



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

ENERGÍA ELÉCTRICA SUSTENTABLE PARA EL SIGLO XXI

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

SERGIO ADRIÁN CORTEZ VERA

PROFESOR GUÍA:
ÁLVARO VALENCIA MUSALEM

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARIANA BRUNING GONZÁLEZ
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO
CIVIL MECÁNICO
POR: SERGIO CORTEZ VERA
FECHA: 18/10/2021
PROFESOR GUÍA: ÁLVARO VALENCIA M.

ENERGÍA ELÉCTRICA SUSTENTABLE PARA EL SIGLO XXI

Debido al avance de las consecuencias negativas del cambio climático antropogénico en el planeta, se requiere reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como el CO_2 , CH_4 , NO_x , etc., los cuales se normalizan en masa de $[CO_2eq]$. Para el caso de Chile el sector de la energía es el principal emisor con el 77% del total, y de esto, la energía eléctrica emite el 39%.

Por esto se analiza las posibilidades de las ERNC en Chile, las cuales pueden proveer energía eléctrica con emisiones a priori menores que la matriz actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para así estudiar la generación Eólica sobre tierra, Fotovoltaica (PV), y Concentración Solar de Potencia de torre central (CSP), por medio del software System Advisor Model (SAM), para lo cual se necesitó recabar archivos de radiación solar, velocidad del viento, redes de transmisión de electricidad, entre otros, que fueron obtenidos desde el Ministerio de Energía de Chile, así como lugares potenciales para instalar las plantas desde el Ministerio de Bienes Nacionales de Chile, los equipos necesarios para instalar la planta los que se obtiene desde SAM, catálogos de proveedores, entre otros insumos.

Con esto se logró obtener una matriz energética basada en energía Eólica, PV y CSP, donde cada una posee una potencia instalada de 3598[MW], y que será capaz de proveer el 59% de la energía que consume Chile, esto teniendo de referencia a la generación del año 2019 como comparación. Con esto se encuentra que durante 621[h] del año se logra satisfacer toda la potencia demandada por el sistema, y en 8139[h] se requiere algún tipo de respaldo, cuya potencia instalada mínima debe ser de 10 040[MW], lo que representa un factor de seguridad de 1.93, que es inferior al que tiene actualmente el SEN de 2.6, por lo que se puede aumentar la cuota de energías renovables actual, sin temor a que el sistema no tenga la capacidad de proveer la electricidad necesaria.

Además, se logró cuantificar las emisiones netas emitidas en Chile, que equivalen a 48 320 000 $[tCO_2eq]$ para el año 2018 (último año con datos completos), donde el factor de emisión de GEI del SEN es $0.3834[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, que se podría reducir con el ingreso de ERNC, hasta alcanzar un factor de emisión de GEI de $0.1986[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$.

Al ingresar las ERNC, y operar ellas como la base del sistema eléctrico más un respaldo de energía convencional, se obtiene una reducción del 51.8% del factor de emisión de GEI con respecto a la situación actual del SEN. De ocurrir este cambio en la matriz eléctrica, lo que tiene altas posibilidades de suceder debido al bajo costo de las energías renovables, Chile dejaría de emitir 14 302 107 $[tCO_2eq]$ al año. Considerando las emisiones netas del país de 48 320 000 $[tCO_2eq]$ para el 2018 (último año disponible) podría reducir este valor hasta los 34 017 893 $[tCO_2eq]$, lo que equivale a una reducción del 29.6% de las emisiones netas de Chile.

Dedicatoria

A mi familia, mis amig@s, mis mascotas, y a la vida que me ha hecho feliz tantas veces
También a todas las cositas buenas que me han pasado, y me han permitido soñar sin
límites, y a las malas que me recordaron que solo soy otro humano después de todo.

Agradecimientos

A los que estuvieron y ya no están, a los que siguen hasta hoy, y a los que estarán mañana.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	2
1.2. Antecedentes básicos generales	3
1.3. Objetivos	4
1.4. Alcances	4
2. Antecedentes	5
2.1. ¿Qué es la energía?	5
2.2. Energía: Tipos de fuentes energéticas	5
2.3. Panorama actual: Carbón y su uso en generación eléctrica	9
2.4. Evolución de la Matriz histórica del SEN	11
2.5. Capacidad instalada y generación actual del SEN	12
2.6. Efectos de la generación eléctrica basada en Combustibles	13
2.7. ¿Qué es la energía eólica?	18
2.7.1. Componentes de una turbina eólica	18
2.7.2. ¿Cómo funciona una turbina eólica/central eólica?	20
2.7.3. Ventajas y desventajas de la energía eólica	20
2.7.4. Ubicaciones de una central eólica terrestre	22
2.7.5. ¿Cuándo funciona la energía eólica?	22
2.8. ¿Qué es la energía solar fotovoltaica(PV)?	24
2.8.1. Componentes típicos de una central PV	26
2.8.2. ¿Cómo funciona una central PV?	26
2.8.3. Ventajas y desventajas de la energía PV	27
2.8.4. Ubicaciones de una central PV	29
2.8.5. ¿Cuándo funciona la energía PV?	31
2.9. ¿Qué es la energía por concentración solar de potencia (CSP)?	32
2.9.1. Componentes y funcionamiento de una central CSP	33
2.9.2. Ventajas y desventajas de la CSP	34
2.9.3. Ubicaciones de la CSP	35
2.9.4. ¿Cuándo funciona la CSP?	35
3. Metodología	36
3.1. Eólica: Modelación en SAM	37
3.1.1. Eólica: Ubicación y recurso eólico	37
3.1.2. Eólica: Turbina	40
3.1.3. Eólica: Diseño del layout	41
3.1.4. Eólica: Calculo de potencia y energía de la central	42

3.1.5.	Eólica: Pérdidas del proceso	45
3.1.6.	Eólica: Degradación y vida útil	46
3.1.7.	Eólica: Estimación de ingresos y costos	46
3.2.	PV: modelación en SAM	52
3.2.1.	PV: Ubicación y recurso solar	52
3.2.2.	PV: Elección de equipos	54
3.2.3.	PV: Diseño del sistema	59
3.2.4.	PV: Sombras y layout	60
3.2.5.	PV: Perdidas	61
3.2.6.	PV: Degradación y vida útil	61
3.2.7.	PV: Estimación de ingresos y costos	62
3.3.	CSP: modelación en SAM	63
3.3.1.	CSP: Ubicación y recurso solar	63
3.3.2.	CSP: Diseño del sistema	66
3.3.3.	CSP: Campo de helióstatos	69
3.3.4.	CSP: Torre y receptor	70
3.3.5.	CSP: Ciclo de potencia	70
3.3.6.	CSP: Almacenamiento térmico	71
3.3.7.	CSP: Pérdidas	73
3.3.8.	CSP: Degradación y vida útil	73
3.3.9.	CSP: Estimación de ingresos y costos	74
3.4.	Medioambiente	76
3.4.1.	Emisiones en el estado actual del sistema	76
3.4.2.	Emisiones para cada fuente renovable	76
3.4.3.	Reducción en las emisiones y Bonos de Carbono	76
3.4.4.	Emisiones para la fuente de respaldo	77
3.4.5.	Modelación de expansión de ERNC	77
4.	Resultados y discusiones	82
4.1.	Resultados Eólica	82
4.2.	Resultados PV	90
4.3.	Resultados CSP	101
4.4.	Resultados Medioambientales	113
4.4.1.	Resultados Medioambientales: Emisiones actuales	113
4.4.2.	Resultados Medioambientales: Emisiones para cada fuente renovable estudiada	116
4.4.2.1.	LCA Energía Eólica	116
4.4.2.2.	LCA Energía PV	116
4.4.2.3.	LCA Energía CSP	117
4.4.3.	Resultados Medioambientales: Reducción de emisiones y Bonos de Car- bono	118
4.4.4.	Resultados Medioambientales: Emisiones para la fuente de respaldo .	119
4.4.5.	Resultados Medioambientales: Expansión de ERNC	119
5.	Trabajo propuesto y conclusiones	127
	Bibliografía	133

Anexo A	138
5.1. SEN	138
Anexo B	142
5.2. Turbinas Eólicas	142
Anexo C	150
5.3. Paneles Solares	150
5.4. Inversores DC->AC	154
5.5. Estructuras de montaje	164
Anexo C	165
5.6. Ciclo de Carnot	165
5.7. 2º principio de la termodinámica	166
5.8. Modelo de Carnot	166
5.9. Ciclo de Rankine	167
5.10. Ciclo de potencia de una central Térmica/CSP/Nuclear	168

Índice de Tablas

3.1.	Ubicaciones potenciales de una central eólica	39
3.2.	Turbinas Eólicas a evaluar y sus respectivos casos	40
3.3.	Ubicaciones posibles central PV	54
3.4.	Paneles a evaluar	56
3.5.	Comparación entre tipos de inversores	58
3.6.	Inversores a evaluar	59
3.7.	Casos PV a evaluar	60
3.8.	Ubicaciones posibles central CSP	66
3.9.	Casos CSP a evaluar	71
4.1.	Resultados parques eólicos A, B, C y D.	82
4.2.	Resultados de centrales PV en casos A, B, C y D.	91
4.3.	Resultados CSP en casos A, B, C y D.	102
4.4.	GEI emitidos en Chile debido al sector eléctrico	116
4.5.	Factor de GEI por fuente de ingresos debido a Bonos de Carbono.	118
4.6.	Factor GEI del Respaldo	119
4.7.	Factor de seguridad del SEN, SAM+Respaldo	123
4.8.	Potencia, Energía y GEI para el SEN, SAM+Respaldo	126
4.9.	Resumen de las plantas a incluir en el SEN	126
5.1.	Capacidad histórica instalada [MW]	138
5.2.	Generación histórica SEN [GWh/año]	139

Índice de Ilustraciones

1.1.	Participación de las energías renovables (incluyendo Hidro) en la potencia instalada del mundo y Chile, adaptado de 'Estadísticas de capacidad renovable 2021', IRENA, [36].	3
2.1.	Fuentes energéticas según si su tipo es renovable o no, adaptado de 'Tipos de energía', Remica, [37].	6
2.2.	Levelized cost of energy(LCOE) para ERNC y su variación en la última década, se aprecia que la energía Eólica terrestre, Hidroelectricidad y Solar(PV) tienen costos que en promedio son menores o iguales a la fuente termoeléctrica más competitiva que se conozca, además la Eólica marina y CSP tienen curvas decrecientes de precio que se espera continúen mejorando, extraído de 'Renewable power generation Costs in 2020', IRENA, [25].	9
2.3.	Tipos de carbón, de izquierda a derecha A=Antracita, B=Bituminoso, C=Lignito, elaboración propia.	10
2.4.	Matriz histórica de energía eléctrica en Chile, adaptado de 'Generación eléctrica de Chile', [3]	11
2.5.	Composición de la capacidad instalada de la matriz energética de Chile a 31-12-2019, por tipo de fuente de energía, extraído de Reporte anual generadoras de Chile', [3]	12
2.6.	Distribución de la producción de electricidad en la matriz energética de Chile durante 2019, por tipo de fuente de energía, extraído de 'Reporte anual generadoras de Chile', [3].	13
2.7.	Fuentes de emisión de CO_2 equivalente por sector económico para USA, elaboración propia en base a datos de EPA [7] [8]	14
2.8.	Composición de los gases de efecto invernadero según tipo en USA, elaboración propia en base a datos de EPA [7] [8]	14
2.9.	Inventario de gases de efecto invernadero de Chile, donde se aprecian las emisiones por sector: Energía, Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU), Agricultura, Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (UTCUTS y Residuos, además se ve que el balance (línea negra) aumenta debido al sector Energía, que es la mayor fuente de emisiones, y decrece gracias a UTCUTS, extraído de 'Cuarto informe bienal de actualización de Chile sobre cambio climático', Ministerio de Medio Ambiente, [19]	16
2.10.	Relación entre el aumento de consumo eléctrico, y el aumento de la generación basada en combustibles, que produce un aumento en las emisiones de CO_2 , extraído de 'Cuarto informe bienal de actualización de Chile sobre cambio climático', Ministerio de Medio Ambiente, [19].	17

2.11.	Evolución de la eficiencia de las plantas termoeléctricas basadas en el carbón durante los últimos siglos, se aprecia el estancamiento de la fuente energética que impide reducir sus emisiones, extraído de 'Coal-Fired Electricity and Emissions Control', [21]	18
2.12.	Componentes de una turbina eólica; 1=Cimientos, 2=Conexión eléctrica, 3=Torre, 4=Escalera de acceso, 5=Sistema de orientación, 6=Góndola, 7=Generador, 8=Anemómetro y veleta, 9=Freno mecánico, 10=Transmisión, 11=Álabe(palas), 12=Sistema de inclinación de Álaves, 13=Buje, autor Arne Nordmann.	19
2.13.	Central eólica en Roscoe, West Texas, USA, que muestra cómo es posible unir esta tecnología con actividades agrícolas, Autor Matthew T Rader.	20
2.14.	Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura, la mayor velocidad se alcanza en lugares con gran altitud, así como terrenos cercanos a la costa para la Energía Eólica terrestre, así como los cuerpos de agua de gran magnitud (Océanos o lagos) ofrecen las mejores ubicaciones para la Energía Eólica Marina, elaborado Por el banco mundial junto a sus colaboradores[26].	22
2.15.	Curva de potencia del modelo General Electric (GE) 1.5sle, Imagen adaptada de la librería de turbinas de System Advisor Model(SAM).	23
2.16.	Funcionamiento de una celda solar, los fotones de luz impactan contra la celda solar produciendo electrones libres, los cuales gracias al dopaje NP que se hace en el silicio, fluyen desde el polo negativo al positivo, teniendo una diferencia de potencial(Voltaje) e intensidad de corriente, autor desconocido.	24
2.17.	Longitud de onda según tipo de radiación, para el caso del sol, la longitud de onda de la radiación solar depende de la temperatura del cuerpo, que en el sol es 5778K en la superficie, Autor De Horst Frank, Jailbird, Electromagnetic spectrum.	25
2.18.	Tipos de radiación solar: Directa, Difusa, Reflejada, Autor desconocido.	25
2.19.	Competentes típicos de una planta PV, se puede apreciar que los paneles solares captan la radiación y entregan electricidad en DC, la cual es invertida en AC, para luego aumentar su tensión e inyectarla a la red del SEN, autor NREL.	26
2.20.	Costos detallados para plantas PV en el año 2015, se debe notar que los precios se han reducido fuertemente entre 2010-2020 por lo que los países se desplazaron hacia el campo de low cost-mid cost actualmente, teniendo a China y Alemania como los mejores lugares, [22].	29
2.21.	GHI en el mundo, datos obtenidos por Solargis para el Banco Mundial, se aprecia que no hay datos para el sur de Chile en esta fuente, lo que no afecta el trabajo debido a que la planta se ubicara en el norte de país.	30
2.22.	Posibles ubicaciones para la planta PV en el norte de Chile, que destacan por tener más de 7[kWh/(m ² *día)], Autor Explorador solar, Ministerio de Energía de Chile.	31
2.23.	Radiación GHI para Calama, se puede apreciar que en verano se tiene mayor radiación, y esta se encuentra disponible por más horas que en el invierno, obtenido del Explorador solar del ministerio de Energía [23].	32
2.24.	Componentes y funcionamiento básico de un ciclo CSP, adaptado de United States Deparment of Energy [14].	33
2.25.	Componentes y funcionamiento básico de un ciclo CSP, adaptado de United states deparment of energy [14]	34

3.1.	Explorador eólico, mapa de velocidad de viento promedio en Chile continental [24].	38
3.2.	IDE o mapa de capas del Ministerio de Energía de Chile, las líneas de color representan redes de transmisión de electricidad, los círculos celestes centrales eólicas actuales o futuras (en SEIA), extraído de [31].	39
3.3.	Ejemplo de archivo .srw con los datos requeridos para modelo eólico de SAM, disponible en [30].	40
3.4.	Layout de la central eólica para 70 Turbinas con una potencia instalada total de 105 [MW].	41
3.5.	Potencia eléctrica versus velocidad del viento para la turbina Vensys 82m. . .	43
3.6.	Mapa de impuestos al carbón y mecanismos de transferencia de emisiones (Bonos de Carbono principalmente), se recomienda usar zoom para ver la imagen porque esta tiene buena definición, extraído de ‘State and trends of carbon pricing 2021’, Banco Mundial, [45]	49
3.7.	Costo de impuestos al Carbono (Carbon tax), y costo de bonos de Carbono (ETS), se recomienda usar zoom para ver la imagen porque esta tiene buena definición, extraído de ‘State and trends of carbon pricing 2021’, Banco Mundial, [45]	50
3.8.	Costo de instalación de una central Eólica en Chile a 2020 y su proyección para diferentes escenarios, extraído de ‘Planificación energética de largo plazo’, Ministerio de Energía de Chile [35].	51
3.9.	Costos de diversas energías renovables en 2010 y su variación a 2020, extraído de ‘Power generation costs in 2020’, IRENA [25].	51
3.10.	Mapa de radiación global horizontal (GHI) [$\frac{KWh}{día}$], extraído de Explorador solar [23].	52
3.11.	Ide o mapa de capas del Ministerio de Energía de Chile, las líneas de color representan líneas de transmisión actuales, las líneas negras son líneas de transmisión futuras (en SEIA), los círculos amarillos son centrales solares actualmente en operación, y los círculos negros centrales solares futuras (en SEIA), extraído de [31].	53
3.12.	Resumen de las eficiencias obtenidas por las diferentes tecnologías de generación solar fotovoltaica, Elaborado por NREL.	55
3.13.	Análisis de energía adicional producida, según el tipo de panel solar y su estructura de montaje, realizado por SAM-NREL en Bifacial simulation in SAM [32]	55
3.14.	Estructura de montaje PV de columna única. Adaptado de Nacyc Energy. . .	57
3.15.	Estructura de montaje PV de dos columnas, adaptado de Bluesun Solar. . . .	57
3.16.	Variación de GCH, GCR y sus efectos en la energía producida, elaborado por [32]	61
3.17.	Costo de instalación de una central PV en Chile a 2020 y su proyección para diferentes escenarios, extraído de ‘Planificación energética de largo plazo’, Ministerio de Energía de Chile [35].	62
3.18.	Costos de diversas energías renovables en 2010 y su variación a 2020, extraído de ‘Power generation costs in 2020’, IRENA [25].	63
3.19.	Mapa de radiación global horizontal (GHI) [$\frac{KWh}{día}$], extraído de Explorador solar [23].	64

3.20.	Ide o mapa de capas del Ministerio de Energía de Chile, las líneas de color representan líneas de transmisión actuales, las líneas negras son líneas de transmisión futuras (en SEIA), los círculos amarillos son centrales solares actualmente en operación, y los círculos negros centrales solares futuras (en SEIA), extraído de [31].	65
3.21.	Opciones de plantas CSP, adaptado de 'CSP made in Chile', Cardemil, J. [42]	67
3.22.	Diseño del sistema de CSP, elaboración propia.	68
3.23.	Distribución de la radiación directa incidente en Calama, se aprecia que 90% de los datos tienen radiación menor o igual a $1100[\frac{W}{m^2}]$ escogiendo a este punto como el DNI de diseño, elaboración propia.	68
3.24.	Optimización del campo de helióstatos y las dimensiones de la torre-receptor, elaboración propia.	69
3.25.	Configuración del helióstato a utilizar, el cual fue tomado desde el catálogo de SAM, elaboración propia	70
3.26.	Sales fundidas, típicamente son mezclas de $NaNO_3$ y KNO_3 en diferentes concentraciones.	72
3.27.	Estanques dobles de sales fundidas utilizados en la planta CSP Extresol 1 de España, con 14[m] de altura, y 36[m] de diámetro, Imagen obtenida desde el fabricante Nervión industries [40].	72
3.28.	Costo de instalación de una central CSP en Chile a 2020 y su proyección para diferentes escenarios, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].	75
3.29.	Costos de diversas energías renovables en 2010 y su variación a 2020, extraído de 'Power generation costs in 2020', IRENA [25].	75
3.30.	Registro y proyección de la energía en Chile muestra que la energía Eólica, PV y CSP se transformarían rápidamente en la principal fuente de energía de Chile, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].	78
3.31.	Potencial en ERNC+Hidro que existe en Chile supera 70 veces la capacidad actual del SEN, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].	79
4.1.	Dirección del viento en Taltal, se aprecia que a los 40° y los $220^\circ(220^\circ=40^\circ+180^\circ)$ se obtiene la mayor cantidad de datos, por lo tanto, el montaje de las turbinas debe considerar esto para producir mayor electricidad.	84
4.2.	Layout utilizado para montar las turbinas Vnesys 82m, con una rotación a los 40° para enfrentar el viento con la menor pérdida posible, se requieren 1620 hectáreas de terreno en Taltal, para revisar la configuración revise tabla 3.2.	85
4.3.	Producción eléctrica mensual en el caso D, se aprecia que durante el invierno se consiguen los mejores valores, para revisar la configuración revise tabla 3.2. ubicación	86
4.4.	Producción anual horaria(KWh), se aprecia la alta volatilidad del recurso eólico, teniendo meses como junio o julio donde se logran valores sobre 80000KWh de potencia entregada durante semanas, contra algunas semanas de noviembre o diciembre con 40000 o 50000KWh, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.	86
4.5.	Producción eléctrica anual considera la degradación de la planta, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.	87

4.6.	Alabe de una turbina Eólica que presenta problemas de delaminación, una de las razones tras la reducción de la energía producida con el tiempo, autor desconocido.	87
4.7.	Principales fuentes de pérdidas energéticas para el caso D en la planta eólica, para revisar la configuración revise tabla 3.2.	88
4.8.	Velocidad del viento para Taltal, se aprecia que $8[\frac{m}{s}]$ es la moda los datos, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.	89
4.9.	Perfil horario de velocidad del viento, se aprecia que la turbina que sea capaz de operar a mayor potencia y menor velocidad será ideal para este recurso, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.	89
4.10.	Flujo de caja para el caso D de la planta Eólica, la inversión inicial es el mayor gasto, lo que es aliviado gracias a la depreciación acelerada que permite reducir impuestos durante los primeros 3 años, además el principal ingreso viene de la venta de energía al SEN, para revisar la configuración D revise tabla 3.2. . . .	90
4.11.	Producción de energía eléctrica mensual durante el primer año de operación, para revisar la configuración D revise tabla 3.7.	93
4.12.	Distribución de la energía enviada a la red, se aprecia que la moda es 75[MW] a pesar de que la planta está diseñada para 100[MW], para revisar la configuración D revise tabla 3.7.	94
4.13.	Fenómeno de clipping en inversores, donde se aprecia que un alto DC-AC ratio aumenta la energía total producida en un día, pese a que durante un segmento del mismo día el inversor no será capaz de manejar la energía que los paneles produzcan.	95
4.14.	Radiación solar total incidente sobre los paneles [KW](verde), radiación solar directa tras pérdidas sobre los paneles [KW](naranja), potencia DC producida por los paneles [KW](rojo) y potencia generada tras el inversor [KW](azul), para revisar la configuración D revise tabla 3.7.	96
4.15.	Producción de energía eléctrica anual considerando la degradación de la planta (0.45 %), para revisar la configuración D revise tabla 3.7.	97
4.16.	Diagrama de pérdidas del caso D, donde la desviación del panel con respecto a sus datos STC en la mayor pérdida, esto principalmente por la temperatura que alcanza mientras opera, para revisar la configuración D revise tabla 3.7. . . .	98
4.17.	Árbol de pérdidas en la producción energética de la planta PV, donde el suelo y la desviación del panel con respecto a sus datos STC son la principal razón de las pérdidas, mientras que la única fuente de recuperación es la ganancia bifacial del panel, para revisar la configuración D revise tabla 3.7.	99
4.18.	Temperatura ambiental(azul) y temperatura del panel solar(rojo), se aprecia que la temperatura del panel se eleva cuanto esté en operación alcanzado el Valor Noct, lo que reduce su eficiencia para revisar la configuración D revise tabla 3.7.	100
4.19.	Flujo de caja para la planta PV en el caso D, se aprecia que la inversión inicial es el principal gasto, y que el utilizar inversores de tipo central permite ahorrar producto de su mayor vida útil, para revisar la configuración D revise tabla 3.7.	101
4.20.	Detalle de la potencia enviada a la red (rojo), así como la potencia que es tomada de la red(naranja), para el 16 al 22 de enero, se aprecia que durante el verano no es necesario tomar potencia desde la red por lo cual la central CSP opera entre 80[MW] y 100[MW], para revisar la configuración C revise tabla 3.9	104

4.21.	Detalle de la potencia enviada a la red (rojo), así como la potencia que es tomada de la red(naranja), para la semana del 6 al 12 de Julio, se aprecia que durante el invierno es requisito tomar potencia desde la red, por lo tanto se debe gastar dinero en mantener las sales calientes, así como en calentar las sales que serán enviadas al receptor en la mañana, producto de esto la potencia enviada a la red varia desde 0[MW] hasta 100[MW], para revisar la configuración C revise tabla 3.9	105
4.22.	Producción de energía mensual durante el primer año, para los meses de septiembre (September) a marzo (March) se aprecia que la generación se mantiene constante, con una caída de abril (April) a agosto (August), para revisar la configuración C revise tabla 3.9	106
4.23.	Energía que es enviada a la red(naranja) y energía que es tomada de la red(rojo), durante el invierno se necesita adquirir energía de la red para calentar las sales en la mañana, para revisar la configuración C revise tabla 3.9	107
4.24.	Producción de energía eléctrica anual considerando la degradación de la planta CSP, para revisar la configuración C revise tabla 3.9	108
4.25.	Distribución de la potencia térmica total que incide sobre el campo, la mayor cantidad de datos está en torno a 1300-1500[MWt], para revisar la configuración C revise tabla 3.9	109
4.26.	Eficiencia óptica del campo, se aprecia que la mayor cantidad de datos oscila en torno a 50-58 % de eficiencia, para revisar la configuración C revise tabla 3.9	109
4.27.	Distribución de la potencia térmica entregada por el receptor al HTF, se aprecia que el 90 % de los datos está bajo 810[MWt], para revisar la configuración C revise tabla 3.9	110
4.28.	Eficiencia del ciclo de potencia (Power Cycle-PC), se aprecia que la eficiencia disminuye respecto de su valor máximo(41 %), lo que puede deberse a las pérdidas de carga, para revisar la configuración C revise tabla 3.9	111
4.29.	Pérdidas de energía en el sistema de almacenamiento térmico, existe 1,11[MWt] de potencia perdida debido a esto, para revisar la configuración C revise tabla 3.9	112
4.30.	Ubicación optimizada de los helióstatos en la planta CSP para el caso C, para revisar la configuración C revise tabla 3.9	112
4.31.	Flujo de caja de la central CSP, se tiene que la inversión inicial es el gasto más importante, mientras que los principales ingresos vienen por la vía de reducción de impuestos por depreciación, ventas de energía, y bonos de carbono, para revisar la configuración C revise tabla 3.9	113
4.32.	Factor de emisiones de GEI del SEN, se aprecia que tiene una caída anual sostenida en el tiempo, pero una alta variabilidad dentro de los meses que conforman un año, su último valor anual(2020) es de 0.3834 [$\frac{tCO_2eq}{MWh}$], adaptado de Comisión Nacional de energía, Energía abierta [43].	114
4.33.	Comparación de emisiones de GEI [$\frac{tCO_2eq}{MWh}$] para diversos países, los máximos valores se encuentran en Australia, un país con fuerte dependencia del carbón para generar electricidad, y los mínimos en Noruega que obtiene su electricidad a partir de la energía Hidroeléctrica, extraído de 'Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation', Stoppato, [49].	115

4.34.	LCA PV para diversas configuraciones, para el estudio se utiliza, extraído de 'Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review', Ludin N. y otros [47].	117
4.35.	LCA para centrales CSP calculada usando la metodología propuesta por IPPC, se aprecia que las emisiones de GEI para el caso de poseer almacenamiento térmico, son significativamente menores a una planta CSP sin almacenamiento, además se aprecia que el origen de dichas emisiones es debido principalmente al proceso de manufactura, extraído de 'Life Cycle Assessment (LCA) of a Concentrating Solar Power (CSP) Plant in Tower Configuration with and Without Thermal Energy Storage (TES)', de Gassa, G. y otros [48].	118
4.36.	Inversión proyectada para las próximas 3 décadas en el SEN, para las 5 diferentes combinaciones de expansión de la matriz energética que el Ministerio de Energía proyecta para Chile, extraído de la planificación energética de largo plazo (PELP) del Ministerio de Energía [35].	120
4.37.	Potencia normalizada del SEN(t) y potencia normalizada total de SAM(t), se aprecia que el sistema basado en ERNC modelado en SAM y normalizado es capaz de proveer desde un 40 % a 80 % de la potencia requerida por el SEN.	121
4.38.	satisfacción(t) para el primer año de operación, se aprecia que durante 621 horas se logra superar la potencia requerida, y en 8139 horas es necesario algún tipo de respaldo adicional de potencia.	122
4.39.	$\Delta Potencia(t)$ en exceso o en Respaldo que se necesita para operar el sistema sin que este falle.	123
4.40.	Participación relativa a cada fuente energética, la CSP es el principal proveedor de energía, la que debido a su alto costo unitario para este tipo de generación, la cual es relativamente nueva en Chile, aumenta el precio de la energía promedio.	124
4.41.	Potencia del SEN, SAM entre el 19 de febrero y el 25 de febrero, se aprecia la variabilidad de las ERNC y la necesidad de una fuente de respaldo.	125
5.1.	Ciclo de Carnot, adaptado de 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición, página 198.	165
5.2.	Ciclo de Rankine real, adaptado de 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición, página 331.	167
5.3.	Ciclo de Rankine sobrecalentado regenerativo, adaptado de 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición, página 348.	168

Capítulo 1

Introducción

El estilo de vida que conocemos en el último siglo es un oasis de opulencia, para lo que había sido la vida de los seres humanos en la tierra, antes de la revolución industrial.

La capacidad de la raza humana de aprovechar y modificar su entorno a la voluntad o necesidad de esta, ha permitido conquistar este bienestar, aunque para hacerlo ha creado efectos colaterales cuya magnitud nos afectara por un largo tiempo, ya que nuestra necesidad de obtener energía, para transporte, calor o electricidad, ha dado origen a un proceso de calentamiento global, algo que se puede ver en el 5° reporte del 'Intergovernmental Panel on Climate Change' [5], el cual es una realidad áspera a enfrentar, y probablemente uno de los mayores desafíos que afecten a la humanidad junto al planeta en el siglo XXI.

La energía es importante en el cambio climático, porque es la mayor fuente de gases de efecto invernadero, siendo responsable del 76 % de las emisiones globales para el año 2018, esto según 'Climate watch data' que agrupa una serie de fuentes de datos públicas y privadas [9], mientras que en Chile alcanzan el 78 % [6], los cuales según la evidencia científica son responsables del efecto invernadero que ya aumento la temperatura del planeta tierra, en 1,2°C sobre los niveles previos a la revolución industrial.

Esto es debido a que la obtención de energía depende fuertemente de combustibles fósiles, como el carbón, petróleo o gas, los cuales al ser quemados junto al oxígeno presente en el aire, liberan energía en la forma de calor, junto a gases de efecto invernadero y agua en forma de vapor.

La energía como tal, tiene diferentes usos, ya puede ser usada en la forma de electricidad, la cual abarca el 25 % de la contaminación global, o en la forma de combustibles para el transporte, la cual constituye el 27 % de la contaminación, siendo estos los dos sectores de mayor importancia.

Debido a que el sector de transporte está atravesando una revolución tecnológica, llamada electromovilidad, la cual aumenta la eficiencia energética de los automóviles, así como reduce las emisiones en su operación (incluso cuando la electricidad es obtenida solo en base a carbón), al mismo tiempo que ofrece un menor costo a largo plazo para el usuario, y agrega demanda al sector eléctrico en la misma cantidad que la reduce en la demanda de combustibles para transporte, se hace evidente prever que a mediano y largo plazo el sector eléctrico

tendrá cada vez más importancia por sobre el sector de los combustibles para transportes, y este mismo sector eléctrico que demandara mayor energía, necesitara obtenerla de una forma más sustentable que usando combustibles para generación eléctrica, por esto las energías renovables no convencionales (ERNC) resultan ser parte esencial de un proceso de generación de electricidad sustentable.

Las ERNC tienen sus propias ventajas, como ser la fuente más económica de energía actualmente en el mundo, así como no liberar gases de efecto invernadero (GEI) en su operación, pero de igual forma poseen sus propios problemas, como la inestabilidad que las caracteriza debido a su dependencia de fenómenos naturales como la radiación, o el viento, así como sus bajos factores de planta (disponibilidad entre 20 % a 30 %) y altos costos de inversión inicial, entre otros. Estos factores dificultan la viabilidad de que toda la energía que consumimos sea sustentable con las condiciones actuales, producto que no existe una fuente viable económicamente de almacenar energía en el grado necesario para alimentar a todo un país.

Sumado a lo anterior, existe una gran cantidad de información útil con respecto al mercado eléctrico, así como las tecnologías disponibles para obtener electricidad, es por esto que el presente trabajo de título se concentrara en estudiar y modelar la producción de energía eléctrica con base en energías renovables, como la solar, eólica, la concentración solar de potencia (CSP), ya que estas debido a su bajo costo y menor impacto ambiental parecieran ser la opción de base para suministrar energía eléctrica en Chile, y al mismo tiempo a medida que estas ingresen al Sistema eléctrico nacional (SEN), reducirán la dependencia de combustibles fósiles, y en igual forma reducirán la contaminación que se emite en Chile, aportando a lograr que Chile sea carbono neutral, es decir que la captura de GEI sea igual a su emisión.

1.1. Motivación

La calidad de vida que posee la sociedad actual está basada en una serie de bienes y servicios que son inseparables de ella, como el agua potable, la energía eléctrica, la alimentación, la vivienda, o la sanidad, entre otros. De dicho nivel de confort de la humanidad, hay algunos servicios que destacan por ser vitales para que las personas mantengan sus comodidades, y es aquí donde la electricidad demuestra ser vital para cualquier actividad humana, desde la agricultura que necesita electricidad para sus bombas de agua, hasta las fábricas de tecnología de última generación que requieren operar sus equipos, todos necesitan electricidad en diferente cantidad, pero con igual importancia.

En los últimos años, cada vez se ha mostrado mayor interés en los efectos secundarios negativos que produce la generación de electricidad en base a combustibles fósiles, los cuales siguen siendo la principal fuente de energía para producir electricidad en el mundo, con 63,4 % del total de la potencia instalada [ver figura 1.1], por lo cual se ha buscado reemplazar dicha fuente de energía, con ERNC, las cuales en su mayoría son económicas pero volátiles, ya que por ejemplo dependen de la radiación solar (energía solar fotovoltaica), o de la velocidad y caudal del viento (energía eólica), debido a esto no pueden entregar energía de manera constante a voluntad del usuario, a excepción de la Concentración solar de potencia (CSP) la cual gracias al almacenamiento energético permite obtener electricidad de manera constante.

Proporción de energía renovable en la capacidad eléctrica

%	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
World	25.1	26.2	27.2	28.2	29.5	30.8	32.1	33.2	34.6	36.6
Africa	18.7	18.8	19.1	19.6	20.2	20.1	21.1	21.6	21.7	22.3
Asia	21.8	22.6	24.3	25.7	27.1	28.6	30.3	31.9	33.2	35.7
C America + Carib	24.2	25.8	25.9	27.0	29.4	31.9	33.5	33.9	35.9	36.2
Eurasia	24.6	25.2	25.3	24.5	25.9	25.4	26.1	26.6	27.2	28.6
Europe	34.0	36.3	38.2	39.4	41.2	42.8	44.4	45.4	47.8	49.8
Middle East	5.6	5.6	5.5	5.8	6.0	6.1	6.3	6.7	7.3	7.3
N America	19.4	20.8	21.5	22.4	23.9	25.4	26.3	27.4	28.6	30.4
Oceania	26.8	28.6	30.1	31.1	32.5	34.2	35.9	37.8	42.1	46.2
S America	64.9	64.0	63.3	63.9	64.2	64.9	65.4	66.3	67.3	67.8
Chile	38.1	38.8	41.4	40.6	39.4	37.9	40.3	41.7	47.8	51.4

Figura 1.1: Participación de las energías renovables (incluyendo Hidro) en la potencia instalada del mundo y Chile, adaptado de 'Estadísticas de capacidad renovable 2021', IRENA, [36].

1.2. Antecedentes básicos generales

Para proveer energía eléctrica, se ha confiado tradicionalmente en los combustibles fósiles, debido a que estos tienen una alta densidad energética, lo que sumado a la existencia de depósitos explotables cercanos a los primeros centros industriales como UK, USA, o Alemania permitió que estos se impusieran sobre otras alternativas de generación eléctrica, por esto durante el siglo XX, la generación de electricidad se ha basado en centrales termoeléctricas, las cuales utilizan combustibles fósiles como por ejemplo el carbón (CTC), que al ser mezclados con aire junto a una energía de activación, son incinerados y liberan calor a su medio, el cual se aprovecha para calentar agua líquida hasta obtener vapor de agua, y a posterior inyectar dicho vapor en una turbina, con esto se producirá la expansión del mismo, lo que moverá el eje de la turbina, y a su vez el generador eléctrico que es solidario a ella, con lo cual se obtendrá electricidad.

Las ventajas de los combustibles fósiles son que pueden entregar energía en el momento que el usuario la requiera, que ocupan un espacio reducido, y que son una tecnología madura, esto a su vez es una desventaja, ya que la eficiencia del mismo está cerca del tope que le imponen los materiales actualmente conocidos, además tiene en contra ser una fuente de energía que no es renovable, ya que los procesos que crearon dichos combustibles tienen una escala de tiempo geológica, así también es mal evaluado su efecto en la liberación de gases de efecto invernadero a la atmósfera, lo que pone en peligro la sustentabilidad de la biomasa que habita el planeta tierra.

1.3. Objetivos

Objetivo general

- Analizar el potencial de las ERNC en Chile, con sus requerimientos y capacidades, para así conocer cuanto podrían reducir los niveles actuales de emisiones asociadas al sistema eléctrico nacional y los costos asociados a esto.

Objetivos específicos

- Investigar el estado actual del sistema eléctrico, su composición, y sus emisiones.
- Modelar centrales de ERNC, en particular una central Eólica, PV y CSP, de manera que sus resultados sean escalabres en función de la potencia generada.
- Comprobar si la demanda total de energía en Chile se puede proveer con los recursos naturales de Chile (Viento, radiación, Hidro) y cuantificar que se requeriría para ello.
- Cuantificar la potencial disminución en emisiones de GEI en el caso de reemplazar la generación actual del SEN, por un mayor grado de ERNC+Respaldo y analizar el panorama tras esto.

1.4. Alcances

El estudio tendrá en cuenta que es realizado sobre centrales de energía en Chile continental, que pertenezcan al sistema eléctrico nacional (SEN), el cual abarca desde Arica hasta la isla de Chiloé, donde gracias a que la electricidad es un commodity, es decir no posee ninguna característica diferenciadora según quien lo produce, no se necesitara escoger a priori una localidad específica o una empresa particular, pero para acotar el rango de mercado que se considerara, se estudiara el mercado eléctrico solo a nivel de producción (ejemplos: Colbún, Aes gener) dejando fuera el transporte (ejemplos: Transelec, Enel transporte), y la distribución a los usuarios finales (ejemplos: CGE, Chilectra, Enel distribución).

