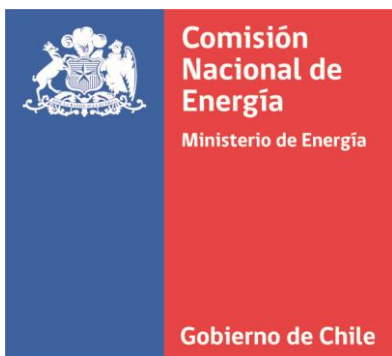




PROGRAMA DE OBRAS DE
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL
Y DEL
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

Informe Técnico Anual

Agosto 2014

Tabla de contenido

1	Antecedentes.....	4
2	Criterios, supuestos y consideraciones de largo plazo	5
2.1	Horizonte de simulación	5
2.2	Previsión de la demanda Eléctrica.....	5
2.2.1	Demanda Sistema Interconectado Central	5
2.2.2	Demanda Sistema Interconectado Norte Grande.....	7
2.3	Expansión óptima del sistema	9
2.4	Modelación del sistema eléctrico.....	10
2.5	Estadística Hidrológica	12
2.6	Cumplimiento Ley 20.257.....	13
2.7	Proyectos en construcción.....	13
2.8	Proyectos en estudio por parte de empresas	17
2.9	Otros supuestos.....	17
3	Escenarios de expansión.....	18
3.1	Escenario 1	18
3.2	Escenario 2	20
3.3	Escenario 3.....	21
4	Características de las diferentes tecnologías de generación.....	22
4.1	Centrales a Gas Natural Licuado	22
4.2	Centrales a Carbón	22
4.3	Centrales Hidroeléctricas	23
4.4	Centrales Eólicas, Geotérmicas y Solares.....	23
5	Resultados.....	24
5.1	Resultados: Escenario 1 – Demanda Baja.....	24
5.2	Resultados: Escenario 1 – Demanda Media	30

5.3	Resultados: Escenario 1 – Demanda Alta	36
5.4	Resultados: Escenario 2 – Demanda Baja	42
5.5	Resultados: Escenario 2 – Demanda Media	48
5.6	Resultados: Escenario 2 – Demanda Alta	54
5.7	Resultados: Escenario 3 – Demanda Media	60
6	Anexos	66
6.1	Plan Indicativo: Escenario 1 – Demanda Baja	66
6.2	Plan Indicativo Escenario 1 – Demanda Media	67
6.3	Plan Indicativo: Escenario 1 – Demanda Alta	70
6.4	Plan Indicativo: Escenario 2 – Demanda Baja	72
6.5	Plan Indicativo: Escenario 2 – Demanda Media	74
6.6	Plan Indicativo: Escenario 2 – Demanda Alta	78
6.7	Plan Indicativo: Escenario 3 – Demanda Media	80
6.8	Detalle de proyectos en estudio	83

1 Antecedentes

La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión”, en cumplimiento con lo establecido en el Capítulo 3 del Decreto Supremo N°86 de 2012 que Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, en adelante, Reglamento de Precio de Nudo, debe elaborar un Informe anual que determine el Programa de Obras de Generación y Transmisión de los sistemas interconectados, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que minimice el costo total actualizado de abastecimiento de energía eléctrica durante el horizonte de planificación del ejercicio. Este Programa de Obras es de carácter indicativo, es decir, corresponde a un ejercicio de optimización de la expansión del sistema a nivel de generación-transporte bajo diferentes supuestos de, por ejemplo, evolución de costos de combustibles, escenarios de consumo eléctrico de usuarios residenciales y/o industriales, considerando las distintas alternativas de desarrollo de la matriz energética de cada sistema eléctrico y su evolución en términos de los costos de inversión de las diferentes tecnologías, las instalaciones de transmisión existentes y en construcción, junto con proyectos de generación genéricos que la Comisión estime conveniente, entre otros aspectos detallados en el cuerpo del informe.

El Programa de Obras de Generación y Transmisión que resulta de este Informe será utilizado para determinar los Precios de Nudo de Corto Plazo de las fijaciones de octubre 2014 y abril 2015. Sin perjuicio de lo anterior, y con ocasión de los procesos tarifarios mencionados precedentemente, la Comisión podrá actualizar el Programa, si las hipótesis y/o las variables que lo sustentan sufren modificaciones relevantes que así lo ameriten.

2 Criterios, supuestos y consideraciones de largo plazo

2.1 Horizonte de simulación

El horizonte de simulación estipulado para la determinación de la operación del sistema en el largo plazo es de 10 años, sin perjuicio de lo cual para efectos de un análisis más acabado de la expansión del sistema se ha extendido para ambos sistemas interconectados por 5 años, considerándose así el periodo comprendido desde el año 2014 hasta 2029.

2.2 Previsión de la demanda Eléctrica

Para la previsión de la demanda de energía en el SIC y en el SING en el horizonte señalado precedentemente, se han utilizado como bases y antecedentes los señalados en el informe “Estudio de Proyección de Demandas de Energía y Potencia 2013–2023”, conforme los artículos 14 y 15 del Reglamento de Precio de Nudo.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión puede modificar la previsión de demanda para el proceso tarifario correspondiente, si las hipótesis y/o las variables que la conforman sufren modificaciones que ameriten revisar la proyección.

Para efectos de este informe, se han elaborado y utilizado tres posibles escenarios de expansión de la demanda eléctrica en ambos sistemas interconectados en el horizonte señalado. Consistiendo en una demanda base y dos escenarios adicionales, por sobre y por debajo de ella. Además, para cada escenario se verifica el cumplimiento de la Ley 20.257 en los términos señalados en el punto 2.6 del presente informe. La proyección de demanda se muestra en las tablas siguientes.

2.2.1 Demanda Sistema Interconectado Central

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Regulado	Libre	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Regulado	Libre	Sistema
2014	31.185	19.512	50.697	1.775	3,5%	5,3%	4,5%	5,0%
2015	32.461	20.526	52.987	2.147	4,1%	4,1%	5,2%	4,5%
2016	33.645	21.565	55.210	2.671	4,9%	3,6%	5,1%	4,2%
2017	34.729	22.630	57.359	3.105	5,4%	3,2%	4,9%	3,9%
2018	35.808	23.704	59.512	3.638	6,1%	3,1%	4,7%	3,8%
2019	36.884	24.820	61.704	4.254	6,9%	3,0%	4,7%	3,7%
2020	37.955	25.952	63.907	5.452	8,6%	2,9%	4,6%	3,6%

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Regulado	Libre	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Regulado	Libre	Sistema
2021	39.021	27.102	66.124	6.721	10,2%	2,8%	4,4%	3,5%
2022	40.084	28.268	68.352	8.199	12,1%	2,7%	4,3%	3,4%
2023	41.141	29.415	70.556	9.883	14,1%	2,6%	4,1%	3,2%
2024	42.193	30.628	72.821	12.084	16,7%	2,6%	4,1%	3,2%
2025	43.241	31.816	75.057	13.537	18,1%	2,5%	3,9%	3,1%
2026	44.283	32.813	77.097	14.206	18,5%	2,4%	3,1%	2,7%
2027	45.320	33.826	79.147	14.608	18,5%	2,3%	3,1%	2,7%
2028	46.352	34.856	81.208	14.992	18,6%	2,3%	3,0%	2,6%
2029	47.378	35.844	83.222	15.377	18,6%	2,2%	2,8%	2,5%

Tabla 1: Previsión Demanda Baja – SIC

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Regulado	Libre	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Regulado	Libre	Sistema
2014	31.342	19.631	50.973	1.793	3,5%	5,8%	5,1%	5,6%
2015	32.789	20.755	53.543	2.179	4,1%	4,6%	5,7%	5,0%
2016	34.157	21.916	56.074	2.725	4,9%	4,2%	5,6%	4,7%
2017	35.437	23.116	58.553	3.184	5,4%	3,7%	5,5%	4,4%
2018	36.726	24.336	61.062	3.751	6,1%	3,6%	5,3%	4,3%
2019	38.024	25.613	63.638	4.408	6,9%	3,5%	5,2%	4,2%
2020	39.331	26.920	66.251	5.679	8,6%	3,4%	5,1%	4,1%
2021	40.647	28.259	68.906	7.038	10,2%	3,3%	5,0%	4,0%
2022	41.972	29.628	71.601	8.631	12,1%	3,3%	4,8%	3,9%
2023	43.306	30.992	74.298	10.458	14,1%	3,2%	4,6%	3,8%
2024	44.649	32.440	77.090	12.855	16,7%	3,1%	4,7%	3,8%
2025	46.001	33.878	79.879	14.478	18,1%	3,0%	4,4%	3,6%
2026	47.362	35.127	82.488	15.275	18,5%	3,0%	3,7%	3,3%
2027	48.732	36.406	85.137	15.792	18,5%	2,9%	3,6%	3,2%
2028	50.110	37.716	87.827	16.295	18,6%	2,8%	3,6%	3,2%
2029	51.498	38.996	90.494	16.806	18,6%	2,8%	3,4%	3,0%

Tabla 2: Previsión Demanda Media – SIC

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Regulado	Libre	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Regulado	Libre	Sistema
2014	31.499	19.750	51.248	1.811	3,5%	6,4%	5,8%	6,1%
2015	33.117	20.984	54.100	2.212	4,1%	5,1%	6,2%	5,6%
2016	34.670	22.267	56.937	2.780	4,9%	4,7%	6,1%	5,2%
2017	36.146	23.601	59.747	3.264	5,4%	4,3%	6,0%	4,9%
2018	37.645	24.968	62.613	3.863	6,1%	4,1%	5,8%	4,8%
2019	39.165	26.406	65.571	4.563	6,9%	4,0%	5,8%	4,7%
2020	40.708	27.887	68.595	5.907	8,6%	3,9%	5,6%	4,6%
2021	42.273	29.415	71.688	7.355	10,2%	3,8%	5,5%	4,5%
2022	43.861	30.989	74.850	9.062	12,1%	3,8%	5,3%	4,4%
2023	45.472	32.569	78.041	11.033	14,1%	3,7%	5,1%	4,3%
2024	47.105	34.253	81.358	13.626	16,7%	3,6%	5,2%	4,3%
2025	48.761	35.940	84.701	15.419	18,1%	3,5%	4,9%	4,1%
2026	50.440	37.440	87.880	16.344	18,5%	3,4%	4,2%	3,8%
2027	52.143	38.985	91.128	16.977	18,5%	3,4%	4,1%	3,7%
2028	53.869	40.577	94.446	17.599	18,6%	3,3%	4,1%	3,6%
2029	55.618	42.149	97.767	18.234	18,6%	3,2%	3,9%	3,5%

Tabla 3: Previsión Demanda Alta - SIC

2.2.2 Demanda Sistema Interconectado Norte Grande

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Libre	Regulado	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Libre	Regulado	Sistema
2014	14.718	1.790	16.508	480	2,9%	5,4%	5,2%	5,4%
2015	15.651	1.867	17.518	582	3,3%	6,3%	4,3%	6,1%
2016	16.609	1.941	18.550	769	4,2%	6,1%	4,0%	5,9%
2017	17.596	2.013	19.609	985	5,0%	5,9%	3,7%	5,7%
2018	18.634	2.083	20.717	1.226	5,9%	5,9%	3,5%	5,6%
2019	19.682	2.152	21.834	1.447	6,7%	5,6%	3,3%	5,4%
2020	20.778	2.219	22.997	1.814	7,9%	5,6%	3,1%	5,3%
2021	21.918	2.284	24.202	2.186	9,1%	5,5%	2,9%	5,2%
2022	23.092	2.350	25.442	2.489	9,8%	5,4%	2,9%	5,1%
2023	24.312	2.412	26.724	2.816	10,6%	5,3%	2,6%	5,0%
2024	25.525	2.472	27.997	3.165	11,4%	5,0%	2,5%	4,8%
2025	26.729	2.530	29.259	3.749	12,9%	4,7%	2,4%	4,5%
2026	27.785	2.587	30.372	4.120	13,6%	4,0%	2,2%	3,8%
2027	28.843	2.642	31.485	4.610	14,7%	3,8%	2,1%	3,7%

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Libre	Regulado	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Libre	Regulado	Sistema
2028	29.880	2.696	32.576	4.862	15,0%	3,6%	2,0%	3,5%
2029	30.857	2.751	33.608	5.357	16,0%	3,3%	2,0%	3,2%

Tabla 4: Previsión Demanda Baja - SING

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Libre	Regulado	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Libre	Regulado	Sistema
2014	14.792	1.799	16.591	485	2,9%	6,0%	5,8%	5,9%
2015	15.809	1.886	17.695	590	3,3%	6,9%	4,9%	6,7%
2016	16.862	1.971	18.832	784	4,2%	6,7%	4,5%	6,4%
2017	17.955	2.054	20.009	1.010	5,0%	6,5%	4,2%	6,3%
2018	19.112	2.137	21.248	1.264	5,9%	6,4%	4,0%	6,2%
2019	20.290	2.219	22.509	1.499	6,7%	6,2%	3,8%	5,9%
2020	21.532	2.299	23.831	1.890	7,9%	6,1%	3,6%	5,9%
2021	22.832	2.379	25.211	2.289	9,1%	6,0%	3,5%	5,8%
2022	24.180	2.460	26.640	2.621	9,8%	5,9%	3,4%	5,7%
2023	25.592	2.538	28.130	2.980	10,6%	5,8%	3,2%	5,6%
2024	27.011	2.616	29.626	3.367	11,4%	5,5%	3,0%	5,3%
2025	28.435	2.692	31.127	4.009	12,9%	5,3%	2,9%	5,1%
2026	29.717	2.767	32.484	4.430	13,6%	4,5%	2,8%	4,4%
2027	31.014	2.841	33.855	4.984	14,7%	4,4%	2,7%	4,2%
2028	32.302	2.914	35.217	5.285	15,0%	4,2%	2,6%	4,0%
2029	33.540	2.990	36.530	5.854	16,0%	3,8%	2,6%	3,7%

Tabla 5: Previsión Demanda Media - SING

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Libre	Regulado	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Libre	Regulado	Sistema
2014	14.866	1.808	16.673	490	2,9%	6,5%	6,3%	6,5%
2015	15.967	1.905	17.872	599	3,3%	7,4%	5,4%	7,2%
2016	17.115	2.000	19.115	800	4,2%	7,2%	5,0%	7,0%
2017	18.314	2.095	20.410	1.035	5,0%	7,0%	4,8%	6,8%
2018	19.589	2.190	21.780	1.302	5,9%	7,0%	4,5%	6,7%
2019	20.899	2.285	23.184	1.552	6,7%	6,7%	4,3%	6,4%
2020	22.286	2.380	24.666	1.965	7,9%	6,6%	4,1%	6,4%
2021	23.745	2.474	26.219	2.392	9,1%	6,5%	4,0%	6,3%
2022	25.268	2.571	27.839	2.752	9,8%	6,4%	3,9%	6,2%

Año	Ventas físicas [GWh]					Tasa de crecimiento		
	Libre	Regulado	Sistema	Ley ERNC [GWh]	% ERNC	Libre	Regulado	Sistema
2023	26.871	2.665	29.537	3.144	10,6%	6,3%	3,7%	6,1%
2024	28.496	2.759	31.256	3.569	11,4%	6,0%	3,5%	5,8%
2025	30.141	2.853	32.994	4.270	12,9%	5,8%	3,4%	5,6%
2026	31.649	2.947	34.595	4.740	13,6%	5,0%	3,3%	4,9%
2027	33.185	3.040	36.225	5.357	14,7%	4,9%	3,2%	4,7%
2028	34.725	3.133	37.858	5.708	15,0%	4,6%	3,1%	4,5%
2029	36.223	3.229	39.452	6.352	16,0%	4,3%	3,1%	4,2%

Tabla 6: Previsión Demanda Alta – SING

2.3 Expansión óptima del sistema

La metodología para obtener el programa de generación y transmisión óptimo se basa en determinar, para distintas alternativas de puesta en servicio de centrales generadoras y líneas de transmisión, la suma de los costos presentes de inversión, operación (fija y variable) y falla.

Para establecer el costo presente de abastecimiento de cada alternativa se ha considerado lo siguiente:

- Inversión en centrales y líneas de transmisión a la fecha de puesta en servicio.
- Valor residual de las inversiones a fines del período considerado (incluyendo los posibles años de relleno), en base a una depreciación lineal, y de acuerdo a la siguiente tabla de vida útil de las instalaciones:
 - Centrales a gas natural: 24 años.
 - Centrales a carbón: 24 años.
 - Centrales Solares Fotovoltaicas, Eólicas y Geotérmicas: 24 años.
 - Centrales hidráulicas: 50 años.
 - Proyectos de interconexión y líneas de transmisión: 30 años.
- Costo fijo anual de reserva de transporte de gas de centrales de ciclo combinado por un 90% de su demanda máxima, dependiendo de su fecha de puesta en servicio y localización.
- Gasto fijo anual de operación y mantenimiento (2% del valor de inversión).
- Gasto variable anual, representado por los costos totales de operación y falla entregado por el modelo de optimización utilizado.

La determinación de la alternativa de expansión más conveniente surge de un proceso iterativo de comparación de las opciones de desarrollo y de minimizar la siguiente función objetivo:

$$\min \left\{ \sum \text{Inv} + \text{CO\&M} + \text{CVar} - \text{Resid} \right\}$$

Sujeto a:

Restricciones de la demanda.
Limitaciones del sistema de transmisión.
Restricciones de riego.
Potencias máximas de centrales generadoras.
Variabilidad hidrológica, etc.

Donde:

Inv : Valor actualizado de las todas las inversiones futuras a optimizar.

CO&M : Valor actualizado de todos los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, que en caso de las centrales a gas natural incluye el costo fijo anual de transporte de gas. Los valores de CO&M anual previos a su actualización se consideran al final de cada año.

Cvar : Costo de operación y falla futuro actualizado del sistema.

Resid : Valor actualizado del monto residual de todas las inversiones futuras.

2.4 Modelación del sistema eléctrico

La modelación del sistema eléctrico se efectúa con el Modelo Multinodal-Multiembalse OSE2000, considerando las siguientes características y supuestos:

- Factores de penalización determinados por la CNE a partir de una actualización que incorpora las nuevas condiciones del SIC, determinadas con el Modelo, tanto en generación como en transmisión.
- En las diferentes barras del sistema, se modeló la demanda considerando dos componentes, una de carácter residencial y otra industrial.
- Se utilizaron curvas de crecimiento de la demanda para las distintas barras del sistema según tipo de consumo (industrial o vegetativo).
- Las pérdidas en las líneas se efectúan mediante una aproximación lineal de 3 tramos, permitiendo así una mejor representación de los flujos. Adicionalmente, para los tramos troncales se efectúa mediante una aproximación lineal de 5 tramos. También se considera criterio N-1 de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- La modelación de centrales Hidroeléctricas contempla tres tipos de centrales:

- i. Embalses y Centrales de Embalse: Considerando la capacidad de regulación de otros embalses importantes adicionales a Lago Laja. La modelación de los embalses considera una modelación de sus polinomios cota volumen y volumen-cota, además de las filtraciones y los convenios de riego de las cuencas del Laja y del Maule.
 - ii. Centrales Serie Hidráulica.
 - iii. Centrales de Pasada.
- Para las centrales térmicas se representan con sus costos de combustible, rendimientos y costos variables no combustible, además de su disponibilidad media de energía.
 - Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema. Para este efecto se consideró en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, repartiendo la reserva necesaria para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche y El Toro, a prorrata de su potencia instalada. En el SING, para los efectos señalados, se incorporó en la modelación una reducción de 8,5 % de la potencia de las centrales generadoras de este sistema que no han sido limitadas por restricciones operacionales.
 - De igual forma, las instalaciones previstas contemplan costos en elementos de compensación. Sin embargo, los costos implícitos en el plan de obras no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada, con objeto de mantener los rangos de tensión en los límites aceptados. Así, la regulación de tensión es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación para las centrales detalladas a continuación:
 - i. La central San Isidro I con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW,
 - ii. La central San Isidro II con una operación forzada a mínimo técnico, esto es, 200 MW.
 - iii. En el SING se incorporó en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica

considerando un costo de combustible para esta unidad de 813,26 US\$/m³. Dichas condiciones de operación se mantuvieron durante todo el horizonte de análisis.

- Durante los mantenimientos programados de las centrales utilizadas para representar la regulación de tensión en el sistema, éstas fueron reemplazadas por las centrales Nueva Renca y Nehuenco I, respectivamente, como una forma simplificada de mantener la operación a mínimo técnico de dos unidades a ciclo combinado.

2.5 Estadística Hidrológica

Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizó una muestra estadística de 53 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde Abril de 1960 hasta marzo de 2013. El año inicial de la muestra se fijó en base a un estudio contratado por la Comisión al DICTUC y su Departamento de Hidráulica, a cargo del cual estuvo el profesor Bonifacio Fernández. Este estudio concluyó que a partir del año 1960 la estadística disponible era confiable, y previo a esta fecha la estadística contiene gran cantidad de información de relleno generada a falta de la información real. Asimismo, este estudio concluyó la necesidad de ir agregando años reales a partir del año 1960, en vez de utilizar una ventana móvil de 40 años.

A efectos de generar una muestra que contenga situaciones más extremas y en base a la energía afluente al sistema para cada año hidrológico, se agregaron tres hidrologías a la estadística real bajo los siguientes criterios:

- i. Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la situación más seca como sistema (año 1998–1999), por el guarismo 0,8.
- ii. Una hidrología seca, que pondera los afluentes de la segunda situación más seca como sistema (año 1968–1969), por el guarismo 0,9.
- iii. Una hidrología húmeda, que permite que se mantenga el promedio de la muestra ampliada y que la dispersión de la misma sea mínima.

De esta forma, el total de años hidrológicos utilizados por la Comisión para la presente fijación es de 56, correspondiendo a una muestra de 53 años de los caudales afluentes en régimen natural a las centrales, más tres hidrologías adicionales, dos de ellas secas y una húmeda. Para las centrales de pasada se aplicó un criterio similar, pero respetando que sus generaciones estuvieran dentro de los máximos y mínimos de cada central.

2.6 Cumplimiento Ley 20.257

En virtud de lo establecido en el artículo 150° bis del DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Minería, se han calculado los porcentajes de energía anual que deben ser inyectados por medios de generación renovables, de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la ley 20.257, modificado por el artículo 2° de la ley 20.698, esto es:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%,
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

En vista de estos criterios, de la proyección de demanda, y de los antecedentes con la información referente a la fecha de suscripción de los contratos entre clientes y suministradores, para cada escenario se consideró el porcentaje estimado de la demanda que estaría afecta con respecto a la demanda total, necesaria para cumplir con la obligación ya mencionada. Cabe señalar que para todos los escenarios se incorporaron dentro del plan de obras recomendado instalaciones necesarias para el cumplimiento de lo establecido en la Ley.

