: REQUERIMIENTO DE CAPACIDAD FAULT RIDE-THROUGH EN LA NORMATIVA CHILENA [22].	10
FIGURA 2.5: POTENCIAL DEL HIDRÓGENO VERDE EN LAS DISTINTAS INDUSTRIAS [28].	14
FIGURA 2.6: COSTO DE DESARROLLO DEL HIDRÓGENO VERDE [USD/KG H ₂] EN CHILE [28].	15
FIGURA 2.7: PROYECCIÓN DEL COSTO DE DESARROLLO DE H ₂ EN CHILE Y OTROS PAÍSES A 2030 [28].	15
FIGURA 2.8: ENERGÍA ALMACENADA EN EMBALSES [30].	16
FIGURA 2.9: PROCESO QUÍMICO DE ELECTRÓLISIS Y METANIZACIÓN [31].	16
FIGURA 2.10: ALTERNATIVAS PARA EL HIDRÓGENO EN EL SECTOR ELÉCTRICO [29].	17
FIGURA 2.11: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.	18
FIGURA 2.12: SERVICIOS QUE PUEDEN PROVEER LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO [35].....	19
FIGURA 2.13: CAPACIDAD INSTALADA EN EL SEN EN 2021	21
FIGURA 2.14: GENERACIÓN ANUAL POR TECNOLOGÍA EN EL SEN 2021.....	21
FIGURA 2.15: GENERACIÓN DE PE LA FLOR Y PFV ANDES SOLAR EL DÍA 15/01/2022.....	24
FIGURA 2.16: PERSPECTIVA TEMPORAL DE LA TOMA DE DECISIONES [45].....	25
FIGURA 2.17: DESCARBONIZACIÓN SEGÚN ESCENARIOS DE LARGO PLAZO [46].....	27
FIGURA 3.1: DIAGRAMA DE LA METODOLOGÍA A SEGUIR.	28
FIGURA 3.2: DEMANDA NETA ANUAL	42
FIGURA 3.3: DEMANDA MÁXIMA HORARIA ANUAL.....	43
FIGURA 3.4: CURVA DEL RECURSO EÓLICO AL NORTE DE LA S/E CHANGOS.....	44
FIGURA 3.5: CURVA DEL RECURSO EÓLICO AL SUR DE LA S/E CHANGOS.....	44
FIGURA 3.6: CURVA DEL RECURSO SOLAR EN EL NORTE DEL SISTEMA.....	45
FIGURA 3.7: CURVA DEL RECURSO SOLAR EN EL CENTRO DEL SISTEMA.....	45
FIGURA 3.8: CURVA DEL RECURSO SOLAR EN EL SUR DEL SISTEMA	46
FIGURA 3.9: RED REDUCIDA PELP.....	47
FIGURA 4.1: COSTO DE DESARROLLO CSP	55
FIGURA 4.2: ANÁLISIS FODA CSP	56
FIGURA 4.3: COSTO DE DESARROLLO FOTOVOLTAICA.....	57

FIGURA 4.4: COSTO DE DESARROLLO FOTOVOLTAICA HÍBRIDA	57
FIGURA 4.5: ANÁLISIS FODA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	58
FIGURA 4.6: COSTO DE DESARROLLO EÓLICA.....	59
FIGURA 4.7: COSTO DE DESARROLLO EÓLICA HÍBRIDA	59
FIGURA 4.8: ANÁLISIS FODA GENERACIÓN EÓLICA	60
FIGURA 4.9: COSTO DE DESARROLLO HIDRÓGENO VERDE.....	61
FIGURA 4.10: ANÁLISIS FODA HIDRÓGENO VERDE.....	61
FIGURA 4.11: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2023 - CASO 1.....	63
FIGURA 4.12: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2027 - CASO 1.....	63
FIGURA 4.13: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2030 - CASO 1.....	64
FIGURA 4.14: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2040 - CASO 1.....	64
FIGURA 4.15: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2050 - CASO 1.....	65
FIGURA 4.16: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2023 - CASO 1	66
FIGURA 4.17: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2027 - CASO 1	66
FIGURA 4.18: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2030 - CASO 1	67
FIGURA 4.19: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2040 - CASO 1	67
FIGURA 4.20: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2050 - CASO 1	68
FIGURA 4.21: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2023 - CASO 1	69
FIGURA 4.22: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2027 - CASO 1	69
FIGURA 4.23: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2030 - CASO 1	70
FIGURA 4.24: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2040 - CASO 1	70
FIGURA 4.25: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2050 - CASO 1	70
FIGURA 4.26: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2023 - CASO 2.....	77
FIGURA 4.27: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2027 - CASO 2.....	77
FIGURA 4.28: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2030 - CASO 2.....	78
FIGURA 4.29: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2040 - CASO 2.....	78
FIGURA 4.30: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2050 - CASO 2.....	79
FIGURA 4.31: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2023 - CASO 2	80
FIGURA 4.32: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2027 - CASO 2	80
FIGURA 4.33: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2030 - CASO 2	81
FIGURA 4.34: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2040 - CASO 2	81
FIGURA 4.35: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2050 - CASO 2	82
FIGURA 4.36: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2023 - CASO 2	83
FIGURA 4.37: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2027 - CASO 2	83
FIGURA 4.38: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2030 - CASO 2	83
FIGURA 4.39: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2040 - CASO 2	84
FIGURA 4.40: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2050 - CASO 2	84
FIGURA 4.41: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2023 - CASO 3.....	88
FIGURA 4.42: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2027 - CASO 3.....	89
FIGURA 4.43: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2030 - CASO 3.....	89
FIGURA 4.44: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2040 - CASO 3.....	90
FIGURA 4.45: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2050 - CASO 3.....	90
FIGURA 4.46: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2023 - CASO 3	91
FIGURA 4.47: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2027 - CASO 3	91
FIGURA 4.48: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2030 - CASO 3	92
FIGURA 4.49: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2040 - CASO 3	92
FIGURA 4.50: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2050 - CASO 3	93
FIGURA 4.51: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2023 - CASO 3	94
FIGURA 4.52: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2027 - CASO 3	94
FIGURA 4.53: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2030 - CASO 3	94
FIGURA 4.54: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2040 - CASO 3	95
FIGURA 4.55: NUEVA CAPACIDAD INSTALADA 2050 - CASO 3	95

Índice de Anexos

ANEXO A.1.1: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2024 - CASO 1	108
ANEXO A.1.2: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2025 - CASO 1	108
ANEXO A.1.3: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2026 – CASO 1	109
ANEXO A.1.4: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2028 - CASO 1	109
ANEXO A.1.5: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2029 - CASO 1	110
ANEXO A.1.6: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2035 - CASO 1	110
ANEXO A.1.7: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2045 - CASO 1	111
ANEXO A.1.8: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2024 - CASO 1	111
ANEXO A.1.9: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2025 - CASO 1	112
ANEXO A.1.10: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2026 - CASO 1	112
ANEXO A.1.11: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2028 - CASO 1	113
ANEXO A.1.12: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2029 - CASO 1	113
ANEXO A.1.13: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2035 - CASO 1	114
ANEXO A.1.14: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2045 - CASO 1	114
ANEXO A.2.1: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2024 - CASO 2	115
ANEXO A.2.2: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2025 - CASO 2	115
ANEXO A.2.3: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2026 - CASO 2	116
ANEXO A.2.4: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2028 - CASO 2	116
ANEXO A.2.5: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2029 - CASO 2	117
ANEXO A.2.6: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2035 - CASO 2	117
ANEXO A.2.7: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2045 - CASO 2	118
ANEXO A.2.8: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2024 - CASO 2	118
ANEXO A.2.9: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2025 - CASO 2	119
ANEXO A.2.10: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2026 - CASO 2	119
ANEXO A.2.11: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2028 - CASO 2	120
ANEXO A.2.12: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2029 - CASO 2	120
ANEXO A.2.13: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2035 - CASO 2	121
ANEXO A.2.14: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2045 - CASO 2	121
ANEXO A.3.1: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2024 - CASO 3	122
ANEXO A.3.2: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2025 - CASO 3	122
ANEXO A.3.3: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2026 - CASO 3	123
ANEXO A.3.4: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2028 - CASO 3	123
ANEXO A.3.5: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2029 - CASO 3	124
ANEXO A.3.6: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2035 - CASO 3	124
ANEXO A.3.7: GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA 2045 - CASO 3	125
ANEXO A.3.8: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2024 - CASO 3	125
ANEXO A.3.9: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2025 - CASO 3	126
ANEXO A.3.10: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2026 - CASO 3	126
ANEXO A.3.11: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2028 - CASO 3	127
ANEXO A.3.12: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2029 - CASO 3	127
ANEXO A.3.13: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2035 - CASO 3	128
ANEXO A.3.14: GENERACIÓN PORCENTUAL POR TECNOLOGÍA 2045 - CASO 3	128
ANEXO B.1.1: NIVEL DE CONGESTIÓN 2023 - CASO 1	129
ANEXO B.1.2: NIVEL DE CONGESTIÓN 2028 - CASO 1	129
ANEXO B.1.3: NIVEL DE CONGESTIÓN 2030 - CASO 1	129
ANEXO B.1.4: NIVEL DE CONGESTIÓN 2050 - CASO 1	130
ANEXO B.2.1: NIVEL DE CONGESTIÓN 2023 - CASO 2	130
ANEXO B.2.2: NIVEL DE CONGESTIÓN 2028 - CASO 2	130
ANEXO B.2.3: NIVEL DE CONGESTIÓN 2030 - CASO 2	130
ANEXO B.2.4: NIVEL DE CONGESTIÓN 2050 - CASO 2	131
ANEXO B.3.1: NIVEL DE CONGESTIÓN 2023 - CASO 3	131
ANEXO B.3.2: NIVEL DE CONGESTIÓN 2028 - CASO 3	131
ANEXO B.3.3: NIVEL DE CONGESTIÓN 2030 - CASO 3	132

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

El cambio climático es un problema que afecta a todo el planeta. En 2015 se llevó a cabo la COP21 en París, de donde surgió el Acuerdo de París [1], se estableció limitar el aumento de la temperatura del planeta a 2°C y así impedir que ocurran cambios irreversibles en el planeta.

Chile no es ajeno a este problema y está comprometido en aportar para lograr el objetivo anteriormente mencionado. En particular, según el Informe de Inventarios Regionales 1990 - 2018 [2], el sector energía, en donde se considera principalmente la quema de combustibles fósiles, es el que presenta la mayor fuente de emisión de gases de efecto invernadero con un 77%. Por lo que hay una gran oportunidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a través del sector eléctrico.

Dentro de las políticas implementadas relacionadas a la problemática, se encuentra la política de Energía 2050, la cual fue puesta en marcha en el segundo mandato de Michelle Bachelet, en donde se establece como meta que la generación con fuentes renovables sea de al menos 70% para 2050 [3]. Esta política ha servido como base para las políticas impulsadas en los gobiernos siguientes. La meta mencionada anteriormente fue renovada con la actualización 2020 de la contribución determinada a nivel nacional (NDC), en donde se establece como meta ser un país carbono neutral a 2050 [4].

Las metas de descarbonización cada vez se van acelerando, evidencia de esto es que en el Senado está en proceso un proyecto de ley que prohíba el uso de combustibles fósiles en el sistema eléctrico nacional a partir del 2030 [5]. Sumado a esto, el Coordinador Eléctrico Nacional también prepara una ruta para que a partir de 2030 la generación en el sistema eléctrico nacional sea 100% en base a energías renovables [6].

Según los datos de generación publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional [7], más del 50% de la generación del 2021 fue a partir de combustibles fósiles y aproximadamente un 20% a partir de hidroeléctricas.

En cuanto a las tecnologías presentes en el sistema, estas se pueden separar en dos grupos, las que funcionan a través de generadores síncronos y las que se conectan al sistema a través de convertidores.

Dentro del primero grupo se encuentran las centrales termoeléctricas, las cuales utilizan combustibles fósiles para la generación, y también las centrales hidroeléctricas tanto de pasada como de embalse, en donde estas últimas no tienen la misma participación en el sistema como en años anteriores debido a los déficits que han sufrido los embalses durante las últimas décadas. Sumado a las anteriores tecnologías de generación, se encuentra en menor escala la concentración solar de potencia. El grupo de los generadores síncronos es el que históricamente ha predominado en los sistemas eléctricos.

El otro grupo son las tecnologías que se conectan al sistema a través de convertidores, entre las que se encuentran las que se alimentan de energías renovables variables como lo son la generación solar fotovoltaica y eólica.

Para lograr las metas de descarbonización claramente hay que eliminar el uso de combustibles fósiles, pero actualmente las centrales que usan este tipo de combustibles son la base de la generación en el sistema, en consecuencia, resulta necesario diseñar una transición energética que sea económica y sustentable para lograr los objetivos.

Por lo anterior, es importante estudiar las tecnologías que van a formar parte de la matriz energética de Chile en el futuro y también los impactos en cuanto a costos que tendrán como consecuencia.

1.2. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos de este trabajo de título.

1.2.1. Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo es estimar los costos de la transición energética en Chile para lograr la descarbonización del sistema eléctrico a 2030, de forma que la matriz energética sea económica y sustentable. Para esto, se estudiarán los costos de inversión de las distintas alternativas y también el costo de operación y de inversión del sistema como consecuencia de esta transición.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo son:

- Evaluación técnico-económica de las tecnologías en estudio.
 - Concentración solar de potencia
 - Energías renovables variables con almacenamiento
 - Hidrógeno verde
- Elaborar un análisis FODA para las tecnologías.
- Simular la operación del sistema para distintos escenarios.
- Contrastar los resultados obtenidos con los costos de desarrollo de las tecnologías.

1.3. Alcance

En el presente trabajo se simula la operación del sistema eléctrico chileno, mediante una representación multinodal. Y en lo que respecta a las inversiones en el sistema, solo se considerará dentro del problema de optimización las inversiones en generación, vale decir, que solo se considerará la expansión de la generación en la optimización, y la expansión de la transmisión en el sistema no será considerada dentro del modelo.

Respecto de las nuevas tecnologías a barajar, para efectos de este trabajo solo se considerarán las anteriormente mencionadas, y no se tendrán en consideración otras alternativas de generación como lo es la geotermia, energía nuclear, etc.

La simulación de la operación considerando todas las barras del sistema eléctrico nacional resulta ser muy complejo debido a la gran cantidad de datos de entrada que necesitaría el modelo y también debido al costo computacional que esto implica. Por ende,

para la realización de este trabajo se utilizará una red reducida, la cual emule al sistema eléctrico nacional, y de esta forma simplificar el problema.

Otra de las simplificaciones que se empleará en el modelo es con respecto a las horas anuales con que se modela la demanda. Simular las 8760 horas del año trae consigo un costo computacional muy elevado, esto porque se necesita de una gran cantidad de memoria para almacenar las variables del problema. Debido a esto es que en este trabajo se considerarán 4 días representativos, uno por cada estación del año, para simplificar la operación del sistema.

Capítulo 2: Marco teórico

El presente capítulo describe las tecnologías a considerar para la descarbonización del sistema eléctrico. En particular se detallarán sus principales características y los costos asociados.

Sumado a esto, en este capítulo también se hablará sobre el sistema eléctrico chileno como tal y del proceso de descarbonización de la matriz eléctrica. Considerando los sistemas eléctricos, también se discutirá sobre los procesos de planificación y operación del sistema.

2.1. Concentración solar de potencia

La concentración solar de potencia (CSP) utiliza espejos para concentrar la energía solar y convertirla en energía térmica a altas temperaturas. La energía térmica es transportada a través de vapor o aire caliente. Y se utiliza para mover las turbinas del generador y así producir electricidad [8]. Existen diversos tipos de plantas CSP, tal como se muestra en la Figura 2.1., estos son cilindro parabólico, plato parabólico, torre receptora central y reflectores lineales de Fresnel.

Los CSP tipo cilindro parabólico se basan en grandes espejos en forma de U para reflejar la radiación solar en un receptor. El campo de colectores se compone de varios centenares de canales puestos en filas paralelas alineadas típicamente de norte a sur [9]. Por estos canales circula un fluido de transferencia térmica, el cual se calienta a unos 400°C mediante la concentración de rayos solares. Estos fluidos se bombean por una serie de intercambiadores térmicos para producir un vapor de alta temperatura, que se convierte en energía eléctrica a través de un generador de turbinas convencional [10].

Los de tipo plato parabólico usan un reflector en forma de disco que concentra los rayos solares situado en el punto focal del disco. Los concentradores se colocan en conjunto con un sistema de seguimiento de dos ejes que sigue al sol. En el punto focal, para una conversión eficiente de energía, se coloca normalmente un motor Stirling con un generador eléctrico para utilizar el calor concentrado en el receptor [9], [11].

Los CSP de tipo torre están conformados por un conjunto circular de heliostatos, los cuales concentran la luz solar en un receptor central que se encuentra sobre una torre. Los heliostatos generalmente tienen una superficie entre 40 – 120 m² y un sistema de dos ejes para enfocar todos los espejos al receptor. El fluido calentado se puede utilizar para mover las turbinas y/o puede ser transportado a un intercambiador térmico para almacenar su energía térmica [8], [11]

En cuanto a los CSP de reflectores lineales de Fresnel, estos constan de un conjunto de reflectores casi planos que concentran la radiación solar en receptores lineales invertidos elevados. No se necesita ningún sistema de seguimiento para concentrar la radiación solar porque los espejos Fresnel dirigen la luz solar al intercambiador de calor idealmente en cualquier ángulo de incidencia. La eficiencia que presenta este tipo de tecnología es la menor en comparación a las otras tecnologías CSP, la temperatura del portador no es lo suficientemente alta y presenta dificultades para un almacenamiento

térmico eficiente. Estas desventajas se compensan de cierta forma por los costos de producción que presenta, siendo menores a las otras tecnologías [8], [10]

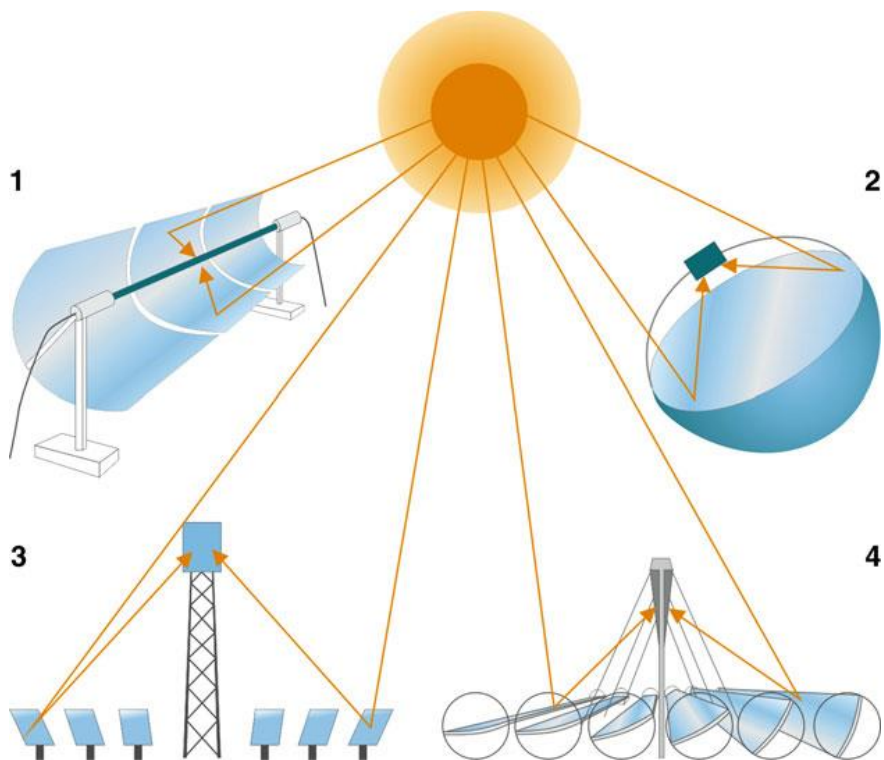


Figura 2.1: Tecnologías CSP: (1) Cilindros parabólicos; (2) Platos parabólicos; (3) Torre receptora central; (4) Reflectores lineales de Fresnel [8]

En cuanto al funcionamiento de las CSP como tal, en la Figura 2.2 se muestra un esquema general de su funcionamiento. Las CSP presentan un concentrador el cual concentra los rayos solares. Esta radiación concentrada es recibida por los receptores, los cuales normalmente lo convierten en energía térmica. Luego de ser recibida por los receptores, existen dos alternativas, la primera convertirla en energía eléctrica, o bien transportarla a otro lugar para su conversión final. La opción de transportarla ofrece la opción de almacenamiento de energía térmica en una forma térmica intermedia antes de su conversión final energía eléctrica. Normalmente se usan tanques con sales fundidas a alta temperatura para el almacenamiento [12].

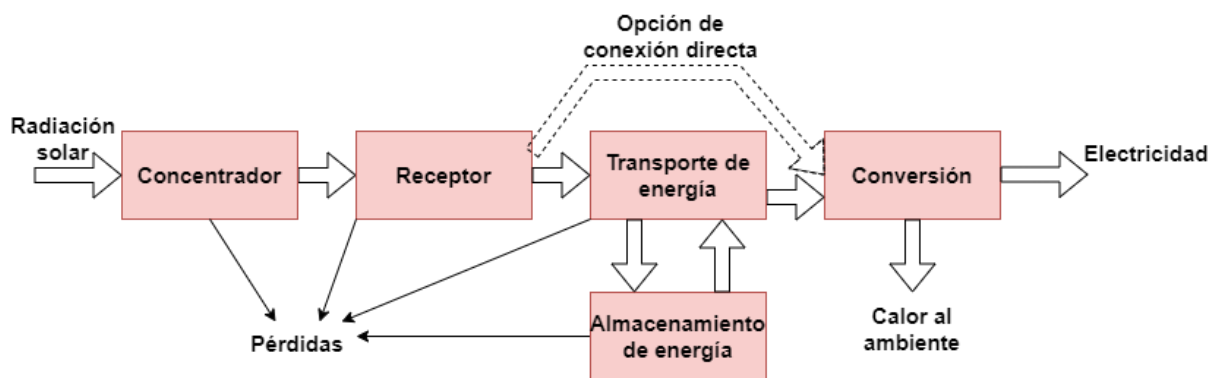


Figura 2.2: Esquema del funcionamiento de una CSP [12]

2.1.1. Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico es un aspecto de suma relevancia en las plantas de concentración solar de potencia. Las CSP poseen inercia térmica derivada de las masas de componentes como absorbedores, intercambiadores de calor, tubos y del volumen líquido de los fluidos de transferencia de calor. A pesar de que la capacidad de control de esta inercia es limitada, las unidades de almacenamiento térmico son componentes separados destinados a permitir el suministro de energía eléctrica en función de la demanda. Estas unidades de almacenamiento se cargan con la energía proporcionada por el receptor solar que no se utiliza inmediatamente para el funcionamiento del ciclo térmico de la central [13].

Existen tres sistemas para el almacenamiento térmico [14] :

- Almacenamiento de calor sensible: Es la técnica de almacenamiento más usada en centrales CSP. Se consigue cuando el material de almacenamiento térmico sufre variaciones de temperatura sin cambios de fase ni reacciones químicas. La cantidad de energía almacenada depende de la capacidad térmica del material de almacenamiento y de su variación de temperatura.
- Almacenamiento de calor latente: Esta forma de almacenamiento posee gran potencial para compensar la demanda de energía a gran escala y hacer más eficaces los equipos de energía térmica. En este caso se almacena el calor latente de un material de cambio de fase cuando se produce un cambio de fase en este material (sólido-líquido, líquido-gas o sólido-gas).
- Almacenamiento de calor termoquímico: Esta forma de almacenamiento emplea las propiedades químicas de los materiales en lugar de las físicas; se basa en un proceso cíclico que implica una reacción química reversible. Esta reacción es endotérmica en una dirección y exotérmica en el otro.

2.1.2. Costos

En lo que respecta a los costos de inversión para esta tecnología, en [15] y [16] se muestran costos referenciales de inversión. En la Tabla 2.1 se muestran los costos estimados.

Tabla 2.1: Costos de inversión CSP.

Tecnología	Costo de inversión [USD/kW]	
	IRENA [15]	CNE [16]
CSP	4581	4470

Sumado a lo anterior, en [16] se realiza la diferencia de costos según los tiempos de almacenamiento, siendo el señalado en la Tabla 2.1 los correspondientes a 5 horas de almacenamiento. Este costo sube a 5048 [USD/kW] al considerar un almacenamiento de 13 horas, y sube a 5673 [USD/kW] al considerar generación por 24 horas.

2.2. Energías renovables variables

Las fuentes de generación renovable han ganado mucha atención durante los últimos años debido a la problemática del cambio climático y encontrar un camino para construir una sociedad carbono neutral [17]

Las energías renovables variables (ERV) como la eólica y la solar fotovoltaica se diferencian de los generadores térmicos porque presentan variabilidad e incertidumbre en su generación, los cuales están determinados por las condiciones climáticas locales [18].

- Variabilidad: La variabilidad se refiere a la variación en la potencia de salida, incluso cuando no existe error de pronóstico.
- Incertidumbre: La incertidumbre se refiere a la diferencia entre los pronósticos y la disponibilidad real del recurso.

2.2.1. Comportamiento dinámico inercia y convertidores

Los sistemas eléctricos convencionales están alimentados predominantemente por generadores síncronos como generadores térmicos a carbón o gas y centrales hidroeléctricas. Estos generadores están conectados a lo largo del sistema de transmisión y distribución que entrega electricidad confiable y asequible a los clientes [18], [19].

Por otro lado, las centrales eólicas y solar fotovoltaica actuales usan dispositivos electrónicos para poder conectarse a la red llamados convertidores. Estos convierten la electricidad DC a potencia AC la cual es compatible con el sistema.

Los generadores síncronos son máquinas que poseen una parte estacionaria (estator) y una parte rotatoria (rotor) que produce un campo magnético rotatorio el cual induce un voltaje dentro de los devanados del estator. Este proceso crea electricidad AC a una frecuencia específica (50 Hz para el caso de Chile). Una vez sincronizados a la red, la potencia activa se puede controlar con el torque del eje, y la potencia reactiva se controla a través de la corriente de campo [18].

Desde un punto de vista físico, el sistema de turbinas y componentes giratorios dentro de cada máquina muestran inercia mecánica, por lo que son capaces de almacenar energía cinética en la masa giratoria [18].

La inercia del sistema se considera como uno de los parámetros vitales de los sistemas eléctricos en los que se basa la operación sincronizada de los sistemas de energía. La inercia en las masas giratorias y turbinas de los generadores síncronos determinan la respuesta de frecuencia inmediata a las desigualdades en el balance general de energía [20]. Esto se ve reflejado matemáticamente en la ecuación (2.1), la cual corresponde a la ecuación de movimiento. Un sistema con baja inercia es vulnerable a grandes e indeseables desviaciones de frecuencia como consecuencia de diferencias entre la potencia motriz y la potencia eléctrica [18].

$$2H \frac{d\omega_e}{dt} = P_e - P_m \quad (2.1)$$

Por su parte los convertidores, realizan la transformación de DC a AC y gestiona el flujo de energía mediante el control de dispositivos semiconductores de conmutación en una escala de tiempo rápida. Entonces, el convertidor es un dispositivo estrictamente electrónico y no contiene ningún componente mecánico o masas rotatorias [18], por lo que no presentan las propiedades físicas descritas en los párrafos anteriores.

Existen dos tipos de convertidores, Grid-following y Grid-forming. Los controladores Grid-following representa el tipo de control que predominante entre las estrategias de control para los convertidores que conectan generación eólica y solar fotovoltaica a la red.

En cuanto a la operación Grid-following, utiliza un PLL (phase-locked loop) para estimar el ángulo instantáneo de la señal sinusoidal de voltaje en las terminales del convertidor. Luego, a través de la electrónica de potencia se manipula la inyección de corriente en la red que sigue a la onda sinusoidal de voltaje. Dicho de otro modo, un convertidor Grid-following actúa como una fuente de corriente sinusoidal que sigue el voltaje en sus terminales [18].

Por otro lado, el control Grid-forming es diseñado inicialmente como un control constante de voltaje y frecuencia, el cual opera como una fuente de voltaje ideal para formar un voltaje AC de forma autónoma. Por tanto, comúnmente el control Grid-forming posee un lazo de control de voltaje y un lazo de control de frecuencia [17]. En la Figura 2.3 se muestra un ejemplo de convertidor Grid-forming y Grid-following.

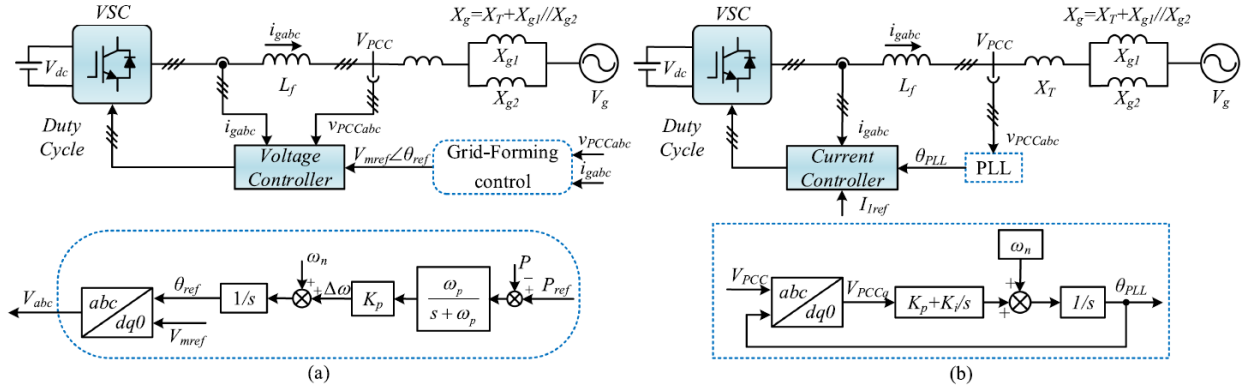


Figura 2.3: Ejemplos de (a) Convertidor Grid-forming, (b) Convertidor Grid-following [21].

La inercia también sirve como medida para la capacidad del sistema de superar perturbaciones y mantener la frecuencia. Por tanto, las plantas eólicas y fotovoltaicas tienen la necesidad de ayudar a mantener la estabilidad de la red con elevados niveles de penetración. En particular, estas tecnologías por sí solas no pueden otorgar esta estabilidad requerida, por lo que es necesario el complemento de sistemas de almacenamiento u otra tecnología para alcanzar este objetivo.

2.2.2. Estabilidad dinámica

La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia se puede dividir en tres categorías: estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de frecuencia y estabilidad de voltaje.

La estabilidad de ángulo se refiere a la capacidad de los generadores síncronos del sistema de mantener el sincronismo ante perturbaciones.

La estabilidad de frecuencia es la capacidad de un sistema de mantener la frecuencia estable durante su funcionamiento normal y restaurar la frecuencia a su nivel correspondiente durante contingencias en el sistema cuando pueden existir grandes desequilibrios entre carga y generación.

La estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad del sistema para mantener el voltaje dentro de sus límites de seguridad para todas las barras después de perturbaciones para prevenir cortes y apagones.

La presencia de convertidores permite controlar la potencia activa y reactiva de forma independiente. La generación basada en convertidores tiene un rendimiento superior de fault ride-through (capacidad de mantenerse conectado a la red en caso de fallas). Con un diseño adecuado pueden superar varios tipos de fallas de subtensión y sobretensión y desviaciones de frecuencia, mejorando así la fiabilidad general de un sistema eléctrico. En particular, las tecnologías en base a convertidores pueden permanecer conectadas a partir de la inyección de reactivos a la red, manteniendo el voltaje en la barra en cuestión (regulación de voltaje se realiza localmente).

En la Figura 2.4 se muestra la capacidad de fault ride-through requerida según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [22] para las unidades eólicas y fotovoltaicas. T_0 es el inicio de la falla, T_1 el tiempo de despeje de falla, T_2 es $T_1 + 20$ [ms] y T_3 son 1000 [ms].

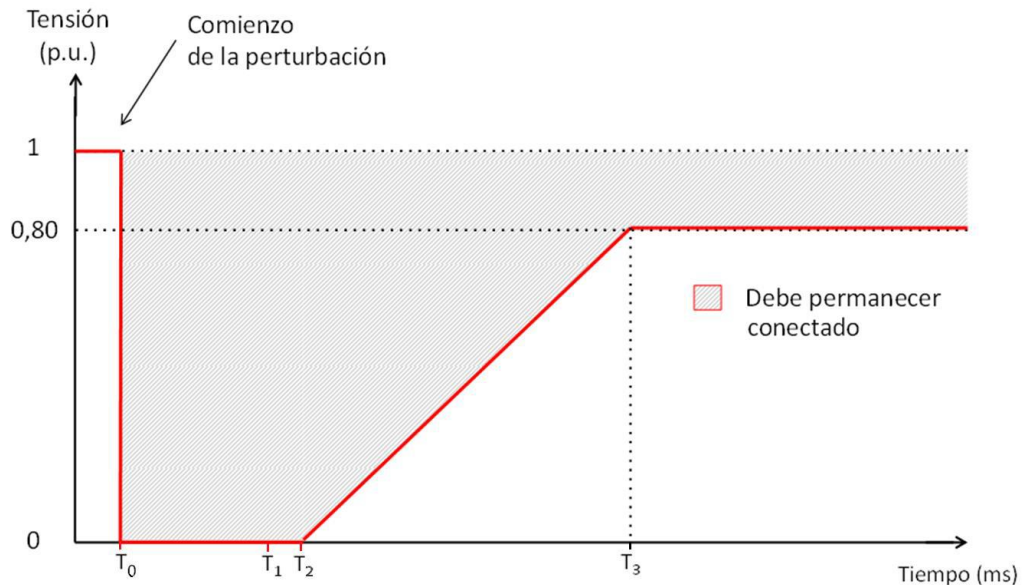


Figura 2.4: Requerimiento de capacidad fault ride-through en la normativa chilena [22].

En [18] también se señalan algunos de los problemas que traen consigo el remover un número relevante de generadores síncronos y cómo las fuentes de generación basadas en convertidores pueden superar estos problemas.

- Estabilidad transitoria y de pequeñas perturbaciones: La pérdida de inercia en el sistema reduce la capacidad de responder ante perturbaciones. Para mejorar la capacidad de respuesta ante fallas es que la generación basada en convertidores necesita capacidad de fault ride-through.
- Regulación de frecuencia: La frecuencia en los sistemas eléctricos debe mantenerse en valores muy cercanos a su valor nominal todo el tiempo. Una desviación significativa de frecuencia puede ocasionar cortes de carga, inestabilidad, daños en las máquinas y apagones. Cuando los controles están correctamente diseñados, la generación basada en convertidores puede proveer de control primario, secundario y terciario de frecuencia, el cual tiene una respuesta superior a la de los generadores convencionales debido a la respuesta rápida de los dispositivos de la electrónica de potencia.
- Regulación de voltaje: Mantener niveles de voltaje aceptables en todas las barras es esencial para mantener la fiabilidad el sistema a través de toda la red de transmisión. Las ERV pueden proveer regulación de voltaje a través de controladores de voltaje. Sin embargo, esto reduce su capacidad de entregar potencia activa mientras provee servicios de regulación de voltaje.

2.2.3. Costos

En la Tabla 2.2 se muestran los costos de instalación de una central solar fotovoltaica y una eólica referenciales a 2022.

Tabla 2.2: Costos de inversión Solar PV y Eólica

Tecnología	Costo de inversión [USD/kW]	
	IRENA [15]	CNE [16]
Solar PV	883	818
Eólica	1355	1248

Complementando lo anterior, en [16] también se señalan los costos de inversión referenciales a 2022 al incluir almacenamiento de 5 horas en estas tecnologías.

Tabla 2.3: Costos de inversión Solar PV y Eólica considerando almacenamiento

Tecnología	Costo de inversión [USD/kW]
Solar PV	1518
Eólica	1935

2.3. Hidrógeno verde

El hidrogeno tiene el potencial para ayudar a afrontar los retos energéticos a futuro. En [23] se señalan ventajas que trae consigo la ampliación del uso del hidrógeno verde.

- Ofrece maneras de descarbonizar sectores (como el transporte, por ejemplo) en donde se dificulta disminuir las emisiones de forma significativa. Sumado a eso aumenta la flexibilidad en los sistemas energéticos.
- Es versátil en lo que respecta a suministro y uso, ya que es un portador de energía gratuito el cual puede ser producido por variadas fuentes de energía.
- Permite que las energías renovables tengan una mayor contribución. Tiene el potencial de ayudar con la producción variable de las energías renovables, como la solar fotovoltaica. Es una de las opciones para almacenar la energía de las renovables y podría convertirse en una opción de bajo coste para almacenar grandes cantidades de electricidad durante días, semanas o incluso meses. El hidrógeno y los combustibles basados en el hidrógeno pueden transportar energía de fuentes renovables a largas distancias.

En cuanto a la forma de obtención del hidrógeno, se destacan tres formas las cuales se denominan hidrógeno gris, hidrógeno azul e hidrógeno verde.

- En cuanto al hidrógeno gris, se denomina esta forma a la obtención de hidrógeno a partir de combustibles fósiles como lo son el carbón, gas o diésel.
- El hidrógeno azul se refiere al hidrógeno cuando es producido por fuentes con bajas emisiones de carbono, en particular el proceso es el mismo que el hidrógeno gris, pero se usan tecnologías para la captura de las emisiones.

- Finalmente, el hidrógeno verde es el que se obtiene a partir de energías renovables sin producir emisiones, por lo general a partir de la electrólisis del agua [24].

La forma más común de producción de hidrógeno verde es a través de la electrólisis del agua. Para esto existen los electrolizadores, los cuales son capaces de descomponer la molécula de agua (H_2O) utilizando electricidad.

Existen distintos tipos de electrolizadores. Estos son los electrolizadores alcalinos (ALK), los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) y los electrolizadores de óxido sólido (SOEC), siendo los electrolizadores ALK y PEM los que presentan un mayor desarrollo, por lo que se dará énfasis en estos tipos de electrolizadores.

Los electrolizadores ALK funcionan a partir de una solución electrolítica y agua. El hidrógeno se produce en una celda que tiene un ánodo, un cátodo y una membrana. Al aplicar electricidad los iones de hidróxido se mueven desde el cátodo hasta el ánodo, lo cual genera hidrógeno en el cátodo del electrolizador y oxígeno en el ánodo [25].

Por otro lado, los electrolizadores PEM, tal como se indica en su nombre, utilizan una membrana de intercambio de protones. Al aplicar corriente en el electrolizador el agua se separa hidrógeno y oxígeno. Los protones de hidrógeno pasan a través de una membrana para formar hidrógeno en forma de gas. Este tipo de electrolizadores tienen ventaja con respecto a los alcalinos debido a que producen hidrógeno con una mayor pureza y son más fáciles de refrigerar [25].

En [26] se muestran las diferencias técnico-económicas entre los electrolizadores ALK y PEM, las cuales se resumen en la Tabla 2.4 presentada a continuación.

Tabla 2.4: Cuadro comparativo de electrolizadores ALK y PEM [26].

Categorías		Unidad	ALK		PEM	
			2020	2030	2020	2030
Tiempo de vida	Sistema completo	Años	20	20	20	20
	Pila	Horas	75000	95000	60000	75000
Eficiencia	Consumo	kWh/kg H ₂	48 - 53	47 - 51	56 - 60	49 - 53
	Degradación	%/1000 h	0,1	0,1	0,2	0,1
Flexibilidad	Respuesta de encendido	Minutos	Hasta 10	Hasta 10	5 seg a 1 min	5 seg a 1 min
	Respuesta de apagado	Minutos	Hasta 10	Hasta 10	Segundos	Segundos
	Rampa de subida y bajada	%/segundos	0,2 a 20	0,2 a 20	100	100
	Temperatura de operación	°C	60 - 80	60 - 80	50 - 80	50 - 80
	Presión de operación	Bar	1 - 30	1 - 30	3 - 80	3 - 80
Capex	Sistema completo	Eur/kW	750 - 1400	400 - 900	800 - 1800	600 - 1400
	Pila	% sist. completo	35	30	35	30
Opex	% de Capex anual	%	2 a 4	2 a 4	2 a 4	2 a 4

Si bien los costos de inversión de los electrolizadores alcalinos son actualmente menores a los electrolizadores PEM, estos últimos poseen la ventaja de que pueden operar de manera más flexible y reactiva que su par ALK. Esto permite una operación más flexible para obtener ingresos de múltiples mercados eléctricos, pues los electrolizadores PEM ofrecen un mayor rango de operación y un tiempo de respuesta más corto [27].

En Chile, el año 2020 se desarrolló una estrategia para el hidrógeno verde [28] con el objetivo de establecer un punto de partida para la identidad productiva del país. En particular, Chile tiene la oportunidad para posicionarse como uno de los principales productores de hidrógeno verde en el mundo dadas las favorables condiciones que posee con respecto a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. En la Figura 2.5 se muestran las principales industrias en donde el hidrógeno puede hacerse partícipe.

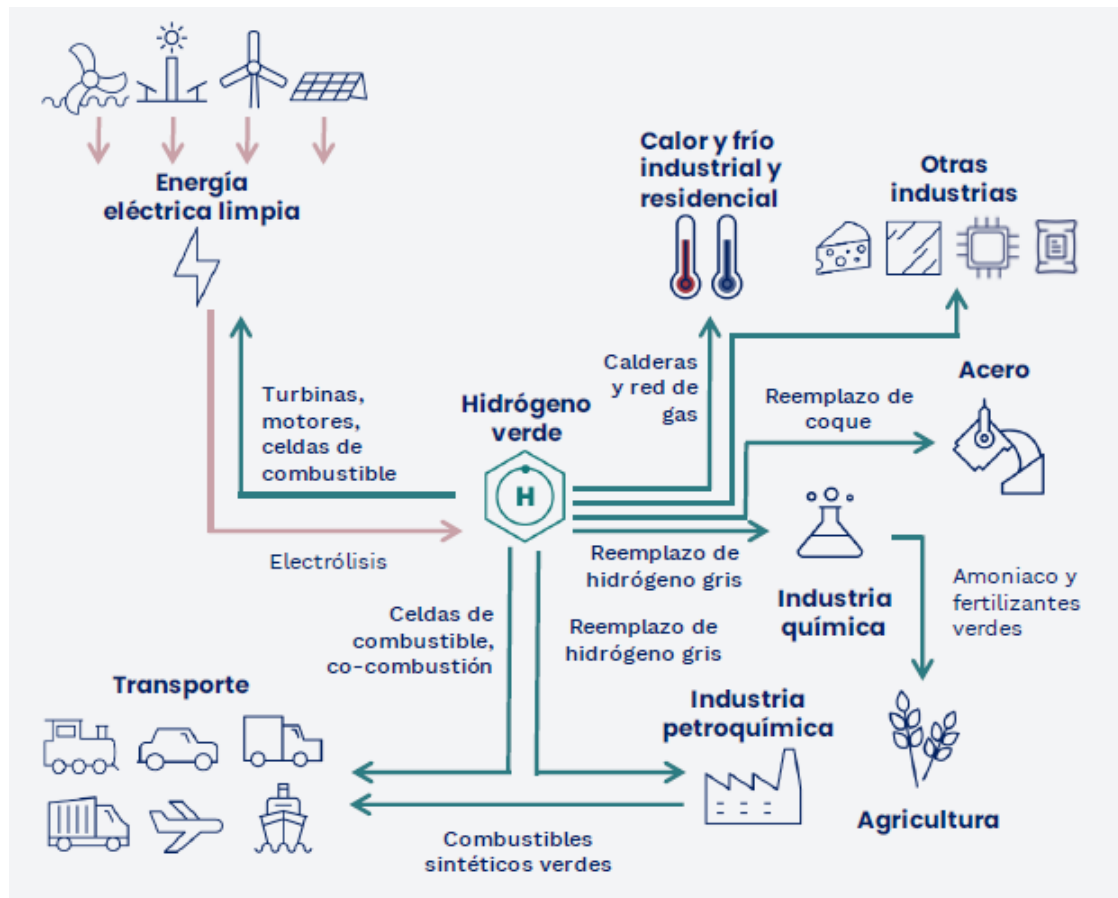


Figura 2.5: Potencial del hidrógeno verde en las distintas industrias [28].

Tal como se mencionó anteriormente, Chile es un país rico en energías renovables con un potencial energético a partir de energías renovables de más de 1800 GW (considerando la región de Magallanes). Con esto presente es que Chile puede tener el hidrógeno verde con los costos más competitivos en el mundo. En la Figura 2.6 se muestra la predicción de los costos de desarrollo (costo nivelado) del hidrógeno en Chile para las distintas zonas del país. A partir de esto, se infiere que a 2030 Chile podría tener el hidrógeno con el menor costo en el mundo, con un costo de 1,3 USD/kg H₂ en la región de Magallanes y 1,4 USD/kg H₂ en la región de Atacama.



Figura 2.6: Costo de desarrollo del hidrógeno verde [USD/kg H₂] en Chile [28].

En la Figura 2.7 se muestra la comparación de los costos de desarrollo del hidrógeno en USD/kg para Chile y otros países.

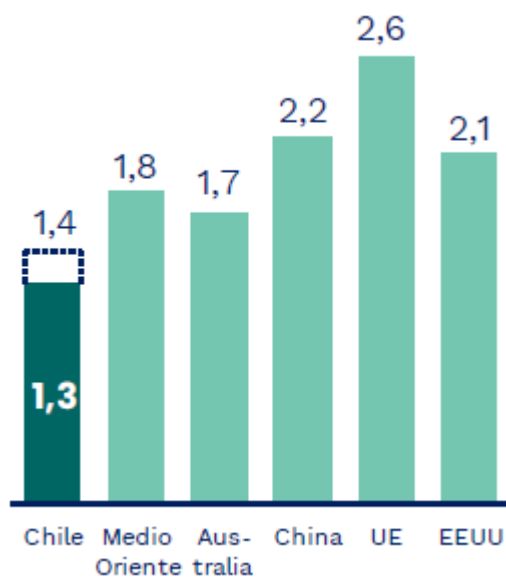


Figura 2.7: Proyección del costo de desarrollo de H₂ en Chile y otros países a 2030 [28].

En lo que respecta al sector eléctrico y el uso del hidrógeno, existen dos alternativas para su uso futuro.

La primera alternativa es el almacenamiento a largo plazo de hidrógeno, lo que se denomina Power To Gas, en donde a partir de electricidad se produce combustible, en este caso hidrógeno en forma de gas. Este hidrógeno almacenado puede ser utilizado para distintos procesos industriales o puede ser devuelto en forma de energía a la red a través de celdas de combustibles [29].

En particular para el caso de Chile, puede ser una buena opción de almacenamiento a largo plazo reemplazando en parte a los embalses de agua, los cuales en las últimas décadas han presentado un déficit debido a las condiciones climáticas actuales. Esto se puede observar en la Figura 2.8, en donde se muestra la energía almacenada en los embalses desde 1985 a febrero de 2022.

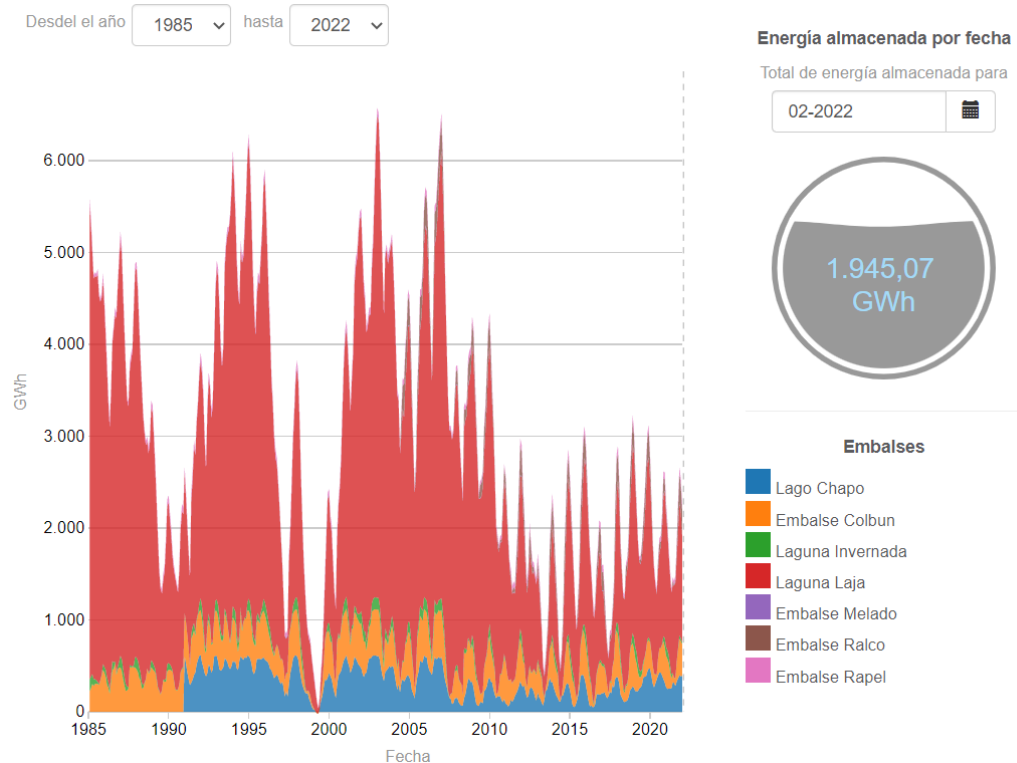


Figura 2.8: Energía almacenada en embalses [30].

La otra alternativa es la metanización del hidrógeno para la combustión conjunta al gas natural, funcionando como combustible para las centrales térmicas a gas. Durante el proceso de metanización se agrega CO_2 al hidrógeno producido vía electrólisis [31]. En la Figura 2.9 se muestra la ecuación de balance químico para la electrólisis y la metanización.

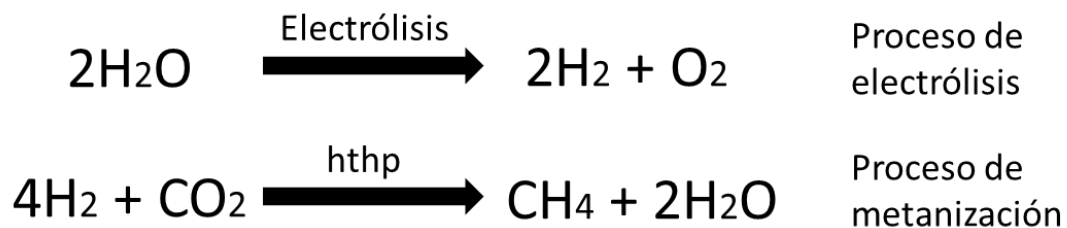


Figura 2.9: Proceso químico de electrólisis y metanización [31].

En la Figura 2.10 se muestra un resumen gráfico de las alternativas mencionadas anteriormente.

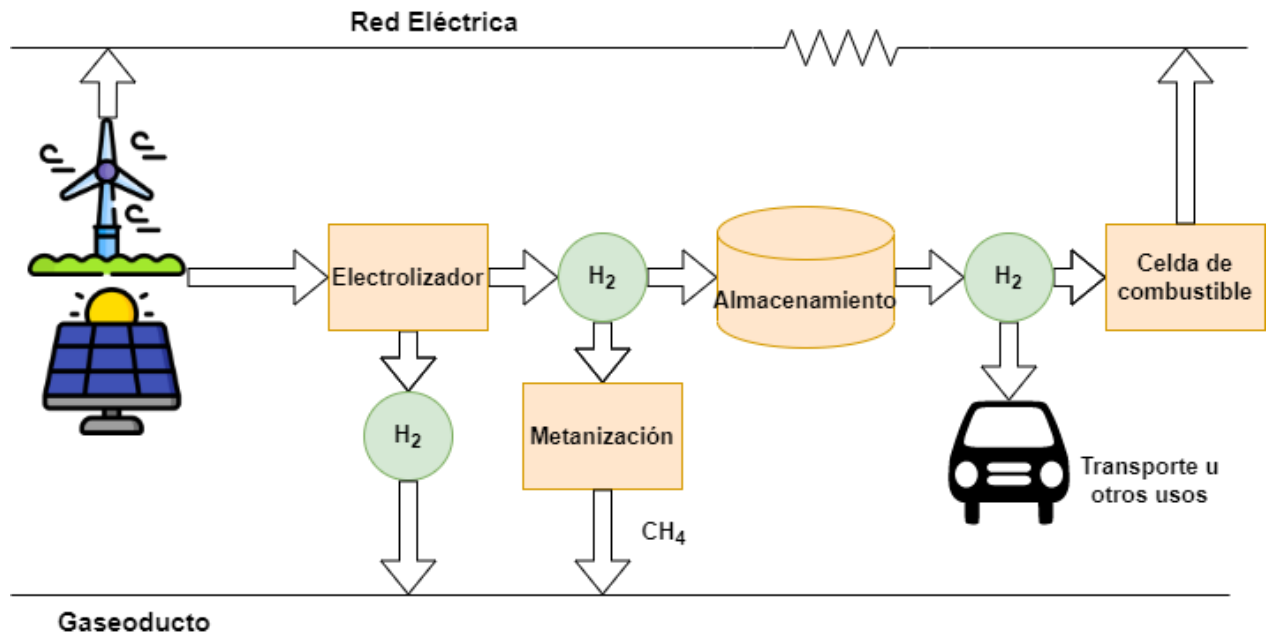


Figura 2.10: Alternativas para el hidrógeno en el sector eléctrico [29].