En cuanto a las dimensiones de la planta, o plantas a modelar, como base, se supondrá que tiene una potencia eléctrica instalada entre los 50[MW] hasta 150[MW], lo que es un rango que se asume para el diseño de la central, teniendo como caso ideal el producir electricidad durante la mayor cantidad de horas de un día promedio, para luego con esto escalar la central y sus datos a cualquier potencia requerida.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. ¿Qué es la energía?

La energía es, según la RAE, la 'Capacidad que tiene un sistema para realizar un trabajo, en la forma de movimiento, luz, calor, etc., y que se mide en Julios (J)'[17], esto nos dice que cuando hablamos de energía estamos incluyendo la electricidad, junto a los combustibles, y cualquier otra forma de obtener energía que podamos conocer, tanto presente como futura.

También cabe decir que el 1º principio de la termodinámica nos habla sobre la conservación de la energía, y nos señala que:

'La cantidad total de energía de un sistema aislado, permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía se puede transformar en otras formas de energía', '1º principio de la termodinámica', MIT[11]

Esto se traduce en que 'La energía no se crea ni se destruye, solo se transforma', por lo que cualquier fuente de energía que consideremos en este informe, será solamente una forma de transformarla desde un estado donde no es útil a nuestras necesidades, hasta la forma de electricidad que es la elegida para elaborar y analizar el estudio que se ha realizado.

2.2. Energía: Tipos de fuentes energéticas

Debido a lo anterior, cabe destacar que las fuentes de energía conocidas actualmente se pueden separar en si la naturaleza de la fuente es renovable o no, lo que nos entrega a priori en dos grandes grupos, visibles en figura 2.1

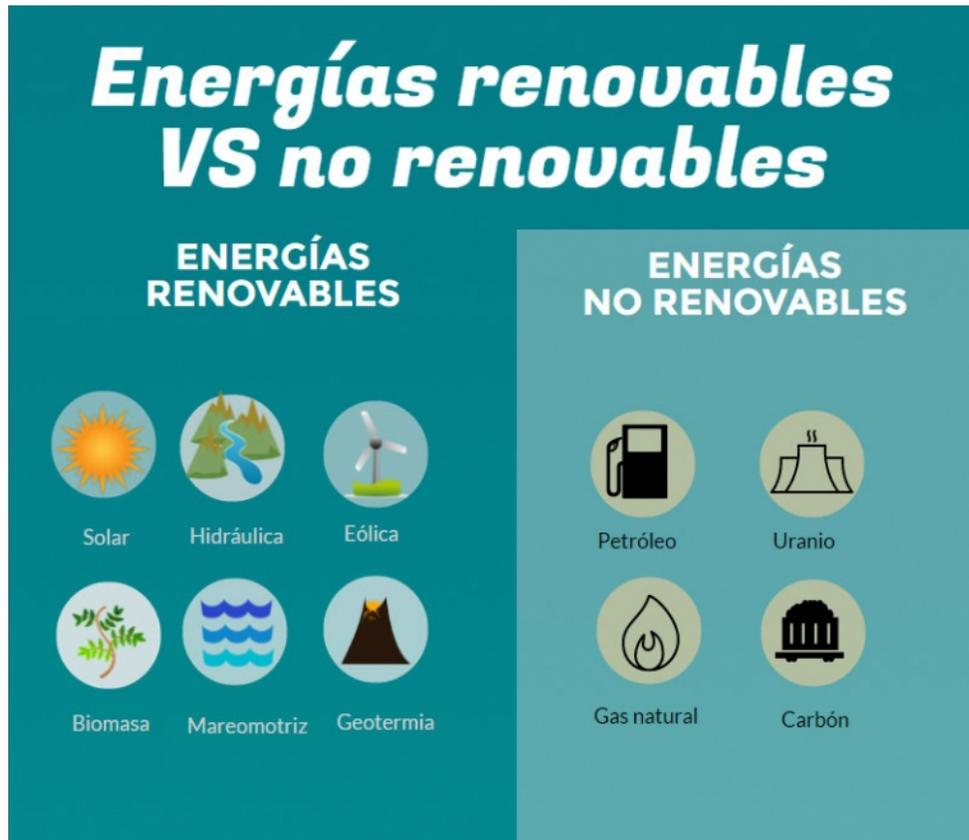


Figura 2.1: Fuentes energéticas según si su tipo es renovable o no, adaptado de 'Tipos de energía', Remica, [37].

Energías No renovables:

- Carbón = El combustible fósil que dio origen a la revolución industrial, tiene yacimientos en casi todos los países del planeta, con variable calidad, su uso se basa en quemarlo para aumentar la temperatura del agua, y con ello alimentar de vapor una turbina, creando un ciclo Rankine que produce electricidad con una eficiencia de 30 % – 40 %, todo esto se explica con mayor detalle en el 'Anexo CSP' que esta al final de la memoria.
- Gas natural = Un combustible fósil típicamente formado por Metano (CH_4) que se encuentra en la forma de gas, el cual es un GEI con mayor potencial que el CO_2 al ser liberado en la atmósfera, tiene una mayor eficiencia que el carbón, ya que puede operar en un ciclo combinado, donde el calor que se pierde en la turbina de gas alimenta un ciclo Rankine logrando una eficiencia de 60 %.
- Petróleo = El combustible más usado en el transporte, cuyos desperdicios del proceso de destilación del crudo de petróleo, son utilizados para generar electricidad, estos son llamados fuel oil y son usados en motores de combustión interna que están conectados a generadores eléctricos, su eficiencia está en el rango 30 % – 40 %.
- Fisión nuclear = Uranio 235 que se fisiona en un reactor nuclear, de manera controlada

producto de su inestabilidad, liberando energía calórica y produciendo materiales radioactivos de desecho, con el calor se alimenta un ciclo Rankine el que produce electricidad.

Energías Renovables:

- Hidroelectricidad = Hidroelectricidad = Una de las primeras fuentes de energía renovable utilizada, que se basa en aprovechar el principio de conservación de la energía, utilizando la energía potencial del agua cuando esta se encuentra a una altura superior respecto a un punto de descarga, en Chile el último estudio del Ministerio de Energía elaborado el año 2016 [38], reporta que existía un potencial hidroeléctrico de 15 938[MW] en el país, de los cuales ya están instalados 6 679[MW], esto producto que los ríos con mejor potencial y cercanía a los centros de consumo fueron los primeros en ser utilizados para la generación eléctrica (zona centro sur), quedando relegadas las zonas de mayor lejanía a las centro de consumo en un segundo plano (Baker, Palena, Etc.)
- Solar fotovoltaica (PV) = Es una fuente de energía basada en aprovechar la radiación solar que impacta sobre una celda hecha en base a semiconductores, los que transforman esta radiación en un flujo de electrones, esta forma de producir energía es conocida desde la mitad del siglo XX, pero solo ha logrado su expansión en la última década gracias a la brusca reducción de precios que experimento.
- Concentración solar de potencia (CSP) = Energía basada en la radiación solar, que utiliza espejos para calentar un fluido de trabajo, el cual se puede almacenar o usar de inmediato, con este se alimenta de calor un ciclo Rankine, y se obtiene electricidad de manera constante a lo largo del día resolviendo la variabilidad de las ERNC.
- Eólica (Wind)= Energía basada en usar el aire en movimiento para producir el giro de un rotor, el cual mueve un generador de electricidad, tiene amplio potencial en el país, sumado a ser una fuente que utiliza un espacio reducido en el suelo en comparación a la PV, lo que permite hibridación con la agricultura o el pastoreo entre otras actividades.
- Geotérmica (Geothermal)= Energía basada en aprovechar los fluidos de alta temperatura que se encuentran en el interior de la corteza terrestre, los cuales alimentan de calor un ciclo Rankine, si bien existe información sobre ella en Chile, está asociada a pozos en parques/reservas nacionales por lo que no es posible explotarlos comercialmente.
- Biomasa (Biomass) = Probablemente la primera fuente de energía que el hombre utilizo, al combustionar madera u otros residuos para obtener calor/cocinar, y que hoy se utiliza para producir electricidad en un ciclo Rankine, principalmente ligado a desechos de procesos forestales en el centro/sur del país.
- Mareomotriz (Tidal) = Energía basada en el movimiento de las olas, aún no alcanza la madurez técnica necesaria, por lo que no es mayor importancia en el trabajo.

De esto vemos que una energía por ser de carácter renovable, es decir que se pueda consumir a una tasa menor a la que esta se regenera, no nos garantiza de por sí, que esta esté libre de liberar gases de efecto invernadero, ya que la biomasa por ejemplo liberara gases de efecto invernadero al ser combustionada, así también se hace necesario destacar que las energías tienen un grado de desarrollo dispar entre sí, por ejemplo el carbón alcanza su madurez técnica y hoy no es factible económicamente o científicamente mejorar su eficiencia, mientras que otras fuentes energéticas como la mareomotriz están aún en desarrollo.

Por lo que debemos conocer que el grado de madurez de las fuentes de energía que dependen de aprovechar ciclos Rankine, como el carbón, la biomasa, la fusión nuclear, o incluso la CSP, están cercanos a los límites teóricos que describen el proceso, y existe poco o nulo margen de optimización dentro de él, siendo abordado esto a posteriori.

En específico la CSP tiene la posibilidad de mejorar en cuanto al fluido de trabajo que utiliza, y la forma en que almacena el calor, lo que la vuelve una opción de mayor interés para resolver ciertos problemas como la falta de estabilidad de las ERNC.

En cuanto a la evolución que tuvieron los costos de energía eléctrica según el tipo de fuente, se aprecia en la figura 2.2 obtenida de 'Renewable power generation Costs in 2020', IRENA, [25], que en la última década (2010 a 2020) se produjo una sostenida y drástica reducción de precios en la energía Eólica on shore, Eólica off shore, PV y CSP, esto permitió que la banda de precios de la energía basada en combustibles fósiles (la banda gris de la figura) quedara sobre o al mismo nivel que dichas fuentes de ERNC, permitiendo que las ERNC sean competitivas en costos(CSP) o incluso más convenientes que las fuentes tradicionales(PV, Eólica on shore y off shore).

En particular la hidroelectricidad, aumento sus precios pero sigue siendo mas barata que usar combustibles fósiles para la generación eléctrica, lo que no ocurrió con la energía geotérmica o la biomasa, que actualmente están en el mismo rango de precios que los combustibles fósiles.

Evolución de LCOE globales para la generación de energía renovable, a escala de servicios públicos, que entraron en operación 2010-2020.

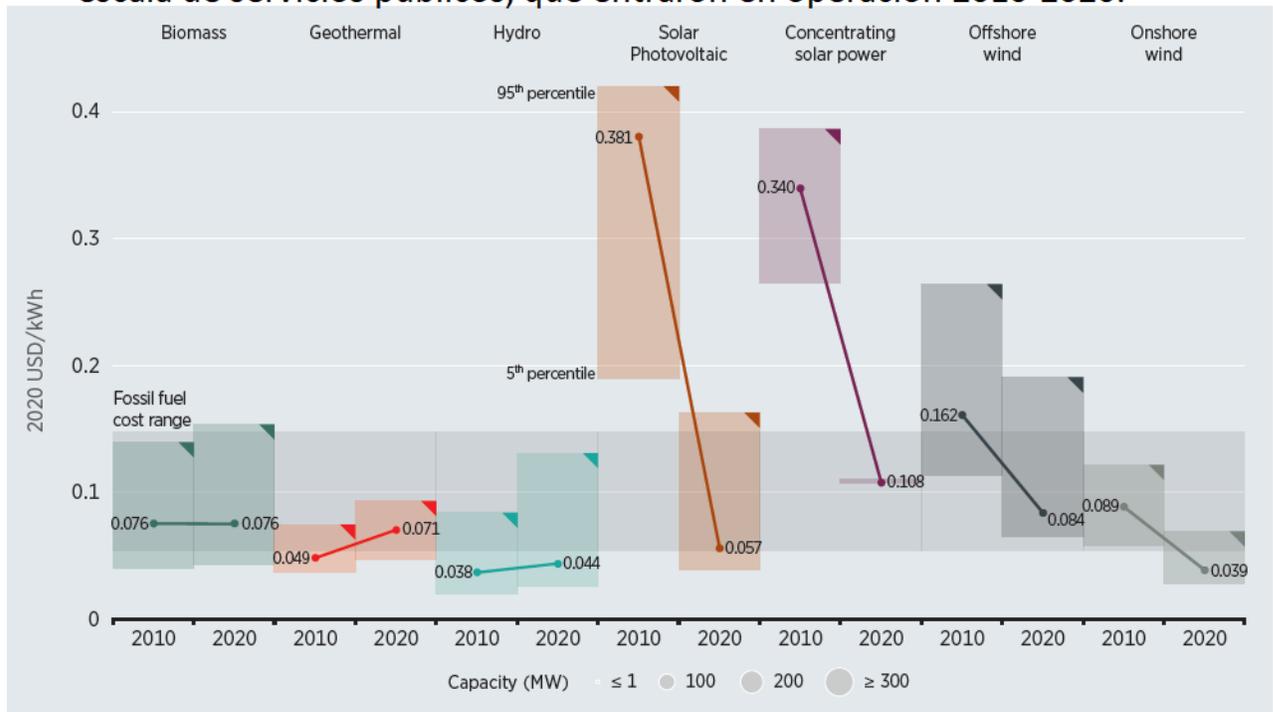


Figura 2.2: Levelized cost of energy(LCOE) para ERNC y su variación en la última década, se aprecia que la energía Eólica terrestre, Hidroelectricidad y Solar(PV) tienen costos que en promedio son menores o iguales a la fuente termoeléctrica más competitiva que se conozca, además la Eólica marina y CSP tienen curvas decrecientes de precio que se espera continúen mejorando, extraído de 'Renewable power generation Costs in 2020', IRENA, [25].

Debido a lo anterior, este trabajo comienza describiendo el estado del arte actual en temas de energía eléctrica, para luego concentrarse en estudiar las fuentes de energía renovable que tienen mayor avance técnico en su desarrollo, como la energía eólica, o la energía PV, incluyendo a este conjunto, la CSP que tiene la capacidad de darle estabilidad al SEN, debido a su incipiente desarrollo, esto ya que este tipo de generación tiene un gran potencial de expansión en Chile, debido a la alta radiación que se posee en el norte del país, por lo cual la mejor forma de proveer energía eléctrica sin continuar emitiendo GEI, estará intrínsecamente ligada al uso intensivo de PV, Eólica y CSP, como las bases de la generación eléctrica.

2.3. Panorama actual: Carbón y su uso en generación eléctrica

La matriz de electricidad de Chile, y su componente termoeléctrica dependen fuertemente del carbón, y en menor medida del gas natural, debido a esto me concentrare en describir al carbón, ya que es el abarca el mayor interés desde el público, así como una menor eficiencia energética (comparado al gas).

El carbón es un hidrocarburo, de apariencia sólida y color oscuro, que puede ser usado como combustible, fue formado a partir de la acumulación y enterramiento de materia vegetal desde las primeras eras geológicas, que a posterior se transformaron en carbón por una serie de procesos biológicos y mecánicos, debido a lo anterior es el hidrocarburo que tiene la mayor cantidad de reservas energéticas disponibles con 75 % del total de reservas energéticas (petroleo, carbón, gas natural, gas de hulla, etc), teniendo yacimientos explotables en casi todos los países [1].

El carbón utilizado de manera industrial tiene diferentes tipos, una clasificación muy utilizada es la ASTM D388 12 [4], que según el poder calorífico y el índice de volátiles separa los tipos de carbón en:

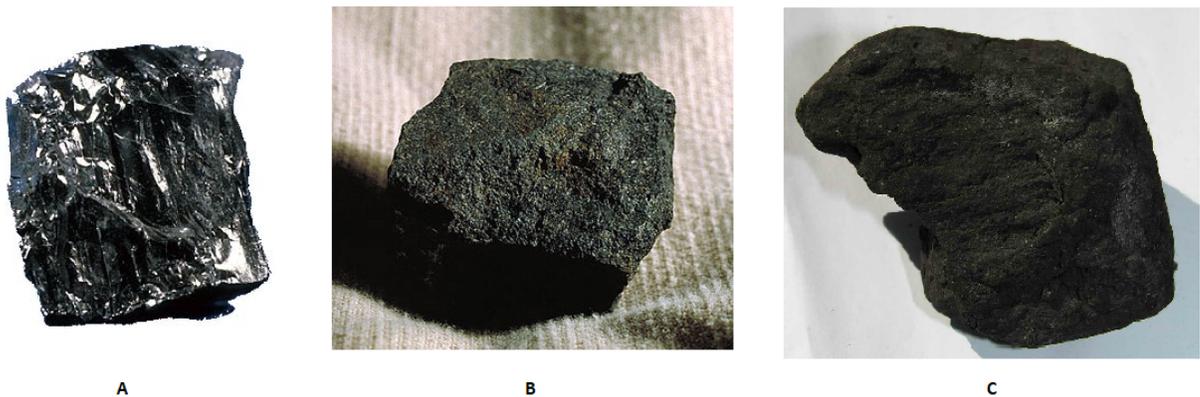


Figura 2.3: Tipos de carbón, de izquierda a derecha A=Antracita, B=Bituminoso, C=Lignito, elaboración propia.

- Antracita: Carbón que puede ser utilizado en la producción de aceros de manera directa (no requiere ser transformado en coke), es escaso con $<1\%$ del carbón disponible, y no se usa en generación eléctrica.
- Bituminoso: Carbón usado en generación eléctrica con un lower heating value (LHV), o energía térmica producto de la combustión descontando pérdidas de $32.5 \left[\frac{MJ}{KG}\right]$.
- Subbituminoso: Carbón usado en generación eléctrica, con LHV de $26.7 \left[\frac{MJ}{KG}\right]$.
- Lignito: Carbón en formación, no suele ser usado masivamente por su alto contenido en impurezas.

El carbón bituminoso y Subbituminoso son utilizados de manera generalizada en la producción de electricidad, por lo que al hablar de carbón se eligen las propiedades del carbón Bituminoso, ya que este tiene un mayor LHV, y por tanto podrá alcanzar una mayor eficiencia contaminando menos que el Subbituminoso.

2.4. Evolución de la Matriz histórica del SEN

Participación relativa por fuente de generación

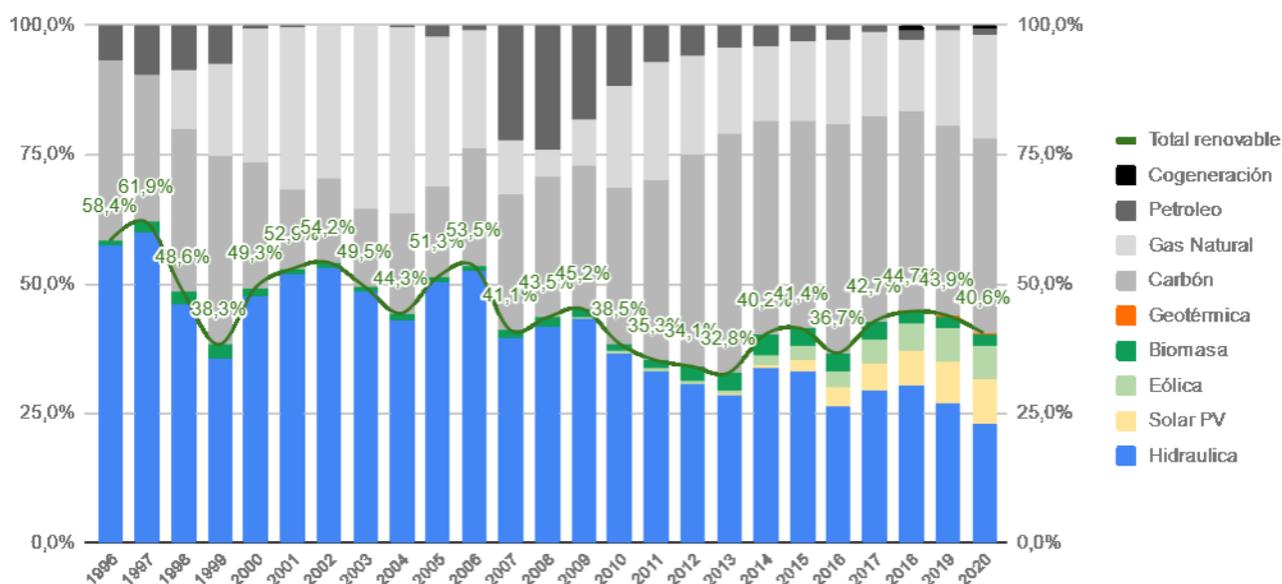


Figura 2.4: Matriz histórica de energía eléctrica en Chile, adaptado de 'Generación eléctrica de Chile', [3]

La obtención de electricidad en Chile durante décadas dependió en fuerte grado de la hidroelectricidad, lo que se puede ver en la figura 2.4, de esto se aprecia que a partir del año 1999 en adelante se estancó dicho sector, producto de una caída continua en la cantidad de agua lluvia precipitada, lo que marco el inicio de una serie de sequías que comenzaron a azotar al país hasta la actualidad (2021), la solución a este problema fue la importación de gas natural desde Argentina, un modelo que allá por el año 2007 colapso, debido al corte y cese de las exportaciones de gas argentinas, lo que produjo una tormenta perfecta donde no existía agua suficiente para las centrales hidroeléctricas, así como tampoco gas para alimentar los ciclos combinados, la solución a esto fue el uso en corto plazo de Diesel para resolver la emergencia durante los años 2007-2011, y a largo plazo la instalación de centrales termoeléctricas basadas en el carbón, las cuales operan hasta la actualidad.

El punto importante de este gráfico, está en torno al año 2014 cuando el proyecto HidroAysén fue rechazado por el concejo de ministros de Bachelet II, debido a la serie de deficiencias que este presentaba, esto dio origen a una serie de cambios legales (entre ellos cambios al servicio de evaluación de impacto ambiental, SEA), cuya normativa aplicable se presenta en ANEXO SEN, donde estos cambios permitieron por primera vez que oferentes de menor tamaño ingresaran al sistema eléctrico, el que estaba concentrado en pocos grupos económicos de gran tamaño, debido a que la alta inversión que requerían los proyectos tradicionales (Hidro, carbón, gas, etc), el cambio se produjo con las nuevas formas de generación que ingresaron con estas empresas de menor tamaño, las cuales optaron en su mayoría por ERNC, las que gracias a su bajo costo fueron incluso adoptadas por los anteriores grupos económicos.

Esto crea el sistema que tenemos actualmente, el cual tiene una componente termoeléctrica (carbón y gas) que se arrastra producto de las necesidades de seguridad en la generación, así como una componente renovable basada en la hidroelectricidad, la cual ha vuelto a crecer gracias a la energía PV y la energía eólica.

2.5. Capacidad instalada y generación actual del SEN

Actualmente el carbón es una importante fuente energética, ya que acumula el 21 % de la potencia instalada en Chile, que son 5192[MW] de 25212[MW] instalados a diciembre de 2019, lo que es visible en 2.5, así como genera el 37 % de la electricidad generada durante el año 2019, que son 28372[GWh] de 77221[GWh] en total, lo que se aprecia en figura 2.6.

Capacidad instalada por tipo de tecnología al 31-12-2019

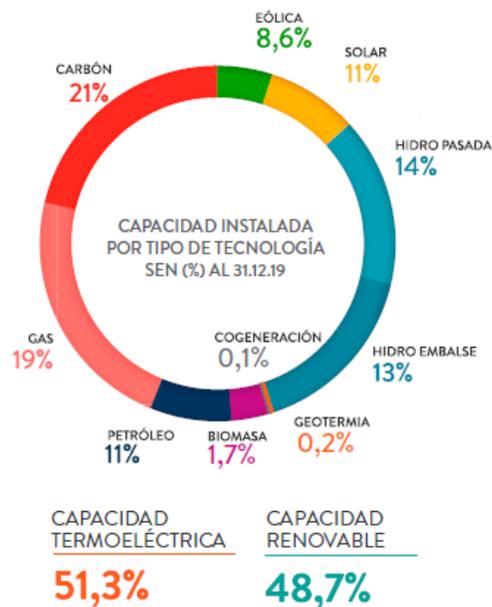


Figura 2.5: Composición de la capacidad instalada de la matriz energética de Chile a 31-12-2019, por tipo de fuente de energía, extraído de 'Reporte anual generadoras de Chile', [3]

Generación por tipo de tecnología durante 2019 en Chile.

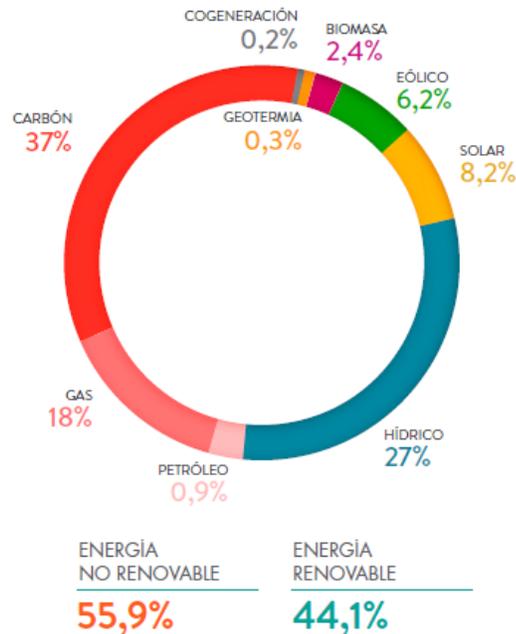


Figura 2.6: Distribución de la producción de electricidad en la matriz energética de Chile durante 2019, por tipo de fuente de energía, extraído de 'Reporte anual generadoras de Chile', [3].

2.6. Efectos de la generación eléctrica basada en Combustibles

La actividad humana tiene una clara influencia en los sistemas climáticos, y sus impactos se observan en continentes y océanos, al punto que según el 'Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático de la ONU' (IPPC) existe un 95 % de certeza que la actividad humana es la causa principal del calentamiento global (adaptado del quinto reporte del IPPC [5]).

También el IPPC señala que 'Cuanto mayor sea la perturbación de la actividad humana sobre el clima, mayores serán los riesgos de impactos graves, generalizados e irreversibles en las personas y los ecosistemas, y más duraderos serán los cambios en todos los componentes del sistema climático' [5].

Dichos efectos negativos son el aumento de la temperatura en la atmósfera, el derretimiento de los glaciares, el aumento del nivel del mar, la prolongación de las sequías, así como periodos de lluvia más cortos y de mayor intensidad, entre otros. Para conocer por qué dichas efectos negativos ocurrirán al mantenerse el ritmo actual de emisiones, se debe conocer el punto de partida en que nos encontramos con respecto a la emisión de gases de efecto invernadero, donde un parámetro de referencia son las emisiones reportadas por la 'United States Environmental Protection Agency' (EPA) en USA que se puede ver en 2.7,

2.8 donde se normalizaron diferentes gases contaminantes (NO_x , Metano, CFL, etc.) como su respectivo equivalente en daño en CO_2 para medirlos en igual escala.

Emisión total de gases de efecto invernadero por sector económico en USA durante 2018, EPA.

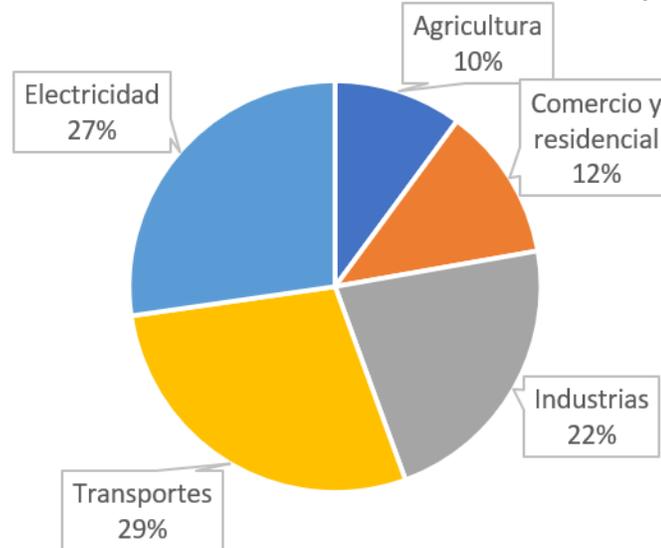


Figura 2.7: Fuentes de emisión de CO_2 equivalente por sector económico para USA, elaboración propia en base a datos de EPA [7] [8]

Composición de los gases de efecto invernadero en USA durante 2018, EPA.

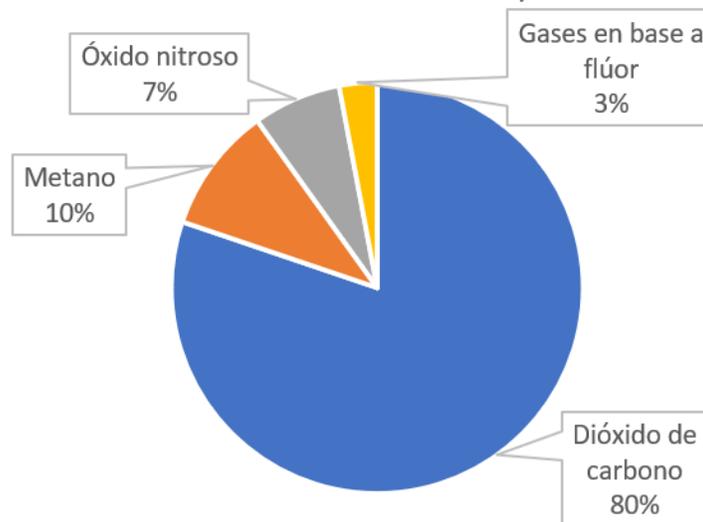


Figura 2.8: Composición de los gases de efecto invernadero según tipo en USA, elaboración propia en base a datos de EPA [7] [8]

De esto se concluye que el uso de carbón en el sector eléctrico es responsable del 17,7%

de los gases de efecto invernadero emitidos en USA durante el 2018, [7] [8].

A nivel local, Chile emitió 48320 $[ktCO_2eq]$ al año 2018, que abarcan el 0,25% de las emisiones globales, esto según el Cuarto informe bienal de actualización de Chile, que es elaborado en base a los datos del Inventario de gases de efecto invernadero de Chile (INGEI) [19]. De esto podemos ver que el nuestro país es responsable de una pequeña proporción de la contaminación que actualmente genera el problema del calentamiento global, pero al mismo tiempo cumple con 7 de los 9 criterios de riesgo que define el IPCC frente al cambio climático, donde dichos 7 criterios son: áreas costeras a baja altura; zonas áridas y semi áridas, con cobertura forestal y expuestas al deterioro forestal; territorio susceptible a desastres naturales; áreas urbanas con problemas de contaminación atmosférica y ecosistemas montañosos, por lo que de toda forma debe prepararse y reducir sus emisiones frente al estado de riesgo en que se encuentra.

Para el caso de Chile, el sector Energía(en general) es responsable del 77% de las emisiones de todo el país, y en particular al escoger la energía eléctrica, se aprecia que la generación debido al carbón y gas natural, entre otras fuentes termoeléctricas son responsables del 39% del total del sector energía, siendo esto mayor al caso de USA (que fue tomado de referencia), esto se puede ver en las figuras 2.9, 2.10.

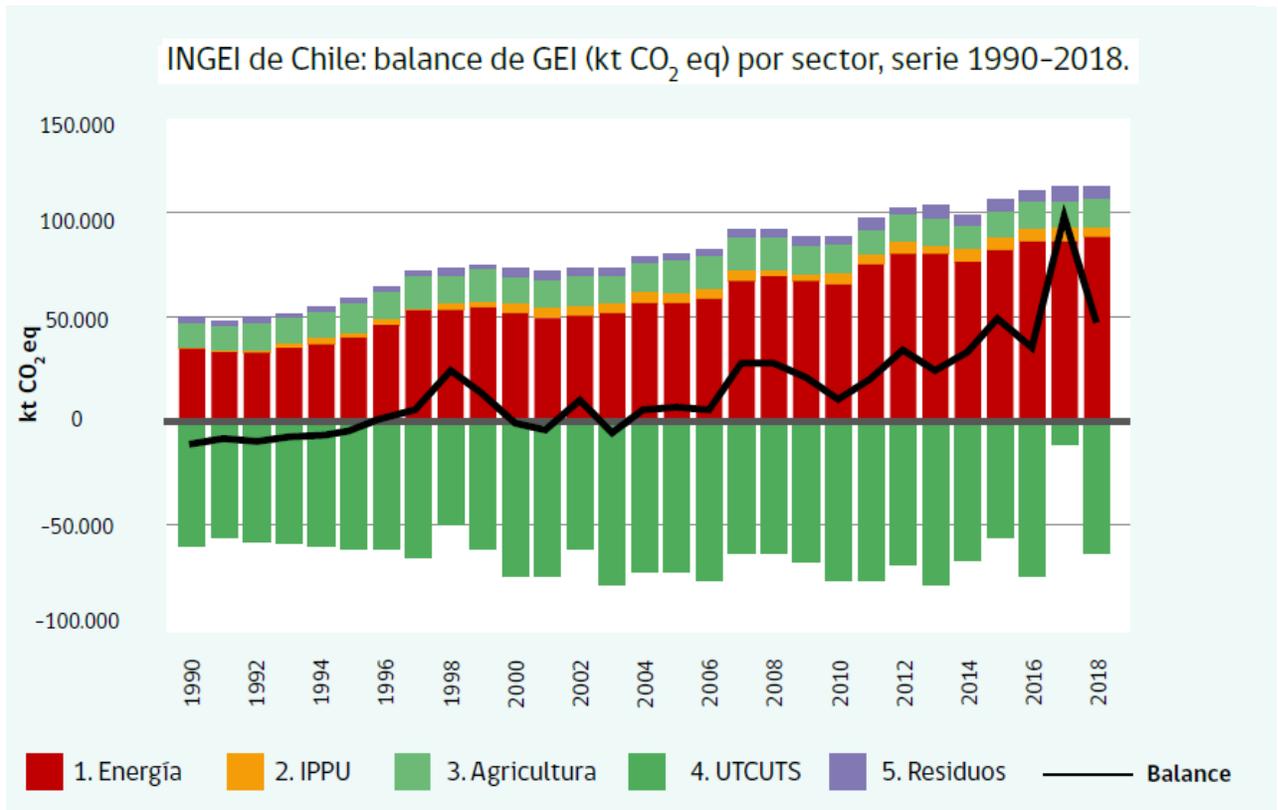


Figura 2.9: Inventario de gases de efecto invernadero de Chile, donde se aprecian las emisiones por sector: Energía, Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU), Agricultura, Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura (UTCUTS y Residuos, además se ve que el balance (línea negra) aumenta debido al sector Energía, que es la mayor fuente de emisiones, y decrece gracias a UTCUTS, extraído de 'Cuarto informe biennial de actualización de Chile sobre cambio climático', Ministerio de Medio Ambiente, [19]

El INGEI es parte de los compromisos que Chile tomó al aceptar el acuerdo de París, razón por la cual es elaborado este registro que cuantifica las emisiones y capturas de gases de efecto invernadero en el territorio nacional, se puede desprender de él, que el sector de energía es el principal emisor, y el sector UTCUTS (actividades silvícolas y uso de tierra) la principal forma de capturar gases de efecto invernadero.

Producción de electricidad y calor como actividad principal: generación eléctrica por tipo de fuente (GWh) y emisiones de GEI (kt CO₂ eq), serie 1990-2018.

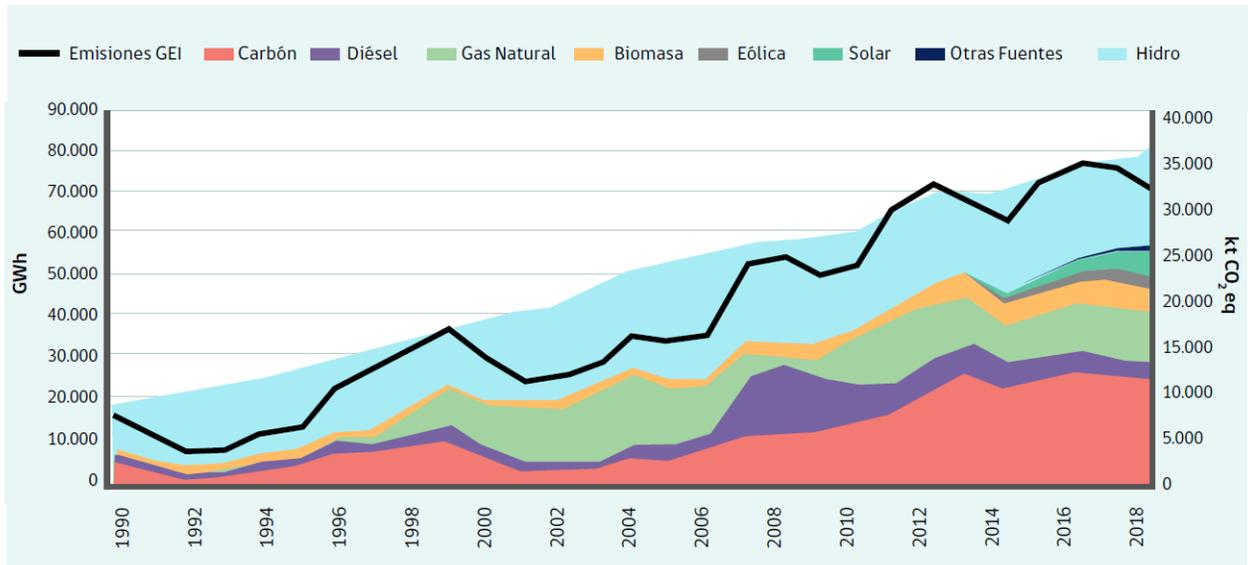


Figura 2.10: Relación entre el aumento de consumo eléctrico, y el aumento de la generación basada en combustibles, que produce un aumento en las emisiones de CO₂, extraído de 'Cuarto informe bienal de actualización de Chile sobre cambio climático', Ministerio de Medio Ambiente, [19].

También cabe señalar, que el carbón es una tecnología madura, por lo cual hace algunos años se ha estancado en cuanto a la eficiencia que se puede obtener de una planta termoeléctrica basada en él, por ello incluso con la mejor tecnología disponible es imposible bajar de $1,8-2 \left[\frac{\text{lbsCO}_2}{\text{kWh}} \right]$ generado, que equivalen a $0.816-0.907 \left[\frac{\text{tCO}_2\text{eq}}{\text{MWh}} \right]$, su respectiva curva de evolución de emisiones v/s eficiencia se puede ver en 2.11.