2.7 Proyectos en construcción

Los proyectos declarados en construcción entrarán en operación durante el horizonte de simulación, sin embargo, la fecha de entrada en operación se considera un supuesto debido a los posibles retrasos que puedan surgir respecto de la fecha estimada. Las centrales en esta categoría, la tecnología, potencia, sistema al que se interconecta y la fecha estimada se presentan en la Tabla 7 y Tabla 8, para cada sistema interconectado, mientras que los proyectos de transmisión se muestran en la Tabla 9 y Tabla 10.

Nombre Proyecto	Tipo de Proyecto	Fecha Ingreso en Operación	Potencia [MW]
Central Hidroeléctrica Pulelfu	Hidro – Pasada	sep-14	9
PE Ucuquer Dos	Eólico	sep-14	11
Punta Palmeras	Eólico	sep-14	45
Parque Eólico Tal Tal	Eólico	oct-14	99
Central Fotovoltaica Salvador	Solar Fotovoltaico	oct-14	68
Central Hidroeléctrica Río Picoquén	Hidro – Pasada	oct-14	19
El Paso	Hidro – Pasada	nov-14	60
Central Hidroeléctrica Los Hierros II	Hidro – Pasada	nov-14	5.5
Proyecto Fotovoltaico Lalackama	Solar Fotovoltaico	dic-14	55
Central Hidroeléctrica Río Colorado	Hidro – Pasada	abr-15	15
Central Térmica de Respaldo Los Guindos	Diésel	abr-15	132
Solar Luz del Norte	Solar Fotovoltaico	may-15	141
Itata	Hidro – Pasada	jun-15	20
Cogeneración Papeles Cordillera S.A	Gas Natural	jul-15	50
Proyecto Solar Conejo (Etapa I)	Solar Fotovoltaico	dic-15	108
Guacolda V	Carbón	sep-15	152
CTM-3*	GNL-Diésel	jul-17	243
Ñuble	Hidro – Pasada	jul-17	136
Alto Maipo – Central Las Lajas	Hidro – Pasada	feb-18	267
Alto Maipo – Central Alfalfal II	Hidro – Pasada	may-18	264
Central Hidroeléctrica San Pedro	Hidro – Pasada	Jul-20	144

Tabla 7: Obras de generación en construcción en el SIC

(*)El propietario de la central CTM3 ha declarado que ésta inyectará en el SIC a partir de 2017, mediante una línea de inyección que se conectará a la S/E Cardones en 500kV, lo cual ha sido incorporado en la modelación del sistema.

Nombre Proyecto	Tipo de Proyecto	Fecha Ingreso en Operación	Potencia [MW]
María Elena	Solar Fotovoltaico	sep-14	71
Ampliación La Huayca II (Fase II)	Solar Fotovoltaico	sep-14	21
Complejo Fotovoltaico San Pedro III	Solar Fotovoltaico	ene-15	30
Complejo Fotovoltaico San Pedro IV	Solar Fotovoltaico	ene-15	30
Complejo Fotovoltaico San Pedro I	Solar Fotovoltaico	ene-15	17
Parque Eólico Quillagua II	Solar Fotovoltaico	abr-15	27
Complejo Fotovoltaico San Pedro II	Solar Fotovoltaico	may-15	24
Complejo Fotovoltaico Calama Sur	Solar Fotovoltaico	may-15	30
Parque Eólico Quillagua I	Solar Fotovoltaico	jul-15	23
Uribe Solar	Solar Fotovoltaico	jul-15	50

Nombre Proyecto	Tipo de Proyecto	Fecha Ingreso en Operación	Potencia [MW]
Arica Solar 1 (Etapa I)	Solar Fotovoltaico	sep-14	18
Arica Solar 1 (Etapa II)	Solar Fotovoltaico	sep-14	22
Cochrane UI	Carbón	may-16	236
Cochrane UII	Carbón	oct-16	236
Kelar	GNL	oct-16	517
Concentración Solar Cerro Dominador	Termosolar	dic-16	110
Parque Eólico Quillagua III	Solar Fotovoltaico	feb-17	50

Tabla 8: Obras de generación en construcción en el SING

Fecha de entrada en operación	Obras en construcción de transmisión en SE	Potencia [MVA]
feb-2015	Ampliación S/E Pan de Azúcar 220 kV	-
may-2015	Ampliación S/E Cardones 220 kV	-
may-2015	Ampliación S/E Maitencillo 220 kV	-
may-2015	Ampliación S/E Polpaico 500 kV y Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Polpaico	-
may-2015	Ampliación S/E Cerro Navia 220 kV	-
jul-2015	Ampliación S/E Rapel 220 kV e Instalación paño 52JS	-
nov-2015	Ampliación S/E Ancoa 500 kV	-
sep-2015	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	-
oct-2015	Ampliación S/E Diego de Almagro 220 kV	-
oct-2015	Ampliación S/E Las Palmas 220 kV	-
oct-2015	Cambio interruptor paño acoplador 52JR S/E Alto Jahuel	-
nov-2015	Ampliación S/E Charrúa 500 kV y cambio interruptor paños acopladores 52JR1, 52JR2, 52JR3	-
sep-2016	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	750
oct-2016	Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	-
dic-2016	Seccionamiento completo en Subestación Rahue	-
oct-2017	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA, S/E Alto Jahuel (*)	750
ene-2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones 500/220 kV (*)	750
ene-2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV (*)	750
ene-2018	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV (*)	750
mar-2018	S/E Nueva Charrúa, Secc. líneas 2 x 500 kV Charrúa-Ancoa y Nueva línea 2 x 220 kV Nueva Charrúa - Charrúa (**)	-

Fecha de entrada en operación	Obras en construcción de transmisión en líneas	Potencia [MVA]
sep-2015	Línea Ancoa - A. Jahuel 2 x 500 kV: primer circuito	1.400
ene-2016	Línea Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, tendido segundo circuito	1.400
sep-2016	Aumento de capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1 x 220 kV	260
oct-2018	Aumento de capacidad del tramo Lo Aguirre - Cerro Navia 2 x 220 kV	500
oct-2017	Tendido segundo circuito línea 2 x 220 kV Cardones - Diego de Almagro, con secc. en S/E Carrera Pinto	290
oct-2017	Línea Cardones-Diego de Almagro 2x 220 kV: tendido del primer circuito	1 x 290
ene-2018	Línea Cardones-Maitencillo 2 x 500 kV	2 x 1.700
ene-2018	Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x 500 kV	2 x 1.700
ene-2018	Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2x 500 kV	2 x 1.700
mar-2018	Línea Charrúa - Ancoa - 2 x 500 kV: primer circuito	1 x 1.700
may-2018	Línea 2x 220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	1 x 290
may-2018	Tendido segundo circuito línea 2 x 220 kV Ciruelos - Pichirropulli	290
oct-2018	Línea 1 x 220 kV A. Melipilla - Rapel	1 x 290
oct-2018	Línea 2 x 220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla: tendido del primer circuito	1 x 290
oct-2018	Línea 2 x 220 kV Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV (*)	2 x 1.500
feb-2021	Línea 2 x 500 kV Pichirropulli - Puerto Montt, energizada en 220 kV (**)	2 x 1.500

Tabla 9: Obras de transmisión troncal en construcción en el SIC

Fecha de entrada en operación	Obras en construcción de transmisión en SE	Potencia [MVA]
may-2015	Ampliación SE Lagunas 220 kV, Banco de condensadores de 60 MVar y cambio TTCC paños J1 y J2	-
oct-2015	S/E Seccionadora Nueva Encuentro 220 kV	-
feb-2016	Ampliación S/E Encuentro 220 kV, aumento de capacidad de línea 2x220 Crucero-Encuentro y cambio TTCC S/E Crucero	1000
ago-2018	Nueva Subestación Crucero Encuentro (**)	-
Fecha de entrada en operación	Obras en construcción de transmisión en líneas	Potencia [MVA]
abr-2017	Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas, primer circuito	290
abr-2017	Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas	290

Tabla 10: Obras de transmisión troncal en construcción en el SING

(*) Obra cuya construcción se encuentra en proceso de Adjudicación.

(**) Obra cuya construcción se encuentra en proceso de Licitación.

2.8 Proyectos en estudio por parte de empresas

La Comisión efectuó un catastro de proyectos de generación que se encuentran actualmente en estudio, en diferentes etapas de desarrollo, en base a información entregada por los propios desarrolladores, como también en base información disponible de carácter público de diferentes instituciones. Dichos proyectos forman un conjunto de posibles candidatos a ser incorporados como parte de la planificación de la expansión óptima del sistema, y permiten identificar potenciales de generación efectivos considerados por eventuales inversionistas privados, de diferentes alternativas tecnológicas en las distintas zonas del país.

En base a dicha información de potenciales energéticos y proyectos en estudio, se incorporaron en el plan de obras indicativo dentro del horizonte de simulación, centrales de carácter genérico, en un tren de ingresos que permiten cumplir el objetivo de minimizar los costos totales de abastecimiento del sistema en los términos establecidos en el punto 2.3. El detalle de estos proyectos se puede encontrar en el capítulo Anexos.

2.9 Otros supuestos

Dentro de otros supuestos a considerar para los diferentes escenarios a simular. Se incluye el que se presenta a continuación:

- La tasa de descuento a considerar en el costo de desarrollo de las diferentes tecnologías y para cada uno de los escenarios es del 10%, en consistencia con lo indicado en el artículo 35 del Reglamento de Precio de Nudo.

3 Escenarios de expansión

En virtud del análisis de la información y los antecedentes disponibles por parte de la Comisión, se ha considerado la elaboración de siete escenarios de expansión del parque generador para el horizonte 2014-2029 los cuales se estructuran como se indica a continuación:

3.1 Escenario 1

Se considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de centrales en base a carbón, complementado con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad disponible de las centrales en operación de dicha tecnología, y a la expansión del parque generador en base a energías renovables no convencionales cumpliendo las exigencias del artículo 150 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Bajo estas condiciones se establecen los tres escenarios de demanda señalados en el numeral 2.2.

Los supuestos de costos de inversión por tecnología y costos de combustibles se presentan en la Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 13.

Tecnología	Costo de Inversión [USD/kW]
Carbón	2.750
GNL	1.340
Solar	2.500
Eólica	2.300
Biomasa	2.900
Hidro	2.100
Geotérmica	3.550

Tabla 11: Costos de inversión escenario 1

Año	Precio [USD/Ton] (*)
2014	95,9
2015	97,3
2016	98,6
2017	100,8
2018	102,6
2019	103,3
2020	103,8
2021	104,3
2022	104,8
2023	105,3
2024	106,2

Año	Precio [USD/Ton] (*)
2025	106,9
2026	107,9
2027	108,6
2028	108,9
2029	109,7

Tabla 12: Proyección precios Carbón 2014-2029

(*)El escenario considera como caso base el precio de Paridad del Carbón en Ventanas en base 7.000 kcal/kg, de acuerdo al Energy Annual Outlook 2014 (EIA-DOE), utilizando como referencia el Carbón Bituminoso de EEUU.

Año	Precio [USD/MBTu] (**)
2014	13,12
2015	12,89
2016	12,41
2017	12,20
2018	11,59
2019	10,16
2020	9,82
2021	10,17
2022	10,35
2023	10,51
2024	10,71
2025	10,84
2026	10,99
2027	11,14
2028	11,27
2029	11,49

Tabla 13: Proyección precios GNL 2014-2029

(**) El escenario considera como base 12% Brent hasta el año 2018. Desde el 2019 en adelante 115%HH+4,5. El arancel de importación de 6% hasta el año 2017. Desde el 2018 en adelante sin arancel.

Año	Precio [USD/BBL]***
2014	96,24
2015	92,46
2016	90,73

Año	Precio [USD/BBL]***
2017	91,83
2018	93,03
2019	95,39
2020	97,76
2021	100,33
2022	102,93
2023	105,67
2024	108,22
2025	110,60
2026	112,60
2027	115,11
2028	117,14
2029	119,23

Tabla 14: Proyección precios GNL 2014–2029

(***)Precio WTI US\$/BBL, EAO/2014 (EIA-DOE), el precio paridad del combustible se considera en Quintero

3.2 Escenario 2

Bajo el supuesto de que la curva de aprendizaje de las tecnologías de ERNC podría implicar una disminución en sus costos de inversión y que a su vez, las centrales en base a carbón vean incrementado el mismo (ya sea debido a requerimientos ambientales, tiempo de tramitación, etc.) y también su costo variable no combustible; se elabora un escenario que considera una expansión óptima del sistema mediante la incorporación de centrales en base a ERNC por sobre la obligación establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos, complementado con una mayor disponibilidad de GNL para la utilización de la capacidad disponible de las centrales en operación en base a dicha tecnología, y a la expansión del parque generador en términos de energía base con disponibilidad permanente proveniente de centrales a carbón.

Los costos de inversión por tecnología para este escenario son los indicados en la Tabla 15, mientras que los costos de combustibles son los descritos en el Escenario 1, considerando además situaciones de demanda alta, media y baja.

Tecnología	Costo de Inversión [USD/kW]
Carbón	3.200
GNL	1.340
Solar	2.100
Eólica	1.800
Biomasa	2.400
Hidro	2.100
Geotérmica	3.550

Tabla 15: Costos de inversión escenario 2

3.3 Escenario 3

Este escenario considera una expansión óptima del sistema en base a la incorporación de nuevas centrales que utilizan GNL y con una mayor disponibilidad de este combustible para la capacidad disponible de las centrales en operación. Además, se desarrolla la expansión del parque generador en base a ERNC cumpliendo las exigencias del artículo 150 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Con respecto a las centrales en base a carbón, se consideran los mismos criterios señalados en el Escenario 1 y se utiliza el escenario de demanda media, presentado en el punto 2.2.

Los costos de inversión por tecnología indicados para este escenario se muestran en la Tabla 16.

Tecnología	Costo de Inversión [USD/kW]
Carbón	3.200
GNL	1.340
Solar	2.500
Eólica	2.300
Biomasa	2.900
Hidro	2.100
Geotérmica	3.550

Tabla 16: Costos de inversión escenario 3

4 Características de las diferentes tecnologías de generación

Para determinar la localización indicativa de las centrales de generación en estudio, la Comisión tuvo en vista los antecedentes proporcionados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), respecto de los proyectos de generación en estudio que poseen distintas empresas y que están en proceso de evaluación del impacto ambiental por parte de dicha institución. Además se solicitó información a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando actualmente a cabo.

Adicionalmente la Comisión consideró los antecedentes del estudio "Análisis de localizaciones de centrales de generación termoeléctrica con combustibles sólidos" realizado en el año 2008 y que determinó distintas posibilidades reales de desarrollo eléctrico, enfocado en mejorar las decisiones de localización de proyectos de generación eléctrica.

A partir de la información recopilada, se conformó un grupo de proyectos factibles de ser desarrollados en el horizonte 2014–2029, incluyendo alternativas tecnológicas que cubrieran diferentes fuentes energéticas.

En el proceso de optimización se consideraron aquellas alternativas de generación técnica y económicamente factibles de ser desarrolladas en el horizonte de simulación a utilizar. Las características y criterios generales aplicados en la elección de los proyectos analizados fueron los que se presentan a continuación.

4.1 Centrales a Gas Natural Licuado

Para los ciclos abiertos y combinados existentes que utilizan gas natural, se consideró un valor adicional de 0,12 US\$/MBtu a los valores proyectados de GNL por costos de regasificación. Para el SIC, se consideró una capacidad de 9,5 Mm³/día y para el SING de 5,5 Mm³/día, la cual es ampliable en el largo plazo, y a medida que la demanda lo requiera.

En relación al precio de este combustible, se consideró la proyección de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.

4.2 Centrales a Carbón

Otra de las opciones energéticas analizadas son las centrales que utilizan carbón como insumo principal. A partir de antecedentes disponibles por la Comisión, se conformaron proyectos de distintas potencias, factibles de ser localizados en distintas Regiones del país.

4.3 Centrales Hidroeléctricas

A partir de los antecedentes disponibles, para el SIC se conformaron proyectos tipo en base a módulos de generación de diferentes potencias, factibles de ser localizados en distintas Regiones del país. En el caso del SING, no es aplicable lo anterior dado la escasez de energía hídrica que posee el Norte Grande.

Asimismo, se consideraron otros proyectos hidroeléctricos de menor envergadura, estimados en base a lo informado por las propias empresas desarrolladoras.

4.4 Centrales Eólicas, Geotérmicas y Solares

A partir de antecedentes disponibles por la Comisión, se conformaron proyectos eólicos y solares tipo, de diferentes potencias, factibles de ser localizados en distintas Regiones del país, tanto en el SIC como en el SING.

Se consideraron, dentro de las alternativas de expansión, centrales geotérmicas ubicadas en la zona cordillerana de las Regiones del Maule y del Biobío, conectándose al SIC en la S/E Ancoa y S/E Charrúa respectivamente.

En virtud de los plazos de construcción de los nuevos parques de generación eólicos y solares en estudio, se ha considerado que éstos podrían entrar en servicio a partir de septiembre de 2015.

Para dar coherencia al estudio de plan de obras, fue necesario incorporar obras de transmisión que permitieran evacuar la energía aportada por las nuevas centrales recomendadas.

5 Resultados

En este capítulo se presenta un listado de los proyectos en construcción e indicativos utilizados en la simulación de cada escenario y sus respectivos resultados.

5.1 Resultados: Escenario 1 – Demanda Baja

El plan de obras indicativo, se muestra en la Tabla 17 y Tabla 18, en ellas se observa un resumen de la potencia por tecnología para cada sistema interconectado.

Potencia [MW]									
Año	Embalse	Pasada	GNL	Desechos Forestales	Eólica	Solar	Geotermia	Carbón	Total
2018	150	0	120	0	0	0	0	0	270
2019	0	20	0	0	0	0	0	0	20
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	20	0	19	0	0	0	0	39
2022	0	20	0	0	300	0	80	0	400
2023	0	40	0	15	50	0	40	0	145
2024	0	0	0	0	250	600	0	0	850
2025	0	0	0	10	300	200	0	0	510
2026	0	0	0	0	0	0	0	343	343
2027	0	0	0	0	100	100	0	0	200
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	200	0	342	542
Total	150	100	120	44	1000	1100	120	685	3319

Tabla 17: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda baja, SIC.

Potencia [MW]						
Año	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	Total
2021	0	150	0	0	50	200
2022	0	150	0	0	40	190
2023	200	150	0	0	0	350
2024	200	150	0	0	0	350
2025	400	0	0	0	0	400
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	200	300	0	0	500

Año	Potencia [MW]					Total
	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	
2028	200	0	0	0	0	200
2029	0	0	300	0	0	300
Total	1000	800	600	0	90	2490

Tabla 18: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda baja, SING.

Las obras indicativo de transmisión para ambos sistemas se muestran en la Tabla 19.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia [MW]
	Mes	Año		
SING	Mayo	2027	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, primer circuito	254
SIC-SING	Julio	2021	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

Tabla 19: Resumen Plan de obras indicativo de transmisión, escenario 1 – demanda baja, SIC-SING.

También se muestra a continuación un resumen por tecnología de la potencia instalada para cada sistema interconectado en la Figura 1 y Figura 2.

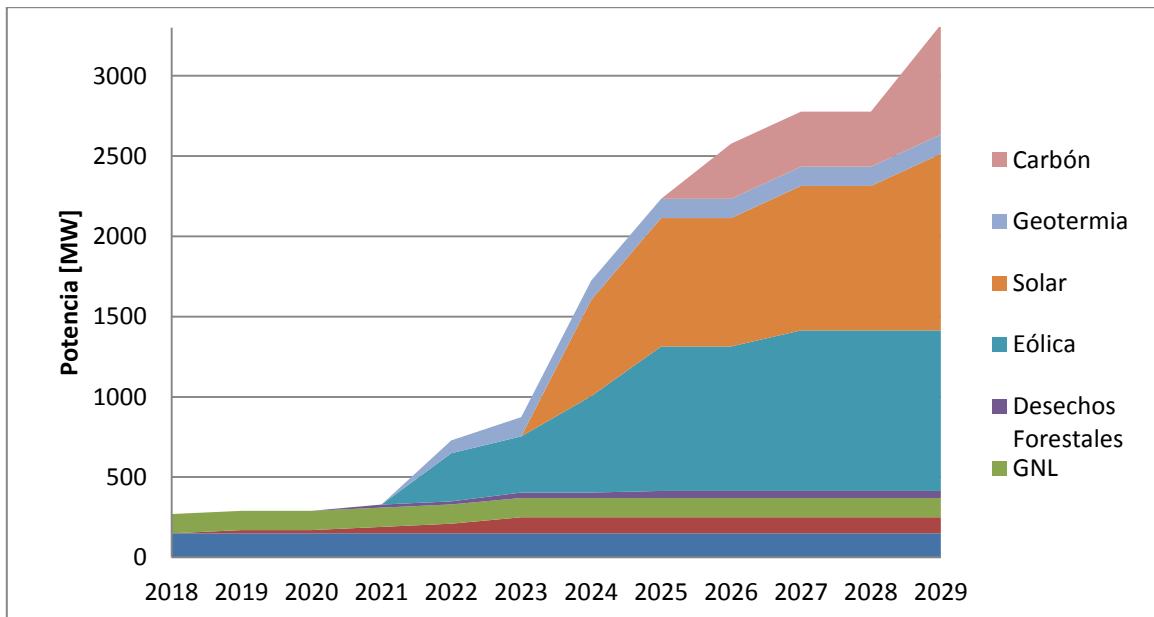


Figura 1: Potencia incorporada por año SIC, escenario 1 – demanda baja.

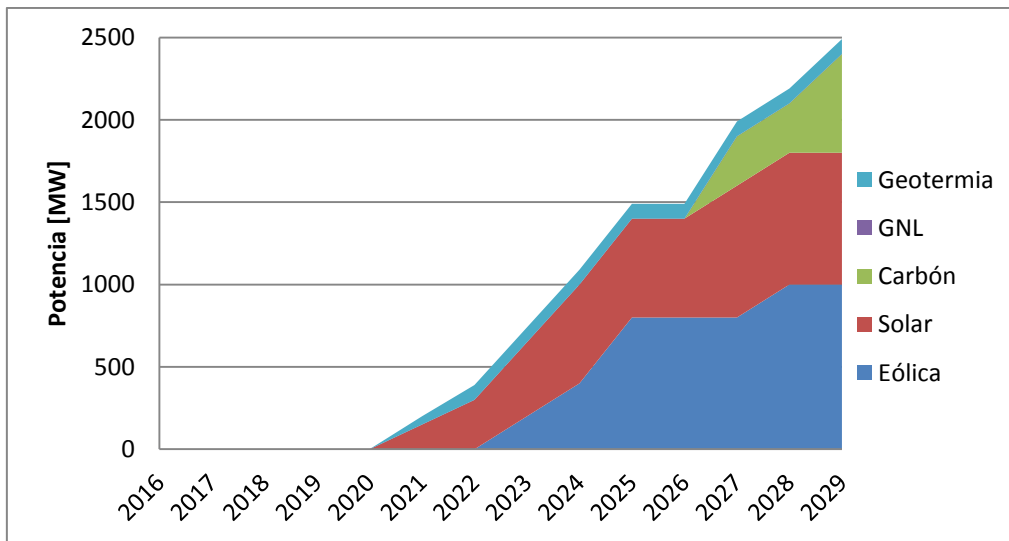


Figura 2: Potencia incorporada por año SING, escenario 1 – demanda baja.