2.4. Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía son sistemas o tecnologías que pueden contener energía eléctrica para después distribuirla hacia la red cuando se requiera. La potenciación de los sistemas de almacenamiento puede traer múltiples beneficios [32]:

- Mejora la calidad de la energía y del suministro de electricidad a los consumidores.
- Mayor estabilidad y fiabilidad de los sistemas de transmisión.
- Mayor uso de la maquinaria existente (no se necesitan costosas actualizaciones).
- Mejor disponibilidad y valor de mercado de las fuentes de generación distribuida.
- Mayor valor de la producción de energía renovable.
- Disminución de los costos debido al aplazamiento de las tarifas de transmisión y capacidad.

En [32] se mencionan criterios para evaluar la efectividad de los sistemas de almacenamiento. Estos son:

- **Capacidad de despacho:** Capacidad de ajustar la potencia de salida a la red en función de la demanda.
- **Interrumpibilidad:** La intermitencia de las energías renovables se conoce como interrumpibilidad. Los sistemas de almacenamiento pueden disminuir la interrumpibilidad proporcionando una respuesta rápida y eficaz a las necesidades del sistema eléctrico según criterios técnicos y económicos.
- **Eficiencia:** La eficiencia se puede definir como la capacidad de recuperar y reutilizar la energía que de otra forma se desperdiciaría.

Los sistemas de almacenamiento de energía se pueden categorizar según el mecanismo que utilizan. En la Figura 2.11 se presentan las distintas formas de almacenamiento según el mecanismo utilizado [33], [34].

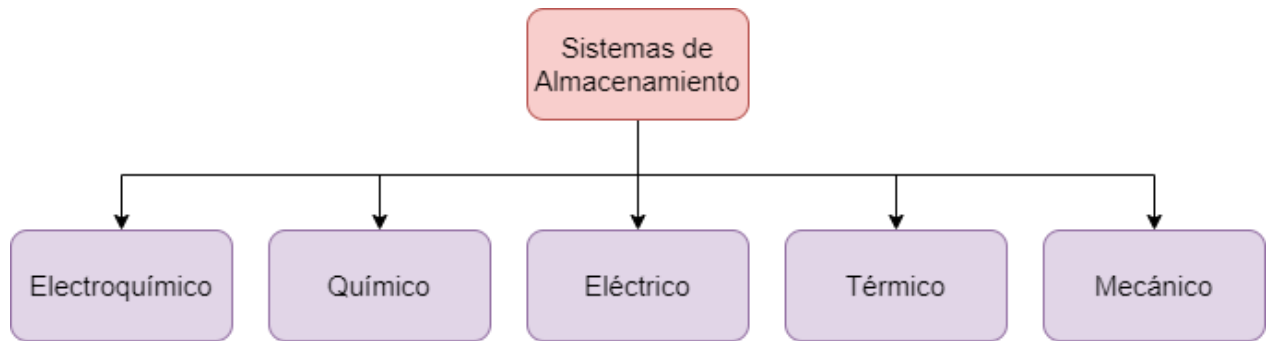


Figura 2.11: Sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento electroquímico se basan en convertir la energía eléctrica en energía química para almacenarla. Dentro de los sistemas de almacenamiento electroquímico se encuentran las baterías.

Los sistemas de almacenamiento químico se refieren a las tecnologías que convierten la electricidad en un portador de energía a través de reacciones químicas. Dicho de otra forma, el almacenamiento químico son sistemas que utilizan los excedentes de energía de centrales de energía renovable y luego a partir de reacciones químicas se pueda producir combustible. Este método también se conoce como Power-to-X. Ejemplo de esto es el Power-to-gas en donde a partir de la electrólisis del agua se puede producir hidrógeno [34].

Dentro de la categoría de almacenamiento eléctrico se encuentran los capacitores y los superconductores magnéticos. Los capacitores almacenan energía en un campo eléctrico entre dos placas, mientras que los superconductores magnéticos almacenan energía eléctrica en un campo magnético creado por el flujo de corriente en la bobina del superconductor.

Con respecto al almacenamiento térmico, tal como fue mencionado anteriormente, se basa en el almacenamiento de energía térmica en forma de calor para su uso posterior. En cuanto a las formas de almacenamiento, son las descritas en la sección 2.1.1.

En cuanto al almacenamiento mecánico, son sistemas en que se convierte la energía a disposición en energía mecánica. Cuando la central generadora necesita compensación, la unidad de almacenamiento entra en operación para generar la cantidad de electricidad requerida. Dentro de esta categoría se encuentran los volantes de inercia, el almacenamiento de aire comprimido y los embalses de las centrales hidroeléctricas.

Sumado a lo anterior, el almacenamiento también se puede clasificar según la duración de la carga y descarga del sistema de almacenamiento a la red. Según lo anterior, se puede clasificar en corto plazo, diario y largo plazo [33].

El almacenamiento de corto plazo se refiere al almacenamiento en que la carga y descarga no dura más que unos minutos antes de que el flujo cambie su dirección. Dentro

de esta categoría se encuentran los supercapacitores, las bobinas superconductoras y los volantes de inercia.

El almacenamiento diario se refiere al almacenamiento con periodos de carga y descarga de varios minutos a varias horas. Dentro de esta clasificación se encuentran típicamente las baterías.

El almacenamiento de largo plazo se refiere al almacenamiento de energía durante periodos de semanas o meses. En esta categoría se encuentran los embalses de las centrales hidroeléctricas y a la forma de conversión de energía a gas (Power-to-gas) con almacenamiento del combustible generado.

Los sistemas de almacenamiento pueden traer consigo grandes ventajas al sistema eléctrico a través de los distintos servicios que pueden prestar al sistema por si solos y también al complementarlos con las energías renovables variables. En la Figura 2.12 se muestran los distintos tipos de servicios que proveen los sistemas de almacenamiento y en rojo se presentan los servicios que complementan directamente a las energías renovables variables.

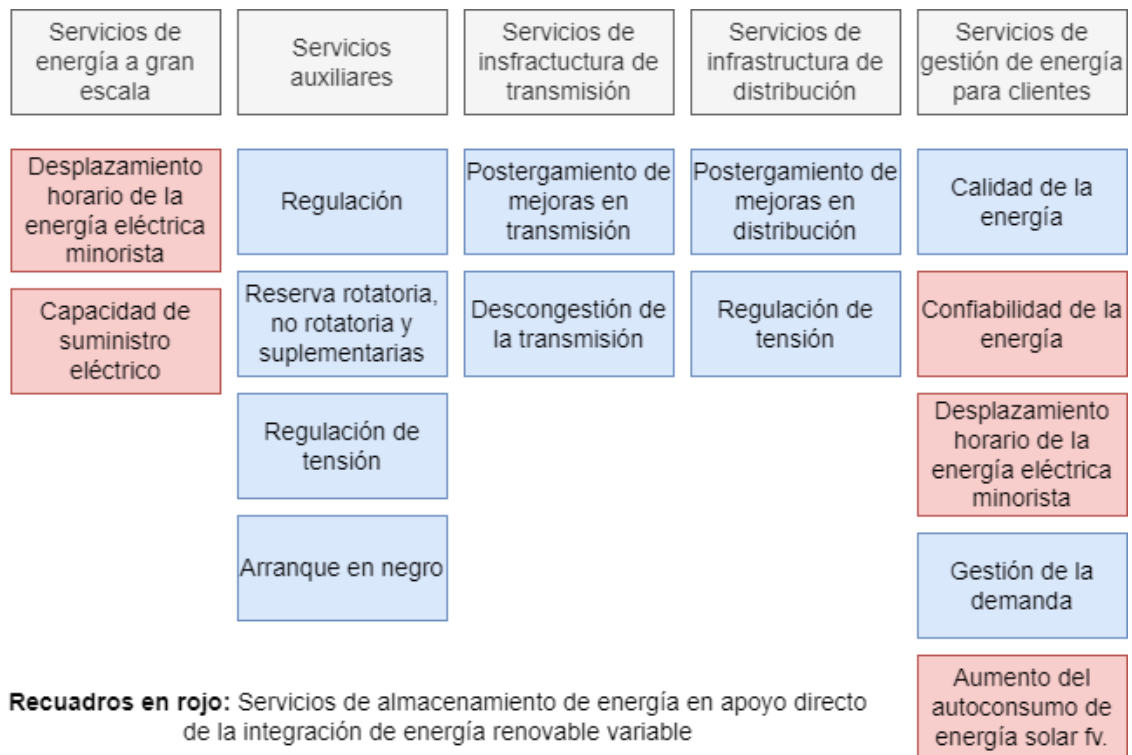


Figura 2.12: Servicios que pueden proveer los sistemas de almacenamiento [35].

Dentro de los servicios mostrados, es importante destacar el arbitraje de la energía. El arbitraje se define como la compra de energía a la red (retiro), almacenar esa energía y posteriormente venderla (inyección) cuando los precios de la energía en la red sean mayores [36].

Como se señala en [37], los sistemas de almacenamiento pueden adoptar este modelo de negocio de la gestión temporal de la energía, obteniendo utilidades a partir de las diferencias de los costos marginales en los momentos de retiro e inyección.

Usualmente, para el arbitraje se realizan retiros para el almacenamiento durante las horas en donde el costo marginal es bajo y luego inyectan la energía almacenada durante las horas que presentan un costo marginal alto (normalmente en horas de demanda en punta).

A partir de este esquema es que se puede complementar los sistemas de almacenamiento con las energías renovables variables, disminuyendo los riesgos operacionales y mejorando los factores de planta de las centrales generadoras.

2.5. Sistema eléctrico

2.5.1. Antecedentes del sistema eléctrico nacional

La matriz energética chilena está compuesta por variadas fuentes de generación. Dada la privilegiada condición que tiene Chile en cuanto a recursos renovables, se ha dado paso a la integración de fuentes de generación renovable como la generación eólica y solar fotovoltaica.

La capacidad instalada en el sistema es de aproximadamente 30.000 MW a fines de 2021, y en la Figura 2.13 se muestra su distribución por tecnología, en donde se observa que existe una distribución bastante equilibrada entre las distintas fuentes de generación. Por otro lado, en la Figura 2.14 se muestra la generación anual por tecnología en 2021, en donde se destaca que la principal fuente de generación fue a partir de combustibles fósiles, en particular la mayor generación fue a través del uso de carbón como combustible, alcanzando un 34% de la generación en el sistema.

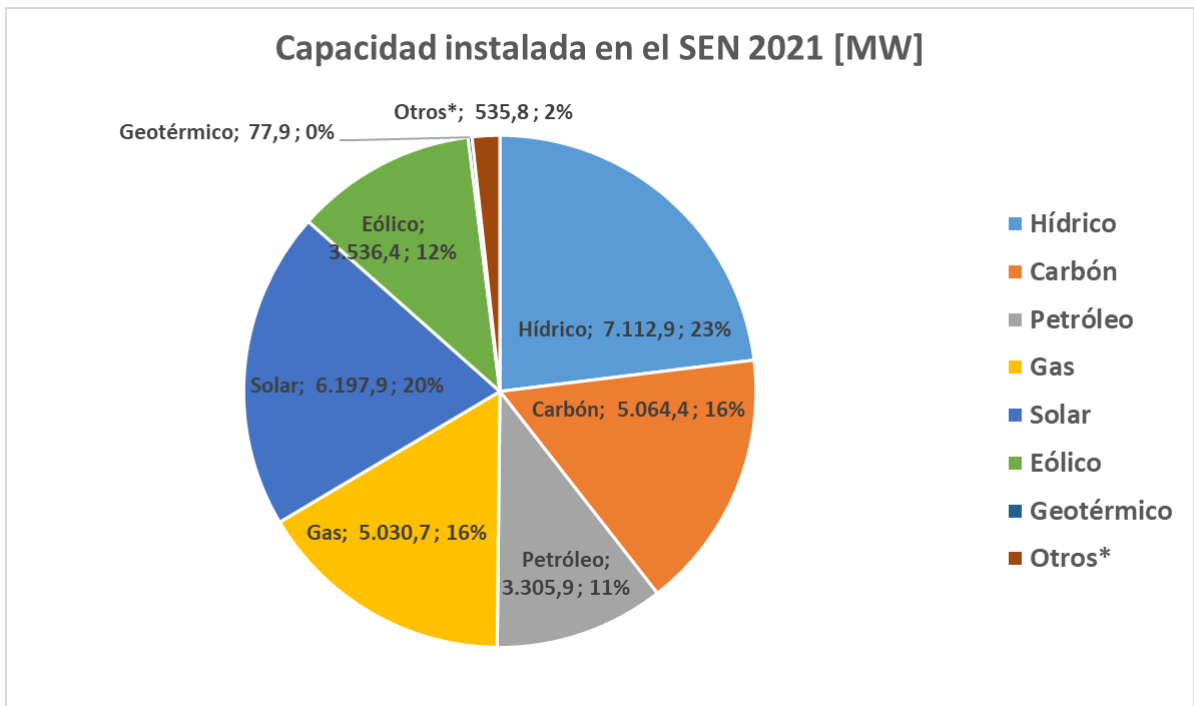


Figura 2.13: Capacidad instalada en el SEN en 2021

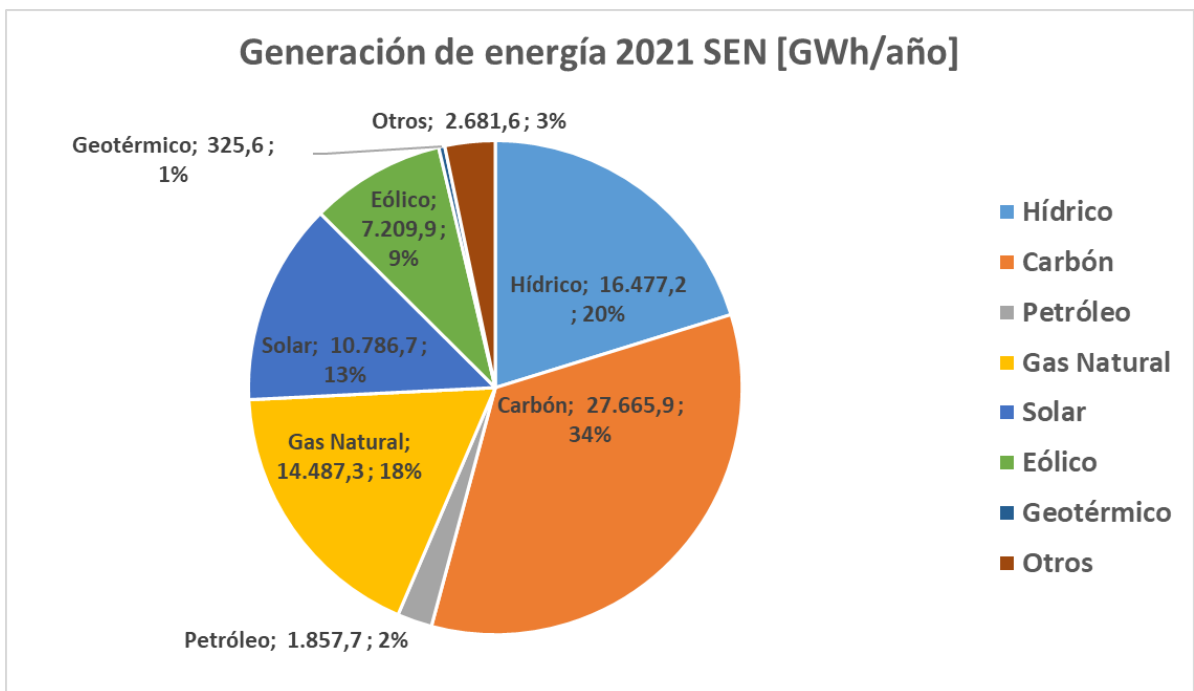


Figura 2.14: Generación anual por tecnología en el SEN 2021

En particular, Chile es un país que debe importar los combustibles como el carbón, gas y diésel para su uso. En la Tabla 2.5 se muestra la cantidad de combustible importado a Chile durante 2021 según los datos informados en Energía Abierta [38].

Tabla 2.5: Importaciones de combustibles durante 2021 [38].

Combustible	Importación [Ton]
Carbón	11.997
Gas Natural	3.621
Diesel	5.505

Para el caso del carbón, los países que exportan a Chile son principalmente Colombia, Australia, Estados Unidos, Canadá, Rusia, Argentina y Perú.

Para el caso del gas natural, el principal exportador fue Estados Unidos, seguido de Argentina y Australia.

Finalmente, en cuanto al diésel, el combustible es importado en mayor porcentaje desde Estados Unidos, seguido de China, Perú y el sur de Chile.

También es importante destacar que la generación a partir de combustibles fósiles como carbón, gas y diésel poseen distintos factores de emisión. En la Tabla 2.6 se muestran los factores de emisión correspondientes a la generación con distintos combustibles fósiles según lo indicado en [39]–[41].

Tabla 2.6: Factores de emisión de CO₂

Combustible	Factor de emisión [tCO ₂ eq/GWh]
Carbón	986
Gas Natural CC	486
Gas Natural CA	667
Diesel	733

2.5.2. Descarbonización

Tanto en Chile como en el mundo se están realizando esfuerzos para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero para evitar que se produzcan cambios irreversibles en el medio ambiente.

Dentro de las medidas que se han implementado, se destaca el plan de retiro y/o reconversión de centrales a carbón [42], en donde se llegó al acuerdo “Energía Zero Carbón” en donde se establece retirar la totalidad de las centrales a carbón a 2040. Dentro de este programa se establece el retiro de 11 unidades a carbón a 2024 de 28 unidades presentes en el sistema antes del acuerdo, que corresponden al retiro de 1731 MW, lo cual sería la primera etapa de esta medida. En la Tabla 2.7 se muestran las unidades a retirar durante la primera etapa.

Tabla 2.7: Retiro de centrales a carbón para 2024 [42].

Central	Fecha de retiro
Tocopilla U12	jun-19
Tocopilla U13	jun-19
Tarapacá	dic-19
Ventanas U1	dic-20
Bocamina U1	dic-20
Tocopilla U14	ene-22
Tocopilla U15	ene-22
Bocamina U2	may-22
Ventanas U2	dic-22
CTM1	dic-24
CTM2	dic-24

Las políticas energéticas se han ido actualizando con el tiempo, y en la actualización 2022 de la política energética de Chile [43], se establecen nuevas metas en lo que respecta al sector eléctrico. A continuación, se presentan algunas de las metas que son importante de destacar en lo que respecta a este trabajo.

- 100% energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% energías renovables al 2030.
- 60% menos emisiones anuales de gases de efecto invernadero a 2050 (con respecto a lo señalado en [2] a 2018).
- Precio al carbono de al menos 35 USD por tCO₂ equivalente al 2030.
- 6000 MW de almacenamiento en el SEN a 2050 y 2000 MW al 2030.

Resulta necesario analizar cómo se puede dar esta transición a energías limpias sin considerar el almacenamiento de la energía generada por fuentes renovables.

En la Figura 2.15 se muestra la generación por hora del Parque Eólico La Flor y del Parque Fotovoltaico Los Andes el día 15 de enero de 2022 según los datos de operación disponibles en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional.

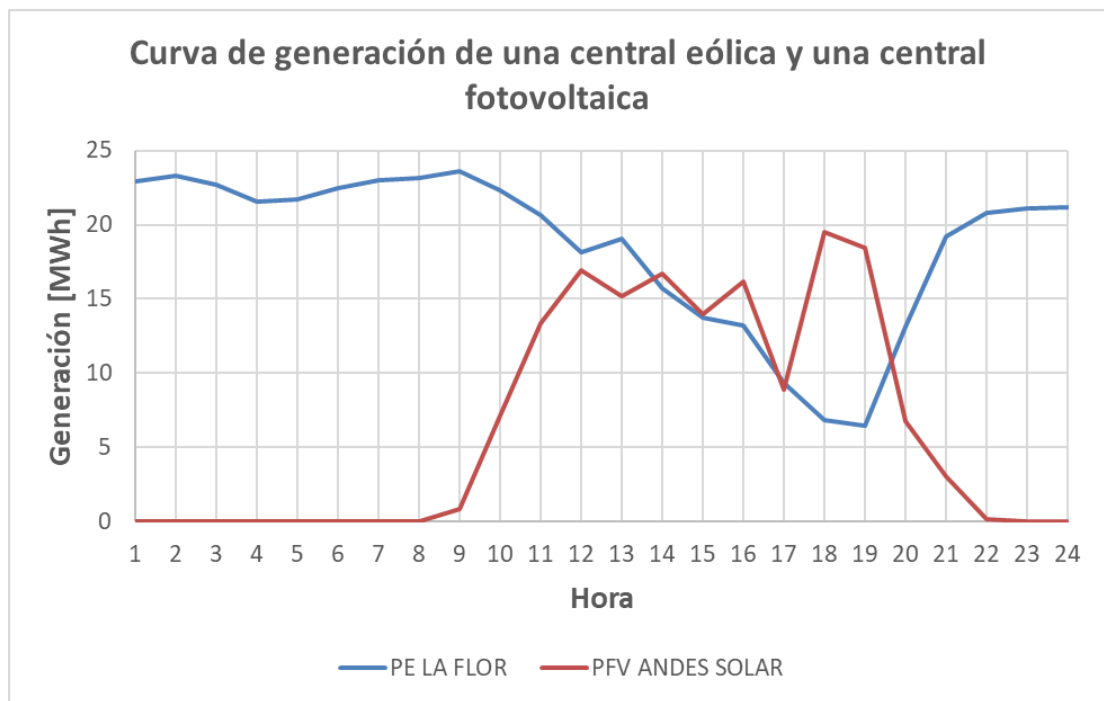


Figura 2.15: Generación de PE La Flor y PFV Andes Solar el día 15/01/2022.

Como es posible apreciar del gráfico anterior, para el caso de la planta fotovoltaica la generación se da que la generación solo ocurre durante ciertas horas del día, mientras que para el caso de la generación eólica si bien genera durante todo el día, esta generación varía bastante a lo largo del día, lo cual es consecuencia de la velocidad del viento en las ventanas de tiempo respectivas, lo cual no es posible controlar.

En cuanto a la salida de centrales a carbón, si bien en parte la contribución de generación de estas centrales se puede suplir con fuentes de energía renovables, no es posible que esto se realice para todas las ventanas de tiempo.

Si se llegase a dar la descarbonización de la matriz eléctrica sin considerar el almacenamiento de energías renovables, habría que dar mayor despacho a las centrales a diésel y a gas. Esto no solo para suplir las ventanas horarias en donde las energías renovables no puedan participar, sino que también como respaldo para las centrales de generación renovable variable para otorgar mayor confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico.

Con respecto a las centrales a diésel, tal como se observa en la Tabla 2.6, su factor de emisión es menor a su par a carbón. Sin embargo, este factor de emisión sigue siendo bastante alto considerando las metas impuestas para la disminución de emisión de gases de efecto invernadero. Por lo que la disminución de gases de efecto invernadero no tendría el efecto esperado consecuencia de la descarbonización del sistema.

Por ende, es necesario considerar la inclusión de sistemas de almacenamiento como complemento para las energías renovables variables. Así es posible tener mayores niveles de confiabilidad y seguridad en el sistema y también obtener una disminución mucho más significativa de emisiones de gases de efecto invernadero.

2.5.3. Planificación y operación del sistema

La planificación y operación del sistema, tal como se señala en [44], son consecuencia de una compleja serie de decisiones, las cuales comienzan en el largo plazo con la expansión de la capacidad de generación, luego siguen en el mediano plazo con la gestión de los recursos hidroeléctricos incluyendo la programación del mantenimiento de instalaciones, para finalmente en el corto plazo acoplar los grupos generadores y se estiman las reservas de operación. Todo esto se materializa en la operación real del sistema, en donde se incluye el despacho de los grupos de generación, la regulación de frecuencia y la respuesta ante fallas.

Las decisiones de expansión y operación se rigen por la eficiencia económica del sistema de forma que se minimice el costo de proporcionar energía a los usuarios. Sin embargo, es necesario tener siempre presente las consideraciones técnicas para asegurar la viabilidad física del suministro. Dada la complejidad de las decisiones a tomar es necesario organizar la cadena de decisiones. Esto se logra al jerarquizar las decisiones de expansión y operación en el tiempo. Así en el largo plazo se tiene mayor peso a la incertidumbre futura y los criterios económicos, y solo es necesario tener una aproximación del comportamiento del sistema. De esta forma, se alimentará la toma de decisiones progresivamente en el corto plazo, en donde el comportamiento del sistema adquiere mayor peso en las decisiones [44].

En la Figura 2.16 se muestra una perspectiva temporal de las decisiones a tomar en las distintas escalas de planificación.

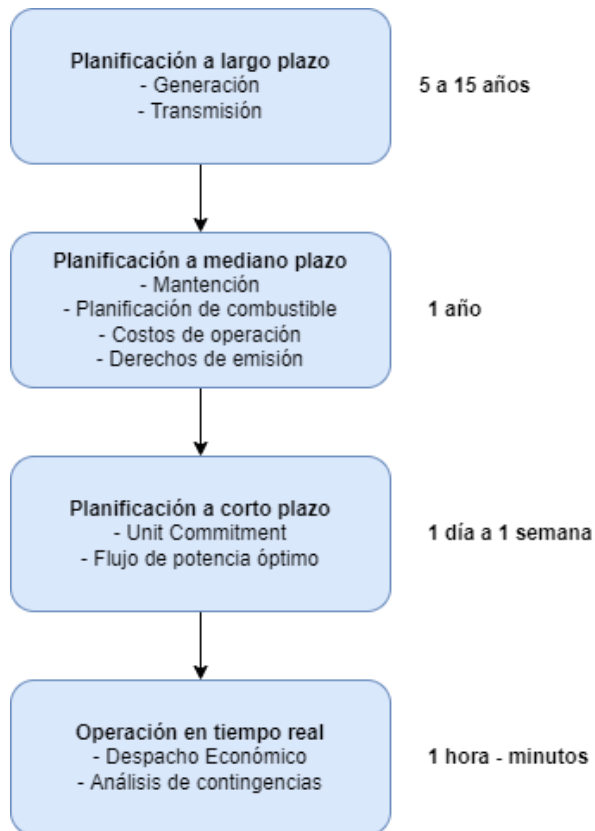


Figura 2.16: Perspectiva temporal de la toma de decisiones [45].

La operación económica del sistema eléctrico incluye la operación de la generación y la transmisión con el objetivo de operar de forma eficiente y manteniendo siempre el balance entre demanda y generación. Para esto, el operador del sistema debe solucionar tres cálculos esenciales, los cuales son el unit commitment, el despacho económico y el flujo óptimo de potencia. Estos problemas se describen a continuación [45]:

- **Unit Commitment:** Este problema se define como el proceso de predespacho de las unidades generadoras en el horizonte temporal para cumplir con la demanda y las restricciones operativas. Por lo general este problema se resuelve formulando una función objetivo específica como la minimización de costos.
- **Despacho económico:** El objetivo de este problema es la minimización de costos total considerando las restricciones de balance de potencia y los límites de las unidades.
- **Flujo óptimo de potencia:** Este problema resuelve el despacho económico agrando restricciones adicionales al problema de optimización. Estas restricciones corresponden principalmente a restricciones de red. Se calculan las variables de control y estado que optimizan la función objetivo y garantizan la operación segura del sistema.

En cuanto a Chile, en el informe preliminar de la PELP (Planificación Energética de Largo Plazo) 2023 – 2027 [46] se definen tres escenarios energéticos a largo plazo, los cuales son:

- Recuperación lenta post covid (Recuperación).
- Rumbo a la carbono neutralidad al 2050 (Carbono Neutralidad).
- Acelerando la transición energética (Transición Acelerada).

En relación con la generación eléctrica en el sistema y los escenarios energéticos anteriormente mencionados, estos inciden de la siguiente forma:

- **Recuperación:** Centrales a gas son claves en el reemplazo de la generación a carbón, las cuales son retiradas según el calendario actual. En el largo plazo aportan en gran medida a la flexibilidad en el sistema para balancear la entrada masiva de generación eólica y solar.
- **Carbono Neutralidad:** Las centrales a gas existentes en el sistema continúan su operación en la medida que nuevas tecnologías se van incorporando al sistema las cuales permiten reducir de forma significativa las externalidades ambientales. A su vez, la generación en base a carbón acelera su salida de operación. Se presenta un crecimiento de la penetración de tecnologías de almacenamiento, principalmente baterías, otorgando mayor flexibilidad al sistema en la medida que estas tecnologías se vuelven más competitivas.
- **Transición Acelerada:** A partir de las energías renovables, desarrollo de combustibles sintéticos cero emisiones, una mayor penetración de tecnologías de almacenamiento y una acelerada salida de las centrales a carbón del sistema, permiten alcanzar una matriz eléctrica sin emisiones de gases de efecto invernadero a 2040. Este objetivo no solo se logra a nivel centralizado, sino que también con fuerte impulso al desarrollo de la generación fotovoltaica distribuida a pequeña escala.

En la Figura 2.17 se muestra la operación de la red eléctrica considerando el cierre de las centrales en base a carbón y la sustitución de estas centrales con unidades en base a gas y diésel, esto según los escenarios energéticos de largo plazo mencionados anteriormente.



Figura 2.17: Descarbonización según escenarios de largo plazo [46].

Capítulo 3: Metodología

En el presente capítulo se detallará la metodología a seguir en este trabajo de título.

En la Figura 3.1 se presenta un diagrama con los pasos a seguir para el desarrollo de este trabajo. En particular, las tecnologías a considerar para su incorporación al sistema son la concentración solar de potencia, plantas fotovoltaicas y eólicas con y sin almacenamiento en baterías, y la producción de hidrógeno verde a partir de electrolizadores.

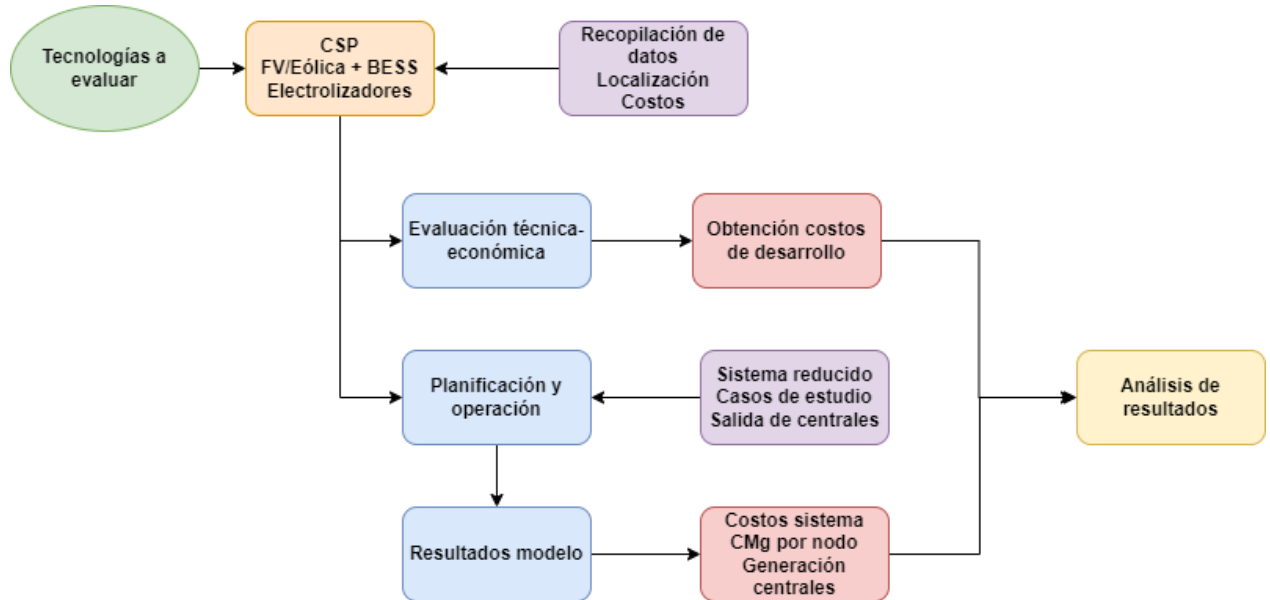


Figura 3.1: Diagrama de la metodología a seguir.

Como se puede observar en el diagrama, lo primero es la recopilación de datos de las tecnologías, como lo son las curvas de los recursos renovables, los costos de inversión, etc.

Lo siguiente es realizar una evaluación técnico-económica de las tecnologías anteriormente mencionadas, y con eso se obtendrán los costos de desarrollo para las tecnologías en evaluación. Con esto se obtendrán los parámetros a considerar para realizar la planificación y operación del sistema.

Después, se debe realizar la operación del sistema para el horizonte de planificación considerado. Todo eso se realiza a través de un modelo de optimización, el cual buscará minimizar los costos operacionales del sistema y también la inversión necesaria.

Luego de esto, lo que sigue es analizar los resultados obtenidos y con eso concluir si es factible un retiro acelerado de las centrales a carbón.

Las herramientas computacionales a utilizar para el desarrollo del presente trabajo de título, son las del software FICO Xpress Solver, el cual permite la resolución de problemas de optimización. El uso de esta herramienta es clave para poder simular la operación del sistema y así desarrollar este trabajo.

3.1. Evaluación técnico-económica de las tecnologías

Se debe realizar una evaluación técnico-económica de las tecnologías a considerar en la matriz energética teniendo en cuenta el proceso de descarbonización.

Hay que evaluar la localización de las nuevas tecnologías debido a que el recurso primario que usarán las centrales va a depender de su ubicación (velocidad del viento, radiación del sol, etc.).

También se debe dimensionar la capacidad de la unidad generadora candidata a invertir. De esto va a depender mayoritariamente los costos de inversión de la central.

Otro de los parámetros a estimar los costos asociados a cada tecnología, como lo son los costos variables no combustibles, los costos de operación y mantenimiento, etc.

Sumado a lo anterior, se realizará un análisis FODA de las tecnologías para identificar los pros y contras que presentan las tecnologías.

3.2. Modelo de optimización

A continuación, se presenta el modelo de optimización a utilizar para simular la operación del sistema.

Cabe destacar que la optimización será realizada para cuatro días representativos del sistema, uno por cada estación del año.

3.2.1. Operación del sistema

La función objetivo a considerar es la minimización de los costos de inversión y de los costos de generación, lo cual se ve reflejado en la ecuación (3.1).

$$FO: \min C_{inv} + C_g + C_{falla} \quad (3.1)$$

En donde:

- C_{inv} corresponden a los costos de inversión en [USD].
- C_g corresponden a los costos de generación en [USD].
- C_{falla} corresponde al costo de falla en [USD].

Los costos de generación se definen como la generación de la central en cuestión por los costos variables de operación asociados a esta.

$$\sum_g P_{g,a,t}^m \cdot CV_g \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.2)$$

En donde:

- $P_{g,a,t}^m$ es la generación de la tecnología m de la central g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- CV_g son los costos variables de la central g en [USD/MWh].
- G^c corresponde al conjunto de los generadores térmicos convencionales.
- A corresponde al conjunto de los años de simulación.
- T corresponde al conjunto de los bloques de tiempo (bloques de 1 hora, por lo que corresponde a 96 horas).

Los costos de falla se modelan a partir de una central de falla que presenta un costo variable muy elevado, de tal forma que, si entra en operación esta central, el valor de la función objetivo aumentará con notoriedad. La ecuación que la define es la que se presenta en la ecuación (3.2), pues actúa de la misma forma que una central térmica.

Pasando a las restricciones del problema, la primera restricción es la del balance entre generación y demanda, en donde para todos los instantes de tiempo se debe satisfacer la demanda de todos los nodos del sistema. Lo anterior queda descrito en la ecuación (3.3). Se debe destacar que esta ecuación va a ser expandida durante el transcurso de esta sección con el propósito de incluir otras tecnologías.

$$\sum_g P_{g,a,t} + \sum_g P_{g,a,t}^{PV} + \sum_g P_{g,a,t}^{EOL} + \sum_g P_{g,a,t}^{HP} + \sum_g P_{g,a,t}^{HE} = D_{a,t,n} \quad \forall a \in A, \forall t \in T, \forall n \in N \quad (3.3)$$

En donde:

- $P_{g,a,t}$ es la generación de la central convencional g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $P_{g,a,t}^{PV}$ es la generación de la central fotovoltaica g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $P_{g,a,t}^{EOL}$ es la generación de la central eólica g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $P_{g,a,t}^{HP}$ es la generación de la central hidroeléctrica de pasada g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $P_{g,a,t}^{HE}$ es la generación de la central hidroeléctrica de embalse g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $D_{a,t,n}$ es la demanda del año a en el tiempo t en la barra n en [MWh].
- N corresponde al conjunto de los nodos del sistema.

También es importante destacar que, en la ecuación (3.3) correspondiente al balance entre generación y demanda, en el lado izquierdo de la ecuación en donde se encuentra la generación, esta va acompañada de una función que indica si la generación se encuentra en la barra n o no. Por simplicidad se omitirá esta función.

En cuanto a las restricciones técnicas de las centrales convencionales, se tiene que la generación se debe encontrar entre sus límites técnicos.

$$P_g^{min} \leq P_{g,a,t} \leq P_g^{max} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.4)$$

En donde:

- P_g^{min} corresponde al límite de potencia mínima a despachar por la central convencional g en [MW].
- P_g^{max} corresponde al límite de potencia máxima a despachar por la central convencional g en [MW].

Sumado a esto, también hay que considerar las variables de predespacho o commitment, en donde se decide por adelantado que unidades son las que se despachan. Estas variables son binarias, y se modelan de la siguiente forma, modificando la ecuación (3.4):

$$x_{g,a,t} \cdot P_g^{min} \leq P_{g,a,t} \leq P_g^{max} \cdot x_{g,a,t} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.5)$$

En donde:

- $x_{g,a,t}$ es la variable binaria que indica si la central g se encuentra en funcionamiento el año a en el tiempo t .

También hay que considerar los tiempos de encendido y apagado de las centrales, por lo que hay que establecer variables que indiquen cuando es que se apagan y encienden las centrales. Estas variables son binarias y definen a la variable $x_{g,a,t}$ mencionada anteriormente. Primero se debe definir la condición inicial, la cual se describe en la ecuación (3.6).

$$x_{g,a,t=1} = E_{g,a,t=1} - A_{g,a,t=1} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A \quad (3.6)$$

Luego, la forma general queda de la siguiente forma:

$$x_{g,a,t} = x_{g,a,t-1} + E_{g,a,t} - A_{g,a,t} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.7)$$

En donde:

- $E_{g,a,t}$ corresponde al encendido de la central convencional g en el año a en el tiempo t .
- $A_{g,a,t}$ corresponde al apagado de la central convencional g en el año a en el tiempo t .

Con esto se puede definir el tiempo h que demorará una central en encenderse. En la ecuación (3.8) se muestra el tiempo mínimo de encendido de una central.

$$x_{g,a,t} \leq \sum_k^{t-h} E_{g,a,k} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.8)$$

Y con esto también se debe definir las condiciones iniciales según el tiempo h de encendido de cada central, lo cual se muestra en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} x_{g,a,1} &\leq E_{g,a,1} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A \\ &\cdot \\ &\cdot \\ &\cdot \\ x_{g,a,h} &\leq \sum_k^h E_{g,a,k} \end{aligned} \quad (3.9)$$

De forma análoga, se define el tiempo mínimo de apagado de una central tal como se muestra en la ecuación (3.10).

$$1 - x_{g,a,t} \leq \sum_k^{t-h} A_{g,a,k} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.10)$$

Y de la misma forma, queda sujeto a las mismas condiciones iniciales que para el caso de encendido, lo cual se refleja en la ecuación (3.11).

$$\begin{aligned} 1 - x_{g,a,1} &\leq A_{g,a,1} \quad \forall g \in G^c, \forall a \in A \\ &\cdot \\ &\cdot \\ &\cdot \\ 1 - x_{g,a,h} &\leq \sum_k^h A_{g,a,k} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Otra de las restricciones que hay que considerar en problema son las rampas de subida y de bajada de las centrales convencionales. En la ecuación (3.12) se presenta la restricción para la rampa de subida de una central convencional.

$$P_{g,a,t} - P_{g,a,t-1} \leq x_{g,a,t-1} \cdot R_g^{up} + E_{g,a,t} \cdot P_g^{max} \quad (3.12)$$

$$\forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T$$

En donde:

- R_g^{up} es la capacidad de rampa de subida de la central g en [MW].

De forma análoga, la rampa de bajada de las centrales se describe en la ecuación (3.13).

$$P_{g,a,t-1} - P_{g,a,t} \leq x_{g,a,t} \cdot R_g^{dw} + A_{g,a,t} \cdot P_g^{max} \quad (3.13)$$

$$\forall g \in G^c, \forall a \in A, \forall t \in T$$

En donde:

- R_g^{dw} es la capacidad de rampa de bajada de la central g en [MW].

Siguiendo con los límites de generación de las centrales, se debe definir los límites de generación de las centrales eólicas y fotovoltaicas. Estos límites vendrán dados por la capacidad instalada de la central y el factor del recurso primario. Para el caso de una central fotovoltaica, su límite viene dado por:

$$P_{g,a,t}^{PV} \leq P_g^{max-PV} \cdot Factor_{g,a,t}^{PV} \quad \forall g \in G^{PV}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.14)$$

En donde:

- P_g^{max-PV} es la capacidad máxima de la central fotovoltaica g en [MW].
- $Factor_{g,a,t}^{PV}$ es el factor solar de la central fotovoltaica g en el año a en el tiempo t .
- G^{PV} corresponde al conjunto de las centrales fotovoltaicas.

De forma análoga, el límite de generación de las centrales eólicas viene dado por la siguiente ecuación:

$$P_{g,a,t}^{EOL} \leq P_g^{max-EOL} \cdot Factor_{g,a,t}^{EOL} \quad \forall g \in G^{EOL}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.15)$$

En donde:

- $P_g^{max-EOL}$ es la capacidad máxima de la central eólica g en [MW].
- $Factor_{g,a,t}^{EOL}$ es el factor eólico de la central eólica g en el año a en el tiempo t .
- G^{EOL} corresponde al conjunto de las centrales eólicas.

Lo siguiente a definir son las ecuaciones que modelen el comportamiento de las centrales hidroeléctricas tanto de pasada como de embalse.

$$P_g^{min-HP} \leq P_{g,a,t}^{HP} \leq P_g^{max-HP} \quad \forall g \in G^{HP}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.16)$$

En donde:

- P_g^{min-HP} es el límite mínimo de potencia a despachar de la central de pasada g en [MW].
- P_g^{max-HP} es el límite máximo de potencia a despachar de la central de pasada g en [MW].
- G^{HP} corresponde al conjunto de las centrales hidroeléctricas de pasada.

De la misma forma, en la ecuación (3.17) se definen los límites técnicos de las centrales de embalse.

$$P_g^{min-HE} \leq P_{g,a,t}^{HE} \leq P_g^{max-HE} \quad \forall g \in G^{HE}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.17)$$

En donde:

- P_g^{min-HE} es el límite mínimo de potencia a despachar de la central de embalse g en [MW].
- P_g^{max-HE} es el límite máximo de potencia a despachar de la central de embalse g en [MW].
- G^{HE} corresponde al conjunto de las centrales hidroeléctricas de embalse.

Las centrales hidroeléctricas de pasada dependen de un caudal para accionar las turbinas y poder generar energía. En particular, ese caudal es limitado y va a depender de las condiciones climáticas y ambientales. Dado lo anterior, la generación de una central hidroeléctrica de pasada va a estar dado por la ecuación (3.18).

$$P_{g,a,t}^{HP} = q_{g,a,t}^{afl} \cdot \eta_g \quad \forall g \in G^{HP}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.18)$$

En donde:

- $q_{g,a,t}^{afl}$ corresponde al afluente de la central g en el año a en el tiempo t en [m³/s].
- η_g corresponde al rendimiento de la central g en [MWh/m³/s].

Para el caso de las centrales hidroeléctricas de embalse, estas no solo dependen del caudal correspondiente, sino que también de la cantidad de agua almacenada en el embalse. El agua no tiene un precio como tal, pero es un recurso limitado, por lo que lo mejor es distribuirla de forma que se use en los momentos en donde el costo marginal sea mayor. Para esto, es que se va a utilizar la formulación de inventario para modelar el comportamiento de una central de embalse. Esta formulación se presenta en la ecuación (3.19).

$$vol_{g,a,t} = vol_{g,a,t-1} + q_{g,a,t}^{afl} - \frac{P_{g,a,t}^{HB}}{\eta_g} - q_{g,a,t}^{ver} \quad (3.19)$$

$$\forall g \in G^{HE}, \forall a \in A, \forall t \in T$$

Sujeto a la condición inicial mostrada en la ecuación (3.20).

$$vol_{g,a,1} = q_{g,a,1}^{afl} - \frac{P_{g,a,1}^{HE}}{\eta_g} - q_{g,a,1}^{ver} \quad \forall g \in G^{HE}, \forall a \in A \quad (3.20)$$

En donde:

- $vol_{g,a,t}$ corresponde al volumen del embalse de la central g en el año a en el tiempo t en [m³].
- $q_{g,a,t}^{ver}$ corresponde al vertimiento del embalse de la central g en el año a en el tiempo t en [m³/s].

También hay que considerar el volumen máximo de agua que se puede almacenar en el embalse. Este volumen se define en la ecuación (3.21).

$$vol_{g,a,t} \leq vol_g^{max} \quad \forall g \in G^{HE}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.21)$$

En donde:

- vol_g^{max} corresponde al volumen máximo del embalse de la central g en [m³].

A partir de las ecuaciones correspondientes al embalse es que se obtendrá el equivalente térmico de estas, de manera que finalmente en la simulación de la operación estas actuaran como una central térmica, con un costo variable asociado (como se presenta en la ecuación (3.2)), el cual será el costo del agua obtenido con el equivalente térmico, y este se obtiene a partir del dual de la ecuación de inventario, la cual se muestra en la ecuación (3.19).

También es necesario establecer ecuaciones que permitan modelar el comportamiento de las baterías que complementan a la generación fotovoltaica y eólica

híbrida. Las baterías, a diferencia de las otras tecnologías descritas anteriormente, tiene un proceso de carga y descarga. Se debe definir el estado de carga de las baterías, para esto hay que considerar la energía con la que se carga la batería y la energía que descarga a la red. Esto se define como se muestra en la (3.22).

$$S_{b,a,t} = S_{b,a,t-1} + P_{b,a,t}^{CB} \cdot \eta_b^{CB} - \frac{P_{b,a,t}^{DB}}{\eta_b^{DB}} \quad \forall b \in B, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.22)$$

En donde:

- $S_{b,a,t}$ es el estado de carga de la batería b en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $P_{b,a,t}^{CB}$ es la carga de la batería b en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $P_{b,a,t}^{DB}$ es la descarga de la batería b en el año a en el tiempo t en [MWh].
- η_b^{CB} es la eficiencia de carga de la batería b .
- η_b^{DB} es la eficiencia de descarga de la batería b .
- B corresponde al conjunto de baterías para el almacenamiento en las centrales híbridas.

De forma similar a las anteriores tecnologías descritas, tanto la carga como la descarga deben estar dentro de los límites de capacidad de la batería. Además, hay que tener en cuenta que una batería no puede estar cargando y descargando al mismo tiempo. Los límites de carga y descarga de la batería se muestran en las ecuaciones (3.23) y (3.24) respectivamente, mientras que la condición de que la batería se está cargando o descargando se muestra en la ecuación (3.25).

$$P_{b,a,t}^{CB} \leq P_b^{max-CB} \cdot y_{b,a,t}^{CB} \quad \forall b \in B, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.23)$$

$$P_{b,a,t}^{DB} \leq P_b^{max-DB} \cdot y_{b,a,t}^{DB} \quad \forall b \in B, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.24)$$

$$y_{b,a,t}^{CB} + y_{b,a,t}^{DB} \leq 1 \quad \forall b \in B, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.25)$$

En donde:

- P_b^{max-CB} es el límite de carga de la batería b en el año a en el tiempo t en [MW].
- P_b^{max-DB} es el límite de descarga de la batería b en el año a en el tiempo t en [MW].
- $y_{b,a,t}^{CB}$ es la variable binaria que indica si la batería b en el año a en el tiempo t se encuentra cargando.
- $y_{b,a,t}^{DB}$ es la variable binaria que indica si la batería b en el año a en el tiempo t se encuentra descargando.

También se debe considerar el límite del estado de carga de la batería, el cual se muestra en la ecuación (3.26).

$$S_b^{min} \leq S_{b,a,t} \leq S_b^{max} \quad \forall b \in B, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.26)$$

En donde:

- S_b^{min} es el estado de carga mínimo de la batería b en [MWh].
- S_b^{max} es el estado de carga máximo de la batería b en [MWh].

Con el aporte del almacenamiento, la generación de las centrales híbridas (fotovoltaicas y eólicas con almacenamiento) queda descrito en la ecuación (3.27).

$$P_{g,a,t}^{HIB} = P_{g,a,t}^{ERV} + P_{g,a,t}^{DB} \quad \forall g \in G^{HIB}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.27)$$

En donde:

- $P_{g,a,t}^{HIB}$ corresponde a la generación de la central híbrida g , en el año a , en el tiempo t en [MWh].
- $P_{g,a,t}^{ERV}$ corresponde a la generación base de la central híbrida g , en el año a , en el tiempo t en [MWh].
- G^{HIB} corresponde al conjunto de centrales híbridas.

Considerando lo anterior, la ecuación de balance correspondiente a la ecuación (3.3) se modifica para agregar el aporte de las baterías, por lo que el nuevo balance es el que se muestra en la ecuación (3.28).

$$\begin{aligned} \sum_g P_{g,a,t} + \sum_g P_{g,a,t}^{PV} + \sum_g P_{g,a,t}^{EOL} + \sum_g P_{g,a,t}^{HP} + \sum_g P_{g,a,t}^{HE} + \sum_g P_{g,a,t}^{HIB} \\ = D_{a,t,n} \quad \forall a \in A, \forall t \in T, \forall n \in N \end{aligned} \quad (3.28)$$

Las plantas de concentración solar de potencia presentan un comportamiento similar a las plantas fotovoltaicas con almacenamiento. Esto porque tiene un componente de generación directa hacia la red y otro porcentaje de generación se utiliza para el almacenamiento de energía (almacenamiento térmico para el caso de CSP). La diferencia que tiene con respecto al sistema de baterías es que su almacenamiento no consume energía de la red. En la ecuación (3.29) se muestra la ecuación de carga y generación directa de una planta CSP.

$$P_{g,a,t}^{CSP-C} + P_{g,a,t}^{CSP-G} = P_{g,a,t}^{CSP-T} \quad \forall g \in G^{CSP}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.29)$$

En donde:

- $P_{g,a,t}^{CSP-C}$ es el almacenamiento de la CSP g en el año a en el tiempo t en [MWh].

- $P_{g,a,t}^{CSP-C}$ es la generación directa de la CSP g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- $P_{g,a,t}^{CSP-T}$ es la generación total de la CSP g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- G^{CSP} corresponde al conjunto de centrales de concentración solar de potencia.

En cuanto a los límites de generación de una CSP, estas dependen de sus límites técnicos y también del factor del recurso primario, que en este caso es el sol.

$$P_{g,a,t}^{CSP-T} \leq P_g^{max-CSP} \cdot Factor_g^{CSP} \quad \forall g \in G^{CSP}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.30)$$

En donde:

- $P_g^{max-CSP}$ corresponde al límite de generación de la CSP g en el año a en el tiempo t en [MW].
- $Factor_g^{CSP}$ es el factor del recurso primario de la CSP g .

Para la carga y descarga del almacenamiento, se tiene que estarán limitados por las capacidades máximas de carga y descarga que presenten. En las ecuaciones (3.31) y (3.32) se muestran las restricciones de carga y descarga respectivamente.

$$P_{g,a,t}^{CSP-C} \leq P_g^{max-CSP-C} \quad \forall g \in G^{CSP}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.31)$$

$$P_{g,a,t}^{CSP-D} \leq P_g^{max-CSP-D} \quad \forall g \in G^{CSP}, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.32)$$

En donde:

- $P_g^{max-CSP-C}$ es la capacidad máxima de carga de la central g en el año a en el tiempo t en [MW].
- $P_g^{max-CSP-D}$ es la capacidad máxima de descarga de la central g en el año a en el tiempo t en [MW].
- $P_{g,a,t}^{CSP-D}$ es la descarga de la CSP g en el año a en el tiempo t en [MWh].