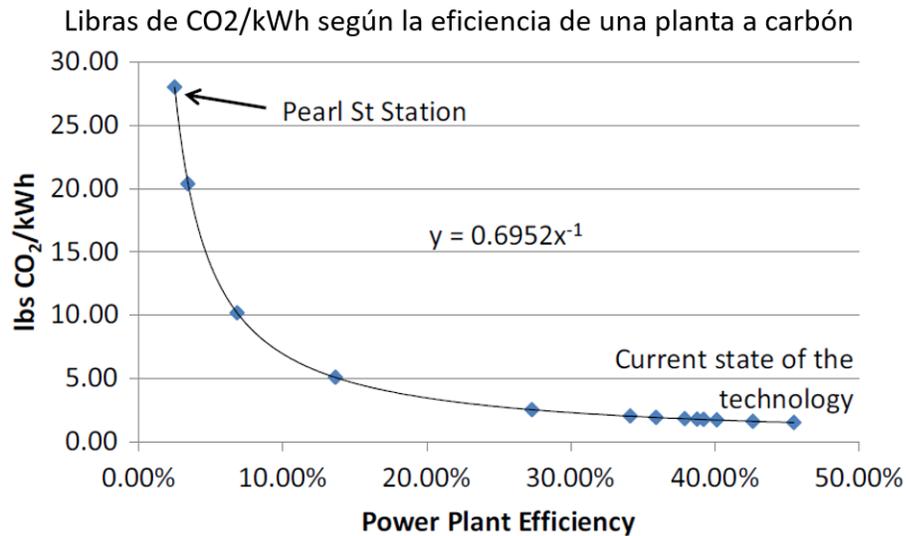


Figura 2.11: Evolución de la eficiencia de las plantas termoeléctricas basadas en el carbón durante los últimos siglos, se aprecia el estancamiento de la fuente energética que impide reducir sus emisiones, extraído de 'Coal-Fired Electricity and Emissions Control', [21]

2.7. ¿Qué es la energía eólica?

La energía eólica es una forma de obtener electricidad, que se basa en transformar la energía cinética de las masas de aire, por medio de capturar su energía gracias a las aspas de un rotor, dichas aspas adquieren energía cinética moviendo un eje que es solidario a un generador eléctrico con ello consiguiendo electricidad.

Producto de que la conversión desde energía cinética a electricidad requiere pocos equipos, como lo son el rotor y el generador, los cuales ya están maduros en su desarrollo técnico, es que es una forma de producir electricidad que tiene eficiencias muy altas, cercanas al 90 %.

2.7.1. Componentes de una turbina eólica

Para producir electricidad a partir de movimiento del viento, se requiere una turbina eólica, cuyos componentes se ven en figura 2.12.

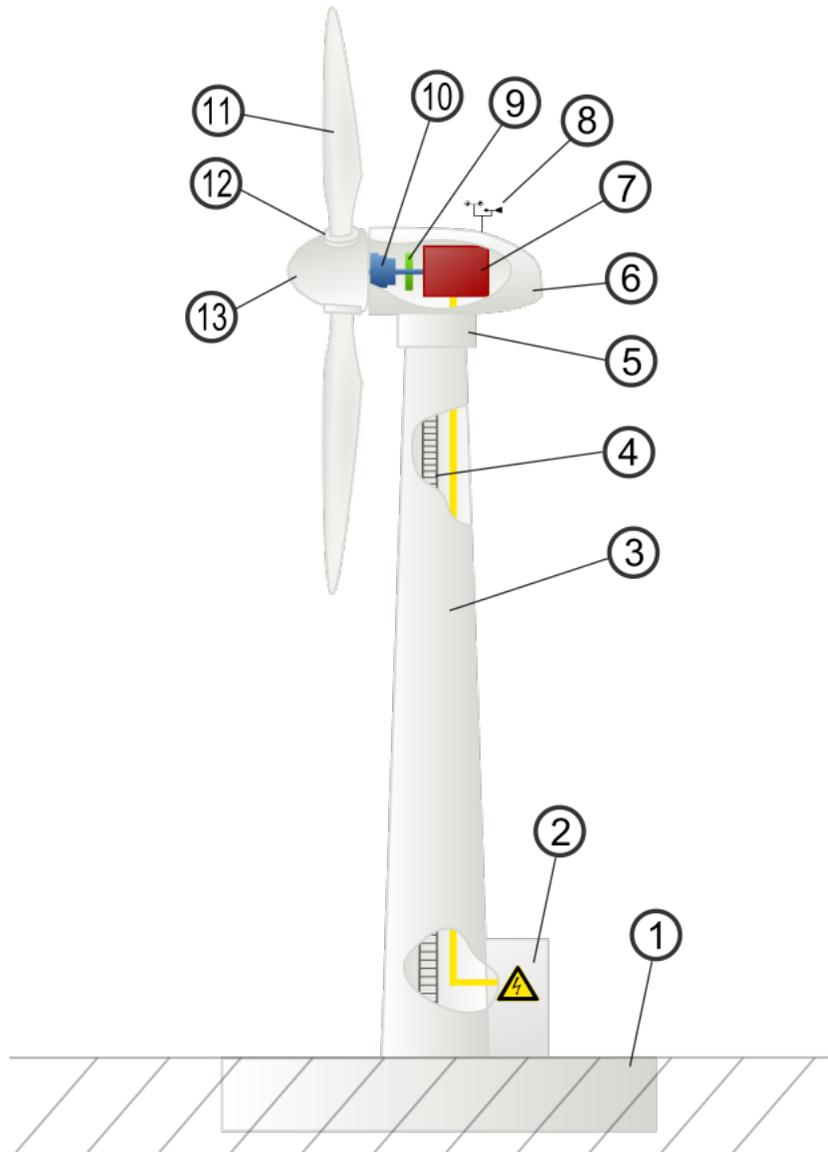


Figura 2.12: Componentes de una turbina eólica; 1=Cimientos, 2=Conexión eléctrica, 3=Torre, 4=Escalera de acceso, 5=Sistema de orientación, 6=Góndola, 7=Generador, 8=Anemómetro y veleta, 9=Freno mecánico, 10=Transmisión, 11=Álabe(palas), 12=Sistema de inclinación de Álaves, 13=Buje, autor Arne Nordmann.

Al sumar varias turbinas eólicas, se construye una central eólica, la cual se puede ver a continuación en figura 2.13, donde se considerará la existencia de una distancia mínima a los costados de una turbina, y tras la turbina, para reducir la turbulencia que se genera en el flujo de aire, lo que afecta negativamente la generación eléctrica.



Figura 2.13: Central eólica en Roscoe, West Texas, USA, que muestra cómo es posible unir esta tecnología con actividades agrícolas, Autor Matthew T Rader.

2.7.2. ¿Cómo funciona una turbina eólica/central eólica?

Las turbinas eólicas trabajan de manera inversa a como lo hace el ventilador de un computador por ejemplo, ya que en vez de utilizar la energía eléctrica para mover el aire, se utiliza el movimiento del aire para producir electricidad.

Para este proceso una turbina eólica transforma la energía cinética del aire, en electricidad por medio de aprovechar la aerodinámica del rotor, donde los alabes producen que el aire tenga un cambio de presión, teniendo que la presión delante del alabe se aumenta, y la presión tras el alabe se reduce, producto de esto se crean fuerzas de arrastre y empuje, donde el empuje es mayor por lo cual la turbina gira, y como esta turbina es solidaria a un generador eléctrico se logra obtener electricidad mientras la turbina mantenga su rotación.

2.7.3. Ventajas y desventajas de la energía eólica

Como toda fuente energética, la energía eólica tiene aspectos a favor y en contra, donde destacan:

- Ventajas de la generación eólica:

- Energía renovable e inagotable: Producto que el movimiento de las masas de aire depende de la existencia de una gradiente de energía, que típicamente en la tierra se debe a la inclinación que tiene esta con respecto al sol, y por tanto esto forma un movimiento de calor desde el ecuador hacia los polos, se puede apreciar que dicho proceso ocurrirá por el tiempo de vida del Sol, el cual supera cualquier proceso que la humanidad pueda crear.
 - Es la fuente de electricidad más económica que existe en el mundo: Las centrales Eólicas terrestres que entraron a operación en 2020, tienen costos en promedio de $\$39 \frac{USD}{MWh} = \$0.039 \frac{USD}{kWh}$, los que son menores a cualquier otra opción.
 - En caso de no tener buenas velocidades de vientos (a 100 mts) de altura como referencia) en tierra, se puede utilizar las áreas cercanas a la costa para instalar centrales Eólicas marinas, ya que la superficie plana del mar ofrece menor resistencia al flujo de aire y con ello una mayor velocidad del viento.
 - Es posible hibridar las centrales Eólicas con otras actividades económicas: La agricultura, silvicultura, o las atracciones turísticas, debido a que el área que se usa en el suelo para instalar la base de la torre es varias veces menor al diámetro del rotor o altura de la torre, por lo cual no compite con la generación de alimentos, vivienda, o la madera.
 - No genera GEI durante su operación.
 - Reduce la dependencia de otros países: Al ser una fuente que depende solo del viento, no existe la necesidad de importar combustibles, por lo tanto, se consigue estabilizar el mercado interno y con ello protegerlo de las variaciones de los mercados internacionales.
- Desventajas de la generación eólica:
- Requiere una alta inversión inicial: del orden de $\$1.2 - 1.5 \frac{MUSD}{MW}$ por potencia instalada.
 - Pocas posibilidades de mejoras a futuro: Al ser una tecnología madura, existe un bajo margen de optimización, por lo que reducir sus precios o aumentar su eficiencia no es un futuro realista mientras no se produzca una evolución en los materiales utilizados.
 - Fuente de energía inestable: Si bien hay viento durante día y noche, lo que la hace una mejor opción que la PV a priori, este varía de intensidad durante las horas del día, y más aún durante las estaciones, teniendo mayor velocidad en el verano que en invierno, por ejemplo.
 - Necesita que los vientos tengan velocidades de $10 \frac{mts}{s}$ hasta $25 \frac{mts}{s}$ para entregar su máxima eficiencia: por lo que una vez alcanzada cualquier velocidad en dicho rango la potencia de salida es la misma, pero si no está dentro de dicho rango la potencia es cero o muy menor a la instalada.
 - Genera GEI durante su fabricación, transporte, instalación y disposición, la cual deberá ser cuantificada, pero producto que los materiales usados son mayormente acero/cobre/aleaciones, es altamente probable que sean reciclados con facilidad (a excepción de los álabes).

2.7.4. Ubicaciones de una central eólica terrestre

A nivel internacional los mejores lugares para instalar una central Eólica tienen en común una alta velocidad del viento promedio, del orden de $10 \frac{mts}{s}$, lo que se puede alcanzar en zonas de gran altitud como la cordillera de los andes en América del Sur, la cordillera de las Rocallosas en América del Norte, algunas zonas de Inglaterra, o el centro del África, así como Los Alpes y Nueva Zelanda en el sudeste Asiático, esto se puede ver en la figura adjunta donde se aprecia una modelación para la velocidad del viento a 100 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.).

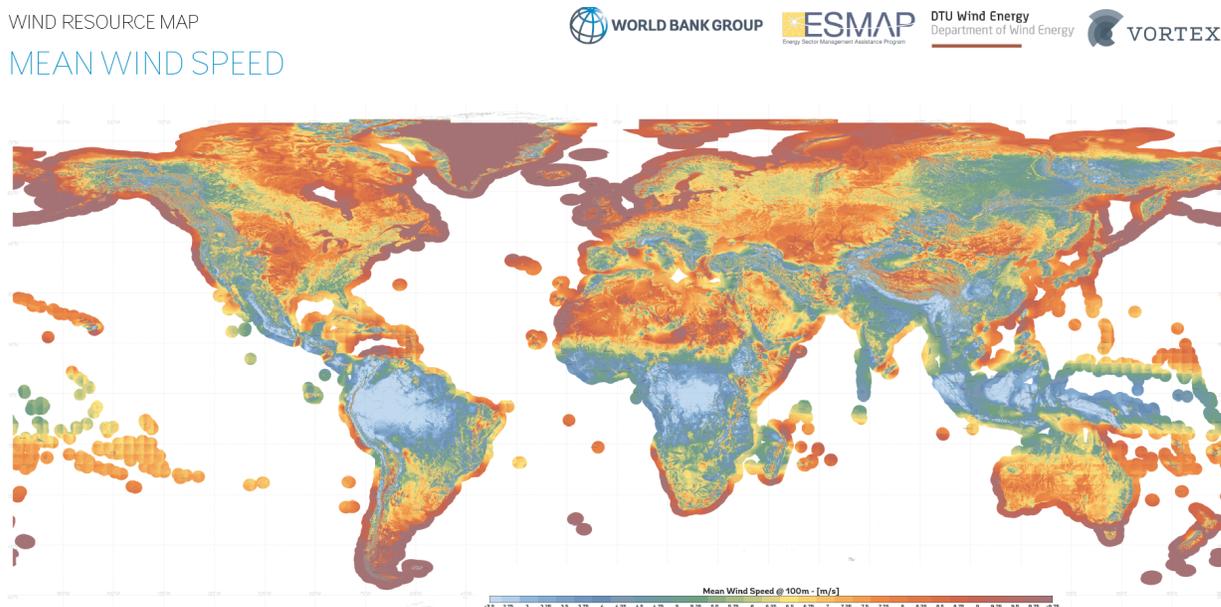


Figura 2.14: Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura, la mayor velocidad se alcanza en lugares con gran altitud, así como terrenos cercanos a la costa para la Energía Eólica terrestre, así como los cuerpos de agua de gran magnitud (Océanos o lagos) ofrecen las mejores ubicaciones para la Energía Eólica Marina, elaborado Por el banco mundial junto a sus colaboradores[26].

Para el caso de Chile, los lugares con mejor potencial están ubicados en la zona sur del país, así como en zonas cercanas a la costa en la zona centro del país, y en la zona norte existe un muy potencial en la zona de Taltal.

2.7.5. ¿Cuándo funciona la energía eólica?

Para existir la Energía Eólica requiere que existan vientos de velocidad considerable, producto de esto antes de instalar cualquier central se requiere comenzar analizando la pre-factibilidad de una zona por medio de mapas como los mostrados en figura 2.14, con esto en mente hay que elegir aquellos lugares con mayor velocidad promedio del viento.

Una vez realizado esto, se deben corroborar los puntos de interés, por lo cual se debe medir en terreno a diferentes alturas con respecto a la superficie, para obtener los datos empíricos

de velocidad del viento, dirección del viento, presión, y temperatura, a lo largo de 1 año como mínimo, con esto se podrá crear un modelo que nos permite estimar cuanta electricidad se puede producir, y durante que horas estará disponible.

Como la producción eléctrica de una turbina eólica es función de la velocidad del viento, se aprecia que, al estudiar la potencia eléctrica versus la velocidad del viento, se generan las siguientes zonas:

- Zona de nula producción: La velocidad del viento es menor a la mínima requerida para que la turbina gire (no logra vencer la inercia).
- Zona de crecimiento: La velocidad del viento logra girar la turbina y mientras mayor sea su velocidad mayor energía produce, esto comienza entre $3-5 \frac{\text{metros}}{\text{s}}$.
- Zona de producción constante: La velocidad del viento alcanza un valor por sobre el cual no crece la producción de electricidad, que típicamente es $9-11 \frac{\text{metros}}{\text{s}}$.
- Zona de desconexión: La velocidad del viento es tan alta ($\geq 25 \frac{\text{metros}}{\text{s}}$) que la turbina debe frenarse por medio del sistema de frenado mecánico y los alabes se giran para ofrecer el mínimo roce con el fin de evitar daños en los equipos.

Un ejemplo de esto se puede ver en la figura 2.15:

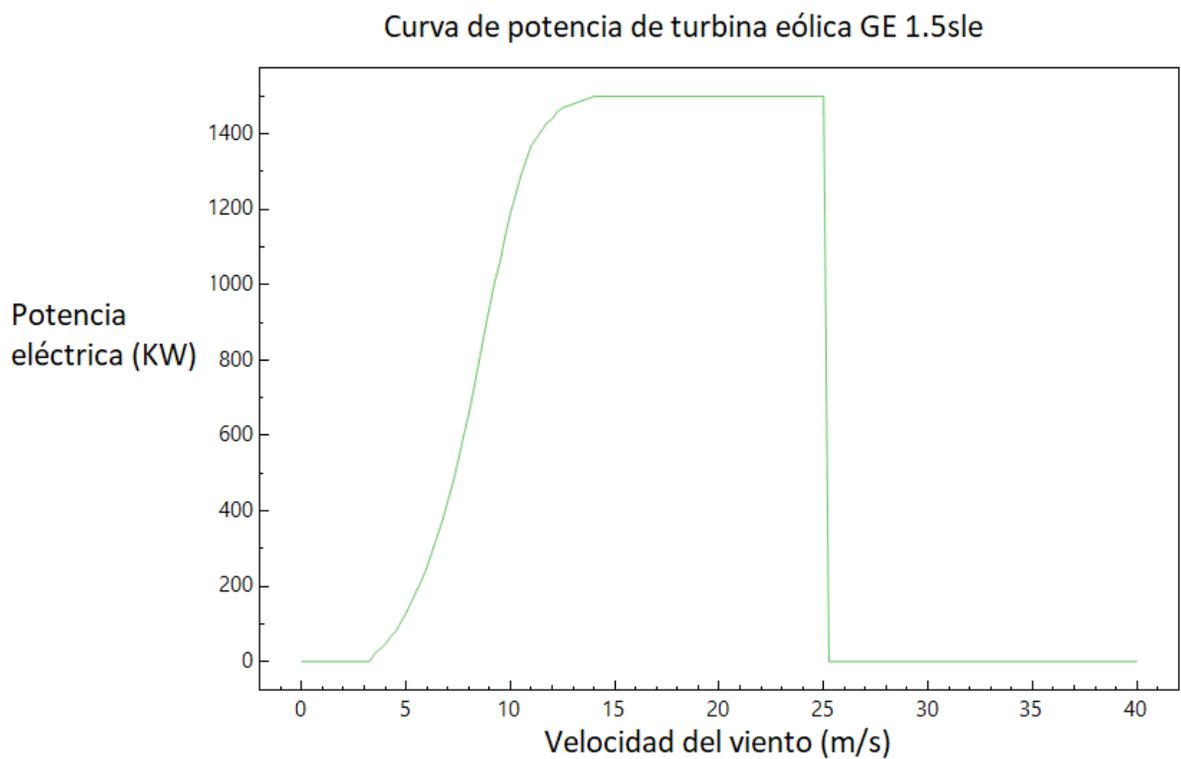


Figura 2.15: Curva de potencia del modelo General Electric (GE) 1.5sle, Imagen adaptada de la librería de turbinas de System Advisor Model(SAM).

2.8. ¿Qué es la energía solar fotovoltaica(PV)?

La energía solar fotovoltaica es una forma de obtener electricidad en base a la radiación solar, para ello utiliza una celda solar, la cual está formada por dos semiconductores dopados, los que aprovechan el efecto fotoeléctrico para producir electricidad, un ejemplo de este proceso se ve en la figura 2.16.

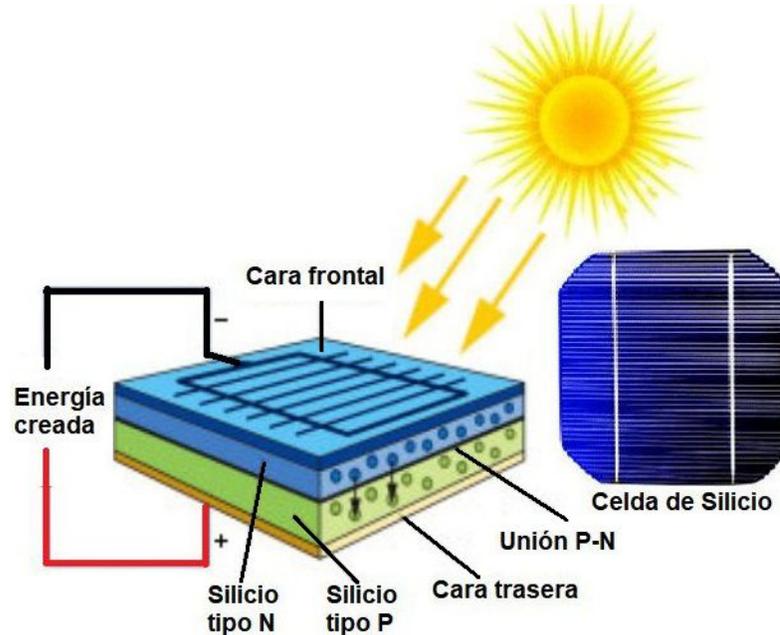


Figura 2.16: Funcionamiento de una celda solar, los fotones de luz impactan contra la celda solar produciendo electrones libres, los cuales gracias al dopaje NP que se hace en el silicio, fluyen desde el polo negativo al positivo, teniendo una diferencia de potencial(Voltaje) e intensidad de corriente, autor desconocido.

La Radiación es la base para obtener energía solar, por lo que, al estudiar su longitud de onda, vemos que el 99 % de ella abarca desde 200[nm]-3000[nm][18], esto nos permite saber que la radiación solar, toma un espectro que abarca la luz visible, junto a una pequeña parte de la radiación infrarroja, y una sección de radiación ultravioleta.

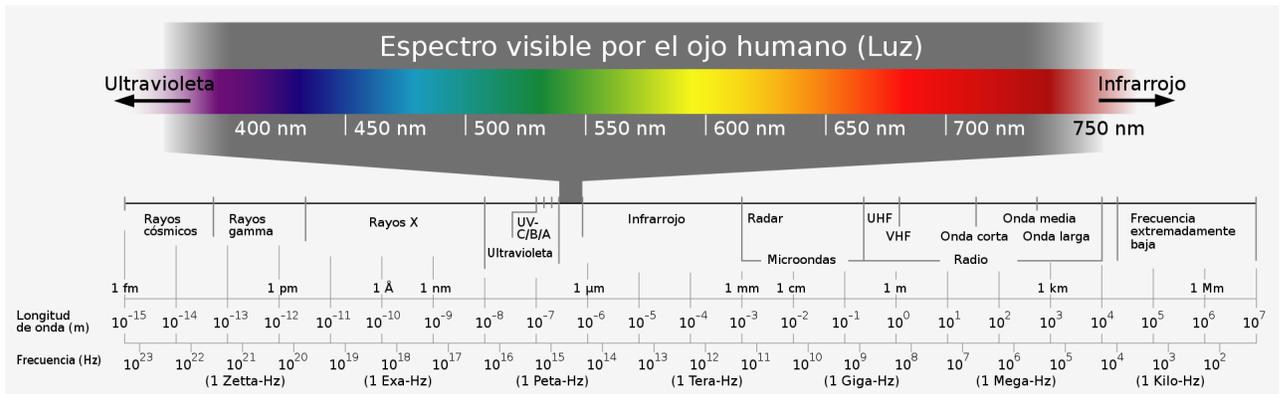


Figura 2.17: Longitud de onda según tipo de radiación, para el caso del sol, la longitud de onda de la radiación solar depende de la temperatura del cuerpo, que en el sol es 5778K en la superficie, Autor De Horst Frank, Jailbird, Electromagnetic spectrum.

La energía solar funciona siempre y cuando exista radiación solar, siendo la radiación solar posible definirla según la forma en que alcanza la superficie, teniendo:



Figura 2.18: Tipos de radiación solar: Directa, Difusa, Reflejada, Autor desconocido.

- GHI: Global horizontal irradiance [W/m^2], es la radiación que se obtiene en un plano horizontal paralelo al piso, por lo que incluye la suma de DNI+DHI+GRI sobre dicha superficie, como nota GRI vale cero cuando se mide paralela al piso y alcanza el máximo perpendicular al piso.
- DNI: Direct normal irradiance [W/m^2], la radiación que alcanza un plano normal a la incidencia del sol en línea directa, con un campo de visión de 5° grados, también es llamada Beam normal.

- DHI: Diffuse horizontal irradiance [W/m^2], es la radiación en un plano horizontal excluyendo los 5° del campo de visión de la DNI.
- GRI: Ground reflected irradiance, es la radiación reflejada por las superficies aledañas, de todas las que se consideran es la menor en magnitud, y por ello el modelo la estima en función de DNI y otras variables.

2.8.1. Componentes típicos de una central PV

Los componentes típicos de una planta PV, son los paneles solares, que están formados a su vez por las celdas solares, estos entregan electricidad en forma DC, la cual se debe cambiar a través de un inversor que nos entrega energía en forma AC, para soportar estos equipos se requiere una estructura de soporte, típicamente construida en acero inoxidable o aluminio, junto al cableado necesario para todas las conexiones, además, en el caso de una planta PV del tamaño a modelar en este informe, se requiere considerar un transformador que aumente el voltaje hasta al menos mediana tensión, lo que es suficiente como para transportar la electricidad en la red del SEN con las mínimas pérdidas posibles, un ejemplo de esto se ve a continuación en 2.19.

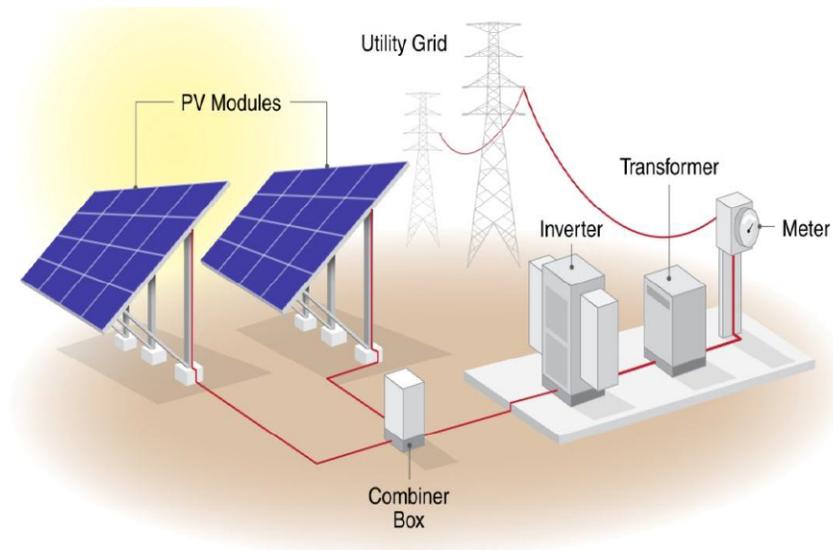


Figura 2.19: Componentes típicos de una planta PV, se puede apreciar que los paneles solares captan la radiación y entregan electricidad en DC, la cual es invertida en AC, para luego aumentar su tensión e inyectarla a la red del SEN, autor NREL.

2.8.2. ¿Cómo funciona una central PV?

Teniendo en cuenta que la central PV esta conectada a la red del SEN, es decir es una central PV on grid, se tendrá que la configuración vista en figura 2.19, funcionará de la siguiente forma.

La energía solar, que es radiación proveniente del sol, impacta contra los paneles solares, estos están conformados de waffles o células individuales, las cuales recrean un dopaje N-P, por medio del cual se aprovecha la radiación incidente para crear electrones libres, que se mueven desde el polo negativo hacia el polo positivo, producto de esto se obtiene una diferencia de potencial entre ambas terminales N-P del waffle o célula solar, la cual se conecta en serie con varias células para aumentar su voltaje, y luego se conecta en paralelo con otras series de células para aumentar su corriente, de esta forma se creara lo que entendemos por un panel solar.

Como el voltaje e intensidad de corriente de un panel solar, es de baja magnitud, digamos 40[Vdc], 10[A] se hace necesario conectarlo en serie con otros paneles para aumentar su voltaje, y luego conectarlo en paralelo para aumentar su intensidad de corriente, esto se puede realizar con una caja de combinación DC, o en la cara posterior del panel para proteger los cables.

Una vez realizadas las conexiones entre los paneles, se procede a conectar sus terminales de energía DC con un inversor, que nos entregara energía AC, dicha energía en forma AC es la utilizada para transportar la electricidad, y de hecho es la forma de energía que encontramos en los enchufes de los hogares.

También se hace necesario conectar la salida del inversor a un transformador, ya que mientras mas alto sea el voltaje, menores son las perdidas eléctricas en el transporte, de hecho, en Chile las redes de transmisión operan a 220[KV] ó 500[KV] y gracias a esto es posible transportar energía desde Arica hasta Chiloe reduciendo las perdidas de energía.

Por último, se conecta un medidor, el cual permite registrar la generación y consumo eléctrico que se da entre la central PV y la red del SEN, para así realizar los correspondientes pagos y/o cobros, ya que algunos equipos como los paneles o inversores tienen consumo durante la noche.

2.8.3. Ventajas y desventajas de la energía PV

Las razones por las cuales la energía solar ha tenido, y probablemente tenga un alto crecimiento, son que es una fuente de electricidad muy económica, al ver su costo nivelado por energía generada (LCOE), el cual ronda actualmente los 57 USD/MWh, vemos que este es menor al rango de precios de las centrales termoeléctricas (60-150USD/MWh) por ejemplo, lo que se pudo ver en la figura 2.2(sección anterior), por lo que incluso en países ó estados donde no existen incentivos o políticas a instalar plantas PV, estas han inundado el sistema eléctrico con fuerza, ya sea en modalidad de tipo empresa (utility) o como techos domiciliarios, debido a ser una de las fuentes de energía más baratas actualmente, y con aún margen para reducir sus costos.

Sumado a lo anterior, se tiene a favor que se reduce la dependencia de combustibles fósiles, lo que en países que no poseen reservas de combustibles de importancia, como Chile, permite tener independencia energética (y también política) con respecto a los proveedores de combustibles.

Además, se debe notar, que la energía solar es, en términos prácticos inagotable por los próximos 5000 millones de años([20]), es decir el tiempo que la estrella que llamamos SOL tiene por vida estimada, es muy superior a los tiempos que los humanos usan para planear y diseñar sus actividades.

Así también se aprecia que la energía solar no emite gases de efecto invernadero a la atmósfera mientras está operativa, esto porque su proceso depende completamente de aprovechar el efecto fotoeléctrico. Sumado a lo anterior, al estudiar el ciclo de vida de la energía solar, se puede concluir que tiene emisiones de 0,05 kg/KWh de energía generada, lo cual es ampliamente menor al carbón, que, usando la mejor tecnología disponible, aún libera 1.8-2 lbs/KWh(2.11) solo por su operación (sin incluir aún la fabricación, transporte y deposición de este equipo a carbón.)

De igual forma las mantenciones requeridas por una planta PV son bajas, esto porque solo se requiere limpiar los paneles cuando sobre ellos se ha acumulado una capa de polvo lo suficientemente espesa como para que se note una reducción en la producción de electricidad, lo que puede ser realizado por personal con capacitación mínima. Además, en caso de que se produzca algún problema por la rotura de algún panel, o la falla en algún inversor, se puede desconectar este subsistema hasta su reparación, si detener el resto de la planta en ningún momento.

En su contra, la instalación de plantas PV, tiene que es un energía con un alto costo de inversión inicial, estamos hablando que por país, como se ve en la figura adjunta 2.20, puede rondar desde 500-1800 usd/KWh de potencia DC instalada, donde al estudiar los costos, vemos que en mercados competitivos como el Chino o el Alemán, el costo del panel solar comprende la mitad del costo total por KWh de la planta PV, siendo el punto más importante a analizar en cualquier flujo de caja.

Estructura de costos de plantas PV por país en 2015

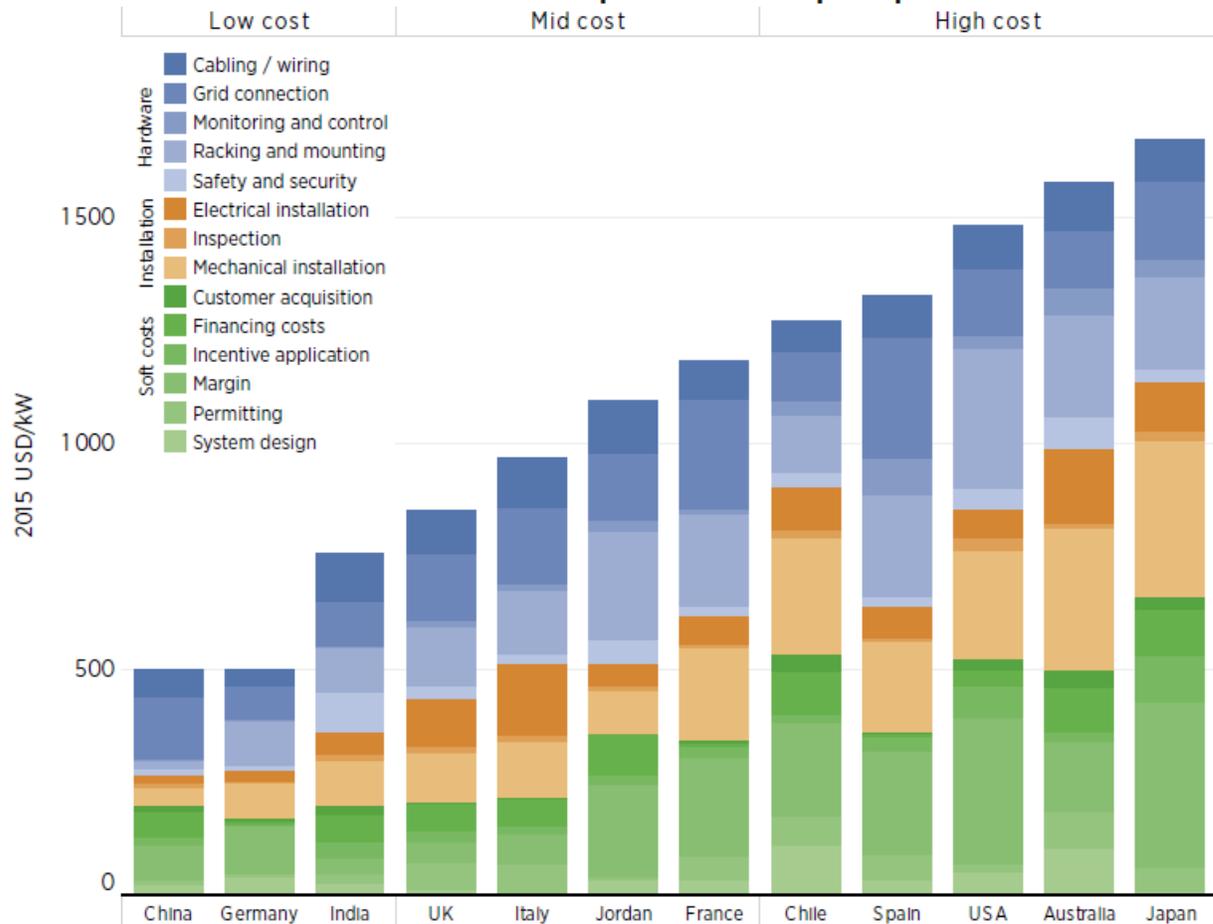


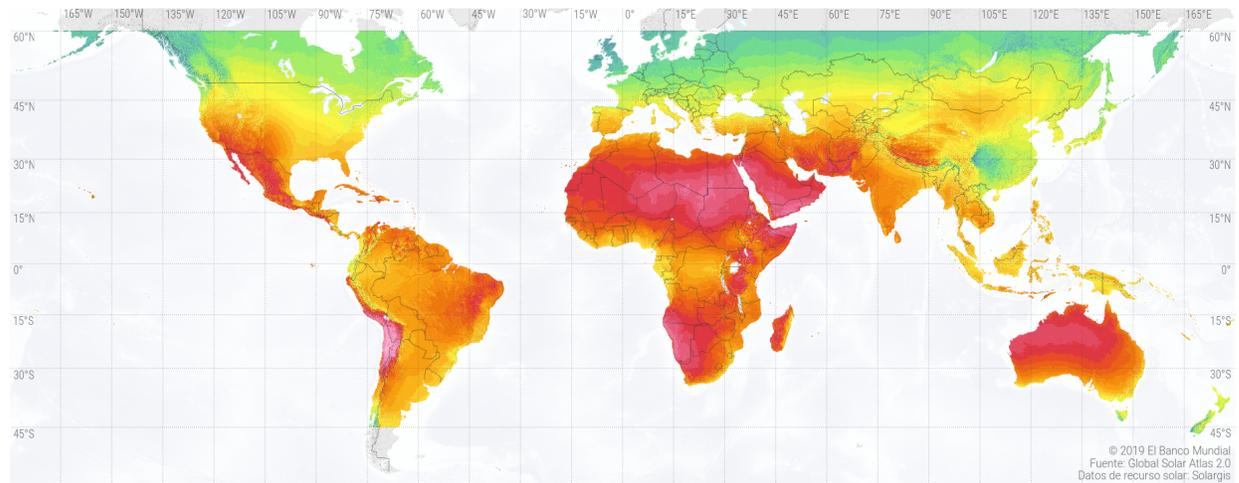
Figura 2.20: Costos detallados para plantas PV en el año 2015, se debe notar que los precios se han reducido fuertemente entre 2010-2020 por lo que los países se desplazaron hacia el campo de low cost-mid cost actualmente, teniendo a China y Alemania como los mejores lugares, [22].

También posee el problema de que la generación de energía depende de la existencia de radiación solar, lo que varía durante día y noche, así como también entre estaciones climáticas, esto se muestra en la figura 2.23.

2.8.4. Ubicaciones de una central PV

Para estudiar los lugares que tienen mejor potencial para instalar una planta PV, es posible considerar la GHI, por lo cual a priori se puede apreciar en la figura 2.21, que esta GHI tiene mayor intensidad en el norte de Chile, la zona norte de África, medio oriente, Australia, y la costa Oeste de Norte América, entre otros.

MAPA DE RECURSO SOLAR
IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL



Promedios de largo plazo de la irradiación global horizontal (GHI)

Totales diarios:	2.2	2.6	3.0	3.4	3.8	4.2	4.6	5.0	5.4	5.8	6.2	6.6	7.0	7.4	kWh/m ²
Totales anuales:	803	949	1095	1241	1387	1534	1680	1826	1972	2118	2264	2410	2556	2702	

Este mapa está publicado por el Grupo Banco Mundial, financiado por ESMAP, y preparado por Solargis. Para más información y términos de uso, por favor visite <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 2.21: GHI en el mundo, datos obtenidos por Solargis para el Banco Mundial, se aprecia que no hay datos para el sur de Chile en esta fuente, lo que no afecta el trabajo debido a que la planta se ubicara en el norte de país.

Cabe mencionar que la producción de electricidad sufre una variabilidad con respecto a la hora del día, así como la ubicación de la planta PV, así como también debido al desgaste por estar expuesta a la intemperie, por lo que tiene un decaimiento de la producción eléctrica, la cual decrece a 0,3-2 % por año, con una vida útil de 20 a 30 años promedio, además el exceso de temperatura, en particular por sobre 40°C afecta el rendimiento de los paneles solares.

Debido al punto anterior, las regiones que tienen la mayor factibilidad técnica para instalar una planta PV, están ubicadas en el norte del país, esto ya que en dicho lugar tienen mayor GHI a lo largo del año, así como cielos despejados debido a la baja humedad que existe en el aire, lo que evita que se formen nubes que impidan el paso de la luz solar, aumentando la DNI, y por la gran altitud que se tiene en el sector (3000-4000 m.s.n.m.) existen menores pérdidas por difusión en la atmósfera.