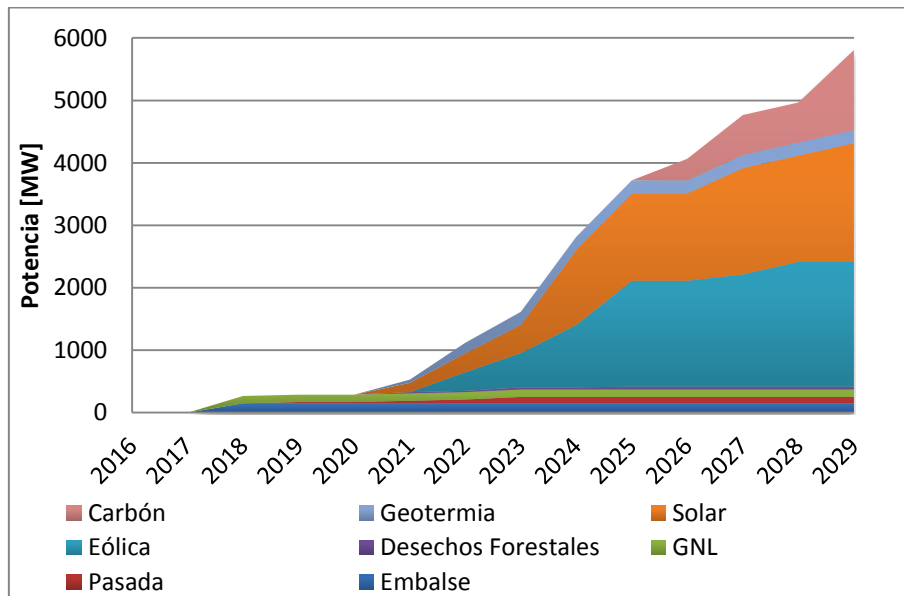


Figura 3: Potencia incorporada por año ambos sistemas, escenario 1 – demanda baja.

La generación total se muestra en la Tabla 20 y en la Figura 4.

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2014	16 416	1 554	17 970
2015	65 296	7 259	72 556

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2016	67 815	7 895	75 710
2017	70 549	8 334	78 883
2018	73 675	8 385	82 060
2019	76 999	8 458	85 458
2020	80 302	8 593	88 895
2021	83 349	9 177	92 526
2022	84 825	11 306	96 132
2023	86 037	13 615	99 652
2024	86 557	16 688	103 246
2025	87 713	19 100	106 814
2026	90 357	19 724	110 081
2027	92 767	20 563	113 330
2028	95 427	21 121	116 548
2029	97 680	21 997	119 677

Tabla 20: Energía generada, escenario 1 - demanda baja.

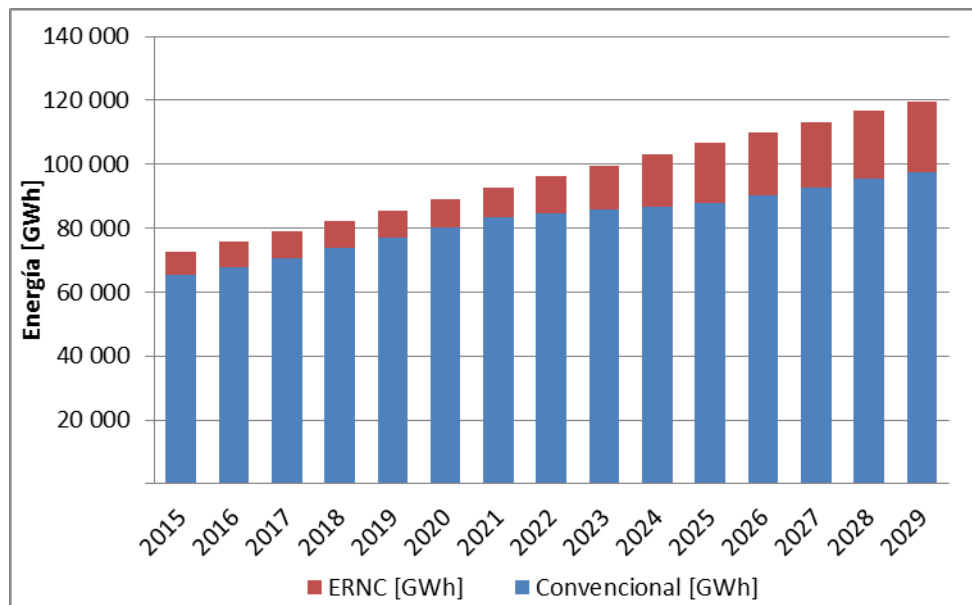


Figura 4: Energía generada, escenario 1 - demanda baja.

El costo total actualizado de inversión, operación y falla se muestra en la Tabla 21 a continuación.

Carbón Demanda Baja	MUS\$
Costo Total	25.967
Costos Operación	22.183
Costo Inversión	5.515
Costo Mantenimiento	537
Costo Falla	0,01
Valor Residual	- 2.269

Tabla 21: Costo total, escenario 1 – demanda baja.

El perfil de costos marginales de largo plazo se muestra a continuación en la Figura 5.

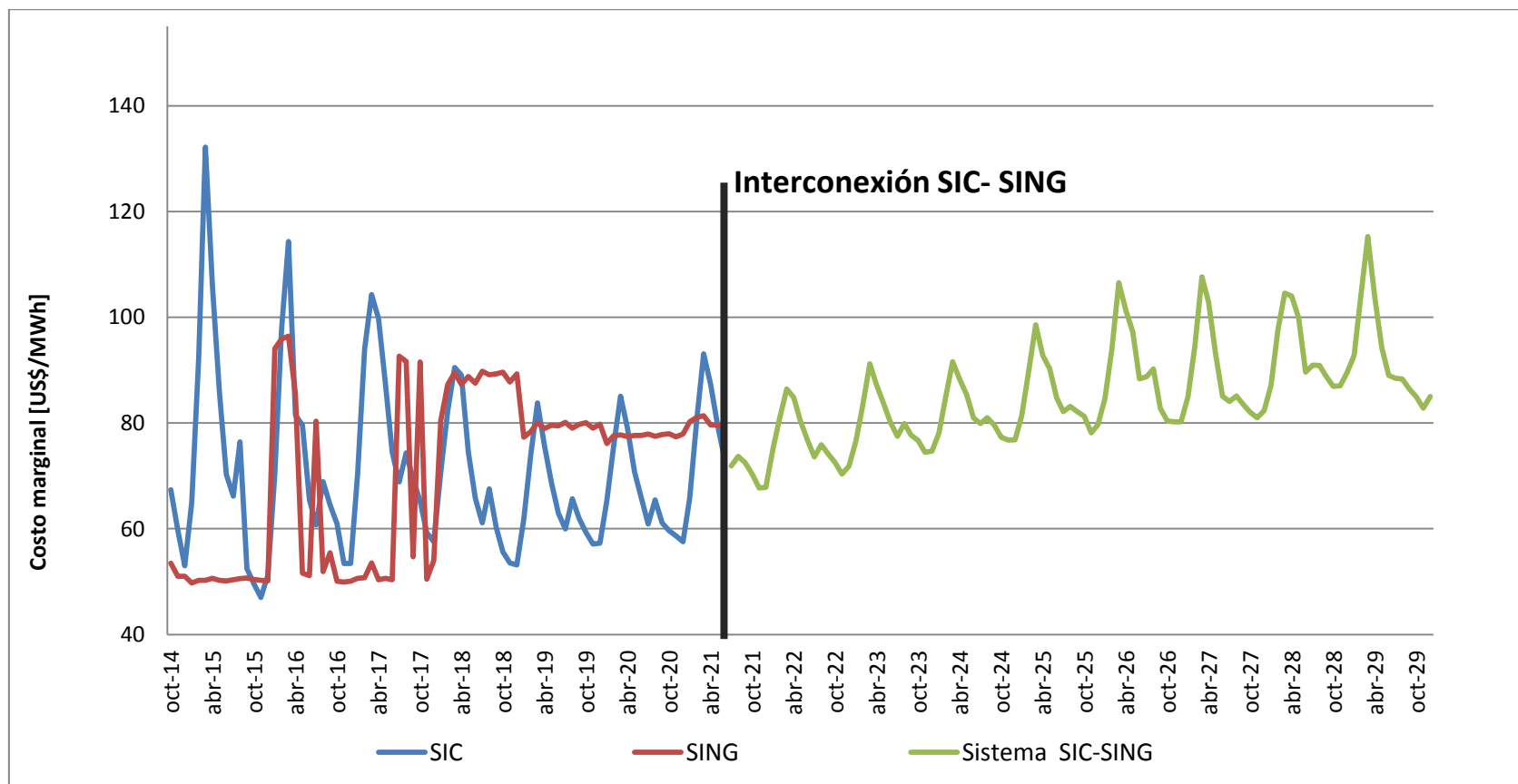


Figura 5: Costos marginales, escenario 1 - demanda baja.

5.2 Resultados: Escenario 1 – Demanda Media

Para este escenario, el incremento de la demanda es mayor que en el escenario anterior, los demás supuestos son equivalentes.

El plan de obras indicativo que se utilizó en este escenario, se presenta en la Tabla 22 y Tabla 23 para cada sistema interconectado.

Potencia [MW]										
Año	Embalse	Pasada	GNL	Desechos Forestales	Eólica	Solar	Geotermia	Carbón	Total	
2018	150	0	120	0	0	0	0	0	270	
2019	0	20	0	0	0	0	0	0	20	
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2021	0	20	0	19	0	0	0	0	39	
2022	0	20	0	0	300	100	80	0	500	
2023	0	40	155	15	250	0	40	0	500	
2024	0	0	0	0	300	600	0	0	900	
2025	0	0	120	10	300	200	0	343	973	
2026	0	0	0	0	100	100	0	0	200	
2027	0	0	0	0	100	100	0	342	542	
2028	0	0	0	0	0	0	0	684	684	
2029	0	0	0	0	0	200	0	342	542	
Total	150	100	395	44	1350	1300	120	1711	5170	

Tabla 22: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda media, SIC.

Potencia [MW]						
Año	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	Total
2021	0	150	0	0	50	200
2022	0	150	0	0	40	190
2023	200	150	0	0	0	350
2024	200	150	0	0	0	350
2025	400	0	0	0	0	400
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	200	300	0	0	500
2028	200	0	0	0	0	200
2029	0	0	300	0	0	300
Total	1000	800	600	0	90	2490

Tabla 23: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda media, SING.

Las obras indicativas de transmisión se muestran en la Tabla 24.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia [MW]
	Mes	Año		
SING	Enero	2027	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, primer circuito	254
SIC-SING	Julio	2021	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

Tabla 24: Resumen Plan de obras indicativo de transmisión, escenario 1 – demanda media, SIC-SING.

También se muestra a continuación un resumen por tecnología de la potencia instalada para cada sistema interconectado en la Figura 6 y Figura 7, en la Figura 8 ambos sistemas en un mismo gráfico.

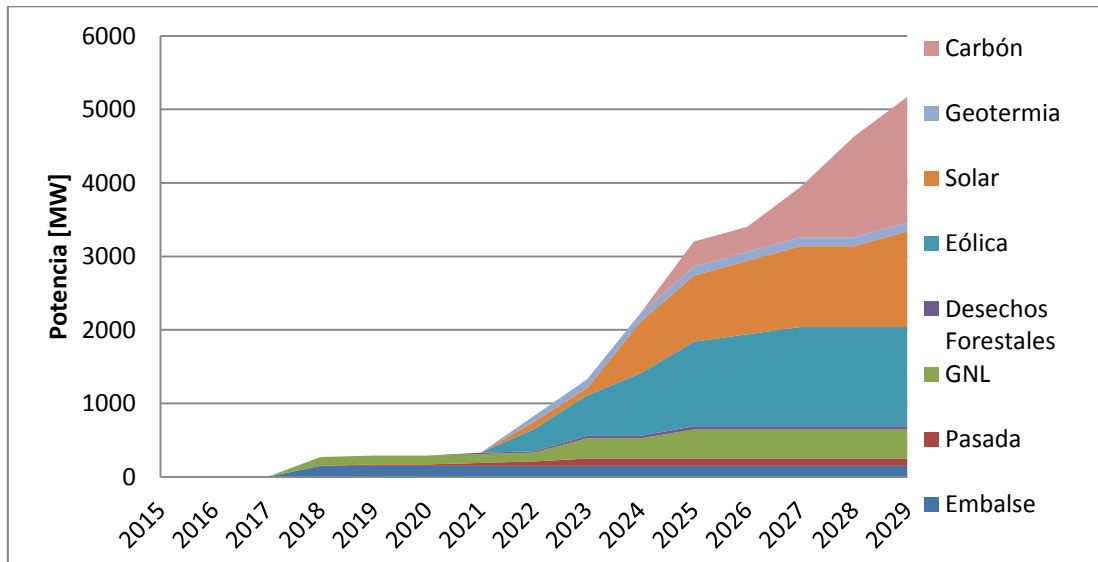


Figura 6: Potencia instalada SIC, escenario 1 – demanda media.

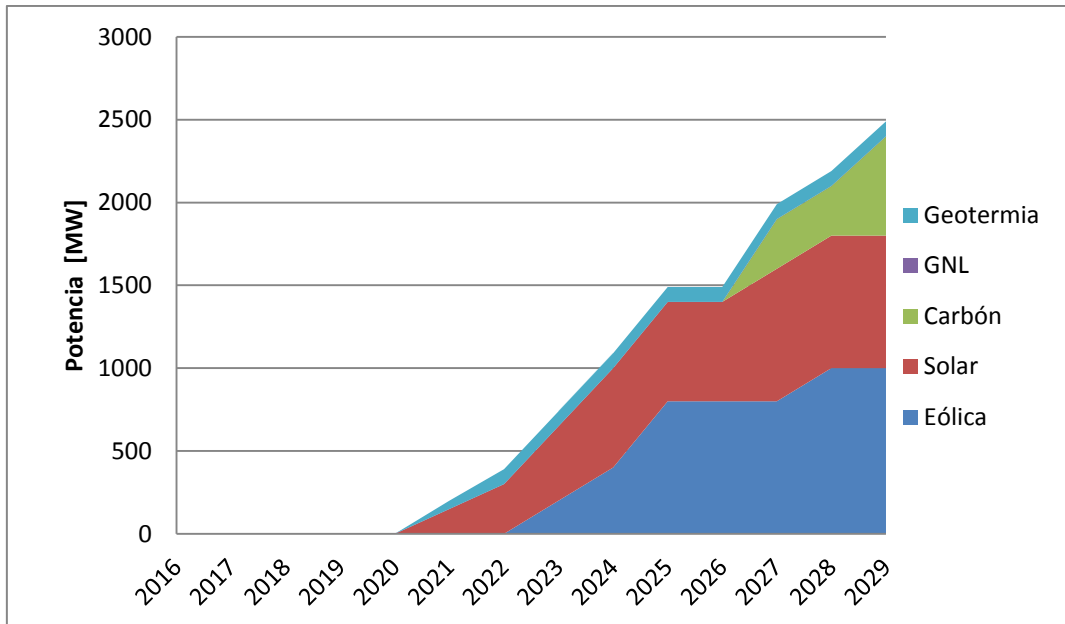


Figura 7: Potencia instalada SING, escenario 1 - demanda media.

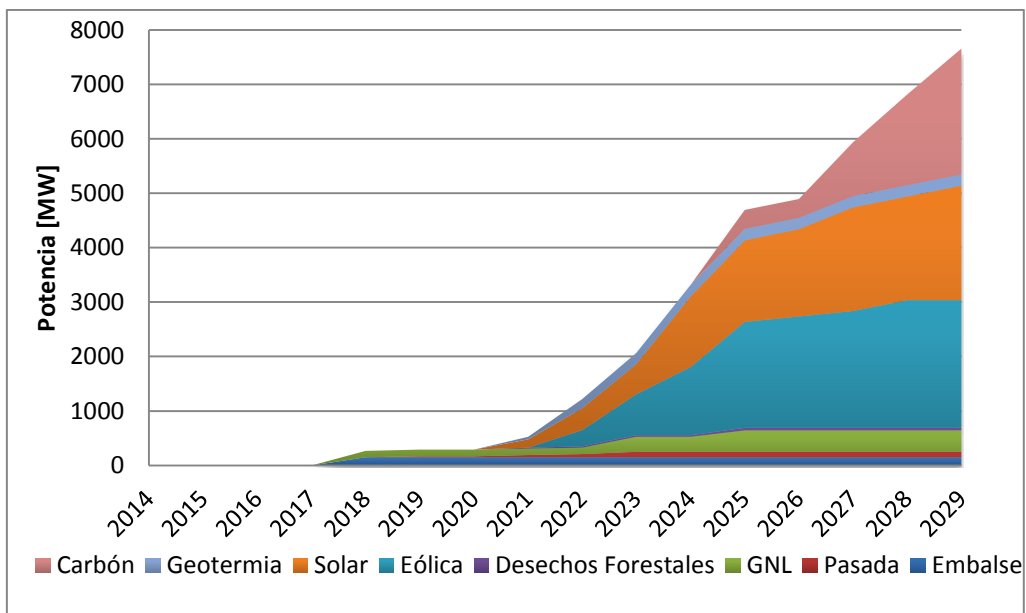


Figura 8: Potencia instalada de ambos sistemas, escenario 1 - demanda media.

La generación total se muestra en la Tabla 20 y en la Figura 9.

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2014	16 510	1 558	18 069
2015	66 023	7 287	73 310
2016	68 952	7 939	76 891
2017	72 125	8 389	80 515
2018	75 762	8 456	84 218
2019	79 623	8 542	88 165
2020	83 518	8 678	92 195
2021	86 858	9 581	96 439
2022	89 021	11 677	100 698
2023	90 598	14 354	104 952
2024	91 648	17 665	109 312
2025	93 723	20 026	113 749
2026	96 539	21 303	117 842
2027	99 713	22 169	121 882
2028	103 335	22 700	126 035
2029	106 602	23 555	130 157

Tabla 25: Energía generada, escenario 1 - demanda media.

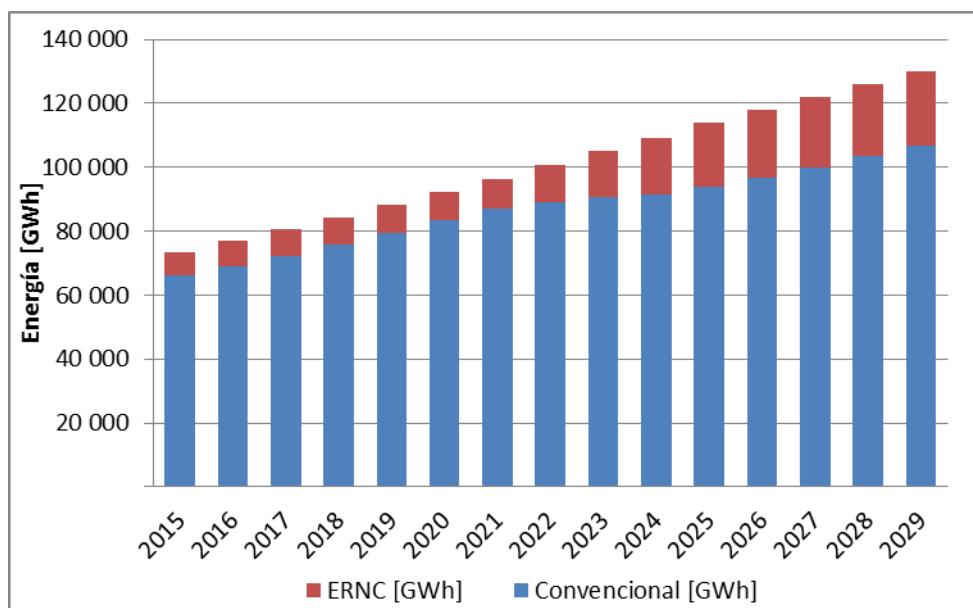


Figura 9: Energía generada, escenario 1 - demanda media.

El costo total actualizado de inversión, operación y falla es el siguiente, Tabla 26.

Carbón Demanda Media	MUS\$
Costo Total	28.912
Costos Operación	24.177
Costo Inversión	7.049
Costo Mantenimiento	683
Costo Falla	0,52
Valor Residual	- 2.997

Tabla 26: Costo total, escenario 1 – demanda media.

El perfil de costos marginales de largo plazo se muestra en la Figura 10.