En lo que respecta al estado de carga de la CSP, es análogo al caso del estado de carga de una batería. Esto se muestra en la ecuación (3.33).

$$S_{g,a,t}^{CSP} = S_{g,a,t-1}^{CSP} + P_{g,a,t}^{CSP-C} \cdot \eta_g^{CSP-C} - \frac{P_{g,a,t}^{CSP-D}}{\eta_g^{CSP-D}} \quad (3.33)$$

$$\forall g \in G^{CSP}, \forall a \in A, \forall t \in T$$

En donde:

- $S_{g,a,t}^{CSP}$ es el estado de carga del almacenamiento de la CSP g en el año a en el tiempo t en [MWh].
- η_g^{CSP-C} es la eficiencia de carga de la CSP g .
- η_g^{CSP-D} es la eficiencia de descarga de la CSP g .

Considerando lo anterior, se debe agregar el aporte de las CSP en la ecuación de balance, lo cual se muestra en la ecuación (3.34).

$$\begin{aligned} \sum_g P_{g,a,t} + \sum_g P_{g,a,t}^{PV} + \sum_g P_{g,a,t}^{EOL} + \sum_g P_{g,a,t}^{HP} + \sum_g P_{g,a,t}^{HE} + \sum_g P_{g,a,t}^{HIB} \\ + \sum_g P_{g,a,t}^{CSP-G} + \sum_g P_{g,a,t}^{CSP-D} = D_{a,t,n} \end{aligned} \quad (3.34)$$

$$\forall a \in A, \forall t \in T, \forall n \in N$$

En cuanto a la producción de hidrógeno a partir de electrolizadores, se debe considerar los límites de producción sujetos a la capacidad que tenga el electrolizador. Esto se muestra en la ecuación (3.35).

$$Pr_{e,a,t}^{H2} \leq Cap_e^{elec} \quad \forall e \in E, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.35)$$

En donde:

- $Pr_{e,a,t}^{H2}$ es la producción de H2 del electrolizador e en el año a en el tiempo t en [Kg de H2].
- Cap_e^{elec} es la capacidad del electrolizador e .
- E corresponde al conjunto de electrolizadores.

Con respecto a la producción de hidrógeno como tal, la producción se puede definir como el consumo de electricidad para la electrólisis multiplicado por la eficiencia que presente el electrolizador, lo cual se define en la ecuación (3.36).

$$Pr_{e,a,t}^{H2} = P_{e,a,t}^{C-H2} \cdot \eta_e \quad \forall e \in E, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.36)$$

En donde:

- $P_{e,a,t}^{C-H2}$ es el consumo eléctrico del electrolizador e en el año a en el tiempo t en [MWh].
- η_e es la eficiencia del electrolizador e en [Kg de H2/MWh].

El consumo de electricidad de los electrolizadores es una demanda que hay que considerar para la ecuación de balance. En la ecuación (3.37) se muestra la ecuación de balance considerando el consumo de los electrolizadores.

$$\begin{aligned} \sum_g P_{g,a,t} + \sum_g P_{g,a,t}^{PV} + \sum_g P_{g,a,t}^{EOL} + \sum_g P_{g,a,t}^{HP} + \sum_g P_{g,a,t}^{HE} + \sum_g P_{g,a,t}^{HIB} \\ + \sum_g P_{g,a,t}^{CSP-G} + \sum_g P_{g,a,t}^{CSP-D} - \sum_e P_{e,a,t}^{C-H2} = D_{a,t,n} \end{aligned} \quad (3.37)$$

$$\forall a \in A, \forall t \in T, \forall n \in N$$

A diferencia de las tecnologías de generación, las cuales producen energía, los electrolizadores producen un hidrógeno el cual es un combustible. En este trabajo, el hidrógeno producido solo será para su venta. Y de forma similar a la generación con el costo variable asociado que presentan, el hidrógeno tiene su precio de venta en el mercado. Esto último se incluye en la función objetivo del modelo, como una forma de disminuir esta función a partir de la venta de hidrógeno. Dado esto, a la función objetivo se le agrega la venta del hidrógeno producido, lo cual se presenta en la ecuación (3.38).

$$FO: \min C_{inv} + C_g + C_{falla} - Pr_{e,a,t}^{H2} \cdot V_a^{H2} \quad (3.38)$$

En donde:

- V_a^{H2} corresponde al precio del hidrógeno en el mercado en el año a en [USD/Kg].

3.2.2. Flujo por las líneas

El flujo de potencia por las líneas no puede exceder su capacidad, además de que este flujo puede ir en una dirección en una ventana de tiempo, y en otra puede ir en dirección contraria. En la ecuación (3.39) se presentan los límites de los flujos por las líneas.

$$-Cap_l^{linea} \leq F_{l,a,t} \leq Cap_l^{linea} \quad \forall l \in L, \forall a \in A, \forall t \in T \quad (3.39)$$

En donde:

- Cap_l^{linea} es la capacidad máxima de la línea l en [MW].
- $F_{l,a,t}$ es el flujo de la línea l en el año a en el tiempo t . Notar que es una variable libre en [MWh].
- L corresponde al conjunto de líneas de transmisión que componen el sistema.

Para encontrar el flujo por las líneas se considerará un flujo DC. El flujo de potencia entre dos barras depende de la tensión y el ángulo. En un flujo DC la tensión será de 1 p.u., por lo que solo depende del ángulo. Luego, el flujo entre dos barras debe cumplir la restricción presentada en la ecuación (3.40).

$$F_{l,a,t} = \frac{\theta_{n1,a,t} - \theta_{n2,a,t}}{\chi_l} \quad (3.40)$$

En donde:

- $\theta_{nx,a,t}$ es el ángulo en el nodo n en el año a en el tiempo t . Notar que es una variable libre.
- χ_l corresponde a la reactancia de la línea l .

3.2.3. Inversión en las tecnologías

Las decisiones de inversión en cada año están sujetas a la cartera de proyectos considerada, la cual depende de la salida de centrales a carbón en cada año.

En cuanto a la máxima capacidad de cada tecnología a invertir, esta estará acotada por los límites mínimos y máximos de capacidad establecidos para cada tecnología en la cartera de proyectos. Lo anterior se muestra en la ecuación (3.41) .

La decisión de cuanto invertir en cada tecnología está sujeta al costo de inversión presente en la función objetivo. El costo de inversión queda definido en la ecuación (3.42).

$$P_{g,a}^{min-Inv} \leq P_{g,a}^{Inv} \leq P_{g,a}^{max-Inv} \quad \forall g \in G, \forall a \in A \quad (3.41)$$

$$C_{inv} = P_{g,a}^{Inv} \cdot C_{g,a}^{inv} \quad \forall g \in G, \forall a \in A \quad (3.42)$$

En donde:

- $P_{g,a}^{min-Inv}$ corresponde a la capacidad mínimo de inversión de la central g en el año a en [MW].
- $P_{g,a}^{max-Inv}$ corresponde a la capacidad máxima de inversión de la central g en el año a en [MW].
- $P_{g,a}^{Inv}$ corresponde a la capacidad invertida en la central g en el año a en [MW].
- $C_{g,a}^{inv}$ corresponde al costo de inversión de la central g en el año a en [USD/MW].
- G corresponde al conjunto de tecnologías disponibles para su inversión.

3.3. Demanda del sistema

Para modelar la demanda del sistema, se considerará 4 perfiles de demanda, los cuales corresponden a cada estación del año. En otras palabras, se tendrá una demanda distinta para otoño, invierno, primavera y verano.

Sumado a lo anterior, también se considerará un aumento en la demanda para cada año del horizonte de planificación. Para este aumento de demanda se considerará la previsión de demanda presente en el informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del primer semestre de 2022 [47], la cual se muestra a continuación en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Variación de demanda según la fijación de precios de corto plazo [47].

Año	Variación demanda
2023	4,20%
2024	4,33%
2025	3,43%
2026	2,17%
2027	2,05%
2028	1,21%
2029	2,28%
2030	1,92%
2031	0,36%
2032	2,19%
2033	2,31%

A partir de la variación de demanda anterior es que en la Figura 3.2 se muestra la demanda anual a considerar en este trabajo. La demanda base utilizada para la proyección de demanda es la presentada en [48], y el aumento de demanda hasta el año 2050 fue completado de forma lineal a partir de las proyecciones de los años anteriores.

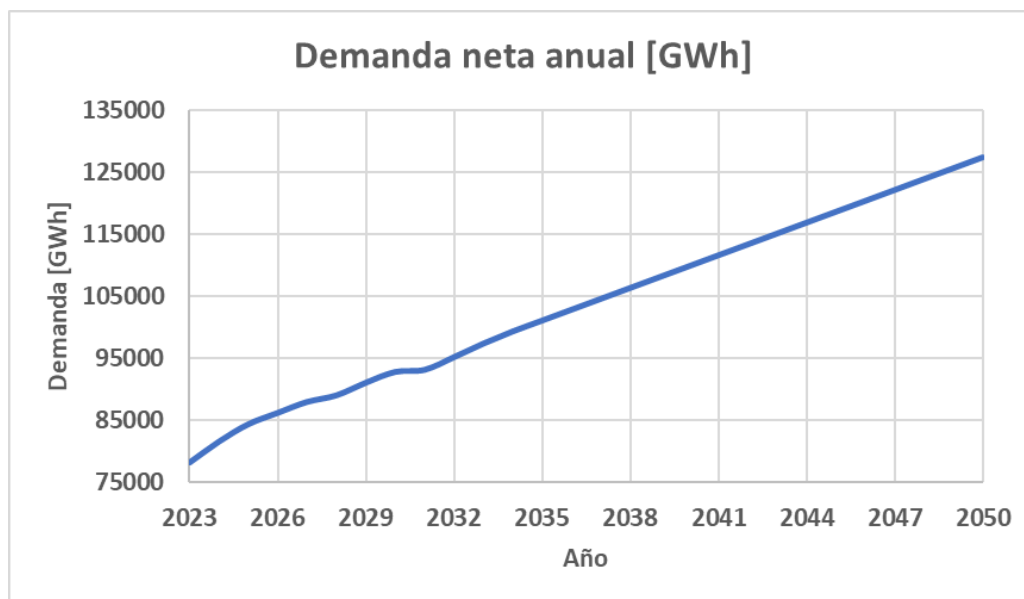


Figura 3.2: Demanda neta anual

De forma similar, en la Figura 3.3 se presenta la demanda máxima horaria hasta 2050, en donde se observa que tiene la misma forma que el gráfico mostrado en la Figura 3.2, lo cual se debe a que la matriz de demanda aumenta de forma constante durante los años de planificación, por lo que el aumento de la demanda máxima horaria también se da de forma constante.

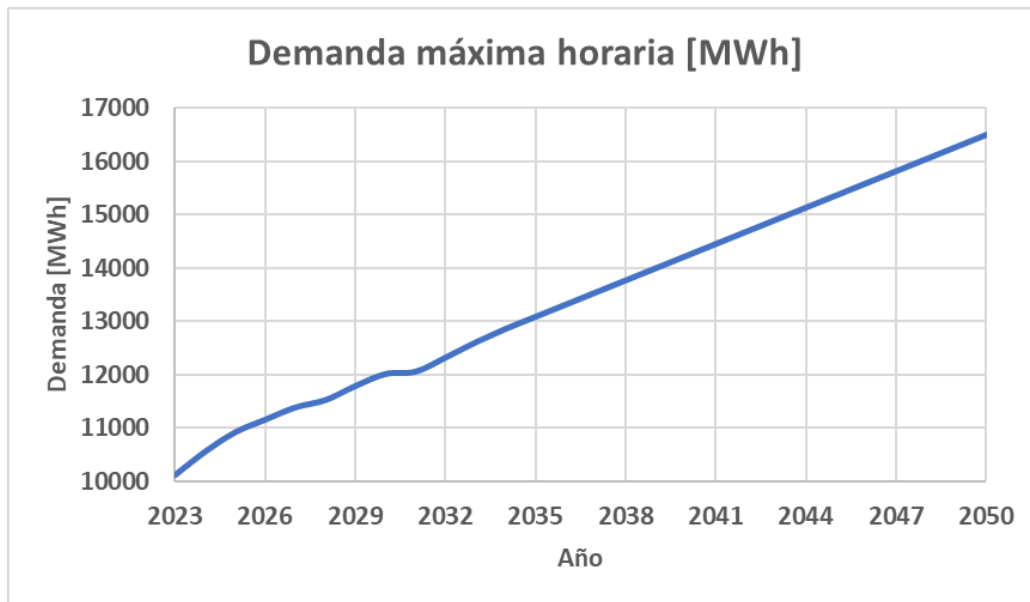


Figura 3.3: Demanda máxima horaria anual

3.4. Curvas recurso solar y eólico

Las curvas del recurso eólico y solar a utilizar en el presente trabajo son las que se presentan en el informe de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de 2022 [47].

Para la curva del recurso eólico hay dos zonas, una correspondiente al norte de la subestación Changos, y la otra zona corresponde al sur de esta subestación. Notar que se hace la diferencia para el recurso eólico disponible en función de las cuatro estaciones del año, por lo que existen 4 curvas para cada zona, correspondientes a verano, otoño, invierno y primavera.

A continuación, en la Figura 3.4 y la Figura 3.5, se presenta la curva correspondiente al recurso eólico al norte y al sur de la subestación Changos respectivamente.

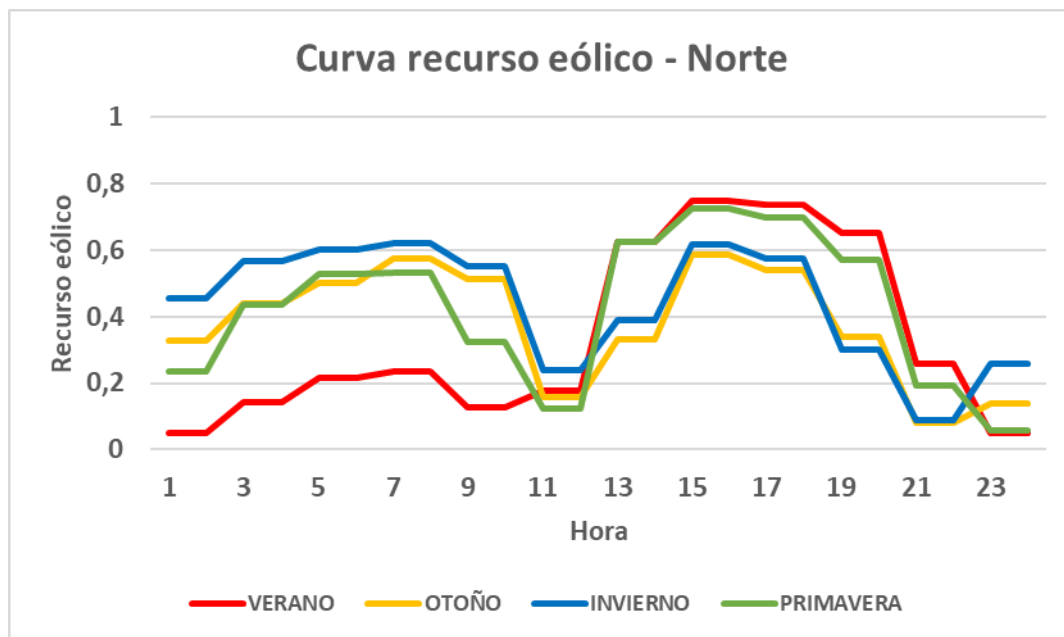


Figura 3.4: Curva del recurso eólico al norte de la S/E Changos

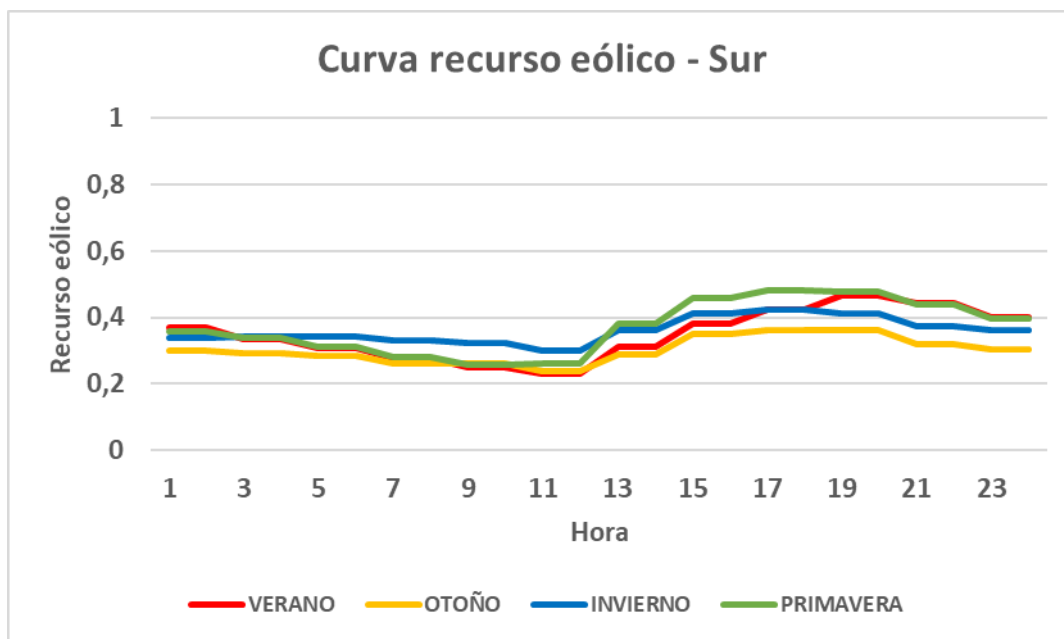


Figura 3.5: Curva del recurso eólica al sur de la S/E Changos

Para la curva del recurso solar existen tres zonas, las cuales corresponden a norte, centro y sur. Como no se hace alusión a alguna barra del sistema, se consideró a las barras 1 a 13 del sistema como norte, de la 14 a la 20 como centro y de la 21 a 27 como sur (ver detalles en la sección 3.5). De la misma forma al caso eólico, existen 4 curvas en cada zona correspondientes a las estaciones del año.

En la Figura 3.6, Figura 3.7 y Figura 3.8 se muestra la curva correspondiente al recurso solar para las zonas norte, centro y sur del sistema respectivamente.

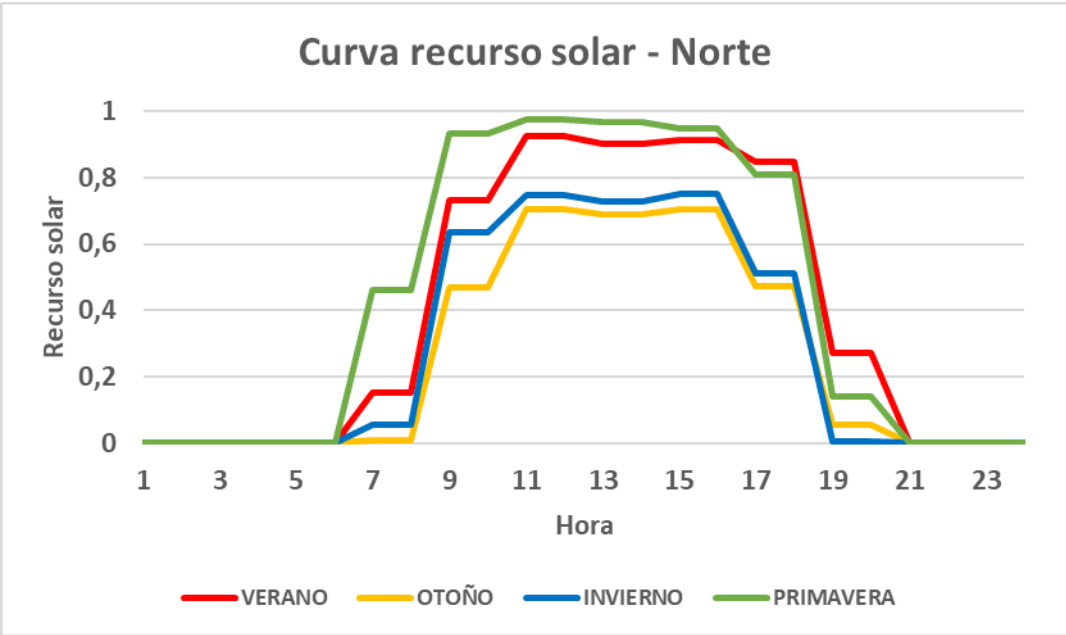


Figura 3.6: Curva del recurso solar en el norte del sistema

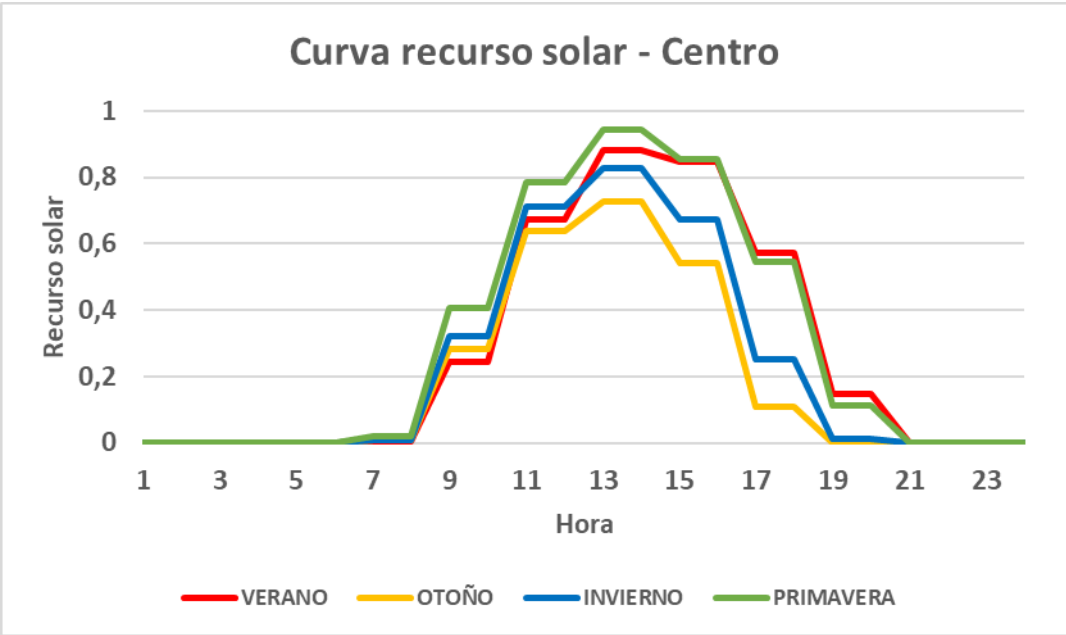


Figura 3.7: Curva del recurso solar en el centro del sistema

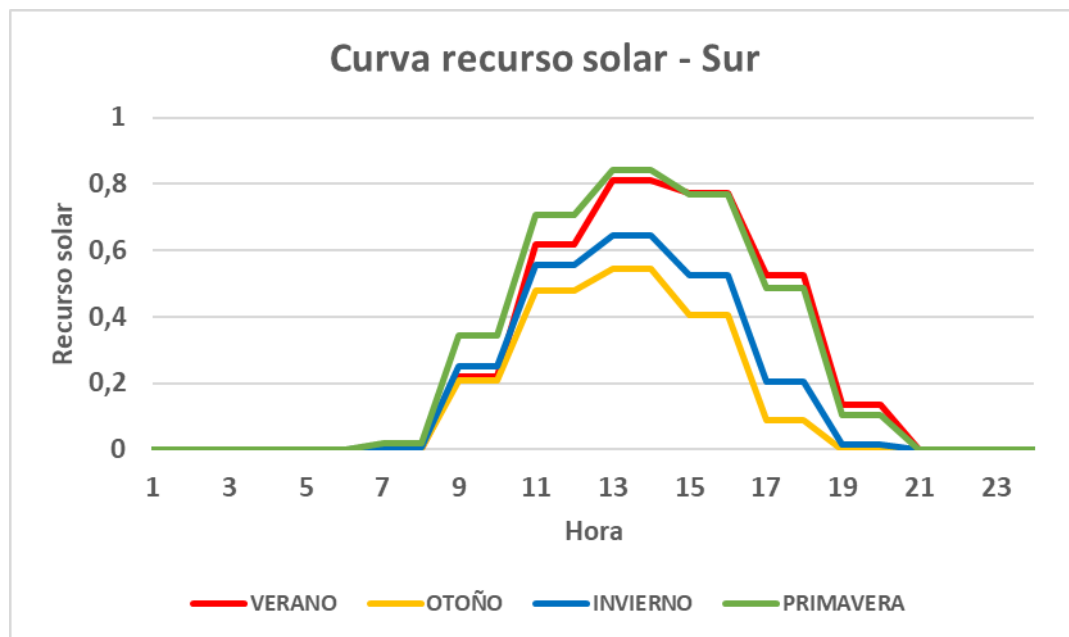


Figura 3.8: Curva del recurso solar en el sur del sistema

3.5. Red de prueba

La red de prueba a utilizar es la que se presenta en la Figura 3.9, la cual se utiliza en Actualización de antecedentes de 2020 del proceso quinquenal PELP 2018-2022 [48].

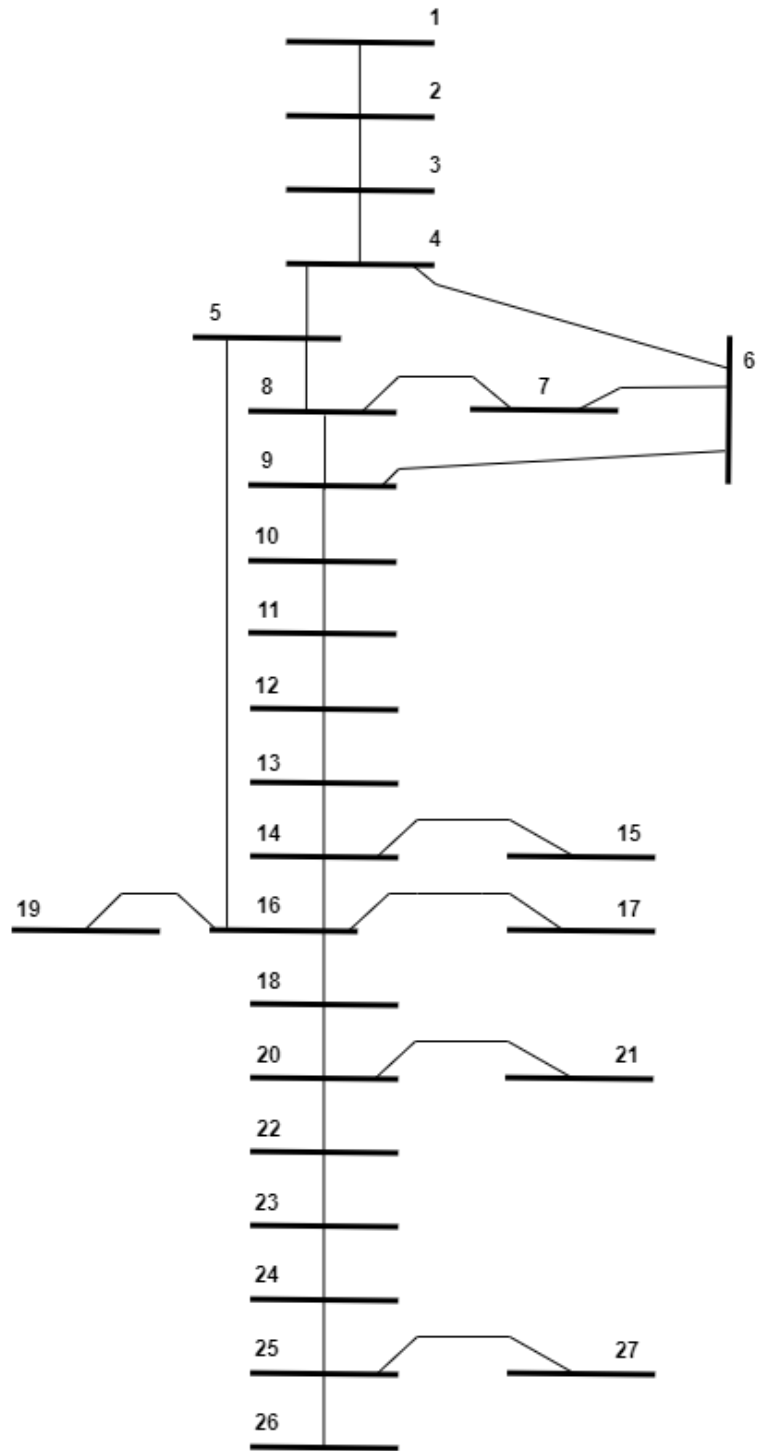


Figura 3.9: Red reducida PELP

En la Tabla 3.2 que se presenta a continuación, se muestra la subestación correspondiente a cada barra del sistema reducido.

Tabla 3.2: Subestaciones de la red reducida.

Barra	Nombre
1	Parinacota220
2	NuevaPozoAlmonte220
3	Lagunas220
4	Kimal220
5	Kimal500
6	NuevaZaldivar220
7	LosChangos220
8	LosChangos500
9	Parinas500
10	Cumbre500
11	NuevaCardones500
12	NuevaMaitencillo500
13	NuevaPandeAzucar500
14	Polpaico500
15	Quillota500
16	AltoJahuel500
17	Candelaria500
18	Ancoa500
19	Rapel500
20	NuevaCharrua500
21	Concepcion500
22	Mulchen500
23	RioMalleco500
24	Pichirropulli500
25	NuevaPuertoMontt500
26	NuevaAncud500
27	Ancud500

En el sistema, la línea que va de la barra 5 a la barra 16 corresponde al sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre, la cual entrará en operación en 2029 [49], por ende, en ese año es que entrará en operación esa línea en lo que respecta a este trabajo.

Sumado a lo anterior, es que se considerará un corredor de “transmisión virtual” [50] en el sistema de 500 kV implementado mediante un sistema de almacenamiento en baterías que va de la barra 9 a la 14, por lo que se considerarán 500 MW más de capacidad en las líneas correspondientes a ese tramo, esto luego de 2030.

3.6. Costos variables

Los costos variables para las tecnologías de generación a partir de carbón, gas y diésel vendrán dados por la ecuación (3.43) [16], [47].

$$CV = C^{comb} \cdot C^{esp} + CVnC \quad (3.43)$$

En donde:

- CV corresponde al costo variable total.
- C^{comb} corresponde al costo del combustible.
- C^{esp} corresponde al consumo específico.
- $CVnC$ corresponde al costo variable no combustible.

Para los costos de los distintos combustibles se considerarán los costos estimados en [47], los cuales se presentan a continuación.

Tabla 3.3: Proyección precio carbón térmico [47].

Año	Precio [USD/ton]
2022	74,266
2023	72,384
2024	72,268
2025	72,797
2026	72,972
2027	73,007
2028	73,132
2029	73,176
2030	73,23
2031	73,242
2032	73,39
2033	73,4

Tabla 3.4: Proyección precio GNL [47].

Año	Precio [USD/MMBtu]
2022	8,559
2023	8,274
2024	8,041
2025	8,137
2026	8,264
2027	8,335
2028	8,498
2029	8,638
2030	8,703
2031	8,721
2032	8,8
2033	8,878

Tabla 3.5: Proyección precio Crudo de Brent [47].

Año	Precio [USD/bbl]
2022	52,912
2023	52,258
2024	61,943
2025	64,9
2026	68,073
2027	70,429
2028	72,892
2029	75,007
2030	77,256
2031	78,94
2032	80,105
2033	82,392

Los consumos específicos que se utilizarán en el presente trabajo son los que se presentan en la Tabla 3.6. Para el caso del carbón, en [47] no se señala un valor de referencia de consumo específico, por lo que el valor a considerar fue escogido arbitrariamente tomando en consideración los consumos específicos de las unidades generadoras a carbón listadas en [47].

Tabla 3.6: Consumos específicos [47].

Tecnología	Consumo específico	Unidad
Carbón	0,4	ton/MWh
Gas CA	8980	BTU/kWh
Gas CC	5990	BTU/kWh
Diésel	0,27	m3/MWh

En cuanto a los costos variables no combustibles, los valores que se utilizarán son los valores que se muestran como referencia en [16]. Para el caso de la generación a carbón se utilizarán los mismos valores que para la generación con GNL. En la Tabla 3.7 se presentan los valores de los costos variables no combustibles.

Tabla 3.7: Costos variables no combustibles [16].

Tecnología	CVnC [USD/MWh]
Carbón	3,5
Gas CA	3,5
Gas CC	3,5
Diésel	6,75

Con esto, los costos variables de la generación térmica convencional son los que se presentan en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Costos variables estimados.

Año	Costos variables [USD/MWh]			
	Carbón	GN CC	GN CA	Diesel
2022	33,206	54,768	80,360	96,039
2023	32,454	53,061	77,801	94,935
2024	32,407	51,666	75,708	111,279
2025	32,619	52,241	76,570	116,269
2026	32,689	53,001	77,711	121,623
2027	32,703	53,427	78,348	125,599
2028	32,753	54,403	79,812	129,755
2029	32,770	55,242	81,069	133,324
2030	32,792	55,631	81,653	137,120

Sumado a lo anterior, en [43] se señala que uno de los objetivos es un impuesto a de 35 USD por tonelada de CO₂ equivalente emitida. Por esto, es que en la Tabla 3.9 se presentan los costos variables estimados considerando que se suma un impuesto a las emisiones de CO₂, el cual es un impuesto progresivo que va de los 5 USD/tCO₂ en 2022 a 35 USD/tCO₂ en 2030.

Tabla 3.9: Costos variables estimados considerando impuesto a las emisiones.

Año	Costos variables [USD/MWh]			
	Carbón	GN CC	GN CA	Diesel
2022	38,136	57,198	83,695	99,704
2023	41,081	57,314	83,637	101,349
2024	44,732	57,741	84,046	120,441
2025	48,641	60,138	87,409	128,180
2026	52,409	62,721	91,051	136,283
2027	56,120	64,969	94,190	143,008
2028	59,868	67,768	98,155	149,913
2029	63,583	70,429	101,913	156,231
2030	67,302	72,641	104,998	162,775

3.7. Costos de inversión

En la Tabla 3.10 que se muestra a continuación, se presentan los costos de inversión estimados hasta 2030, los cuales serán utilizados en el presente Trabajo de Título. Estas estimaciones fueron realizadas a partir de los datos observados en [16], [26], [48], [51].

Tabla 3.10: Costos de inversión estimadosⁱ.

Año	Costos de inversión [USD/MW]					
	Fotovoltaica	Fotovoltaica híbrida	Eólica	Eólica híbrida	CSP	Electrolizador
2022	818.000	3.775.235	1.700.000	5.539.235	5.673.000	990.000
2023	790.750	3.543.434	1.675.000	5.311.934	5.616.270	947.500
2024	763.500	3.325.018	1.650.000	5.098.018	5.560.107	905.000
2025	736.250	3.177.178	1.625.000	4.954.678	5.504.506	862.500
2026	709.000	3.041.380	1.600.000	4.823.380	5.449.461	820.000
2027	681.750	2.909.400	1.575.000	4.695.900	5.394.967	777.500
2028	654.500	2.791.789	1.550.000	4.582.789	5.341.017	735.000
2029	627.250	2.684.833	1.525.000	4.480.333	5.287.607	692.500
2030	600.000	2.583.737	1.500.000	4.383.737	5.234.731	650.000

3.8. Descarbonización

En lo que respecta al proceso de descarbonización del sistema eléctrico, en la Tabla 3.11 se muestra la salida de centrales convencionales que utilizan carbón como combustible a 2030. En particular, se estableció una salida de centrales partiendo de norte a sur y de forma que en cada año la salida de capacidad de generación en el sistema sea equitativa.

Tabla 3.11: Salida de centrales que usan carbón a 2030.

Año	Barra	Capacidad [MW]
2023	5	718
2024	8	688
2025	12	764
2026	15	664
2027	21	555
2028	5 y 15	758
2029	8 y 21	745
2030	3 y 5	716

3.9. Capacidad instalada en el sistema

En cuanto a las otras tecnologías presentes en el sistema (biomasa, gas, diésel, etc.), en la Tabla 3.12 se presenta la capacidad instalada considerada en este trabajo de las tecnologías distintas a la generación térmica con carbón. Estos valores son los adjuntos a la red de prueba a utilizar [48].

ⁱ Almacenamiento de 8 horas para las centrales híbridas.

Tabla 3.12: Capacidad instalada de otras tecnologías

Tecnología	Capacidad [MW]
Gas	3.800
Diesel	4.005
Embalse	3.427
Pasada	3.390
Biomasa	459
CSP	110
Fotovoltaica	6.107
Eólica	3.542
Total	24.840

3.10. Casos de estudio

La simulación se realizará año a año desde 2023 hasta 2030. Luego de eso se simulará cada 5 años aumentando la demanda según corresponda, esto hasta el año 2050. Los datos de entrada del modelo (costos de inversión, costos variables, etc.) se mantendrán constantes desde 2030 en adelante. Las simulaciones se realizarán para cuatro días representativos del año.

En lo que respecta a las tecnologías consideradas para invertir, estas van a competir entre sí en todos los casos de estudio según corresponda.

Sumado a lo anterior, en caso de encontrar congestiones permanentes en el sistema de transmisión, se duplicará la capacidad de transmisión en la línea congestionada, esto tres años después de ocurrida la congestión. Por ejemplo, en caso de encontrar una congestión en el año 2024, el aumento de capacidad de transmisión ocurrirá en 2027.

Los casos de estudios a considerar en el presente trabajo son los que se muestran a continuación:

- Caso 1: Descarbonización a 2030 con generación renovable y sin impuesto a las emisiones.
- Caso 2: Descarbonización a 2030 con generación renovable y con impuesto a las emisiones.
- Caso 3: Descarbonización a 2030 con generación convencional (gas).

El primer caso de estudio es el caso base de simulación, en donde solo el proceso de descarbonización es el que afectará a las inversiones de generación.

En este primer caso también se realizarán dos análisis de sensibilidad. El primero con respecto al costo de inversión de la generación fotovoltaica híbrida, y el segundo con respecto a la capacidad de almacenamiento de esta tecnología. Ambos análisis serán considerando el año 2030.

El segundo caso es para evaluar el impacto en la generación del sistema y en las inversiones que incluye el impuesto a las emisiones de CO₂, por lo que se agrega este impuesto en los costos variables de las centrales térmicas, por lo que se consideran los costos variables de la Tabla 3.9.

El tercer caso tiene como objetivo evaluar qué tan competitivas son las tecnologías renovables consideradas con relación a la generación convencional, en particular las centrales a gas de ciclo combinado. Para este caso se considerará un costo de inversión referencial de 965.000 USD/MW, el cual se mantendrá constante para todos los años de simulación, y los mismos costos variables considerados en el primer caso de estudio (Tabla 3.8).

Capítulo 4: Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos para los costos de desarrollo de las tecnologías y también los resultados obtenidos para los casos de estudio simulados.

4.1. Evaluación técnico-económica de las tecnologías

Para realizar los respectivos análisis técnico-económicos de las tecnologías a evaluar, se considerará para todas las tecnologías una planta de 100 [MW]. Los supuestos utilizados son los que se describen a continuación:

- Horizonte de evaluación de 20 años.
- Costo fijos anuales equivalentes al 1% del costo de inversión.
- Tasa de descuento de 6%.
- Inversión cubierta por 80% de deuda (5% interés) y 20% capital propio (20% interés).
- Deuda considerando amortizaciones iguales.

4.1.1. Concentración solar de potencia

En la Figura 4.1 presente a continuación, se muestra el costo de desarrollo de una central de concentración solar de potencia.

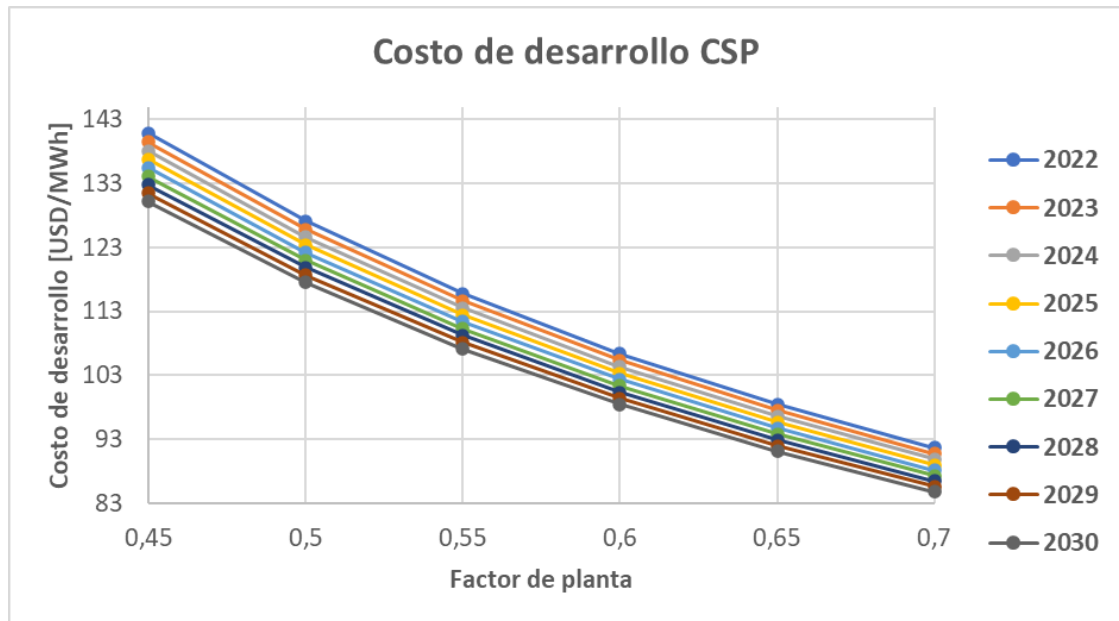


Figura 4.1: Costo de desarrollo CSP

Como se puede observar, el costo de desarrollo de una central CSP va desde los 140 USD/MWh a los 90 USD/MWh en el mejor de los casos, en donde se tiene un mejor factor de planta.

Complementando lo anterior, es que en la Figura 4.2 se presenta el análisis FODA correspondiente a este tipo de generación. Dentro de este análisis se destaca el hecho que las plantas de concentración solar de potencia funcionan a partir de un generador síncrono, por lo que son capaces de aportar inercia al sistema ante variaciones en el balance. También hay que destacar que esta tecnología es la de las que más depende de los avances tecnológicos para ser competitiva, puesto que presentan los costos de inversión más elevados y de existir un avance significativo que permita la disminución de su inversión, también disminuirá el costo de desarrollo asociado, lo cual la volvería más competitiva.

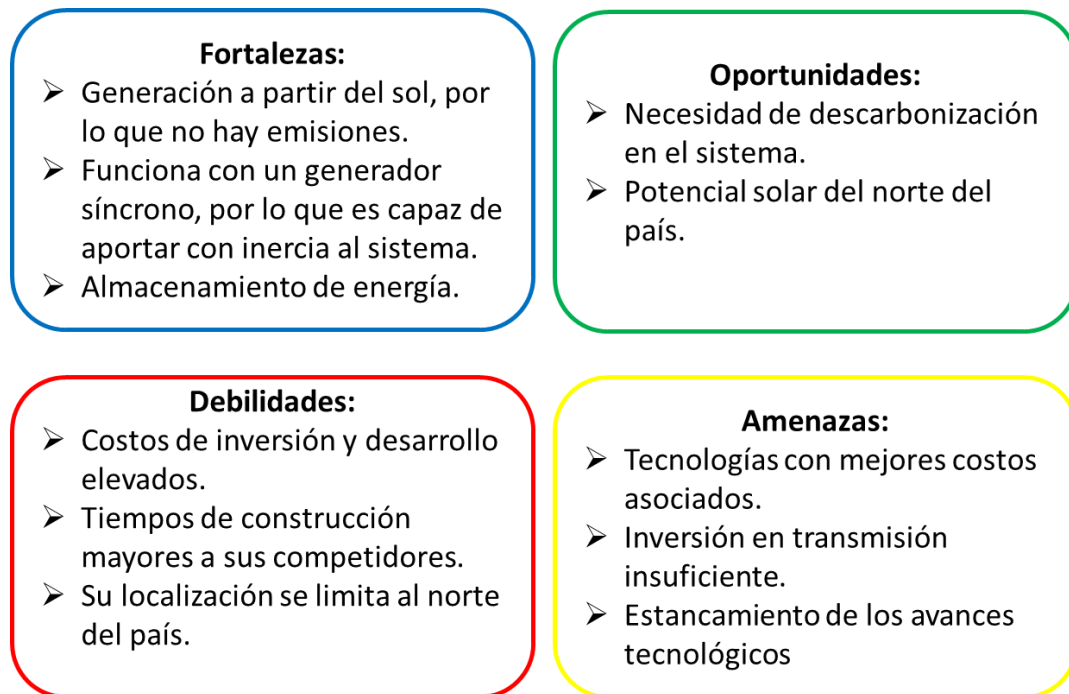


Figura 4.2: Análisis FODA CSP

4.1.2. Parque fotovoltaico con almacenamiento

En la Figura 4.3 se muestra el costo de desarrollo para una central fotovoltaica genérica, esto para los costos de inversión estimados hasta 2030 y considerando distintos factores de planta. Notar que, en general, el factor de planta de la generación fotovoltaica se encuentra entre 0,33 y 0,4. Con esto, es que su costo de desarrollo va desde 28 [USD/MWh] a 18 [USD/MWh] aproximadamente.

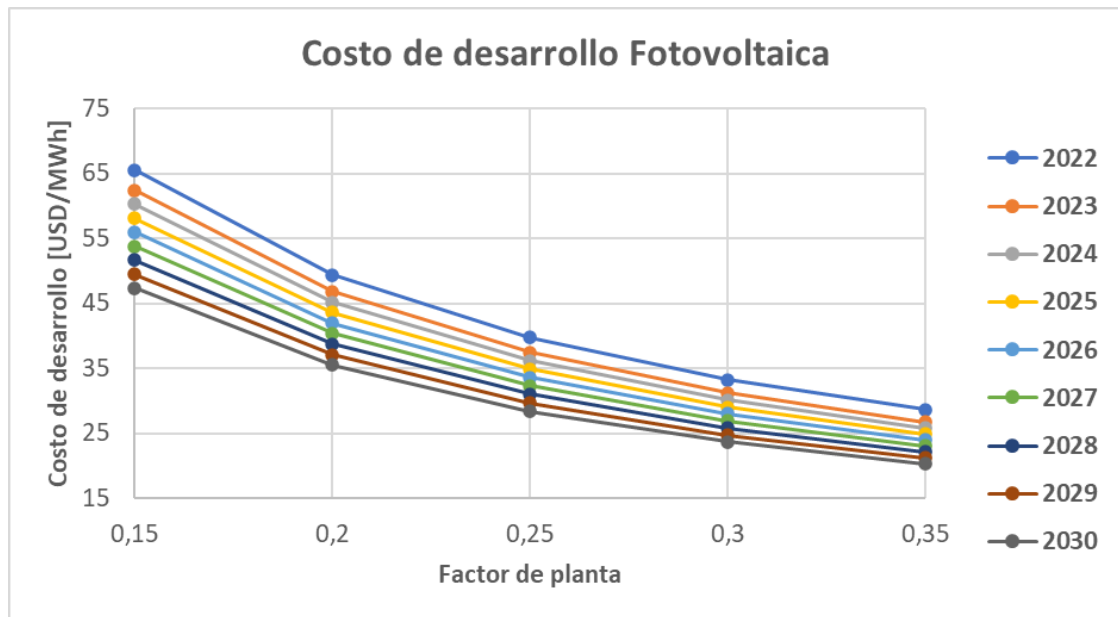


Figura 4.3: Costo de desarrollo fotovoltaica

De forma similar, en la Figura 4.4 se muestra el costo de desarrollo de una central fotovoltaica híbrida (con almacenamiento de 8 horas) genérica. Al igual que el caso anterior, considerando los costos de inversión estimados hasta 2030 y distintos factores de planta que podrían tener las centrales. Con el almacenamiento considerado, el factor de planta de esta tecnología es de 0,7 aproximadamente. Considerando este factor de planta, es que el costo de desarrollo de esta tecnología varía entre los 65 y 43 [USD/MWh] entre los años 2022 y 2030.

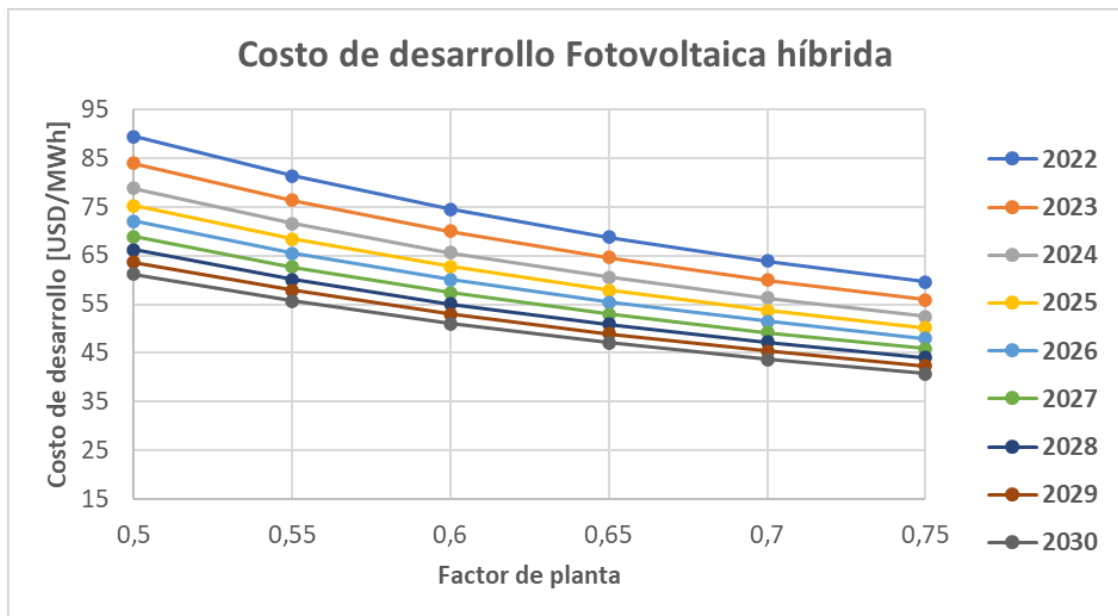


Figura 4.4: Costo de desarrollo fotovoltaica híbrida

Como es posible observar, el costo de desarrollo de una central fotovoltaica es menor en comparación a una central fotovoltaica híbrida, lo cual es evidente vistos los costos de inversión considerados (Tabla 3.10).

Sin embargo, las centrales fotovoltaicas solo pueden generar cuando está presente el recurso solar, por lo que el factor de planta que puede tener es menor al de una central híbrida, la cual puede mejorar su factor de planta a partir por el almacenamiento que tenga.

Comparando los costos de desarrollo obtenidos entre una CSP y una central fotovoltaica híbrida, es evidente que una central fotovoltaica híbrida presenta un menor costo de desarrollo ante un mismo factor de planta.

De forma similar a la generación de concentración solar de potencia, en la Figura 4.5 se presenta el análisis FODA respectivo a la generación fotovoltaica (tanto para el caso con y sin almacenamiento). Dentro de este análisis cabe destacar que la generación fotovoltaica depende del almacenamiento para poder participar en horas nocturnas. También que la opción solar fotovoltaica es la que presenta mejores costos de desarrollo, por ende, es la alternativa que se hace más atractiva para su inversión. Sin embargo, su localización está limitada al norte del país, por lo que un exceso de inversión en estas tecnologías, sin suficiente capacidad de transmisión e inversión en almacenamiento, puede aumentar las probabilidad de que existan vertimientos de energía.

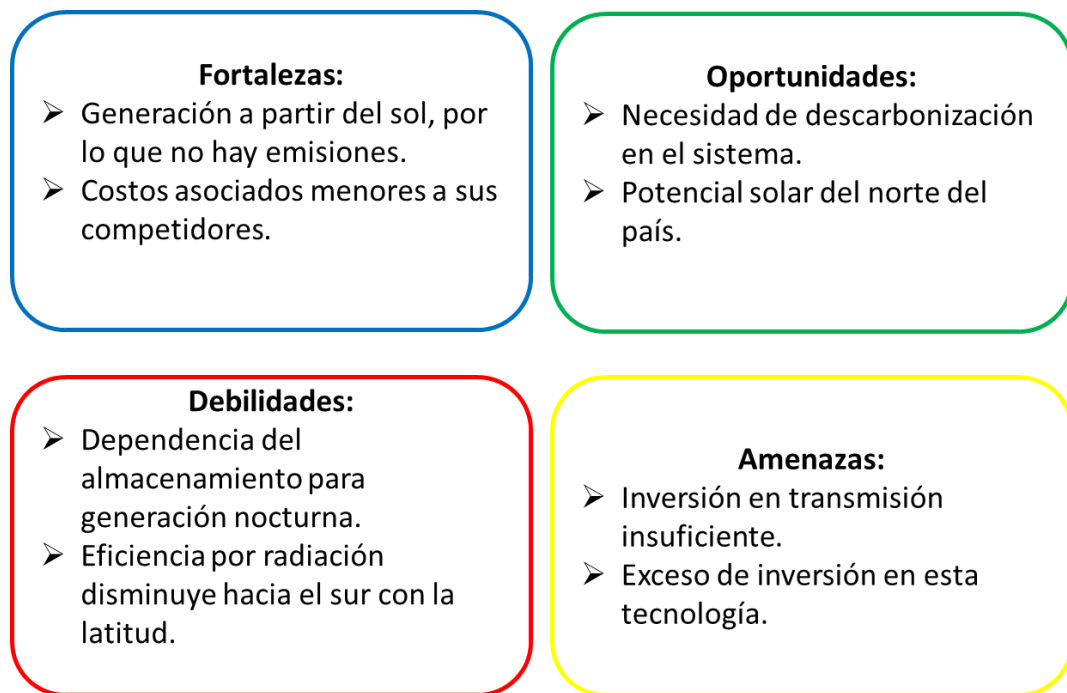


Figura 4.5: Análisis FODA generación fotovoltaica

4.1.3. Parque eólico con almacenamiento

En la Figura 4.6 y la Figura 4.7 que se presentan a continuación, se observa el costo de desarrollo ante distintos factores de planta para una central eólica y una central eólica híbrida (almacenamiento de 8 horas). Los factores de planta de estas tecnologías son del

mismo orden que sus símiles fotovoltaicos. Considerando lo anterior, es que el costo de desarrollo de una central eólica varía entre 60 [USD/MWh] y 43 [USD/MWh], esto entre 2022 y 2030.