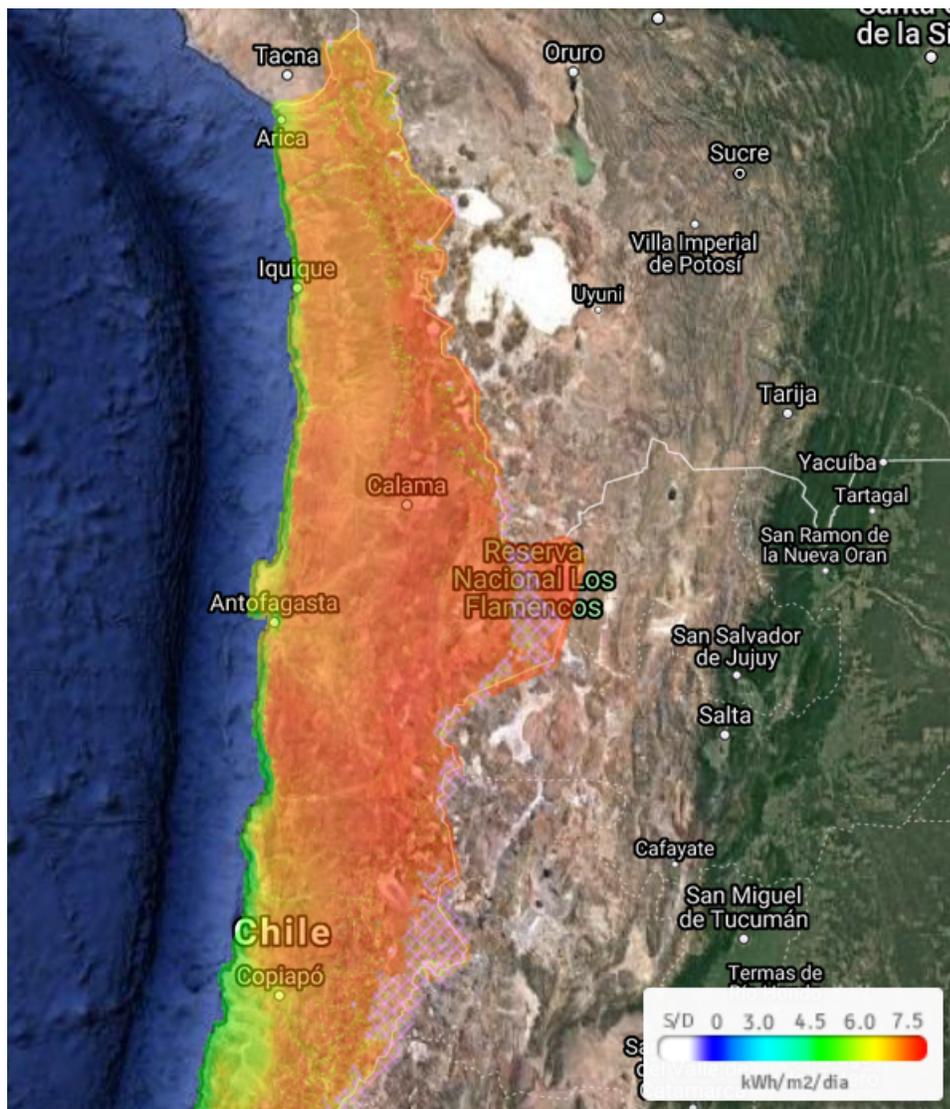


Figura 2.22: Posibles ubicaciones para la planta PV en el norte de Chile, que destacan por tener más de $7[\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})]$, Autor Explorador solar, Ministerio de Energía de Chile.

2.8.5. ¿Cuándo funciona la energía PV?

Uno de los aspectos que tiene en contra la energía PV, es que, debido a su naturaleza de dependencia con el sol, la energía solar es variable e intermitente, es decir, cambia su producción según la hora del día, y por general entrega su mayor producción durante el periodo valle (o de mínima demanda) de consumo del SEN, así como también cambia su producción mes a mes, esto se ve en 2.23 para una ubicación tentativa en Calama, Chile.

Radiación GHI W/m² para cada hora de un día promedio por mes.

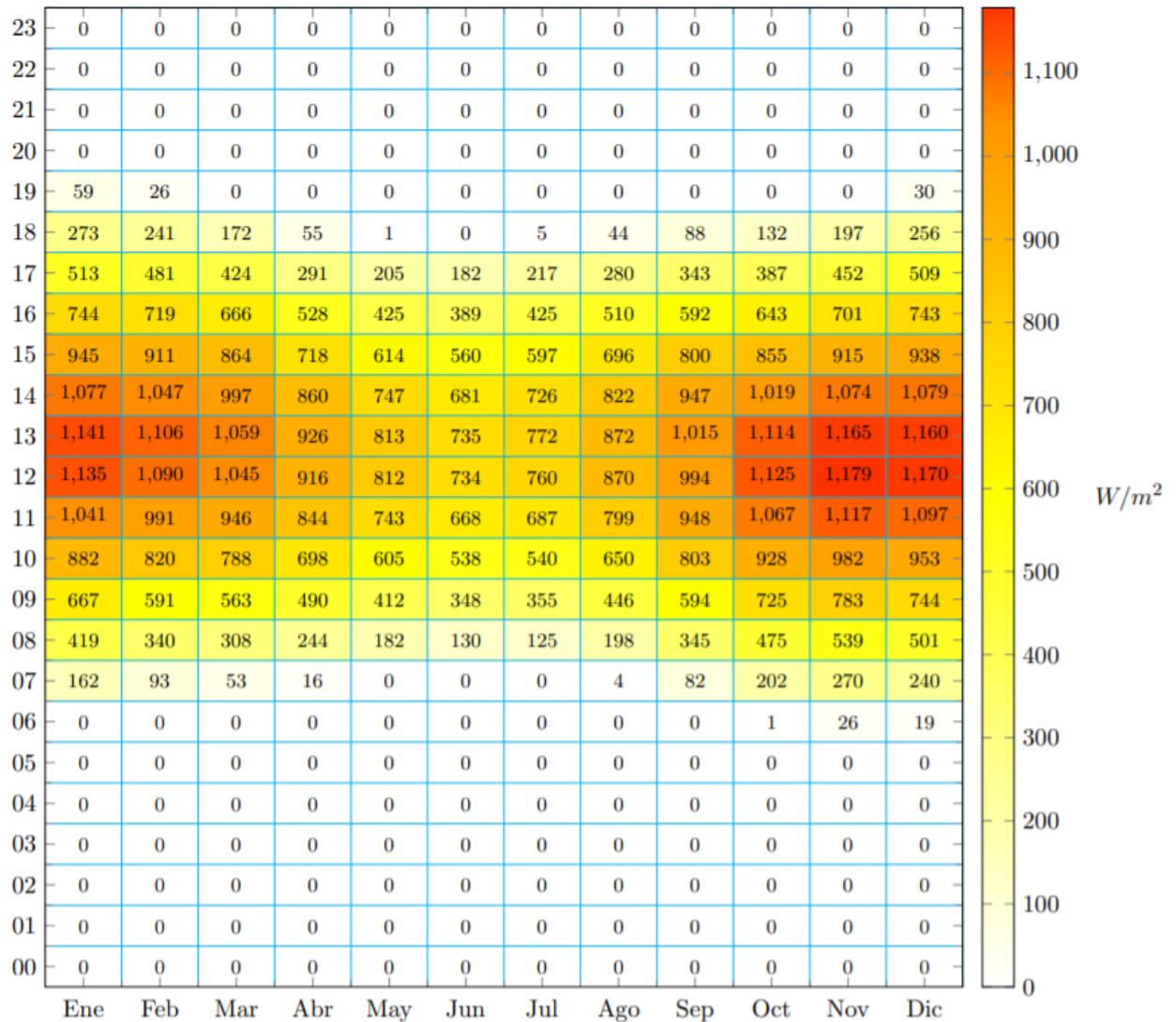


Figura 2.23: Radiación GHI para Calama, se puede apreciar que en verano se tiene mayor radiación, y esta se encuentra disponible por más horas que en el invierno, obtenido del Explorador solar del ministerio de Energía [23].

2.9. ¿Qué es la energía por concentración solar de potencia (CSP)?

La concentración solar de potencia, o por su nombre en inglés, concentrated solar power (CSP), es una forma de obtener energía eléctrica, basada en utilizar espejos curvos llamados Helióstatos que reflejan y concentran la radiación solar, en uno o más puntos focales, en dicho

foco un fluido de trabajo absorbe la radiación aumentando su temperatura, pudiendo ser este almacenado en un estanque aislado térmicamente del entorno, o utilizado para alimentar de energía calórica un ciclo Rankine, y producto de que la fuente de energía es el sol y no un combustible, es posible obtener electricidad sin que se generen emisión de gases de efecto invernadero en su operación.

2.9.1. Componentes y funcionamiento de una central CSP

Para comprender con mayor detalle la tecnología CSP, cabe destacar que existen dos tipos principales, el primero se llama:

- CSP de torre central: Es una planta que usa espejos curvos, o planos, de gran tamaño llamados helióstatos, para concentrar la energía del sol en un único receptor, dicho receptor contiene un fluido de transferencia de calor de alta temperatura (como aceites sintéticos o sales fundidas) que absorbe la energía alcanzado hasta $398[^\circ\text{C}]$ ó $565[^\circ\text{C}]$ según el fluido respectivo, para luego circular a través de un intercambiador de calor para así calentar agua y producir vapor de agua, dicho vapor se expandirá en una turbina, la cual moverá un generador que producirá electricidad [13].

Un CSP de torre central es el tipo de instalación usado en 'Cerro dominador', que es la única CSP actualmente operativa en Chile, en ella se aprecia una serie de filas paralelas de helióstatos que concentra la energía solar en una torre central, cada helióstato puede tener un tamaño de $80[m^2]$ hasta $140[m^2]$, su esquema básico de funcionamiento se puede ver a continuación:

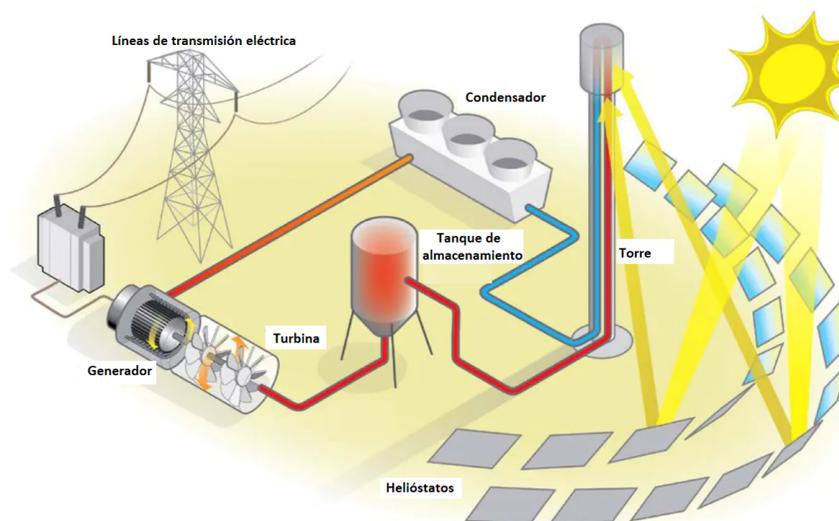


Figura 2.24: Componentes y funcionamiento básico de un ciclo CSP, adaptado de United States Department of Energy [14].

- CSP de cilindro parabólico: La central se basa en capturar y concentrar la energía solar

por medio de cilindros parabólicos, los cuales son espejos que tienen una mayor curvatura que un helióstato, pero un menor tamaño debido a que debe concentrar la energía solar en una cañería que está a corta distancia del cilindro parabólico (la distancia al foco será igual al radio de curvatura), en dicha cañería que transporta un fluido de transferencia de calor de alta temperatura, se producirá el aumento de temperatura del fluido caloportador, el cual a posterior se hace circular a través de un intercambiador de calor, para producir vapor de agua, y con ello accionar una turbina, que moverá un generador que producirá electricidad, un ejemplo se puede ver en:

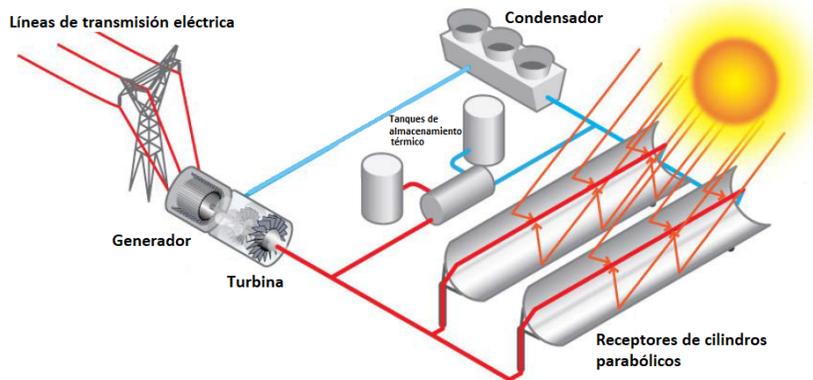


Figura 2.25: Componentes y funcionamiento básico de un ciclo CSP, adaptado de United states deparment of energy [14]

En cuanto al fluido de transferencia de transferencia de calor usado para almacenamiento térmico, existen 3 alternativas principales [15]:

- Agua: Esta deberá ser desionizada para mantener en mejor estado los equipos, tiene el problema de ser difícil de manejar ya que al aumentar la temperatura, también lo hacen las presiones del fluido, solo se aconseja su uso cuando el ciclo CSP no tiene almacenamiento térmico y dirige de manera directa el fluido a una turbina.
- Aceites sintéticos: Estos resuelven el problema del aumento brusco presión que se produce al aumentar la temperatura del agua, pero tienen el efecto negativo que las cadenas de hidrocarburos que los forman se rompen al ser calentadas cerca de $400[^\circ\text{C}]$, producto de esto sus propiedades se degradan de manera rápida y deben ser repuestos, además que limita el rango de temperaturas que alcanza el ciclo.
- Sales fundidas: Son una mezcla de nitrato de sodio (NaNO_3) y nitrato de potasio (KNO_3), en proporción 60 a 40, que se derrite al ser calentada por sobre $230[^\circ\text{C}]$, producto de la alta temperatura necesaria para alcanzar el estado líquido, es que existe el riesgo de que las sales fundidas se enfríen y solidifiquen en el interior de las cañerías al no tener suficiente temperatura, por lo cual las sales fundidas suelen ser utilizadas en CSP de torre central, mientras que los aceites sintéticos son usados en CSP de cilindro parabólico.

2.9.2. Ventajas y desventajas de la CSP

La principal razón tras el auge de la CSP es que esta ha demostrado ser una alternativa viable para resolver los problemas de intermitencia en las ERNC, esto ya que permite obtener

energía eléctrica de manera constante a lo largo de un día, esto gracias al almacenamiento térmico en su fluido de trabajo (típicamente sales fundidas), lo que permitió que se extendiera su uso en países como España, el cual tiene una radiación solar levemente inferior a Chile.

Sumado a lo anterior, se tiene a favor que se reduce la dependencia de combustibles fósiles, lo que en países que no poseen reservas de ellos, como el nuestro, permite tener independencia energética (y también política) con respecto a los proveedores de combustibles.

Además, se debe notar, que las energías basadas en el sol, ya sea PV o CSP, son en términos prácticos inagotables por los próximos 5000 millones de años([20]), es decir el tiempo que la estrella que llamamos SOL tiene por vida estimada, que es muy superior a los tiempos que los humanos usan para planear y diseñar sus actividades.

Así también se aprecia que la energía solar no emite gases de efecto invernadero a la atmósfera mientras está operativa, esto porque su proceso depende completamente de aprovechar la radiación solar.

En su contra posee el hecho de que necesita dar mantención a una gran cantidad de componentes fijos o móviles, por lo cual sus costos de operación aumentan en comparación a la PV o la eólica.

De igual forma, la instalación de un CSP, tiene en contra su alta inversión inicial, estamos hablando que actualmente la única central de CSP de Chile, como lo es Cerro Dominador, requirió una inversión inicial de 1400 MUSD para una potencia instalada de 110[MW], lo que la transforma en una de las fuentes más caras de energía[39], lo que se espera se reduzca a medida que dicha tecnología desarrolla las economías de escala asociadas a su masificación.

2.9.3. Ubicaciones de la CSP

Debido a que tanto la energía PV como la CSP se basan en la radiación solar, la ubicaciones tentativas que tienen las mejores posibilidades se repiten en ambos casos, producto de esto y para no repetir información que ya existe en el informe, se puede revisar el capítulo 2.8.4 Ubicaciones de una central PV para conocer los lugares tentativos.

2.9.4. ¿Cuándo funciona la CSP?

La CSP funciona cuando existe radiación solar, y gracias a su capacidad de almacenar energía en la forma de calor en un fluido de trabajo, extiende esto por tanto tiempo como sea la cantidad de energía almacenada.

El almacenamiento se mide en cuantas horas es posible extender la generación de electricidad una vez que el sol se esconde en el horizonte, y sus valores normales están en el rango de 12 a 14 horas actualmente, con la posibilidad de que a futuro se extiendan por mayor tiempo a medida que su precio disminuya.

Capítulo 3

Metodología

La metodología de trabajo consiste en modelar 3 casos de plantas de generación eléctrica, cada una basada en ERNC de distinto tipo, como son la solar fotovoltaica (PV), la concentración solar de potencia (CSP) y la energía eólica terrestre (Wind on shore), por medio del software System Advisor Model(SAM), con esto se puede obtener la producción eléctrica anual/mensual/horaria, factor de planta, cantidad de equipos, espacios, pérdidas de energía, degradación de equipos, entre otros datos.

A posterior, tomando los resultados de la generación nacional del SEN en formato anual/mensual/horario, y por medio de una plantilla de cálculo (Excel), se buscará suplir la mayor cantidad posible de esta (máxima disponibilidad), sujeto a cumplir la demanda en primera opción con ERNC, y luego en caso de no ser esto posible utilizando generación térmica basada en Carbón.

Lo que se busca con esto es analizar la producción eléctrica basada en ERNC, desde menos a más, para así responder cuales son los requerimientos de este tipo de proyectos, cuáles son sus resultados energéticos, y cuanto pueden reducir la emisión de gases de efecto invernadero con respecto al escenario actual.

Todo esto se puede ver en la siguiente lista de puntos para completar el trabajo:

- 1) Elegir las formas de generar electricidad a analizar (Abordados en las secciones introducción y Antecedentes):
 - Energía Eólica, PV y CSP.
- 2) Reunir la información necesaria (Antecedentes y Metodología lo reportan):
 - Mapas de recurso eólico y solar en el mundo/Chile en formato horario.
 - Generación/Demanda y precio marginal de electricidad del SEN por hora.
 - Ubicación de las líneas de transporte de electricidad.
 - Terrenos disponibles para proyectos de ERNC en Chile (Bienes nacionales).
 - Fichas técnicas de los equipos a usar.
 - Emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI), medidos en $[ktCO_2eq]$ y sus factores de GEI (medidos en $[\frac{kgCO_2eq}{KWh}]$), asociados a la generación eléctrica actual de la matriz energética de Chile.

- Análisis de ciclo de vida o Life Cycle Analysis (LCA) sobre fuentes de ENRC, para así conocer sus emisiones de GEI [$ktCO_2eq$] como sus respectivos factores de GEI (medidos en [$\frac{kgCO_2eq}{KWh}$]) para diversas fuentes energéticas.
- 3) Modelar en el software System Advisor Model (SAM) cada alternativa de generación eléctrica (Metodología y Resultados):
 - Tipo tecnología, ubicación, equipos, diseño de sistema, entre otros,
 - Obtener los resultados de generación eléctrica, factor de capacidad, LCOE, espacio a utilizar, N° equipos, etc.
- 4) Modelar en Excel el problema ambiental que surge al suplir la Demanda eléctrica (Metodología y resultados):
 - Utilizando los resultados de generación de SAM + datos de generación del SEN + datos de contaminación actual del INGEI + datos LCA
 - Fin es obtener cuanto se puede reducir las emisiones de Chile según el grado de penetración de las ERNC en la matriz.
- 5) Analizar los resultados, Discutir la respuesta a las preguntas/objetivos, proponer mejoras al modelo (Discusión, Propuestas, Conclusiones).

3.1. Eólica: Modelación en SAM

3.1.1. Eólica: Ubicación y recurso eólico

Para la elección de lugar apropiado se utiliza como insumo los mapas de velocidad de viento que fueron elaborados por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, y que están disponibles en el servidor del Ministerio de Energía de Chile [24].

En la figura 3.1, se aprecia que los mejores lugares para instalar una central eólica son a) La alta cordillera de los Andes a lo largo de todo Chile, b) Taltal c) Costa de Ovalle, d) Costa de Concepción, e) Isla grande de Chiloé, f) La región de Aysén (XI) y g) La región de Magallanes (XII), ya que todos cumplen con presentar altas velocidades promedio de viento, iguales o mayores a $9 \left[\frac{m}{s}\right]$, por lo cual estos representan la ubicación que tiene la potencialidad de entregar la mayor energía posible.



Figura 3.1: Explorador eólico, mapa de velocidad de viento promedio en Chile continental [24].

En segundo punto se utilizan los mapas de Ministerio de Energía[31] que representan la ubicación de las líneas de transmisión actuales y futuras (ver ejemplo en la figura 3.2), producto de esto se debe escoger un lugar que además de tener una alta velocidad de viento promedio, este cercano a una línea de transmisión que ya este construida (o que este en tramitación actualmente), con el fin de mejorar su factibilidad técnica, ya que carece de sentido producir electricidad si no se posee la capacidad de transportarla.

Debido a esto se extrae que el Sistema eléctrico nacional (SEN) tiene redes de transmisión que abarcan desde la región de Arica y Parinacota (XV) por el norte, hasta la isla de Chiloé en la región de los lagos (XIV) por el sur, mientras que las regiones de Aysén y Magallanes tienen cada una su propio sistema eléctrico los cuales son de tamaño reducido y están asociados a ciudades específicas (Puerto Williams, Hornopirén, Cochamó, Coyhaique, Punta Arenas, etc. [27]) los cuales no transportan electricidad entre ciudades puesto que no poseen las redes de transmisión necesarias por su alto costo.

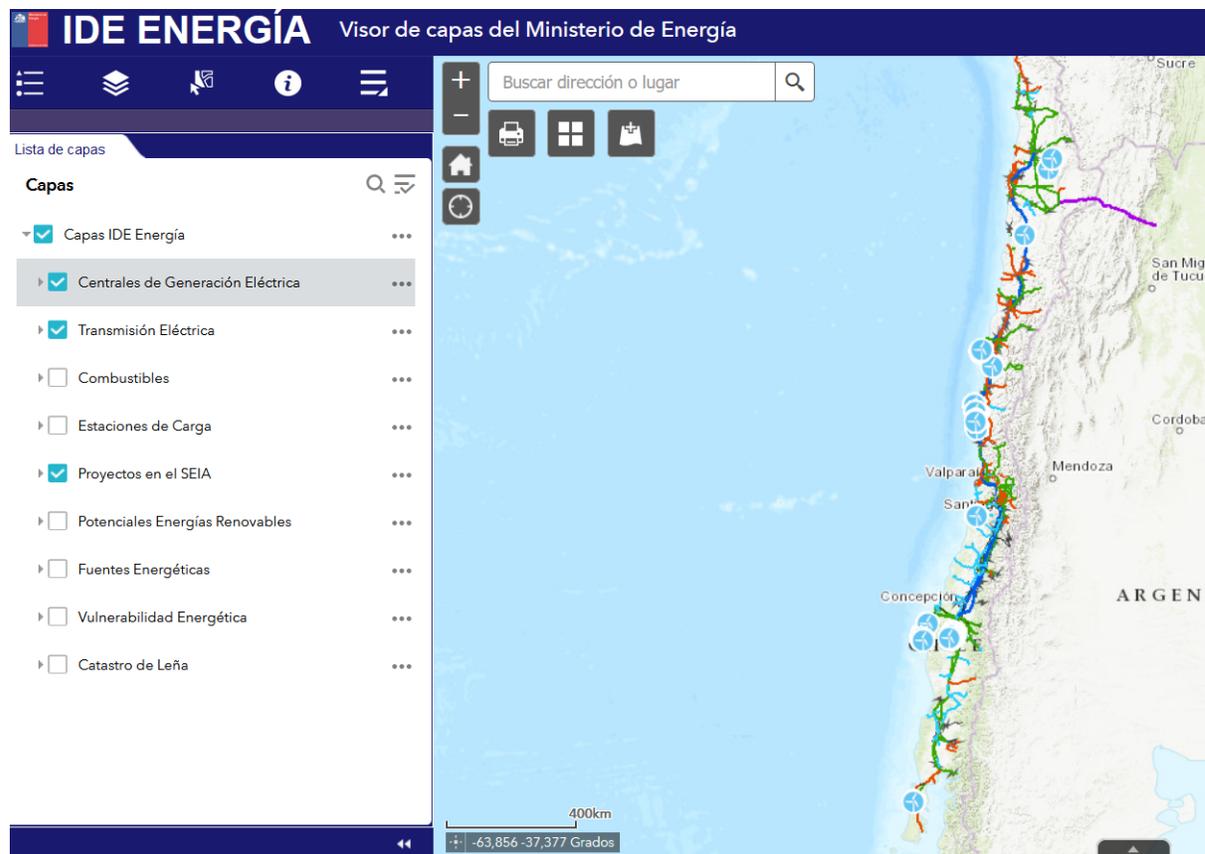


Figura 3.2: IDE o mapa de capas del Ministerio de Energía de Chile, las líneas de color representan redes de transmisión de electricidad, los círculos celestes centrales eólicas actuales o futuras (en SEIA), extraído de [31].

Con base a lo anterior se elabora la siguiente tabla 3.1, donde se aprecia que Taltal y la Isla grande de Chiloé cumplen con tener alta velocidad del viento promedio, además de estar cercanas a una red de transmisión de alto voltaje que pertenezca al SEN, razón por la cual ambos son a priori útiles en el estudio.

Tabla 3.1: Ubicaciones potenciales de una central eólica

Lugar	¿Velocidad viento > 9 [m/s]?	¿Ubicado en tierra o mar?	Línea de transmisión	¿Es parte del SEN?
Alta Cordillera de los Andes	Sí	Tierra	Sólo en puntos específicos	Sí
Taltal	Sí	Tierra	Sí	Sí
Costa de Ovalle	Sí	Mar (En su mayoría)	Sí	Sí
Costa de Concepción	Sí	Mar (En su mayoría)	Sí	Sí
Isla grande de Chiloé	Sí	Tierra	Sí	Sí
Región de Aysén (XI)	Sí	Tierra	Sólo en puntos específicos	No
Región de Magallanes (XII)	Sí	Tierra	Sólo en puntos específicos	No

Para ingresar los datos climáticos del sector a utilizar, al software SAM, se debe utilizar un formato llamado .srw, el cual es un archivo de texto separado por comas, que tiene filas de datos organizados en una estructura que se aprecia a continuación en figura 3.3, los datos de mayor importancia son: Velocidad del viento, Dirección del viento, Temperatura del aire

y Presión atmosférica, los detalles de cada fila y columna se pueden ver en [30].

Al buscar datos climáticos para Taltal y la Isla grande de Chiloé, se aprecia que solo en el caso de Taltal se encuentra datos completos con los 4 puntos necesarios a utilizar, los cuales están en formato .xlsx, producto de esto se transforman en un archivo de texto (.txt) separado por comas, sobre el cual se editan los valores para hacerlos compatibles con SAM ya que de esta forma se logra obtener un archivo .rsw de manera indirecta.

```

1 |loc_id,city??,WY,USA,year??,lat??,lon??,2088,-7,8760
2 |Southern WY - flat lands (NREL AWS Truepower representative file)
3 |Temperature, Pressure, Direction, Speed, Temperature, Pressure, Direction, Speed, Temperature, Pres
4 |C, atm, degrees, m/s, C, atm, degrees, m/s, C, atm, degrees, m/s, C, atm, degrees, m/s
5 |50, 50, 50, 50, 80, 80, 80, 80, 110, 110, 110, 110, 140, 140, 140, 140
6 |-4.479, 0.756533925, 253, 9.897, -4.719, 0.753473476, 254, 10.665, -4.919, 0.75041204, 254, 11.333, -5
7 |-4.279, 0.759496669, 261, 9.659, -4.519, 0.756435233, 262, 10.378, -4.699, 0.753374784, 264, 10.998, -
8 |-4.079, 0.759990131, 278, 8.062, -4.319, 0.756928695, 282, 8.766, -4.469, 0.753966938, 285, 9.287, -4.
9 |-3.639, 0.761371823, 312, 8.447, -3.819, 0.758310387, 316, 9.23, -4.019, 0.755348631, 318, 9.883, -4.2
10 |-3.679, 0.762260054, 321, 9.84, -3.919, 0.759199605, 324, 10.566, -4.169, 0.756039477, 325, 11.117, -4
11 |-3.579, 0.763049593, 325, 8.617, -3.819, 0.759890452, 327, 9.219, -4.089, 0.756830002, 327, 9.666, -4.
12 |-3.479, 0.763741426, 336, 7.406, -3.719, 0.76067999, 338, 7.872, -4.019, 0.757520849, 339, 8.227, -4.3

```

Figura 3.3: Ejemplo de archivo .rsw con los datos requeridos para modelo eólico de SAM, disponible en [30].

Producto de lo anterior, la ubicación potencial a evaluar será Taltal, en la región de Antofagasta, Chile, para la cual se poseen los datos de temperatura, presión, dirección del viento y velocidad del viento para un año completo.

3.1.2. Eólica: Turbina

La turbina ideal para una central eólica debe cumplir con que incluso a baja velocidad entregue electricidad, y de igual forma se capaz de mantener dicha producción a lo largo de un rango amplio de velocidades, producto de que SAM posee un archivo propio con los detalles de turbinas comerciales, se escogerá dentro de ellas la que mejor se adapte al perfil de viento que se utilice para modelar la central, para esto se proponen cuatro candidatos de turbinas eólicas los cuales se muestran a continuación.

Tabla 3.2: Turbinas Eólicas a evaluar y sus respectivos casos

Caso	A	B	C	D
Fabricante	General Electric (GE)	Fuhrlander	Nordex	Vensys
Modelo	1,5sle	FL 1500_77	S77	82m
Potencia [KW]	1500	1500	1500	1500
Velocidad de conexión [m/s]	3	3	3	3
Velocidad de desconexión [m/s]	25	25	26	23
Diámetro rotor [m]	77	77	77	82

Además, se debe destacar que en caso de que la turbina eólica que se desee modelar no exista dentro de los archivos, se puede incluir esta dentro del mismo programa siempre que se

conozcan algunos datos técnicos básicos de la misma como el diámetro, eficiencia, velocidad de conexión y desconexión, etc.

3.1.3. Eólica: Diseño del layout

Para diseñar la central se debe elegir un múltiplo entero de turbinas cuya potencia acumulada sea similar a la potencia total requerida para una central, como esta central para el informe debe estar en el rango de 50 a 150 [MW] de potencia instalada, significa que si una turbina eólica tiene una potencia de 1500 [KW]=1,5[MW] se requerirán de 34 a 100 turbinas en la central eólica.

Una vez decidida la cantidad de turbinas, se debe decidir el arreglo o layout con que estas se montarán en el terreno, para lo cual se utiliza el sistema de filas y columnas, con lo que se construye un paralelogramo usando como punto de referencia a las turbinas en un plano XY, el cual puede estar rotado con un ángulo para enfrentar el viento de mejor manera, esto se muestra en la figura 3.4 a continuación.

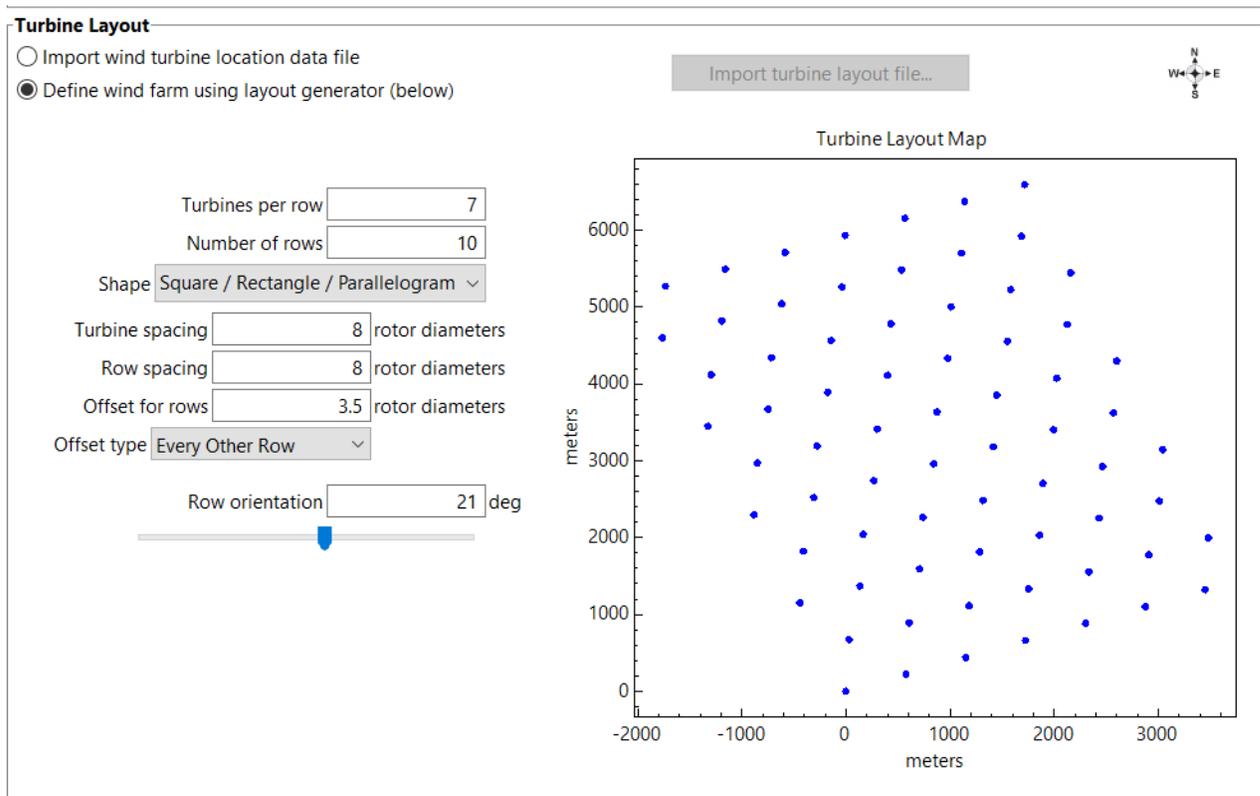


Figura 3.4: Layout de la central eólica para 70 Turbinas con una potencia instalada total de 105 [MW].

Los parámetros que definen el espacio entre turbinas fueron extraídos del catalogo de recomendaciones de diseño que elaboro la comisión nacional de energía de Chile(CNE), con el apoyo de GTZ, la cual está disponible en la bibliografía [50].

3.1.4. Eólica: Cálculo de potencia y energía de la central

Con los datos anteriores como insumo, se requiere asumir las siguientes condiciones para modelar el campo eólico:

- Todas las turbinas están ubicadas a la misma altura con respecto al nivel del mar, por lo cual la densidad es la misma para todo el campo.
- El terreno tiene las mismas condiciones para todo el campo eólico, producto de esto el Wind shear factor o shear coefficient (α) es el mismo para todo el campo.
- El tiempo con que se itera el programa se medirá en horas, las cuales para un año de 365 días corresponden a 8760 datos.

Con dichas condiciones se plantea los siguientes pasos para modelar el campo eólico:

1. Calcular la potencia y C_T para la primera turbina:

- Para la potencia se calcula de la siguiente forma:
 - a) Calcular la velocidad del viento a la altura h : Se comienza obteniendo la velocidad que tiene el viento con respecto a la altura entre el centro del rotor de la turbina y el suelo, para cada hora del año, ya que los datos obtenidos (.srw) no tienen porque están medidos a la altura en que se instalara el equipo, de hecho normalmente se mide la velocidad del viento en alturas específicas y luego se interpola/extrapolara a un rango más amplio, para encontrar la velocidad a la altura del rotor de la turbina se utiliza la expresión:

$$V_{h,j} = V_{0,j} * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (3.1)$$

donde los términos corresponden a:

- $V_{h,j}$ =Velocidad del viento a la altura h con que se instala el centro del rotor de la turbina con respecto al suelo, para la hora j .
 - $V_{0,j}$ =Velocidad del viento obtenida del archivo .srw a la altura 0 que esta más cercana a la altura h , para la hora j .
 - h =altura que hay entre el suelo y el centro del rotor de la turbina.
 - h_0 =Altura a la cual fue medida la velocidad del viento (el dato que se extrae del archivo .srw) más cercana a la altura que se instala el centro del rotor de la turbina.
 - α =Wind shear factor o shear coefficient, típicamente vale desde 0.1 sobre el mar, hasta 0.3 en la tierra, se usará de referencia 0.143 que corresponde al shear coefficient recomendado por SAM.
- b) Calcular la potencia de la turbina para la velocidad $V_{h,j}$: Para esto SAM busca la potencia eléctrica obtenida en la tabla/figura de la turbina respectiva, ya que el programa posee dentro de su biblioteca los datos de placa para todas las turbinas seleccionadas, lo que se muestra en el ejemplo de la figura 3.5, con esto se conoce a priori la producción de electricidad ajustada con respecto a la

altura entre el centro del rotor de la turbina y el suelo, para cada hora del año, y en caso de que la $V_{h,j}$ se encuentre entre dos datos, procede a interpolarla linealmente.

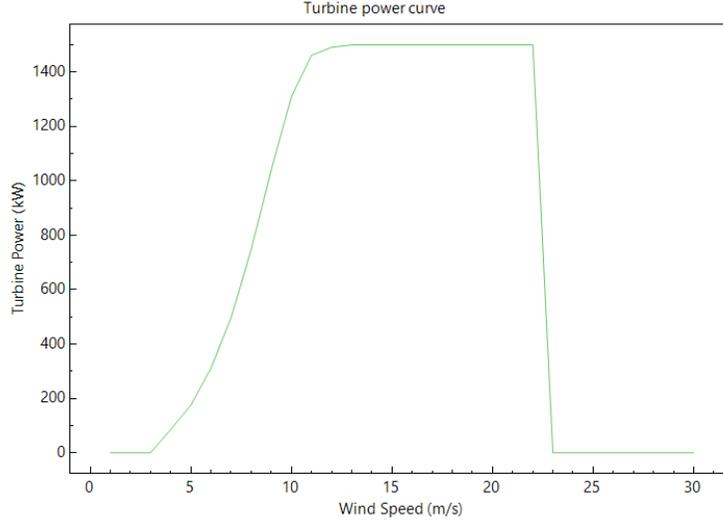


Figura 3.5: Potencia eléctrica versus velocidad del viento para la turbina Vensys 82m.

- c) Calcular la densidad del aire ajustada al campo eólico: A posterior se debe considerar como las condiciones locales afectan la densidad del viento, ya que al reducirse la densidad del aire, se reducirá la potencia, así como la energía, para esto se utiliza:

$$\rho_j = \frac{p_j}{R_{sp} * T_j} \quad (3.2)$$

donde los términos corresponden a:

- ρ_j =Densidad del aire estimada en la ubicación de la turbina en $\frac{kg}{m^3}$.
- p_j =Presión medida en la ubicación de la turbina para la hora j, extraída del archivo .srw.
- R_{sp} =Constante específica de gases para aire seco $287.05 \frac{J}{kg * K}$.
- T_j =Temperatura medida en la ubicación de la turbina para la hora j en Kelvin, extraída del archivo .srw.