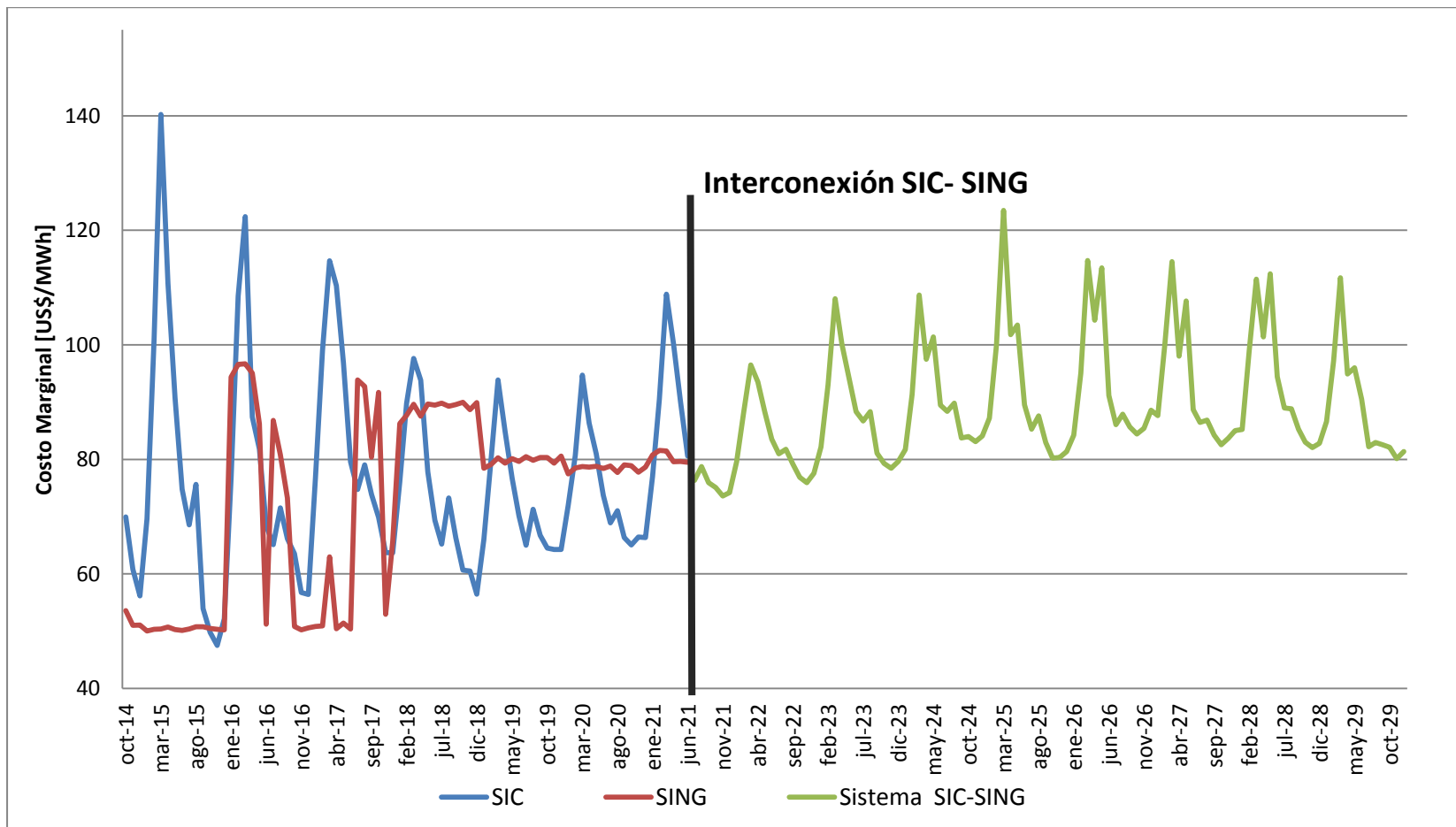


Figura 10: Costos marginales, escenario 1 - demanda media.

5.3 Resultados: Escenario 1 – Demanda Alta

El plan de obras indicativo que se utilizó en este escenario, se presenta en la Tabla 27 y Tabla 28 para cada sistema interconectado.

Potencia [MW]									
Año	Embalse	Pasada	GNL	Desechos Forestales	Eólica	Solar	Geotermia	Carbón	Total
2018	150	0	120	0	0	0	0	0	270
2019	0	20	0	0	0	0	0	0	20
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	20	0	19	0	100	0	0	139
2022	0	20	0	0	300	0	80	0	400
2023	0	40	155	15	250	0	40	0	500
2024	0	0	0	0	400	600	0	343	1343
2025	0	0	120	10	200	200	0	342	872
2026	0	0	0	0	100	250	0	342	692
2027	0	0	0	0	100	150	0	342	592
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	200	0	342	542
Total	150	100	395	44	1350	1500	120	1711	5370

Tabla 27: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda alta, SIC.

Potencia [MW]						
Año	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	Total
2021	0	200	0	0	50	250
2022	0	200	0	0	40	240
2023	200	200	300	0	0	700
2024	200	200	0	0	0	400
2025	400	0	0	0	0	400
2026	0	0	300	0	0	300
2027	0	200	300	0	0	500
2028	200	200	300	0	0	700
2029	0	0	0	0	0	0
Total	1000	1200	1200	0	90	3490

Tabla 28: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda alta, SING.

Las obras de transmisión indicativas se muestran en la Tabla 29.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia [MW]
	Mes	Año		
SING	Enero	2023	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, primer circuito	254
SING	Octubre	2026	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, segundo circuito	254
SIC-SING	Julio	2021	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

Tabla 29: Plan de obras indicativo de transmisión, escenario 1 - demanda alta, SIC-SING.

También se muestra a continuación un resumen por tecnología de la potencia instalada para cada sistema interconectado en la Figura 11 y Figura 12, mientras que en la Figura 13, se muestran ambos sistemas.

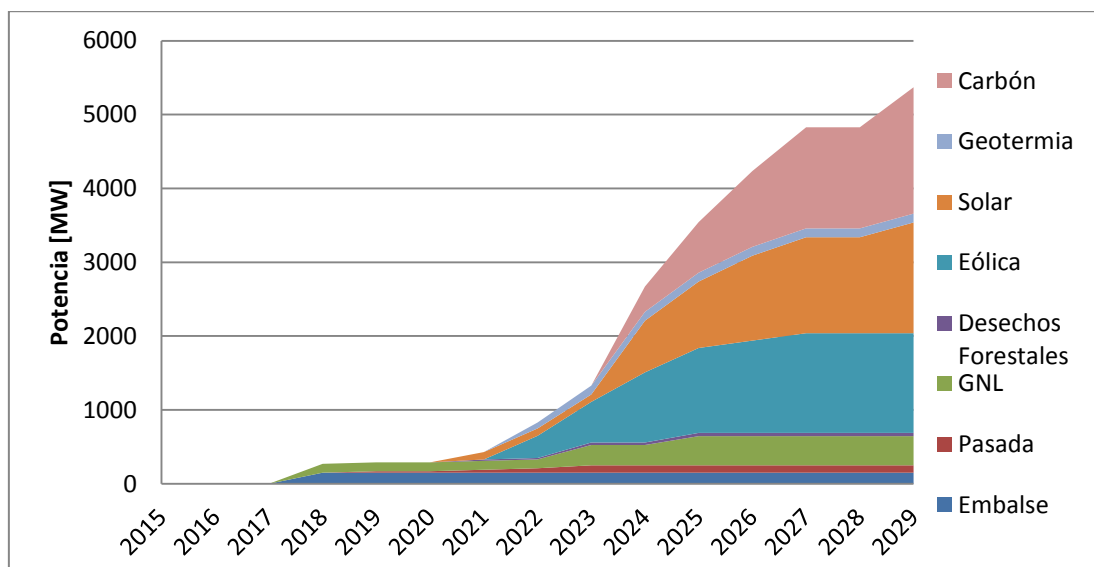


Figura 11: Potencia incorporada por año SIC, escenario 1 - demanda alta.

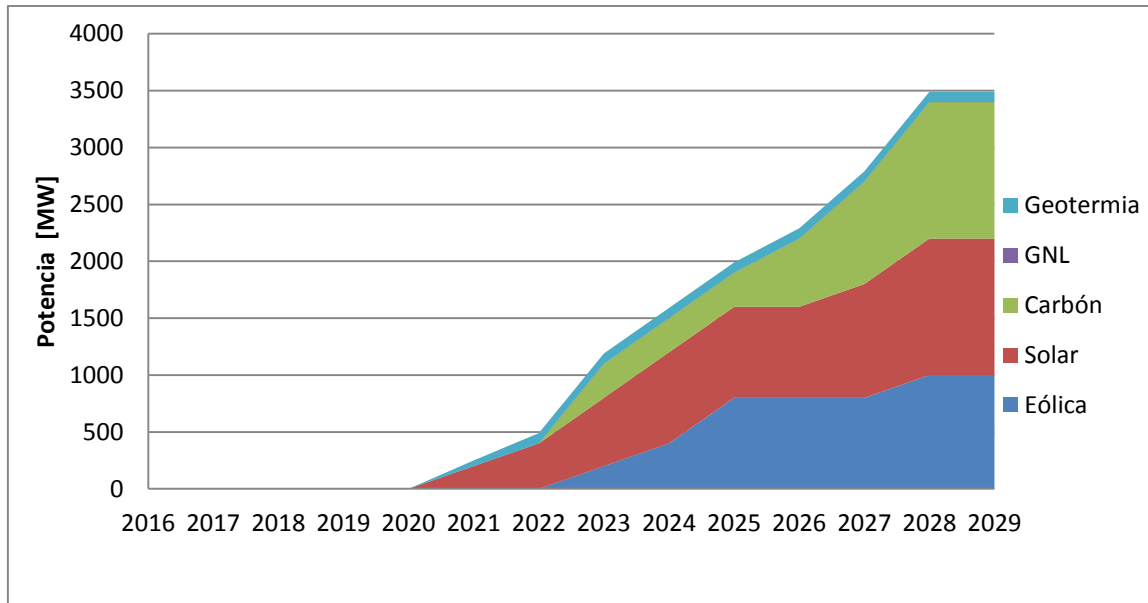


Figura 12: Potencia incorporada por año SING, escenario 1 - demanda alta.

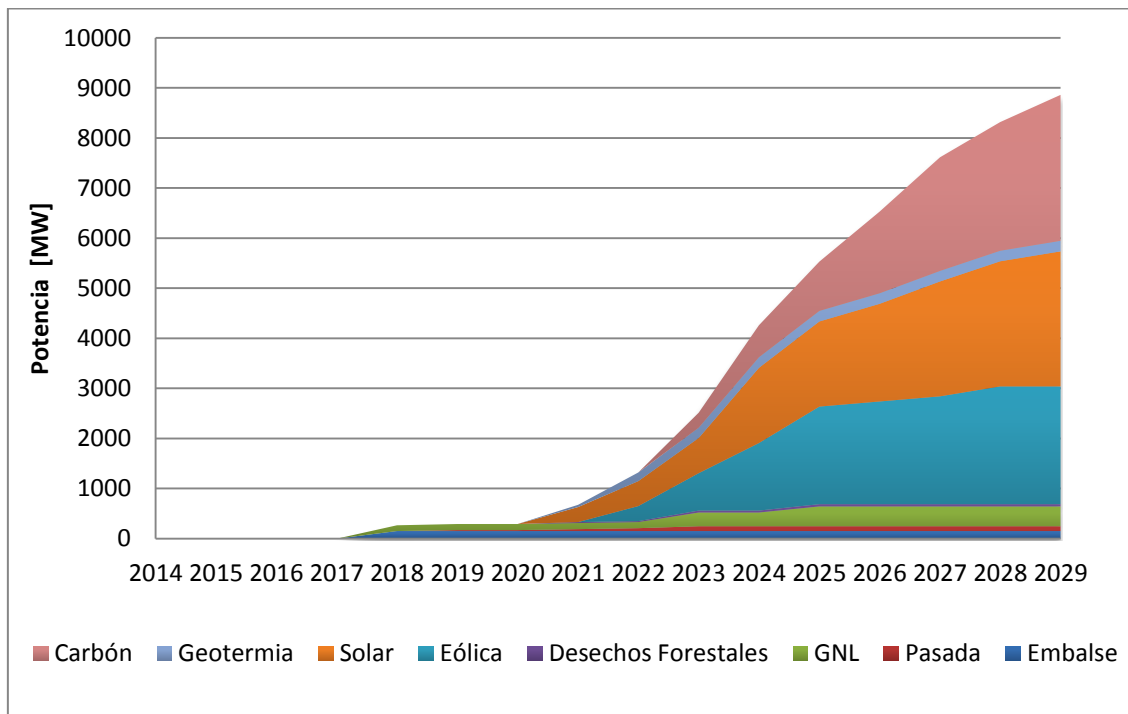


Figura 13: Potencia incorporada por año ambos sistemas, escenario 1 - demanda alta.

La generación total se muestra en la Tabla 20 y en la Figura 4.

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2014	16 593	1 569	18 162
2015	66 730	7 331	74 060
2016	70 094	7 977	78 070
2017	73 714	8 440	82 154
2018	77 841	8 530	86 371
2019	82 239	8 629	90 868
2020	86 710	8 767	95 478
2021	90 256	10 017	100 273
2022	93 223	11 991	105 214
2023	95 206	14 951	110 156
2024	96 931	18 418	115 349
2025	99 366	21 198	120 563
2026	103 083	22 329	125 412
2027	107 144	23 324	130 468
2028	111 216	24 375	135 591
2029	115 392	25 262	140 654

Tabla 30: Generación total, escenario 1 - demanda alta.

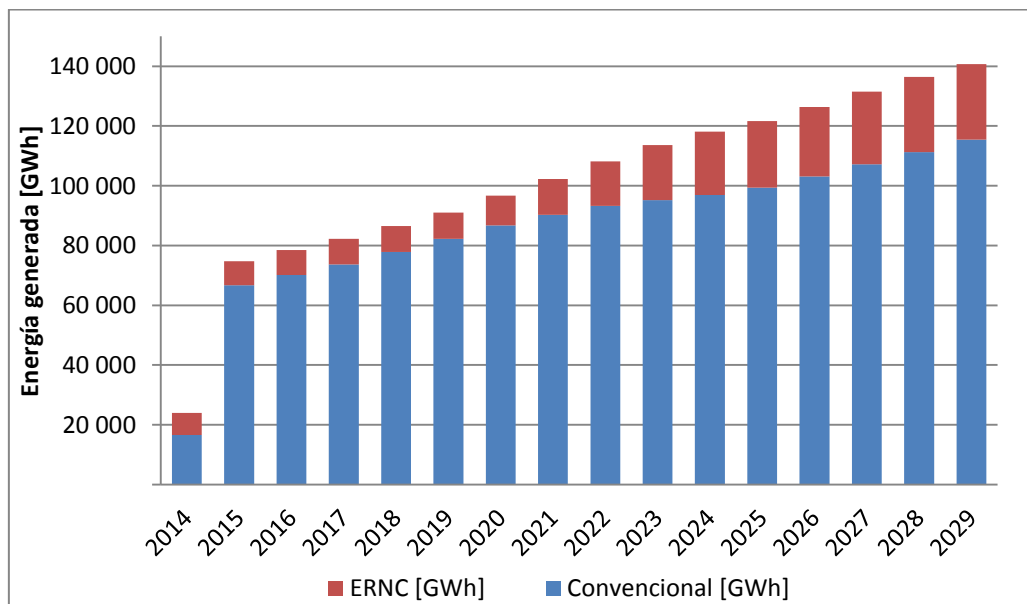


Figura 14: Energía generada, escenario 1 - demanda alta.

El costo total actualizado de inversión, operación y falla es el siguiente, en la Tabla 31.

Carbón Demanda Alta	MUS\$
Costo Total	31.923
Costos Operación	26.334
Costo Inversión	7.933
Costo Mantenimiento	797
Costo Falla	3,49
Valor Residual	- 3.145

Tabla 31: Costo total, escenario 1 - demanda alta.

El perfil de costos marginales de largo plazo se presenta en la Figura 15.

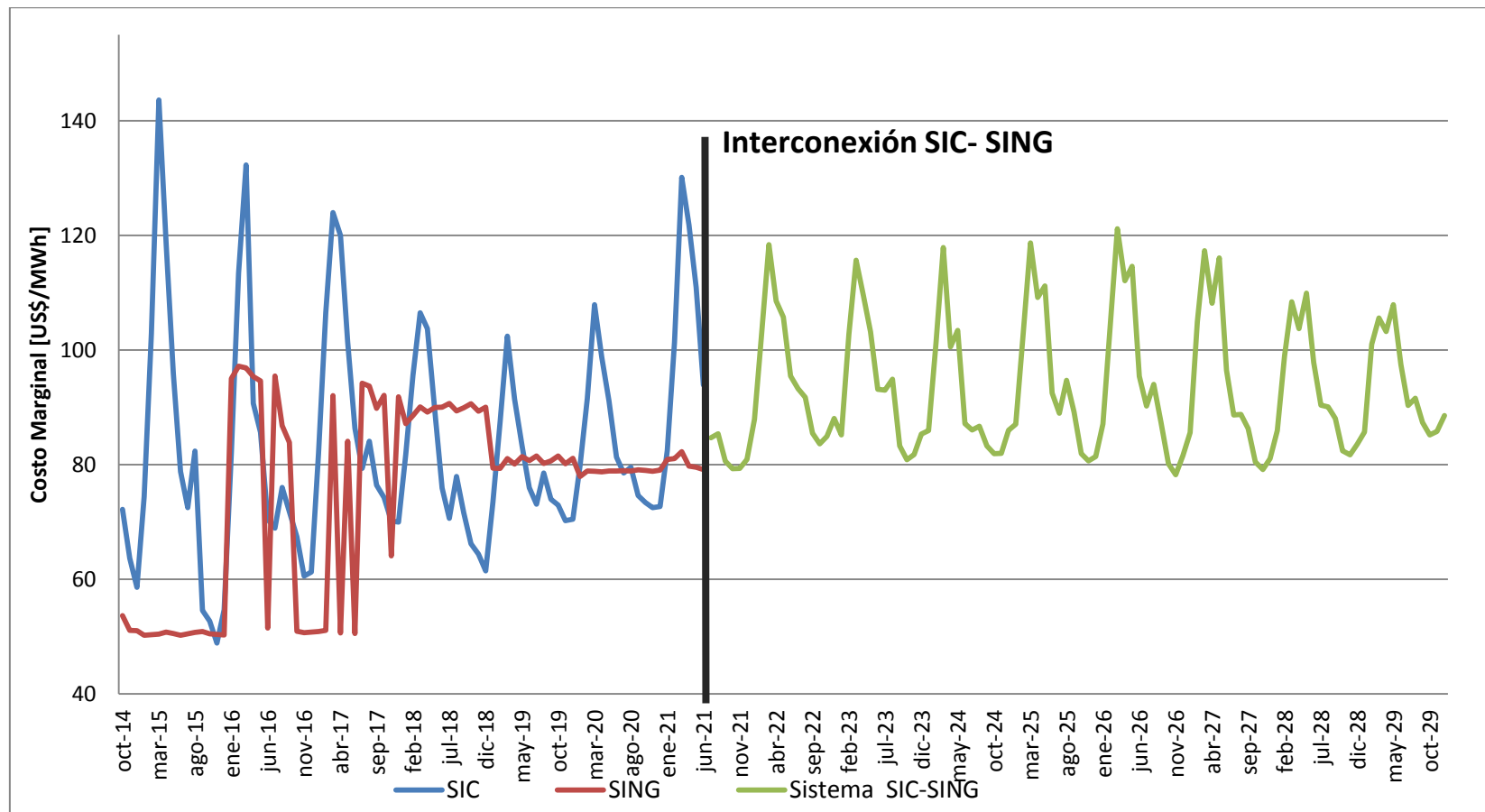


Figura 15: Costos marginales, escenario 1 - demanda alta.

5.4 Resultados: Escenario 2 – Demanda Baja

El segundo escenario consiste en una alta penetración en energías renovables no convencionales, junto con la utilización de la capacidad existente en GNL, contemplando además cierres de ciclos combinados a partir de centrales actualmente en ciclo abierto. El supuesto de evolución en los costos de inversión, así como también los mayores costos variables y de inversión asumidos para centrales en base a carbón, dan como resultado que las tecnologías predominantes en esta expansión son eólicas y solares, incorporando además para efectos de modelación grupos de centrales mini hidráulicas de pasada. Sin perjuicio de lo anterior, centrales en base a carbón han sido incorporadas, aportando energía base al sistema en forma permanente. En virtud de lo anterior, y de los supuestos señalados en el punto 2 del presente informe.

Año	Potencia [MW]								Total
	Embalse	Pasada	GNL	Desechos Forestales	Eólica	Solar	Geotermia	Carbón	
2018	150	0	0	0	0	0	0	0	150
2019	0	20	0	0	0	0	0	0	20
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	20	120	44	300	0	0	0	484
2022	0	20	155	0	600	0	0	0	775
2023	0	40	0	0	50	200	0	0	290
2024	0	0	120	0	700	0	40	0	860
2025	0	0	0	0	250	0	40	342	632
2026	0	260	0	0	0	0	0	0	260
2027	0	50	0	0	250	750	0	0	1050
2028	0	60	0	0	500	0	0	0	560
2029	0	0	0	0	0	300	0	0	300
Total	150	470	395	44	2650	1250	80	342	5381

Tabla 32: Plan de obras indicativo, escenario 2- demanda baja, SIC.

Año	Potencia [MW]					Total
	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	
2022	0	350	0	0	0	350
2023	50	0	0	0	0	50
2024	550	250	0	0	50	850
2025	300	200	0	0	0	500
2026	0	0	200	0	40	240
2027	0	0	0	0	40	40

	Potencia [MW]					
2028	100	0	0	0	0	100
2029	0	0	0	0	40	40
Total	1000	800	200	0	170	2170

Tabla 32: Plan de obras indicativo, escenario 2 - demanda baja, SING.

Las obras indicativas de transmisión se presentan en la Tabla 33 .

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia [MW]
	Mes	Año		
SING	Junio	2026	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, primer circuito	254
SIC-SING	Julio	2021	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

Tabla 33: Plan de obras indicativo de transmisión, escenario 2 - demanda baja, SIC-SING.

También se muestra a continuación un resumen por tecnología de la potencia instalada para cada sistema interconectado en la Figura 16 y Figura 17 y ambos sistemas en la Figura 18.

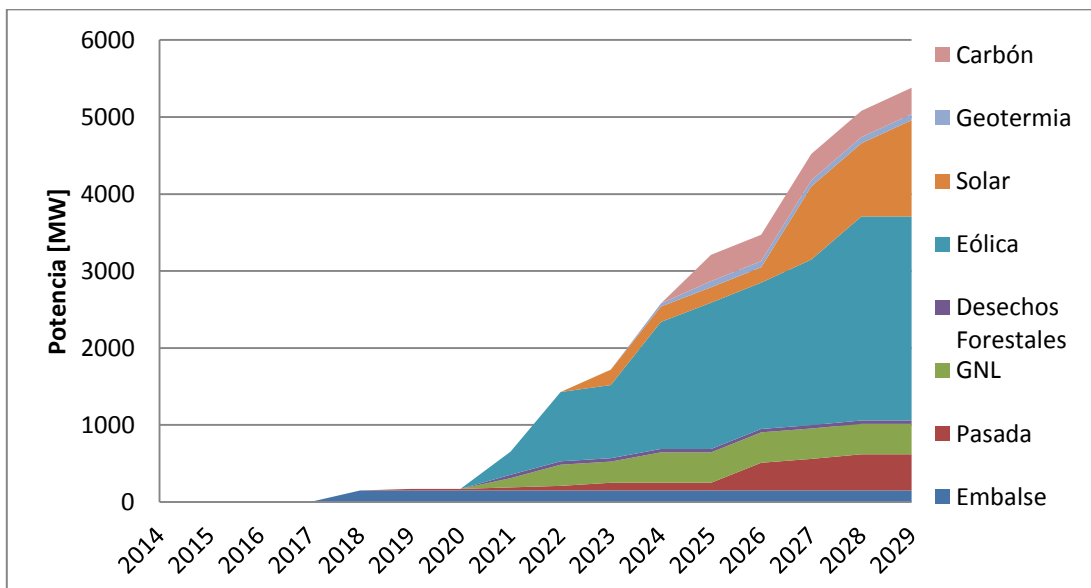


Figura 16: Potencia incorporada por año SIC, escenario 2- demanda baja.