De forma análoga, el costo de desarrollo de una central híbrida (8 horas de almacenamiento) va desde 95 [USD/MWh] hasta los 75 [USD/MWh].

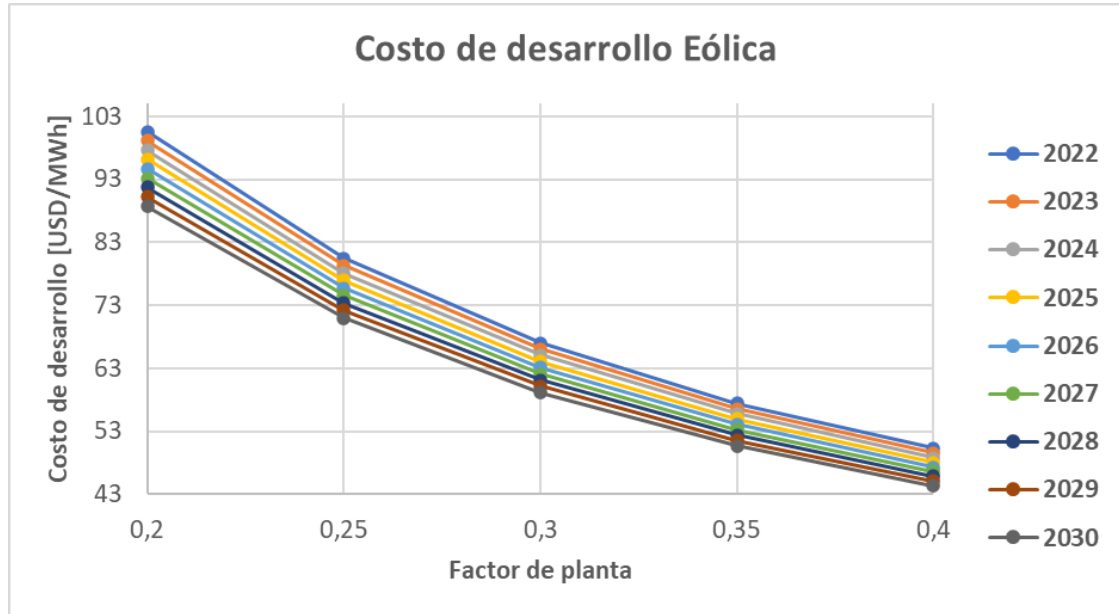


Figura 4.6: Costo de desarrollo eólica

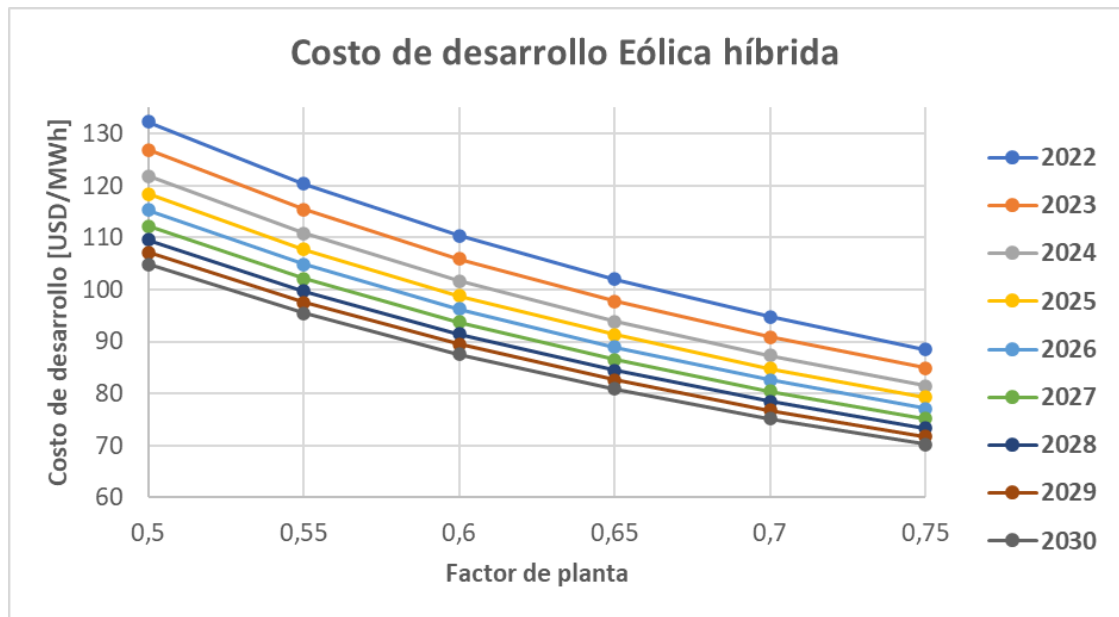


Figura 4.7: Costo de desarrollo eólica híbrida

En lo que respecta a la generación eólica sin almacenamiento, su costo de desarrollo se encuentra entre la generación fotovoltaica y fotovoltaica híbrida.

Al adicionar almacenamiento se mejora el factor de planta que puede presentar la generación eólica, pero su costo de desarrollo aumenta mucho más en comparación al aumento presentando en el caso de la generación fotovoltaica. Esto se debe a que el costo de inversión base de una central fotovoltaica es menor al de una central eólica, por lo que al estimar el costo de inversión de una central eólica híbrida esta presentará un mayor aumento del costo en comparación a su par fotovoltaica.

En la Figura 4.8 se muestra el análisis FODA correspondiente a la generación eólica (con y sin almacenamiento). En este análisis se destaca que, a pesar de que presenta peores costos de desarrollo que la generación fotovoltaica, tiene la ventaja de que su localización no se limita solo al norte del país, sino que es posible distribuir su localización a lo largo del territorio nacional, y así volverse más competitiva al compararse con otras formas de generación que no sea la fotovoltaica.

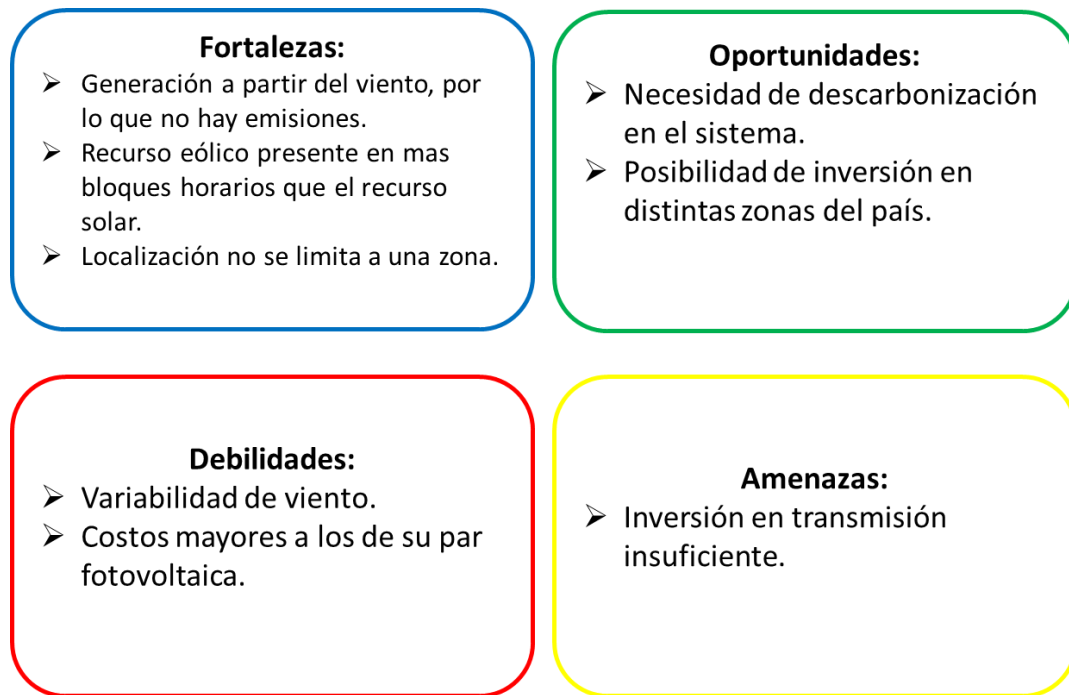


Figura 4.8: Análisis FODA generación eólica

4.1.4. Electrolizador

Para el caso del electrolizador, la producción de hidrógeno verde será solo para su venta. Sin embargo, no se tiene certeza de la demanda que se tendrá de este combustible año a año. Por esto, es que el precio de venta del hidrógeno a considerar será estimado a partir de lo señalado en [28]. Notar que el precio de venta del hidrógeno corresponde a su costo de desarrollo.

Dado lo anterior, es que en la Figura 4.9 se muestra la estimación del valor de venta del hidrógeno verde realizada.

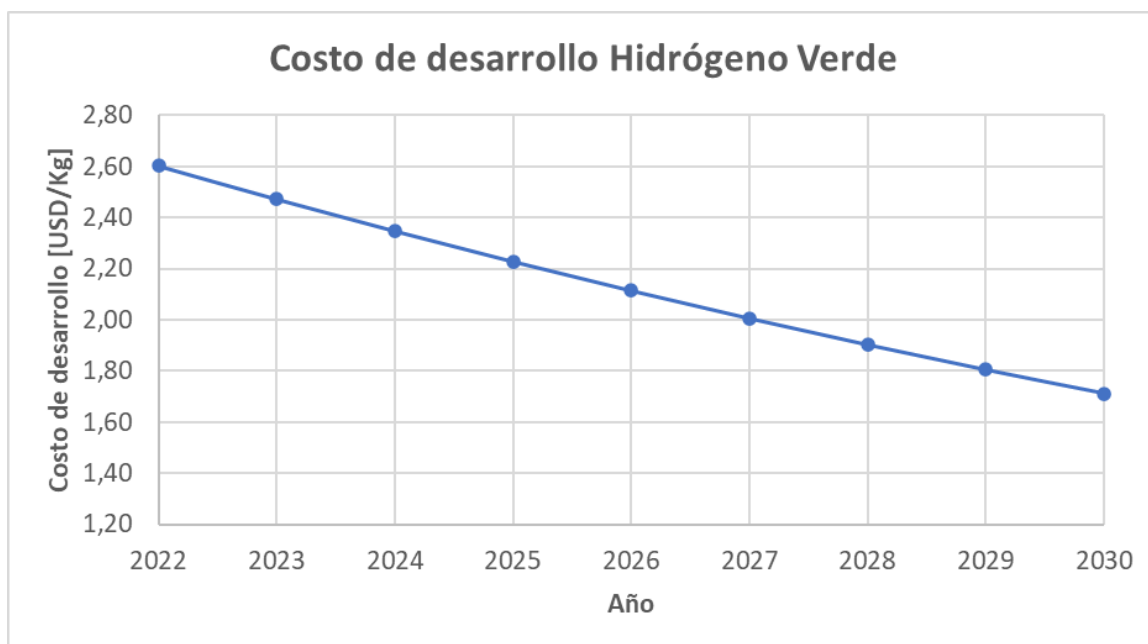


Figura 4.9: Costo de desarrollo Hidrógeno verde

En la Figura 4.10 se presenta el análisis FODA correspondiente al hidrógeno verde. Dentro de los elementos a destacar en este análisis se encuentra la versatilidad que presenta el hidrógeno verde, pues al tratarse de la producción de un combustible este puede ser usado en múltiples sectores, y no solo limitarse a la generación en el sistema. También, al igual que en el caso de CSP, para que llegue a ser competitivo necesita de avances tecnológicos para que disminuya el costo de inversión de los electrolizadores, y así poder disminuir el precio de venta del hidrógeno.

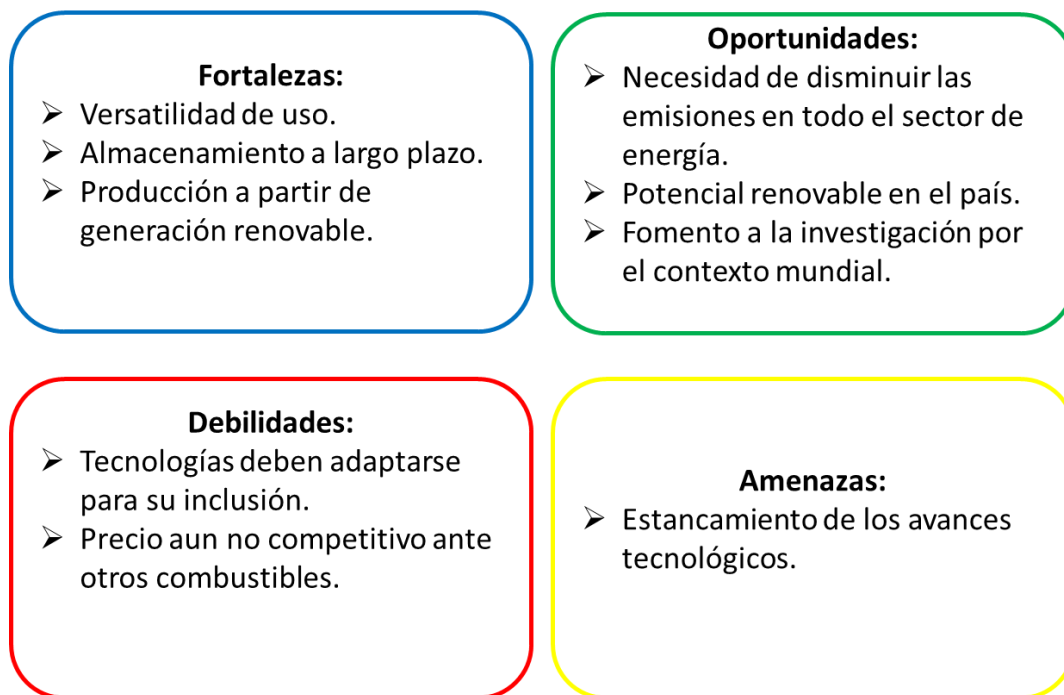


Figura 4.10: Análisis FODA hidrógeno verde

4.2. Casos de estudio

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los casos de estudio descritos en la sección anterior.

Los resultados a mostrar corresponden a las simulaciones de los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050. Los resultados correspondientes a los demás años se encuentran en el Anexo A.

4.2.1. Caso 1: descarbonización a 2030 con generación renovable y sin impuesto a las emisiones

Para este caso, se expandió la capacidad de transmisión de la línea que va de la barra 20 a 21, y en 2035 las líneas que van desde la barra 3 a la 4 y de la 24 a la 25.

En lo que respecta a la valorización de la inversión en transmisión, debido a los tipos de materiales a considerar en la construcción de una línea de transmisión y a la envergadura de estos proyectos, es muy difícil llegar a un valor de referencia para todas las posibilidades, pues eso requeriría una búsqueda exhaustiva de datos, lo cual no está dentro del alcance del presente trabajo.

Aun así, es posible llegar a una aproximación del costo de inversión a partir de otros proyectos, como por ejemplo los proyectos de transmisión que se muestran de referencia en [52], en donde se los proyectos van desde los 300 mil dólares por kilómetro a los 490 mil dólares por kilómetro.

Por tanto, el valor de inversión para la línea que va de la barra 20 a 21 (Nueva Charrúa – Concepción) sería del orden de los 29 millones de dólares, pues tiene un largo aproximado de 75 km. El valor de la línea que va de la barra 3 a la 4 (Lagunas - Kimal) sería de aproximadamente 6 millones de dólares, pues tiene un largo aproximado de 16 km. Finalmente, el valor de la línea que va de la barra 24 a 25 (Pichirropulli – Nueva Puerto Montt) tendría un costo de 56 millones de dólares, pues tiene un largo de 144 km. Notar que, como el sistema es reducido, hay subestaciones intermedias que no están en el sistema utilizado, por lo que el largo de las líneas solo es aproximado.

En las Figura 4.11 a Figura 4.15 se presenta la participación de las tecnologías de forma horaria para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente, esto para las distintas tecnologías que componen la matriz eléctrica del sistema.

Como es posible observar en estos gráficos, con la salida de centrales a carbón del sistema, aumenta la participación de otras tecnologías, en especial en las horas de madrugada y nocturnas, en donde la participación de la generación fotovoltaica base (sin almacenamiento) es mínima.

Otro elemento que destacar es el efecto que trae consigo la puesta en operación de la línea de transmisión HVDC en el sistema, la cual permite que la generación fotovoltaica híbrida que se encuentra en el norte pueda llegar a las zonas centro sur del sistema. Esto último, en conjunto a la salida de carbón y la disminución de los costos de inversión de esta tecnología, tiene como consecuencia que la generación fotovoltaica híbrida tenga una

participación relevante a partir de 2030 con la salida total del carbón del sistema (Figura 4.13).

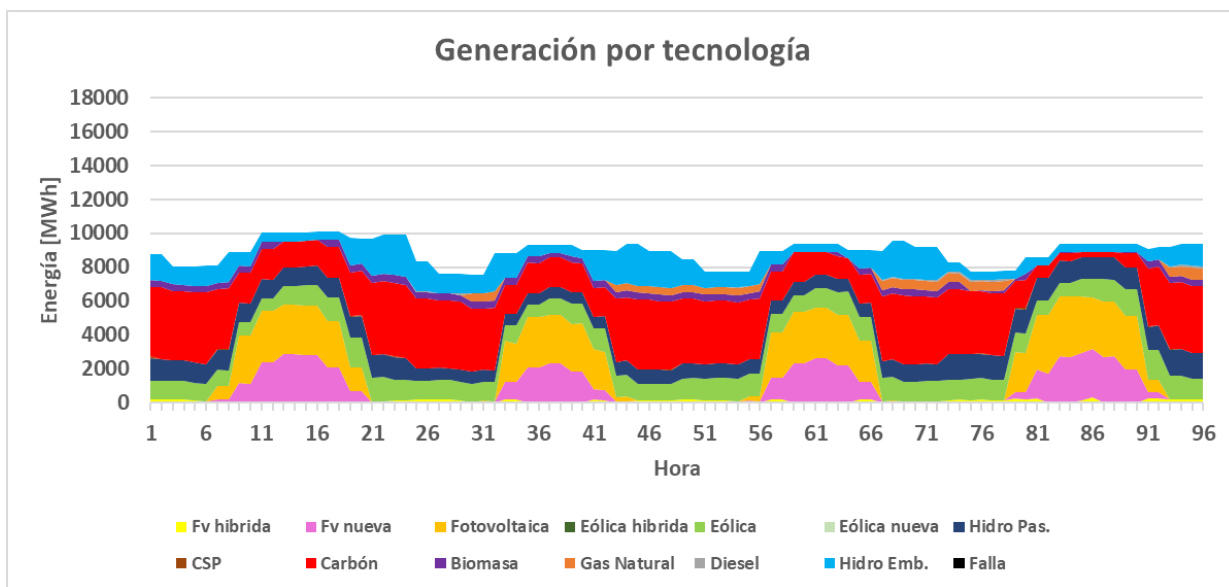


Figura 4.11: Generación por tecnología 2023 - Caso 1

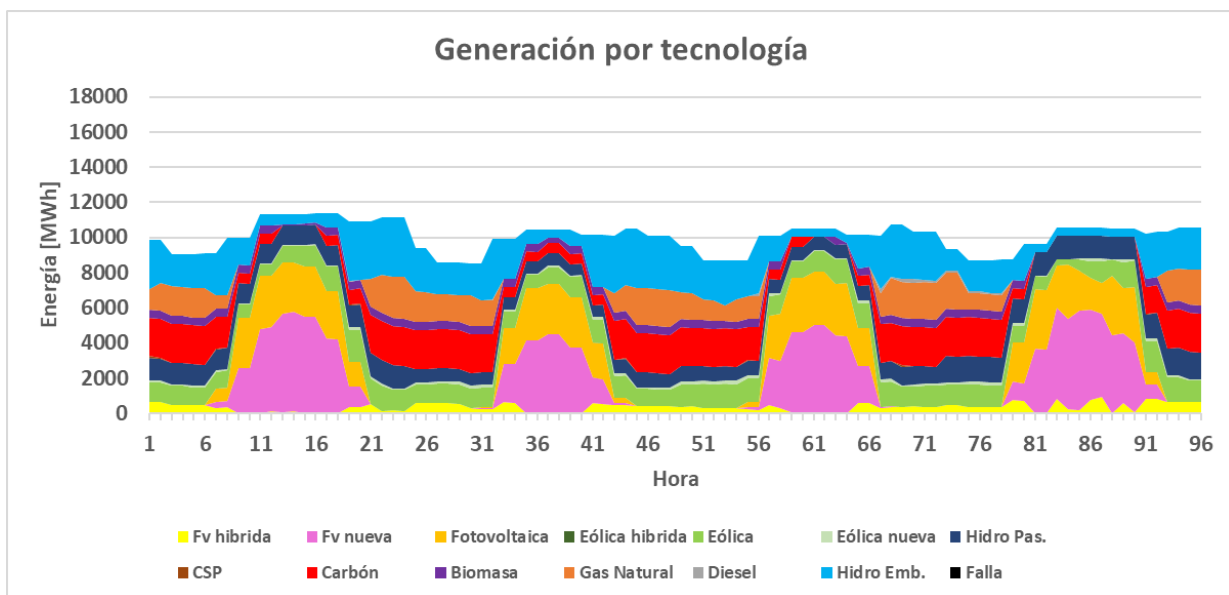


Figura 4.12: Generación por tecnología 2027 - Caso 1

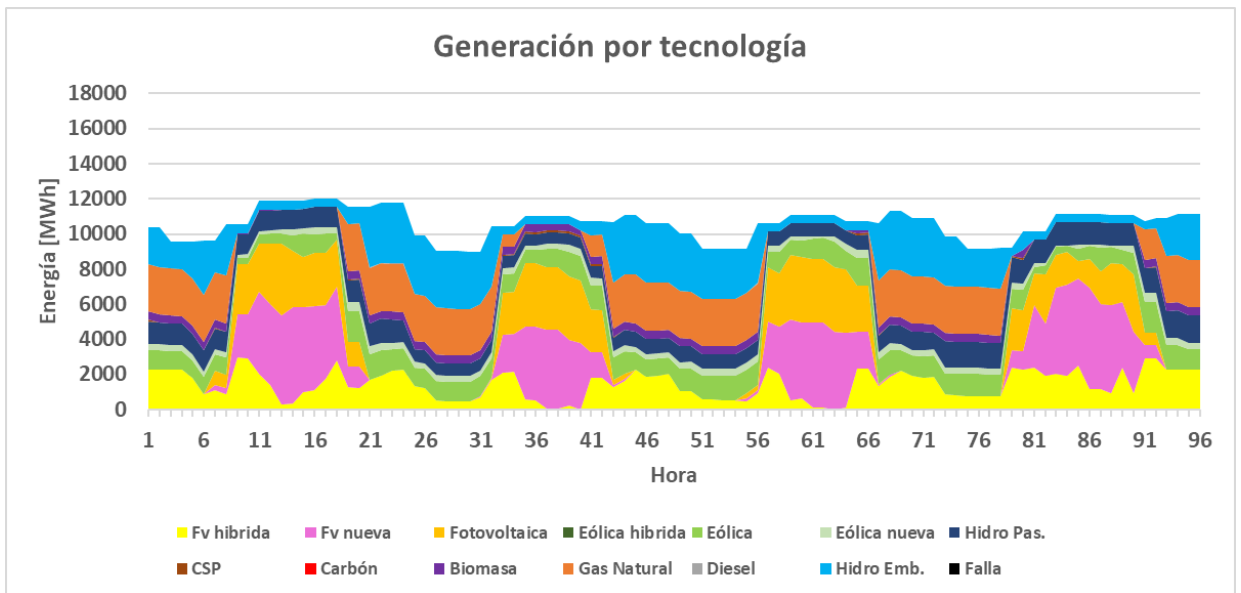


Figura 4.13: Generación por tecnología 2030 - Caso 1

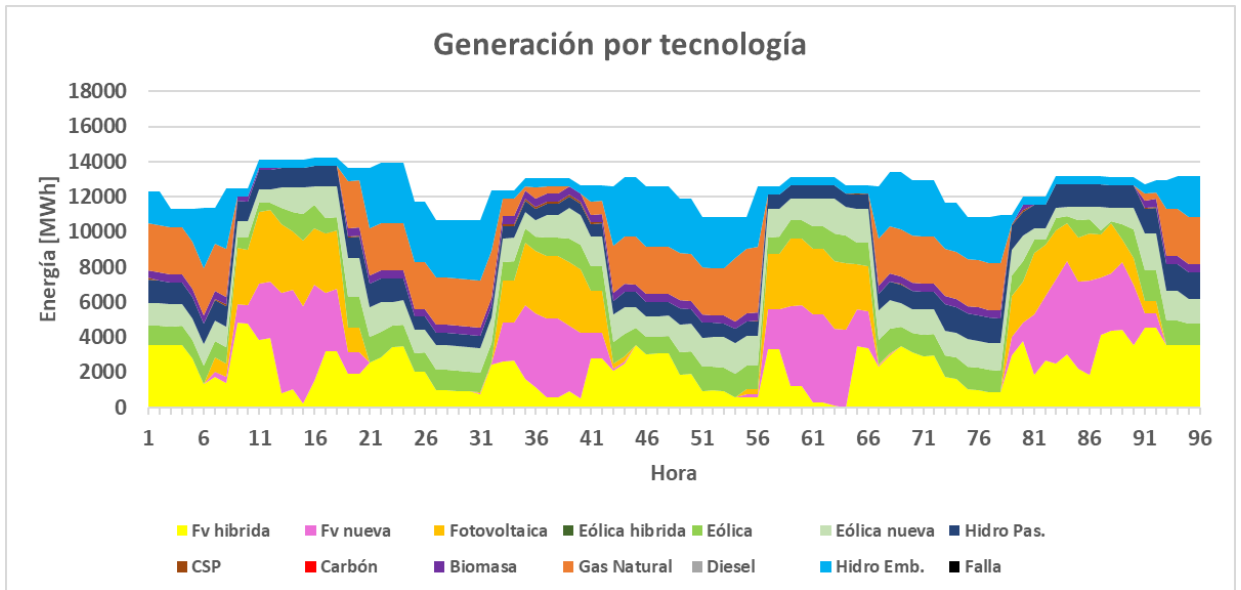


Figura 4.14: Generación por tecnología 2040 - Caso 1

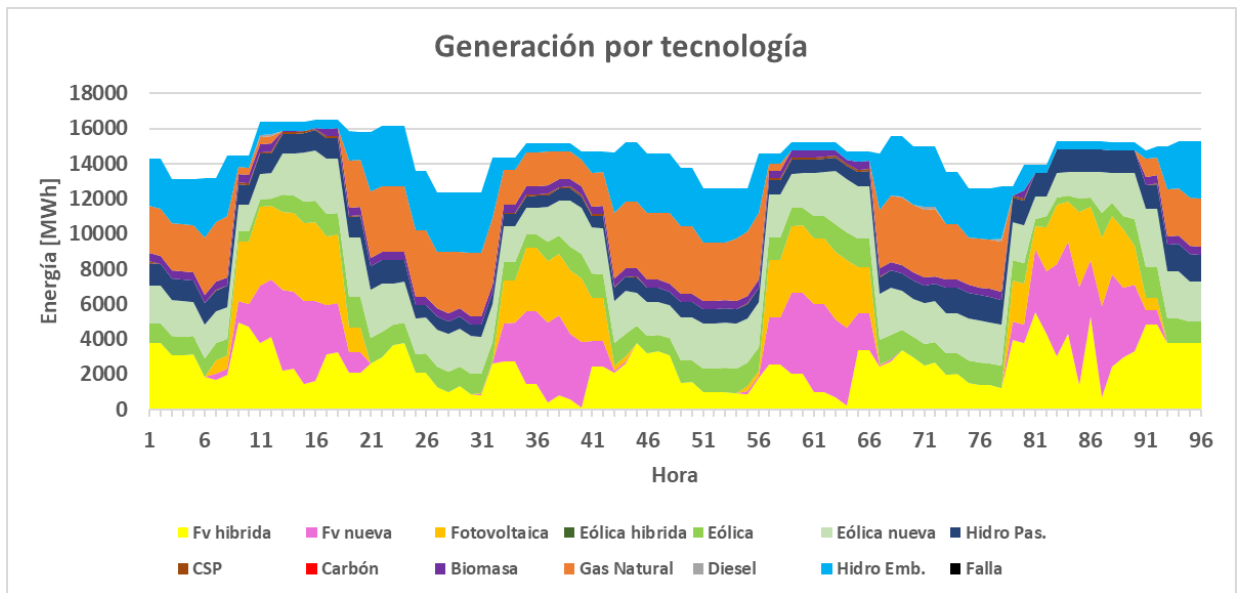


Figura 4.15: Generación por tecnología 2050 - Caso 1

A continuación, de la Figura 4.16 a la Figura 4.20 se muestra la participación porcentual de cada tecnología en la generación del sistema para los cuatro días representativos simulados.

Complementando el análisis anterior con relación a la generación fotovoltaica híbrida, al comparar la participación porcentual de los años 2027 y 2030 (Figura 4.17 y Figura 4.18 respectivamente) se observa un aumento del 9%, llegando a una participación del 13%, lo cual reafirma lo mencionado anteriormente.

También es relevante destacar que, ante la salida total del carbón del sistema, la generación que esta tecnología aportaba es suplida principalmente por la generación con gas, la generación de las centrales de embalse, y la generación fotovoltaica híbrida, y luego en años posteriores también se suma la generación eólica, en la cual se observa un aumento sostenido en su participación en la generación del sistema.

Otro elemento que es importante mencionar es la participación de la generación hidroeléctrica, tanto de pasada como de embalse. La participación de las centrales de pasada se ve disminuida en cada año de simulación, esto porque no se consideró expansión de la generación con esta tecnología, y además el afluente que presentan estas centrales es el mismo para todos los años de simulación.

Caso similar es el de las centrales de embalse, con la diferencia que el uso del embalse tiene un costo asociado (equivalente térmico), el cual aumenta en cada año de simulación con la salida del carbón y el aumento de demanda del sistema, y también aumenta debido a que, al igual que en las centrales de pasada, el afluente es el mismo. Por esta razón es que luego de 2030 se observa una disminución de su participación en la generación (Figura 4.19 y Figura 4.20).

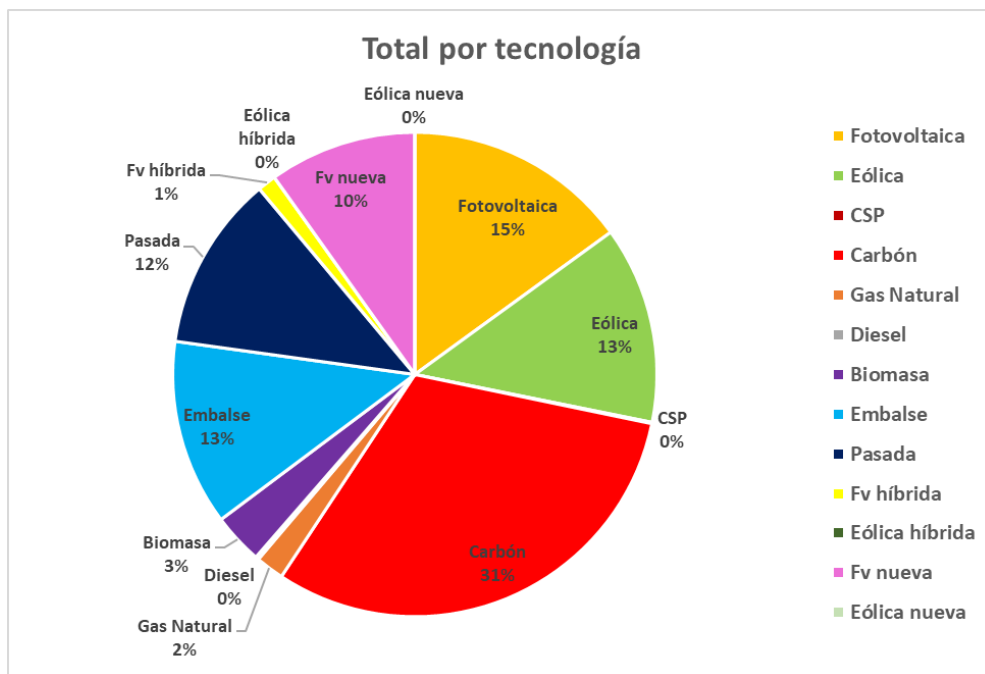


Figura 4.16: Generación porcentual por tecnología 2023 - Caso 1

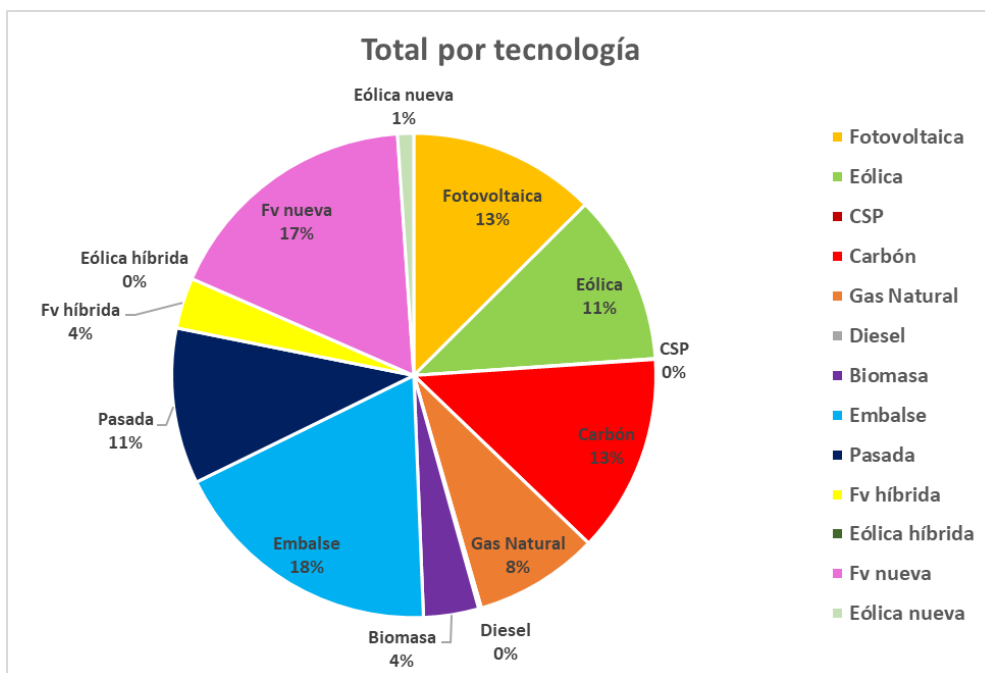


Figura 4.17: Generación porcentual por tecnología 2027 - Caso 1

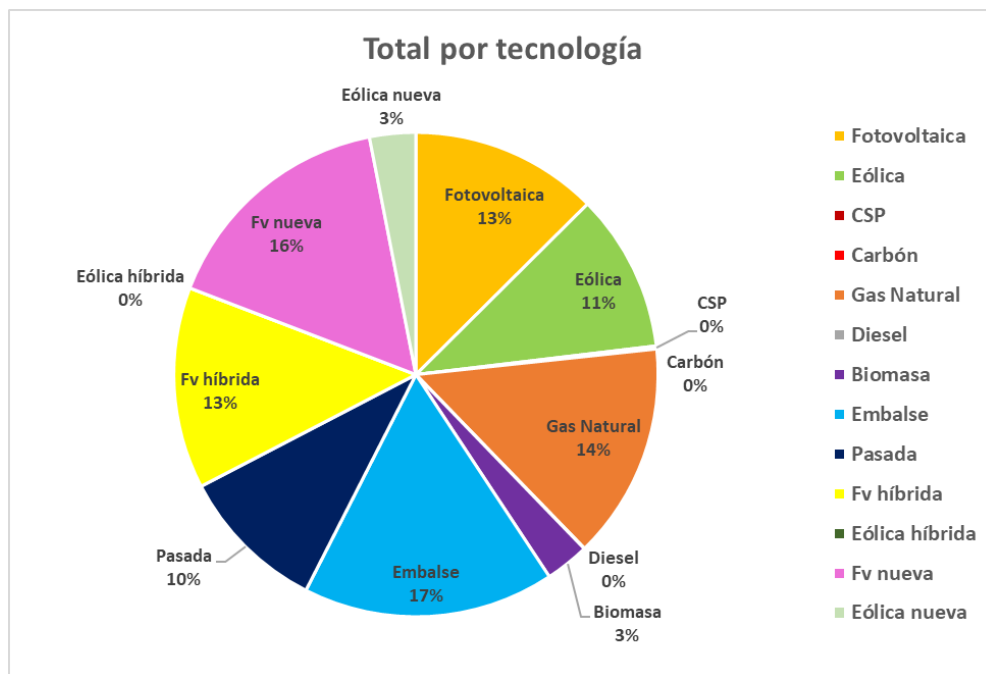


Figura 4.18: Generación porcentual por tecnología 2030 - Caso 1

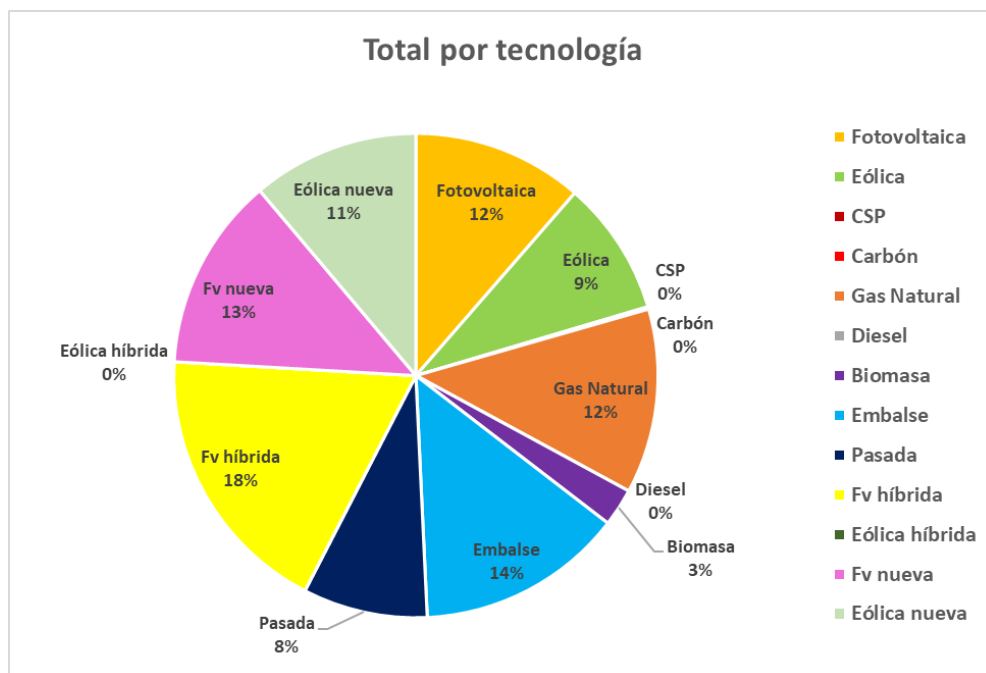


Figura 4.19: Generación porcentual por tecnología 2040 - Caso 1

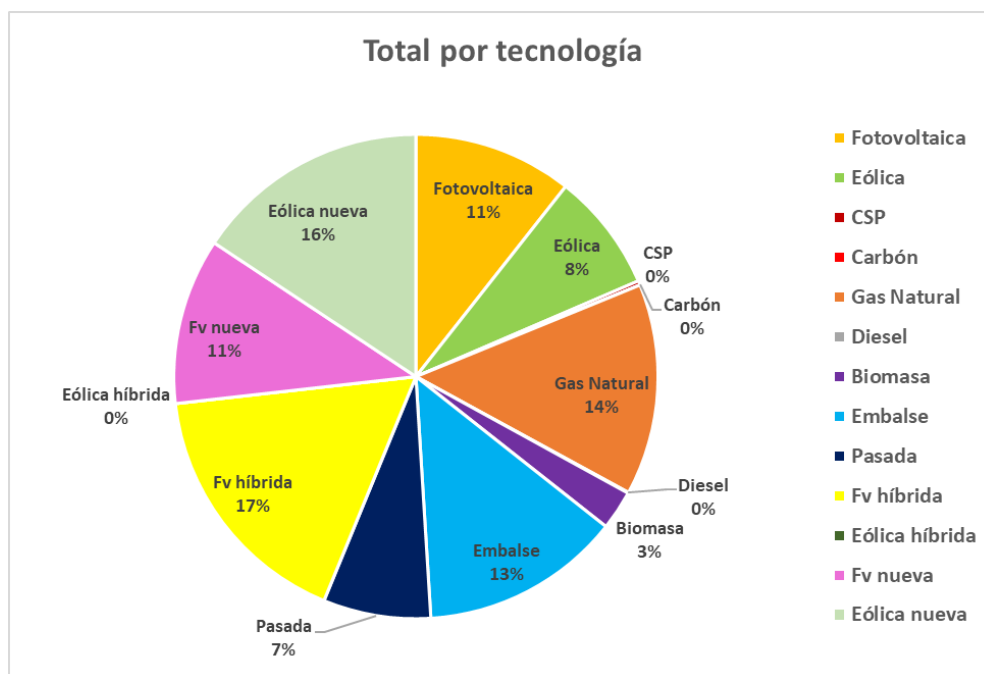


Figura 4.20: Generación porcentual por tecnología 2050 - Caso 1

Desde la Figura 4.21 a la Figura 4.25 se muestra la inversión en las distintas tecnologías y lo ya invertido en los años anteriores, esto para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente.

Como es posible apreciar, las inversiones en las tecnologías se concentran en generación fotovoltaica con y sin almacenamiento y en generación eólica sin almacenamiento. Esto coincide con los costos de inversión considerados y los costos de desarrollo obtenidos.

Con respecto a la inversión en generación fotovoltaica sin almacenamiento, esta se da en la zona centro del sistema, y la inversión en este tipo de tecnología ocurre de forma masiva durante los primeros años de simulación, esto porque dado su bajo costo de inversión permite disminuir el costo de operación del sistema en los primeros años. Sin embargo, en los años posteriores no se observa mayor inversión en esta tecnología pues no puede participar de la generación en horas de madrugada y nocturna, y en esos horarios es en donde precisamente se necesita suplir la generación que anteriormente era entregada con las centrales a carbón, por lo cual se opta por otras alternativas.

La generación fotovoltaica híbrida se da en el norte del sistema, y la inversión en esta tecnología va en aumento en cada año de simulación, observándose una inversión significativa en 2030, en donde se concreta la salida del carbón del sistema (Figura 4.23).

En cuanto a la inversión en generación eólica sin almacenamiento, esta se da principalmente en las zonas centro y sur del sistema, y la inversión en esta zona coincide con la salida del carbón en esta zona. Como es posible observar en la Figura 4.24, la inversión más significativa en generación eólica se da después de 2030. Esto se explica debido al aumento del costo del agua provocado por la salida del carbón y el aumento de demanda en el sistema, y a partir de su inversión en las zonas centro sur del sistema es

que se minimiza la función objetivo, en particular aporta en la disminución del costo de operación.

Como es posible apreciar, no existe inversión en electrolizadores, pues por cómo fue desarrollado el modelo de optimización, la inclusión de electrolizadores sirve para disminuir aún más el costo de operación a través de la venta de hidrógeno. Sin embargo, esto no sucede principalmente por dos razones: no se consideró una demanda de hidrógeno, por lo que no hay una obligación de inversión en este tipo de tecnología, y también a que, con la salida de centrales a carbón y el aumento de demanda, es mejor la inversión solo de tecnologías de generación, pues se produce un déficit de generación y un incremento de demanda a suplir. De todas formas, en caso de existir inversión en electrolizadores, se puede interpretar como una señal de que puede ser viable una mayor inversión en el almacenamiento de las centrales y/o invertir en almacenamiento por sí solo.

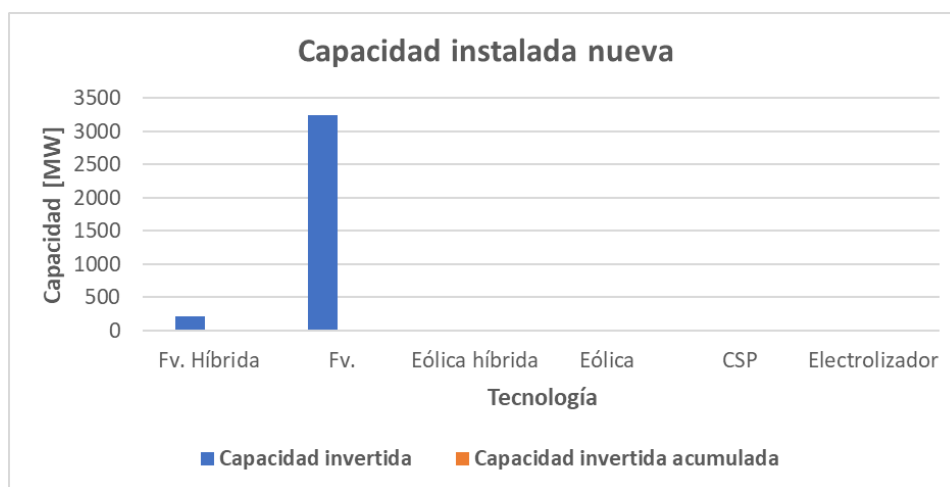


Figura 4.21: Nueva capacidad instalada 2023 - Caso 1

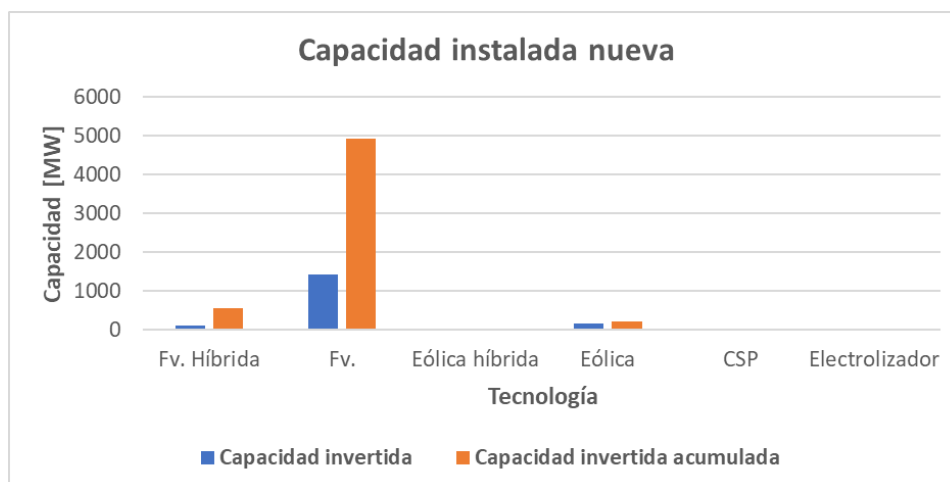


Figura 4.22: Nueva capacidad instalada 2027 - Caso 1

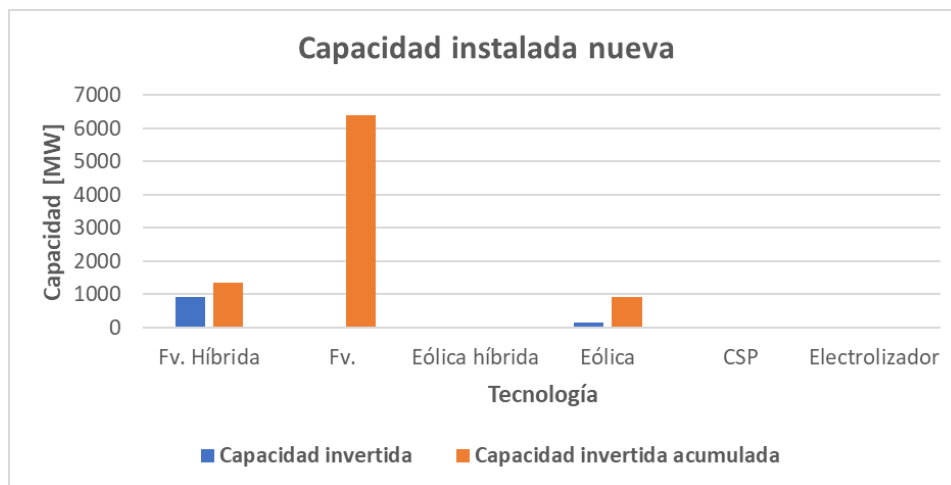


Figura 4.23: Nueva capacidad instalada 2030 - Caso 1

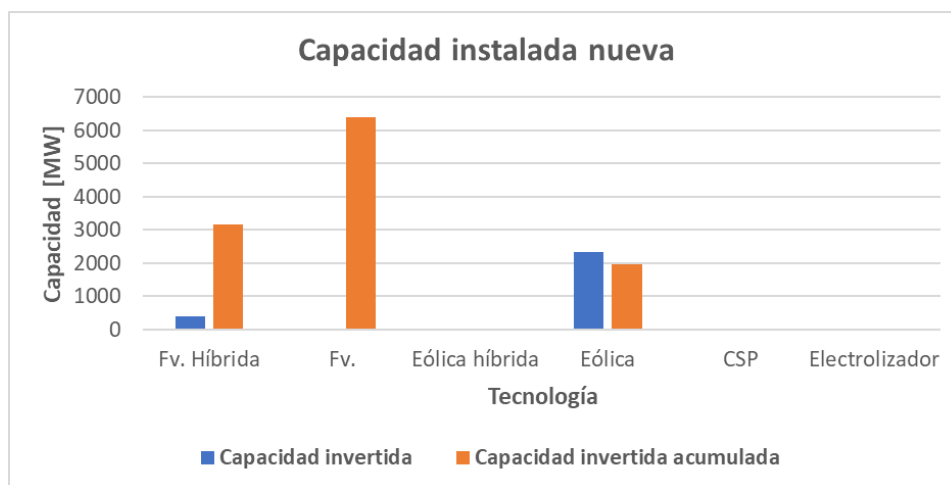


Figura 4.24: Nueva capacidad instalada 2040 - Caso 1

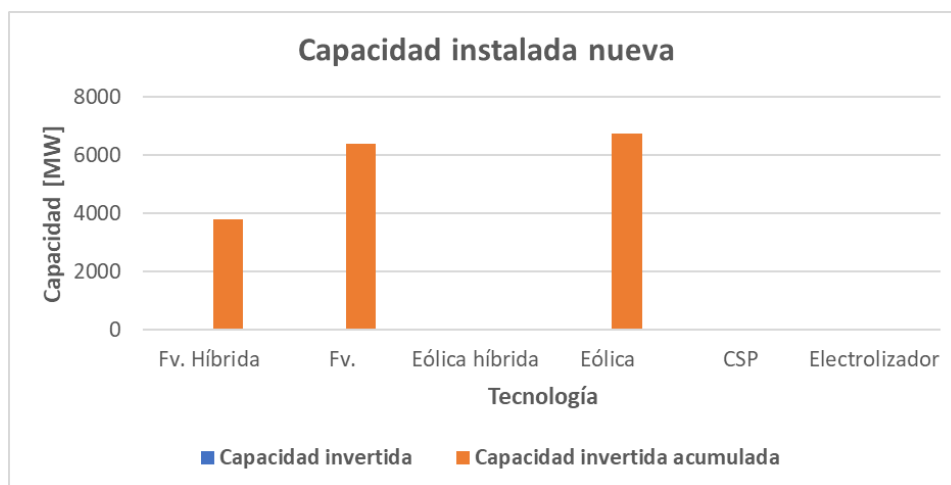


Figura 4.25: Nueva capacidad instalada 2050 - Caso 1

En lo que respecta a los costos marginales promedio en el sistema, en la Tabla 4.1, Tabla 4.2, Tabla 4.3, Tabla 4.4 y Tabla 4.5 se muestran los costos marginales del sistema

para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente. Estos costos están separados en 3 bloques, los cuales son de 1:00 a 8:00 hrs., de 9:00 a 18:00 hrs. y de 19:00 a 00:00 hrs.