- d) Calcular la potencia de la turbina ajustada con respecto a la densidad: Ahora que se conoce la densidad del aire ajustada según presión y temperatura, se estima como esto afecta la potencia con respecto a la densidad usando:

$$P_j = P(V_{h,j}) * \frac{\rho_j}{\rho_0} \quad (3.3)$$

donde los términos corresponden a:

- P_j =Potencia ajustada de la turbina[W].
- ρ_0 =Densidad del aire al nivel del mar, $1.22 \frac{kg}{m^3}$

- Para el C_T de la turbina se calcula de la siguiente forma:

- a) Calcular la potencia teórica máxima del viento: Se necesita calcular esto ya que permitirá estimar las pérdidas que presenta el viento al circular entre las

turbinas, se obtiene de:

$$P_{Teo,j} = \frac{1}{2} \rho_j \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) V_j^3 \quad (3.4)$$

Donde:

- $P_{Teo,j}$ =Potencia teórica del viento en [W].
 - ρ_j =Densidad del aire para cada hora j, en $[\frac{kg}{m^3}]$.
 - D=Diámetro del rotor en [m].
 - V_j^3 =Velocidad del viento para cada hora j, en $[\frac{m}{s}]$.
- b) Calcular el power coefficient ($C_{P,j}$): Una vez conocida la potencia teórica del viento se procede a calcular el $C_{P,j}$:

$$C_{P,j} = \frac{P(V)_j}{P_{Teo,j}} \quad (3.5)$$

Donde:

- $P(V)_j$ es la potencia calculada para la turbina en cuestión para cada hora.
 - $P_{Teo,j}$ la potencia teórica máxima para cada hora.
- c) Calcular el thrust coefficient ($C_{T,j}$) para el cual se utiliza:

$$C_{T,j} = -A + B * C_{P,j} + C * C_{P,j}^2 + D * C_{P,j}^3 \quad (3.6)$$

Donde los factores de ajuste para resolver la ecuación cubica son entregados por SAM y equivalen a:

- A=-0.01453989
- B=1.473506
- C=-2.330823
- D=3.885123

2. Para cada una de las demás turbinas del campo:

- a) Calcular la distancia downwind, crosswind entre la turbina actual, y la turbina mas cercana que enfrente al viento previamente, usando los datos del viento, así como el layout de campo.
- b) Usando algún modelo de efecto estela, que para este informe será el modelo de estela simple (simple wake model), se estima la velocidad del viento en la turbina actual, con base en la velocidad de salida del viento tras pasar por la turbina anterior.
- i) Para esto se comienza calculando la intensidad de turbulencias, que es:

$$\sigma = \sqrt{\left[\frac{C_T}{7} * \left(1 - \frac{2}{5} * \log(x) \right) \right] + C_t^2} \quad (3.7)$$

Donde:

- σ =Intensidad de turbulencias.
- C_T =thrust coefficient de la turbina
- x=Distancia crosswind entre turbinas medida en radio del rotor.
- C_t = Coeficiente de turbulencia de la turbina, es un dato que se asumió como 0.1.

- ii) Una vez se conoce la intensidad de turbulencias, se procede a estimar el factor de pérdidas de velocidad:

$$f_{wsd} = \frac{C_T}{4 * \sigma^2 * x^2} e^{\frac{-r^2}{2 * \sigma^2 * x^2}} \quad (3.8)$$

Donde:

- f_{wsd} =Factor de pérdidas de velocidad.
- r =Distancia crosswind entre turbinas medida en radio del rotor.
- iii) Con esto se encuentra la velocidad del viento que impacta sobre la turbina actual llamada V_{adj} , que considera las pérdidas que se introducen por la turbina anterior, producto entre otros de la distancia entre las turbinas, la turbulencia, así como el shear coefficient y el thrust coefficient, obteniendo:

$$V_{adj} = V * (1 - f_{wsd}) \quad (3.9)$$

- c) Calcular la potencia y C_T para la turbina actual, usando de base la velocidad ajustada que considera las pérdidas V_{adj} , así como el modelo usado para la primera turbina que enfrente al viento, es decir repetir el paso 1) desde a) hasta d) para obtener la potencia usando V_{adj} , y luego repetir el paso 1) desde a) hasta c) usando V_{adj} para encontrar el C_T .

3. Calcular la potencia del campo agregando la potencia de cada una de las turbinas.
4. Ajustar la potencia del campo con respecto a los factores de pérdidas del campo.

Con esta velocidad ajustada de la turbina, se podrá obtener como resultado la potencia de cada una, considerando las pérdidas que induce el campo eólico, así como la energía al recordar que el tiempo esta medido en horas, luego es directo transformar la potencia en [MW] multiplicando por 1[h] para así obtener la energía en [MWh], y luego al sumar los resultados para todas las turbinas se obtendrá la potencia, energía de todo el campo eólico, la cual se deberá ajustar con respecto a las pérdidas, las que consideran más que solo las pérdidas por efecto estela, como se verá a continuación.

3.1.5. Eólica: Pérdidas del proceso

Existen diversas fuentes de pérdidas en la generación eólica, como lo son el efecto estela, las pérdidas eléctricas, o la falta de disponibilidad, entre otras, por lo que tras estudiar dichas fuentes de pérdidas energéticas, y sus valores típicos se desarrolló la siguiente lista resumen (El manual eólico para SAM se puede ver en [28] y el material para analizar las turbulencias en [29]).

- Pérdidas por efecto estela (wake losses): Es una medida de como cada turbina afecta a las turbinas aledañas, para este trabajo será utilizado el modelo de estela simple (simple wake model), debido al cual la perdida por la estela será de 1,1 %.
- Pérdidas por disponibilidad (Availability losses): Es una perdida asociada a cuanta energía no se produce debido a la imposibilidad de operar la turbina de inmediato en todo

tiempo, por ejemplo, si esta debe girar para las aspas o el rotor para recibir viento desde el norte, pero está orientada en dirección sur, o si esta está cumpliendo algún tipo de mantención, su valor será de 5,50 %.

- **Perdidas eléctricas (Electrical losses):** se refieren a la eficiencia de los equipos que transforman, transmiten energía eléctrica, y al consumo parasitario que poseen, su valor es 2,00 %.
- **Perdidas por performance de la turbina (Turbine performance losses):** Son las diferencias entre los valores de catálogo del fabricante (OEM) y los valores de producción eléctrica versus velocidad del viento, que se miden empíricamente, su valor típico es 3,95 %.
- **Perdidas medioambientales (Environmental losses):** Comprender las pérdidas asociadas a procesos de formación de hielo, degradación, cambios de exposición entre otros, su valor será de 2,39 %.
- **Perdidas por reducción (Curtailment losses):** es la decisión de reducir la energía producida por la turbina, con el fin de proteger el equipo de daños ante una velocidad de viento alta, u otras razones estratégicas, su valor será de 2,8 %.

3.1.6. Eólica: Degradación y vida útil

La vida útil de una central eólica oscila entre 20 a 25 años típicamente, pero diversos operadores o propietarios, toman la decisión de extender su vida hasta los 30 años, lo que implica realizar una mantención completa junto a la repotenciación de la central cuando esta alcanza los 25 años de uso para aumentar en 5 años su explotación.

Además, la degradación es un problema de tipo menor en las centrales eólicas, ya que por ejemplo las palas o alabes se diseñan para la vida útil de la turbina, así como la torre que brinda el soporte estructural, estos no sufren una degradación que sea considerable a fines de la generación eléctrica, mientras que los demás componentes, de menor tamaño, como generadores, cajas de velocidades, entre otros pueden ser reemplazados durante los periodos de mantención sin mayor inconveniente.

3.1.7. Eólica: Estimación de ingresos y costos

Una planta de producción de energía sea Eólica, PV o CSP, puede tener tres vías de ingresos que son venta de energía, pago por potencia de suficiencia y bonos de carbono, estos se detallan a continuación:

- **Venta de energía:** Relacionado al costo marginal de la energía, es el costo de ingresar 1 unidad de energía adicional al sistema en el punto de equilibrio entre demanda y generación, se define su valor por barra o nodo, y lo recibe toda empresa que produce electricidad.

Para estimar los ingresos se necesita conocer la electricidad que se demanda y genera en el país, siendo esta obtenida por medio del coordinador eléctrico nacional, el cual

regula el Sistema eléctrico Nacional (SEN), que abarca desde Arica hasta Chiloé, con esto se logra un archivo .xlsx que contiene la generación/demanda real, así como su costo marginal por hora para el SEN, en cuanto a definir qué año se utilizara para estimar los ingresos, se debe destacar que se requieren datos de mínimo 1 año completo desde enero hasta diciembre (8760 puntos), por lo tanto no se pueden usar los datos incompletos de la generación del año 2021, pero si es posible utilizar tanto datos del año 2020, como del año 2019, 2018, hasta el 2017 (año de creación del SEN).

Debido a la pandemia los perfiles de consumo del país han cambiado, algo que comenzó en marzo de 2020 para Chile, y nos afecta hasta el presente (2021), disminuyendo el consumo durante las horas laborales, por lo que se aprecia que por ejemplo durante la mañana de un día laboral (lunes a viernes) el horario peak de demanda se ha desplazado un par de horas, así como también se ha desplazado consumo según el tipo de cliente (desde empresas hacia hogares).

Producto de lo anterior, y buscando siempre utilizar los datos más recientes posibles, al mismo que estos reflejan una realidad más cercana a la normal, es que se considera utilizar los datos de generación/demanda eléctrica del año 2019, producto de que estos representan de mejor manera los perfiles de consumo bajo condiciones previas a la pandemia del COVID-19, por lo cual permiten modelar de mejor manera el consumo eléctrico a largo plazo una vez las condiciones de salud se recuperen, lo que eventualmente ocurrirá gracias las vacunas y cuidados de la población.

Cabe destacar, que, debido a temas técnicos, como las pérdidas de energía en la red, imprevistos de último momento, o el hurto de electricidad, la generación eléctrica suele ser un 8 % mayor que la demanda de electricidad, para así resolver este tipo de problemas y evitar un blackout.

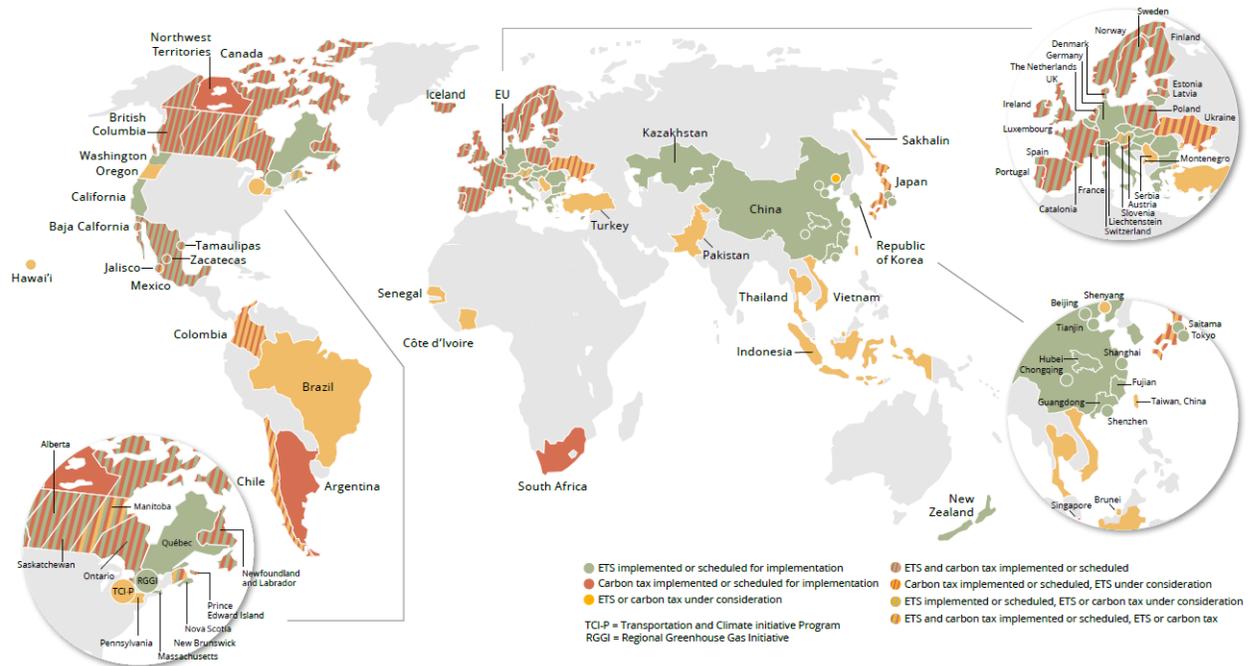
La generación de electricidad del SEN en 2019 equivale a 77 312 [GWh], que son 77 312 000 [MWh] de energía generada, y serán los perfiles de consumo horario de este año, así como los costos marginales de este mismo periodo, para la barra, nodo 'CARDONES 220kV', los utilizados para modelar los ingresos por costo marginal de energía en SAM, esto debido a que es el nodo de mayor magnitud al sur de Antofagasta, y por ello la energía que se produzca pasara por este punto antes de ser consumida en Serena, Valparaíso ó Santiago, para ver un mapa con la ubicación exacta del nodo, revise el anexo SEN.

- Pago por potencia de suficiencia: Relacionado al pago por tener una central operativa, aunque esta no sea necesariamente utilizada para producir electricidad, esto se llama potencia de hora punta, para su calculo se utilizaba hasta el año 2020 la potencia instalada de la central, ponderada por el menor valor entre el factor de capacidad anual de los últimos 5 años, o la menor disponibilidad en las 52 horas de mayor demanda del último año del SEN, esto a su vez se ponderaba por el costo de tener la central operativa durante un mes, como punto en contra tenía que las empresas debían esperar a acumular datos suficientes para recibir el pago, así como que la metodología de cálculo, hacia que este pago sea muy bajo o despreciable en el caso de ERNC.

Esto estaría a punto de ser modificado por la Comisión Nacional de Energía, ya que esta cada 4 años debe actualizar los criterios que utiliza en su cálculo, y para ello en marzo de 2021 realizó el estudio de 'DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM' [44], donde solo se consideró fórmulas para el cálculo de central de potencia de punta, a las centrales a Gas natural, los generadores Diesel, los parques eólicos o PV que posean baterías, producto de esto la central eólica, PV y CSP de este estudio no obtendrán pagos de potencia de punta, salvo que se modifique las condiciones del estudio, lo que esta fuera del alcance del trabajo y por tanto está potencial ingreso no se considera.

- Bonos de Carbono: Algunos países o comunidades de países, entre ellos la Unión europea, que se pueden ver en la figura 4.33, crearon un mercado regulado, en el cual empresas que emiten GEI, y no puedan o quieran reducir sus emisiones, invierten en empresas que si reducen emisiones de GEI, este sistema opera por la vía de comprar la reducción en GEI, que normalmente se mide en Toneladas de CO_2 equivalente [tCO_2eq] que la empresa oferente del bono de Carbono ofrece en el mercado a cambio del dinero de la empresa contaminante, la ventaja del sistema, es que este permite que el oferente del bono este ubicado en cualquier país, siempre y cuando demuestre con estudios técnicos respaldados por agencias independientes, que produce una reducción de GEI contrastable con el momento previo a la creación del bono de Carbono.

Map of carbon taxes and emissions trading systems



The large circles represent cooperation initiatives on carbon pricing between subnational jurisdictions. The small circles represent carbon pricing initiatives in cities. In previous years, Australia was marked as having an ETS in operation. However, the Safeguard Mechanism functions like a baseline-and-offsets program, falling outside the scope of the definition of ETS used in this report. Therefore, the system was removed from the map. Rio de Janeiro and Sao Paulo were marked as considering the implementation of an ETS based on scoping work done in 2011 and 2012 respectively. Given there have been no updates since, these were removed from the map.

Note: Carbon pricing initiatives are considered "scheduled for implementation" once they have been formally adopted through legislation and have an official, planned start date. Carbon pricing initiatives are considered "under consideration" if the government has announced its intention to work towards the implementation of a carbon pricing initiative and this has been formally confirmed by official government sources. The carbon pricing initiatives have been classified in ETSs and carbon taxes according to how they operate technically. ETS not only refers to cap-and-trade systems, but also baseline-and-credit systems as seen in British Columbia. The authors recognize that other classifications are possible.

Figura 3.6: Mapa de impuestos al carbón y mecanismos de transferencia de emisiones (Bonos de Carbono principalmente), se recomienda usar zoom para ver la imagen porque esta tiene buena definición, extraído de 'State and trends of carbon pricing 2021', Banco Mundial, [45]

En cuanto a precios de bonos de Carbono, que se muestran para diferentes países en 3.7, se debe señalar que estos tiene el problema de ser bajos históricamente, por lo que al estimar ingresos debido a ellos se debe ser conservador respecto a cuanto se puede obtener por $[tCO_2eq]$, ya que durante la década pasada incluso en Europa se dieron precios en torno a $\$5USD/[tCO_2eq]$ durante años debido al exceso de oferta, producto de esto, y considerando que el impuesto a la contaminación en Chile también es del orden de $\$5USD/[tCO_2eq]$, es que se propone utilizar este valor para estimar los ingresos eventuales por reducción de contaminación asociada a los proyectos de energías renovables.

CARBON PRICES (2021)

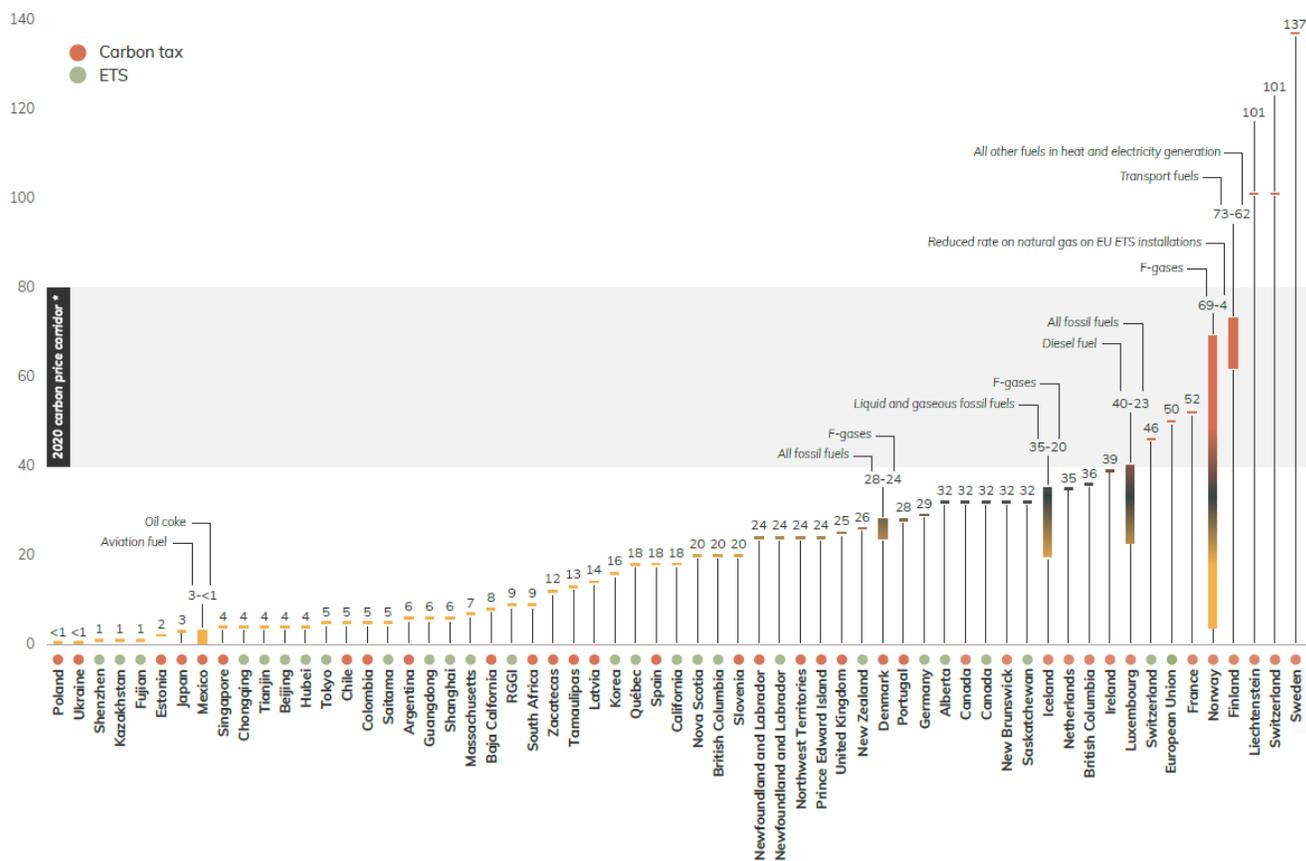


Figura 3.7: Costo de impuestos al Carbono (Carbon tax), y costo de bonos de Carbono (ETS), se recomienda usar zoom para ver la imagen porque esta tiene buena definición, extraído de 'State and trends of carbon pricing 2021', Banco Mundial, [45]

Para estimar la reducción de GEI emitidos, y con ello conocer el ingreso de dinero asociado, se hace necesario conocer el estado actual de emisiones de GEI en Chile ligado a la generación de electricidad, y a posterior conocer cuanto son las emisiones de la fuente eólica, PV y CSP, con esto se estima la cantidad de carbono que se reduce, esto se estima en la sección de medioambiente, y luego se multiplica el resultado de esa sección por el costo del bono de Carbono que se decidió en este punto.

Para la estimación de costos de la energía eólica, se utiliza como marco de referencia los estudios económicos realizados por la 'Planificación energética de largo plazo'(PELP) del Ministerio de Energía de Chile para el año 2020 [35], donde para el caso de la instalación de una nueva central de energía eólica, el valor es de $\$1250 \left[\frac{USD}{KW} \right]$ al año 2020, esto se puede ver en la figura 3.8, donde se aprecia que con respecto al mismo informe del año anterior (versión IAA 2019 visible en color celeste en la figura) se aprecia una reducción de alrededor de $\$100 \left[\frac{USD}{KW} \right]$, lo que ejemplifica la sostenida reducción en los costos de las energías renovables, que no solo se aplica a la energía eólica, sino que también se ve en la PV, y CSP, como se ilustrara después.

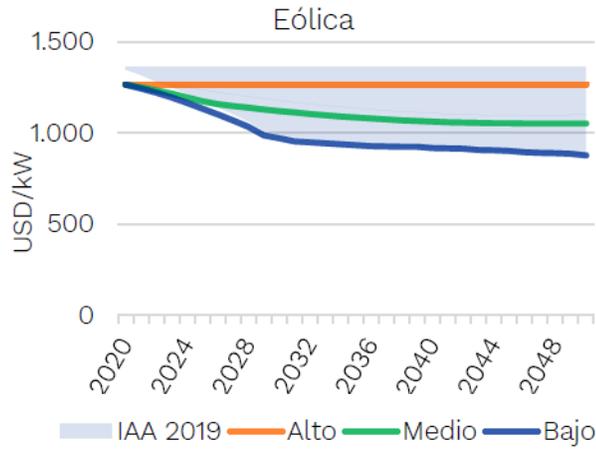


Figura 3.8: Costo de instalación de una central Eólica en Chile a 2020 y su proyección para diferentes escenarios, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].

De manera adicional, se utiliza los estudios de 'The International Renewable Energy Agency' (IRENA) en 'Power generation costs in 2020' [25], para comprobar que los valores de instalación, así como la generación de energía asociada a proyectos eólicos estén en concordancia, encontrando que $\$1355 \left[\frac{USD}{kW} \right]$ es el costo promedio de instalación de las nuevas centrales eólicas, que ingresaron en operación al 2020 a nivel mundial.

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2020 USD/kW)			(%)			(2020 USD/kWh)		
	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change
Bioenergy	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
Geothermal	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
Hydropower	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
Solar PV	4 731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
Onshore wind	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
Offshore wind	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

Figura 3.9: Costos de diversas energías renovables en 2010 y su variación a 2020, extraído de 'Power generation costs in 2020', IRENA [25].

En cuanto al costo nivelado de energía (LCOE) para la generación eólica on shore, se considera que este opera dentro del rango dado por IRENA, el cual vale en promedio $\$39 \left[\frac{USD}{MW} \right]$, lo que la transforma en la fuente de electricidad de menor costo en el mundo actualmente, además se aprecia que dicha fuente de energía ha presentado una caída del -56% del LCOE en la última década.

3.2. PV: modelación en SAM

3.2.1. PV: Ubicación y recurso solar

Para la elección de un lugar apropiado, se utiliza como insumo los mapas de radiación solar que fueron elaborados por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, los cuales están disponibles en el servidor del Ministerio de Energía de Chile [23].



Figura 3.10: Mapa de radiación global horizontal (GHI) [$\frac{KWh}{día}$], extraído de Explorador solar [23].

Los lugares con mayor radiación en Chile se ubican desde Arica hasta La Serena donde se alcanza como mínimo $7[\frac{KWh}{día}]$, y dentro de dicho lugar, los puntos que alcanzan mayor valor de radiación están ubicados dentro del polígono formado por Calama, Antofagasta, Copiapó y La Reserva Nacional Los Flamencos, en los cuales los valores de radiación sobrepasan los $7,5[\frac{KWh}{día}]$.

Para mejorar la selección, se busca interceptar los lugares que poseyendo una alta radiación solar, estén al mismo tiempo cercanos a una línea de transmisión que ya exista, o que este en tramitación en el SEIA (ver ejemplo en figura 3.20), así se consigue obtener la

mejor factibilidad técnica posible, ya que, para un mismo panel solar, este estará expuesto a la mayor radiación incidente, consiguiendo producir la mayor cantidad de energía eléctrica, mientras que al mismo tiempo esta energía eléctrica puede ser inyectada a la red del SEN, usando la menor inversión en nuevas redes de transmisión posible.

El caso contrario, técnicamente visto como el menos factible, sería instalar paneles solares en la zona sur, por ejemplo, Coyhaique, donde la radiación es considerablemente inferior al norte del país, y al mismo tiempo, el desarrollo de la red de transmisión del SEN es menor, ya que esta no supera la isla de Chiloé, por lo cual la poca electricidad producida, no puede ser extraída de la zona con las capacidades técnicas actuales.



Figura 3.11: Ide o mapa de capas del Ministerio de Energía de Chile, las líneas de color representan líneas de transmisión actuales, las líneas negras son líneas de transmisión futuras (en SEIA), los círculos amarillos son centrales solares actualmente en operación, y los círculos negros centrales solares futuras (en SEIA), extraído de [31].

Los lugares potenciales a usar en la central solar se muestran en la tabla resumen a continuación:

Tabla 3.3: Ubicaciones posibles central PV

Lugar	GHI (KWh/m ² /día)	Latitud	Longitud
Calama	7,3	-24,1600	-68,7100
Copiapó	6,89	-27,1970	-70,0960
Antofagasta	7,07	-23,6720	-70,2050
Coya Sur	7,2	-22,3700	-69,6000

De todas estas opciones posibles que cumplen ambos criterios, se elige a Calama, debido a que posee la mayor radiación, sumado a su cercanía a redes de transmisión existentes.

3.2.2. PV: Elección de equipos

Para producir electricidad se requiere escoger que panel solar será utilizado, así como el tipo de estructura de montaje, y el Inversor que convertirá la energía DC en AC. Los demás componentes, como cables, fundaciones u otros, escapan de la fase de la modelación requerida en la generación eléctrica, además de ser componentes altamente estandarizados por lo que algunos incluso pueden ser obtenidos desde un catálogo o una normativa.

Para el panel solar se elige la tecnología de células de silicio, ya que estos tienen una larga vida útil, que abarca el rango de 20 a 30 años, muy superior a Thin film o paneles orgánicos, además que han superado la fase investigación, transformándose en un producto estándar que es de fácil obtención en el mercado, capturando el 95 % del mercado PV en el mundo al año 2020 [34].

En cuanto a la forma de obtener esta celda de silicio, se aprecia que la tecnología de fabricación de células de silicio monocristalino, aumento drásticamente en los últimos años (2015 en adelante), teniendo el 86 % del mercado actualmente [34], debido a que su eficiencia máxima (26.1, ISFH) es bastante mayor a la que se obtiene con células de silicio policristalino (23.3, JINKO SOLAR) lo que se puede ver en figura 3.12, a esto se suma la experiencia que ganaron los fabricantes en la última década, que permitieron reducir los precios gracias a las economías de escala, al punto que hoy los paneles solares monocristalinos se transformaron en el estándar para la instalación de paneles solares en la modalidad utility o residencial.

Best Research-Cell Efficiencies

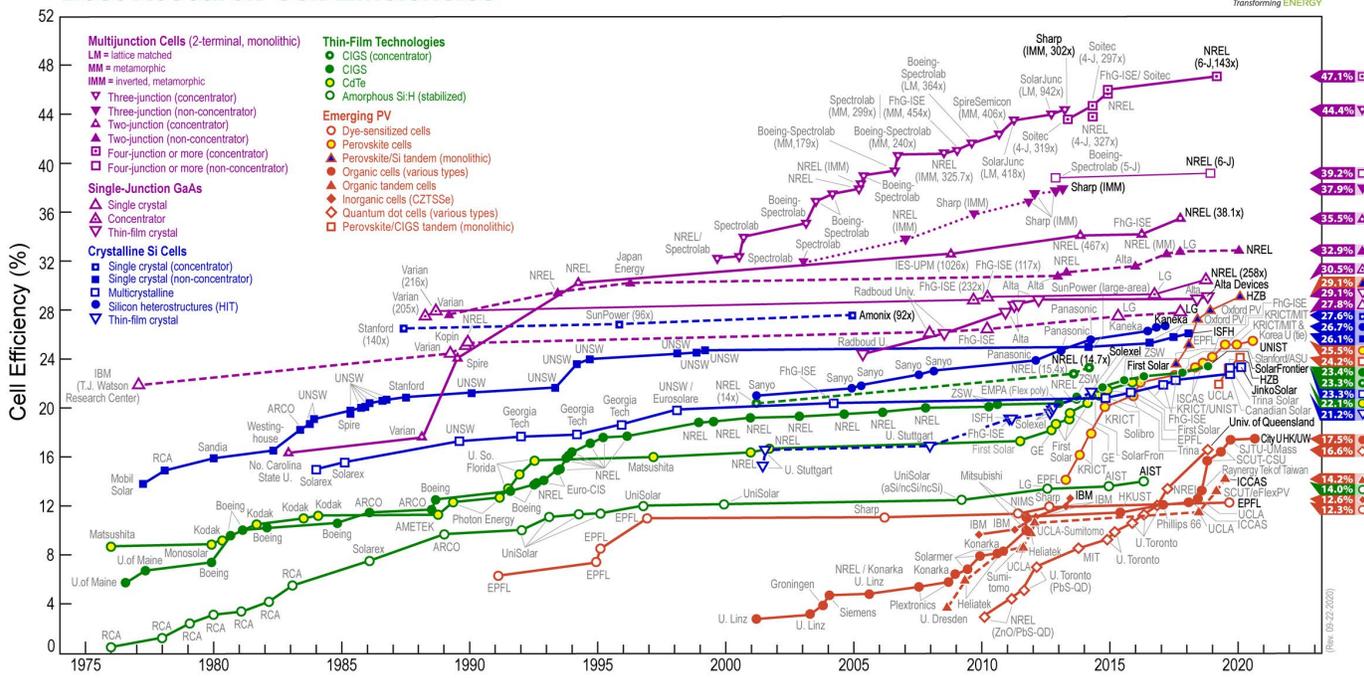


Figura 3.12: Resumen de las eficiencias obtenidas por las diferentes tecnologías de generación solar fotovoltaica, Elaborado por NREL.

Luego se debe decidir, si que quiere que el panel de silicio monocristalino produzca electricidad solo por su cara superior (unifacial o monofacial), o si se quiere usar un panel bifacial, que suma la posibilidad de producir energía por la reflexión que golpea la cara posterior, para resolver esto se consultó un estudio previo [32], en el cual se contrasto la producción de electricidad en el caso de escoger un panel unifacial con montaje fijo, contra un panel bifacial con montaje fijo, logrando este último producir un 8% más de energía, como la diferencia de generación existe, pero no es abismante, se tomó la decisión de probar el modelo PV con ambas opciones, es decir con Paneles de silicio monocristalino unifacial y bifacial.

	Monofacial Fixed-tilt	Bifacial Fixed-tilt	Monofacial 1-axis track	Bifacial 1-axis track
POA Annual Irradiance (kWh)	190,961	206,030	254,943	265,187
Irradiance Gain	0%	7.9%	33.5%	38.9%
DC Annual Energy (kWh)	29,051	31,372	36,614	38,130
Energy Gain	0%	8.0%	26.0%	31.3%

*Gains calculated relative to monofacial fixed-tilt system

Figura 3.13: Análisis de energía adicional producida, según el tipo de panel solar y su estructura de montaje, realizado por SAM-NREL en Bifacial simulation in SAM [32]

Para el panel solar se selecciona a 'JA SOLAR' como el fabricante a evaluar, ya que forma parte de 'Silicon Module Super League' que agrupa a los mayores fabricantes en el mundo, además de que posee la tecnología y capacidad de fabricar las celdas y módulos de silicio monocristalino con una de las mayores eficiencias del mercado (revisar figura 3.12), sumado a que presenta la menor tasa de degradación entre los fabricantes investigados (0,45 % a 0,55 % en JA SOLAR contra 0,6 % a 0,7 % de JINKO SOLAR, contra 0,6 % de TRINA SOLAR, entre otros), y los módulos o paneles solares a evaluar se resumieron en la siguiente tabla 3.4 (cuya fichas técnicas y referencias están disponibles en anexos).

Tabla 3.4: Paneles a evaluar

Fabricante	JA SOLAR	JA SOLAR
Modelo	JAM54S30	JAM72D30
Tipo celda	Silicio monocristalino	Silicio monocristalino
N° celdas	108	144
Conexión de celda	Half cell	Half cell
Caras	Unifacial	Bifacial
Bifacialidad (%)	No aplica	70 +/- 10
Potencia STC* (W)	415 +/- 5	550 +/- 5
Eficiencia (%)	21,3	21,2
Degradación anual (%)	0,55 **	0,45 ***
NOCT (C°)	45 +/- 2	45 +/- 2
Costo (clp/W) *	Estimación	Estimación

* STC significa irradiación de $1000 \frac{W}{m^2}$, temperatura 25°C

**Degradación anual promedio garantizada con 25 años de vida útil.

***Degradación anual promedio garantizada con 30 años de vida útil.

En cuanto a la estructura de montaje, se aprecia que el estándar en la industria es el montaje en tierra (Ground ó Rack Mounted), como los que se aprecian en las figuras 3.14,3.15, se toma la decisión de usar el modelo con una sola columna ya que este evita perforar dos agujeros en el suelo, así como al mismo tiempo permite ajustar el ángulo de inclinación (Tilt) en terreno, según lo que el usuario o instalador necesite realizar, contra la opción de 2 columnas la cual exige realizar modificaciones en terreno (como recortar una columna) para ejecutar los ajustes necesarios.



Figura 3.14: Estructura de montaje PV de columna única. Adaptado de Nacyc Energy.



Figura 3.15: Estructura de montaje PV de dos columnas, adaptado de Bluesun Solar.

Con respecto a la posibilidad de realizar un montaje que haga seguimiento al sol para aumentar la energía, esta se descarta debido a que exige un aumento en los costos de mantención y operación, razón por la cual no se ha extendido aún su uso en gran escala.

Para el caso de los inversores, se tendrá en cuenta que su eficiencia en transformar energía DC en AC es variable según las condiciones de operación de la central, y que por ello se suele encontrar en el rango de 90-95 % según 'DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED' de Garcia, M., [33], esto al menos para condiciones normales evaluadas en torno al año 2015, lo que se debe en gran medida a la tecnología de seguimiento de punto de máxima potencia (MTTP) que permite ofrecer una salida de potencia AC optimizada según las condiciones de operación del panel e inversor usados.

Referencias más actuales (2021) como el 'Photovoltaics report', elaborado por Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, disponible en [34], permiten agregar a esto que la eficiencia de los inversores en su mejor condición de operación está en el rango 98-98,5 % teniendo

que los principales tipos de inversores son inversor tipo string, el cual es usado ampliamente en modalidad residencial o proyectos de pequeña y mediana escala, mientras que por otro lado existen los inversores centrales, los cuales se utilizan en proyectos de generación eléctrica debido a su menor costo, pero que son de difícil obtención, ya que generalmente se manufacturan a pedido, esto se resume en la tabla de comparación 3.5.

Tabla 3.5: Comparación entre tipos de inversores

Tipo inversor	Potencia [kWp]	Eficiencia (%)	Tasa de mercado (*)	Notas
Inversor string	Hasta 150	Hasta 98	64.4	Fácil de reemplazar
Inversor central	Desde 80	Hasta 98.5	33.7	Alta confiabilidad, Vendidos en conjunto a los paneles.

*Tasa de mercado estimada, existen otros equipos que cumplen la función de inversor que completan el 100 %.

En base a lo anterior, se elige 2 inversores a evaluar en el proyecto PV, los que son visibles en la tabla 3.6, mientras que sus fichas técnicas y demás detalles están disponibles en anexos.

Tabla 3.6: Inversores a evaluar

Fabricante	Fronius	SMA
Modelo	SYMO 20.0-3-M	SC 4000 UP
Tipo	Inversor string	Inversor central
N° MPPT	2	Desconocido
N° conexiones	6	24 hasta 32
Potencia nominal AC (kW)	20	3200
Volt nominal AC (V)	360	600
I nominal AC (A)	28.9	3850
Eficiencia (%)	97.9	98.6
Volt max DC MPPT (V)	800	1325
Volt min DC MPPT (V)	420	880
I max DC (A)	51	4750
Vida útil (años)	10 hasta 12	25
Refrigeración	Convención forzada	Convección forzada
Costo (USD/KW)*	0.19	0.04

*Costo se asume como FOB(Free on Board) antes de transporte e impuestos, obtenido de 'Photovoltaics report', Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, disponible en [34]

3.2.3. PV: Diseño del sistema

Para el diseño del sistema hay que crear una configuración de paneles que sea compatible con la capacidad del inversor, de tal forma que se crea una unidad panel/inversor, la cual se escala hasta conseguir la potencia deseada de la planta, por esto se crean cuatro casos base visibles en la siguiente tabla 3.7.

Tabla 3.7: Casos PV a evaluar

Caso	Panel	Inversor
A	Silicio monocristalino unifacial (JA SOLAR JAM54S30)	Inversor tipo string (Fronius SYMO 20.0-3-M)
B	Silicio monocristalino bifacial (JA SOLAR JAM72D30)	Inversor tipo string (Fronius SYMO 20.0-3-M)
C	Silicio monocristalino unifacial (JA SOLAR JAM54S30)	Inversor Central (SMA SC 4000 UP)
D	Silicio monocristalino bifacial (JA SOLAR JAM72D30)	Inversor Central (SMA SC 4000 UP)

El detalle de cada configuración se adjunta en el formato de archivo del programa SAM, dado que por su extensión solo se mostrarán los resultados más importantes y las razones tras ellos.