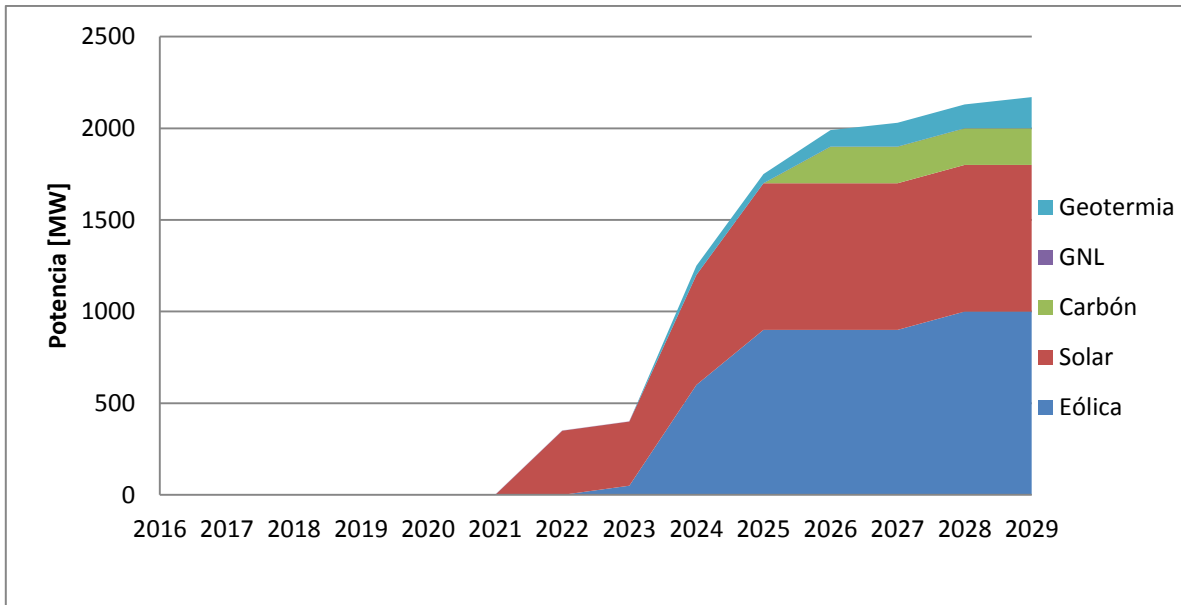


Figura 17: Potencia incorporada por año SING, escenario 2- demanda baja.

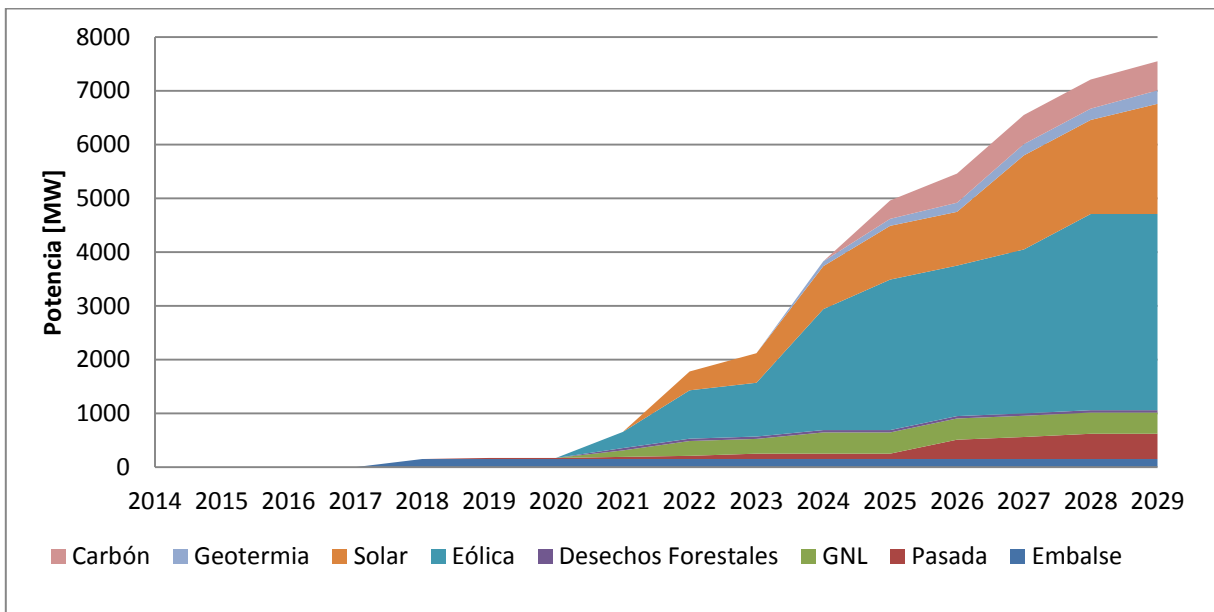


Figura 18: Potencia incorporada por año de ambos sistemas, escenario 2 - demanda baja.

La generación total se muestra en la Tabla 20 y en la Figura 19.

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2014	16.414	1.555	17.969
2015	65.255	7.309	72.563
2016	67.697	8.011	75.708
2017	70.412	8.469	78.881
2018	73.547	8.508	82.055
2019	76.862	8.578	85.440
2020	80.169	8.707	88.876
2021	83.160	9.370	92.530
2022	84.943	11.183	96.126
2023	86.845	12.813	99.658
2024	87.855	15.379	103.234
2025	87.352	19.347	106.699
2026	88.402	21.497	109.900
2027	89.338	23.824	113.162
2028	90.356	26.036	116.392
2029	91.726	27.832	119.557

Tabla 34: Energía generada total, escenario 2 - demanda baja.

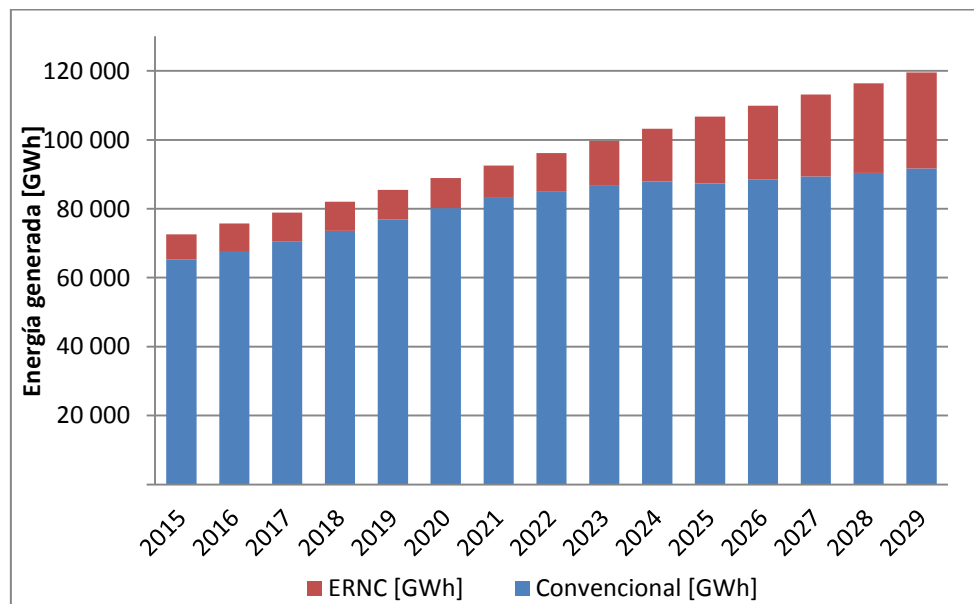


Figura 19: Energía generada, escenario 2 - demanda baja.

El costo total actualizado de inversión, operación y falla es el siguiente, Tabla 35.

ERNC Demanda Baja	MUS\$
Costo Total	24.210
Costos Operación	20.632
Costo Inversión	5.408
Costo Mantenimiento	477
Costo Falla	0
Valor Residual	- 2.307

Tabla 35: Costo total, escenario 2 - demanda baja,

El perfil de costos marginales de largo plazo se presenta en la Figura 20.

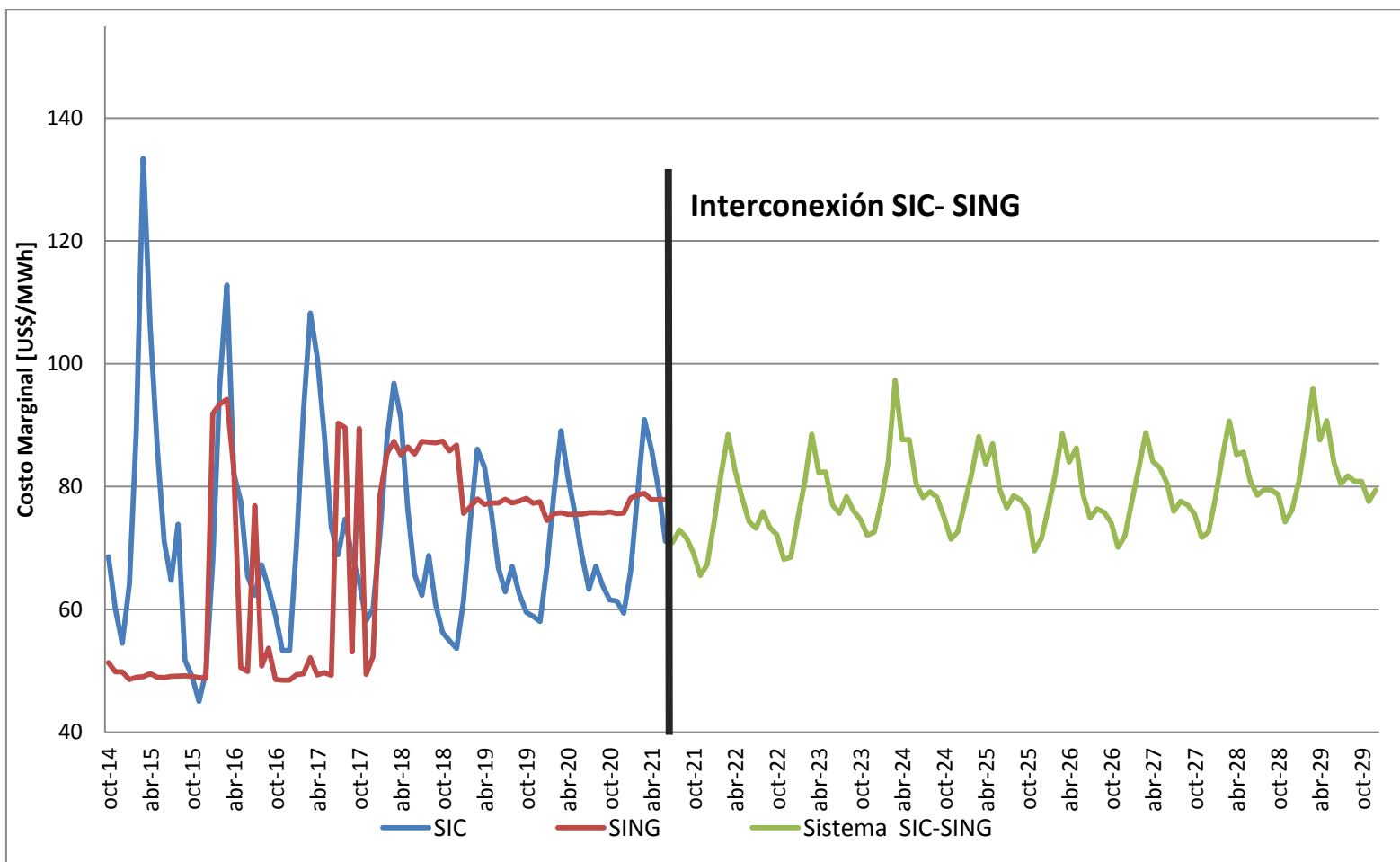


Figura 20: Costos marginales, escenario 2 - demanda baja.

5.5 Resultados: Escenario 2 - Demanda Media

Bajo las mismas condiciones descritas en 5.4, pero con un escenario de demanda media de acuerdo a lo señalado en el punto 2.2.1, se observa que se requiere menor inversión en expansión de generación, de acuerdo al plan de obras indicativo señalado en el siguiente cuadro.

Potencia [MW]									
Año	Embalse	Pasada	GNL	Desechos Forestales	Eólica	Solar	Geotermia	Carbón	Total
2018	150	0	0	0	0	0	0	0	150
2019	0	20	0	0	0	0	0	0	20
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	20	120	44	300	350	0	0	834
2022	0	20	155	0	1100	0	40	0	1315
2023	0	40	0	0	50	0	0	342	432
2024	0	0	120	0	950	350	0	0	1420
2025	0	0	0	0	250	0	40	0	290
2026	0	260	0	0	0	0	0	100	360
2027	0	50	0	0	250	750	0	0	1050
2028	0	60	0	0	750	0	0	0	810
2029	0	0	0	0	150	300	0	0	450
Total	150	470	395	44	3800	1750	80	442	7131

Tabla 32: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 2- demanda media, SIC.

Potencia [MW]						
Año	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	Total
2023	250	0	0	0	0	250
2024	0	300	300	0	50	650
2025	300	350	0	0	0	650
2026	300	400	0	0	40	740
2027	300	300	0	0	40	640
2028	450	300	0	0	0	750
2029	0	750	0	0	80	830
Total	1600	2400	300	0	210	4510

Tabla 36: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 2 - demanda media, SING.

Las obras indicativas de transmisión se presentan en la Tabla 37.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia [MW]
	Mes	Año		
SING	Enero	2024	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, primer circuito	254
SIC-SING	Julio	2021	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

Tabla 37: Plan de obras indicativo de transmisión, escenario 2 - demanda media, SIC-SING.

También se muestra a continuación un resumen por tecnología de la potencia instalada para cada sistema interconectado en la Figura 21 y Figura 22. En la Figura 23 se muestran ambos sistemas.

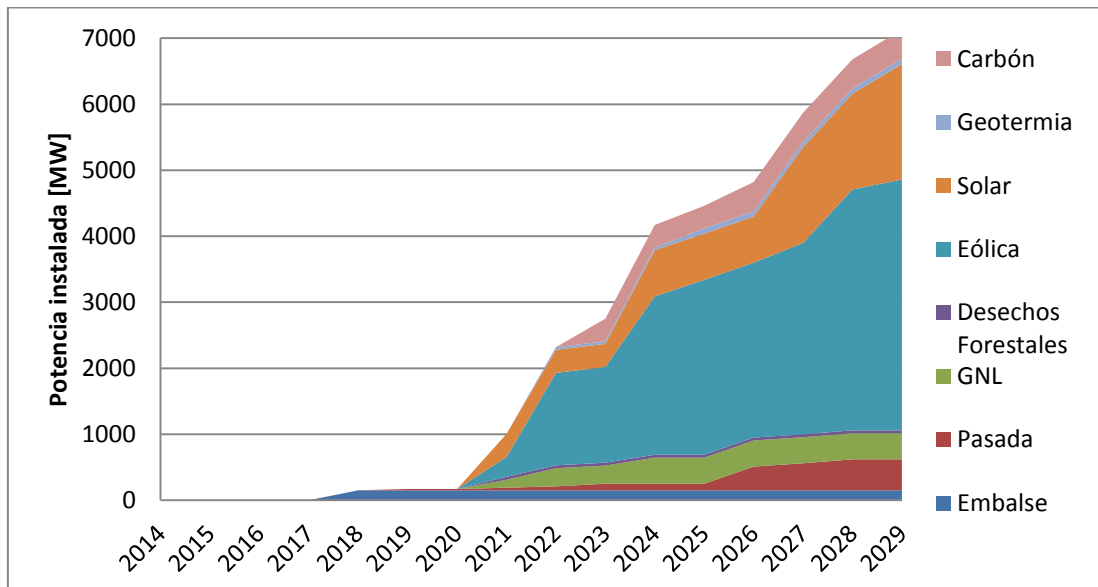


Figura 21: Potencia incorporada por año SIC, escenario 2- demanda media.

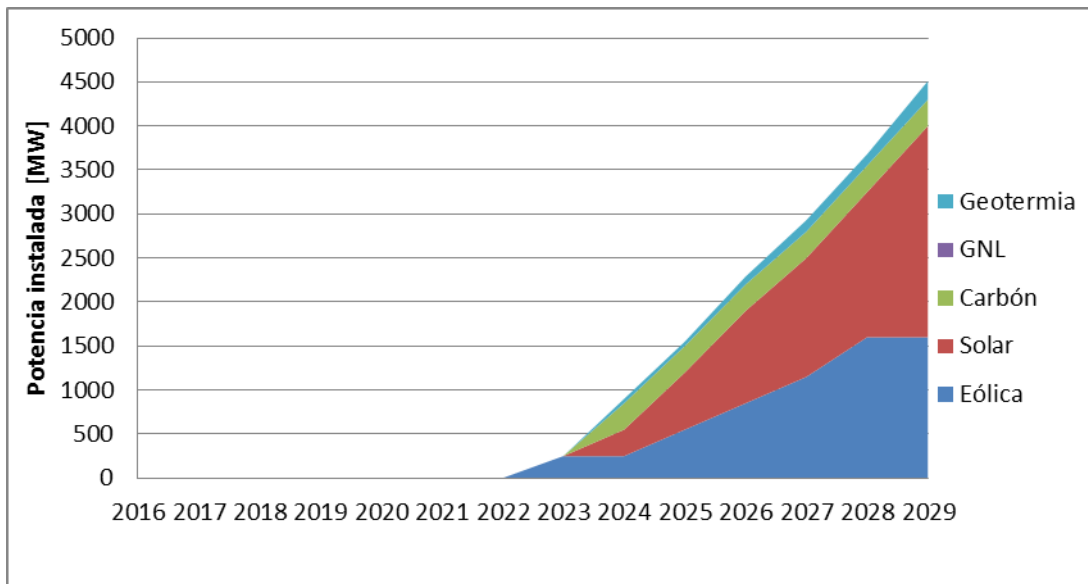


Figura 22: Potencia incorporada por año SING, escenario 2 - demanda media.

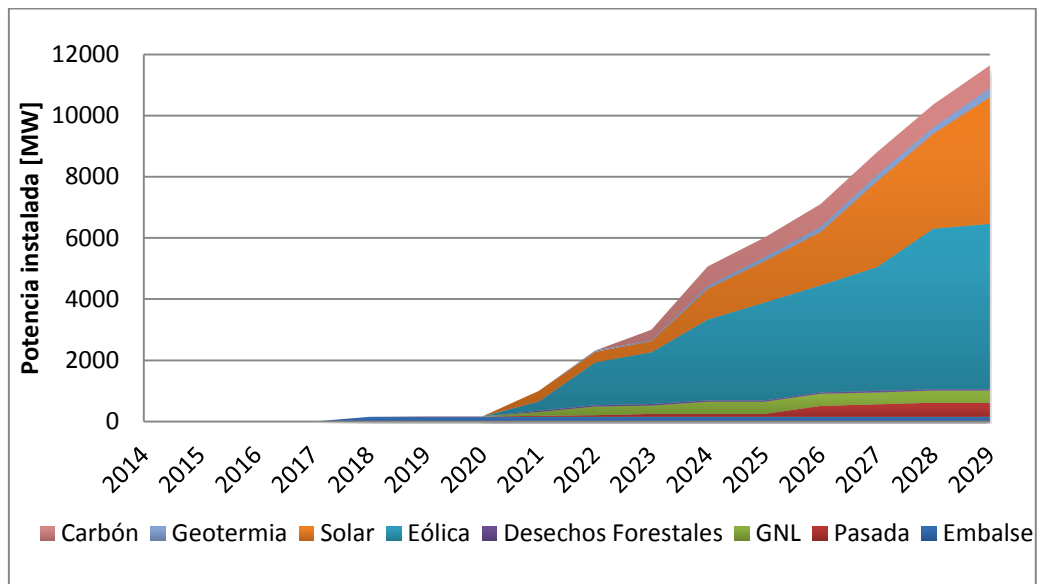


Figura 23: Potencia incorporada por año de ambos sistemas, escenario 2- demanda media.

La generación total se muestra en la Tabla 38 y en la Figura 24.

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2014	16.504	1.562	18.066
2015	65.964	7.348	73.312
2016	68.828	8.064	76.892
2017	72.011	8.508	80.518
2018	75.623	8.572	84.195
2019	79.475	8.659	88.134
2020	83.335	8.812	92.147
2021	86.889	9.536	96.425
2022	87.763	12.929	100.692
2023	90.887	14.057	104.944
2024	92.535	16.665	109.201
2025	93.705	19.845	113.550
2026	94.716	22.887	117.603
2027	94.456	27.251	121.707
2028	94.554	31.365	125.919
2029	94.237	35.948	130.185

Tabla 38: Generación total, escenario 2- demanda media.

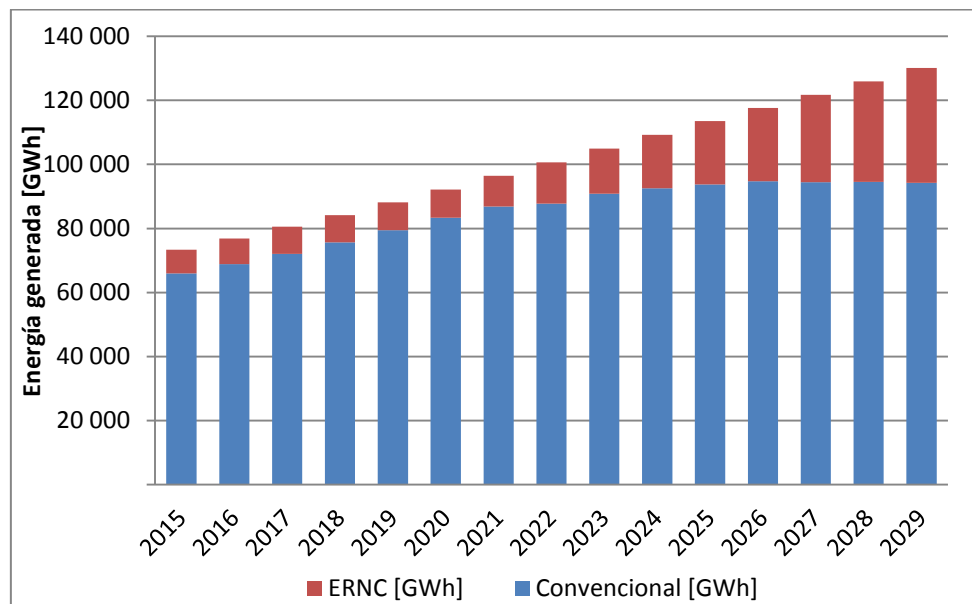


Figura 24: Energía generada total, escenario 2- demanda media.