Como es posible apreciar, los costos marginales varían en función de la hora del día, siendo menores en el segundo bloque, el cual va de 9 a 18 hrs. Precisamente en este bloque es donde existe participación de la generación fotovoltaica, tal como se observa en las Figura 4.11 a Figura 4.15, lo cual explica esta disminución en el costo marginal promedio del sistema.

Otro detalle relevante que destacar es el hecho que los costos marginales en primavera son los más bajos, mientras que los costos marginales en otoño son los más altos. Esto es debido a los afluentes de las centrales hidroeléctricas y a las curvas de los recursos eólicos y solares, los cuales tienen mayor presencia en primavera y menor presencia en otoño.

También es importante mencionar el aumento del costo marginal promedio aumenta en cada año de simulación. Sin embargo, como es posible observar, el costo marginal en el segundo bloque horario tiende disminuir con cada año de simulación, a diferencia del costo marginal de los otros dos bloques, los cuales aumentan en cada año de simulación. La razón de esto es por la participación que tiene en la generación renovable en el sistema en el segundo bloque en comparación a la que presentan en el primer y tercer bloque, en donde en estos últimos se evidencia mayor participación de generación convencional.

En lo que respecta al costo de desarrollo de las tecnologías en relación con el costo marginal obtenido, se observa que las inversiones en generación fotovoltaica sin almacenamiento en los primeros años de simulación se justifican dado el costo marginal del sistema obtenido.

En cuanto a la generación fotovoltaica híbrida, su costo de desarrollo (Figura 4.4) es muy elevado en comparación al costo marginal del sistema. Por tanto, es menos probable que se den inversiones masivas de esta tecnología en el corto plazo. Por otro lado, en 2030 se observa que el costo marginal del sistema coincide con el costo de desarrollo estimado para ese año, por lo que es más probable que las inversiones en esta tecnología se den a partir de este año.

En lo que respecta a la generación eólica, su costo de desarrollo (Figura 4.6) es mayor al costo marginal observado en los primeros años de simulación, siendo en los años posteriores a 2030 que el costo de desarrollo es menor al costo marginal del sistema, por lo que sus inversiones se deberían dar principalmente después 2030, lo cual es lo que sucede en este caso.

Tabla 4.1: Costos marginales 2023 - Caso 1

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	40,22	49,98	46,42	45,41
9 a 18	23,88	26,91	26,70	13,84
19 a 24	60,25	49,89	51,30	55,80
Promedio	38,26			

Tabla 4.2: Costos marginales 2027 - Caso 1

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	51,44	58,39	54,78	52,37
9 a 18	23,76	31,43	32,93	0,00
19 a 24	60,72	55,41	72,92	50,22
Promedio	42,22			

Tabla 4.3: Costos marginales 2030 - Caso 1

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	58,68	59,28	71,92	56,37
9 a 18	6,28	41,40	12,22	0,00
19 a 24	70,75	81,43	63,27	58,32
Promedio	43,87			

Tabla 4.4: Costos marginales 2040 - Caso 1

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	71,30	69,16	73,60	54,40
9 a 18	5,99	57,96	9,02	0,00
19 a 24	68,15	72,19	65,76	65,76
Promedio	46,96			

Tabla 4.5: Costos marginales 2050 - Caso 1

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	71,66	81,88	79,48	82,07
9 a 18	30,52	58,39	51,09	0,00
19 a 24	76,41	92,04	116,51	78,25
Promedio	63,54			

En la Tabla 4.6 se muestran los costos de operación asociados al sistema en cada año y también el valor presente (Vp) de este costo considerando una tasa de 10%. Estos costos están separados según estación del año de cada día representativo en la simulación, y

además están ajustados a la operación de todo el año. Los valores presentados están en miles de millones de dólares [MM USD].

Como es de esperar, el costo de operación del sistema es menor en primavera y mayor en otoño, esto por las razones ya mencionadas con anterioridad.

Tabla 4.6: Costos de operación - Caso 1

Año	Costo de operación [MM USD]					
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Total	Vp
2023	0,36	0,42	0,38	0,28	1,44	1,31
2024	0,35	0,39	0,37	0,27	1,39	1,15
2025	0,38	0,43	0,40	0,29	1,51	1,14
2026	0,40	0,46	0,43	0,31	1,61	1,10
2027	0,45	0,52	0,48	0,34	1,80	1,12
2028	0,43	0,51	0,47	0,34	1,75	0,99
2029	0,43	0,52	0,48	0,35	1,79	0,92
2030	0,42	0,53	0,48	0,34	1,77	0,83
2035	0,43	0,56	0,51	0,35	1,85	0,54
2040	0,44	0,58	0,51	0,35	1,87	0,34
2045	0,43	0,58	0,51	0,33	1,85	0,21
2050	0,56	0,76	0,64	0,40	2,35	0,16

En la Tabla 4.7 presente a continuación, se muestran los costos de inversión anuales en el sistema y el valor presente (Vp) de estos considerando una tasa de 10%. Como es posible observar, el valor presente del tren de inversiones en este caso es de 11,08 miles de millones de dólares.

Es relevante destacar que se observa mayor inversión a partir de 2029, lo cual coincide con la puesta en operación de la línea HVDC.

Tabla 4.7: Inversiones por año - Caso 1

Año	Costo de inversión [MM USD]	
	Inversión	Vp
2023	3,3	3,03
2024	0,7	0,62
2025	0,9	0,70
2026	1,2	0,82
2027	1,5	0,92
2028	0,5	0,29
2029	2,2	1,13
2030	2,6	1,22
2035	3,7	1,06
2040	4,6	0,82
2045	4,2	0,47
2050	-	0,00
Total	25,5	11,08

En la Tabla 4.8 se muestran las emisiones de las centrales térmicas convencionales con cada uno de los combustibles correspondientes al primer caso de estudio. Estas emisiones están ajustadas a todo el año en cuestión (365 días), no solo a los cuatro días representativos simulados.

Como es posible notar, las emisiones de CO₂ disminuyen notablemente con el retiro de centrales que utilizan carbón como combustible, mostrando una disminución de aproximadamente 18,24 millones de toneladas menos emitidas en 2030 con respecto a lo observado en 2023, lo cual equivale a una disminución del 74% aproximadamente.

En lo que respecta a los años posteriores a 2030, las emisiones de CO₂ aumentan levemente en función al aumento de demanda en el sistema y del correspondiente aumento de la generación en base a gas y diésel, lo cual se observa en los gráficos relativos a la participación porcentual de las tecnologías (Figura 4.16 a Figura 4.20). Con esto, es que se consolida una disminución del 65% aproximadamente en las emisiones a 2050, siendo este un horizonte a largo plazo. Con respecto a esto último, se debe destacar que 2050 es el último año en el horizonte de evaluación, y como no hay nuevas inversiones existe mayor participación de los otros combustibles fósiles para suplir la demanda, lo cual explica el aumento en las emisiones con respecto a los años anteriores.

Tabla 4.8: Emisiones anuales - Caso 1

Emisiones por año [tCO₂ eq]					
Central	2023	2027	2030	2040	2050
Carbón	23.921.185	11.471.033	-	-	-
Gas Natural	720.153	3.560.165	6.509.740	6.590.806	8.742.793
Diesel	124.323	118.353	15.907	-	51.259
Total	24.765.661	15.149.551	6.525.646	6.590.806	8.794.052

- **Análisis de sensibilidad 1: Costo de inversión generación fotovoltaica híbrida.**

A continuación, en la Tabla 4.9 se presenta el análisis de sensibilidad correspondiente a la disminución del costo de inversión de la generación fotovoltaica híbrida. En particular, se presentan dos casos, el primero corresponde a una disminución del 20% en el costo de solo los paneles fotovoltaicos, y el segundo corresponde a una disminución del 20% en el conjunto completo de paneles y almacenamiento.

Como es de esperar, al disminuir el costo de inversión de esta tecnología existe mayor inversión, observándose un impacto mucho más notorio al incluir el almacenamiento en la disminución del costo de inversión, observándose una disminución mucho mayor en el costo de operación del sistema en comparación a la inversión realizada.

Tabla 4.9: Sensibilidad costo de inversión de generación fotovoltaica híbrida

Caso	C. anualizado unitario [USD/MW]	Capacidad invertida [MW]	Costo anualizado [MM USD]	Participación porcentual	C. de operación del sistema [MM USD]
Base	243.886	927,8	0,23	13%	1,77
Solo Panel 80%	221.232	1055,6	0,23	14%	1,63
Todo 80%	195.109	1806,8	0,35	18%	1,44

- **Análisis de sensibilidad 2: Capacidad de almacenamiento en la generación fotovoltaica híbrida.**

En la Tabla 4.10 se muestra el análisis de sensibilidad referente a la capacidad de almacenamiento de centrales fotovoltaicas híbridas, en donde se compara el caso base, en donde el almacenamiento es de 8 horas, con los casos en donde se aumenta el almacenamiento a 12 y 16 horas, los cuales también implican un aumento en los costos de inversión.

Como se puede observar, producto del aumento en los costos de inversión de esta tecnología y también de la autonomía que otorga el aumento en el almacenamiento, es que se percibe menor inversión. También se observa que la participación que presenta la generación fotovoltaica híbrida disminuye en comparación al caso base, pues a pesar de

la autonomía que se obtiene, la inversión necesaria es muy elevada en comparación al caso base. Sumado a lo anterior, al tener una menor participación en la generación es que aumenta el costo de operación del sistema con del almacenamiento.

Tabla 4.10: Sensibilidad horas de almacenamiento de generación fotovoltaica híbrida

Caso	C. anualizado unitario [USD/MW]	Capacidad invertida [MW]	Costo anualizado [MM USD]	Participación porcentual	C. de operación del sistema [MM USD]
8 hrs.	243.886	927,8	0,23	13%	1,77
12 hrs.	330.562	504,6	0,17	11%	1,83
16 hrs.	385.422	303,2	0,12	11%	1,84

4.2.2. Caso 2: descarbonización a 2030 con generación renovable y con impuesto a las emisiones

En el segundo caso se considera un impuesto a las emisiones, el cual aumenta progresivamente hasta 2030. Por tanto, los costos variables a considerar en este caso son los que se observan en la Tabla 3.9.

También hay que destacar que en lo que respecta a la expansión de transmisión en este caso, se consideraron los mismos aumentos de capacidad de transmisión que en el caso anterior.

Desde Figura 4.26 hasta Figura 4.30, las cuales se presentan a continuación, se muestra la generación por tecnología para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente.

Lo más relevante a destacar es que, a diferencia del caso anterior, se observa que se adelanta la inversión en la generación fotovoltaica híbrida y eólica, lo cual se evidencia al comparar la generación en el sistema en 2027 para este caso (Figura 4.27) con la del caso anterior (Figura 4.12), en donde para este caso se observa mayor participación fotovoltaica híbrida, y más notoriamente aún, se observa generación de nuevas centrales eólicas, lo cual en el caso anterior ocurría después de 2030.

Otro elemento para destacar es la participación de la generación a gas en 2030, en donde se observa una menor participación de este tipo de generación en este caso (Figura 4.28) con respecto al caso anterior (Figura 4.13).

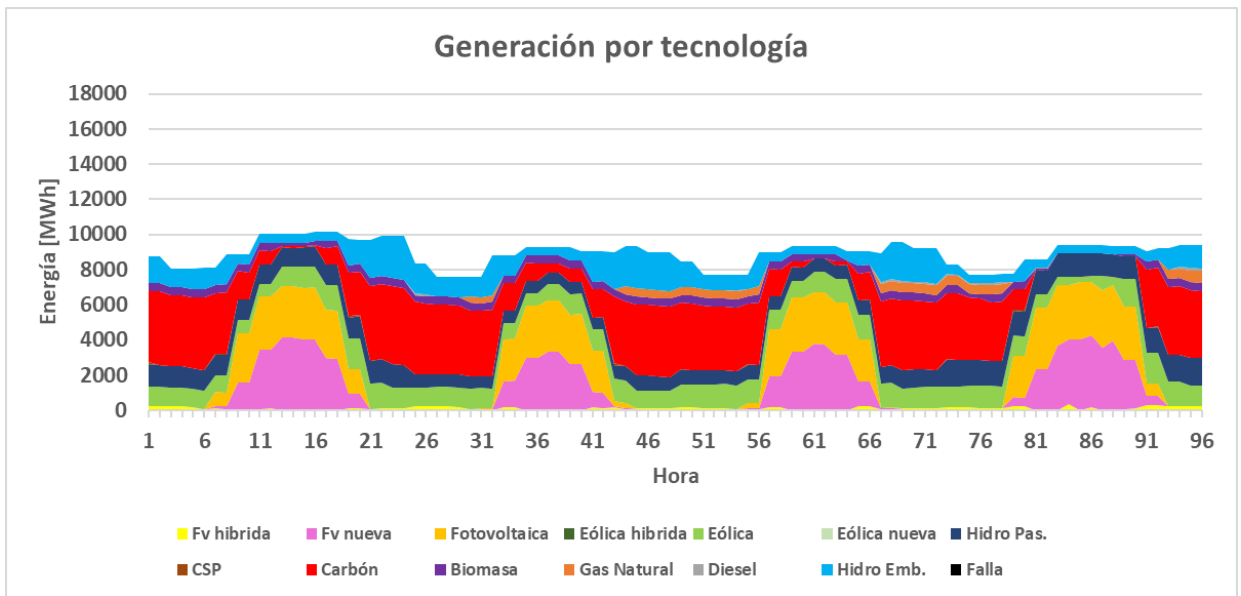


Figura 4.26: Generación por tecnología 2023 - Caso 2

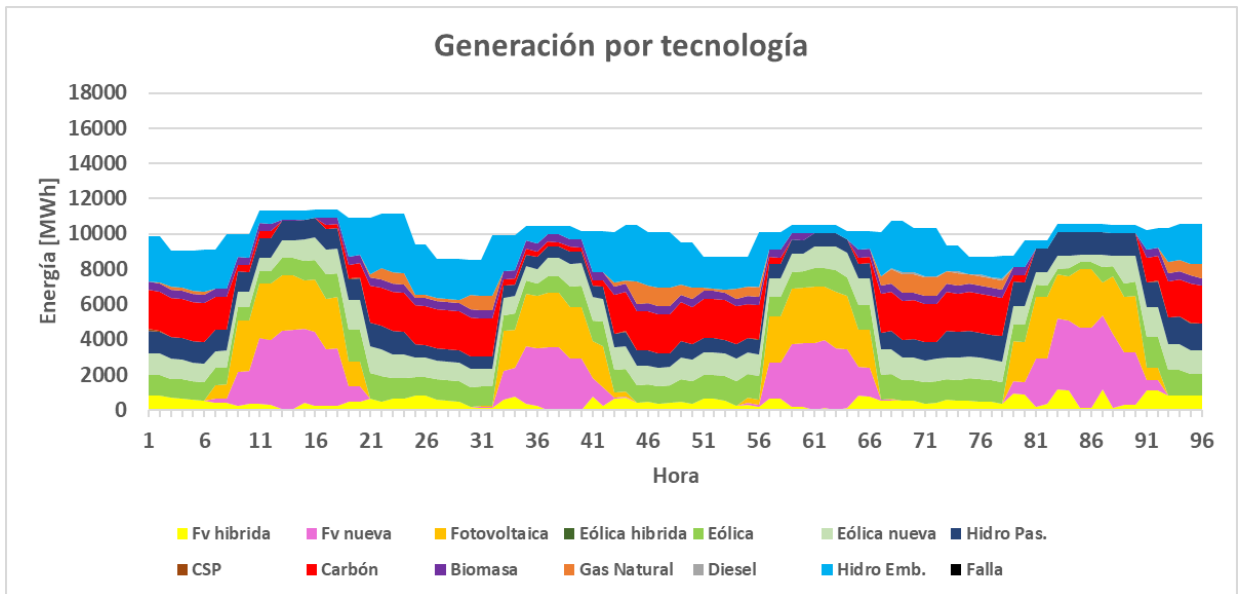


Figura 4.27: Generación por tecnología 2027 - Caso 2

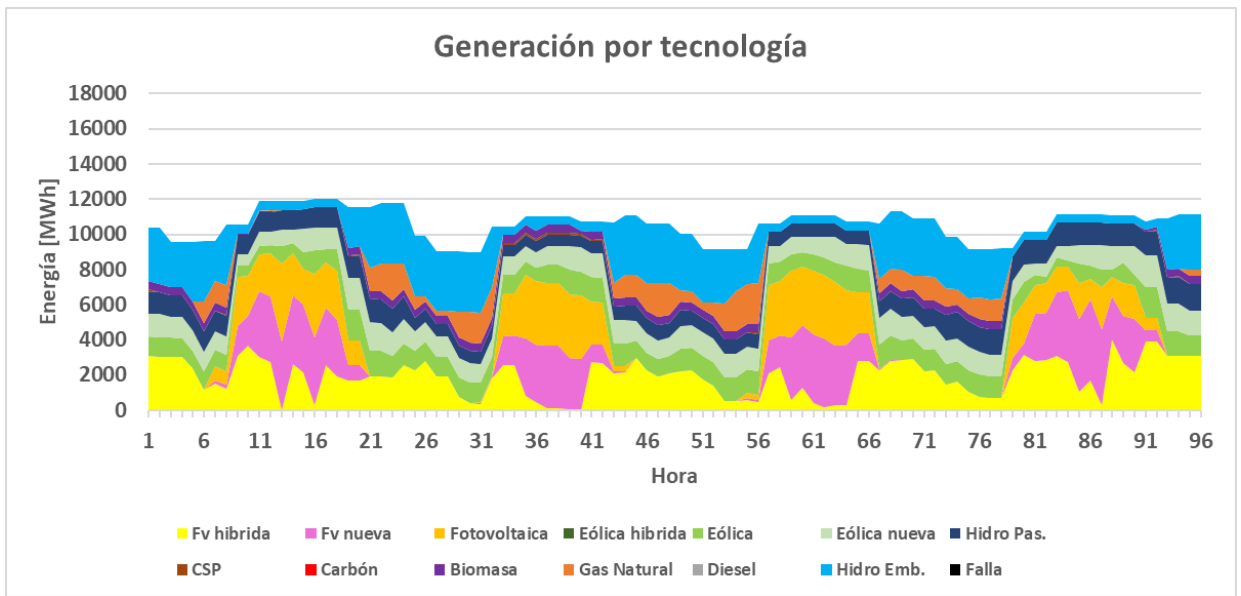


Figura 4.28: Generación por tecnología 2030 - Caso 2

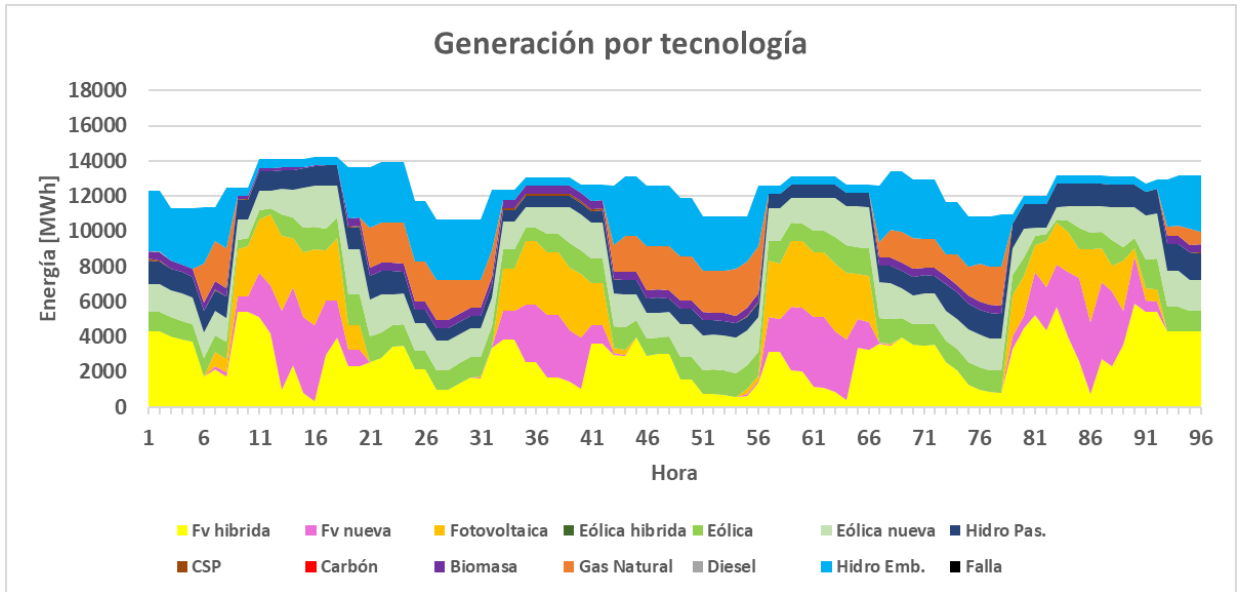


Figura 4.29: Generación por tecnología 2040 - Caso 2

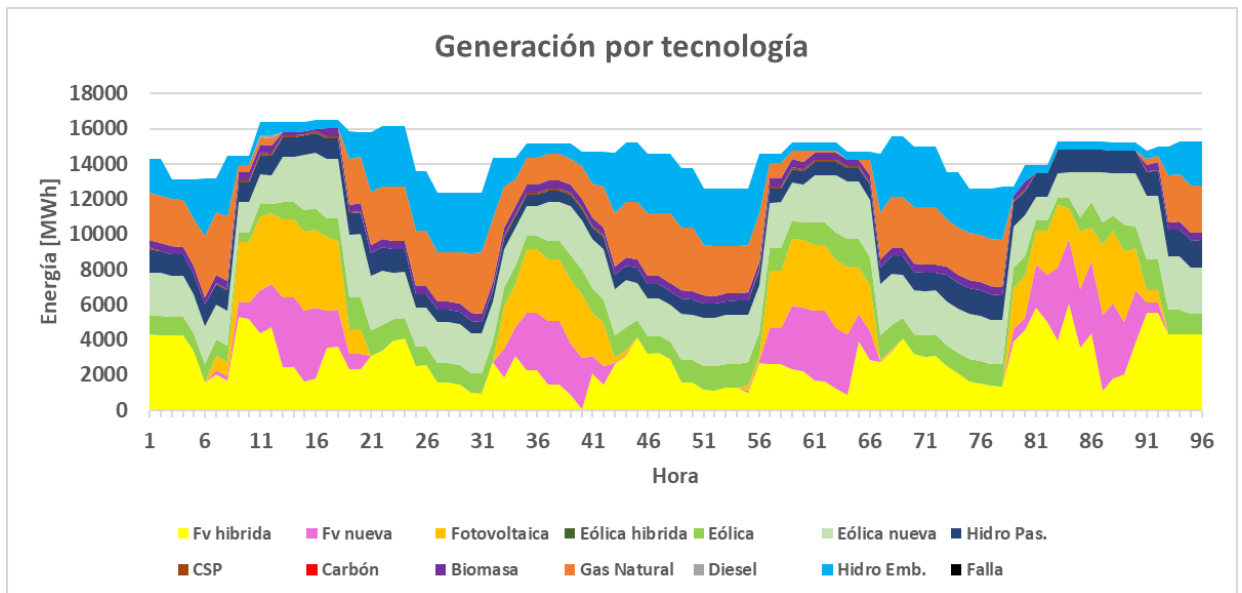


Figura 4.30: Generación por tecnología 2050 - Caso 2

A continuación, en las Figura 4.31 a Figura 4.35 se presenta la participación porcentual de las tecnologías en los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente, esto para el segundo caso de estudio.

Complementando lo anteriormente mencionado, en la Figura 4.32 se evidencia una mayor participación en 2027 de la generación fotovoltaica híbrida y de la generación eólica en comparación al caso anterior (Figura 4.17), en donde se observa un aumento de un 1% en la generación fotovoltaica híbrida y de un 10% en la generación eólica. También se observa una disminución de la generación a gas, la cual disminuye de un 8% en el primer caso a un 3% en el segundo.

Esta disminución en se hace aún más notoria en 2030, en donde en el segundo caso (Figura 4.33) la generación a partir de gas es corresponde al 5%, mientras que en el primer caso (Figura 4.18) la generación a gas presenta una participación del 14%. Esta disminución es debido al aumento de los costos variables correspondientes a las centrales térmicas convencionales, lo cual además motiva el adelanto en las inversiones de tecnologías alternativas.

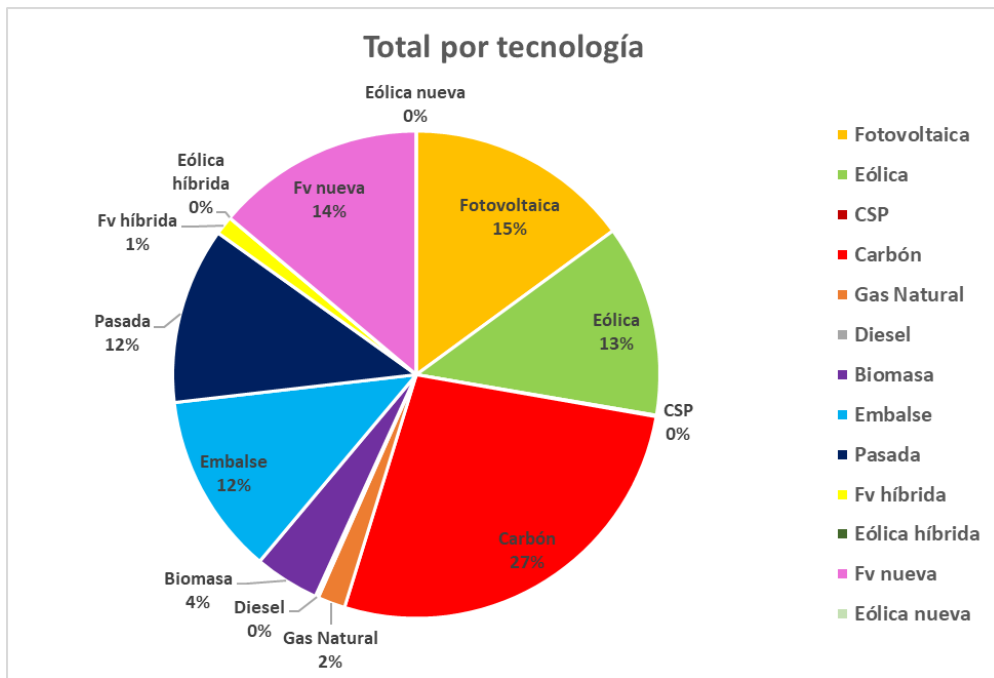


Figura 4.31: Generación porcentual por tecnología 2023 - Caso 2

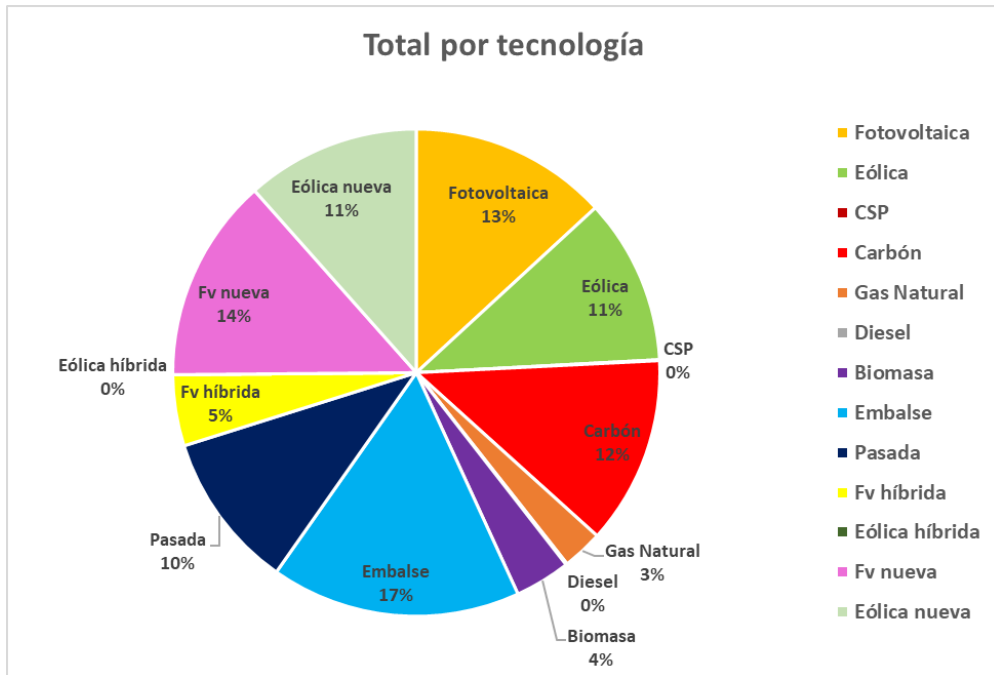


Figura 4.32: Generación porcentual por tecnología 2027 - Caso 2

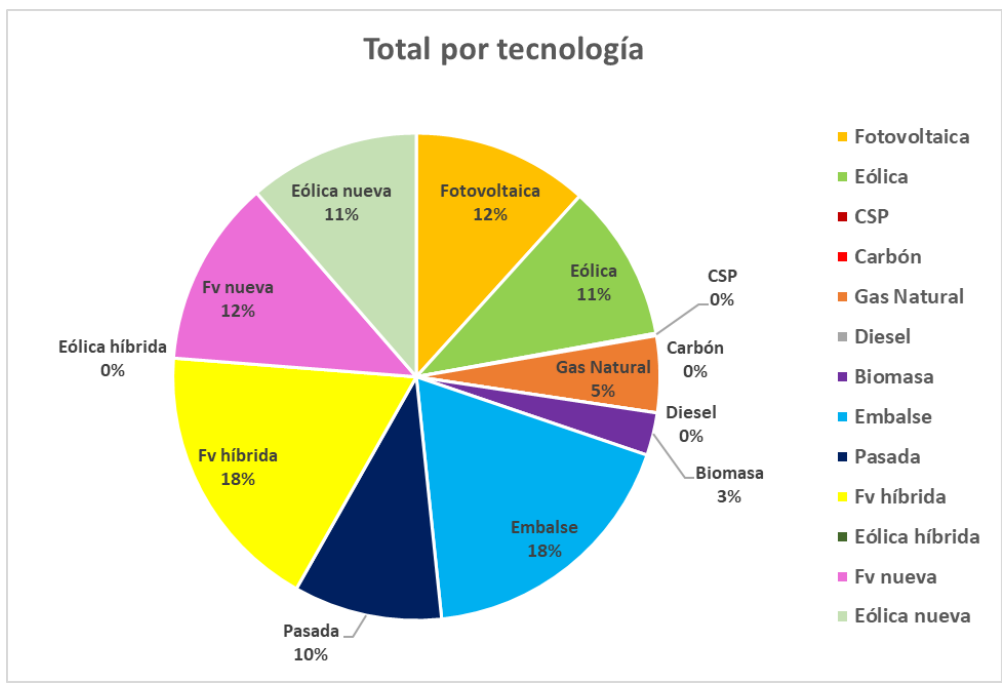


Figura 4.33: Generación porcentual por tecnología 2030 - Caso 2

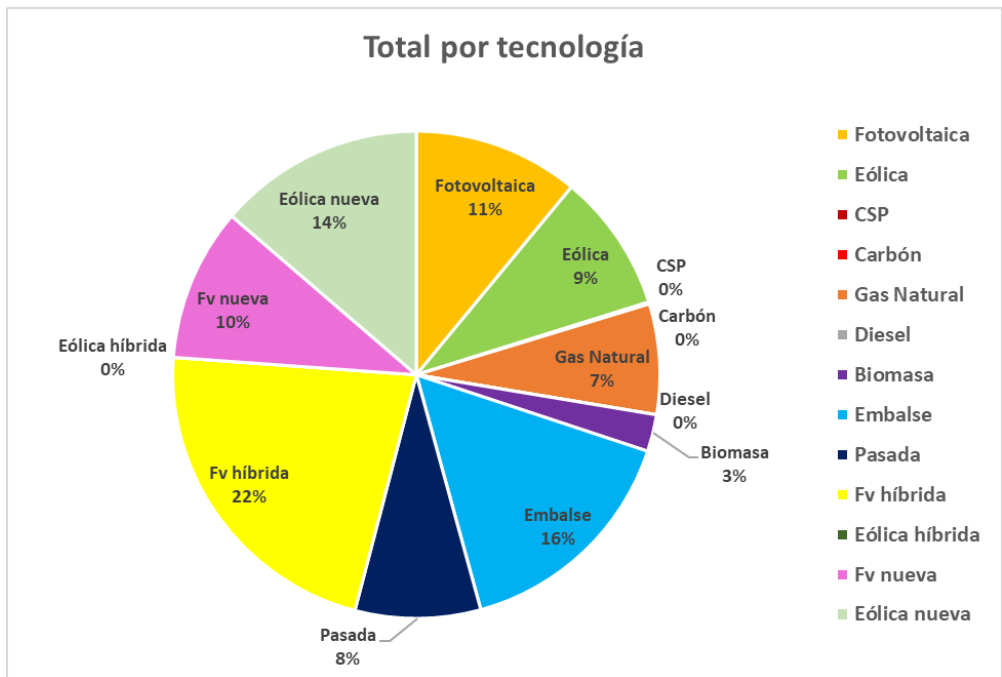


Figura 4.34: Generación porcentual por tecnología 2040 - Caso 2

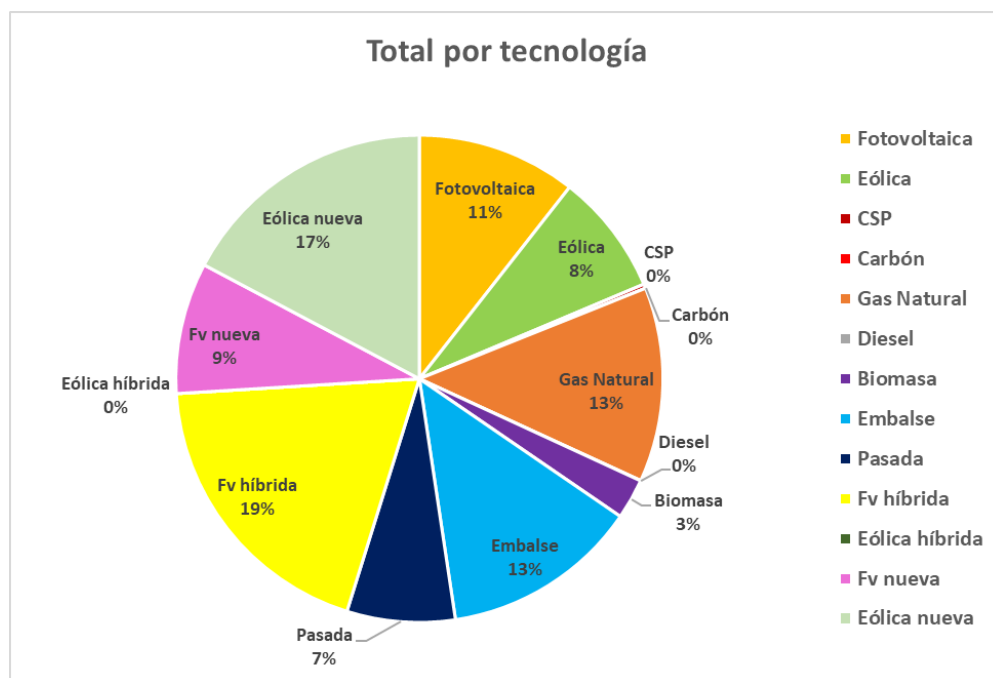


Figura 4.35: Generación porcentual por tecnología 2050 - Caso 2

En los gráficos que se muestran desde la Figura 4.36 hasta la Figura 4.40 se presenta la nueva capacidad instalada y también la nueva generación instalada en los años anteriores, esto para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050.

Tal como se adelantaba en los análisis anteriores, el aumento sostenido en los costos variables trae como consecuencia la inversión temprana en generación fotovoltaica híbrida y eólica, lo cual se evidencia en las Figura 4.22 y Figura 4.23 correspondiente a los años 2027 y 2030 respectivamente, en donde se observa mayor capacidad instalada que en el caso anterior (Figura 4.22 y Figura 4.23 respectivamente).

Sumado a lo anterior, es que también se observa una mayor cantidad de capacidad instalada al final del horizonte de planificación, lo cual se evidencia al comparar lo obtenido en este caso (Figura 4.40) con lo resultante al final del horizonte de planificación en el caso anterior (Figura 4.25)

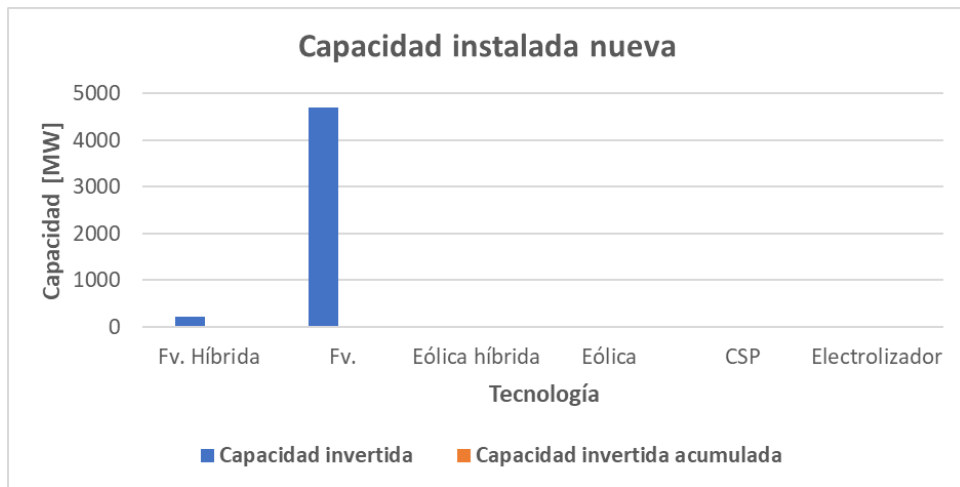


Figura 4.36: Nueva capacidad instalada 2023 - Caso 2

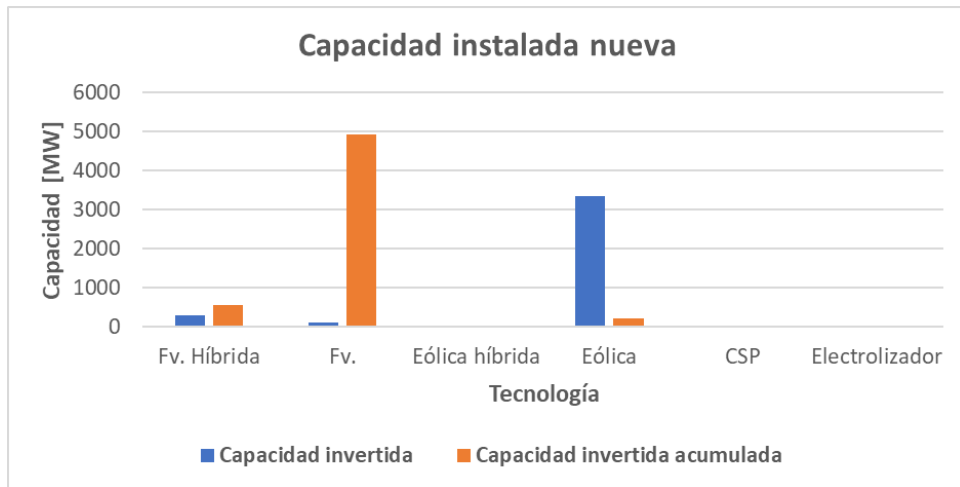


Figura 4.37: Nueva capacidad instalada 2027 - Caso 2

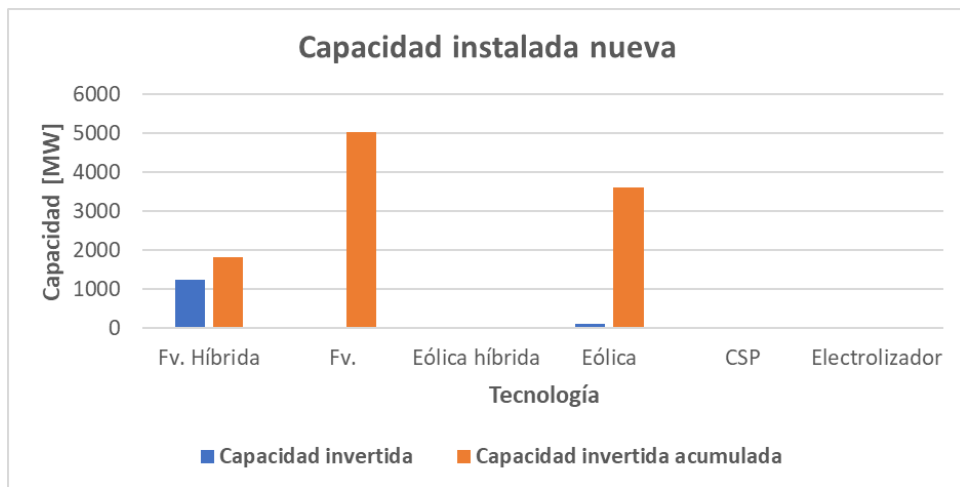


Figura 4.38: Nueva capacidad instalada 2030 - Caso 2

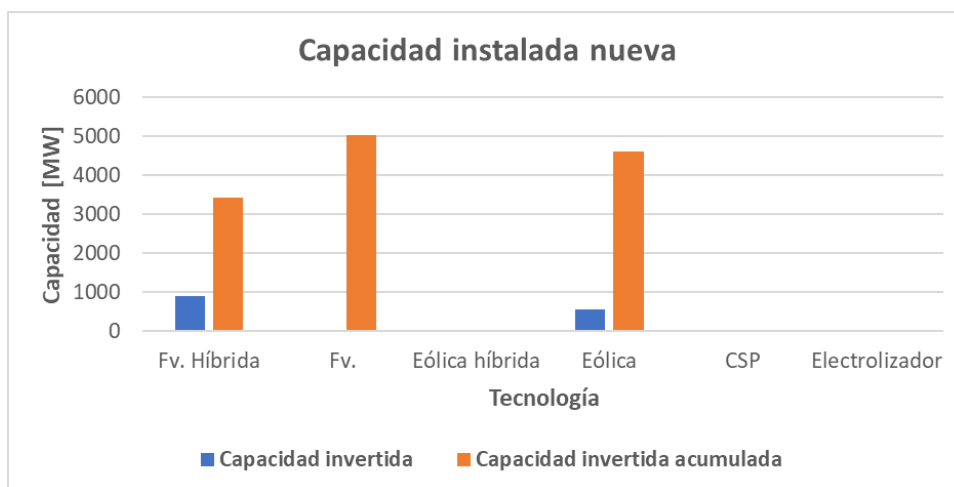


Figura 4.39: Nueva capacidad instalada 2040 - Caso 2

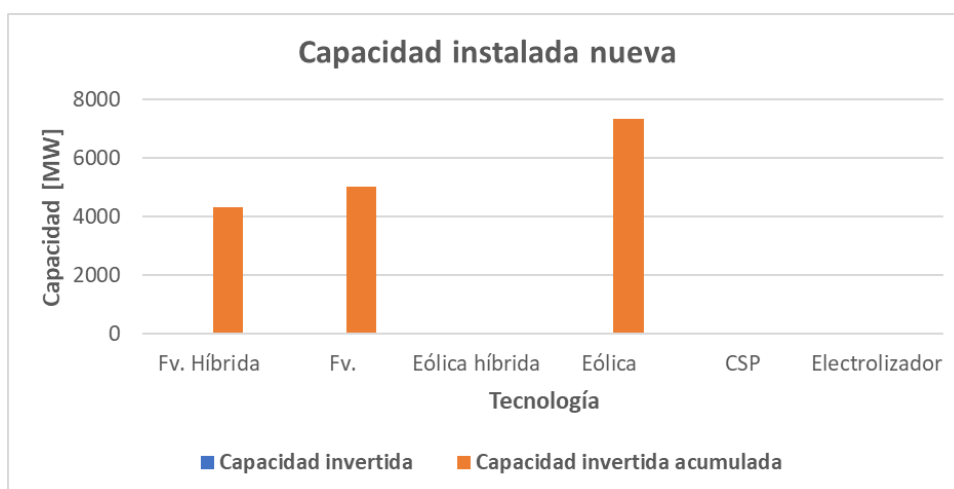


Figura 4.40: Nueva capacidad instalada 2050 - Caso 2

Desde la Tabla 4.11 a la Tabla 4.15 se muestra el costo marginal promedio del sistema en el segundo caso de estudio, esto para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente.

Como se puede observar, al igual que en el caso anterior, se puede percibir una diferencia notoria en los costos marginales del segundo bloque, lo cual se debe principalmente a la participación de la generación fotovoltaica en el sistema, tal como fue mencionado anteriormente. También de la misma forma que en el caso anterior, los costos marginales son mayores en otoño y menores en primavera.

También, como es de esperar, la magnitud de los costos marginales es mayor en este caso que en el caso anterior, esto por el aumento de los costos variables. Otra diferencia es que se observa una disminución del costo marginal entre los años 2027 y 2030 (Tabla 4.12 y Tabla 4.13 respectivamente), esto producto de la inversión temprana en nueva capacidad para el sistema.

En cuanto al contraste entre el costo de desarrollo de las tecnologías y el costo marginal del sistema, tal como se mencionó anteriormente, el costo marginal de este caso

es mayor al del caso anterior, y con este aumento en los costos marginales es que es factible que se dé antes la inversión en generación fotovoltaica híbrida y eólica (Figura 4.4 y Figura 4.6 respectivamente), pues su costo de desarrollo coincide con el costo marginal del sistema en 2027.

Tabla 4.11: Costos marginales 2023 - Caso 2

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	44,10	53,33	50,62	49,14
9 a 18	25,54	28,05	28,68	10,69
19 a 24	53,33	51,18	54,01	58,90
Promedio	39,70			

Tabla 4.12: Costos marginales 2027 - Caso 2

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	64,30	63,68	69,00	68,40
9 a 18	24,38	34,36	25,36	0,00
19 a 24	60,84	68,14	78,46	59,36
Promedio	47,55			

Tabla 4.13: Costos marginales 2030 - Caso 2

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	63,90	70,31	70,34	54,08
9 a 18	7,05	56,82	6,63	0,00
19 a 24	68,74	72,64	72,90	57,71
Promedio	45,90			

Tabla 4.14: Costos marginales 2040 - Caso 2

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	80,67	72,64	75,31	52,53
9 a 18	12,37	58,98	6,20	0,00
19 a 24	68,24	72,64	68,24	45,49
Promedio	47,42			

Tabla 4.15: Costos marginales 2050 - Caso 2

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	92,37	119,84	105,74	83,00
9 a 18	37,72	84,94	48,09	0,00
19 a 24	104,12	105,00	103,88	77,37
Promedio	75,60			

En la Tabla 4.16 que es mostrada a continuación, se presentan los costos de operación del sistema para el segundo caso de estudio.

Es importante resaltar en este caso la disminución del costo de operación del sistema a partir de 2027 en comparación al caso anterior (Tabla 4.6). Esto debido a las inversiones que se dan a partir de este año, las cuales aportan a la disminución del costo de operación. También hay que mencionar que a pesar de que el costo de operación sea menor, el costo marginal sigue siendo mayor en este caso, pues las unidades generadoras que marginan presentan un costo variable mayor a las del caso anterior.

Tabla 4.16: Costos de operación - Caso 2

Año	Costo de operación [MM USD]					
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Total	Vp
2023	0,38	0,45	0,41	0,30	1,54	1,40
2024	0,37	0,43	0,40	0,29	1,51	1,25
2025	0,45	0,54	0,49	0,36	1,84	1,38
2026	0,45	0,53	0,49	0,35	1,81	1,24
2027	0,45	0,55	0,48	0,33	1,80	1,12
2028	0,37	0,46	0,41	0,28	1,52	0,86
2029	0,38	0,49	0,44	0,29	1,60	0,82
2030	0,35	0,44	0,39	0,26	1,44	0,67
2035	0,37	0,49	0,45	0,29	1,59	0,46
2040	0,40	0,52	0,49	0,30	1,72	0,31
2045	0,43	0,59	0,52	0,31	1,85	0,21
2050	0,65	0,94	0,76	0,46	2,80	0,19

En la Tabla 4.17 se muestran los costos de inversión de los años considerados en la simulación correspondiente al segundo caso de estudio.

En este caso el valor presente del tren de inversiones alcanza los 14,5 miles de millones de dólares, lo cual supera en más de 3 mil millones de dólares al caso anterior. Este valor obtenido concuerda con lo observado con la nueva capacidad instalada en el sistema.

Tabla 4.17: Inversiones por año - Caso 2

Año	Costo de inversión [MM USD]	
	Inversión	Vp
2023	4,5	4,08
2024	0,7	0,59
2025	1,3	0,96
2026	0,6	0,44
2027	6,2	3,82
2028	1,0	0,56
2029	1,8	0,91
2030	3,4	1,56
2035	2,3	0,66
2040	3,1	0,56
2045	3,3	0,37
2050	-	0,00
Total	28,1	14,50

En la Tabla 4.18 se muestran las emisiones anuales correspondientes al segundo caso de estudio.

Al comparar con las emisiones del caso anterior (Tabla 4.8), se observa una disminución mayor en las emisiones de CO₂, observándose una disminución aproximada de 89% entre 2023 y 2030. En cuanto a lo que se observa en 2050, las emisiones aumentan debido a que no existen inversiones en ese año al ser el último del horizonte de planificación, por lo que existe mayor participación de la generación a partir de gas.

Tabla 4.18: Emisiones anuales - Caso 2

Emisiones por año [tCO ₂ eq]					
Central	2023	2027	2030	2040	2050
Carbón	20.817.917	10.818.957	-	-	-
Gas Natural	695.559	1.149.258	2.286.401	3.910.918	7.999.716
Diesel	122.019	56.095	3.746	3.743	19.247
Total	21.635.494	12.024.311	2.290.147	3.914.661	8.018.963

4.2.3. Caso 3: descarbonización a 2030 con generación convencional (gas)

En el tercer caso de estudio se agrega a la expansión de la generación la generación térmica a gas de ciclo combinado.

Para las centrales térmicas a gas, hay que tener en consideración que el gas no puede llegar a todas las zonas del sistema, a diferencia del recurso eólico y solar. Por esto, es que impondrá que la expansión de esta tecnología solo puede ocurrir en las barras 4 a 10, en las barras 14 a 17, y en las barras 20 y 21. Esto considerando los gaseoductos existentes [53].

En lo que respecta a la nueva capacidad de transmisión agregada para este caso, es la misma que en los casos anteriores, pero con la diferencia que en 2026 también se incluye una mejora en la capacidad de transmisión entre las barras 4 y 5. Estas barras corresponden a la misma subestación, por lo que es necesario incluir un nuevo banco de autotransformadores.

Para este banco de autotransformadores, al igual que en las líneas, se tomará como referencia un proyecto similar, en este caso el proyecto que se detalla en [54], el cual tiene un costo de 72,5 millones de dólares y además presenta la misma capacidad que se consideró en la expansión realizada.

De la Figura 4.41 hasta la Figura 4.45 se muestra la generación horaria en el sistema para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente, esto correspondiente al tercer caso de estudio.

Como es posible observar, hasta 2027 (Figura 4.42) la única generación nueva en el sistema corresponde a generación fotovoltaica sin almacenamiento y a generación a partir de gas.

Luego, al igual que en el primer caso de estudio, en 2030 (Figura 4.43) se observa una participación importante de la generación fotovoltaica híbrida. De manera similar, en años posteriores se observa participación de nueva generación eólica, de la misma forma en que se da en el primer caso de estudio.