3.2.4. PV: Sombras y layout

Los paneles elegidos, así como la estructura a utilizar, quedaran instalados en función del layout escogido, donde para el presente informe se decide utilizar un ángulo respecto al piso (Tilt) igual a la latitud del lugar (Calama, 22°), para esto se montan los paneles de manera horizontal con respecto a su lado de mayor extensión, apilando 4 filas en la misma estructura, la que se prolonga por un largo de 13 columnas.

Debido a que los paneles obstruyen el paso de la radiación, sumado a la reflexión con los mismos equipos, el piso o el medio ambiente, se requiere considerar que existen sombras, estas dependen directamente de la tasa de uso del suelo (Ground cover ratio, GCR), es decir cuanto espacio está siendo utilizado por la proyección horizontal paralela al piso del conjunto estructura+panel, esto se ilustra en la imagen 3.16, donde además se aprecia que existe un altura con respecto al piso del panel más cercano a él (Ground clearance height, GCH), variando tanto GCR como GCH se puede optimizar la energía producida por medio de disminuir las sombras que se producen, pero se debe tener cuidado con no sub ó sobre utilizar el suelo, ya que este tiene un costo de adquisición o arriendo importante, para esto se tomara como punto de partida para iterar una GCH=2 [m] y GCR=0,4.

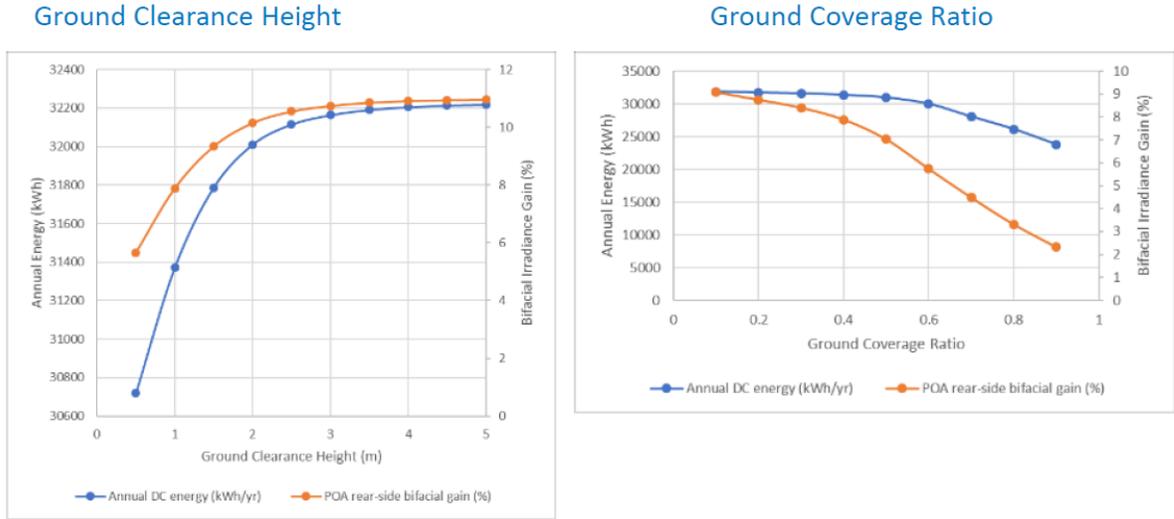


Figura 3.16: Variación de GCH, GCR y sus efectos en la energía producida, elaborado por [32]

3.2.5. PV: Perdidas

En cuanto a las perdidas, estas se deben principalmente por la diferencia entre las condiciones SCT ó NOCT, con las que se modelan los equipos, que difieren en diferentes medidas con las condiciones reales que se encuentran en terreno, por ejemplo, para el panel solar existe alrededor de 9 % perdidas debido principalmente al aumento de su temperatura lo que reduce su generación de electricidad, lo que crece según mayor sea la temperatura ambiental.

También existen las perdidas por irradiación, las cuales se modelan como un 5 % debido a la absorción del suelo, problemas de alineación, entre otros, para el caso de paneles bifaciales se añade un 2 % de perdidas extras debido a las sombras externas.

En cuanto a perdidas DC, estas toman el valor de 4,44 %, el cual está dado por las referencias de SAM según el tipo de inversor.

Por último, se resta un 1 % de perdidas debido al cableado, valor que también se obtiene de las referencias de SAM, ya que el programa no considera calcular dicho porcentaje.

3.2.6. PV: Degradación y vida útil

La degradación afecta a las centrales PV por la vía de reducir la energía que estas generan, el primer efecto que tienen es que, al poner el panel solar en su ubicación definitiva, este sufre una perdida inicial única de 1 a 2 % en su generación eléctrica, a la que se sumara una degradación anual, como esto cambia según el panel elegido, se resumen en lo siguiente:

- Silicio monocristalino unifacial: Vida útil 25 años, degradación inicial 2 %, y una degradación anual garantizada de 0,55 %.

- Silicio monocristalino bifacial: Vida útil 30 años, degradación inicial 2%, con una degradación anual garantizada de 0,45%.

La estructura de soporte tiene una vida útil igual a la extensión del proyecto, sea este 25 o 30 años en total, sin presentar una degradación que afecte su operación.

Los inversores, no presentan una degradación anual apreciable, que sea importante de estudiar, pero al mismo tiempo, poseen el problema de que para inversores de tipo string tienen una vida útil de 10 a 12 años, lo cual exige que cualquier estudio de caja considere su recambio durante la vida útil del proyecto PV, esto no aplica de igual forma en inversores de tipo central, ya que el modelo elegido considera una vida útil de 25 años, pero debido a que el panel de silicio monocristalino bifacial puede operar por 30 años se deberá considerar su recambio en dicho caso.

3.2.7. PV: Estimación de ingresos y costos

En cuanto a los ingresos de la central PV, estos son análogos a la metodología utilizada en el caso Eólico, por tanto, se puede revisar dicho proceso en la sección 3.1.6 Eólica: Estimación de costos e ingresos, para conocer cómo se efectúa este cálculo en detalle.

En cuanto a los costos de una planta PV, se toma de referencia el estudio de 'Planificación energética de largo plazo'(PELP) del Ministerio de Energía de Chile para el año 2020 [35], donde para plantas PV se señala que el costo de instalación de nuevas plantas durante el año 2020 en Chile fue de $900 \left[\frac{USD}{KWp} \right]$, donde el símbolo KWp ó KW_{DC} , se refiere a que el punto de referencia utilizado es la potencia DC de los paneles, lo que se ha hecho un estándar en la industria solar, pero a veces es omitido en algunas gráficas, por ejemplo la que se muestra 3.17, a pesar de ser usado.

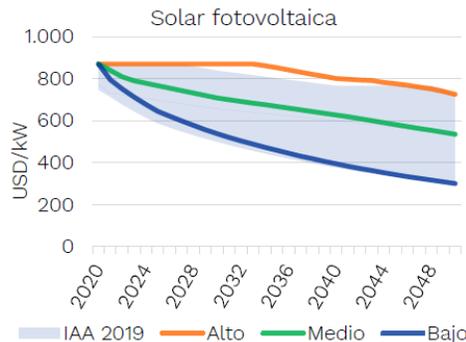


Figura 3.17: Costo de instalación de una central PV en Chile a 2020 y su proyección para diferentes escenarios, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].

Estos valores además se comprueban de manera independiente, utilizando los estudios realizados por 'The International Renewable Energy Agency' (IRENA) en 'Power generation costs in 2020' [25], que señala que durante el año 2020 las centrales PV que entraron en operación en el mundo costaron en promedio $883 \left[\frac{USD}{KWp} \right]$.

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2020 USD/kW)			(%)			(2020 USD/kWh)		
	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change
Bioenergy	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
Geothermal	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
Hydropower	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
Solar PV	4 731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
Onshore wind	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
Offshore wind	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

Figura 3.18: Costos de diversas energías renovables en 2010 y su variación a 2020, extraído de 'Power generation costs in 2020', IRENA [25].

En cuanto al costo nivelado de energía (LCOE), se considera que este opera dentro del rango dado por IRENA, el cual tiene una media mundial de $\$57 \left[\frac{USD}{MWh} \right]$, donde en los mejores casos (Qatar, Arabia Saudí, EUA) operan en el rango $\$10,4-\$15,7 \left[\frac{USD}{MWh} \right]$, para Chile en particular los mejores valores se han encontrado en el rango de $\$30 \left[\frac{USD}{MWh} \right]$, con una media similar a la reportada por IRENA.

3.3. CSP: modelación en SAM

3.3.1. CSP: Ubicación y recurso solar

La energía basada en CSP tiene como insumo la radiación solar, lo que es igualmente valido para la energía PV, con la única particularidad que ahora será la radiación DNI $\left[\frac{KW}{m^2} \right]$ la cual será utilizada para modelar la central, producto de esto el análisis que se realizó en la sección PV se repite pero considerando los valores DNI de cada punto, para así encontrar aquellos lugares con mejor potencial en el caso CSP, para hacer esto se tiene que comenzar utilizando de insumo los mapas de radiación solar que fueron elaborados por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, los cuales están disponibles en el servidor del Ministerio de Energía de Chile [23].



Figura 3.19: Mapa de radiación global horizontal (GHI) [$\frac{KWh}{día}$], extraído de Explorador solar [23].

Los lugares con mayor radiación directa (DNI) en Chile, se ubican desde Arica hasta La Serena donde se alcanza como mínimo $10[\frac{KWh}{día}]$, y dentro de dicho lugar, los puntos que alcanzan mayor valor de radiación están ubicados dentro del polígono formado por Calama, Antofagasta, Copiapó y La Reserva Nacional Los Flamencos, en lo cuales los valores de radiación sobrepasa los $10.5[\frac{KWh}{día}]$.

Para mejorar la selección, se busca interceptar los lugares que poseyendo una alta radiación solar, estén al mismo tiempo cercanos a una línea de transmisión que ya exista, o que este en tramitación en el SEIA (ver ejemplo en figura 3.20), así se consigue obtener la mejor factibilidad técnica posible, ya que para un mismo panel solar, este estará expuesto a la mayor radiación incidente, consiguiendo producir la mayor cantidad de energía eléctrica, mientras que al mismo tiempo esta energía eléctrica puede ser inyectada a la red del SEN, usando la menor inversión en nuevas redes de transmisión posible.



Figura 3.20: Ide o mapa de capas del Ministerio de Energía de Chile, las líneas de color representan líneas de transmisión actuales, las líneas negras son líneas de transmisión futuras (en SEIA), los círculos amarillos son centrales solares actualmente en operación, y los círculos negros centrales solares futuras (en SEIA), extraído de [31].

Sumado a esto, se utilizan como insumo los terrenos de Bienes nacionales, que están disponibles en la modalidad de arriendo (Concesión onerosa anual) para el desarrollo de proyectos de ERNC, a partir de esto se seleccionan los siguientes lugares que cumplen con 1) Están cercanos a una línea de transmisión, 2) Tienen una radiación DNI por sobre $10[\frac{KWh}{día}]$ y 3) Pertenecen a la lista de terrenos disponibles en arriendo.

Los lugares potenciales para usar en la central solar se muestran en la tabla resumen a continuación:

Tabla 3.8: Ubicaciones posibles central CSP

Lugar	DNI (KWh/m ² /día)	Latitud	Longitud
Calama	10,76	-24,1600	-68,7100
Copiapó	10,10	-27,1970	-70,0960
Antofagasta	10,17	-23,6720	-70,2050
Coya Sur	10,42	-22,3700	-69,6000

De todas estas opciones posibles que cumplen ambos criterios, se elige a Calama, debido a que posee la mayor radiación, sumado a su cercanía a redes de transmisión existentes.

3.3.2. CSP: Diseño del sistema

En cuanto a las opciones existentes para realizar una central CSP, que se pueden ver en 3.21 se decide optar por la CSP de torre central, producto entre otras razones, ya que esta puede operar a mayor temperatura que las demás opciones, lo que permite obtener una mejor eficiencia del ciclo, además tiene menores pérdidas debido a que no posee tuberías que recorran los helióstatos como en el caso de CSP de cilindro parabólico, de disco parabólico (Stirling), ó de lineal Fresnel, estas razones entre otras, permitieron que la primera y hasta el momento única central CSP instalada en Chile sea de tipo torre central, como es el caso de Cerro Dominador.

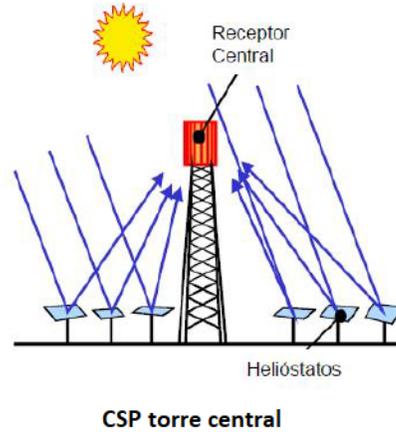
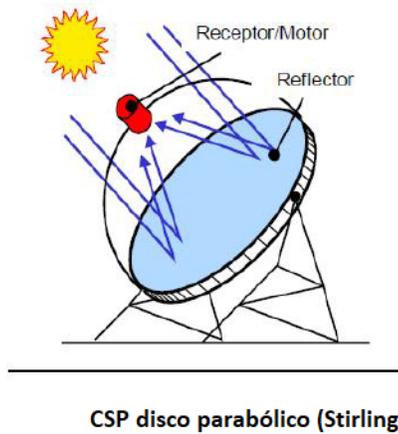
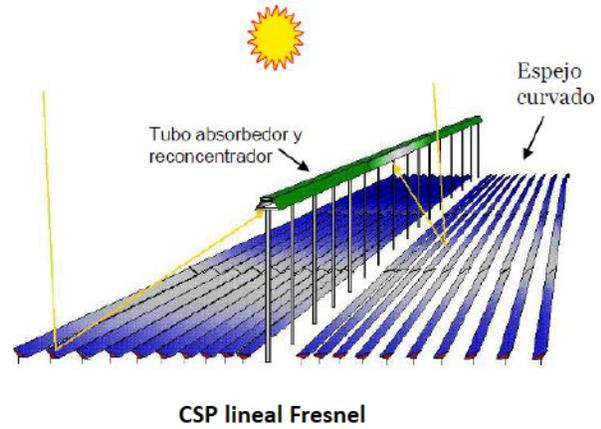
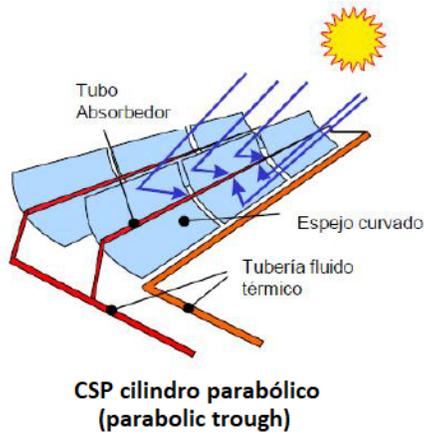


Figura 3.21: Opciones de plantas CSP, adaptado de 'CSP made in Chile', Cardemil, J. [42]

Para la instalación se toma de modelo la figura 3.22, donde se aprecia que los componentes principales se pueden dividir en 2 subsistemas

- Ciclo de sales fundidas: Con los helióstatos, la torre central, el receptor, las sales fundidas, las tuberías, los calentadores de sales fundidas (para evitar su congelamiento), bombas de sales fundidas y los estanques de sales fundidas.
- Ciclo de potencia: Con los intercambiadores de calor, la bomba de agua, el condensador, la turbina de mínimo 2 etapas y el generador eléctrico solidario a ella.

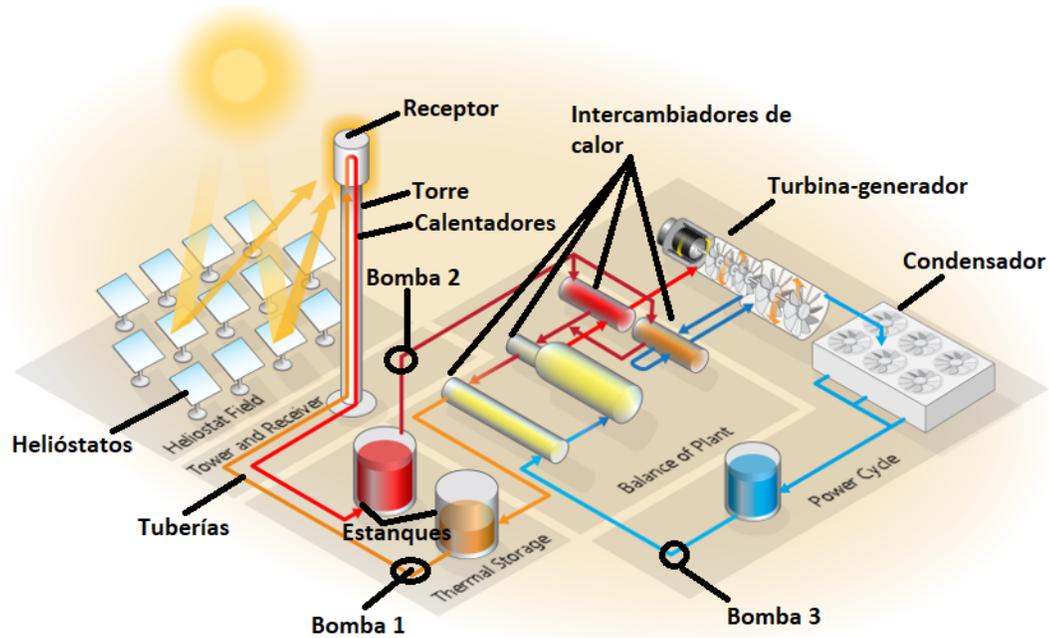


Figura 3.22: Diseño del sistema de CSP, elaboración propia.

Para este sistema se definen ciertos valores de referencia, como la radiación de diseño a utilizar para la configuración de la planta, dicho valor se elige según la radiación DNI del lugar, donde para Calama se puede ver la figura 3.23, donde la radiación incidente excluyendo los valores nulos oscila entre 1 y $1160 \left[\frac{W}{m^2} \right]$, para la cual se elige un DNI de diseño de $1100 \left[\frac{W}{m^2} \right]$.

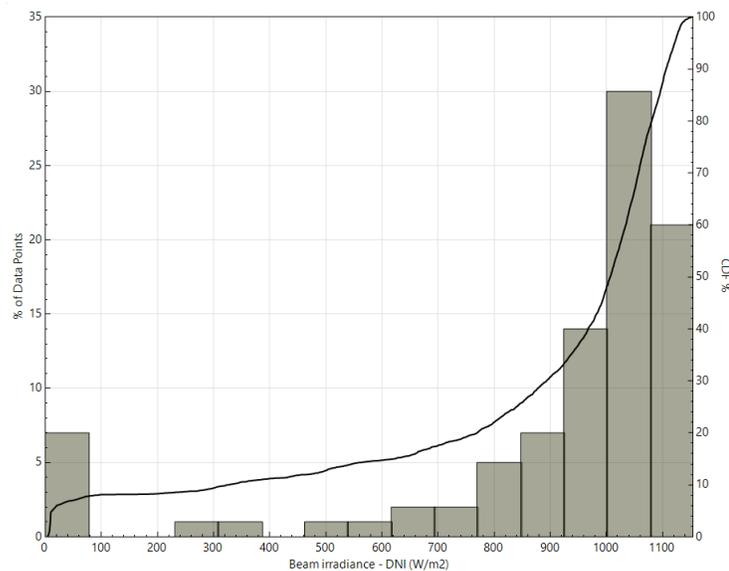


Figura 3.23: Distribución de la radiación directa incidente en Calama, se aprecia que 90% de los datos tienen radiación menor o igual a $1100 \left[\frac{W}{m^2} \right]$ escogiendo a este punto como el DNI de diseño, elaboración propia.

3.3.3. CSP: Campo de heliostatos

El campo de heliostatos es un componente muy importante de la central, producto que espejo de tipo curvo o plano, permite reflejar la radiación solar en el receptor, sin embargo, se debe tener en cuenta que existen ciertos criterios a la hora de decidir cuantos heliostatos tener, y en que posición instalarlos, ya que:

- La cantidad de heliostatos no tiene una relación lineal con la radiación que recibe el receptor, producto entre varios factores de que cada heliostato adicional será agregado a una distancia mayor que el heliostato anterior, lo que se traduce en una mayor distancia y por tanto mayores pérdidas en la reflexión de la radiación.
- Existe una parte del parque de heliostatos que se debe instalar para que su función sea calentar el receptor durante las primeras horas de la mañana, estos no producirán energía durante el resto del día producto que su orientación es distinta a los demás heliostatos, pero permitirán evitar problemas como la congelación de la sal en interior del receptor, así como ahorrar energía que tomaría de la red.

Producto de esto, se debe optimizar la ubicación de los paneles, para esto se utiliza un software integrado dentro del mismo SAM para optimizar mutuamente tanto la torre como el campo de heliostatos, esto se puede ver en 3.24.

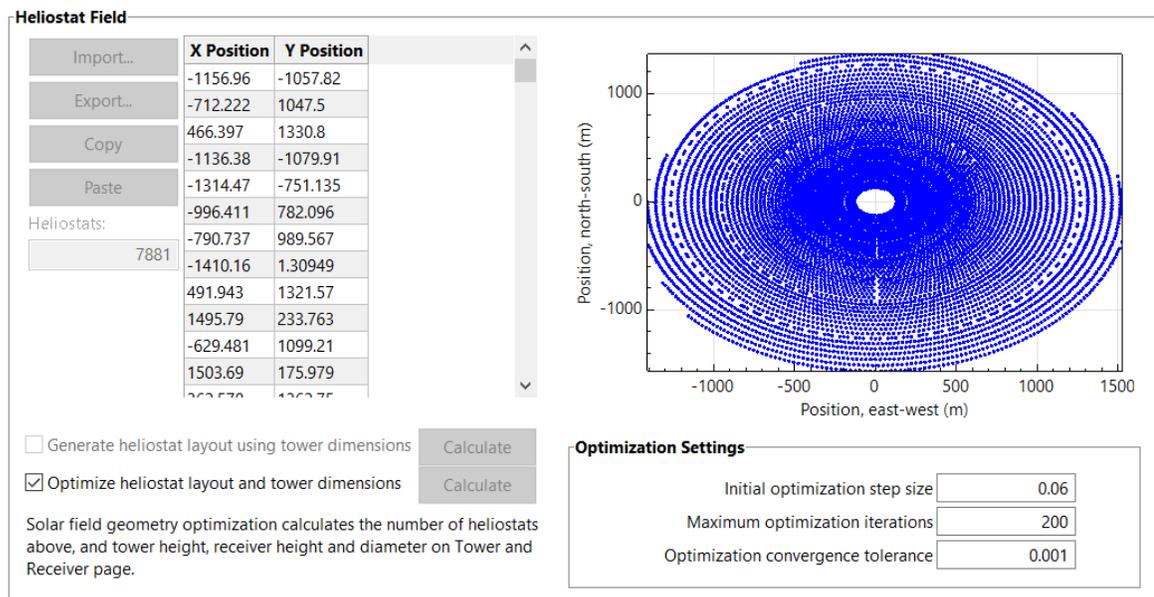


Figura 3.24: Optimización del campo de heliostatos y las dimensiones de la torre-receptor, elaboración propia.

Donde estos resultados se obtienen usando de ejemplo un heliostato definido por las siguientes características:

Heliostat Properties	
Heliostat width	12.2 m
Heliostat height	12.2 m
Ratio of reflective area to profile	0.97
Single heliostat area	144.375 m ²
Image error (slope, single-axis)	1.53 mrad
Reflected image conical error	4.32749 mrad
Number of heliostat facets - X	2
Number of heliostat facets - Y	8
Heliostat focusing method	Ideal
Heliostat canting method	On-axis

Figura 3.25: Configuración del heliostato a utilizar, el cual fue tomado desde el catálogo de SAM, elaboración propia

3.3.4. CSP: Torre y receptor

Como el tipo de CSP elegido es de torre central, se hace necesario considerar la instalación de una torre de hormigón armado, similar a la estructura de un edificio, como por ejemplo la torre del Costanera Center, la cual por ejemplo alcanza 300[m], mientras que el rango de altura de una torre para la planta CSP ronda típicamente los 200[m].

Además, se necesita la instalación de un receptor, el cual recibirá la radiación que concentren los heliostatos, este receptor es típicamente de forma cilíndrica, luego se hará necesario que la dimensión del receptor, la altura de la torre, y el campo de heliostatos estén en orden, por lo que se utiliza la optimización provista en la figura 3.24.

3.3.5. CSP: Ciclo de potencia

El ciclo de potencia se compone de varios equipos, estos se resumen en:

- Bomba de fluido: Para realizar el bombeo de agua líquida dentro del ciclo de potencia, esta puede subdividirse en varias estaciones de bombeo en paralelo, para así utilizar equipos que puedan ser obtenidos desde catálogos comerciales.
- Intercambiadores de calor: Estos servirán para cumplir las funciones de precalentamiento de agua, generación de vapor, sobre calentamiento de vapor y recalentamiento de vapor.
- Turbina de vapor: la cual debe tener como mínimo 2 etapas para diferente presión, para así realizar la extracción e inyección de vapor recalentado.
- Condensador: El cual permite la refrigeración del agua de proceso, permitiendo que esta se condense y pueda ser reutilizada en el ciclo de potencia.

En cuanto al ciclo de potencia se tomó como eficiencia del mismo un 41,2%, ya que este valor es la referencia utilizada por SAM para calcular un ciclo de potencia de vapor, el

cual al ser comparado con los valores de eficiencia de un ciclo Rankine está dentro de los rangos esperables de eficiencia, y además producto que la turbina no siempre operara a carga completa, es decir el flujo de calor no siempre es el suficiente como para desarrollar 100[MW] de potencia nominal, se tendrá que dicho valor probablemente se reduzca cuando la central opera a una carga menor que la de diseño, lo que se mostrara en la sección de resultados.

3.3.6. CSP: Almacenamiento térmico

La primera decisión que se debe tomar con respecto a la central, es si quiere que el diseño considere el almacenamiento de calor gracias a un fluido de transferencia de calor (HTF), y como resulta que la ventaja que ofrece una central CSP, yace en su capacidad de ofrecer una generación de energía eléctrica que este gobernada a la voluntad del usuario, se hace necesario que la capacidad de almacenamiento sea un requisito básico para el fin que se quiere dar a este tipo de central de generación eléctrica.

En segunda instancia se debe decidir la cantidad de almacenamiento a utilizar, teniendo en cuenta que este se mide en X horas de almacenamiento térmico, suficiente para producir X horas de potencia eléctrica, como la capacidad de almacenamiento tiene puntos negativos, por ejemplo un mayor costo de infraestructura, suministros a medida que este crece, así como mayores pérdidas de calor, debido a la mayor área del estanque, es que en la industria se optó por operar con 11 a 14 horas de almacenamiento como rango típico, siendo estos valores también usados por el Ministerio de energía de Chile para la modelación de su 'Planificación energética de largo plazo' [35], por estas razones se comprobara el diseño de la planta CSP para 11 y 14 horas de almacenamiento, además para estudiar cómo afecta la variación del tamaño del campo de helióstato, con respecto a la potencia térmica de la turbina (lo que se denomina múltiplo solar), se decide probar con 2,5 y 3 de múltiplo solar para la planta, con esto se crean los siguientes casos.

Tabla 3.9: Casos CSP a evaluar

Caso	Múltiplo Solar	Horas de almacenamiento
A	2.5	14
B	2.5	11
C	3	14
D	3	11

Por último, se requiere considerar el HTF a utilizar, donde se opta por las sales fundidas, ver figura 3.26, ya que estas permiten operar a una mayor temperatura que los demás opciones disponibles (como aceites sintéticos o agua), al mismo tiempo que no presentan los problemas de alta presión que se encuentran al operar con agua, en particular la planta utilizara Nitrato de Sodio ($NaNO_3$ al 60%) y Nitrato de Potasio (KNO_3 al 40%), siendo ambos componentes que se encuentran en la naturaleza conformando lo que se llama Salitre, razón por la cual son de fácil obtención en Chile, debido a las amplias reservas que este posee, además debido a su capacidad de ser utilizados como fertilizantes, son commodities que son

ampliamente fabricados con fines agrícolas en varios países.



Figura 3.26: Sales fundidas, típicamente son mezclas de $NaNO_3$ y KNO_3 en diferentes concentraciones.

En cuanto al estanque que contendrá dicho HTF, se debe destacar que se utilizarán 2, los cuales serán fabricados en acero inoxidable AISI 316, con forma de cilindro, cuyas cotas iniciales para el caso de 14 horas de almacenamiento serán 12 metros de altura, 45 metros de diámetro, volumen total de $19143[m^3]$, volumen útil para sales fundidas de $17548[m^3]$.



Figura 3.27: Estanques dobles de sales fundidas utilizados en la planta CSP Extresol 1 de España, con 14[m] de altura, y 36[m] de diámetro, Imagen obtenida desde el fabricante Nervión industries [40].

3.3.7. CSP: Pérdidas

Todo proceso que se realice tiene pérdidas de energía asociadas, las que de manera exacta son transformaciones en formas de energía que no son útiles en nuestro proceso, donde para el caso de la central CSP, se tiene que estas se pueden ver en 2 subtipos, teniendo que para la parte asociada a las sales fundidas se tiene:

- Pérdidas ópticas: debido a reducciones en la radiación por efectos externos como las nubes, así como los problemas debido a causas internas debido a las sombras (shading) que generan las estructuras con respecto a la misma central, los problemas de mismatch (diferencia entre la orientación del panel y el punto de recepción al que debe apuntar), soiling (que es la contribución de la suciedad en disminuir la reflexión), entre otros, son las principales razones tras las pérdidas en el proceso.
- Pérdidas por transferencia de calor (pérdidas térmicas): Que pueden ser pérdidas por convección (debido al traspaso de calor entre receptor, tuberías, estanques con respecto al aire), pérdidas por conducción (Por ejemplo entre cualquier componente sólido que este en contacto con la sal fundida, como los estanques y el suelo que está bajo ellos), así como las pérdidas por radiación (por ejemplo en el receptor) que son proporcionales a la temperatura (al cuarto orden) y su emisividad, entre otros.

El segundo componente de las pérdidas se puede ver como las pérdidas de un ciclo Rankine, fenómeno que está ampliamente estudiado (puede ver el anexo CSP donde se explica su modelo teórico en detalle para ciclo Rankine, y Rankine sobrecalentado regenerativo), para dicho ciclo se presenta que el calor que ingresa al ciclo, $Q_{in}[W]$, no es totalmente aprovechado, teniendo que la resta entre este $Q_{in}[W]$ y la potencia mecánica que se extrae de él $W_{real}[W]$, nos dará la energía perdida del proceso, la que se debe principalmente al calor perdido hacia el medio debido a la baja entalpía del agua tras salir de la turbina, el roce entre componentes, la turbulencia del vapor dentro de la turbina, entre otros fenómenos.

3.3.8. CSP: Degradación y vida útil

Una central CSP, tiene dos vías principales de degradación, la primera es por la componente del ciclo que se refieran a las sales fundidas y componentes asociados, sobre esta cabe decir que como se utilizara Nitrato de Sodio y Nitrato de Potasio, estos solo experimentan un cambio de temperatura, el cual no produce necesariamente un cambio de fase, esto mientras su temperatura no abandone el rango de 290 a 574[°C] que fue definido para realizar el modelamiento en SAM, si en caso contrario, se hubiera optado por aceites sintéticos como el Therminol u otros, se debería considerar que estos deben ser repuestos cada cierto tiempo, siendo esta otra de las razones por las que son mejores las sales fundidas para una central CSP ya que estas no sufrirán problemas de degradación.

Sumado a esto, los espejos, tampoco experimentan en condiciones normales de radiación, viento, temperatura y otros, una degradación que sea apreciable, y como se considera su limpieza cada cierto periodo de tiempo (aprox. 6 días), se tendrá que el polvo no reducirá la radiación que este refleja sobre el receptor.

Los actuadores, bombas, y otros equipos menores necesarios que conforman el ciclo, tienen un vida útil que no es necesariamente la vida útil de la central, para considerar esta se utiliza un modelo estadístico similar al del caso PV, donde para un nivel de confiabilidad mínimo se define una cantidad de dinero asociada a cuentas de reserva para el recambio de partes, considerando esto dentro de los costos de Operación y Mantenimiento (*O&M*), despreciando su influencia en la reducción de la energía producida, debido a que son componentes que al fallar serán cambiados.

En cuanto a la componente del ciclo Rankine de la central, se utiliza como referencia la degradación de centrales térmicas convencionales que operan utilizando el mismo ciclo, para esto se toma de base el estudio realizado por BASARAN, T., 'Performance and degradation evaluation of a combined cycle power plant' [41], donde aislando el componente del ciclo de potencia basado en vapor, es decir condensador, Turbina de vapor sin considerar la turbina de gas, se aprecia una degradación a 20 años del 2,3 %, lo que se traduce en una degradación anual de 0,12 %, considerando este valor para estimar la degradación en la generación de electricidad de la central CSP.

La vida útil de la central CSP, se define como 25 años, esto como una estimación, ya que dentro de las centrales que actualmente operan en el mundo, ninguna ha alcanzado el punto de deposición final, o no se producido suficiente información que permite señalar con un grado de certeza importante cual sería el tiempo de vida útil de este tipo de tecnología.

Además producto que un central CSP confía en buena parte de los componentes, que actualmente utilizan centrales termoeléctricas basadas en combustibles fósiles, energía nuclear, o biomasa, es posible hacer un parangón entre la vida útil que por ejemplo proyectan las centrales a carbón, que oscila entre 25 a 30 años, y la vida útil que debiese tener una central CSP, teniendo en cuenta que una vez alcanzado dicho punto, se suele extender la vida útil de las centrales a carbón o similares tras realizar una repotenciación de la misma, lo que también podría ser una opción en el caso CSP, pero como el tiempo necesario a esperar para tomar dicha decisión es alto, y la incerteza asociada a ella también, se considera que dicha opción no sea parte de este estudio.

3.3.9. CSP: Estimación de ingresos y costos

En cuanto a los ingresos de la central CSP, estos son análogos a la metodología utilizada en el caso Eólico, por tanto, se puede revisar dicho proceso en la sección 3.1.6 Eólica: Estimación de costos e ingresos, para conocer cómo se efectúa este cálculo en detalle.

La tecnología de CSP es relativamente nueva en Chile, debido a que existe solo una central operativa en el país (Cerro Dominador), pero está proyectado tanto a nivel de gobierno central de la nación, así como del SEN, que esta tenga un avance importante, a medida que ajuste sus precios hacia rangos cercanos a los costos de las tecnologías actuales.

Dichos costos actuales para la instalación de una central CSP, se pueden obtener desde la 'Planificación energética de largo plazo'(PELP) del Ministerio de Energía de Chile para el año 2020 [35], donde para el caso de la instalación de una central CSP con 14 horas se aprecia

que el costo oscila en torno a los $5000 \frac{USD}{MW}$, la cual presenta una reducción de $2000 \frac{USD}{KW}$ con respecto a similar informe del año 2019, lo que muestra que esta tecnología comparte la misma tendencia a una brusca reducción en sus precios como la PV o la eólica, en cuanto a una central CSP con 11 horas de almacenamiento, se aprecia que esta oscila en torno a los $4000 \frac{USD}{KW}$, la cual también reduce sus costos en $2000 \frac{USD}{KW}$ con respecto al informe del año 2019.

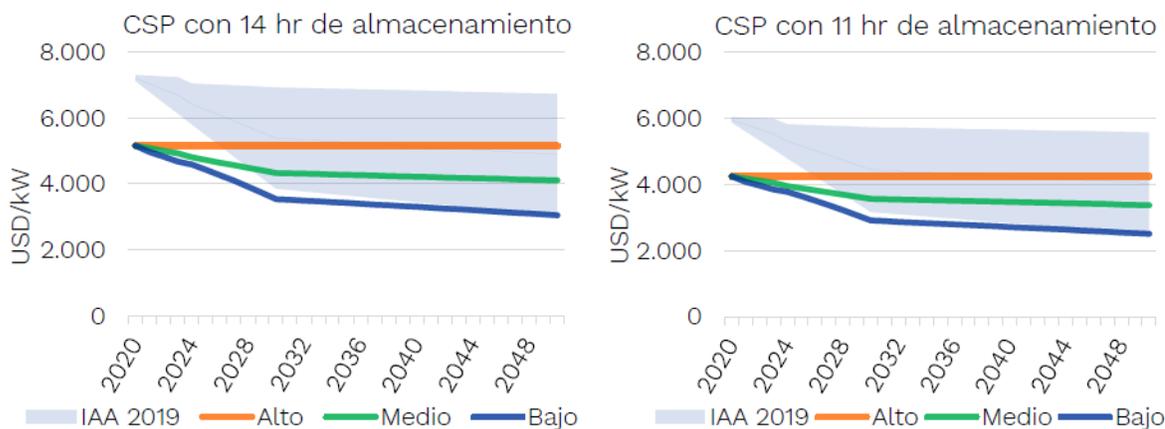


Figura 3.28: Costo de instalación de una central CSP en Chile a 2020 y su proyección para diferentes escenarios, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].

Esto además se comprueba utilizando los estudios realizados por 'The International Renewable Energy Agency' (IRENA) en 'Power generation costs in 2020' [25], donde para nuevas centrales que ingresaron a operación en dicho año, se aprecia que el costo promedio de instalar una planta CSP es de $4581 \frac{USD}{KW}$, lo que está en correspondencia con los costos previstos por el PELP del Ministerio de Energía de Chile.

	Total installed costs			Capacity factor			Levelised cost of electricity		
	(2020 USD/kW)			(%)			(2020 USD/kWh)		
	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change	2010	2020	Percent change
Bioenergy	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
Geothermal	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
Hydropower	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
Solar PV	4 731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
Onshore wind	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
Offshore wind	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

Figura 3.29: Costos de diversas energías renovables en 2010 y su variación a 2020, extraído de 'Power generation costs in 2020', IRENA [25].

En cuanto al costo nivelado de energía (LCOE) para centrales CSP, se considera que este

opera dentro del rango dado por IRENA, el cual tiene una media de $\$108[\frac{USD}{MWh}]$, el cual presento una caída del -68% en la última década.

3.4. Medioambiente

3.4.1. Emisiones en el estado actual del sistema

Para estudiar el problema medioambiental asociado a la emisión de GEI debido a la generación de electricidad, hay que comenzar conociendo las emisiones actuales de GEI, o en su defecto los datos más recientes que se tengan. Dichos datos deben considerar tanto la generación de electricidad medida en [MWh], así como las emisiones de GEI asociadas a esta, en $[tCO_2eq]$ para así conocer el Factor de emisiones de GEI por unidad energía generada en Chile, en $[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$.

Luego se podrá comparar los resultados actuales de emisiones de Chile con otros países, cuya matriz eléctrica este conformada de manera distinta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para así saber si las emisiones per cápita de GEI por unidad de energía generada en Chile, están bajo, a nivel o sobre el resto de los países, con lo cual se podrá comprobar si una eventual reducción en las emisiones de GEI en Chile, es una opción técnicamente factible que se explote en otros países, o si es una actividad pionera a nivel mundial.