El costo total actualizado de inversión, operación y falla se muestra a continuación en la Tabla 39.

ERNC Demanda Media	MUS\$
Costo Total	27.400
Costos Operación	22.341
Costo Inversión	7.999
Costo Mantenimiento	673
Costo Falla	0,08
Valor Residual	- 3.613

Tabla 39: Costo total, escenario 2- demanda media,

El perfil de costos marginales de largo plazo se muestra en la Figura 25.

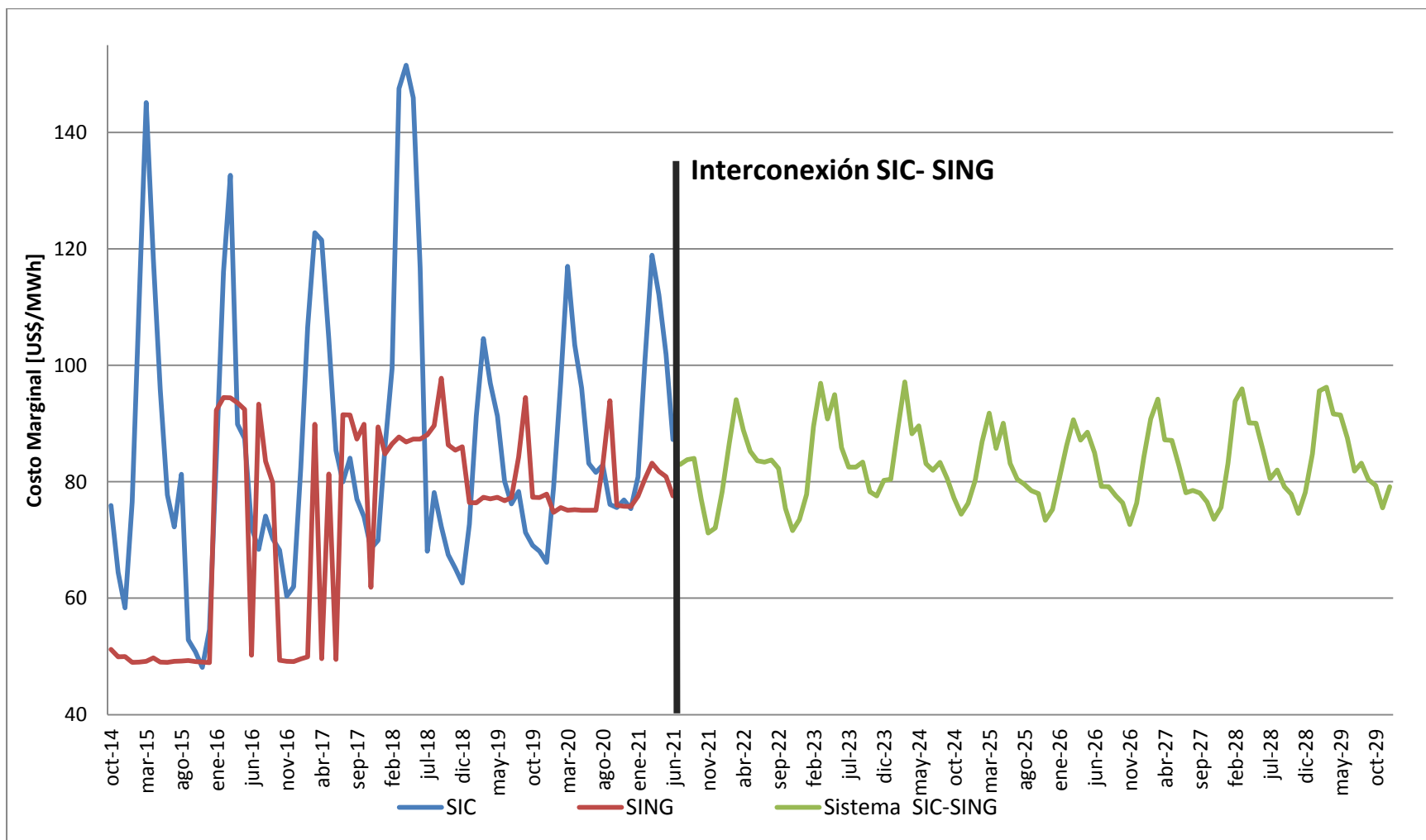


Figura 25: Costos marginales, escenario 2 - demanda media.

5.6 Resultados: Escenario 2 – Demanda Alta

Utilizando nuevamente las mismas condiciones descritas en el punto 5.4, pero con un escenario de demanda por sobre lo esperado, de acuerdo a lo señalado en el punto 2.2.1, se observa que se requiere mayor inversión en expansión de generación, resultando una mayor penetración en energías renovables no convencionales complementada con instalación de mayor capacidad en base a carbón, pero privilegiando la inversión renovable dado los supuestos considerados, de acuerdo al plan de obras indicativo señalado en el siguiente cuadro.

Año	Potencia [MW]								Total
	Embalse	Pasada	GNL	Desechos Forestales	Eólica	Solar	Geotermia	Carbón	
2018	150	0	0	0	0	0	0	0	150
2019	0	20	0	0	0	0	0	0	20
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	20	120	44	750	350	0	342	1626
2022	0	20	155	0	1400	0	40	0	1615
2023	0	40	0	0	500	0	0	0	540
2024	0	0	120	0	950	750	0	0	1820
2025	0	0	0	0	550	0	40	340	930
2026	0	260	0	0	450	0	0	0	710
2027	0	50	0	0	250	750	0	0	1050
2028	0	60	0	0	450	0	0	0	510
2029	0	0	0	0	150	300	0	0	450
Total	150	470	395	44	5450	2150	80	682	9421

Tabla 32: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 2- demanda alta, SIC.

Año	Potencia [MW]					Total
	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	
2023	250	0	0	0	0	250
2024	0	300	300	0	50	650
2025	300	350	0	0	0	650
2026	300	400	0	0	40	740
2027	300	300	0	0	40	640
2028	450	300	0	0	0	750
2029	350	1100	0	0	80	1530
Total	1950	2750	300	0	210	5210

Tabla 40: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 2 – demanda alta, SING.

En la Tabla 41 se presenta el plan de obras indicativo para los proyectos de transmisión.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia [MW]
	Mes	Año		
SING	Enero	2024	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá – Lagunas, primer circuito	254
SIC-SING	Julio	2021	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

Tabla 41: Plan de obras indicativo de transmisión, escenario 2 - demanda alta, SIC-SING.

También se muestra a continuación un resumen por tecnología de la potencia instalada para cada sistema interconectado en la Figura 26 y Figura 27, en la Figura 28 se muestran ambos sistemas.

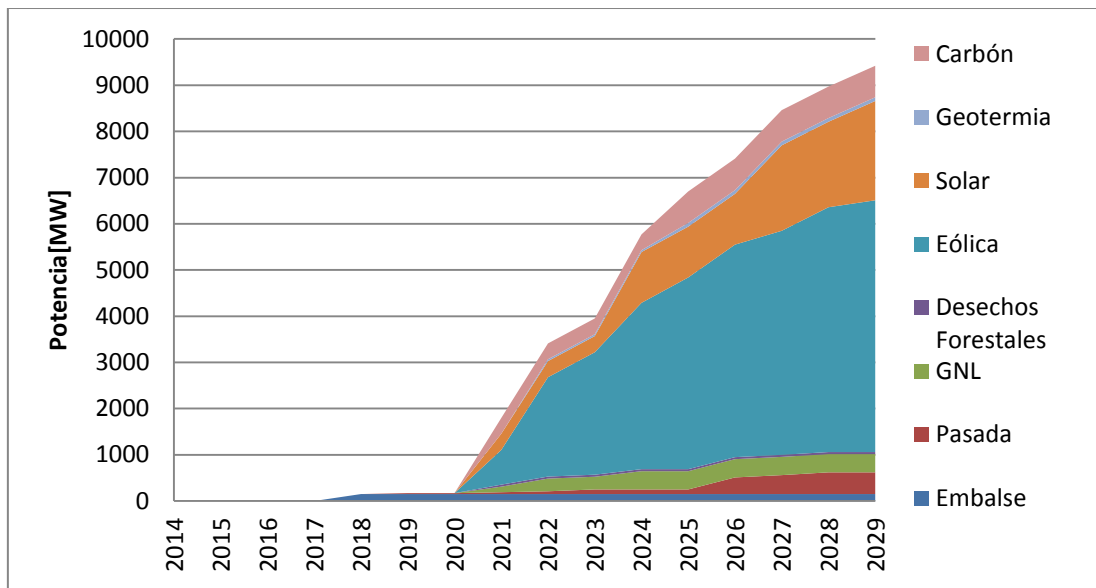


Figura 26: Potencia incorporada por año SIC, escenario 2- demanda alta.

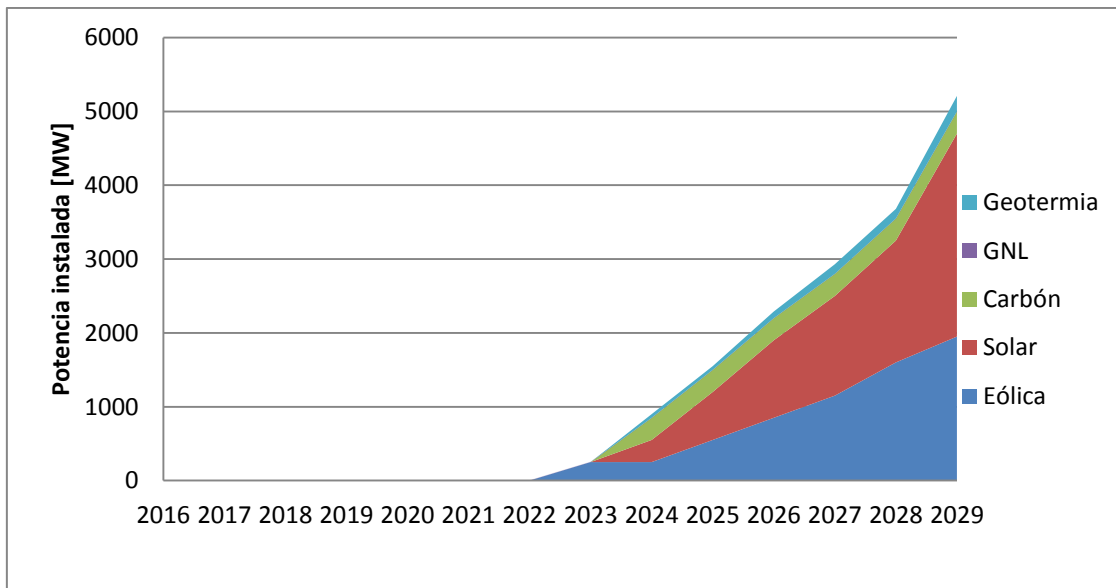


Figura 27: Potencia incorporada por año SING, escenario 2 - demanda alta.

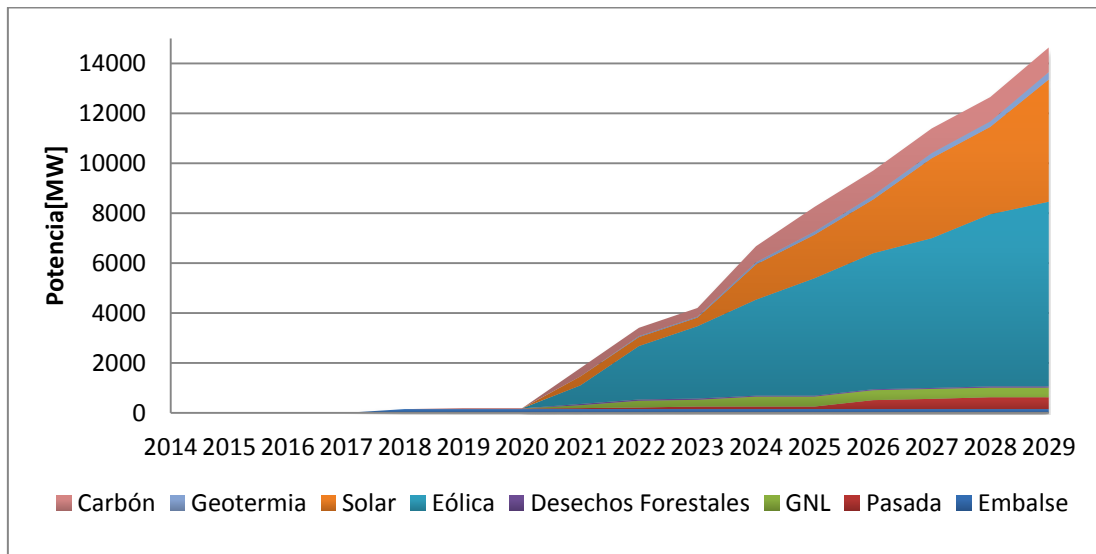


Figura 28: Potencia incorporada por año de ambos sistemas, escenario 2- demanda alta.

La generación total se muestra en la Tabla 42 y en la Figura 29.

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2014	16.598	1.566	18.164
2015	66.700	7.380	74.080
2016	69.992	8.086	78.078
2017	73.604	8.556	82.160
2018	77.698	8.643	86.342
2019	82.095	8.742	90.837
2020	86.557	8.878	95.435
2021	89.633	9.543	99.176
2022	90.993	12.384	103.378
2023	93.117	14.011	107.128
2024	94.542	20.749	115.291
2025	96.715	23.736	120.451
2026	95.110	30.223	125.332
2027	94.706	35.674	130.381
2028	95.270	40.334	135.604
2029	94.697	46.211	140.908

Tabla 42: Generación total, escenario 2- demanda alta.

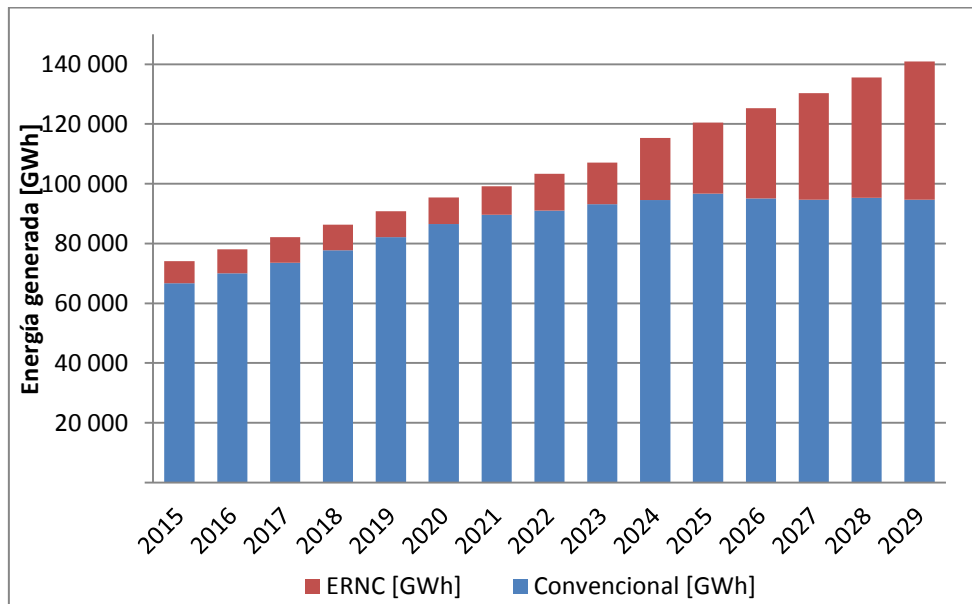


Figura 29: Energía generada total, escenario 2- demanda alta.

El costo total actualizado de inversión, operación y falla se muestra en la Tabla 43.

ERNC Demanda Alta	MUS\$
Costo Total	31.398
Costos Operación	23.489
Costo Inversión	12.049
Costo Mantenimiento	1.054
Costo Falla	0,54
Valor Residual	- 5.194

Tabla 43: Costo total, escenario 2 - demanda alta,

El perfil de costos marginales de largo plazo se muestra en la Figura 30.

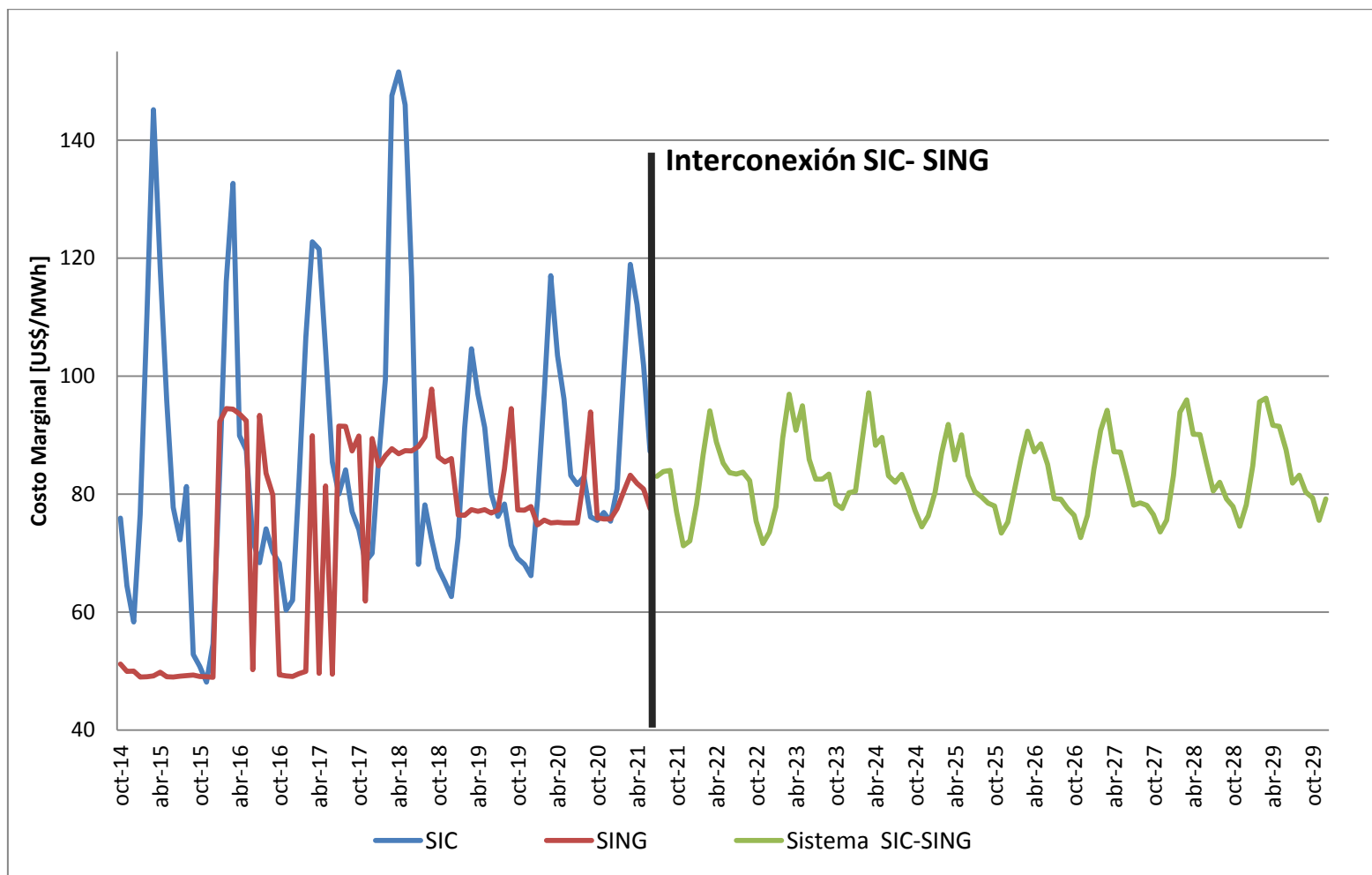


Figura 30: Costos marginales, escenario 2 - demanda alta.

5.7 Resultados: Escenario 3 – Demanda Media

A continuación se presentan las obras indicativas consideradas en esta simulación en la Tabla 44 y Tabla 45.

Potencia [MW]									
Año	Embalse	Pasada	GNL	Desechos Forestales	Eólica	Solar	Geotermia	Carbón	Total
2018	150	0	120	0	0	0	0	0	270
2019	0	20	0	0	0	0	0	0	20
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	20	0	19	0	0	0	0	39
2022	0	20	0	0	300	100	80	0	500
2023	0	40	155	15	150	0	40	0	400
2024	0	0	0	0	300	600	0	0	900
2025	0	0	120	10	250	200	0	0	580
2026	0	0	575	0	100	100	0	0	775
2027	0	0	0	0	0	100	0	0	100
2028	0	0	575	0	0	0	0	0	575
2029	0	0	575	0	0	100	0	0	675
Total	150	100	2120	44	1100	1200	120	0	4834

Tabla 44: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 3- demanda media, SIC.

Potencia [MW]						
Año	Eólica	Solar	Carbón	GNL	Geotermia	Total
2021	0	150	0	0	50	200
2022	0	150	0	0	40	190
2023	200	150	0	0	0	350
2024	200	150	0	0	0	350
2025	400	0	0	0	0	400
2026	0	0	0	0	0	0
2027	0	200	0	575	0	775
2028	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0
Total	800	800	0	575	90	2265

Tabla 45: Resumen Plan de obras indicativo, escenario 3 – demanda media, SING.

La Tabla 46 muestra el plan de obras indicativo de transmisión para este escenario.

Sistema	Fecha de entrada		Obras de transmisión recomendadas	Potencia [MW]
	Mes	Año		
SIC-SING	Julio	2021	Nueva Línea Interconexión SIC-SING HVDC 500kV	1.500

Tabla 46: Plan de obras indicativo de transmisión, escenario 3 - demanda media, SIC-SING.

Se muestra a continuación un resumen por tecnología de la potencia instalada para cada sistema interconectado en la Figura 31 y Figura 32 además en la Figura 33 está la potencia para ambos sistemas.