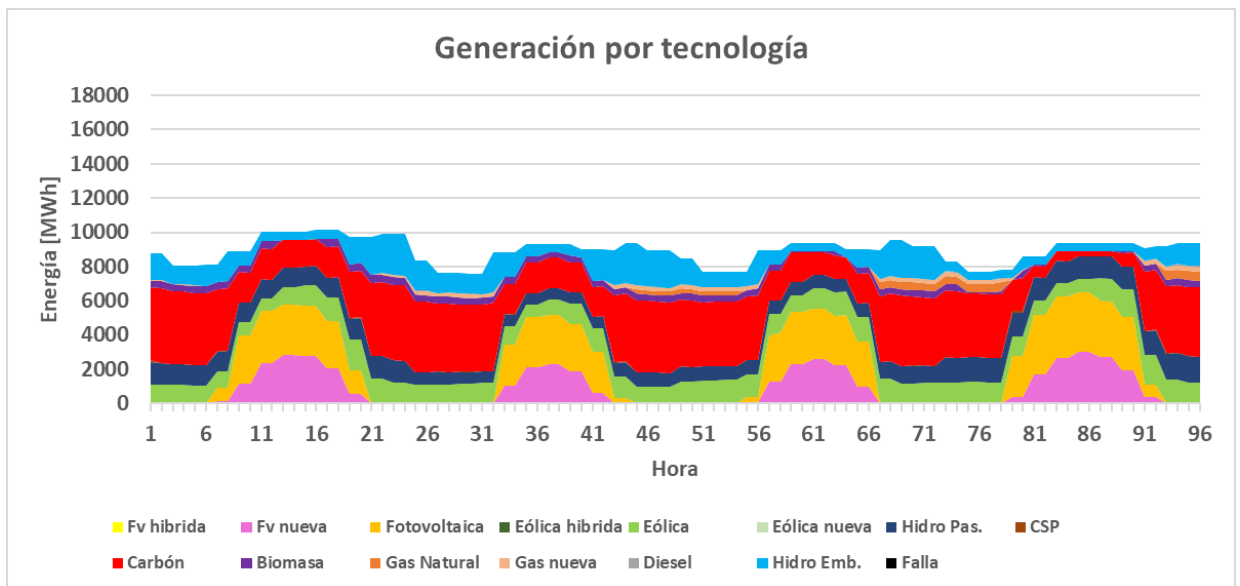


Figura 4.41: Generación por tecnología 2023 - Caso 3

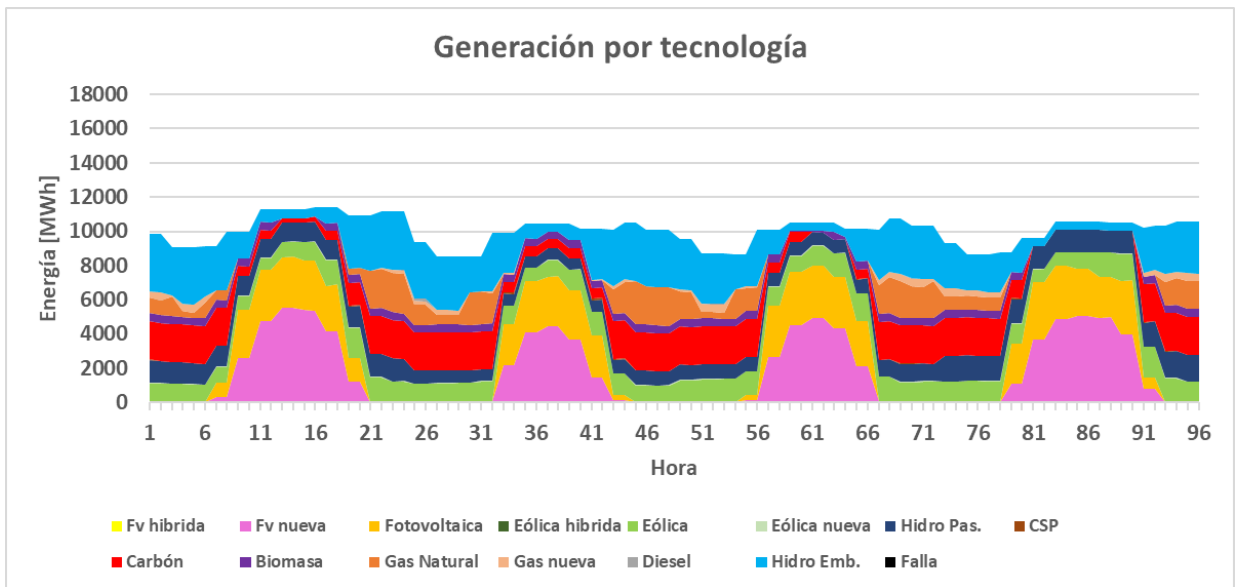


Figura 4.42: Generación por tecnología 2027 - Caso 3

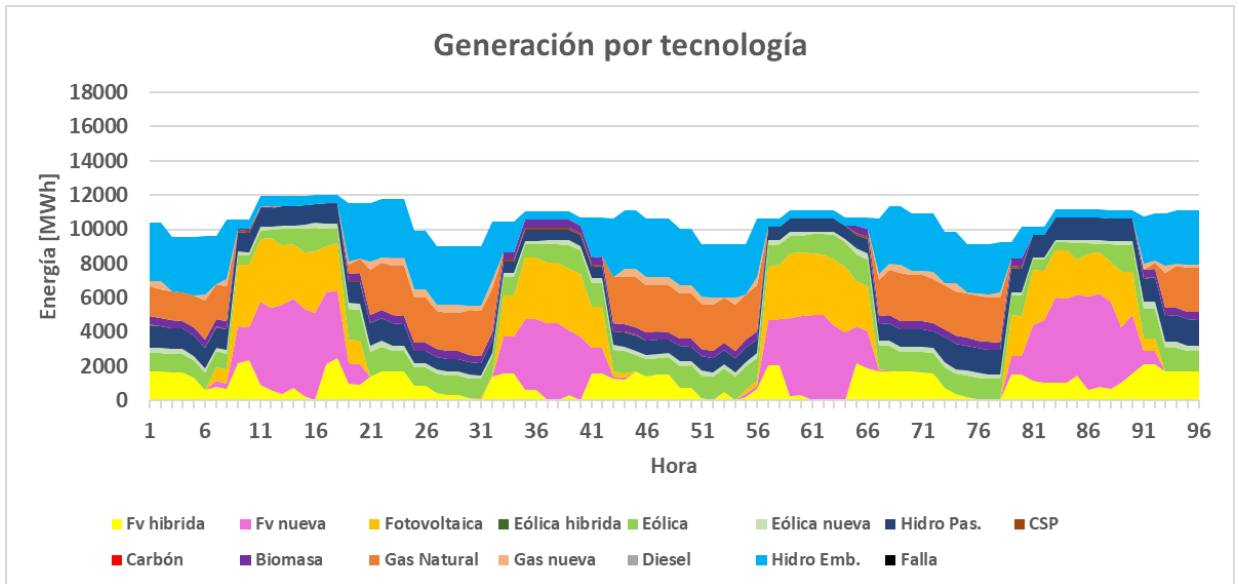


Figura 4.43: Generación por tecnología 2030 - Caso 3

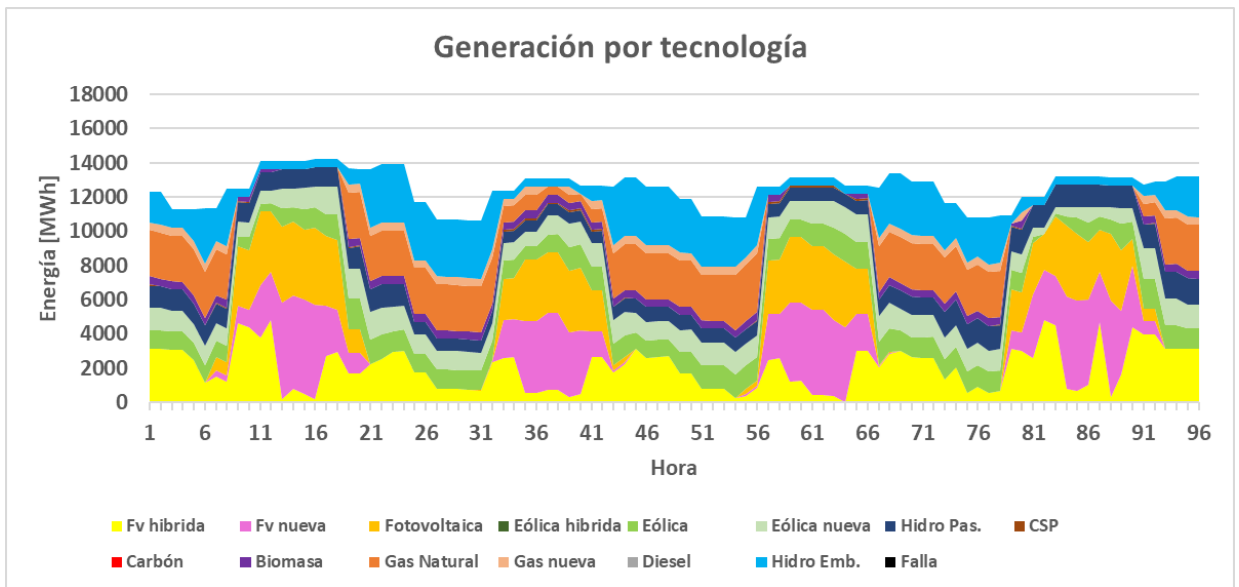


Figura 4.44: Generación por tecnología 2040 - Caso 3

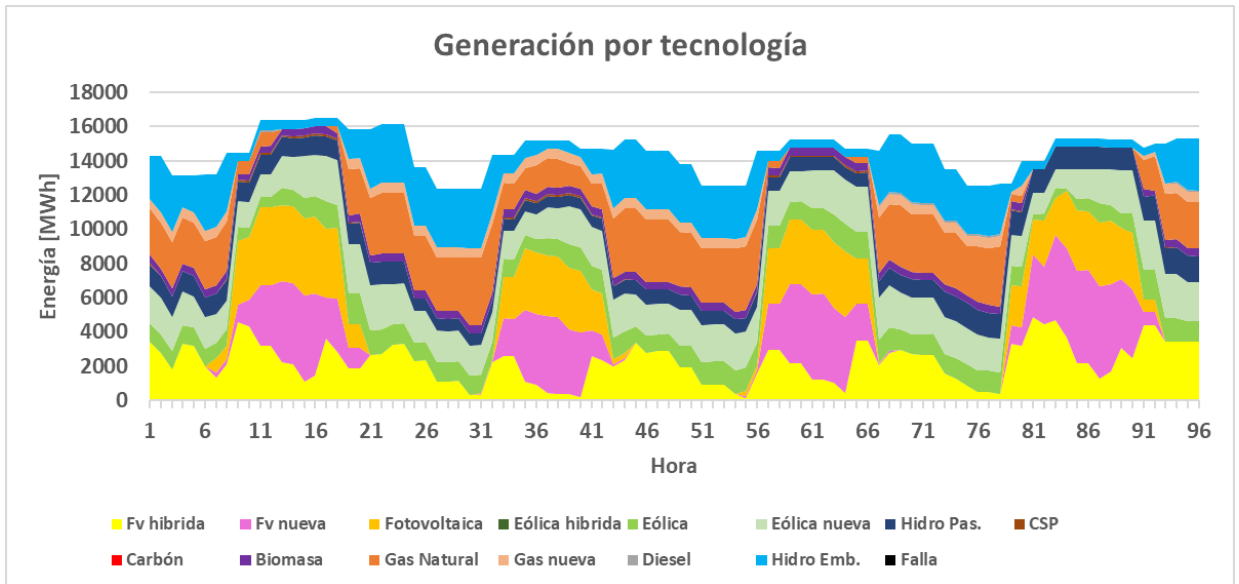


Figura 4.45: Generación por tecnología 2050 - Caso 3

Desde la Figura 4.46 a la Figura 4.50 se muestra la participación porcentual de las tecnologías que forman parte de la matriz eléctrica del sistema, esto para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050.

Tal como fue mencionado anteriormente, hasta 2027 (Figura 4.47) no se observa participación de generación fotovoltaica híbrida. A pesar de esto, en 2030 (Figura 4.48) se observa que la participación de la generación fotovoltaica híbrida si es relevante al igual que en los dos casos anteriores, con la diferencia que su participación es menor a los casos anteriores.

Otro elemento interesante que destacar es que en este caso se observa una mayor participación de la generación hidroeléctrica de embalse que en los otros dos casos. Esto

se debe a que, en conjunto a las nuevas centrales a gas que aparecen en el primer año de simulación, son capaces de suplir la salida del carbón sin realizar mayores inversiones. Sin embargo, con las mejoras en transmisión que se dan en 2029 y 2030, aparece la generación fotovoltaica híbrida y la generación eólica, y a partir de la inclusión de estas tecnologías es que en años posteriores a 2030 se observa una disminución de la participación de las centrales de embalse.

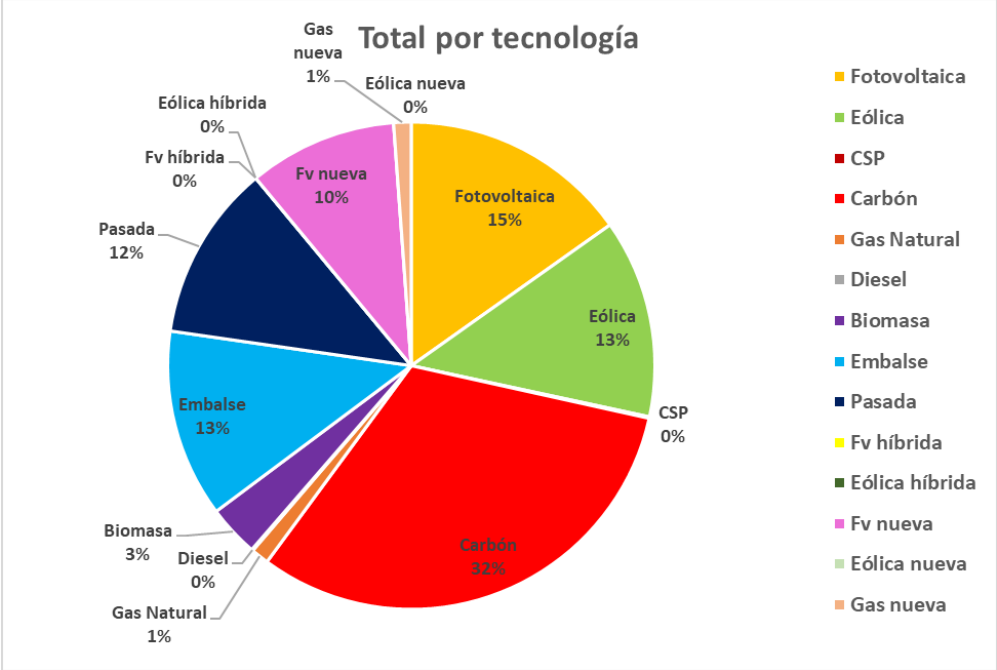


Figura 4.46: Generación porcentual por tecnología 2023 - Caso 3

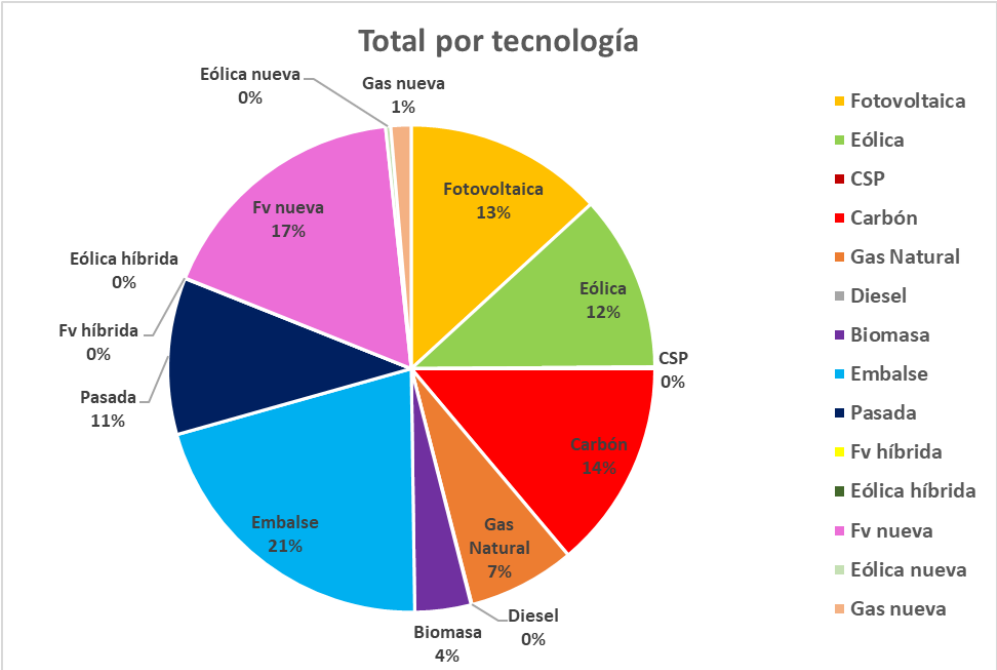


Figura 4.47: Generación porcentual por tecnología 2027 - Caso 3

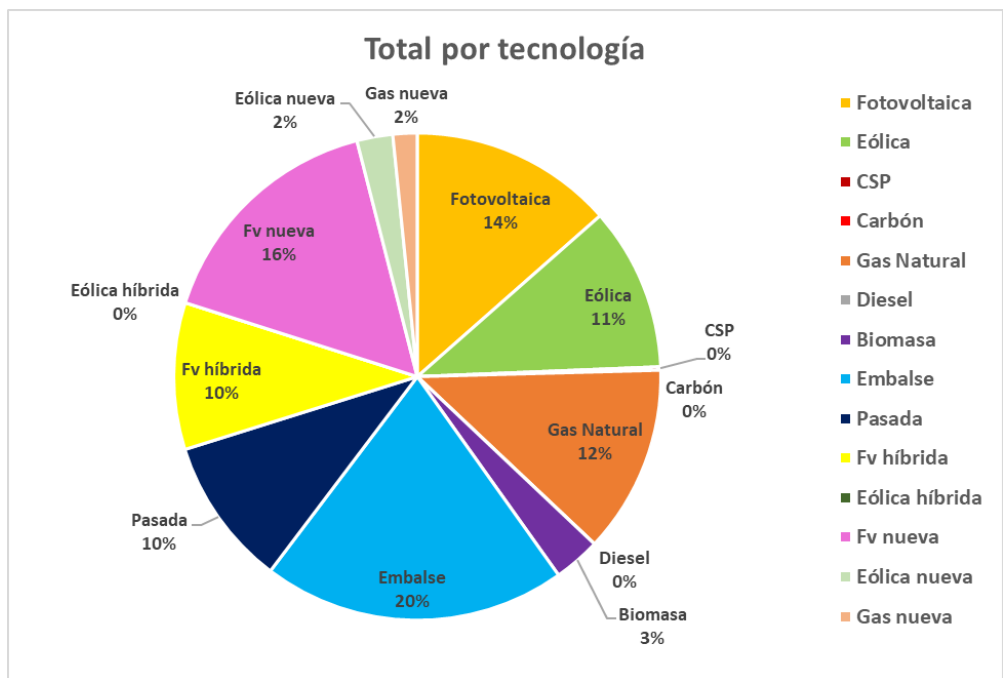


Figura 4.48: Generación porcentual por tecnología 2030 - Caso 3

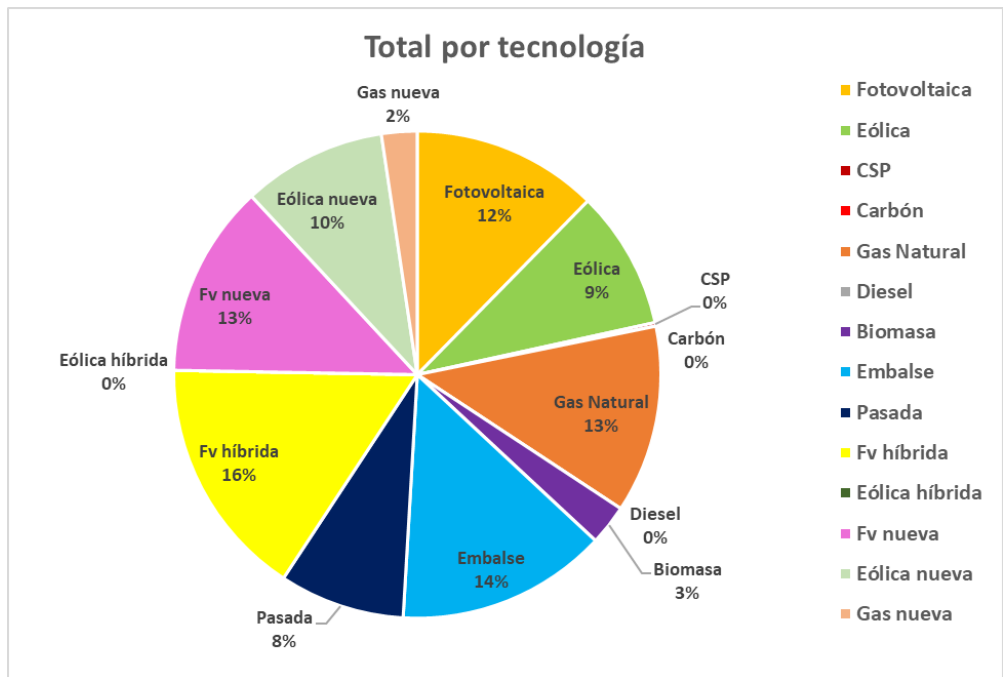


Figura 4.49: Generación porcentual por tecnología 2040 - Caso 3

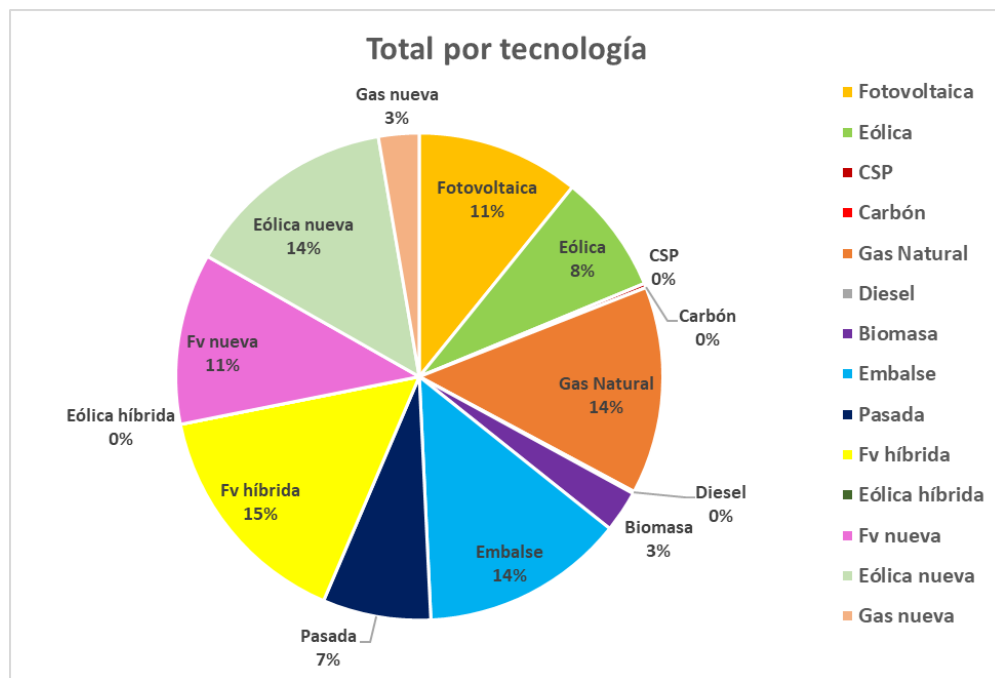


Figura 4.50: Generación porcentual por tecnología 2050 - Caso 3

En las Figura 4.51 a Figura 4.55 se muestra la nueva capacidad instalada para el presente caso de estudio, esto para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente.

Como es posible notar, al incluir la generación térmica a gas dentro de las alternativas de inversión, el modelo de optimización estima conveniente la inversión en generación a gas en los primeros años de simulación, esto pues no depende de un factor externo como si depende la generación fotovoltaica y la generación eólica, por lo que puede participar en la generación del sistema en todos los bloques horarios sin limitar su generación debido a un recurso variable, además de que su costo de inversión es menor a las tecnologías con las que compete (a excepción de la generación fotovoltaica sin almacenamiento, la cual si presenta inversión en los primeros años de simulación).

Sumado a lo anterior, a raíz de la inclusión de nueva generación a gas es que las inversiones en otras fuentes de generación se ven retrasadas, pues, tal como fue mencionado anteriormente, en conjunto con las centrales de embalse son capaces de suplir la generación a carbón que sale en los primeros años de simulación.

Continuando con lo anterior, es que en este caso se observa menor inversión en capacidad instalada nueva en contraste a los dos casos anteriores, lo cual se evidencia al comparar la nueva capacidad instalada en este caso en el último año del horizonte de planificación (Figura 4.55) con sus símiles de los dos casos anteriores (Figura 4.25 y Figura 4.40 para el primer y segundo caso respectivamente).

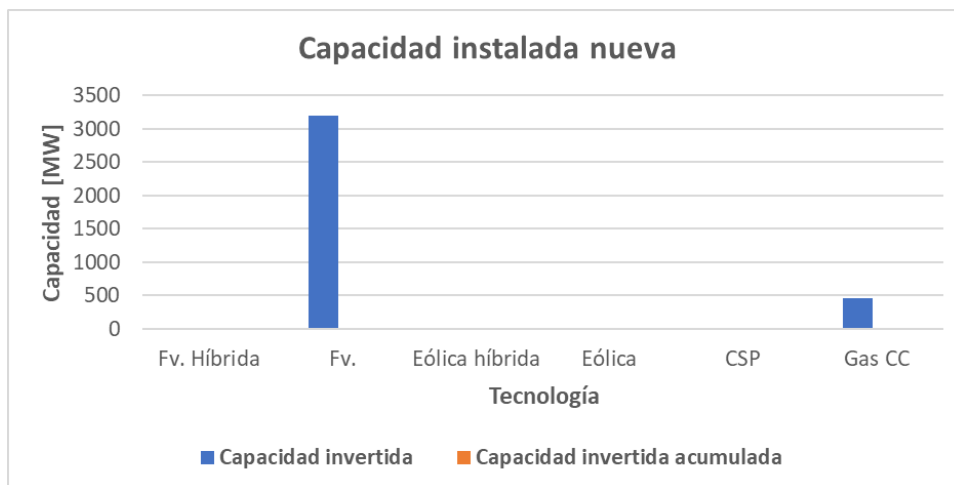


Figura 4.51: Nueva capacidad instalada 2023 - Caso 3

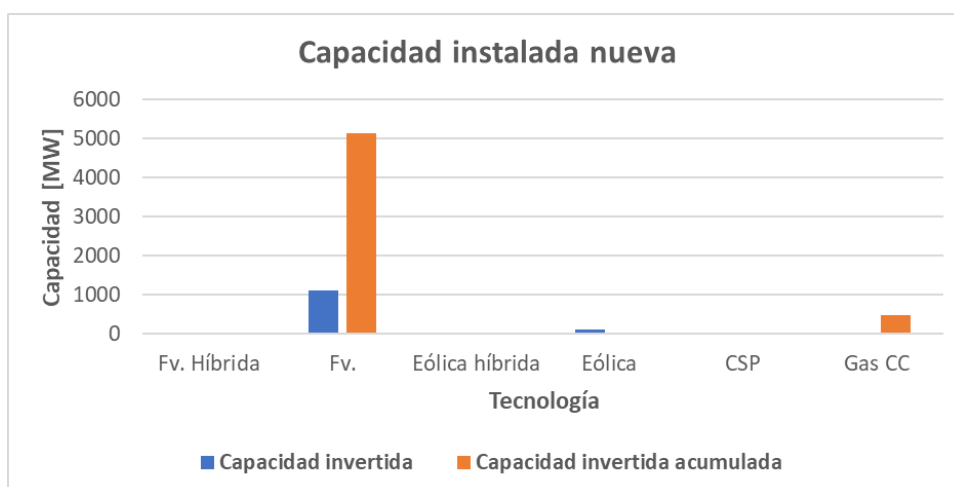


Figura 4.52: Nueva capacidad instalada 2027 - Caso 3

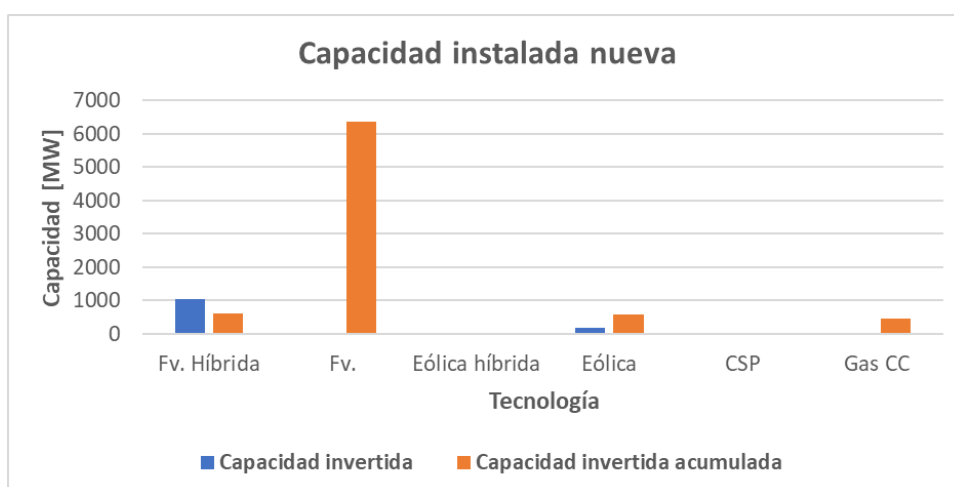


Figura 4.53: Nueva capacidad instalada 2030 - Caso 3

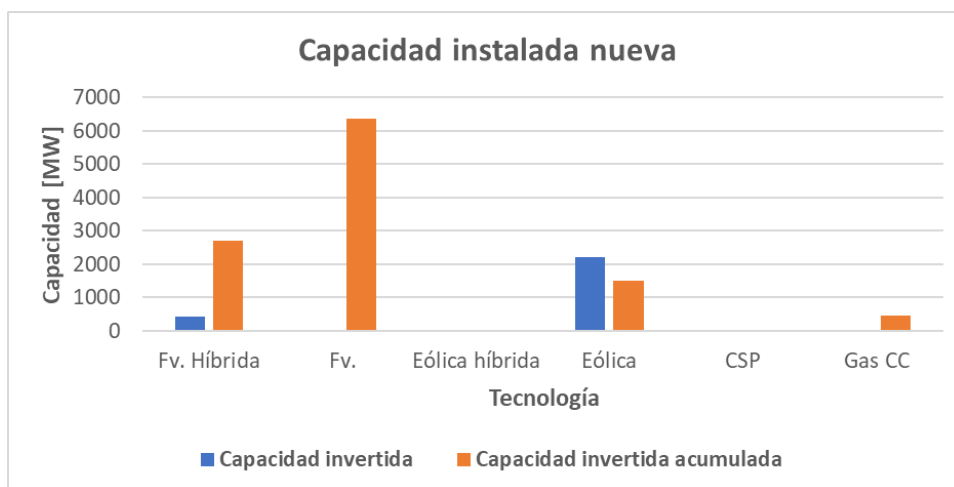


Figura 4.54: Nueva capacidad instalada 2040 - Caso 3

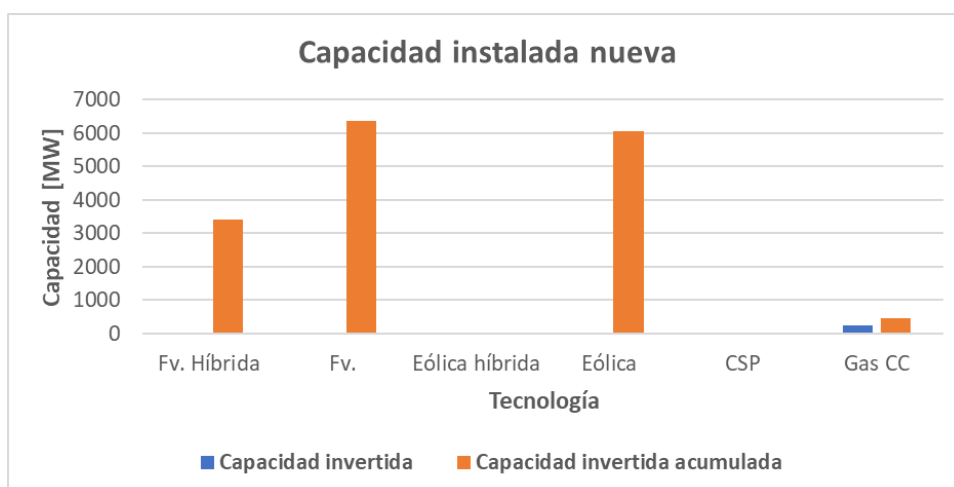


Figura 4.55: Nueva capacidad instalada 2050 - Caso 3

Desde la Tabla 4.19 hasta la Tabla 4.23 se presentan los costos marginales promedio en el sistema para los años 2023, 2027, 2030, 2040 y 2050 respectivamente.

Como es posible apreciar, al igual que en los casos anteriores, en el segundo bloque se observa un costo marginal menor debido a la participación fotovoltaica en el sistema.

La magnitud de los costos marginales en este caso es prácticamente la misma a la observada en el primer caso de estudio (Tabla 4.1 a Tabla 4.5), siendo levemente menores en este caso. Esto se debe a que las centrales que marginan en este caso presentan los mismos costos variables que en el primer caso de estudio, por ende, es de esperar que sus costos marginales sean similares.

En cuanto a los costos de desarrollo en comparación al costo marginal del sistema, se tiene que en este caso se retrasan las inversiones en relación con los casos anteriores. Aun así, en 2030 se observa que el costo de desarrollo de las tecnologías se equipara al costo marginal del sistema, por tanto, es probable que las inversiones en generación fotovoltaica híbrida y generación eólica se den de forma más masiva a partir de este año, al igual que en el primer caso de estudio.

Tabla 4.19: Costos marginales 2023 - Caso 3

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	42,13	53,47	47,14	46,85
9 a 18	24,56	26,92	26,84	12,62
19 a 24	43,02	44,94	44,54	52,14
Promedio	36,81			

Tabla 4.20: Costos marginales 2027 - Caso 3

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	53,21	56,58	62,47	48,16
9 a 18	21,06	37,82	30,41	3,33
19 a 24	55,14	53,14	63,39	55,58
Promedio	42,22			

Tabla 4.21: Costos marginales 2030 - Caso 3

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	56,16	55,63	61,69	55,75
9 a 18	11,45	48,78	15,91	0,00
19 a 24	69,63	68,64	64,91	55,61
Promedio	43,21			

Tabla 4.22: Costos marginales 2040 - Caso 3

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	60,07	66,89	70,34	59,38
9 a 18	8,12	55,95	22,15	0,00
19 a 24	65,81	72,44	60,07	60,09
Promedio	46,52			

Tabla 4.23: Costos marginales 2050 - Caso 3

Costos Marginales [USD/MWh]				
Bloque	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
1 a 8	70,70	82,75	77,91	75,87
9 a 18	31,79	59,67	51,98	0,00
19 a 24	76,21	81,65	84,81	71,37
Promedio	60,17			

En la Tabla 4.24 se muestran los costos operacionales del sistema para el tercer caso de estudio.

Al comparar estos costos con los del primer caso de estudio (Tabla 4.24), se observa que en el presente caso el costo de operación es mayor, lo cual se debe a que existe menor inversión en generación renovable en comparación al primer caso, lo cual tiene como consecuencia el aumento en los costos de operación.

Tabla 4.24: Costo de operación - Caso 3

Año	Costo de operación [MM USD]					
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Total	Vp
2023	0,37	0,42	0,39	0,29	1,46	1,33
2024	0,35	0,40	0,37	0,29	1,41	1,17
2025	0,41	0,45	0,42	0,32	1,60	1,20
2026	0,42	0,49	0,44	0,33	1,68	1,15
2027	0,47	0,54	0,49	0,36	1,86	1,15
2028	0,45	0,53	0,48	0,36	1,82	1,03
2029	0,44	0,52	0,47	0,36	1,80	0,92
2030	0,45	0,56	0,50	0,39	1,89	0,88
2035	0,45	0,59	0,51	0,38	1,93	0,56
2040	0,45	0,61	0,53	0,37	1,95	0,35
2045	0,45	0,62	0,51	0,35	1,92	0,21
2050	0,59	0,81	0,67	0,47	2,53	0,18

A continuación, en la Tabla 4.25 se muestran los costos de inversión correspondientes al tercer caso de estudio.

Tal como fue mencionado anteriormente en el análisis de los gráficos que van desde la Figura 4.51 a la Figura 4.55, la inversión necesaria para cumplir con la correcta operación del sistema es menor a la necesaria en los dos casos anteriores (1,4 miles de millones de dólares menor a la inversión del primer caso), por lo que a pesar de presentar un peor costo de operación con respecto al primer caso, el valor total de la función objetivo (la cual incluye los costos de operación y de inversión) es menor en este caso.

También, al igual que en los dos casos anteriores, en los años 2029 y 2030 existe un aumento en las inversiones, lo cual coincide con las mejoras en transmisión que se incluyen en esos años. Esta inversión corresponde a generación fotovoltaica híbrida y eólica, lo cual se extrae al observar los resultados presentados en la Figura 4.53.

Tabla 4.25: Inversiones por año - Caso 3

Año	Costo de inversión [MM USD]	
	Inversión	Vp
2023	3,0	2,71
2024	0,3	0,24
2025	0,4	0,27
2026	1,2	0,80
2027	0,9	0,58
2028	0,5	0,30
2029	1,9	1,00
2030	3,0	1,40
2035	3,7	1,07
2040	4,4	0,79
2045	4,3	0,48
2050	0,2	0,02
Total	23,9	9,68

En la Tabla 4.26 que se presenta a continuación, se muestran las emisiones de CO₂ anuales correspondientes al tercer caso de estudio.

Como es de esperar, al igual que en los casos de estudio anteriores, se observa una disminución significativa en las emisiones en 2030 con la salida total del carbón del sistema, observándose una disminución del 75% en las emisiones.

A diferencia de los casos anteriores, luego de 2030 se observa un mayor incremento en las emisiones con el aumento de demanda correspondiente, lo cual se debe a que en este caso existe mayor participación de la generación a gas.

Tabla 4.26: Emisiones anuales - Caso 3

Emisiones por año [tCO ₂ eq]					
Central	2023	2027	2030	2040	2050
Carbón	24.383.415	12.013.559	-	-	-
Gas Natural	888.480	3.627.251	6.344.770	7.915.654	10.202.099
Diesel	55.243	35.327	7.214	-	132.935
Total	25.327.138	15.676.136	6.351.985	7.915.654	10.335.034

Capítulo 5: Conclusiones

En el presente trabajo tenía como objetivo estimar los costos asociados a la descarbonización del sistema a 2030. Por tanto, se obtuvieron los costos de inversión y de operación para distintos escenarios, y además con el propósito de estimar los impactos que trae consigo la descarbonización es que fue realizada la simulación de la operación hasta 2050. Considerando esto, se concluye que se cumplieron con los objetivos propuestos, esto porque con los resultados obtenidos se logra poner en manifiesto tanto los impactos económicos de la descarbonización como los impactos ambientales consecuencia de la descarbonización, esto ante distintos casos de estudio.

Con el aumento de la demanda en el sistema año a año y con la respectiva expansión de la generación que ello conlleva, es inevitable que se produzcan congestiones en el sistema de transmisión, en especial en el norte del país, en donde se concentra la generación que funciona a partir del recurso solar.

Dado lo anterior, resulta necesario aumentar la capacidad de transmisión en el sistema conforme aumenta la generación en el sistema, así se pueden evitar las congestiones en las líneas de transmisión, las cuales tienen como consecuencia desacoples en las barras del sistema. Sumado a lo anterior, con el aumento de la capacidad de transmisión (en especial en el norte de Chile) se aprovechará de mejor forma la producción de fuentes renovables ya que esto hará posible que esta generación pueda llegar a las otras barras que conforman el sistema y así también disminuir los costos de operación en el sistema, tal como se puede observar con los resultados observados a 2030, en donde al agregar el sistema de transmisión HVDC aumentan las inversiones en generación fotovoltaica híbrida en relación a los años anteriores, debido a que se hace posible transmitir la energía generada en el norte al centro del país.

En lo que respecta a las emisiones de CO₂, con un retiro acelerado de las centrales termoeléctricas que utilizan carbón como combustible, las emisiones disminuyen notoriamente en todos los casos de estudio, lo cual es muy positivo para el medioambiente y el planeta en general.

En cuanto a la disminución de emisiones en cada caso en específico, en el segundo caso de estudio, en el cual existe un aumento progresivo en los costos variables de las centrales térmicas, es en donde se observa la mayor disminución en las emisiones, esto consecuencia de que se producen más inversiones en este caso. Pero, por otro lado, el segundo caso es el que presenta mayor costo asociado a las inversiones, pues el aumento en los costos variables motiva que ocurran nuevas inversiones para así poder minimizar la función objetivo.

Siguiendo con lo anterior, para que se concreten las inversiones estimadas en este trabajo, es necesario que existan señales que motiven a los privados a realizar inversiones. Por ejemplo, tal como ya fue mencionado anteriormente, el aumento en los costos variables es una señal para incentivar la inversión en generación renovable, pues implica que los costos marginales aumenten en función de las unidades generadoras que marginen, lo cual da espacio a que entren a competir nuevas tecnologías.

Otra señal de inversión evidente es la salida de centrales térmicas a carbón, pues obviamente esto implica una disminución en la capacidad de generación en el sistema en cada año en contraste con el aumento de demanda que se da en cada año, lo cual implica que aumente el costo de operación del sistema, lo cual da margen a que entren nuevas fuentes de generación a competir y así disminuir el costo de operación.

Por otro lado, la localización de las tecnologías y los límites de transmisión en el sistema son factores que pueden desmotivar las inversiones en generación renovable. Como ya fue mencionado, la generación fotovoltaica en el sistema se concentra en el norte del país, por lo cual para que esta generación pueda llegar a zonas más al sur del sistema es necesario que exista la capacidad de transmisión adecuada en el sistema. De no contar con esto se producirán congestiones en el sistema, lo cual desincentiva la inversión, puesto que si se incluyera más generación con las líneas congestionadas se verán afectados negativamente los factores de planta, y consecuencia de lo anterior aumentará el costo de desarrollo de las tecnologías, lo cual evidentemente es desfavorable para las nuevas inversiones.

Sin embargo, es importante señalar que el sistema de transmisión no se encuentra congestionado de forma permanente, sino que existen bloques horarios en donde existen mayores niveles de congestión (ver Anexo B.). De esto se infiere que el problema de capacidad de transmisión no es necesariamente de transporte, si no de potencia en esos bloques horarios. Por tanto, incluir sistemas de almacenamiento puede ser una alternativa más eficiente en términos de costos que construir líneas de transmisión adicionales, dadas las dificultades socioambientales que involucran los proyectos de tanta longitud.

En lo que respecta a las decisiones de inversión, el modelo de optimización utilizado para simular la operación del sistema agrega nueva generación buscando minimizar la función objetivo, y esta abarca el costo de inversión y de operación, todo esto cumpliendo con todas las restricciones impuestas, lo cual explica las decisiones de inversión tomadas en todos los casos.

No obstante, tal como ya fue mencionado, la inversión en generación en el sistema se da por parte de los privados, y ellos buscan obtener beneficios para ellos mismos con los proyectos, vale decir, ellos buscan maximizar sus ganancias. Por ende, los privados no tienen la obligación de invertir de acuerdo con los resultados de inversión obtenidos en las simulaciones. Aun así, las decisiones de inversión resultantes dan indicios de las tecnologías que se preferirán para invertir, pues son las que presentan mejores costos de inversión y de desarrollo, y también pueden tener una mayor participación en el sistema en comparación a sus competidores.

En cuanto a la inclusión de electrolizadores en el sistema, tal como se extrae de los resultados obtenidos, su inversión solo es viable cuando existe exceso de generación renovable, lo cual en general es provocado por las congestiones producidas en algunas zonas del sistema. En particular, puede ser que la inversión en electrolizadores es nula porque, de la forma en que fueron considerados en el modelo, solo sirven como opción para minimizar el valor de la función objetivo a través de la venta del hidrógeno producido. No fueron considerados los posibles usos que puede tener el hidrógeno en el sistema, como lo es la generación directa a partir de celdas de combustible y también usarlo como alternativa al gas en la generación térmica. Esos dos posibles usos implican considerar el

almacenamiento de hidrógeno, lo cual complejiza demasiado el problema, tanto por las ecuaciones necesarias que se deben adicionar al modelo, como el costo computacional que implica el uso óptimo del hidrógeno.

También es importante destacar la importancia del almacenamiento para complementar a las tecnologías, en especial para complementar a la generación fotovoltaica, la cual por sí misma solo puede participar en la generación en los horarios en donde hay sol. Es el almacenamiento el que permite una mayor participación de este tipo de generación, y además es lo que permite que el modelo de optimización opte por la generación fotovoltaica híbrida en los dos primeros casos de estudio, pues permite que sea competitiva ante las otras tecnologías de generación consideradas, las cuales tienen la capacidad de aportar en la generación en el sistema en las horas en donde no está presente el recurso solar (esto en mayor o menor medida dependiendo de la localización de las tecnologías). Considerando lo anterior, es que se concluye que la adición del almacenamiento en las tecnologías de generación será fundamental en las inversiones que se den a futuro, pues las vuelve más competitivas.

Finalmente, en lo que respecta a la viabilidad de la descarbonización a 2030, hay que considerar que para lograr este objetivo es necesario que se concrete una gran cantidad de inversiones en un periodo de 8 años, tanto en lo que respecta a la generación como en lo que concierne a transmisión. Y considerando los costos de inversión que tienen inicialmente las tecnologías, y también el contexto económico por el que está pasando Chile y el resto del mundo, es que es muy difícil que se hagan efectivas las inversiones necesarias para lograr el objetivo de descarbonización en este corto periodo de tiempo.

Por lo anterior, es que se concluye que es poco viable establecer la descarbonización plena del sistema a 2030. Si bien en todos los casos de estudio se observa una disminución de las emisiones que se mantiene en el tiempo, el beneficio que se obtiene no es lo suficientemente grande en comparación a las consecuencias en el sistema que tiene la descarbonización, los cuales se ven reflejados en el aumento de los costos de operación en el sistema y también en el aumento en los costos marginales del sistema. Sumado a lo anterior, de optar por este plan de descarbonización y de no concretarse las inversiones necesarias, se pone en peligro la seguridad del suministro del sistema.

Capítulo 6: Trabajo Futuro

El presente trabajo abarca la expansión de la generación en el sistema, y solo se expandía la transmisión cuando a partir de los resultados obtenidos era evidente la necesidad de aumentar la transmisión en ciertas zonas del sistema.

Esta expansión de transmisión realizada claramente no es óptima, pues no se están teniendo en consideración los costos asociados a esta expansión. Por ende, se propone como trabajo futuro la expansión óptima del sistema de transmisión.

Tal como se evidencia en los resultados obtenidos, el almacenamiento es un elemento clave en el sistema, puesto que con esto es que se permite una mayor participación fotovoltaica en el sistema, permitiendo que aporte en la generación en horas en donde no se cuenta con el recurso solar.

Por tanto, se propone como trabajo futuro evaluar la generación híbrida (tanto fotovoltaica como eólica) con distintos niveles de almacenamiento. Esto afectará en los costos de inversión de las tecnologías y también el factor de planta que pueda presentar, y por ende es probable que cambien las decisiones de inversión.

Además, también queda propuesto como trabajo futuro la inclusión de almacenamiento en baterías por sí solo en el sistema, y con eso llevar a cabo el arbitraje de energía.

La descarbonización a 2030 implica que se debe realizar una inversión considerable para cambiar la matriz de generación en el sistema, como también resulta necesario invertir en mejoras en lo que respecta a la transmisión, todo esto en un corto periodo de tiempo, lo cual dificulta llevar a cabo este proceso. Por esto, es que queda propuesto como trabajo futuro estudiar las consecuencias de una descarbonización a 2035 y 2040.

En lo que respecta al hidrógeno verde, no se consideró una demanda de hidrógeno en cada año, por lo que no se tiene la obligación de invertir en electrolizadores para producir hidrógeno y cumplir con la demanda de este combustible. Por tanto, se propone como trabajo futuro el incluir una demanda anual de hidrógeno para fomentar su inversión en el sistema. Además, también se propone considerar el hidrógeno producido para generación en el sistema y no solamente tomar en consideración la venta de hidrógeno.

Para finalizar, la descarbonización del sistema es necesaria para lograr una disminución de emisiones que se mantenga en el tiempo, y para que esto sea posible la nueva generación que debe entrar al sistema debe ser renovable, y dentro de este grupo está la generación fotovoltaica y eólica, la cuales se conectan al sistema a través de un convertidor. Por esto, es que se propone como trabajo futuro estudiar la estabilidad del sistema interconectado con la inclusión masiva de generación renovable que utiliza convertidores para su conexión a la red.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] “Acuerdo de París.” Accessed: May 25, 2022. [Online]. Available: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf
- [2] “Informe Inventarios Regionales serie 1990-2018.” Accessed: May 25, 2022. [Online]. Available: <https://snichile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/06/Informe-Inventarios-Regionales-serie-1990-2018.pdf>
- [3] “Energía 2050 Política Energética de Chile.” 2017. Accessed: May 25, 2022. [Online]. Available: https://biblioteca.digital.gob.cl/bitstream/handle/123456789/611/48_Energia%202050_Politica_Energetica_Chile.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [4] “Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) de Chile - Actualización 2020.” Accessed: May 25, 2022. [Online]. Available: https://cambioclimatico.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2020/08/NDC_2020_Espanol_PDF_web.pdf
- [5] G. Girardi, I. Allende, Y. Provoste, A. García, and R. Prohens, “Energía renovable: quieren que el Sistema Eléctrico Nacional no use combustión fósil al 2030,” 2022. <https://www.senado.cl/energia-renovable-quieren-que-el-sistema-electrico-nacional-no-use> (accessed May 25, 2022).
- [6] J. C. Olmedo, “Coordinador Eléctrico alista hoja de ruta para Transición Energética Acelerada,” 2022. Accessed: May 25, 2022. [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/2022/05/17/coordinador-electrico-alista-hoja-de-ruta-para-transicion-energetica-acelerada/#>
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, “Histórico Generación Anual por Tecnología.” <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/> (accessed May 26, 2022).
- [8] R. Guerrero-Lemus and J. Martínez-Duart, “Concentrated Solar Power,” in *Renewable Energies and CO₂. Lecture Notes in Energy*, vol. 3, London: Springer, 2013, pp. 135–151.
- [9] M. T. Islam, N. Huda, A. B. Abdullah, and R. Saidur, “A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91. Elsevier Ltd, pp. 987–1018, Aug. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.04.097.
- [10] Greenpeace, SolarPACES, and ESTELA, “Energía Solar Térmica de Concentración.” Accessed: May 26, 2022. [Online]. Available: http://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/csp_2009_spanish.pdf
- [11] SolarPACES, “How CSP Works: Tower, Trough, Fresnel or Dish.” <https://www.solarpaces.org/how-csp-works/> (accessed May 26, 2022).

- [12] K. Lovegrove and J. Pye, “Fundamental principles of concentrating solar power systems,” in *Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments, and Applications*, Elsevier, 2020, pp. 19–71. doi: 10.1016/B978-0-12-819970-1.00013-X.
- [13] W. D. Steinmann, “Thermal energy storage systems for concentrating solar power plants,” in *Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments, and Applications*, Elsevier, 2020, pp. 399–440. doi: 10.1016/B978-0-12-819970-1.00008-6.
- [14] O. Achkari and A. el Fadar, “Latest developments on TES and CSP technologies – Energy and environmental issues, applications and research trends,” *Applied Thermal Engineering*, vol. 167. Elsevier Ltd, Feb. 25, 2020. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114806.
- [15] Irena, *Renewable Power Generation Costs 2020*. 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [16] Comisión Nacional de Energía, “Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2022.”
- [17] H. Zhang, W. Xiang, W. Lin, and J. Wen, “Grid Forming Converters in Renewable Energy Sources Dominated Power Grid: Control Strategy, Stability, Application, and Challenges,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 6, pp. 1239–1256, Nov. 2021, doi: 10.35833/MPCE.2021.000257.
- [18] B. Kroposki *et al.*, “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, Mar. 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [19] C. K. Tse, M. Huang, X. Zhang, D. Liu, and X. L. Li, “Circuits and Systems Issues in Power Electronics Penetrated Power Grid,” *IEEE Open Journal of Circuits and Systems*, vol. 1, pp. 140–156, Sep. 2020, doi: 10.1109/ojcas.2020.3020633.
- [20] P. Tielens and D. van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55. Elsevier Ltd, pp. 999–1009, Mar. 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [21] X. Fu *et al.*, “Large-Signal Stability of Grid-Forming and Grid-Following Controls in Voltage Source Converter: A Comparative Study,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 36, no. 7, pp. 7832–7840, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPEL.2020.3047480.
- [22] “NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO.”
- [23] D. Gielen, E. Taibi, and R. Miranda, *HYDROGEN: A RENEWABLE ENERGY PERSPECTIVE*. 2019. [Online]. Available: www.irena.org
- [24] Generadoras de Chile, “Hidrógeno Verde.” <http://generadoras.cl/tipos-energia/hidrogeno-verde> (accessed Jun. 12, 2022).