3.4.2. Emisiones para cada fuente renovable

A posterior se necesita conocer las emisiones por fuente energética, es decir para una fuente 'X', digamos la energía eólica, cuánto $CO_2equivalente$ en unidades de masa (gramos, kg, o toneladas) es emitido per cantidad de energía generada (kWh, MWh), lo que se conocerá como factor de emisión GEI $\frac{[tCO_2eq]}{[MWh]}$.

Dichos valores de emisiones se obtendrán para la energía Eólica, PV y CSP, para esto se hará uso de análisis de ciclo de vida, o por su nombre en inglés 'Life Cycle Analysis' (LCA), con respecto a cada fuente energética.

3.4.3. Reducción en las emisiones y Bonos de Carbono

Llegado al punto donde se conoce el factor de emisiones de GEI del SEN en el estado actual, así como el factor de emisiones de GEI para cada fuente de energía estudiada (Eólica, PV, CSP), se puede calcular cuánto es la reducción para cada fuente 'X' en carbono, para esto bastará usar:

$$Reducción_X = (Factor\ de\ emisiones\ GEI\ SEN - Factor\ de\ emisiones\ GEI\ Fuente\ energía\ X) \frac{tCO_2eq}{MWh} \quad (3.10)$$

Y luego, conociendo el precio de los Bonos de Carbono que fue fijado como $5[\frac{USD}{tCO_2eq}]$ para Chile, de donde se desprecia el valor social del carbono (que es aún mayor) pero no tiene

regulación o normativa que se aplique dentro de Chile, por tal razón no sería de interés para una eventual empresa privada que desee estudiar o ingresar al sector eléctrico nacional, pero si podría ser de interés para los diversos gobiernos o ministerios de la nación, lo que se escapa del alcance de la memoria.

$$\text{Ingresos Bono Carbono } X = \text{Reducción } X * \text{Precio Bono Carbono} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] \quad (3.11)$$

Tras calcular lo anterior, se podrá introducir un ingreso adicional en cada flujo de caja, para cada fuente energética estudiada, con lo que se espera aumente el VAN de cada proyecto, mejorando la factibilidad económica de cada opción.

3.4.4. Emisiones para la fuente de respaldo

El sistema que se modela mediante SAM, necesita poseer algún tipo de respaldo, el cual cumpla con la función de proveer potencia cuando las fuentes renovables no estén en capacidad de proveerla, debido a la inestabilidad con la que operan las ERNC.

Para esto se toma de referencia la tabla de generación de energía histórica del SEN que se adjunta en Anexo SEN, de esta se conoce que descontando la energía Eólica, PV, CSP (todas fuentes renovables modeladas en SAM), así como la geotérmica (por su pequeño aporte) y la generación Diesel (porque su alto costo que la hace inviable), quedara claro que los principales respaldos que un sistema como el SEN utiliza, están conformados por la energía Hidroeléctrica, el carbón y el gas natural, los que para el año 2020 proveyeron el 80 % del total de la energía producida ese año, por lo cual tiene sentido asumir que el respaldo de energía que se necesita, provendrá de este tipo de centrales para el caso de Chile, siendo otra combinación de matriz una propuesta poco realista con el funcionamiento de la generación histórica del SEN que se aprecia en dicho anexo.

Una vez conocida las 3 centrales que servirán de respaldo, se hace necesario conocer sus emisiones, para esto se hace uso de una búsqueda bibliográfica de LCA previos, desde los cuales se extraen las emisiones esperables por unidad de energía producida.

3.4.5. Modelación de expansión de ERNC

La planificación de largo plazo del Ministerio de energía (PELP) señala que para los 5 escenarios que se analizan para el SEN a largo plazo, en todos ellos se aprecia una penetración importante de las energías renovables, en particular la Eólica, solar y CSP se transforman en las fuentes de energía basales del SEN, esto se ilustra en :

Registro y proyección de la generación eléctrica en Chile

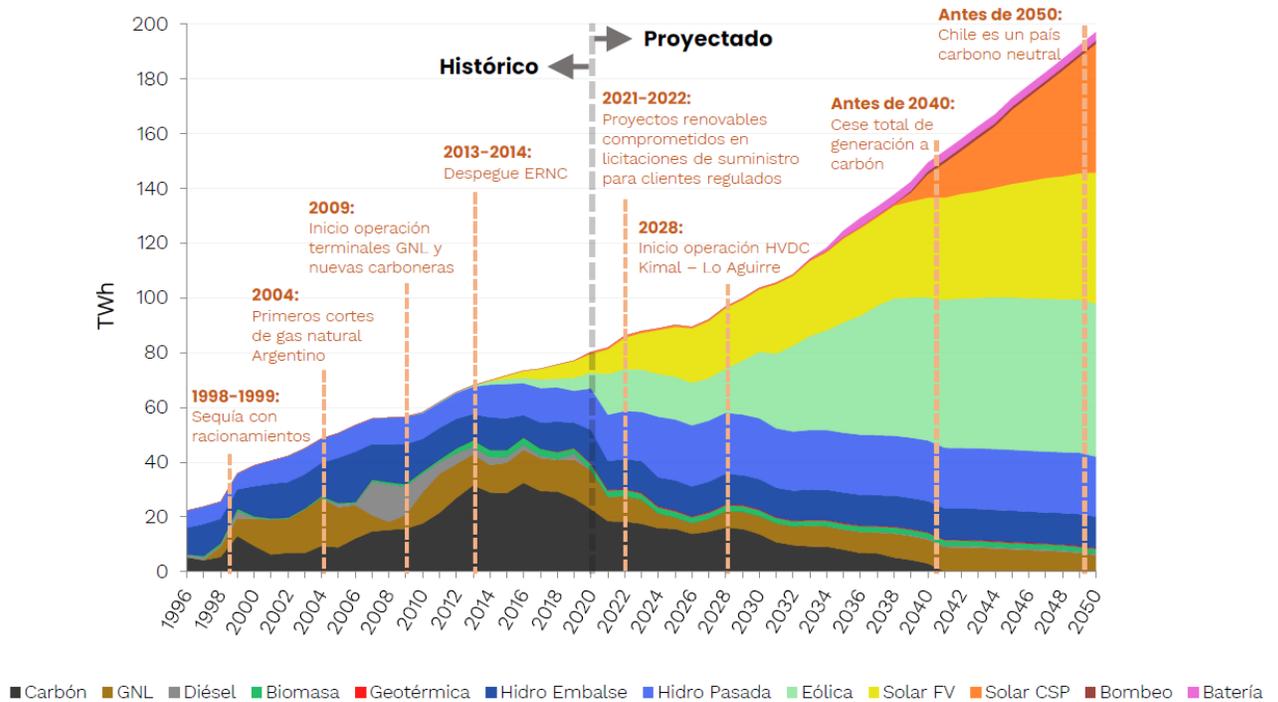
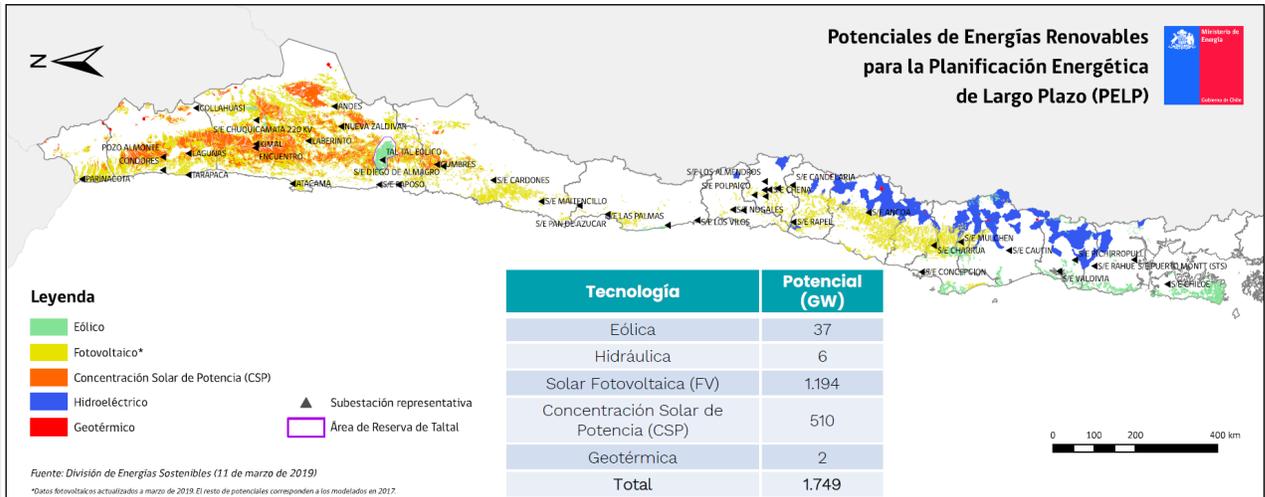


Figura 3.30: Registro y proyección de la energía en Chile muestra que la energía Eólica, PV y CSP se transformaran rápidamente en la principal fuente de energía de Chile, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].

Del PELP se extrae además que, sin importar el escenario analizado, la región de Antofagasta en primer lugar, y en segundo lugar la región de Bío Bío, se transformarán en los dos mayores generadores de energía eléctrica del país, relegando a la zona central a un papel de menor importancia en la provisión de energía, pero realizando la necesidad de contar con un sistema de transmisión eléctrico acorde a la nueva producción energética, que será lejana a los centros de consumo como las ciudades.

Además, producto que las centrales que se modelan en el informe estarían ubicadas en Taltal (Eólica) y Calama (PV y CSP), ambas perteneciendo a Antofagasta, puedo extrapolar sus resultados ya que como se aprecia en la figura 3.31, Chile posee los recursos naturales suficientes como para proveer 70 veces la energía que consume actualmente, solo en fuentes renovables que no están siendo aprovechadas, es decir existen excedentes importantes de radiación y viento para utilizar tanto a corto como largo plazo.

Potencial renovable en las regiones del Sistema Eléctrico Nacional



Chile posee un enorme potencial de energías renovables en su territorio, con una capacidad total que alcanza al menos **70 veces** la capacidad eléctrica actual del Sistema Eléctrico Nacional. Estos potenciales internalizan aspectos ambientales y territoriales a tener en cuenta, y la planificación energética orienta un desarrollo eficiente de proyectos renovables y la transmisión requerida para ello.

Figura 3.31: Potencial en ERNC+Hidro que existe en Chile supera 70 veces la capacidad actual del SEN, extraído de 'Planificación energética de largo plazo', Ministerio de Energía de Chile [35].

Gracias a lo anterior se propone modelar un escenario hipotético donde las energías renovables Eólica, PV y CSP, han crecido en la matriz, alcanzando una generación igual a la del SEN actual, es decir cada una se hace responsable por un 1/3 de la generación del SEN actual, para poder hacer esto se necesita normalizar la potencia de SEN con respecto a su mayor valor anual, así como también se debe normalizar la potencia de las centrales Eólica, PV y CSP con respecto a respectivo mayor valor anual, así se podrá modelar la potencia y generación de electricidad basado en las centrales modeladas, como si estas tuviesen un tamaño varias veces mayor.

El análisis anterior se apoya en qué; 1) Las ERNC son la forma más barata de obtener energía, por lo que el mercado las elegirá por sí solo debido a motivos económicos, como se aprecia en la estimación de costos e ingresos para las centrales Eólica y PV, 2) Existe 70 veces el potencial de energía renovable en Chile como para suplir las necesidades de energía del país actuales, 3) El PELP del Ministerio de energía proyecta que Antofagasta se transformará en el principal generador de energía del país, alcanzando una potencia instalada de 18300-29800[MW] por sí solo, lo que equivale en la práctica al tamaño total del SEN actualmente.

Para realizar el estudio propuesto, se toma la potencia por hora durante un año del SEN, para lo cual se utilizaron los datos del 2019, los cuales se normalizan con respecto al máximo anual de la potencia del SEN en ese mismo año, utilizando la siguiente expresión:

$$Pot\ Norm\ SEN(t) = \frac{Potencia\ SEN(t)}{Máxima\ potencia\ SEN(t)} \quad (3.12)$$

Tras el paso anterior, se propone comparar esto con la potencia normalizada de las centra-

les estudios en SAM, para esto se suma la potencia horaria anual de cada una de las centrales Eólica, PV y CSP, creando un fichero (archivo) que se llama potencia total SAM(t), donde t es la hora respectiva dentro de un año entero. Para normalizar se utiliza el máximo valor que alcanza la potencia agregada de las tres centrales en SAM, por medio de la siguiente expresión:

$$Pot\ Norm\ total\ SAM(t) = \frac{Potencia\ total\ SAM(t)}{Máximo\ Potencia\ total\ SAM(t)} \quad (3.13)$$

Luego teniendo ambas curvas de potencia normalizadas, tanto la del SEN(t), como la que obtuve agregando la potencia total en SAM(t), es posible estimar la tasa de satisfacción instantánea, que es cuánta potencia puede proveer mi sistema basado en ERNC, con respecto a la potencia del SEN para cada hora de un año, para lo que uso:

$$Satisfacción(t) = \frac{Pot\ Norm\ total\ SAM(t)}{Pot\ Norm\ SEN(t)} \quad (3.14)$$

Con esta tasa de satisfacción, se podrá encontrar el número de horas en el año en que se logre suplir la demanda utilizando ERNC, así como en número de horas en que no se pudo lograr esto. Además, es posible estimar otro resultado de interés, que es el $\Delta Potencia$ para cada hora, así se podrá obtener cuanta potencia faltó o sobro para cada hora del año, esto se calcula con:

$$\Delta Potencia(t) = (Pot\ Norm\ total\ SAM(t) - Pot\ Norm\ SEN(t)) * Máximo\ Potencia\ SEN(t)[MW] \quad (3.15)$$

Como nota cabe decir que el máximo del resultado anterior me dirá cuánto es la capacidad instalada mínima de potencia de suficiencia, o potencia de respaldo, talque toda la energía que debo generar esté disponible para toda hora del año.

La energía total que se debe suplir desde una fuente de respaldo, es decir la Energía total SEN[MWh], se obtiene recordando que la escala de tiempo del modelo es t=hora, por esto es posible pasar sencillamente de potencia a energía usando:

$$Energía\ total\ SEN = Máximo\ Potencia\ SEN(t) * \sum_{i=1}^{8760} (Pot\ Norm\ SEN(t))[MWh] \quad (3.16)$$

Para estimar la emisión asociada de GEI de esta energía de respaldo, se utiliza el factor de emisiones del SEN, por lo que las emisiones de la energía de respaldo son:

$$GEI\ SEN = Factor\ de\ emisiones\ GEI\ SEN * Energía\ total\ SEN[tCO_2eq] \quad (3.17)$$

Para estimar la potencia entregada por cada una de las fuentes renovables eólica, PV y CSP, que llamo X, se hace uso de:

$$Potencia\ SAM\ X(t) = Máxima\ Potencia\ SEN(t) * \left(\frac{Potencia\ SAM\ X(t)}{Potencia\ instalada\ SAM(t)} \right) [MW] \quad (3.18)$$

Luego encuentro la energía asociada a cada fuente renovable por medio de:

$$Energía\ SAM\ X = \sum_{i=1}^{8760} (Potencia\ SAM\ X(t)) [MWh] \quad (3.19)$$

y las emisiones debido a las fuentes renovables las se estiman usando:

$$GEI\ SAM = Factor\ de\ emisiones\ GEI\ X * Energía\ SAM\ X [tCO_2eq] \quad (3.20)$$

Una vez realizado los cálculos anteriores, puedo conocer la potencia, energía, y emisiones del SEN en su estado actual, así como los cambios que se producirían al ingresar la energía eólica, PV y CSP en un alto grado al sistema.

Capítulo 4

Resultados y discusiones

4.1. Resultados Eólica

Los resultados de los casos A, B, C y D (definidos en la tabla 3.2) para la planta eólica ubicada en Taltal, Antofagasta, Chile (seleccionada del listado de ubicaciones posibles de la tabla 3.1), e instalada sobre 1620[hectáreas] de terreno, se resumen a continuación:

Tabla 4.1: Resultados parques eólicos A, B, C y D.

Métrica	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Energía anual (año 1)	290,386,592 kWh	290,813,120 kWh	282,818,848 kWh	308,687,424 kWh
Potencia	99 [MW]	99 [MW]	99 [MW]	99 [MW]
Factor de capacidad (año 1)	33.50 %	33.50 %	32.60 %	35.60 %
Precio PPA (año 1)	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh
Inflación precio PPA	3.00 %/año	3.00 %/año	3.00 %/año	3.00 %/año
Precio PPA nivelado (nominal)	5.75 ¢/kWh	5.76 ¢/kWh	5.76 ¢/kWh	5.72 ¢/kWh
Precio PPA nivelado (real)	4.46 ¢/kWh	4.47 ¢/kWh	4.47 ¢/kWh	4.44 ¢/kWh
LCOE (nominal)	7.84 ¢/kWh	7.84 ¢/kWh	8.02 ¢/kWh	7.45 ¢/kWh
LCOE (real)	6.09 ¢/kWh	6.08 ¢/kWh	6.23 ¢/kWh	5.79 ¢/kWh
VAN	\$-50,663,104 USD	\$-50,324,816 USD	\$-53,216,592 USD	\$-44,480,904 USD
Tasa interna retorno (TIR)	2.06 %	2.12 %	1.67 %	2.98 %
Año TIR	20	20	20	20
TIR final del proyecto	4.00 %	4.04 %	3.67 %	4.78 %
Costo de capital	\$148,251,504 USD	\$148,251,504 USD	\$148,251,504 USD	\$148,251,504 USD
Deuda	\$0 USD	\$0 USD	\$0 USD	\$0 USD

De la tabla resumen 4.1, se aprecia que el caso D, que utiliza 66 unidades de la turbina Vensys 82m de 1,5[KW] de potencia por unidad, cuyos datos se resumen en la tabla 3.2, y cuya ficha técnica detallada se adjunta con las demás turbinas en Anexo Eólico, es el que tiene los mejores resultados, esto se debe gracias a que:

- El caso D entrega la mayor cantidad de energía producida, con 308 687 424[kWh], siendo esto obtenido para el mismo perfil de viento y condiciones de instalación a la que fueron evaluadas las demás turbinas, esto representa una mejora de +17 874 304[kWh] o 5.8 % sobre el caso B que es su más cercano perseguidor, y una mejora de 25 868 576[kWh] ó

8.4% sobre el caso C que obtuvo los peores resultados.

- Presenta el factor de capacidad más alto con 35.6%, este supera a los demás en 2.1% para el caso A y B, en 3% al caso C, al comparar el factor de capacidad obtenido por la planta con estudios previos como el de 'Wind Farm and Resource Datasets: A Comprehensive Survey and Overview' de Menezes, D. y otros, [51], sobre plantas eólicas operativas, se aprecia que dichas plantas tienen factores de capacidad en el rango de 30% en condiciones normales, pero que en zonas con buenos perfiles de viento puede alcanzar hasta 50%, por lo cual es correcto señalar que la planta definida por el caso D se ajusta a los valores típicos que una planta puede obtener.

Además, se puede comparar el factor de capacidad del caso D, con los reportados por IRENA en su estudio 'Power generation costs in 2020'[25], donde se aprecia que el factor de capacidad promedio para las plantas Eólicas en tierra, que ingresaron a operación en el año 2020 para los 164 países socios de IRENA, fue de 36% (visible también en figura 3.29), con esto se comprueba una vez más que los resultados obtenidos se asemejan a los de una central real en operación.

- Entrega el Menor LCOE, con $\$5.79 \frac{\text{C}}{\text{kWh}}$ reales para una tasa de inflación de 3% (que es el promedio de la tasa de inflación en Chile de los últimos 20 años), si bien este es el mejor resultado obtenido por cualquier configuración de planta Eólica analizado, es superior a los valores promedio del mercado mundial, de donde como muestra IRENA en su estudio 'Power generation costs in 2020'[25], donde este tipo de central debiese tener un LCOE promedio de $\$3.9 \frac{\text{C}}{\text{kWh}}$, esto se puede deber a que IRENA agrega los datos anuales de sus 164 socios, actualizando de manera constante sus precios, por lo que estos reflejan mejor la caída de precios que ha experimentado este tipo de generación eléctrica durante la última década, esto en comparación a la base de datos sobre precios de SAM, la que fue utilizada para hacer el flujo de caja, donde luego como el LCOE se extrae de dicho flujo de caja que depende de SAM, es posible esperar que este LCOE sea mayor a lo que IRENA estima promedio para este año, donde si bien este es mayor a lo esperado, aún pertenece al rango de valores posibles de LCOE para una central Eólica ya que el límite de IRENA está en torno a $\$7 \frac{\text{C}}{\text{kWh}}$.
- A pesar de que todos los VAN evaluados son negativos, el caso D logra reducir este comportamiento, mostrando que por la vía de aumentar su factor de capacidad, la energía producida, el ratio de performance, entre otros valores, se puede mejorar cuantitativamente sus resultados económicos, además como se vio que el LCOE estaba en el rango superior de precios esperables para una central, y este está estrechamente unido al VAN del proyecto, es posible extraer que los precios que se usaron como referencia por SAM son conservadores y de estar más cercanos a la realidad, estos mostrarían una mayor concordancia con lo estudiado por IRENA para el año 2020.

Cabe destacar que la turbina utilizada para el estudio, y su potencia de solo 1.5[MW], puede ser una de las razones técnicas detrás de los resultados económicos, ya que en los

últimos años existe una carrera entre los fabricantes, por ofrecer la mayor potencia (5 ó 7[MW] incluso) por turbina, junto al mayor largo de los alabes posible, lo que incluso forzó a que estos alabes fueran divididos en secciones y ensamblados en terreno, para así funcionar con un rango mayor de velocidades, al mismo tiempo que se ofrece mayor energía por turbina, esta nueva realidad podría explicar la caída en los precios, así como el por qué la configuración evaluada no es rentable de instalar.

Producto de las razones y la discusión anterior, se elige mostrar el detalle de los valores de la configuración D, ya que esta representa el mejor parque Eólico que se modelo, quedando los demás resumidos en la tabla 4.1, así como en el caso que sea necesario revisarlos, se adjuntan sus detalles completos, configuración, costos, ingresos, etc., en un formato compatible con SAM así como sus respectivos flujos de caja que están dentro del mismo archivo.

Dentro de los resultados importantes a ver para la central Eólica, destaca que este debe estar diseñada de tal forma que enfrente al viento de la manera más directa posible, es decir hay que conocer la dirección del viento para todo el periodo de evaluación, esto se aprecia en figura 4.1:

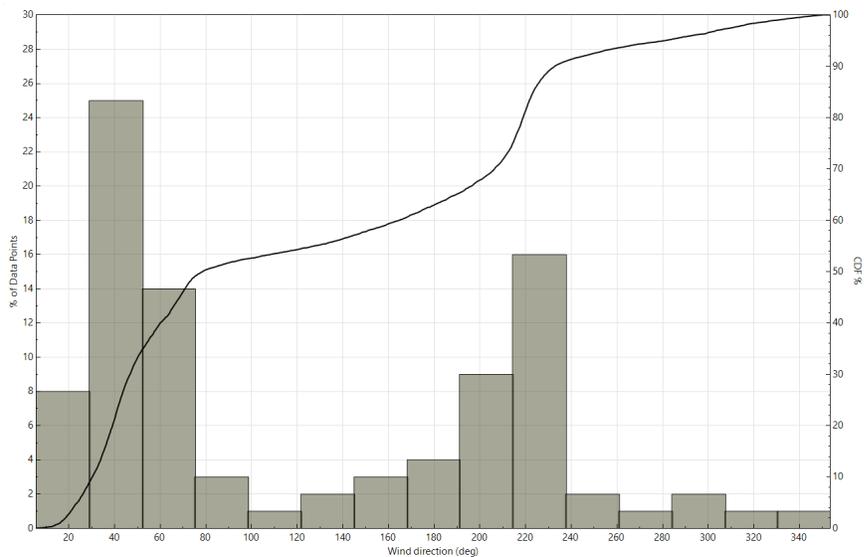


Figura 4.1: Dirección del viento en Taltal, se aprecia que a los 40° y los 220°(220°=40°+180°) se obtiene la mayor cantidad de datos, por lo tanto, el montaje de las turbinas debe considerar esto para producir mayor electricidad.

Luego del análisis anterior, se extrae que la central debe estar diseñada para que el montaje de las turbinas este rotado en 40°, ya que de esta forma el viento es aprovechado de mejor manera.

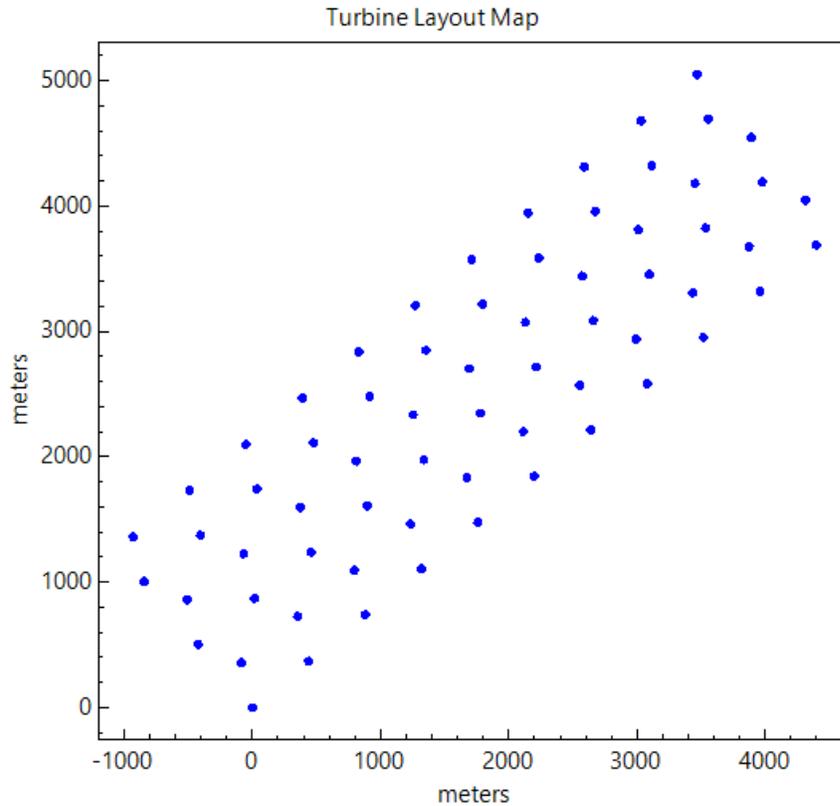


Figura 4.2: Layout utilizado para montar las turbinas Vnesys 82m, con una rotación a los 40° para enfrentar el viento con la menor perdida posible, se requieren 1620 hectáreas de terreno en Taltal, para revisar la configuración revise tabla 3.2.

También se ilustra la generación de energía mensual, anual para el primer año de operación, visible en figura 4.3 y 4.4, de ellas se aprecia que durante el invierno se consiguen los máximos valores de energía producida, algo que para Chile es ideal ya que durante el mismo periodo de tiempo existen problemas para abastecer al país de energía, producto entre otras razones de la falta de agua para las centrales Hidroeléctricas en el inicio del invierno, lo que obliga a recurrir a centrales térmicas ya sean de carbón, gas o generadores Diesel, algo que sería reducido de instalar este tipo de central en la ubicación estudiada.

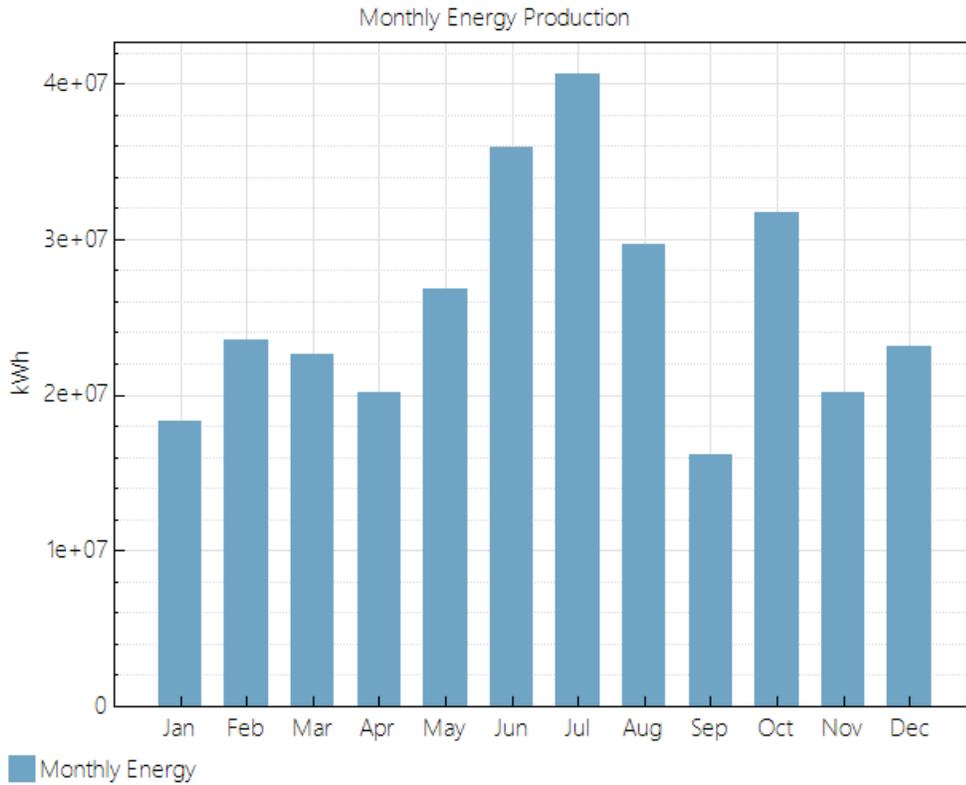


Figura 4.3: Producción eléctrica mensual en el caso D, se aprecia que durante el invierno se consiguen los mejores valores, para revisar la configuración revise tabla 3.2. ubicación

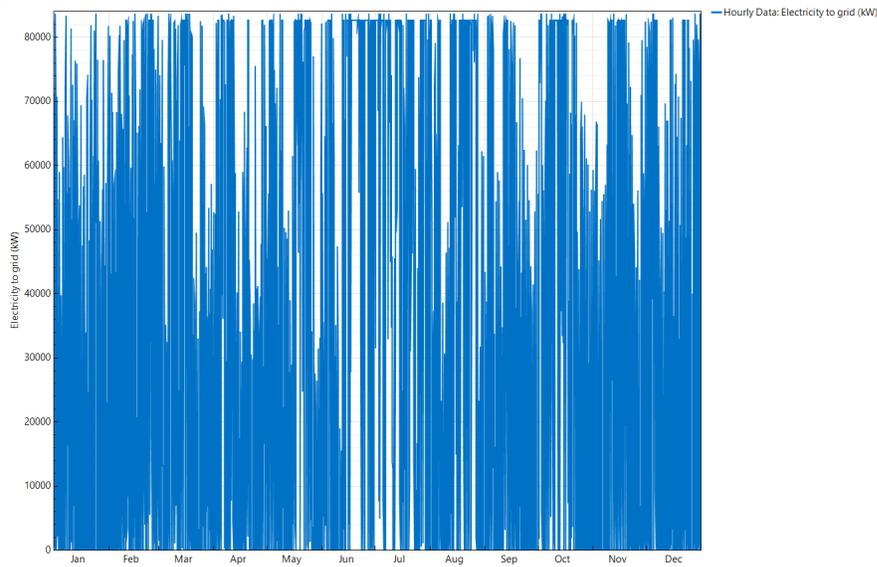


Figura 4.4: Producción anual horaria(KWh), se aprecia la alta volatilidad del recurso eólico, teniendo meses como junio o julio donde se logran valores sobre 80000KWh de potencia entregada durante semanas, contra algunas semanas de noviembre o diciembre con 40000 o 50000KWh, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.

Otro de los factores importantes que se muestran en el estudio realizado, y que afectan gravemente su viabilidad, es la alta degradación que experimenta una turbina Eólica, la cual pierde 1.6% anual de energía producida en promedio, como se aprecia en los resultados de la figura 4.5, dicha degradación se obtuvo analizando el estudio 'How does wind farm performance decline with age?' de Stafell, I., [52], dentro de dicho estudio se analizaron 282 granjas eólicas de U.K. entre 2002 y 2012, encontrando que su degradación empírica es muy superior a lo que originalmente se esperaba, esto se explica dentro de otras razones debido al daño que produce el impacto con el viento, cuyo efecto de delaminación se puede ver en figura 4.6.

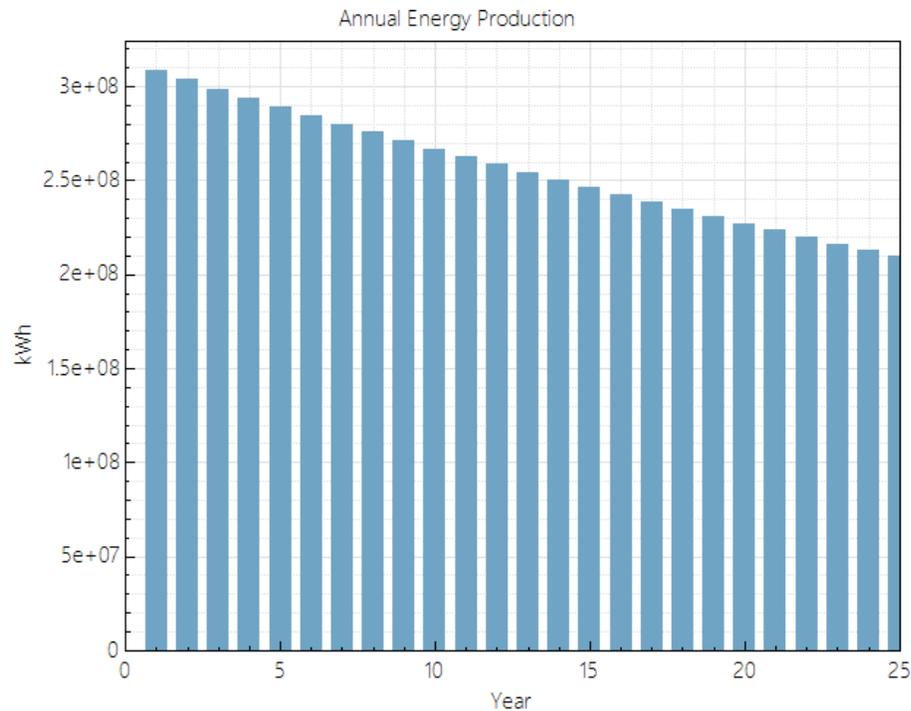


Figura 4.5: Producción eléctrica anual considera la degradación de la planta, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.

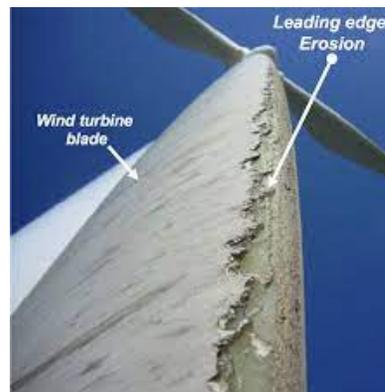


Figura 4.6: Alabe de una turbina Eólica que presenta problemas de delaminación, una de las razones tras la reducción de la energía producida con el tiempo, autor desconocido.

Además, se presenta una descomposición de las principales pérdidas enfrentadas por la planta Eólica en su primer año de operación, la que se ve a continuación:

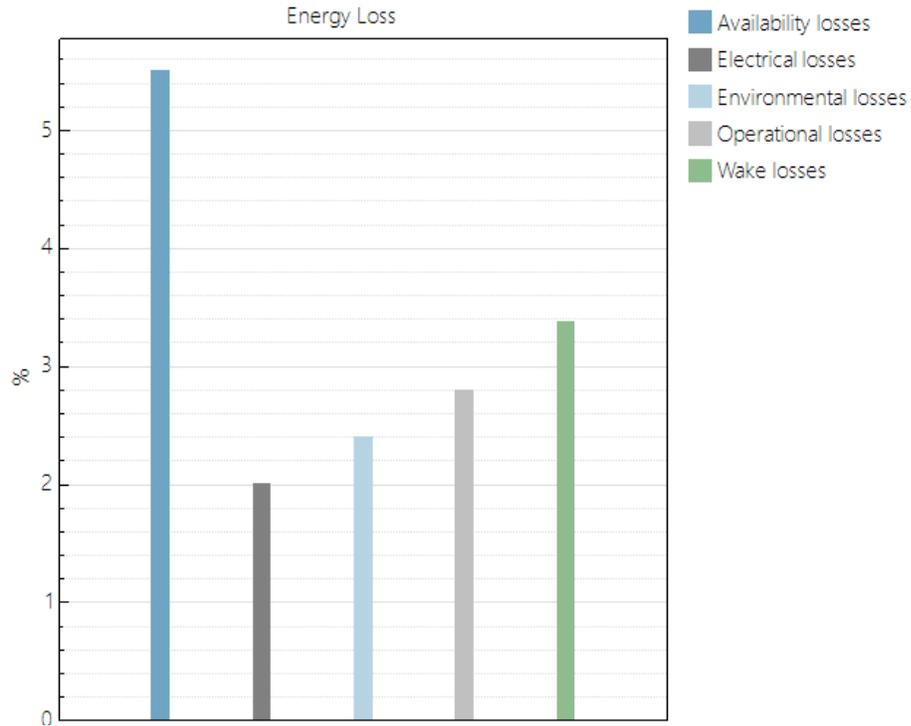


Figura 4.7: Principales fuentes de pérdidas energéticas para el caso D en la planta eólica, para revisar la configuración revise tabla 3.2.

De igual forma se presenta el perfil de velocidad para la ubicación escogida, de donde se extrae que si bien el promedio de velocidad en Taltal es alto, por sobre $9 \frac{m}{s}$, su moda oscila en $8 \frac{m}{s}$, por lo que las turbinas con alabes de mayores diámetros podrán obtener mejores resultados, ya que mientras mayor sea la dimensión de este alabe, mayor sea el área efectiva en contacto con el aire, y por ello mayor energía será extraída, así como también podrá comenzar a producir electricidad a velocidades menores que las demás turbinas de menor dimensión.