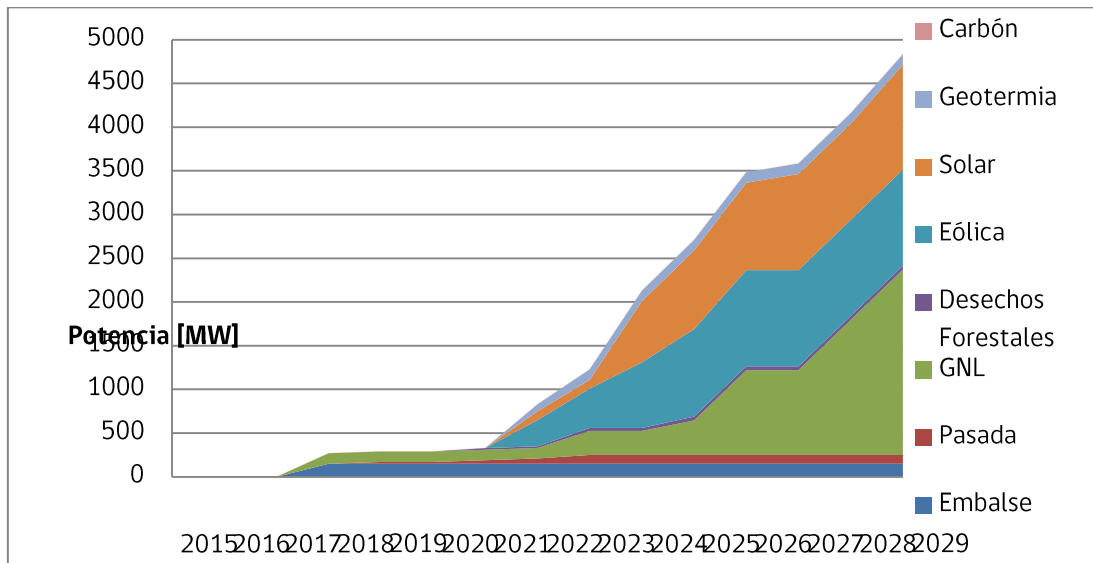


Figura 31: Potencia incorporada por año SIC, escenario 3- demanda media.

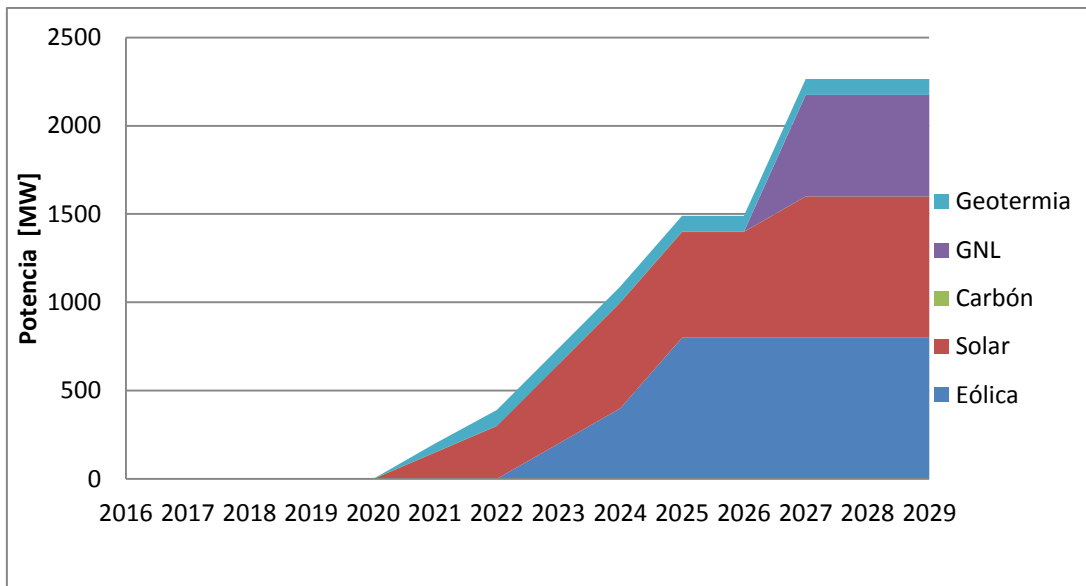


Figura 32: Potencia incorporada por año SING, escenario 3- demanda media.

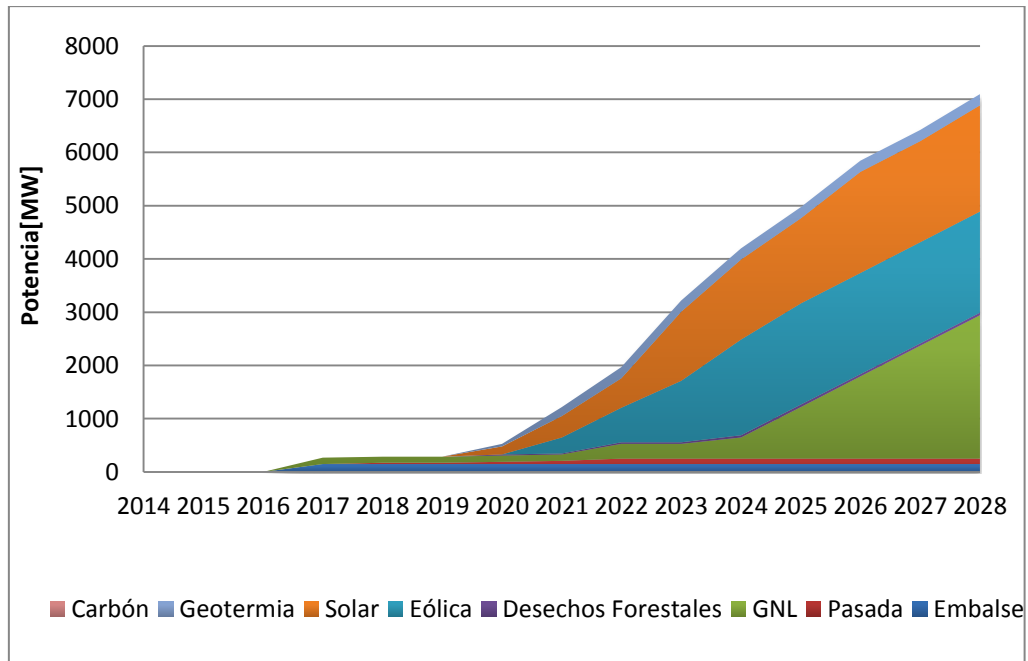


Figura 28: Potencia incorporada por año de ambos sistemas, escenario 3- demanda media.

La generación total se muestra en la Tabla 47 y en la Figura 33.

Año	Convencional [GWh]	ERNC [GWh]	Total [GWh]
2014	16 505	1 562	18 068
2015	66 006	7 305	73 311
2016	68 962	7 930	76 893
2017	72 129	8 390	80 519
2018	75 763	8 454	84 217
2019	79 606	8 553	88 159
2020	83 501	8 691	92 192
2021	87 102	9 325	96 427
2022	89 259	11 449	100 708
2023	90 796	14 146	104 942
2024	91 869	17 426	109 295
2025	94 008	19 682	113 690
2026	96 776	21 019	117 795
2027	100 352	21 597	121 949
2028	104 226	21 868	126 094
2029	107 979	22 179	130 158

Tabla 47: Generación total, escenario 3- demanda media.

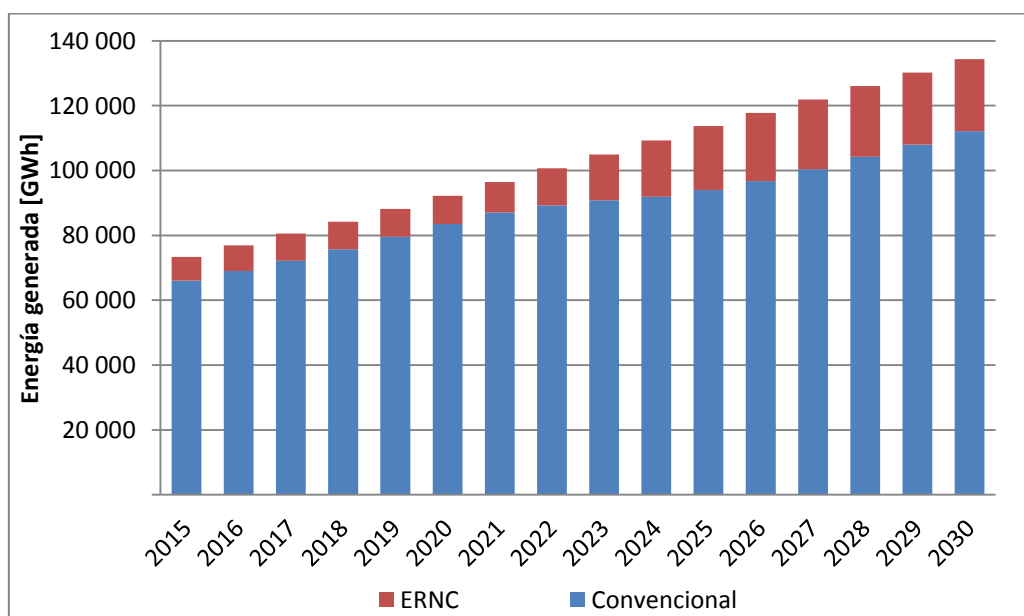


Figura 33: Energía generada total, escenario 3- demanda media.

El costo de inversión, operación y falla se muestra en la Tabla 48.

GNL Demanda Media	MUS\$
Costo Total	27.371
Costos Operación	23.356
Costo Inversión	5.635
Costo Mantenimiento	589
Costo Falla	0,13
Valor Residual	- 2.209

Tabla 48: Costo total, escenario 3 – demanda media,

El perfil de costos marginales de largo plazo se muestra en la Figura 34.

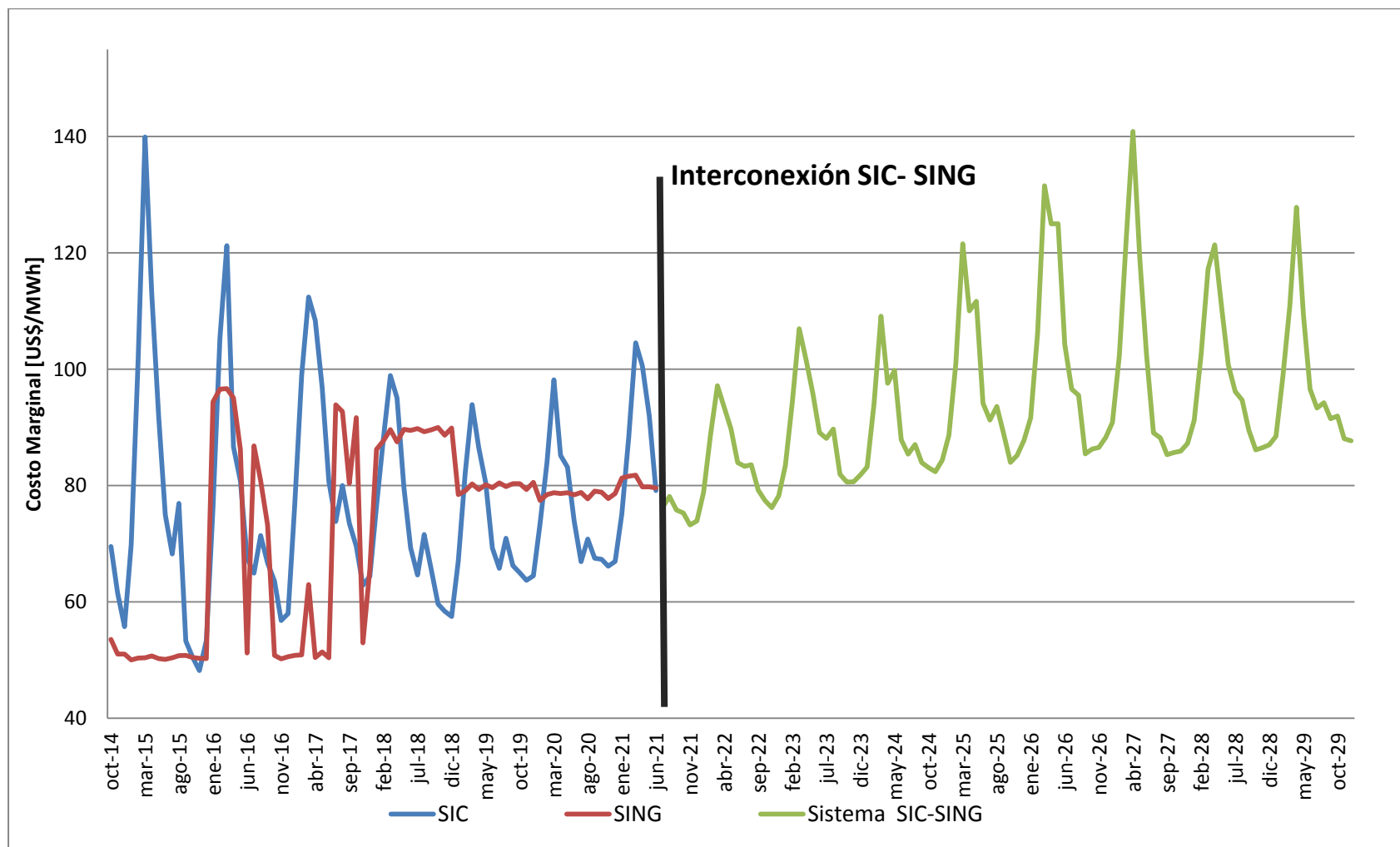


Figura 34: Costos marginales, escenario 3 - demanda media.

6 Anexos

6.1 Plan Indicativo: Escenario 1 – Demanda Baja

Los proyectos para el SIC y SING se indican en las tablas siguientes.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Los Cóndores	Hidro-Embalse	oct-18	150
Taltal CC GNL	GNL	ene-18	120
Hidroeléctrica VII Región 02	Hidro-Pasada	oct-19	20
Hidroeléctrica VIII Región 03	Hidro-Pasada	mar-21	20
Central Des.For. VIII Región 01	Des. For.	jul-21	9
Central Des.For. VII Región 03	Des. For.	jul-21	10
Hidroeléctrica VII Región 03	Hidro-Pasada	ene-22	20
Eólica IV Región 03	Eólica	ene-22	50
Geotérmica Potrerillos 02	Geotérmica	ene-22	40
Eólica IV Región 02	Eólica	ene-22	50
Eólica IV Región 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepción 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepción 05	Eólica	jul-22	50
Eólica IV Región 05	Eólica	jul-22	50
Geotérmica Potrerillos 01	Geotérmica	sep-22	40
Geotérmica Calabozo 01	Geotérmica	ene-23	40
Hidroeléctrica VIII Región 05	Hidro-Pasada	ene-23	20
Hidroeléctrica VIII Región 02	Hidro-Pasada	ene-23	20
Central Des.For. VII Región 01	Des. For.	ene-23	15
Eólica IV Región 08	Eólica	jul-23	50
Eólica Chiloé 01	Eólica	ene-24	100
Eólica Charrúa 01	Eólica	ene-24	100
Solar Cardones 02	Solar	ene-24	100
Solar Cardones 03	Solar	ene-24	100
Solar Diego de Almagro 01	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 01	Solar	ene-24	100
Solar Diego de Almagro 02	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 02	Solar	ene-24	100
Eólica IV Región 09	Eólica	dic-24	50
Eólica IV Región 01	Eólica	ene-25	50
Eólica Concepción 01	Eólica	ene-25	50
Central Des.For. VII Región 02	Des. For.	ene-25	10
Solar Carrera Pinto 03	Solar	jul-25	100

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Eólica Charrúa 02	Eólica	jul-25	100
Solar Diego de Almagro 03	Solar	jul-25	100
Eólica Chiloé 02	Eólica	jul-25	100
Carbón VIII Región 01	Carbón	sep-26	343
Solar Carrera Pinto 04	Solar	ene-27	100
Eólica Charrúa 04	Eólica	ene-27	100
Carbón Maitencillo 02	Carbón	may-29	342
Solar Diego de Almagro 05	Solar	ene-29	100
Solar Diego de Almagro 06	Solar	ene-29	100

Tabla 49: Plan de obras indicativo, escenario 1 - demanda baja, SIC.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	jun-21	50
Solar SING V	Solar	nov-21	150
Solar SING I	Solar	mar-22	150
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	oct-22	40
Solar SING IV	Solar	ene-23	150
EÓLICO SING I	Eólica	ene-23	200
Solar SING II	Solar	ene-24	150
EÓLICO SING II	Eólica	sep-24	200
EÓLICO SING V	Eólica	ene-25	200
EÓLICO SING IV	Eólica	ene-25	200
TARAPACA I	Carbón	may-27	300
Solar SING III	Solar	jul-27	200
EÓLICO SING III	Eólica	jul-28	200
MEJILLONES I	Carbón	abr-29	300

Tabla 50: Plan de obras indicativo, escenario 1 - demanda baja, SING.

6.2 Plan Indicativo Escenario 1 - Demanda Media

Los proyectos para el SIC y SING se indican en las tablas siguientes.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Taltal CC GNL	GNL	ene-18	120
Los Cóndores	Embalse	oct-18	150
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	oct-19	20

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	mar-21	20
Central Des.For. VII Región 03	Desechos Forestales	jul-21	10
Central Des.For. VIII Región 01	Desechos Forestales	jul-21	9
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	ene-22	20
Eólica IV Región 03	Eólica	ene-22	50
Eólica IV Región 02	Eólica	ene-22	50
Geotérmica Potrerillos 02	Geotermia	ene-22	40
Solar Cardones 01	Solar	ene-22	100
Eólica IV Región 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepcion 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepción 05	Eólica	jul-22	50
Eólica IV Región 05	Eólica	jul-22	50
Geotérmica Potrerillos 01	Geotermia	sep-22	40
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	ene-23	20
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	ene-23	20
Eólica Concepción 02	Eólica	ene-23	50
Eólica IV Región 06	Eólica	ene-23	50
Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	ene-23	40
Central Des.For. VII Región 01	Desechos Forestales	ene-23	15
Eólica IV Región 07	Eólica	jul-23	50
Eólica IV Región 08	Eólica	jul-23	50
Eólica Concepción 06	Eólica	jul-23	50
Quintero CC FA GNL	GNL	sep-23	35
Quintero CC GNL	GNL	sep-23	120
Eólica Concepción 03	Eólica	ene-24	50
Solar Diego de Almagro 01	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 01	Solar	ene-24	100
Solar Diego de Almagro 02	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 02	Solar	ene-24	100
Solar Cardones 02	Solar	ene-24	100
Solar Cardones 03	Solar	ene-24	100
Eólica Charrúa 01	Eólica	ene-24	100
Eólica Chiloé 01	Eólica	ene-24	100
Eólica IV Región 09	Eólica	dic-24	50

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Eólica IV Región 01	Eólica	ene-25	50
Eólica Concepción 01	Eólica	ene-25	50
Central Des.For. VII Región 02	Desechos Forestales	ene-25	10
Carbón VIII Región 01	Carbón	abr-25	343
Solar Diego de Almagro 03	Solar	jul-25	100
Solar Carrera Pinto 03	Solar	jul-25	100
Eólica Charrúa 02	Eólica	jul-25	100
Eólica Chiloé 02	Eólica	jul-25	100
Candelaria CC GNL	GNL	oct-25	120
Solar Diego de Almagro 04	Solar	ene-26	100
Eólica Chiloé 03	Eólica	ene-26	100
Solar Carrera Pinto 04	Solar	ene-27	100
Eólica Charrúa 04	Eólica	ene-27	100
Carbón Pan de Azúcar 01	Carbón	abr-27	342
Carbón Pan de Azúcar 02	Carbón	ene-28	342
Carbón Puerto Montt 01	Carbón	oct-28	342
Solar Diego de Almagro 05	Solar	ene-29	100
Solar Diego de Almagro 06	Solar	ene-29	100
Carbón Maitencillo 02	Carbón	may-29	342

Tabla 51: Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda media, SIC.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Solar SING V	Solar	ene-21	150
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	jun-21	50
Solar SING I	Solar	mar-22	150
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	oct-22	40
EÓLICO SING I	Eólica	ene-23	200
Solar SING IV	Solar	ene-23	150
Solar SING II	Solar	ene-24	150
EÓLICO SING II	Eólica	sep-24	200
EÓLICO SING V	Eólica	ene-25	200
EÓLICO SING IV	Eólica	ene-25	200
TARAPACA I	Carbón	ene-27	300
Solar SING III	Solar	jul-27	200
EÓLICO SING III	Eólica	jul-28	200

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
MEJILLONES I	Carbón	abr-29	300

Tabla 52: Plan de obras indicativo, escenario 1 - demanda media, SING.

6.3 Plan Indicativo: Escenario 1 - Demanda Alta

Los proyectos para el SIC y SING se indican en las tablas siguientes.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Taltal CC GNL	GNL	ene-18	120
Los Cóncores	Embalse	oct-18	150
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	oct-19	20
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	mar-21	20
Solar Cardones 01	Solar	abr-21	100
Central Des.For. VII Región 03	Desechos Forestales	jul-21	10
Central Des.For. VIII Región 01	Desechos Forestales	jul-21	9
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	ene-22	20
Eólica IV Región 03	Eólica	ene-22	50
Eólica IV Región 02	Eólica	ene-22	50
Geotérmica Potrerillos 02	Geotermia	ene-22	40
Eólica IV Región 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepción 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepción 05	Eólica	jul-22	50
Eólica IV Región 05	Eólica	jul-22	50
Geotérmica Potrerillos 01	Geotermia	sep-22	40
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	ene-23	20
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	ene-23	20
Eólica Concepción 02	Eólica	ene-23	50
Eólica IV Región 06	Eólica	ene-23	50
Eólica IV Región 07	Eólica	ene-23	50
Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	ene-23	40
Eólica IV Región 08	Eólica	ene-23	50
Central Des.For. VII Región 01	Desechos Forestales	ene-23	15

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Eólica Concepción 06	Eólica	ene-23	50
Quintero CC FA GNL	GNL	sep-23	35
Quintero CC GNL	GNL	sep-23	120
Eólica IV Región 09	Eólica	ene-24	50
Eólica Concepción 03	Eólica	ene-24	50
Solar Diego de Almagro 01	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 01	Solar	ene-24	100
Solar Diego de Almagro 02	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 02	Solar	ene-24	100
Solar Cardones 02	Solar	ene-24	100
Solar Cardones 03	Solar	ene-24	100
Eólica Charrúa 01	Eólica	ene-24	100
Eólica Chiloé 01	Eólica	ene-24	100
Carbón VIII Región 01	Carbón	abr-24	343
Eólica Chiloé 02	Eólica	ago-24	100
Eólica IV Región 01	Eólica	ene-25	50
Eólica Concepción 01	Eólica	ene-25	50
Central Des.For. VII Región 02	Desechos Forestales	ene-25	10
Solar Diego de Almagro 03	Solar	ene-25	100
Solar Carrera Pinto 03	Solar	ene-25	100
Eólica Charrúa 02	Eólica	ene-25	100
Candelaria CC GNL	GNL	oct-25	120
Carbón Pan de Azúcar 01	Carbón	oct-25	342
Solar Diego de Almagro 04	Solar	ene-26	150
Eólica Chiloé 03	Eólica	ene-26	100
Solar Cardones 04	Solar	ene-26	100
Carbón Pan de Azúcar 02	Carbón	oct-26	342
Solar Carrera Pinto 04	Solar	ene-27	150
Eólica Charrúa 04	Eólica	ene-27	100
Carbón Puerto Montt 01	Carbón	oct-27	342
Carbón Maitencillo 02	Carbón	ene-29	342
Solar Diego de Almagro 05	Solar	ene-29	100
Solar Diego de Almagro 06	Solar	ene-29	100

Tabla 53: Plan de obras indicativo, escenario 1 - demanda alta, SIC.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Solar SING V	Solar	ene-21	200
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	jun-21	50
Solar SING I	Solar	mar-22	200
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	oct-22	40
TARAPACA I	Carbón	ene-23	300
EÓLICO SING I	Eólica	ene-23	200
Solar SING IV	Solar	ene-23	200
Solar SING II	Solar	ene-24	200
EÓLICO SING II	Eólica	sep-24	200
EÓLICO SING V	Eólica	ene-25	200
EÓLICO SING IV	Eólica	ene-25	200
TARAPACA II	Carbón	oct-26	300
Solar SING III	Solar	jul-27	200
MEJILLONES I	Carbón	oct-27	300
Solar SING IV	Solar	ene-28	200
EÓLICO SING III	Eólica	jul-28	200
MEJILLONES II	Carbón	oct-28	300

Tabla 54: Plan de obras indicativo, escenario 1 – demanda alta, SING.