- [25] IBERDROLA, “¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?” [https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador#:~:text=El%2oelectrolizador%2oes%2oun%2oaparato,compone%2oel%2oagua%2ousando%2oelectricidad.\(accessed Jun. 12, 2022\).](https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador#:~:text=El%2oelectrolizador%2oes%2oun%2oaparato,compone%2oel%2oagua%2ousando%2oelectricidad.(accessed%20Jun.%2012,%202022).)
- [26] Deloitte, “Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers,” 2021.
- [27] E. Taibi, R. Miranda, W. Vanhoudt, T. Winkel, J.-C. Lanoix, and F. Barth, *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. 2018. [Online]. Available: www.irena.org
- [28] Gobierno de Chile, “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.” 2020. Accessed: Jun. 04, 2022. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- [29] H. Mehrjerdi, H. Saboori, and S. Jadid, “Power-to-gas utilization in optimal sizing of hybrid power, water, and hydrogen microgrids with energy and gas storage,” *J Energy Storage*, vol. 45, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103745.
- [30] Comisión Nacional de Energía, “Embalses de Chile - Energía Almacenada.” <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/embalses/> (accessed Jun. 14, 2022).
- [31] J. Liu, W. Sun, and G. P. Harrison, “The economic and environmental impact of power to hydrogen/power to methane facilities on hybrid power-natural gas energy systems,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 39, pp. 20200–20209, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.177.
- [32] A. Salehabadi, M. I. Ahmad, N. Ismail, N. Morad, and M. Enhessari, “Energy Storage Systems,” in *Energy, Society and the Environment. SpringerBriefs in Applied Sciences and Technology.*, Singapore: Springer, 2020.
- [33] I. Renewable Energy Agency, *ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030*. 2017. [Online]. Available: www.irena.org
- [34] A. Arabkoohsar, “Classification of energy storage systems,” in *Mechanical Energy Storage Technologies*, Elsevier, 2021, pp. 1–12. doi: 10.1016/b978-0-12-820023-0.00001-8.
- [35] IRENA, *ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030*. 2017. [Online]. Available: www.irena.org
- [36] S. Freund, S. Hume, and J. Stekli, “Energy storage services,” in *Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy Storage Systems*, Elsevier, 2021, pp. 451–462. doi: 10.1016/b978-0-12-819892-6.00007-1.
- [37] Comisión Nacional de Energía, “Almacenamiento de Energía en el Sistema Eléctrico Nacional,” 2017. Accessed: Jun. 12, 2022. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/10/Reglamento->

Coordinaci%C3%B3n-y-Operaci%C3%B3n-Almacenamiento-de-Energía-092017.pdf

- [38] Comisión Nacional de Energía, “Importaciones y exportaciones de hidrocarburos.” <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/importaciones-y-exportaciones/> (accessed Jun. 11, 2022).
- [39] World Nuclear Association, “Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources,” 2011.
- [40] V. Krey IIASA *et al.*, “IPCC Working Group III - Mitigation of Climate Change, Annex II: Metrics & Methodology,” 2014. Accessed: Jun. 11, 2022. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf
- [41] RTE, “eCO2mix - CO2 emissions per kWh of electricity generated in France.” <https://www.rte-france.com/en/eco2mix/co2-emissions> (accessed Jun. 11, 2022).
- [42] Ministerio de Energía, “Plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón”.
- [43] Ministerio de Energía *et al.*, “Actualización 2022 Política Energética Nacional.”
- [44] A. Gómez *et al.*, “Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica.”
- [45] J. Lin, F. Magnago, and J. M. Alemany, “Optimization methods applied to power systems: Current practices and challenges,” in *Classical and Recent Aspects of Power System Optimization*, Elsevier Inc., 2018, pp. 1–18. doi: 10.1016/B978-0-12-812441-3.00001-X.
- [46] Ministerio de Energía, “Planificación Energética de Largo Plazo 2023 - 2027.”
- [47] Comisión Nacional de Energía, “FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO PRIMER SEMESTRE 2022.”
- [48] Planificación Energética de Largo Plazo, “Informe de Actualización de Antecedentes 2020,” 2020.
- [49] Ministerio de Energía, “Decreto 1: FIJA DERECHOS Y CONDICIONES DE EJECUCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LA OBRA NUEVA DENOMINADA ‘NUEVA LÍNEA HVDC KIMAL - LO AGUIRRE’ CONTEMPLADA EN EL DECRETO N° 231 EXENTO, DE 2019, DEL MINISTERIO DE ENERGÍA,” 2022.
- [50] A. Cárdenas, “La Transmisión Virtual,” 2020. <https://www.cigre.cl/2020/11/30/la-transmission-virtual/> (accessed Dec. 01, 2022).
- [51] Planificación Energética de Largo Plazo, “Proyecciones de costos,” *Ministerio de Energía*. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos> (accessed Nov. 30, 2022).
- [52] SysteP, “Curso valorización instalaciones de transmisión,” 2018. [Online]. Available: www.systeP.cl

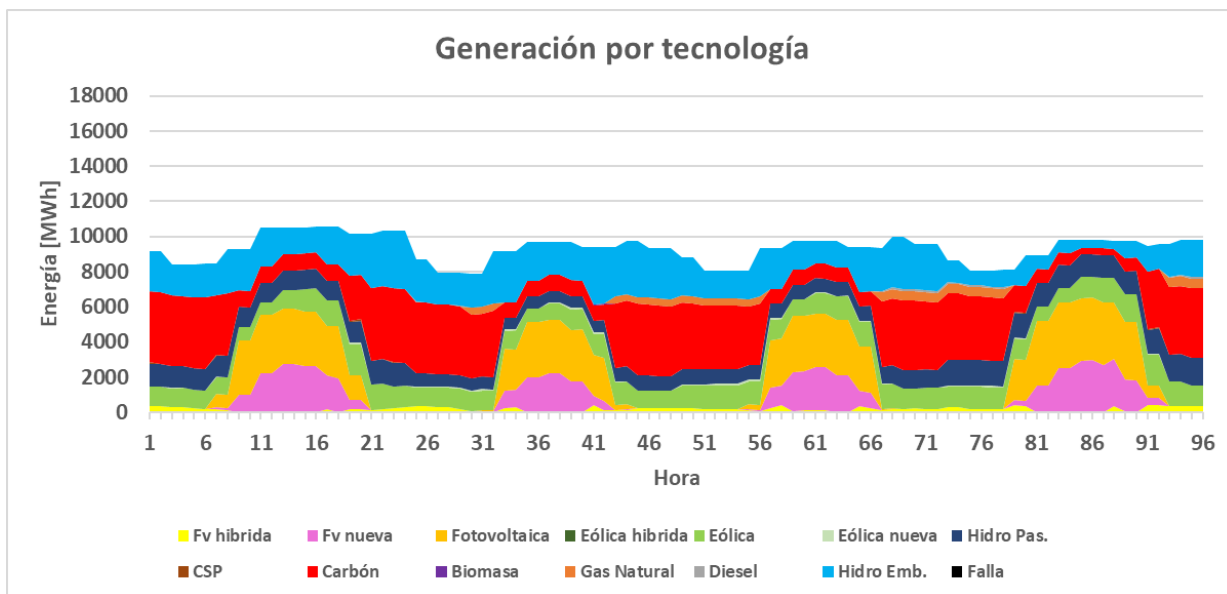
- [53] Comisión Nacional de Energía, “Energía Maps.” <https://energiamaps.cne.cl/#>
- [54] Revista Electricidad, “ISA Interchile completa energización del proyecto Nuevo Banco de Autotransformadores 500/220 kV,” 2020. Accessed: Dec. 17, 2022. [Online]. Available: <https://www.revistaei.cl/2020/12/14/isa-interchile-completa-energizacion-del-proyecto-nuevo-banco-de-autotransformadores-500220-kv/>

Anexos

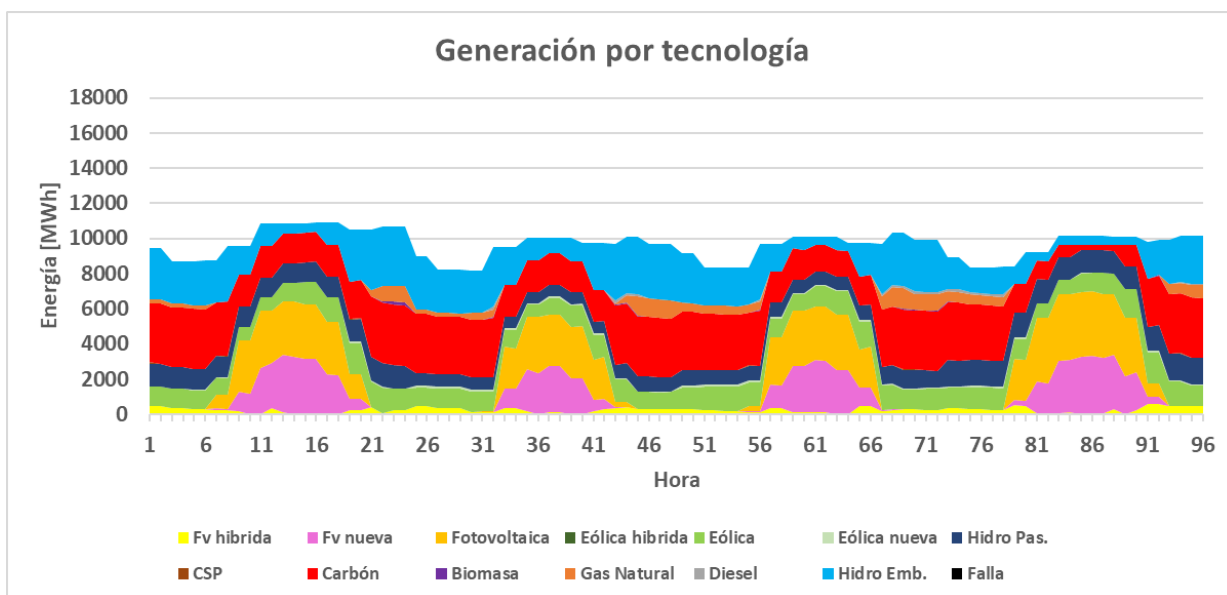
Anexo A. Casos de estudio

A continuación, se presentan los resultados de los 3 casos de estudio correspondientes a la generación en el sistema de los años 2024, 2025, 2026, 2028, 2029, 2035 y 2045, los cuales no fueron presentados anteriormente en la sección 4.2.

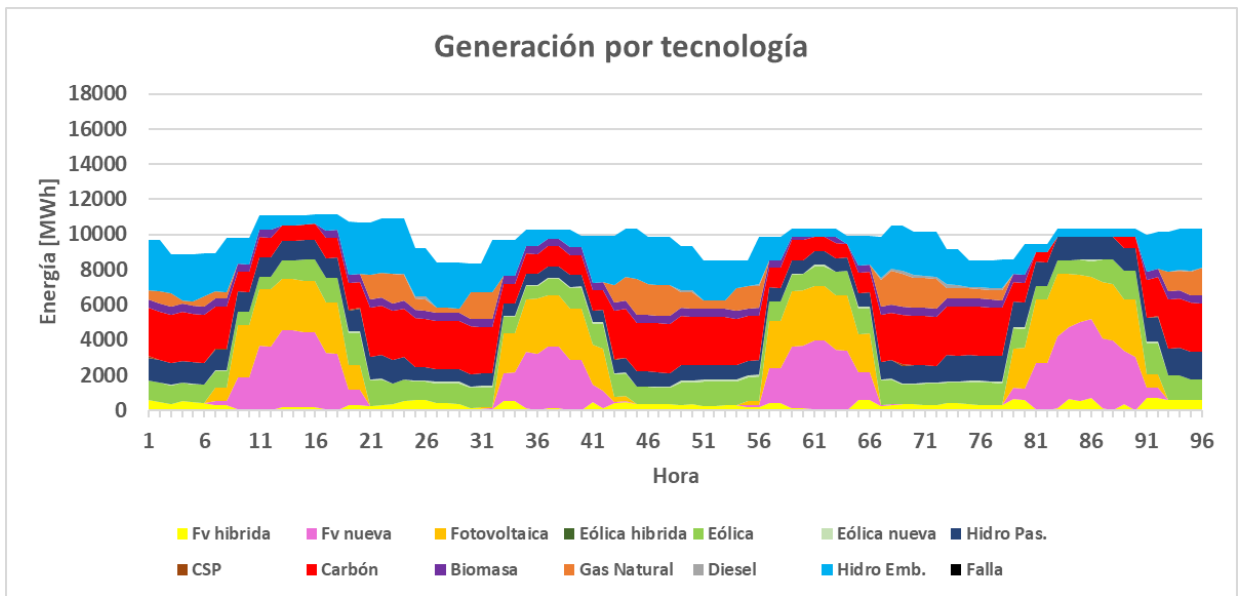
Anexo A.1. Caso 1: descarbonización a 2030 con generación renovable y sin impuesto a las emisiones



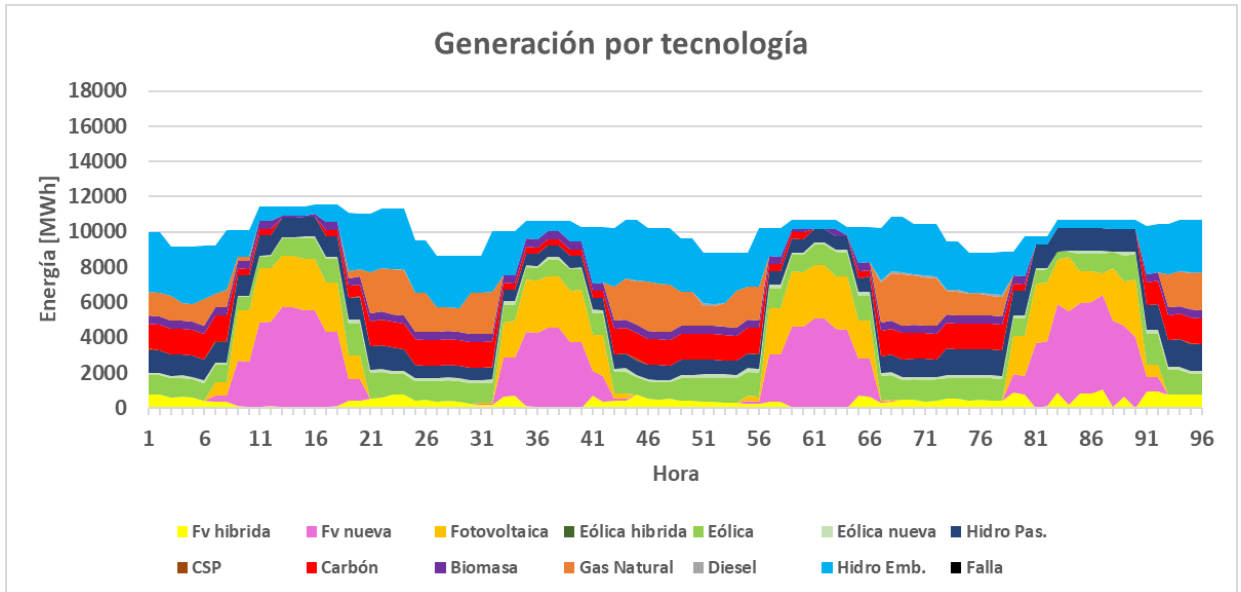
Anexo A.1.1: Generación por tecnología 2024 - Caso 1



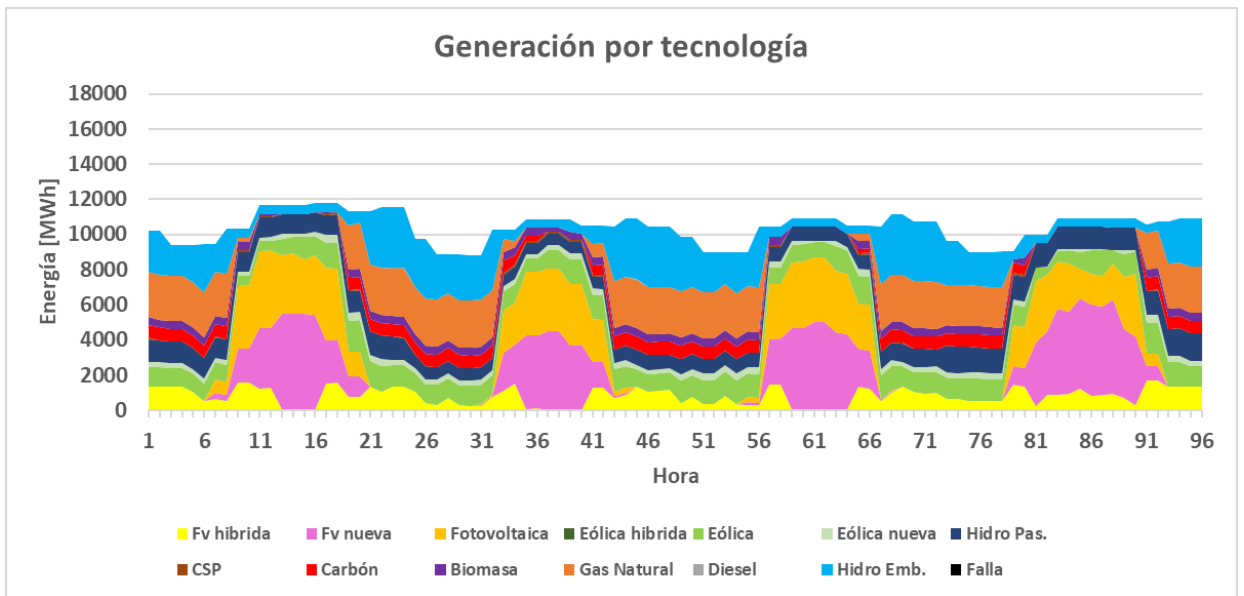
Anexo A.1.2: Generación por tecnología 2025 - Caso 1



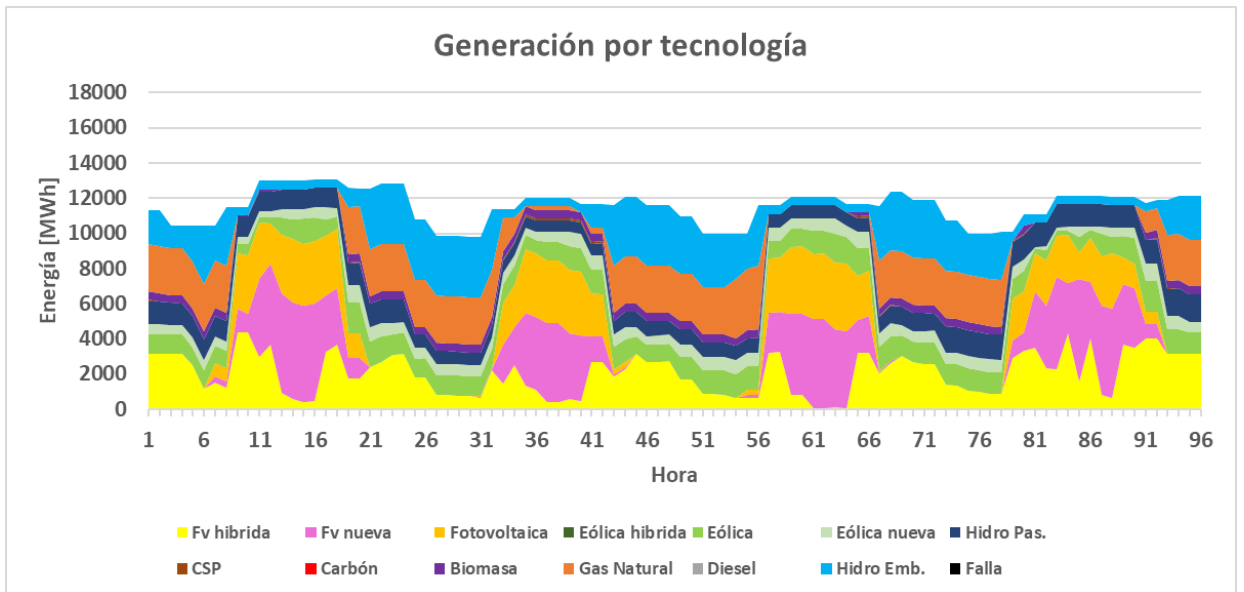
Anexo A.1.3: Generación por tecnología 2026 – Caso 1



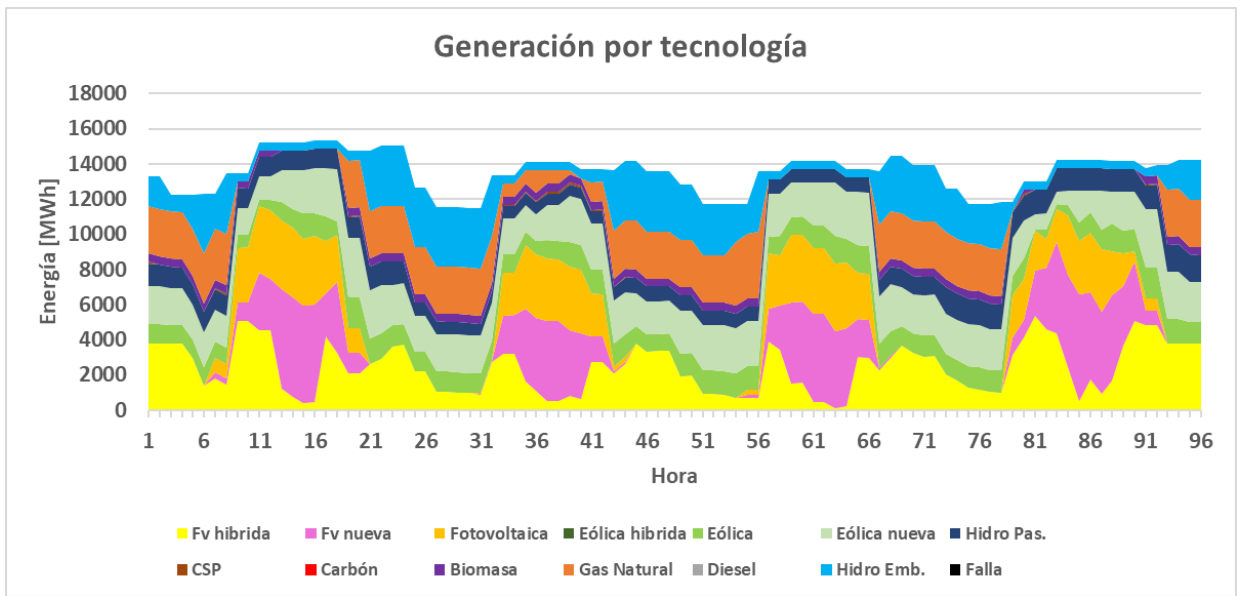
Anexo A.1.4: Generación por tecnología 2028 - Caso 1



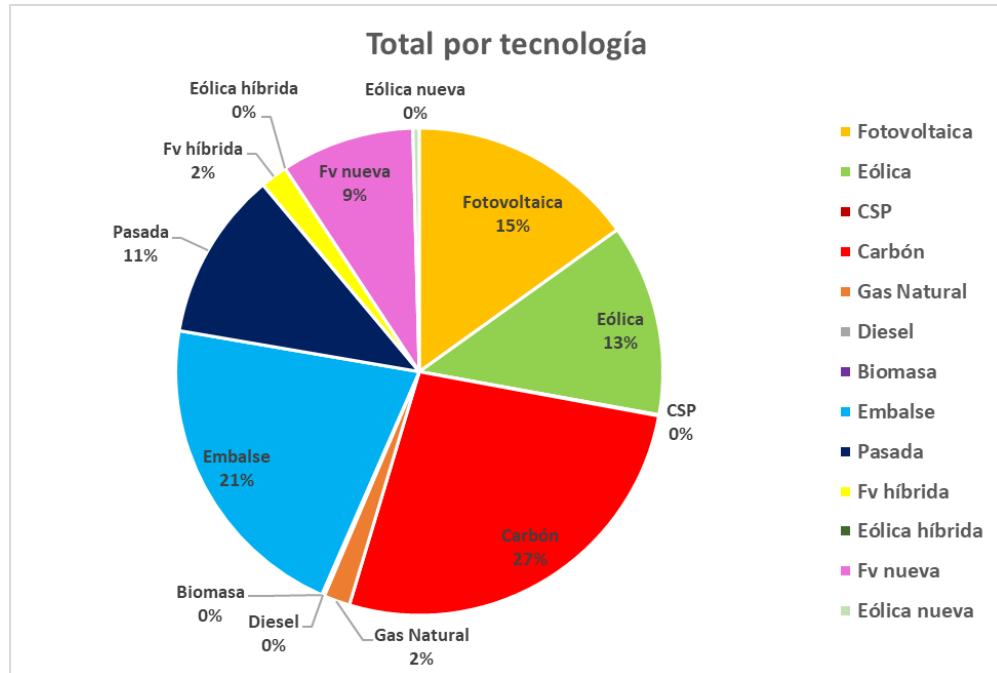
Anexo A.1.5: Generación por tecnología 2029 - Caso 1



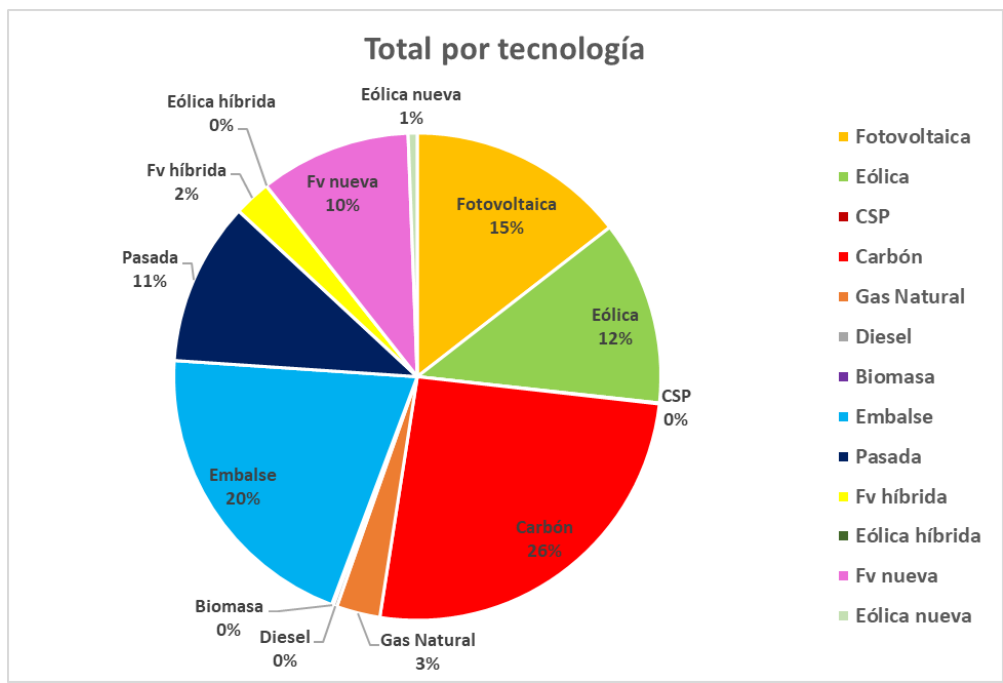
Anexo A.1.6: Generación por tecnología 2035 - Caso 1



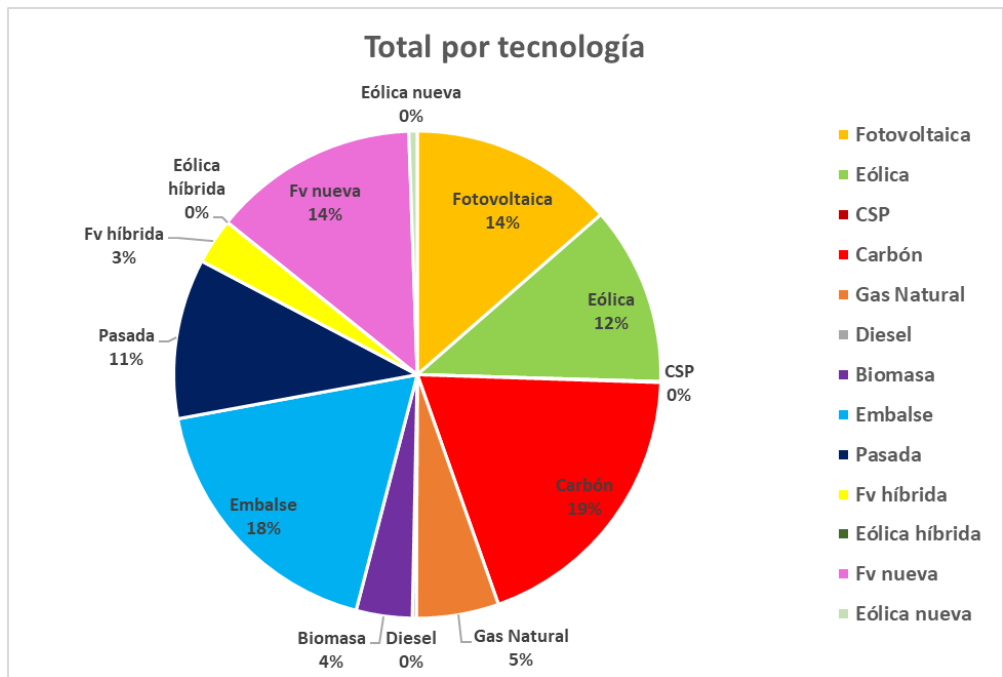
Anexo A.1.7: Generación por tecnología 2045 - Caso 1



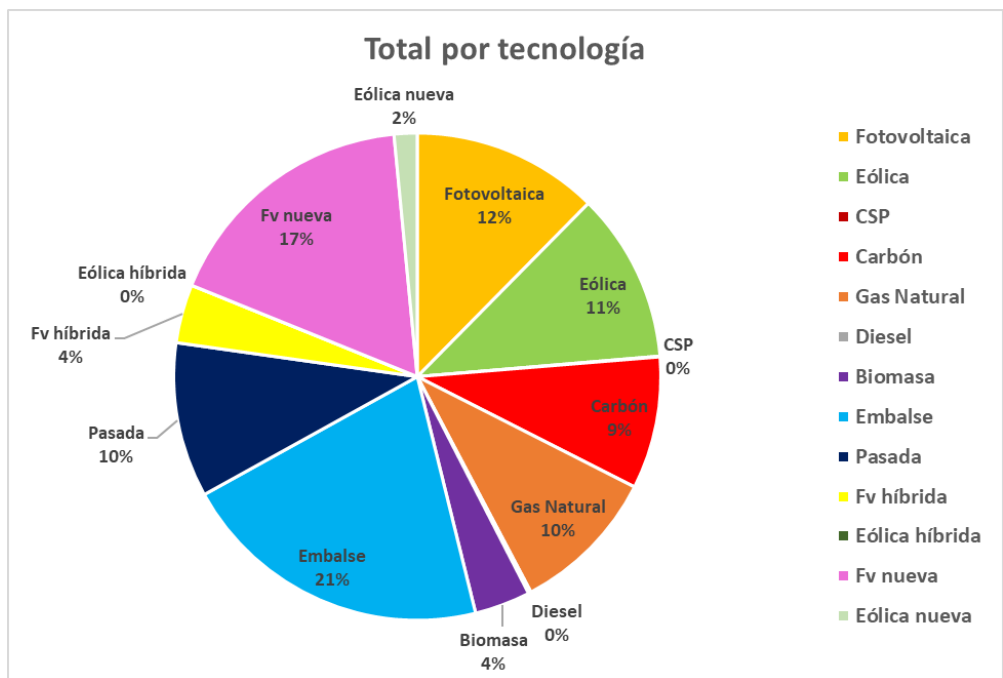
Anexo A.1.8: Generación porcentual por tecnología 2024 - Caso 1



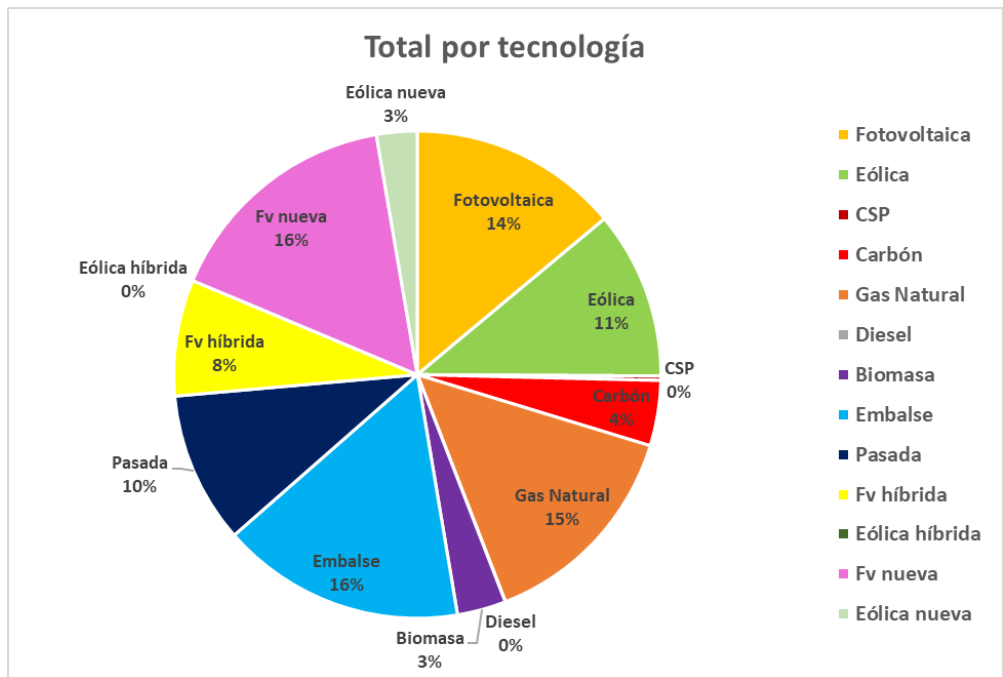
Anexo A.1.9: Generación porcentual por tecnología 2025 - Caso 1



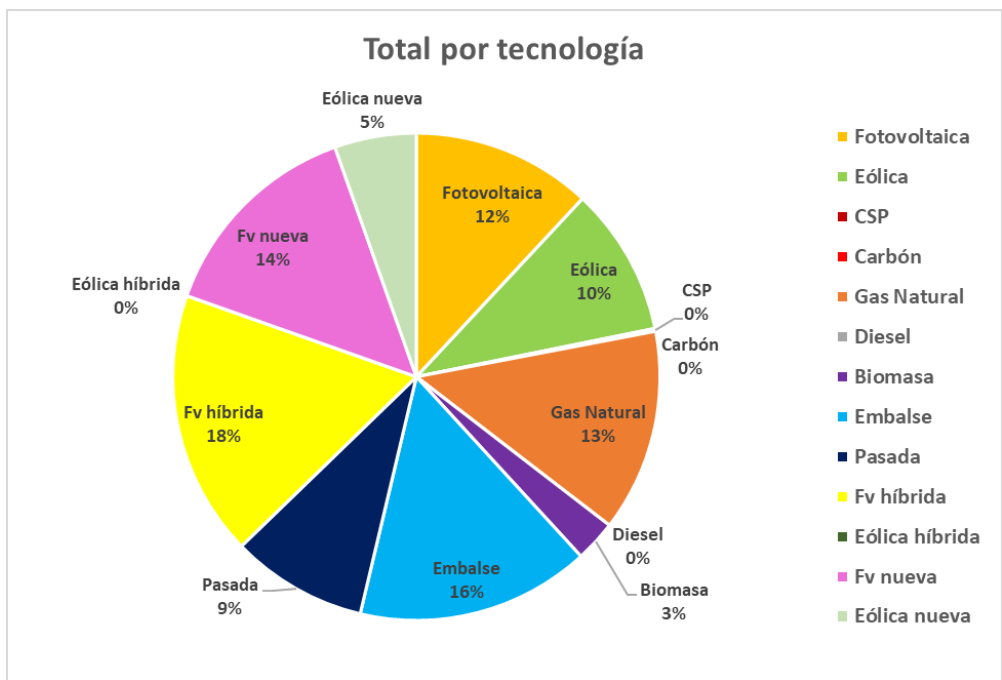
Anexo A.1.10: Generación porcentual por tecnología 2026 - Caso 1



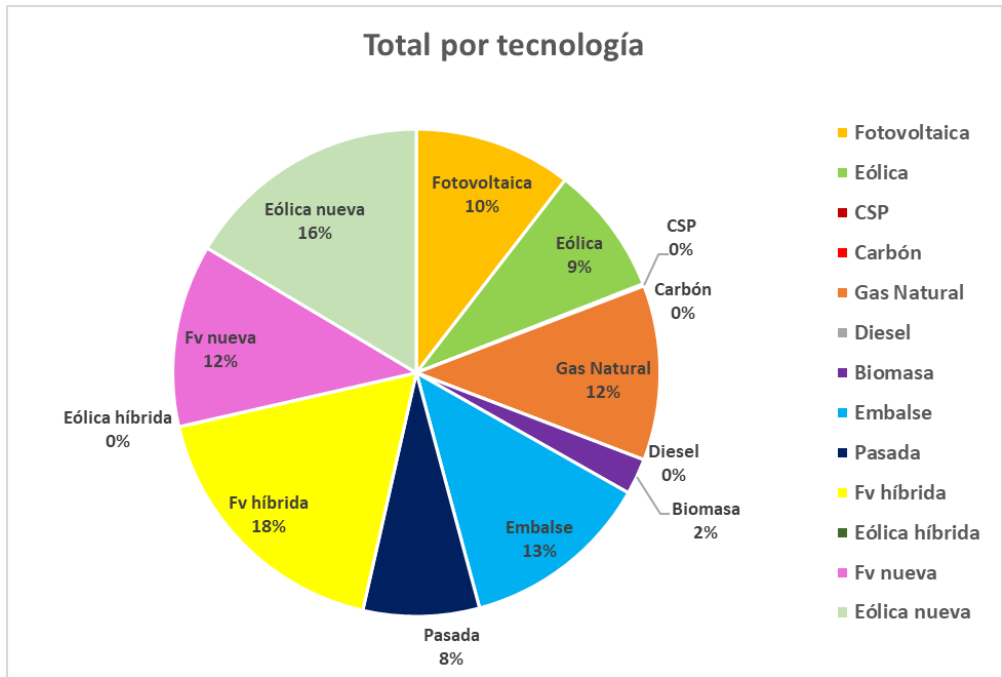
Anexo A.1.11: Generación porcentual por tecnología 2028 - Caso 1



Anexo A.1.12: Generación porcentual por tecnología 2029 - Caso 1

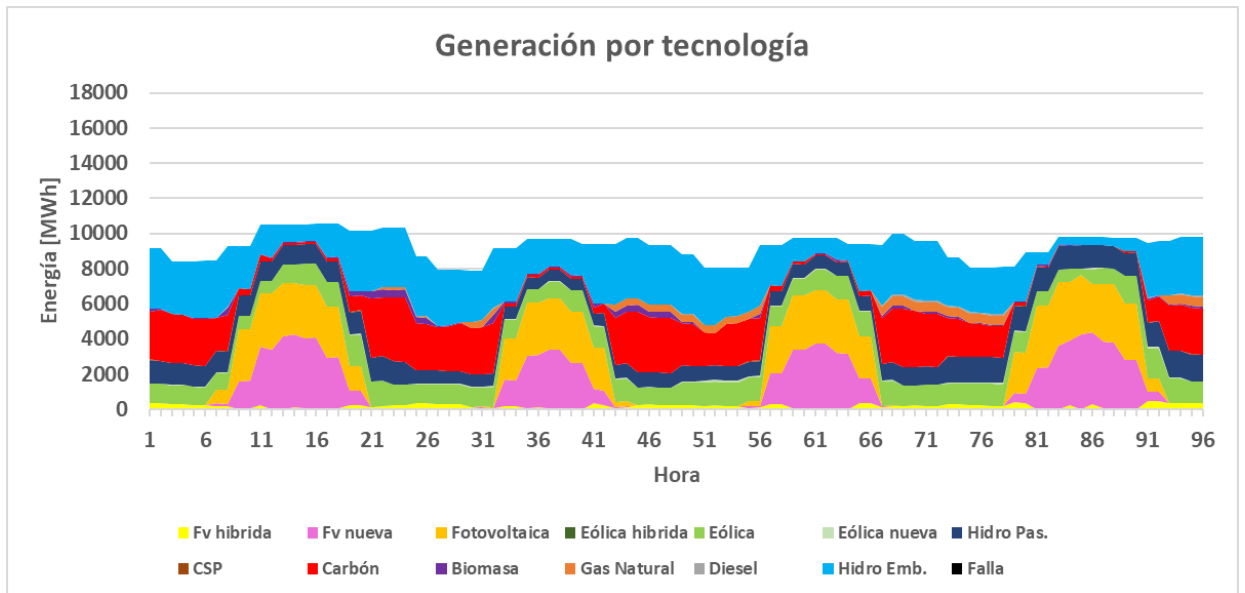


Anexo A.1.13: Generación porcentual por tecnología 2035 - Caso 1

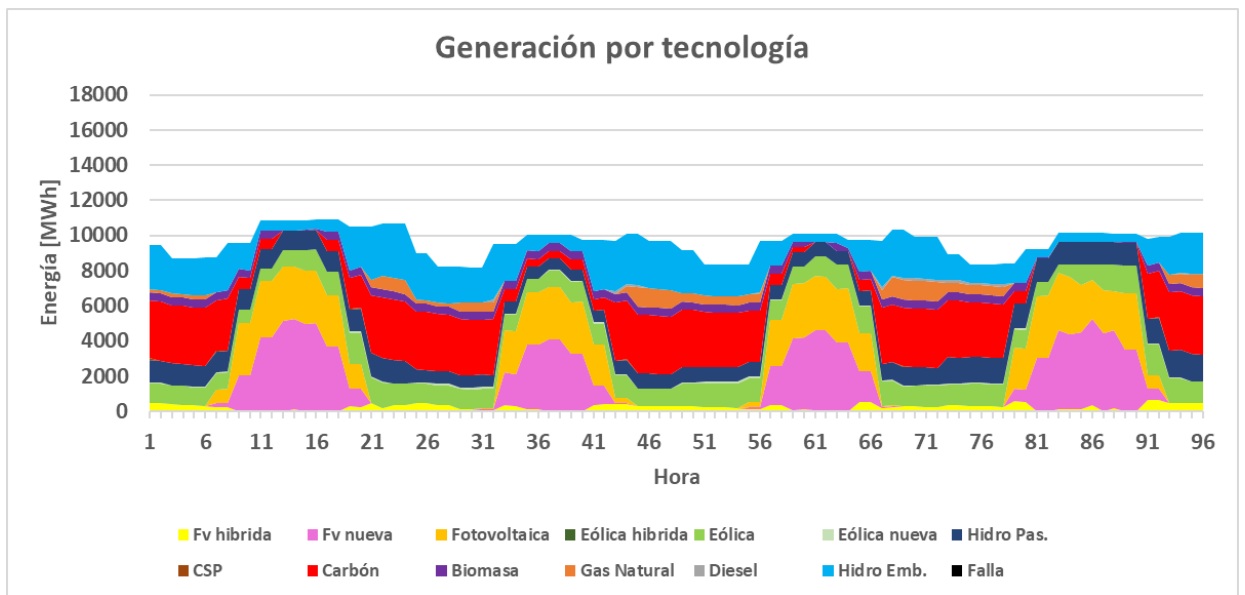


Anexo A.1.14: Generación porcentual por tecnología 2045 - Caso 1

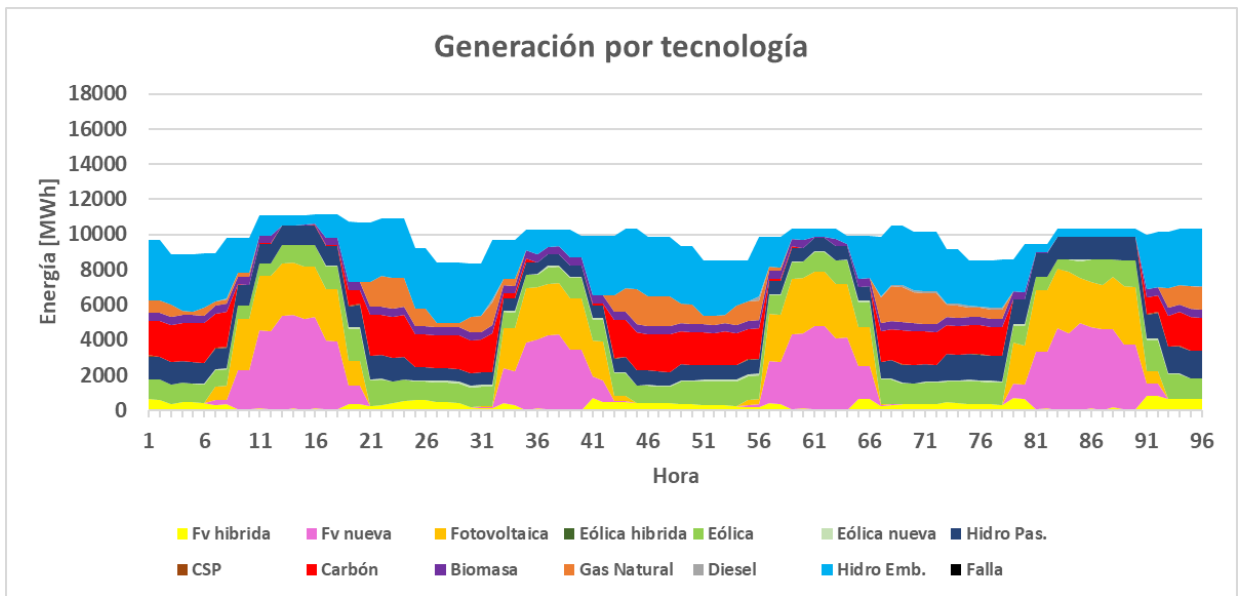
Anexo A.2. Caso 2: descarbonización a 2030 con generación renovable y con impuesto a las emisiones



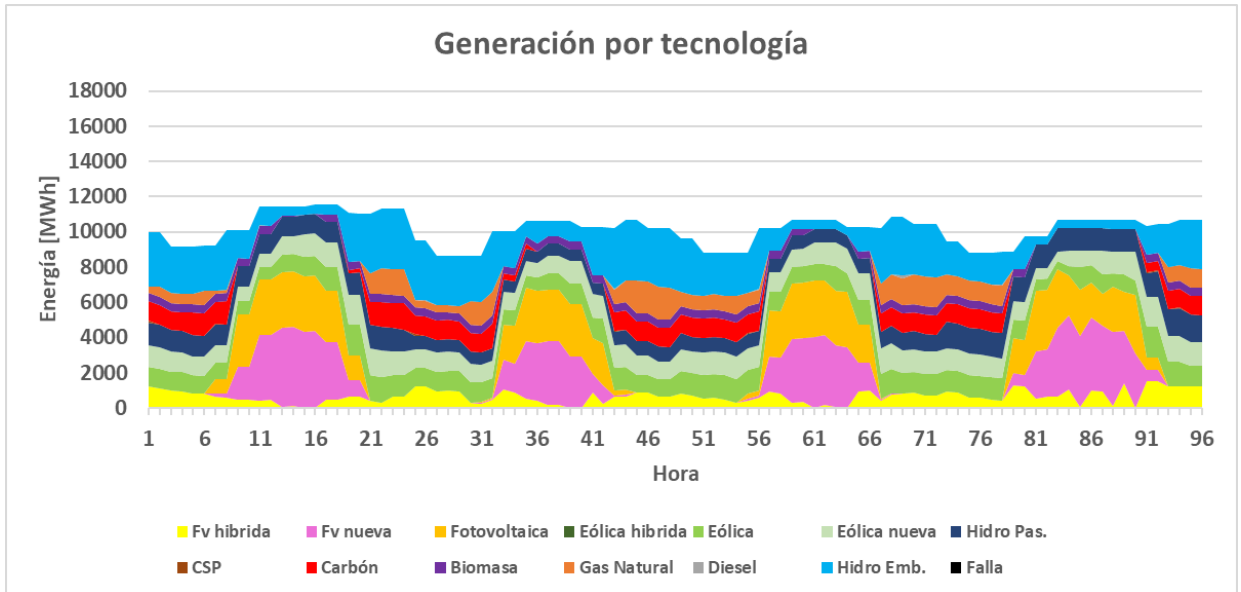
Anexo A.2.1: Generación por tecnología 2024 - Caso 2



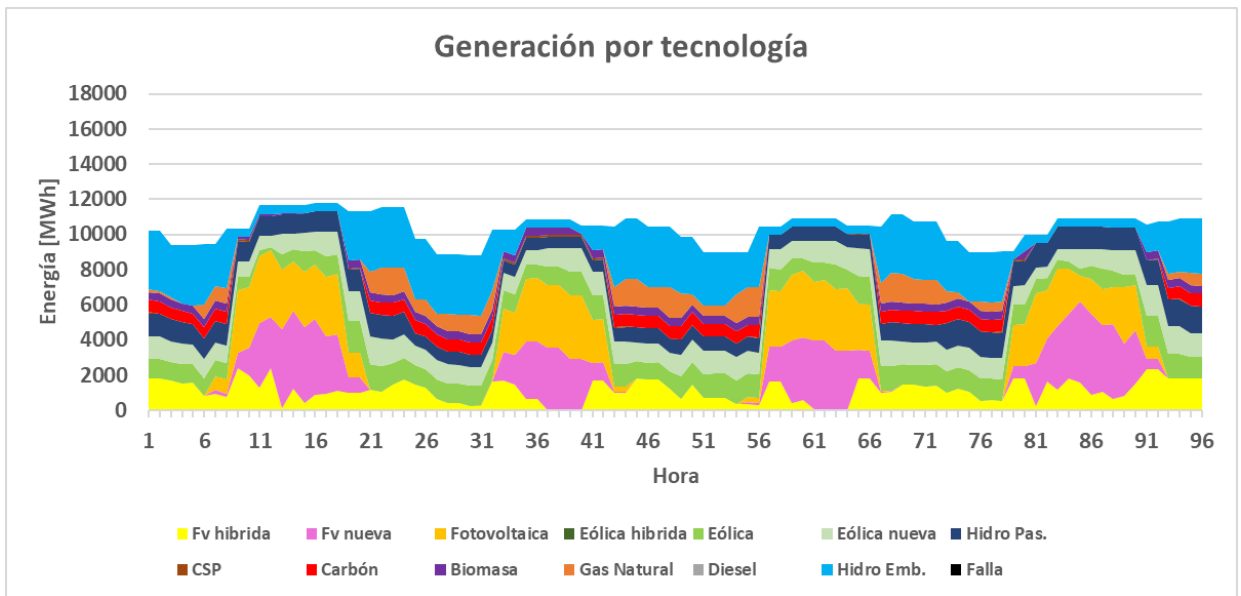
Anexo A.2.2: Generación por tecnología 2025 - Caso 2



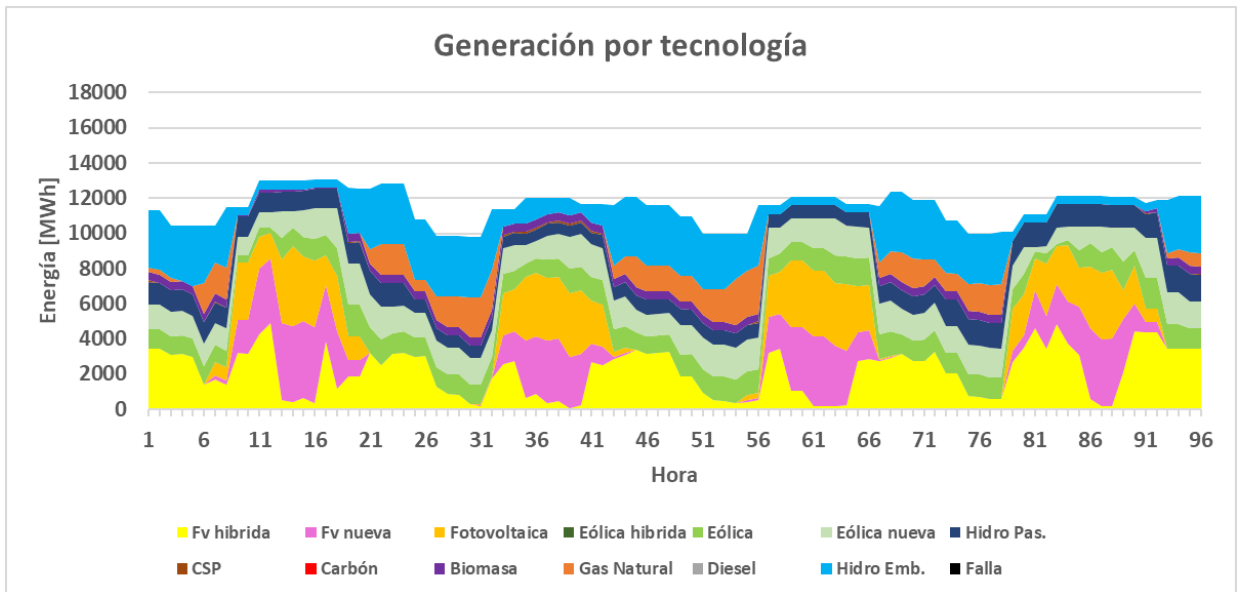
Anexo A.2.3: Generación por tecnología 2026 - Caso 2



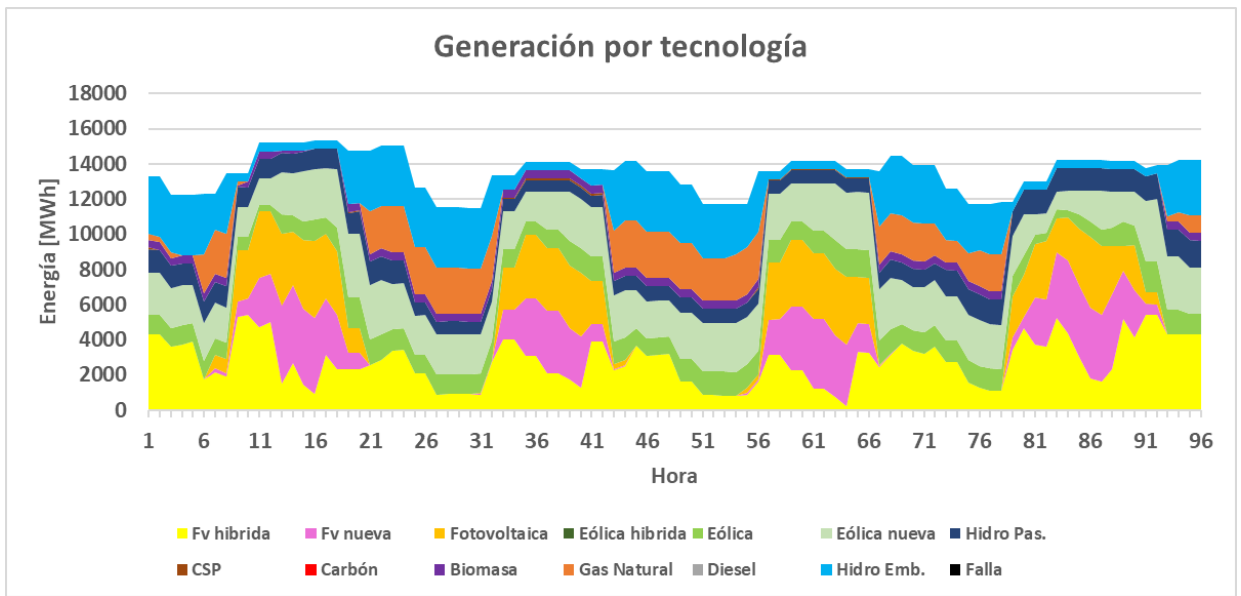
Anexo A.2.4: Generación por tecnología 2028 - Caso 2



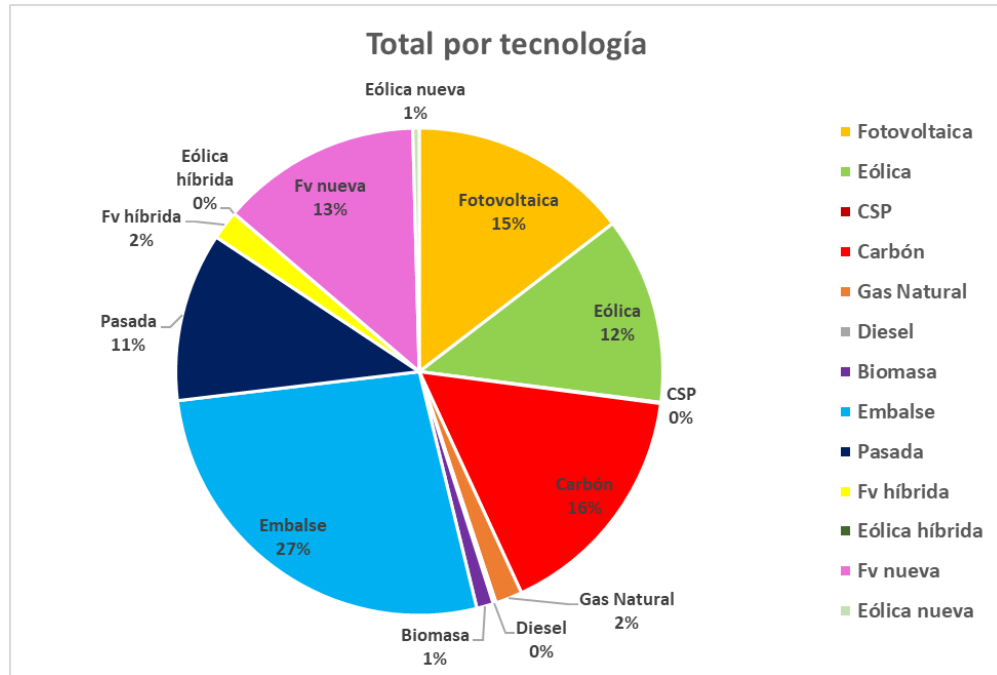
Anexo A.2.5: Generación por tecnología 2029 - Caso 2



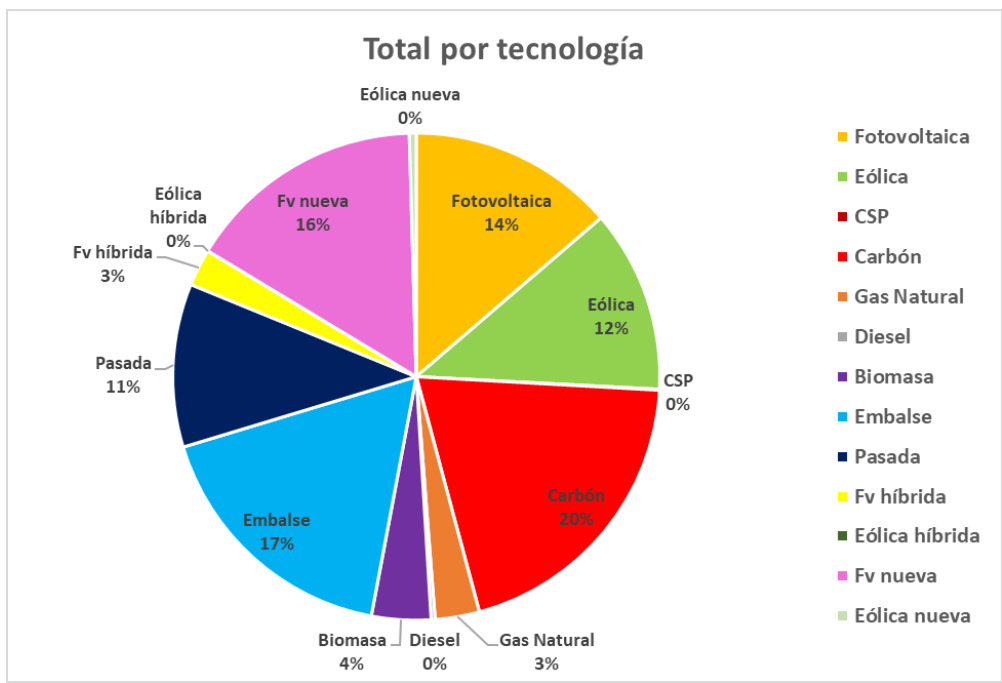
Anexo A.2.6: Generación por tecnología 2035 - Caso 2



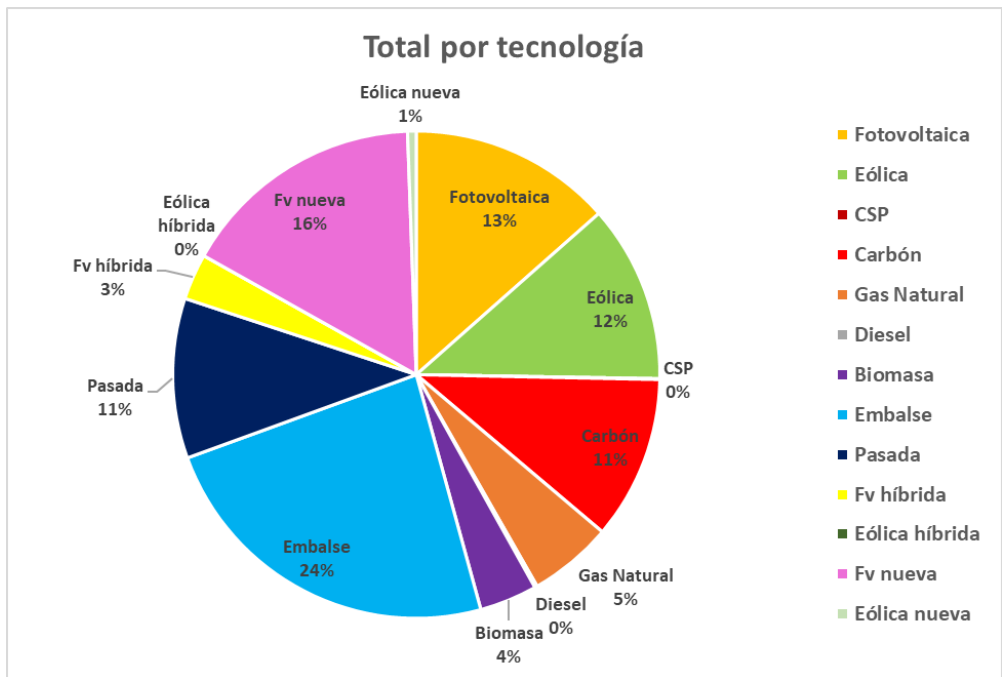
Anexo A.2.7: Generación por tecnología 2045 - Caso 2



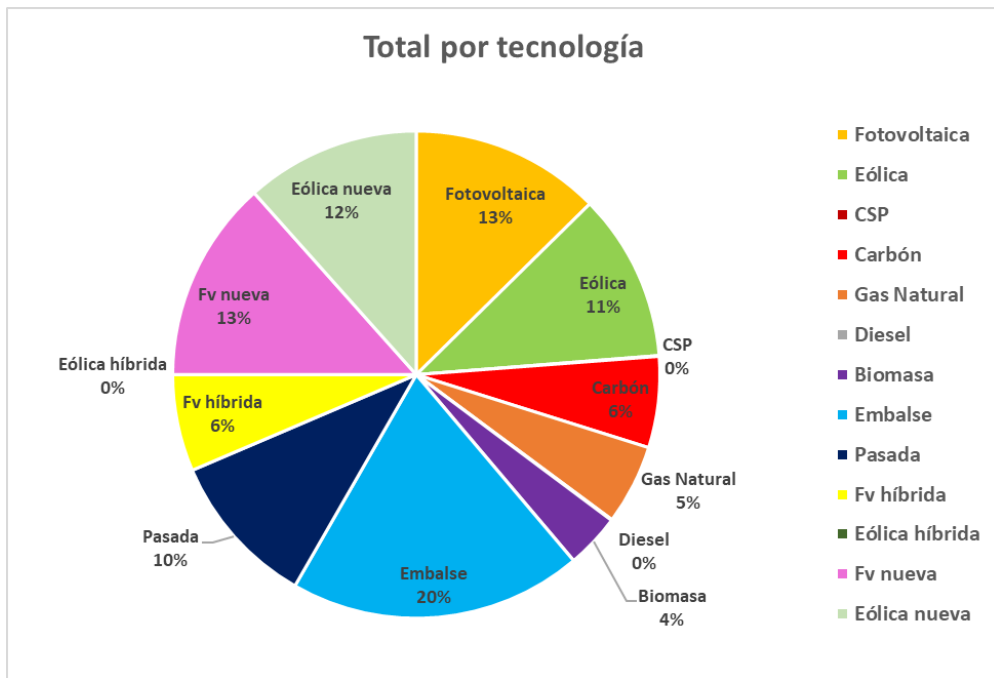
Anexo A.2.8: Generación porcentual por tecnología 2024 - Caso 2



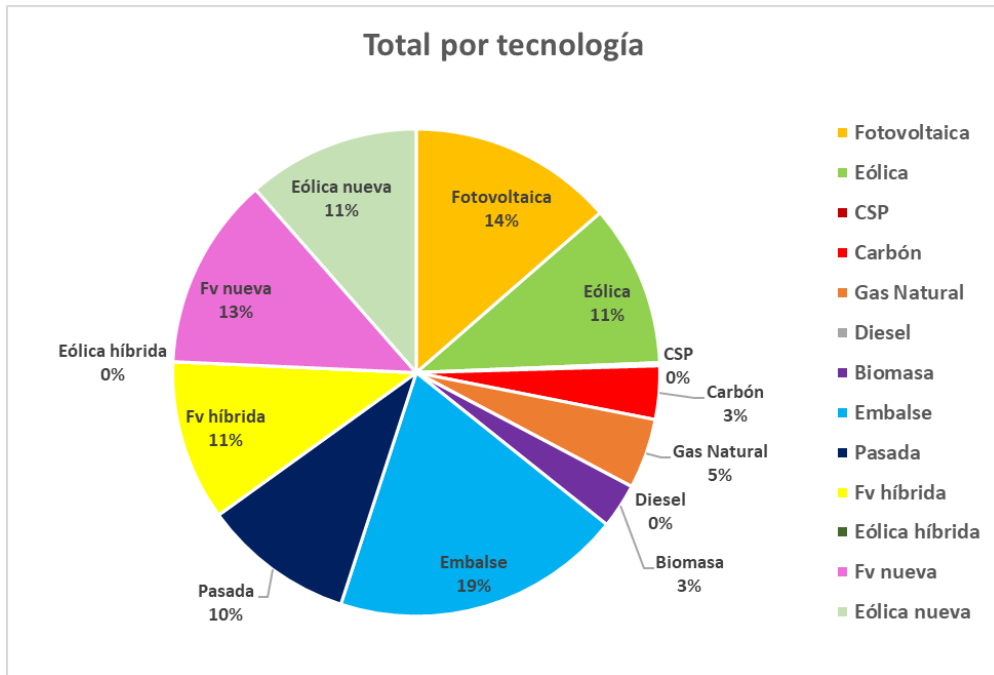
Anexo A.2.9: Generación porcentual por tecnología 2025 - Caso 2



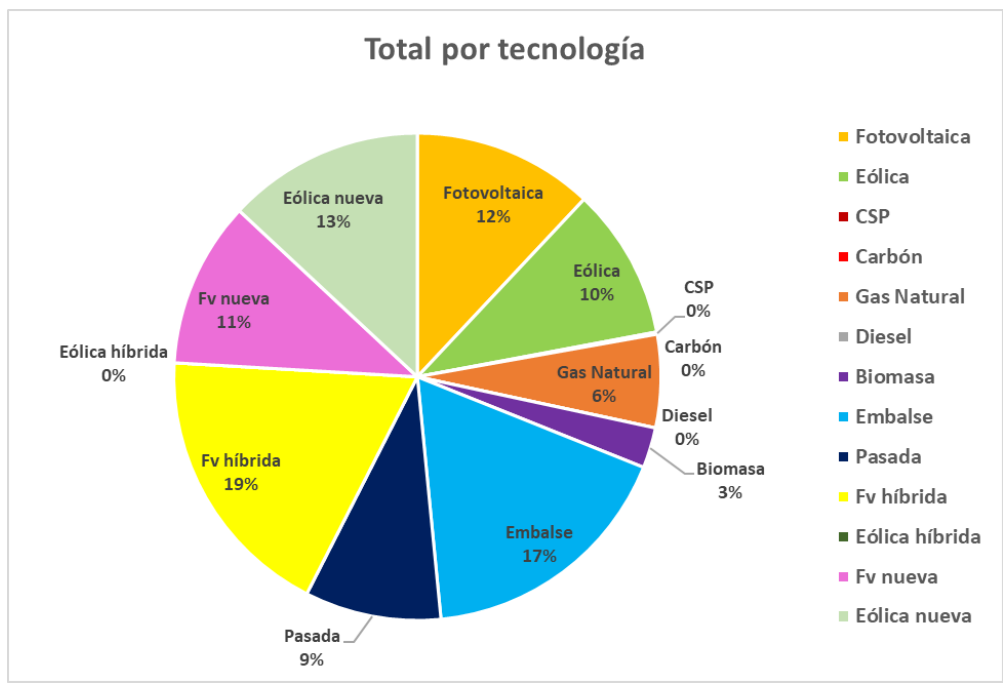
Anexo A.2.10: Generación porcentual por tecnología 2026 - Caso 2



Anexo A.2.11: Generación porcentual por tecnología 2028 - Caso 2



Anexo A.2.12: Generación porcentual por tecnología 2029 - Caso 2

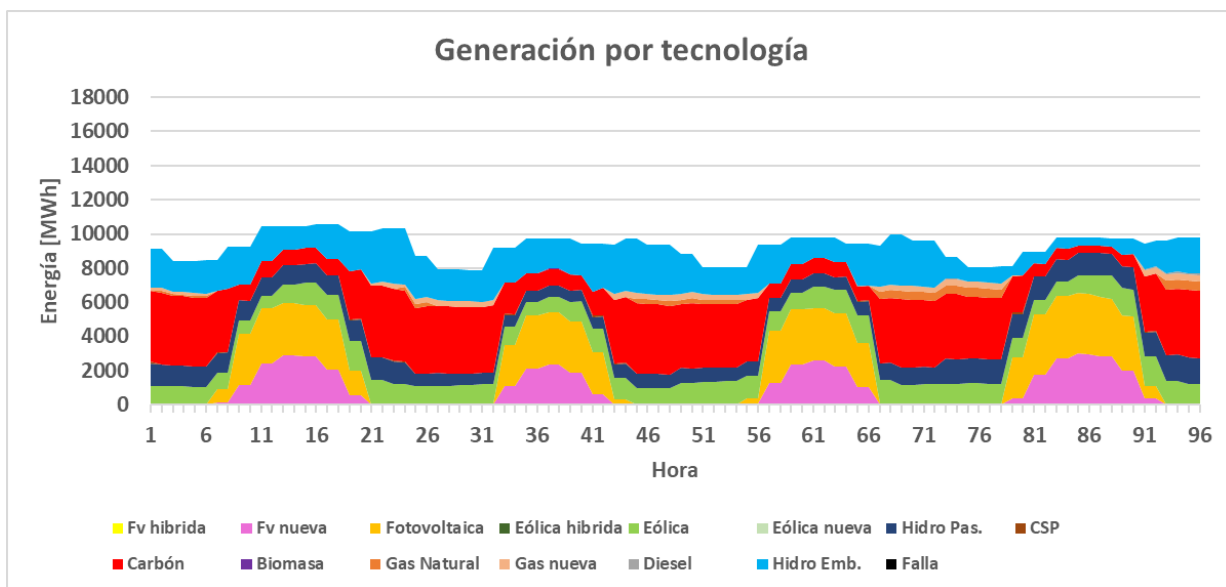


Anexo A.2.13: Generación porcentual por tecnología 2035 - Caso 2

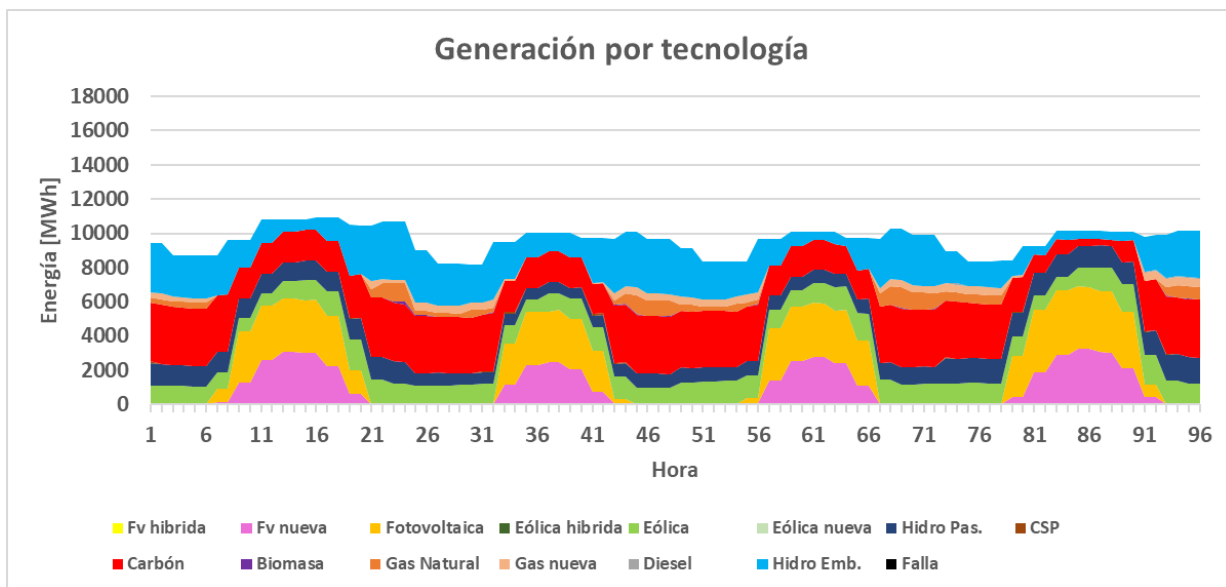


Anexo A.2.14: Generación porcentual por tecnología 2045 - Caso 2

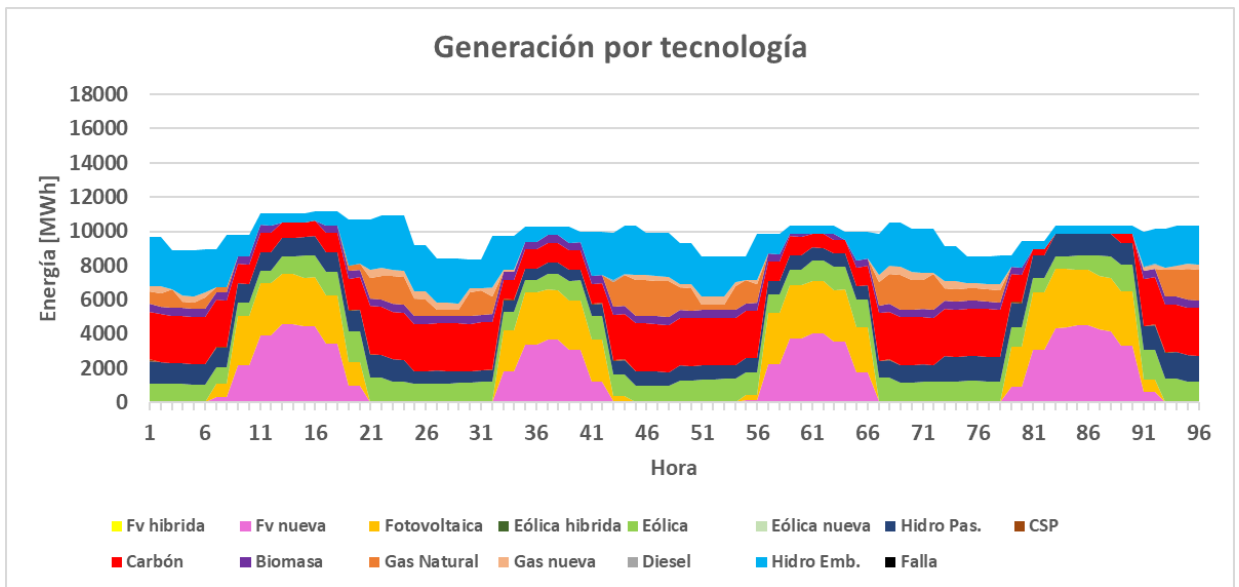
Anexo A.3. Caso 3: descarbonización a 2030 con generación convencional (gas)



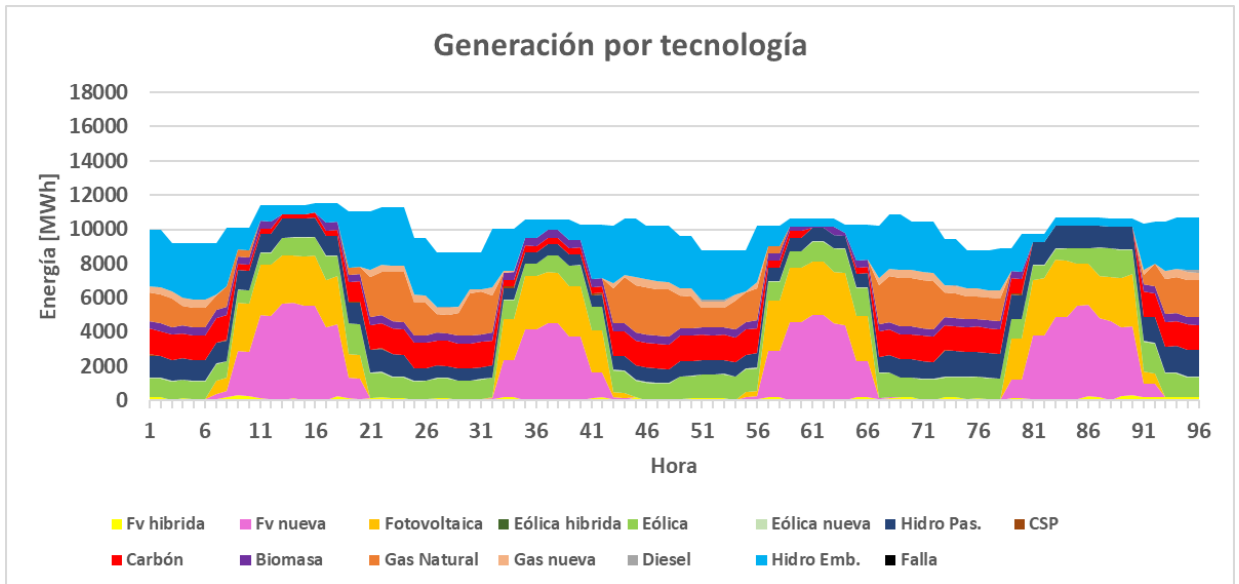
Anexo A.3.1: Generación por tecnología 2024 - Caso 3



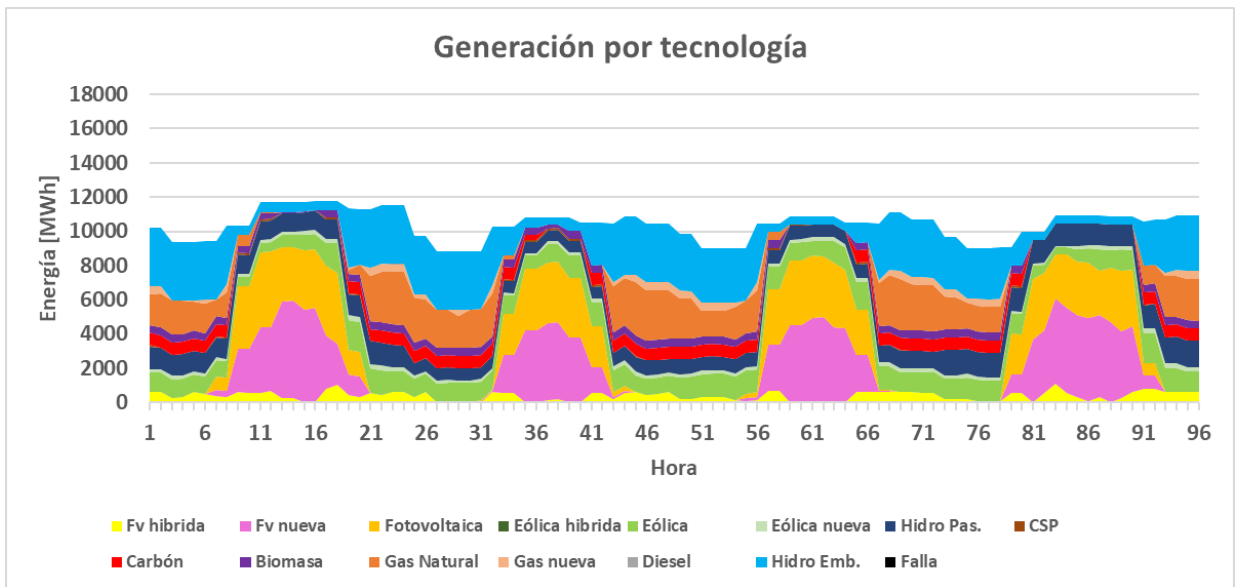
Anexo A.3.2: Generación por tecnología 2025 - Caso 3



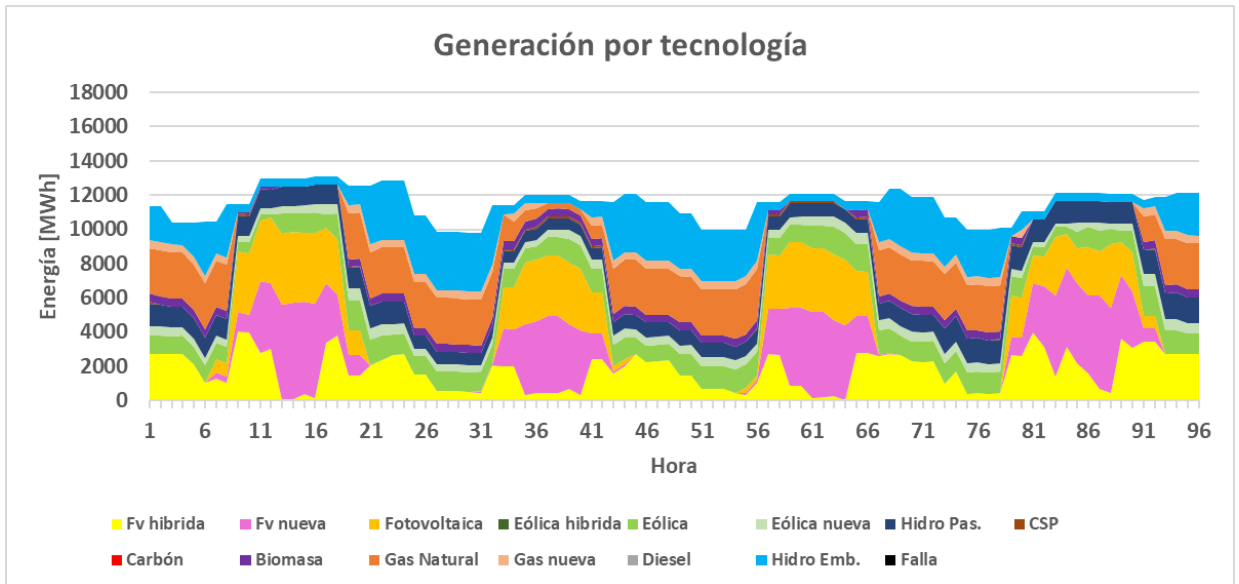
Anexo A.3.3: Generación por tecnología 2026 - Caso 3



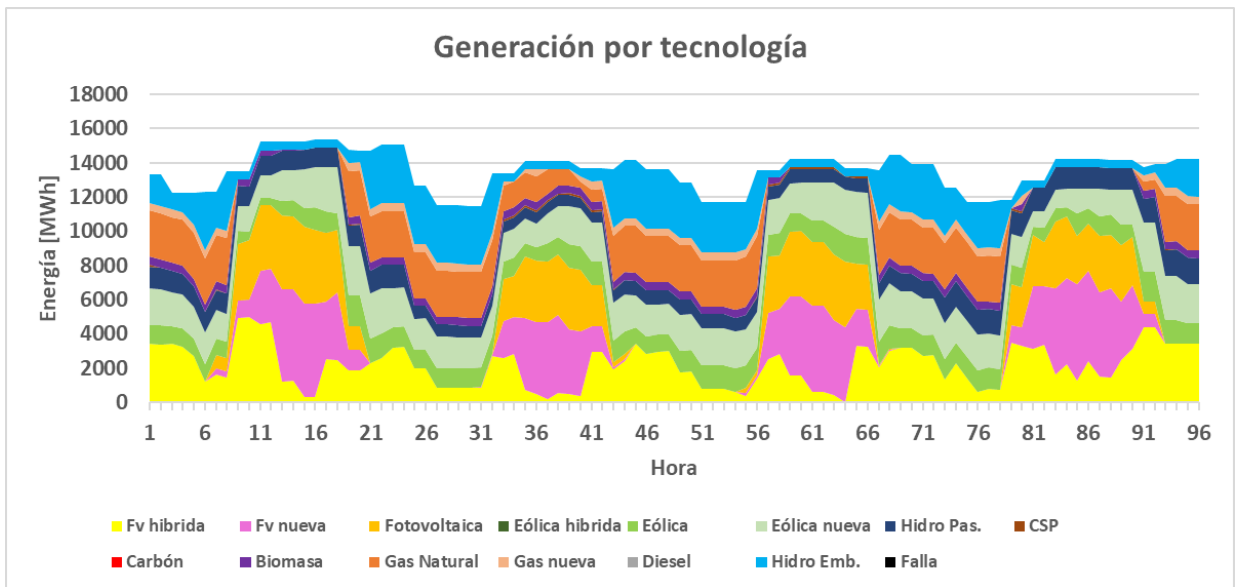
Anexo A.3.4: Generación por tecnología 2028 - Caso 3



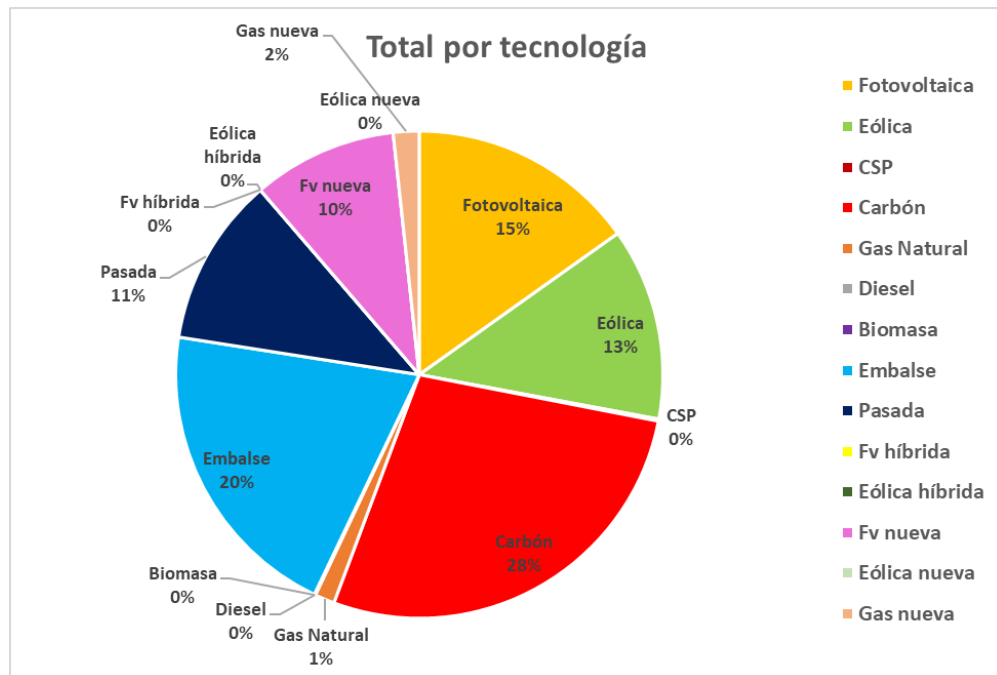
Anexo A.3.5: Generación por tecnología 2029 - Caso 3



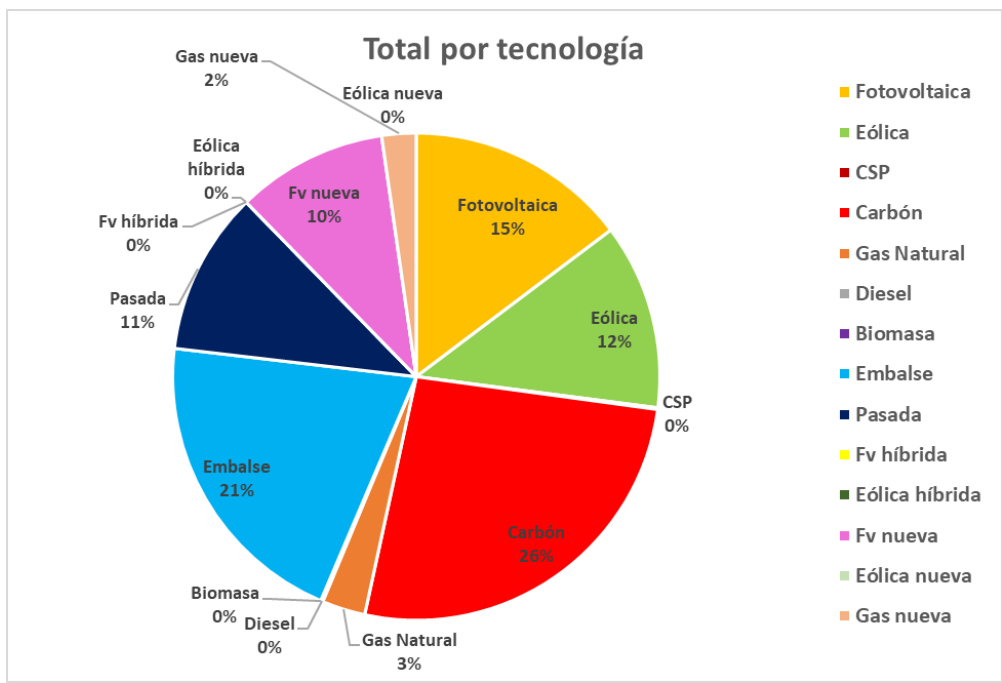
Anexo A.3.6: Generación por tecnología 2035 - Caso 3



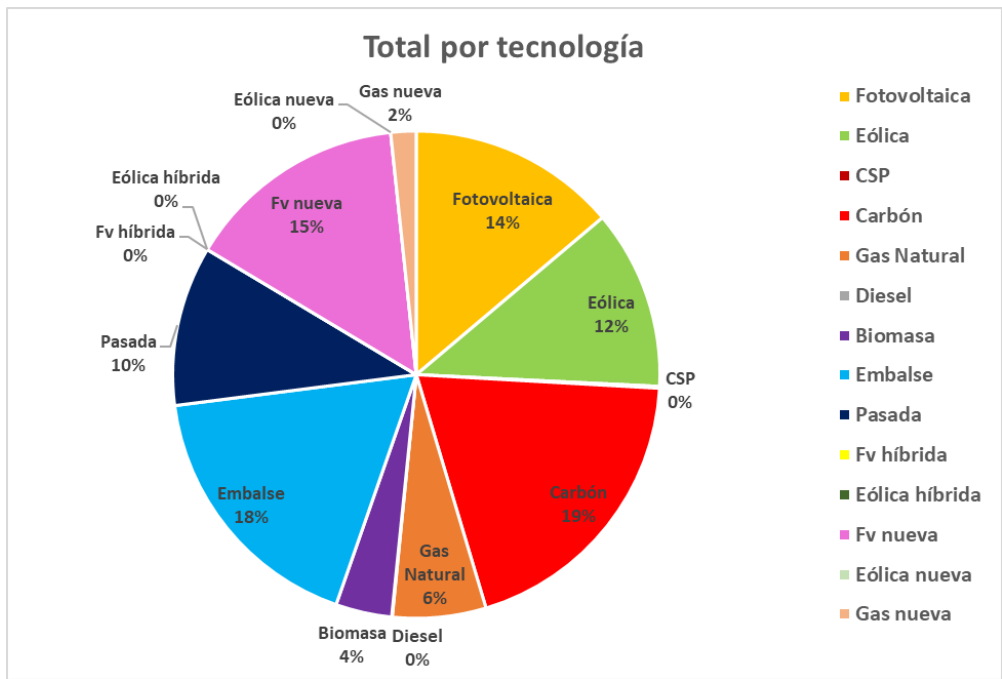
Anexo A.3.7: Generación por tecnología 2045 - Caso 3



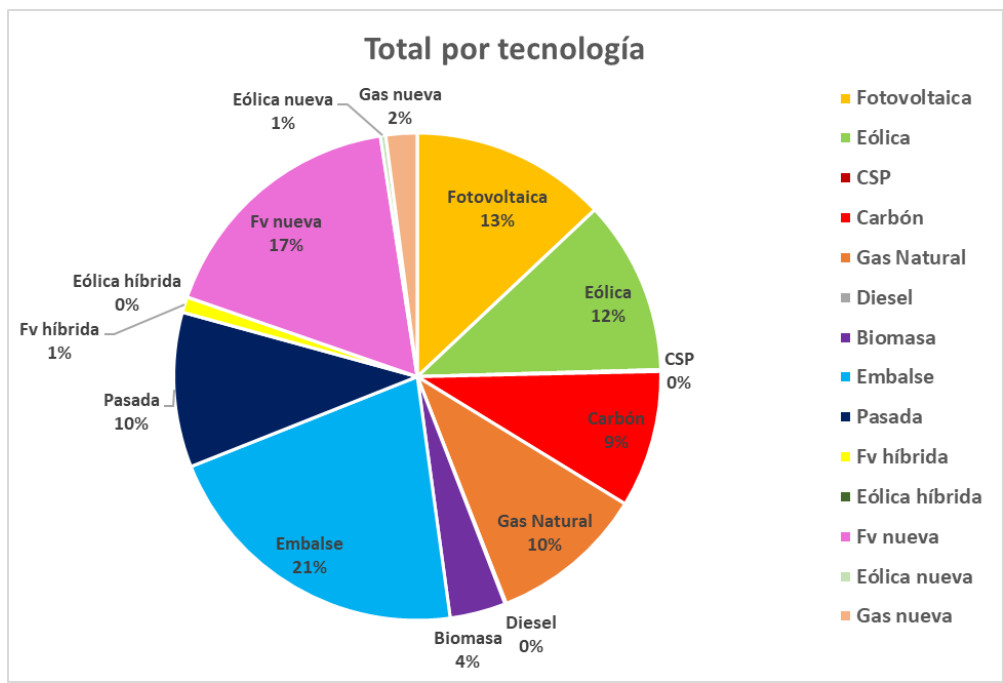
Anexo A.3.8: Generación porcentual por tecnología 2024 - Caso 3



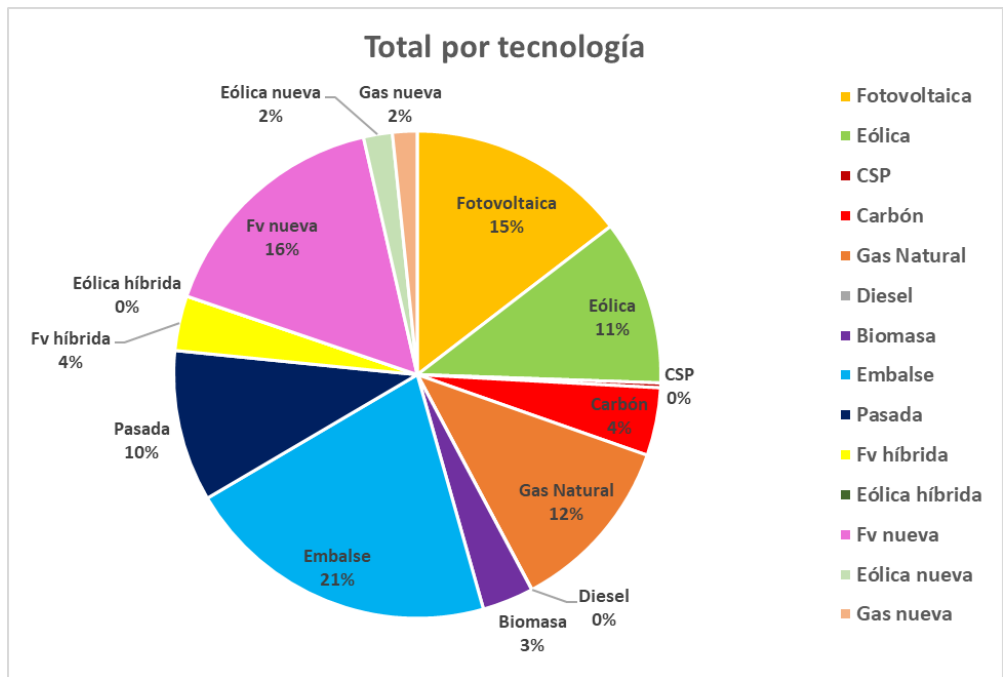
Anexo A.3.9: Generación porcentual por tecnología 2025 - Caso 3



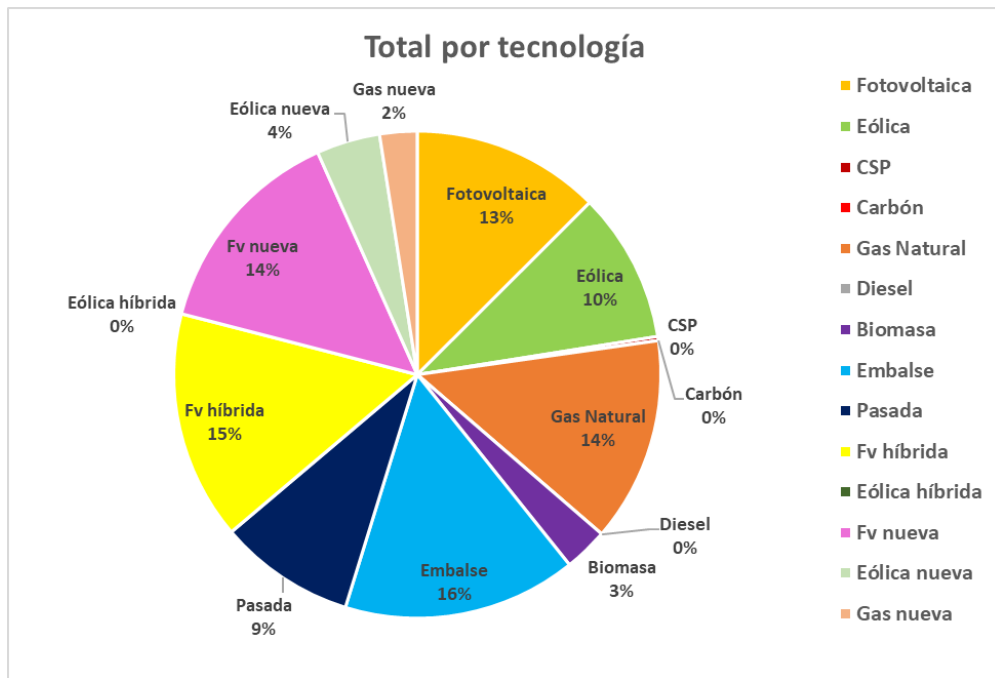
Anexo A.3.10: Generación porcentual por tecnología 2026 - Caso 3



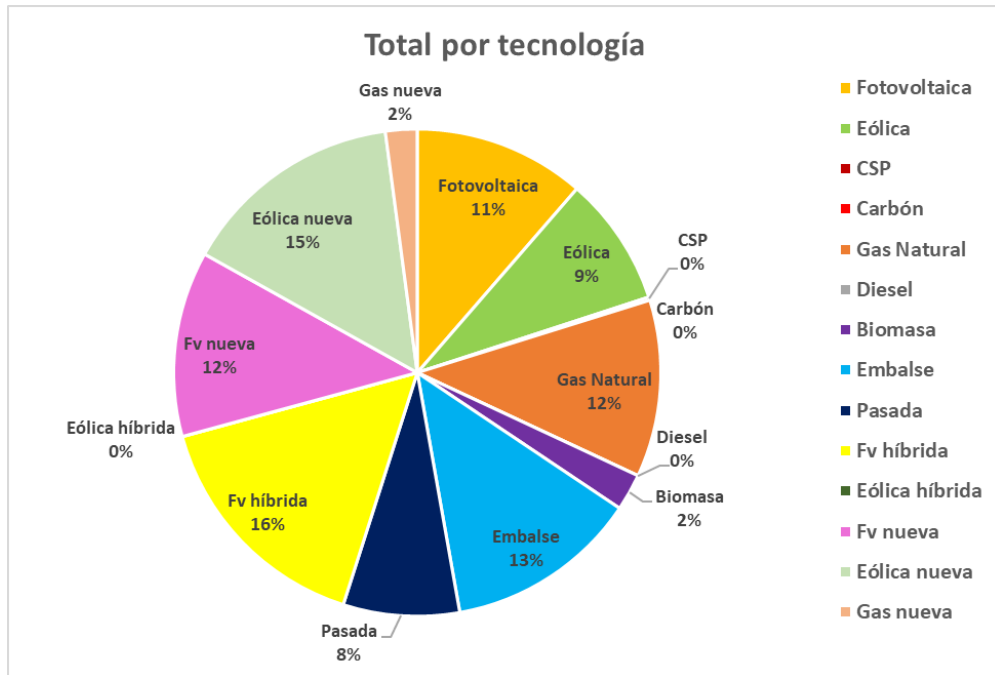
Anexo A.3.11: Generación porcentual por tecnología 2028 - Caso 3



Anexo A.3.12: Generación porcentual por tecnología 2029 - Caso 3



Anexo A.3.13: Generación porcentual por tecnología 2035 - Caso 3



Anexo A.3.14: Generación porcentual por tecnología 2045 - Caso 3

Anexo B. Congestionamientos en el sistema de transmisión de 500 kV del norte y sistema de transmisión HVDC

A continuación, se presentan los niveles de congestión en las líneas de transmisión del sistema de 500 kV del norte (que va desde Kimal hasta Polpaico) y también el nivel de congestión en el sistema de transmisión HVDC.

Este nivel de congestión corresponde al del día típico de verano, en el cual es donde ocurre la demanda máxima horaria.

En particular, se presenta el nivel de congestión para todos los casos en los años 2023, 2028, 2030 y 2050. Así es posible observar el nivel de congestión al inicio de la simulación, antes de que entre en operación el sistema de transmisión HVDC y después de que entre en operación, y también el nivel de congestión resultante al final de las simulaciones.

Anexo B.1. Caso 1: descarbonización a 2030 con generación renovable y sin impuesto a las emisiones

Anexo B.1.1: Nivel de congestión 2023 - Caso 1

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
1 a 8	60%	7%	5%	6%	14%	19%	24%
9 a 18	89%	86%	78%	40%	8%	25%	60%
19 a 24	52%	17%	15%	13%	16%	21%	30%

Anexo B.1.2: Nivel de congestión 2028 - Caso 1

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
1 a 8	13%	19%	22%	16%	1%	1%	4%
9 a 18	92%	97%	95%	60%	7%	10%	94%
19 a 24	32%	18%	22%	14%	4%	2%	13%

Anexo B.1.3: Nivel de congestión 2030 - Caso 1

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	HVDC
1 a 8	16%	30%	29%	24%	10%	10%	14%	14%
9 a 18	26%	30%	22%	29%	40%	34%	98%	45%
19 a 24	8%	35%	34%	32%	14%	17%	27%	21%

Anexo B.1.4: Nivel de congestión 2050 - Caso 1

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	HVDC
1 a 8	21%	40%	39%	31%	15%	13%	14%	17%
9 a 18	51%	70%	64%	88%	90%	93%	100%	77%
19 a 24	17%	48%	51%	47%	26%	26%	31%	30%

Anexo B.2. Caso 2: descarbonización a 2030 con generación renovable y con impuesto a las emisiones

Anexo B.2.1: Nivel de congestión 2023 - Caso 2

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
1 a 8	60%	7%	5%	6%	14%	19%	24%
9 a 18	89%	86%	78%	40%	8%	25%	67%
19 a 24	52%	18%	16%	14%	16%	21%	30%

Anexo B.2.2: Nivel de congestión 2028 - Caso 2

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
1 a 8	9%	19%	20%	14%	3%	3%	11%
9 a 18	90%	93%	87%	50%	3%	16%	85%
19 a 24	24%	21%	24%	17%	3%	3%	18%

Anexo B.2.3: Nivel de congestión 2030 - Caso 2

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	HVDC
1 a 8	22%	18%	15%	12%	4%	4%	11%	7%
9 a 18	30%	34%	28%	27%	35%	40%	92%	44%
19 a 24	5%	14%	14%	11%	8%	9%	17%	8%

Anexo B.2.4: Nivel de congestión 2050 - Caso 2

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	HVDC
1 a 8	30%	45%	41%	34%	19%	16%	24%	25%
9 a 18	57%	75%	68%	89%	90%	94%	100%	80%
19 a 24	19%	49%	49%	46%	25%	24%	35%	32%

Anexo B.3. Caso 3: descarbonización a 2030 con generación convencional (gas)

Anexo B.3.1: Nivel de congestión 2023 - Caso 3

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
1 a 8	58%	7%	5%	6%	14%	19%	24%
9 a 18	89%	87%	80%	41%	7%	24%	61%
19 a 24	54%	17%	15%	13%	16%	21%	30%

Anexo B.3.2: Nivel de congestión 2028 - Caso 3

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos - Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico
1 a 8	23%	18%	23%	17%	1%	1%	8%
9 a 18	93%	97%	96%	63%	8%	6%	97%
19 a 24	36%	17%	21%	13%	5%	3%	15%

Anexo B.3.3: Nivel de congestión 2030 - Caso 3

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos -Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	HVDC
1 a 8	12%	17%	17%	13%	6%	6%	10%	6%
9 a 18	42%	47%	38%	31%	33%	36%	100%	38%
19 a 24	8%	22%	23%	20%	6%	9%	23%	13%

Anexo B.3.4: Nivel de congestión 2050 - Caso 3

Bloque Horario	Kimal - Los Changos	Los Changos -Parinas	Parinas - Cumbres	Cumbres - Nueva Cardones	Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	HVDC
1 a 8	26%	47%	41%	33%	14%	12%	16%	18%
9 a 18	42%	50%	47%	72%	76%	83%	100%	70%
19 a 24	22%	51%	51%	46%	24%	23%	33%	31%