6.4 Plan Indicativo: Escenario 2 – Demanda Baja

Los proyectos para el SIC y SING se indican en las tablas siguientes.

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Los Cóndores	octubre	2018	Embalse	150
Hidroeléctrica VII Región 02	octubre	2019	Pasada	20
Taltal CC GNL	enero	2021	GNL	120
Central Des. For. VII Región 01	enero	2021	Desechos Forestales	15
Central Des. For. VII Región 02	enero	2021	Desechos Forestales	10
Hidroeléctrica VIII Región 03	marzo	2021	Pasada	20
Eólica IV Región 01	junio	2021	Eólica	50
Central Des. For. VII Región 03	julio	2021	Desechos Forestales	10
Central Des. For. VIII Región 01	julio	2021	Desechos Forestales	9

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Eólica Concepción 04	octubre	2021	Eólica	250
Eólica IV Región 02	enero	2022	Eólica	50
Hidroeléctrica VII Región 03	enero	2022	Pasada	20
Eólica Concepción 01	marzo	2022	Eólica	100
Eólica Concepción 06	abril	2022	Eólica	200
Eólica IV Región 11	mayo	2022	Eólica	150
Eólica IV Región 05	julio	2022	Eólica	50
Quintero CC FA GNL	septiembre	2022	GNL	35
Quintero CC GNL	septiembre	2022	GNL	120
Eólica IV Región 03	noviembre	2022	Eólica	50
Hidroeléctrica VIII Región 05	enero	2023	Pasada	20
Hidroeléctrica VIII Región 02	enero	2023	Pasada	20
Eólica IV Región 08	diciembre	2023	Eólica	50
Solar III Región 03	diciembre	2023	Solar	200
Eólica IV Región 07	enero	2024	Eólica	150
Geotérmica Potrerillos 02	enero	2024	Geotermia	40
Eólica Chiloé 02	marzo	2024	Eólica	200
Candelaria CC GNL	octubre	2024	GNL	120
Eólica Concepción 03	noviembre	2024	Eólica	100
Eólica Concepción 05	diciembre	2024	Eólica	50
Eólica IV Región 09	diciembre	2024	Eólica	200
Eólica IV Región 06	enero	2025	Eólica	150
Eólica Concepción 02	marzo	2025	Eólica	100
Geotérmica Calabozo 02	marzo	2025	Geotermia	40
Carbón Maitencillo 02	noviembre	2025	Carbón	342
Hidroeléctrica X Región 04	enero	2026	Pasada	200
Grupo MH VIII Región 01	febrero	2026	Pasada	60
Eólica IV Región 10	febrero	2027	Eólica	250
Solar IV Región 01	febrero	2027	Solar	250
Solar III Región 05	abril	2027	Solar	200
Grupo MH VII Región 01	abril	2027	Pasada	50
Solar III Región 06	diciembre	2027	Solar	300
Eólica Chiloé 03	enero	2028	Eólica	300

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Grupo MH X Región 01	enero	2028	Pasada	60
Eólica IV Región 12	diciembre	2028	Eólica	200
Solar III Región 07	enero	2029	Solar	300

Tabla 55: Plan de obras indicativo, escenario 2- demanda baja, SIC.

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Solar SING VI	diciembre	2022	Solar	350
Eólico SING I	julio	2023	Eólica	50
Geotérmica Irruputunco	junio	2024	Geotermia	50
Solar SING IV	agosto	2024	Solar	150
Eólico SING III	septiembre	2024	Eólica	200
Eólico SING IV	octubre	2024	Eólica	350
Solar SING I	octubre	2024	Solar	100
Eólico SING II	febrero	2025	Eólica	300
Solar SING II	noviembre	2025	Solar	200
TARAPACA I	junio	2026	Carbón	200
Geotérmica Puchuldiza 01	octubre	2026	Geotermia	40
Geotérmica Apacheta 01	octubre	2027	Geotermia	40
Eólico SING V	octubre	2028	Eólica	100
Geotérmica Polloquere 01	marzo	2029	Geotermia	40

Tabla 56: Plan de obras indicativo, escenario 2 - demanda baja, SING.

6.5 Plan Indicativo: Escenario 2 - Demanda Media

Los proyectos para el SIC y SING se indican en las tablas siguientes.

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Los Condores	Octubre	2018	Embalse	150
Hidroeléctrica VII Región 02	Octubre	2019	Pasada	20
Taltal CC GNL	Enero	2021	GNL	120
Central Des.For. VII Región 01	Enero	2021	Desechos Forestales	15
Central Des.For. VII Región 02	Enero	2021	Desechos Forestales	10

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Hidroeléctrica VIII Región 03	Marzo	2021	Pasada	20
Eólica IV Región 01	Junio	2021	Eólica	50
Central Des.For. VII Región 03	Julio	2021	Desechos Forestales	10
Central Des.For. VIII Región 01	Julio	2021	Desechos Forestales	9
Eólica Concepción 04	Octubre	2021	Eólica	250
Solar III Región 03	Diciembre	2021	Solar	350
Eólica IV Región 02	Enero	2022	Eólica	50
Geotérmica Potrerillos 02	Enero	2022	Geotermia	40
Eólica Concepción 07	Enero	2022	Eólica	350
Hidroeléctrica VII Región 03	Enero	2022	Pasada	20
Eólica Concepción 01	Marzo	2022	Eólica	100
Eólica Concepción 06	Abril	2022	Eólica	200
Eólica IV Región 11	Mayo	2022	Eólica	300
Eólica IV Región 05	Julio	2022	Eólica	50
Quintero CC FA GNL	Septiembre	2022	GNL	35
Quintero CC GNL	Septiembre	2022	GNL	120
Eólica IV Región 03	Noviembre	2022	Eólica	50
Hidroeléctrica VIII Región 05	Enero	2023	Pasada	20
Hidroeléctrica VIII Región 02	Enero	2023	Pasada	20
Carbón Maitencillo 02	Julio	2023	Carbón	342
Eólica IV Región 08	Diciembre	2023	Eólica	50
Eólica IV Región 07	Enero	2024	Eólica	150
Solar III Región 02	Enero	2024	Solar	350
Eólica Chiloé 01	Marzo	2024	Eólica	250
Eólica Chiloé 02	Marzo	2024	Eólica	200
Candelaria CC GNL	Octubre	2024	GNL	120
Eólica Concepción 03	Noviembre	2024	Eólica	100
Eólica Concepción 05	Diciembre	2024	Eólica	50
Eólica IV Región 09	Diciembre	2024	Eólica	200
Eólica IV Región 06	Enero	2025	Eólica	150
Eólica Concepción 02	Marzo	2025	Eólica	100
Geotérmica Calabozo 02	Marzo	2025	Geotermia	40
Carbón Pan de Azúcar 03	Enero	2026	Carbón	100

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Hidroeléctrica X Región 04	Enero	2026	Pasada	200
Grupo MH VIII Región 01	Febrero	2026	Pasada	60
Eólica IV Región 10	Febrero	2027	Eólica	250
Solar IV Región 01	Febrero	2027	Solar	250
Solar III Región 05	Abril	2027	Solar	200
Grupo MH VII Región 01	Abril	2027	Pasada	50
Solar III Región 06	Diciembre	2027	Solar	300
Eólica Chiloé 03	Enero	2028	Eólica	300
Grupo MH X Región 01	Enero	2028	Pasada	60
Eólica Chiloé 04	Mayo	2028	Eólica	300
Eólica Chiloé 05	Julio	2028	Eólica	150
Eólica IV Región 13	Enero	2029	Eólica	150
Solar III Región 07	Enero	2029	Solar	300

Tabla 57: Plan de obras indicativo, escenario 2- demanda media, SIC.

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
EÓLICO SING I	Julio	2023	Eólica	250
TARAPACA I	enero	2024	Carbón	300
Geotérmica Irruputunco	junio	2024	Geotermia	50
Solar SING I	octubre	2024	Solar	300
EÓLICO SING II	febrero	2025	Eólica	300
Solar SING II	noviembre	2025	Solar	350
EÓLICO SING III	septiembre	2026	Eólica	300
Geotérmica Puchuldiza 01	octubre	2026	Geotermia	40
Solar SING III	octubre	2026	Solar	400
EÓLICO SING IV	julio	2027	Eólica	300
Solar SING IV	agosto	2027	Solar	300
Geotérmica Apacheta 01	octubre	2027	Geotermia	40
Solar SING V	septiembre	2028	Solar	300
EÓLICO SING V	octubre	2028	Eólica	250
EÓLICO SING VI	diciembre	2028	Eólica	200
Geotérmica Polloquere 01	marzo	2029	Geotermia	40
Solar SING VI	marzo	2029	Solar	350
Geotérmica Puchuldiza 02	junio	2029	Geotermia	40
Solar SING VII	noviembre	2029	Solar	400

Tabla 58: Plan de obras indicativo, escenario 2 - demanda media, SING.

6.6 Plan Indicativo: Escenario 2 – Demanda Alta

Los proyectos para el SIC y SING se indican en las tablas siguientes.

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Los Condores	Octubre	2018	Embalse	150
Hidroeléctrica VII Región 02	Octubre	2019	Pasada	20
Taltal CC GNL	Enero	2021	GNL	120
Central Des. For. VII Región 01	Enero	2021	Desechos Forestales	15
Central Des. For. VII Región 02	Enero	2021	Desechos Forestales	10
Eólica Charrúa 01	Enero	2021	Eólica	450
Hidroeléctrica VIII Región 03	Marzo	2021	Pasada	20
Eólica IV Región 01	Junio	2021	Eólica	50
Central Des. For. VII Región 03	Julio	2021	Desechos Forestales	10
Central Des. For. VIII Región 01	Julio	2021	Desechos Forestales	9
Eólica Concepción 04	Octubre	2021	Eólica	250
Carbón Maitencillo 02	Noviembre	2021	Carbón	342
Solar III Región 03	Diciembre	2021	Solar	350
Eólica IV Región 02	Enero	2022	Eólica	50
Geotérmica Potrerillos 02	Enero	2022	Geotermia	40
Hidroeléctrica VII Región 03	Enero	2022	Pasada	20
Eólica IV Región 14	Febrero	2022	Eólica	300
Eólica Concepción 01	Marzo	2022	Eólica	100
Eólica Concepción 06	Abril	2022	Eólica	200
Eólica IV Región 05	Julio	2022	Eólica	50
Eólica Concepción 07	Agosto	2022	Eólica	350
Quintero CC FA GNL	Septiembre	2022	GNL	35
Quintero CC GNL	Septiembre	2022	GNL	120
Eólica IV Región 03	Noviembre	2022	Eólica	50
Eólica IV Región 11	Noviembre	2022	Eólica	300
Eólica Charrúa 02	Enero	2023	Eólica	450
Hidroeléctrica VIII Región 05	Enero	2023	Pasada	20
Hidroeléctrica VIII Región 02	Enero	2023	Pasada	20
Eólica IV Región 08	Diciembre	2023	Eólica	50
Eólica IV Región 07	Enero	2024	Eólica	150
Solar III Región 02	Enero	2024	Solar	350
Solar III Región 08	Febrero	2024	Solar	400

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
Eólica Chiloé 01	Marzo	2024	Eólica	250
Eólica Chiloé 02	Marzo	2024	Eólica	200
Candelaria CC GNL	Octubre	2024	GNL	120
Eólica Concepción 03	Noviembre	2024	Eólica	100
Eólica Concepción 05	Diciembre	2024	Eólica	50
Eólica IV Región 09	Diciembre	2024	Eólica	200
Eólica IV Región 06	Enero	2025	Eólica	150
Carbón Pan de Azúcar 03	Enero	2025	Carbón	340
Geotérmica Calabozo 02	Marzo	2025	Geotermia	40
Eólica Concepción 02	Junio	2025	Eólica	100
Eólica Chiloé 03	Noviembre	2025	Eólica	300
Eólica Charrúa 03	Enero	2026	Eólica	450
Hidroeléctrica X Región 04	Enero	2026	Pasada	200
Grupo MH VIII Región 01	Febrero	2026	Pasada	60
Eólica IV Región 10	Febrero	2027	Eólica	250
Solar IV Región 01	Febrero	2027	Solar	250
Solar III Región 05	Abril	2027	Solar	200
Grupo MH VII Región 01	Abril	2027	Pasada	50
Solar III Región 06	Diciembre	2027	Solar	300
Grupo MH X Región 01	Enero	2028	Pasada	60
Eólica Chiloé 04	Mayo	2028	Eólica	300
Eólica Chiloé 05	Julio	2028	Eólica	150
Eólica IV Región 13	Enero	2029	Eólica	150
Solar III Región 07	Enero	2029	Solar	300

Tabla 59: Plan de obras indicativo, escenario 2- demanda alta, SIC.

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
EÓLICO SING I	Julio	2023	Eólica	250
TARAPACÁ	Enero	2024	Carbón	300
Geotérmica Irruputunco	Junio	2024	Geotermia	50
Solar SING I	Octubre	2024	Solar	300
Solar SING II	Noviembre	2025	Solar	350
EÓLICO SING II	Diciembre	2025	Eólica	300

Proyecto	Entrada en operación		Tecnología	Potencia [MW]
	Mes	Año		
EÓLICO SING III	Septiembre	2026	Eólica	300
Geotérmica Puchuldiza 01	Octubre	2026	Geotermia	40
Solar SING III	Octubre	2026	Solar	400
EÓLICO SING IV	Julio	2027	Eólica	300
Solar SING IV	Agosto	2027	Solar	300
Geotérmica Apacheta 01	Octubre	2027	Geotermia	40
Solar SING V	Septiembre	2028	Solar	300
EÓLICO SING V	Octubre	2028	Eólica	250
EÓLICO SING VI	Diciembre	2028	Eólica	200
EÓLICO SING VII	Febrero	2029	Eólica	350
Geotérmica Polloquere 01	Marzo	2029	Geotermia	40
Solar SING VI	Marzo	2029	Solar	350
Geotérmica Puchuldiza 02	Junio	2029	Geotermia	40
Solar SING VIII	Septiembre	2029	Solar	350
Solar SING VII	Noviembre	2029	Solar	400

Tabla 60: Plan de obras indicativo, escenario 2 – demanda alta, SING.

6.7 Plan Indicativo: Escenario 3 – Demanda Media

Los proyectos para el SIC y SING se indican en las tablas siguientes.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Taltal CC GNL	GNL	ene-18	120
Los Cóndores	Embalse	oct-18	150
Hidroeléctrica VII Región 02	Pasada	oct-19	20
Hidroeléctrica VIII Región 03	Pasada	mar-21	20
Central Des.For. VII Región 03	Desechos Forestales	jul-21	10
Central Des.For. VIII Región 01	Desechos Forestales	jul-21	9
Hidroeléctrica VII Región 03	Pasada	ene-22	20
Eólica IV Región 03	Eólica	ene-22	50
Eólica IV Región 02	Eólica	ene-22	50
Geotérmica Potrerillos 02	Geotermia	ene-22	40
Solar Cardones 01	Solar	ene-22	100

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Eólica IV Región 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepción 04	Eólica	jul-22	50
Eólica Concepción 05	Eólica	jul-22	50
Eólica IV Región 05	Eólica	jul-22	50
Geotérmica Potrerillos 01	Geotermia	sep-22	40
Hidroeléctrica VIII Región 05	Pasada	ene-23	20
Hidroeléctrica VIII Región 02	Pasada	ene-23	20
Eólica IV Región 06	Eólica	ene-23	50
Geotérmica Calabozo 01	Geotermia	ene-23	40
Central Des.For. VII Región 01	Desechos Forestales	ene-23	15
Eólica IV Región 07	Eólica	jul-23	50
Quintero CC FA GNL	GNL	sep-23	35
Quintero CC GNL	GNL	sep-23	120
Eólica IV Región 08	Eólica	oct-23	50
Eólica Concepción 03	Eólica	ene-24	50
Solar Diego de Almagro 01	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 01	Solar	ene-24	100
Solar Diego de Almagro 02	Solar	ene-24	100
Solar Carrera Pinto 02	Solar	ene-24	100
Solar Cardones 02	Solar	ene-24	100
Solar Cardones 03	Solar	ene-24	100
Eólica Charrúa 01	Eólica	ene-24	100
Eólica Chiloé 01	Eólica	ene-24	100
Eólica IV Región 09	Eólica	dic-24	50
Central Des.For. VII Región 02	Desechos Forestales	ene-25	10
Eólica Concepción 01	Eólica	jul-25	50
Solar Diego de Almagro 03	Solar	jul-25	100
Solar Carrera Pinto 03	Solar	jul-25	100
Eólica Charrúa 02	Eólica	jul-25	100
Eólica Chiloé 02	Eólica	jul-25	100
Candelaria CC GNL	GNL	oct-25	120
Solar Diego de Almagro 04	Solar	ene-26	100
Eólica Chiloé 03	Eólica	ene-26	100
Charrúa CC I	GNL	sep-26	575

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Solar Carrera Pinto 04	Solar	ene-27	100
Cardones CC I	GNL	oct-28	575
Solar Diego de Almagro 05	Solar	ene-29	100
Maitencillo CC I	GNL	nov-29	575

Tabla 61: Plan de obras indicativo, escenario 3- demanda media, SIC.

Proyecto	Tecnología	Fecha entrada en servicio	Potencia [MW]
Geotérmica Irruputunco	Geotermia	jun-21	50
Solar SING V	Solar	sep-21	150
Geotérmica Puchuldiza 01	Geotermia	oct-22	40
Solar SING I	Solar	oct-22	150
EÓLICO SING I	Eólica	ene-23	200
Solar SING IV	Solar	ene-23	150
Solar SING II	Solar	ene-24	150
EÓLICO SING II	Eólica	sep-24	200
EÓLICO SING V	Eólica	ene-25	200
EÓLICO SING IV	Eólica	ene-25	200
MEJILLONES I GNL	GNL	jul-27	575
Solar SING III	Solar	jul-27	200

Tabla 62: Plan de obras indicativo, escenario 3 - demanda media, SING.

6.8 Detalle de proyectos en estudio

Proyectos	Tecnología	Nº Proyectos	Potencia [MW]
Parque Solar III Región	Solar Fotovoltaico	28	1203
Central Termoeléctrica III Región 01	Carbón	3	1540
Central Termoeléctrica III Región 02	Diésel	1	30
Central Eólica III Región	Eólica	2	280
Parque Solar IV Región	Solar Fotovoltaico	6	184
Central Eólica IV región	Eólica	2	117
Central Termoeléctrica V Región 01	Carbón	1	1050
Central Termoeléctrica V Región 02	GNL	1	800
Parque Solar RM	Solar Fotovoltaico	2	21
Central Biogás RM	Biogás	2	3
Central Hidroeléctrica RM	Hidro - Pasada	4	6
Central Hidroeléctrica VI Región	Hidro - Pasada	7	519
Central Hidroeléctrica VII Región	Hidro - Pasada	16	628
Central Biomasa VII Región	Biomasa	1	7
Central Termoeléctrica VII Región	Carbón	1	750
Central Biomasa VIII Región	Biomasa	4	209
Central Termoeléctrica VIII Región 01	Carbón	1	50
Central Eólica VIII Región	Eólica	16	1530
Central Geotérmica VIII Región	Geotermia	2	65
Central Termoeléctrica VIII Región 02	GNL	2	1170
Central Hidroeléctrica VIII Región	Hidro - Pasada	18	189
Central Eólica IX Región	Eólica	3	367
Central Hidroeléctrica IX Región	Hidro - Pasada	7	125,7
Central Eólica X Región	Eólica	4	300
Central Hidroeléctrica X Región 01	Hidro - Embalse	1	8
Central Hidroeléctrica X Región 02	Hidro - Pasada	10	420
Central Eólica XIV Región	Eólica	1	51
Central Hidroeléctrica XIV Región	Hidro - Pasada	3	640
Central Hidroeléctrica XI Región 01	Hidro - Pasada	1	770
Central Hidroeléctrica XI Región 02	Hidro - Pasada	1	660
Central Hidroeléctrica XI Región 03	Hidro - Embalse	1	640
Central Hidroeléctrica XI Región 04	Hidro - Pasada	1	500
Central Hidroeléctrica XI Región 05	Hidro - Pasada	1	460
Central Hidroeléctrica XI Región 06	Hidro - Embalse	1	375
Central Hidroeléctrica XI Región 07	Hidro - Pasada	1	360
Central Hidroeléctrica XI Región 08	Hidro - Embalse	1	54

Proyectos	Tecnología	Nº Proyectos	Potencia [MW]
Central Hidroeléctrica XI Región 09	Hidro - Pasada	1	14

Tabla 63: Proyectos de generación en estudio en el SIC

Proyectos	Tecnología	Nº Proyectos	Potencia [MW]
Parque Solar XV Región	Solar Fotovoltaico	12	451
Parque Solar I Región	Solar Fotovoltaico	16	888
Central Geotérmica I Región	Geotermia	2	80
Central Termoeléctrica I Región	Carbón	2	460
Parque Solar II Región	Solar Fotovoltaico	38	2997
Central Termoeléctrica II Región 01	Carbón	5	1725
Central Eólica II Región	Eólica	10	1159
Central Geotérmica II Región	Geotermia	1	50
Central Termoeléctrica II Región 02	GNL	2	2070
Central Termoeléctrica II Región 03	GNL, Diésel	1	130

Tabla 64: Proyectos en estudio en el SING