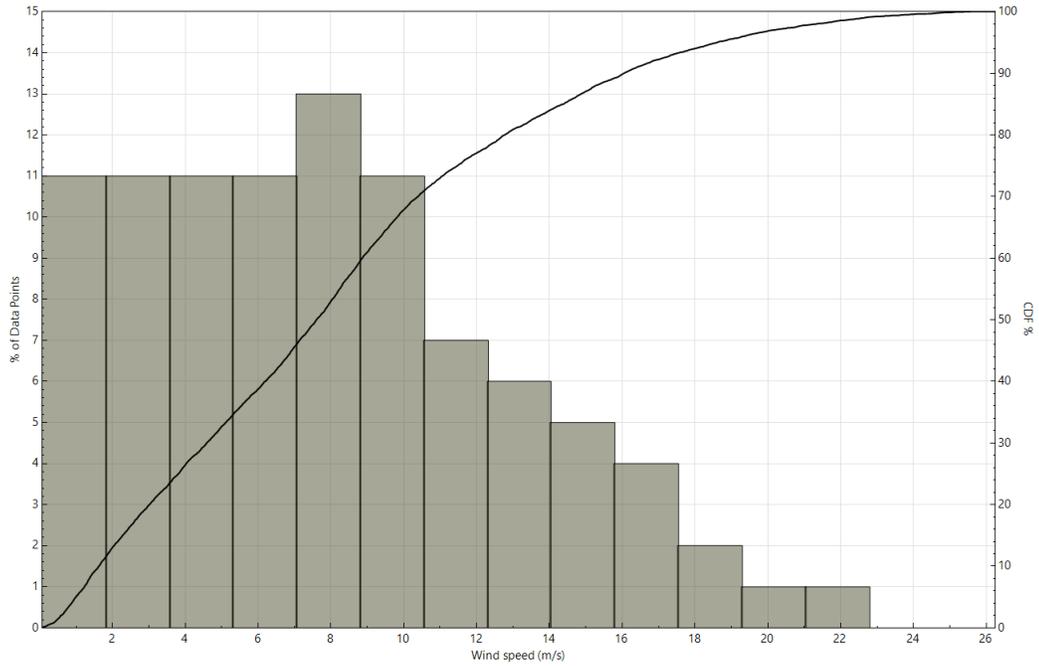


Figura 4.8: Velocidad del viento para Taltal, se aprecia que $8\left[\frac{m}{s}\right]$ es la moda los datos, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.

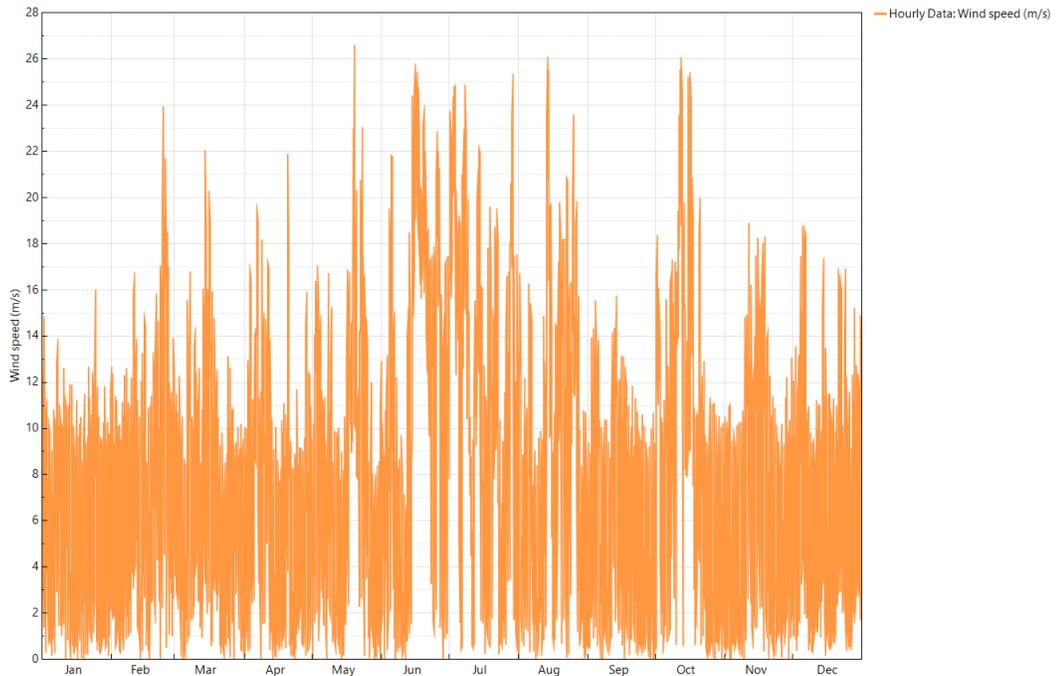


Figura 4.9: Perfil horario de velocidad del viento, se aprecia que la turbina que sea capaz de operar a mayor potencia y menor velocidad será ideal para este recurso, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.

También se muestra el flujo de caja de la central Eólica, el cual se puede ver en figura 4.10, de esto cabe decir que se utilizó la tabla de depreciación acelerada del Servicio de Impuestos Internos (SII) disponible online en su apartado de sector energético [53], así como la base

de datos sobre costos de SAM para estimar algunos equipos, además el terreno fue obtenido desde la reserva Eólica de Taltal del Ministerio de Bienes Nacionales [54].

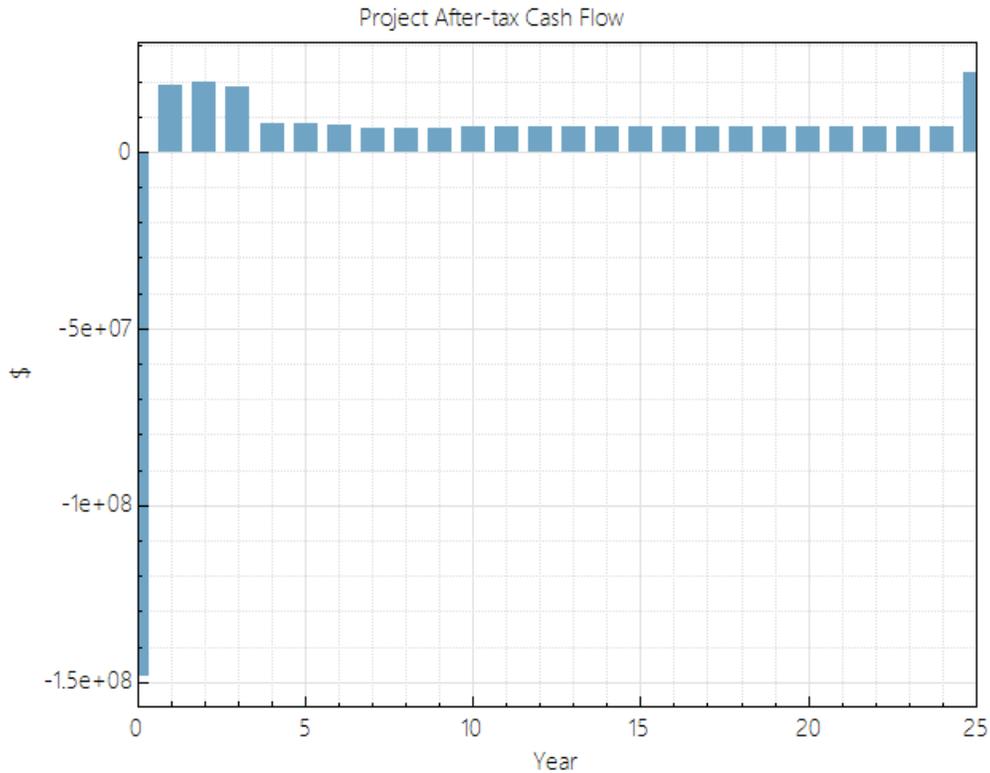


Figura 4.10: Flujo de caja para el caso D de la planta Eólica, la inversión inicial es el mayor gasto, lo que es aliviado gracias a la depreciación acelerada que permite reducir impuestos durante los primeros 3 años, además el principal ingreso viene de la venta de energía al SEN, para revisar la configuración D revise tabla 3.2.

4.2. Resultados PV

Los resultados de los casos A, B, C y D (definidos en la tabla 3.7), con que se modelo la planta PV para la ubicación de Calama (seleccionada del listado de ubicaciones posibles de la tabla 3.3), se pueden ver resumidos en la tabla 4.2, para todos ellos se utilizó un GCR de 0,4 lo que requiere de 118[Hectáreas]:

Tabla 4.2: Resultados de centrales PV en casos A, B, C y D.

Métrica	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Potencia	100[MWp]	100[MWp]	100[MWp]	100[MWp]
Energía anual (año 1)	219,874,800 kWh	227,020,384 kWh	221,352,912 kWh	227,493,792 kWh
Factor de capacidad (año 1)	25.10%	25.90%	25.30%	26.00%
Rendimiento energético	2,199 kWh/kW	2,270 kWh/kW	2,214 kWh/kW	2,275 kWh/kW
Ratio de performance (año 1)	0.78	0.81	0.79	0.81
Precio PPA (año 1)	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh
Inflación precio PPA	3.00%/año	3.00%/año	3.00%/año	3.00%/año
Precio PPA nivelado (nominal)	4.89 ¢/kWh	5.02 ¢/kWh	4.89 ¢/kWh	5.02 ¢/kWh
Precio PPA nivelado (real)	3.75 ¢/kWh	3.74 ¢/kWh	3.75 ¢/kWh	3.74 ¢/kWh
LCOE (nominal)	5.91 ¢/kWh	5.79 ¢/kWh	4.28 ¢/kWh	4.10 ¢/kWh
LCOE (real)	4.53 ¢/kWh	4.32 ¢/kWh	3.28 ¢/kWh	3.06 ¢/kWh
VAN	\$-20,246,094 USD	\$-16,439,089 USD	\$12,126,091 USD	\$19,627,454 USD
Tasa interna retorno (TIR)	4.46%	5.02%	10.56%	11.01%
Año TIR	20	20	20	20
TIR final del proyecto	6.75%	7.43%	11.61%	12.49%
Costo de capital	\$89,995,400 USD	\$89,999,432 USD	\$74,233,480 USD	\$74,236,000 USD
Deuda	\$0 USD	\$0 USD	\$0 USD	\$0 USD

Con esta información se aprecia que la configuración D, que utiliza 181 792 paneles de silicio monocristalino bifacial, junto a 29 inversores de tipo central, instalados sobre 1748 estructuras de columna única, como los descritos tabla 3.7 y cuya ficha técnica se adjunta en el anexo PV con los demás equipos utilizados, es la que entrega los mejores resultados, esto debido a:

- El caso D Entrega la mayor cantidad de energía producida con 227 493 792[KWh], esto para las mismas condiciones de recurso solar.
- Tiene el factor de capacidad más alto de las cuatro opciones, con 26%, lo que está en concordancia con los resultados de plantas nuevas en operación al 2020, cuyo factor en promedio es 26% a 28%, esto gracias a la información del estudio 'Photovoltaics report' de Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), [34].
- Tiene un Performance Ratio de 0,81=81%, el cual es el mayor entre los casos vistos, lo que según las referencias está en el margen de las plantas que entran en operación actualmente en el mundo (80% a 90% según 'Photovoltaics report' de Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), [34]).
- Entrega el menor LCOE de todos los casos, con \$4.10(Nominal) $[\frac{\text{¢}}{\text{MWh}}]$ y \$3.06(Real) $[\frac{\text{¢}}{\text{MWh}}]$, los cuales son menores al precio de venta PPA de \$4.49 $[\frac{\text{¢}}{\text{MWh}}]$ (Que equivale al promedio anual del costo marginal del nodo Cardones) lo que permite explicar sus buenos resultados.

Además, al comparar estos resultados con los costos informados por IRENA en 'Power generation costs in 2020', [25], donde el LCOE para la energía solar es en promedio $\$5.7 \frac{\text{C}}{\text{kWh}}$ (ver figura resumen ref3.29), se aprecia que la planta modelada obtiene un mejor comportamiento que el promedio de centrales PV que entraron a operación en el mundo al año 2020, esto es posible gracias a que Chile tiene una de las mayores radiaciones GHI que existen en el planeta, por lo que la energía producida crece a pesar de instalar los mismos equipos, además del mismo reporte se extrae que las centrales de mejor desempeño en el año 2020, ubicadas en medio oriente, pudieron ofrecer precios bajo los $\$2 \frac{\text{C}}{\text{kWh}}$, por lo que aún existe un margen para mejorar los costos actuales.

- La configuración D tiene el mejor flujo de caja, con \$ 19 627 454 [USD] de ingresos, lo que equivale a un 26.4% de la inversión en capital de \$ 74 236 000[USD], al comparar esto con los datos reportados sobre costos de instalación de una central PV, por el Ministerio de Energía de Chile en 'Planificación energética de largo plazo' [35], donde la potencia solar PV instalada cuesta en promedio $\$900 \frac{\text{USD}}{\text{kW}}$, se aprecia que la planta del caso D tiene un costo de $\$743 \frac{\text{USD}}{\text{kW}}$, lo que se explica principalmente, debido a la decisión de utilizar como referencia del precio de la tierra, a un paño que es propiedad de Bienes Nacionales, los cuales ofrecen un importante beneficio por la vía de reducir los costos con respecto al mercado, lo que aumenta la viabilidad del proyecto al tener en cuenta que se requieren como mínimo 118[hectáreas] para desarrollar esta central.

Producto de las razones y la discusión anterior, se elige al caso D como el que tiene los mejores resultados para las condiciones evaluadas, y por ello se presentan los valores más importantes de este, los que se verán a continuación, en cuanto a los detalles de cada caso, con su configuración de costos, ingresos, cantidad de equipos, montaje, etc. se adjuntan al informe en un archivo compatible con SAM, para la revisión de cualquier persona interesada.

Dentro de los resultados más importantes para una central de producción de electricidad, está precisamente la generación de energía, lo que en el caso de las centrales PV experimenta una variación importante entre Primavera-Verano, donde se llega a producir hasta un 27% más de energía, con respecto al peor mes del periodo Otoño-Invierno, esto se ilustra en la figura 4.11.

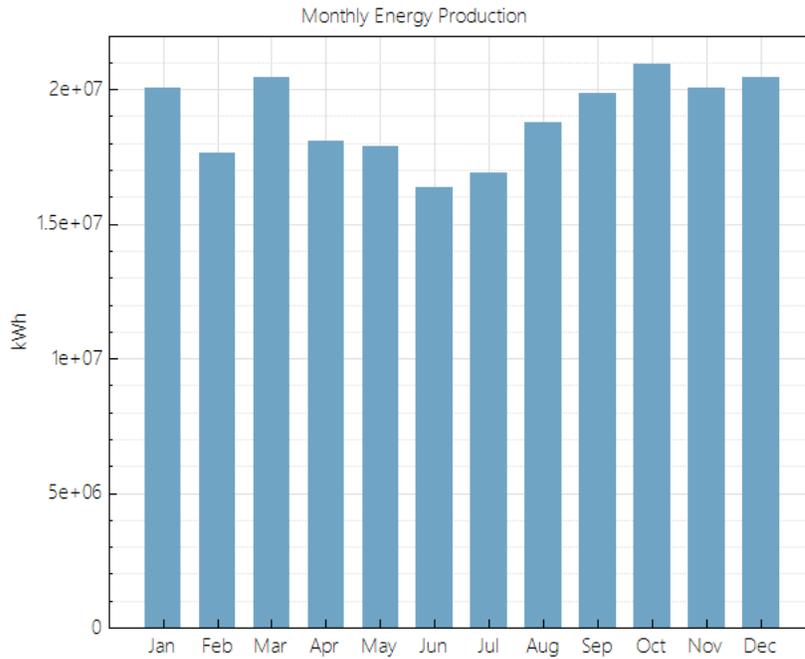


Figura 4.11: Producción de energía eléctrica mensual durante el primer año de operación, para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

Así como se vio en la figura anterior, que existe una variación en los valores de energía producida, existe una variación también en la potencia de la planta PV del caso D, lo que se aprecia en la figura 4.12, ya que al ordenar la potencia con respecto al número de veces que esta se da para cada hora de un año completo, se aprecia que la moda del conjunto es 75[MW], es decir que a pesar que la planta se diseñó para una potencia nominal 100[MWp], es más probable que para una hora X del año esta entrega un valor bajo dicha potencia nominal, que más bien cumple el rol de ser la potencia máxima de la central PV.

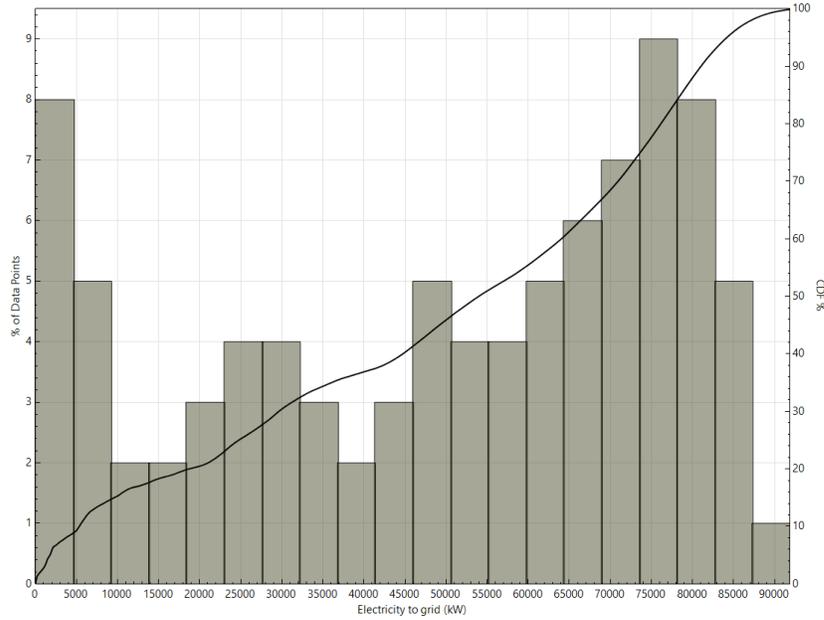


Figura 4.12: Distribución de la energía enviada a la red, se aprecia que la moda es 75[MW] a pesar de que la planta está diseñada para 100[MW], para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

Un punto importante a aclarar sobre porque la potencia de 100[MWp] es distinta a la potencia de salida que normalmente es 75[MW] a 80[WM], radica en que para centrales PV la potencia que se señala en su placa (Nameplate) suele ser la potencia DC de los paneles solares, luego como estos varían su potencia según la radiación que incide, y además presentan una serie de pérdidas asociadas por ejemplo al aumento de temperatura del panel, que luego se reducen en menor potencia ingresando al inversor, es sensato comprender que la potencia final del proceso sea menor a los 100[MWp].

Existen razones económicas y técnicas sobre porque se instala una potencia DC de los paneles que normalmente supera la potencia AC del inversor, es decir porque una planta PV tiene una potencia de placa mayor que la potencia que entrega, lo que normalmente conocemos como ratio DC/AC, esto se debe a que para producir la mayor cantidad de energía posible, hay que comprender que los paneles reciben una radiación igual o mayor a los $1000 \frac{W}{m^2}$ de diseño, durante solo una fracción muy pequeña del día, la mayor parte del tiempo útil del panel, este operara por debajo de dicha radiación, y por ello el inversor estará también operando bajo su punto óptimo, por ello se instala una mayor potencia DC en paneles, con cuidado que esta produzca el mínimo problema de sobrecarga del inversor (Inverter clipping, visible en figura 4.13), ya que al sobrecargar el inversor la energía que se produce se reduce, o en el peor caso incluso se debe apagar el circuito para protegerlo.

Producto de este aumento en la potencia DC de los paneles, el resultado neto es que se produce más energía sin tener que aumentar la potencia de los inversores, lo que justifica económicamente esta decisión.

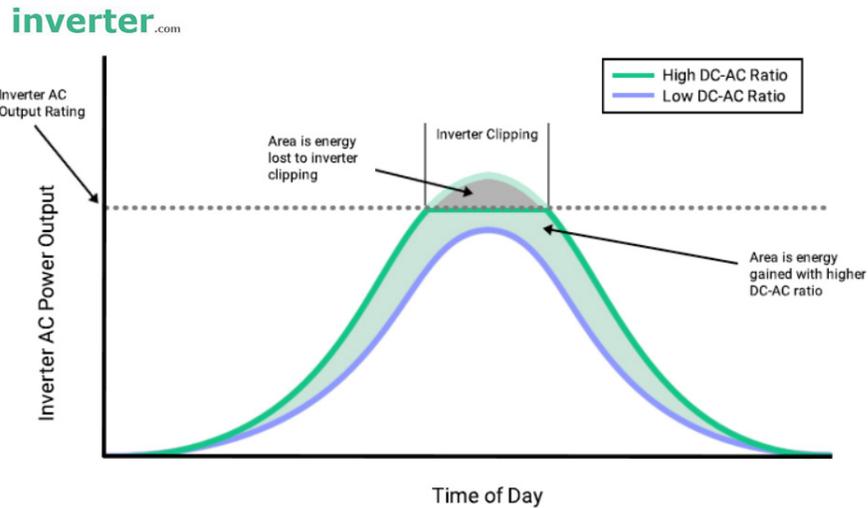


Figura 4.13: Fenómeno de clipping en inversores, donde se aprecia que un alto DC-AC ratio aumenta la energía total producida en un día, pese a que durante un segmento del mismo día el inversor no será capaz de manejar la energía que los paneles produzcan.

Cuando se elige un buen ratio DC/AC se aprecia que las curvas de potencia de los paneles solares, junto a la curva de potencia del inversor, se mueven cercanas para toda hora del año, sin presentar una cota máxima tras la cual el inversor no puede aumentar su potencia, lo que se ve en figura 4.14.

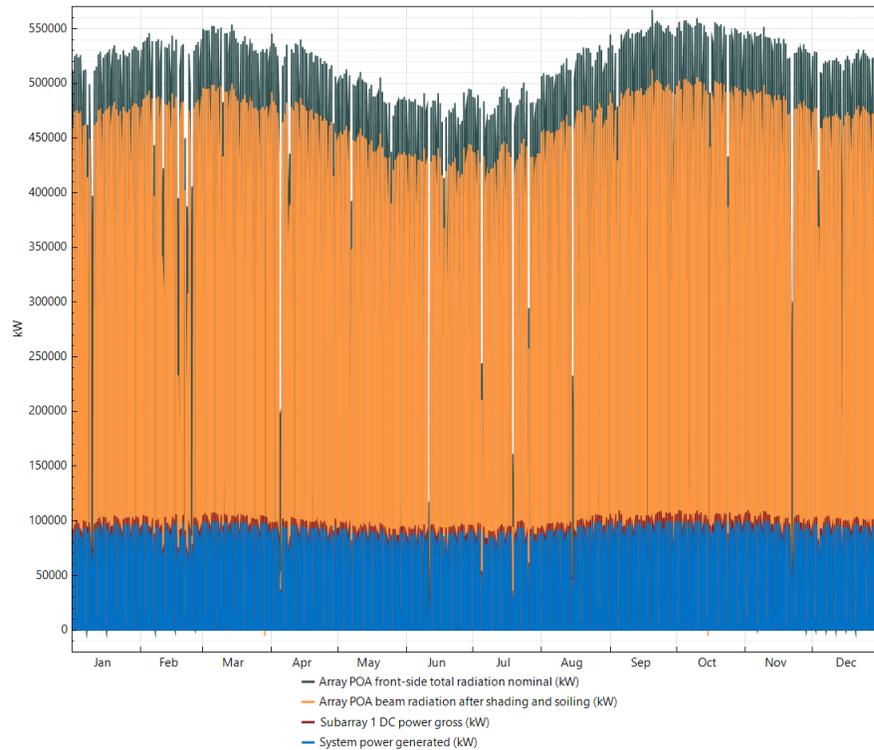


Figura 4.14: Radiación solar total incidente sobre los paneles [KW](verde), radiación solar directa tras pérdidas sobre los paneles [KW](naranja), potencia DC producida por los paneles [KW](rojo) y potencia generada tras el inversor [KW](azul), para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

Otro punto de interés en la generación de energía PV, es la degradación de los paneles, donde para el caso de los paneles usados en la configuración D, estos presentan una degradación inicial de 2%, y una degradación anual de 0.45%, el efecto que esto provoca en los 30 años del proyecto se ve en la figura 4.15, donde al final de la vida útil de la planta esta genera un 85% de la energía que produjo el primer año.

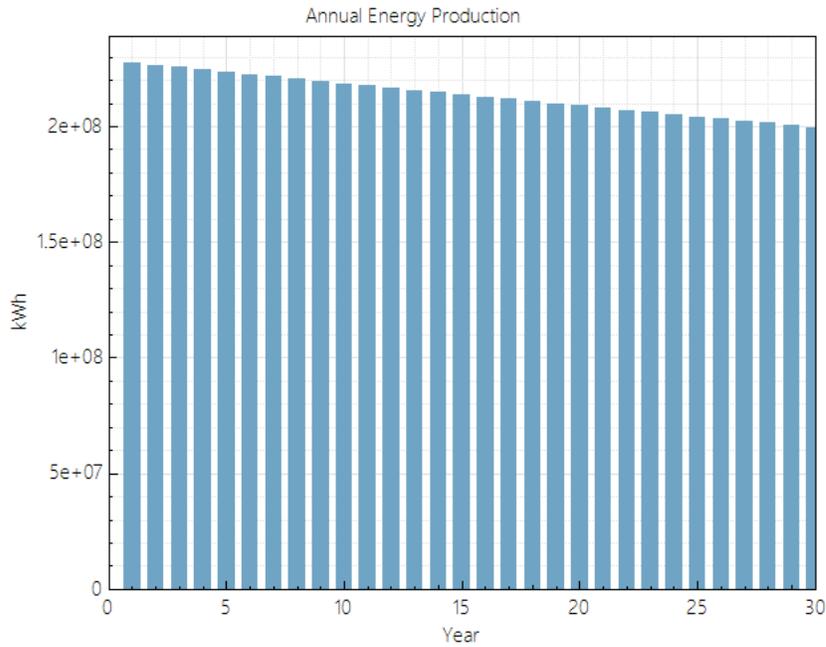


Figura 4.15: Producción de energía eléctrica anual considerando la degradación de la planta (0.45 %), para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

En cuanto a las pérdidas, visibles en figura 4.16 y 4.17, se aprecia que estas se deben principalmente a las diferencias entre los valores del panel operando a condiciones STC(25[°C] y $1000[\frac{W}{m^2}]$) con respecto a las condiciones reales del sitio (mayor temperatura con radiación variable), así como las pérdidas por polvo (Soiling loss) y la reflexión (Reflection loss), contrario a esto cabe señalar que la única fuente donde se recupera energía corresponde a la ganancia bifacial, que aporta 3.7 % extra de energía.

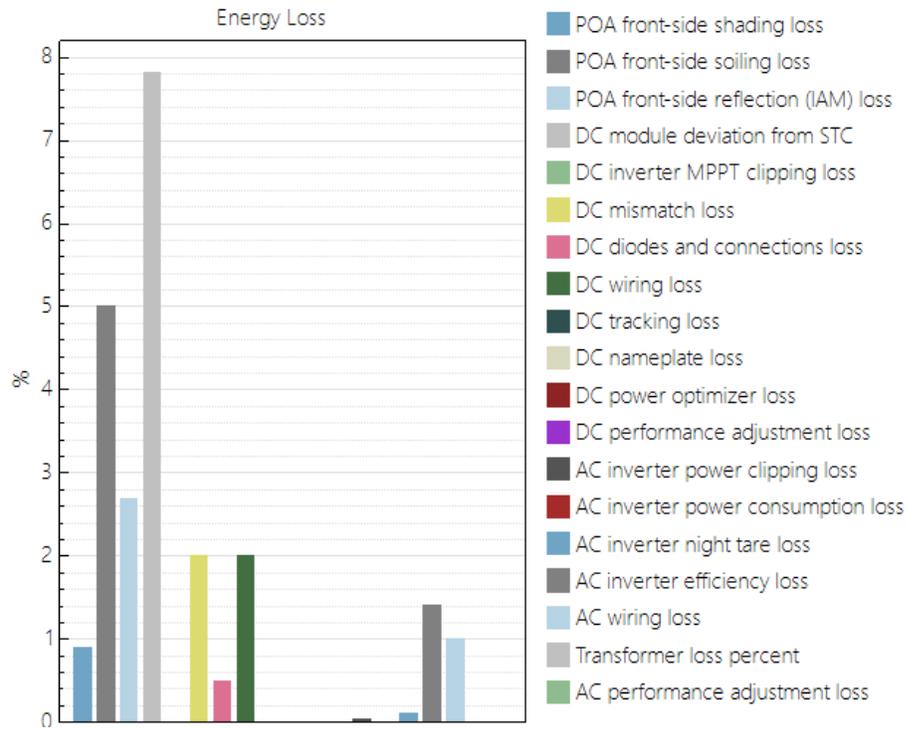


Figura 4.16: Diagrama de pérdidas del caso D, donde la desviación del panel con respecto a sus datos STC en la mayor pérdida, esto principalmente por la temperatura que alcanza mientras opera, para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

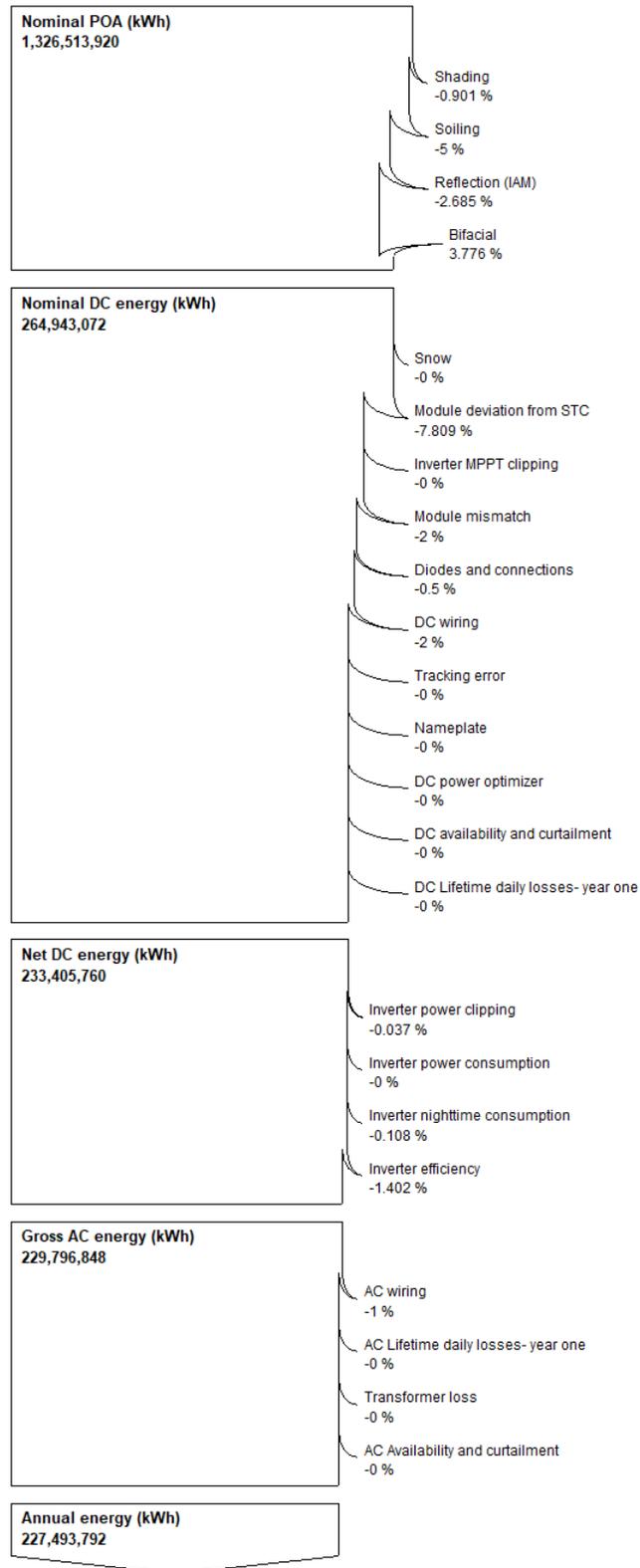


Figura 4.17: Árbol de pérdidas en la producción energética de la planta PV, donde el suelo y la desviación del panel con respecto a sus datos STC son la principal razón de las pérdidas, mientras que la única fuente de recuperación es la ganancia bifacial del panel, para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

Además cabe decir que mientras mayor sea la temperatura de operación del panel, mayor será la reducción de potencia que este experimenta, lo que se describe en la ficha técnica del mismo panel, un ejemplo de la variación de temperatura que experimenta el panel con respecto al ambiente se ve en 4.18, donde se ve como al existir radiación incidente, se produce un aumento de temperatura en panel que sobrepasa la temperatura ambiente, hasta alcanzar lo que se llama 'NOCT temperature', que es la temperatura de operación del panel (aprox. 45°C).

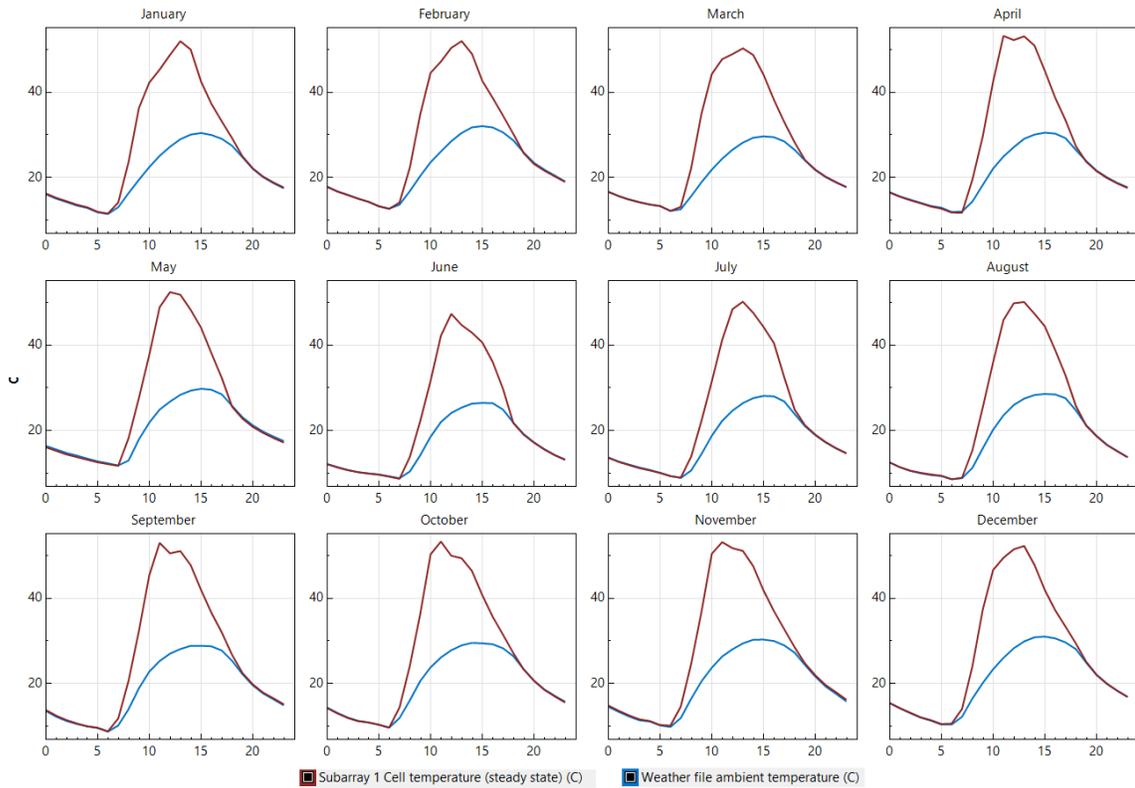


Figura 4.18: Temperatura ambiental(azul) y temperatura del panel solar(rojo), se aprecia que la temperatura del panel se eleva cuanto esté en operación alcanzado el Valor Noct, lo que reduce su eficiencia para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

Tras lo anterior, también se ilustra el flujo de caja de la central, el cual se puede ver en figura 4.19, de esto cabe decir que se utilizó la tabla de depreciación acelerada del Servicio de Impuestos Internos (SII) disponible online en su apartado de sector energético [53], así como la base de datos sobre costos de SAM para estimar algunos equipos, más precios disponibles online en catálogos de proveedores nacionales (Tritec-intervento), además del precio de arriendo del terreno el cual fue obtenido desde el Ministerio de Bienes Nacionales [54].

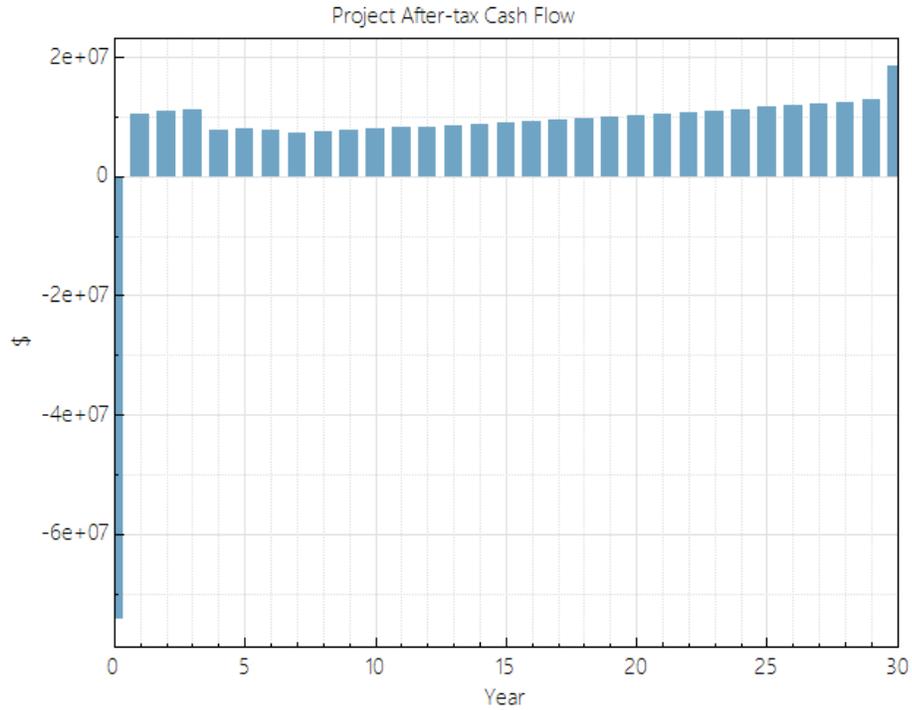


Figura 4.19: Flujo de caja para la planta PV en el caso D, se precia que la inversión inicial es el principal gasto, y que el utilizar inversores de tipo central permite ahorrar producto de su mayor vida útil, para revisar la configuración D revise tabla 3.7.

4.3. Resultados CSP

Los resultados de los casos A, B, C y D (definidos en la tabla 3.9), para la planta CSP ubicada sobre 827 [hectáreas] de terreno en Calama (seleccionada del listado de ubicaciones posibles 3.3) se resumen en la tabla 4.3, que se muestra a continuación:

Tabla 4.3: Resultados CSP en casos A, B, C y D.

Métrica	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Múltiplo Solar	2.5	2.5	3	3
Horas almacenamiento	14 h	11 h	14 h	11 h
Potencia	100 [MW]	100 [MW]	100 [MW]	100 [MW]
Energía anual (año 1)	642,154,816 kWh	621,072,064 kWh	723,281,856 kWh	657,929,280 kWh
Factor de capacidad (año 1)	73.40%	71.00%	82.60%	75.20%
Agua utilizada	101,429 m ³	99,539 m ³	117,601 m ³	112,916 m ³
Precio PPA (año 1)	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh	4.49 ¢/kWh
Inflación precio PPA	3.00%/año	3.00%/año	3.00%/año	3.00%/año
Precio PPA nivelado (nominal)	5.62 ¢/kWh	5.63 ¢/kWh	5.69 ¢/kWh	5.67 ¢/kWh
Precio PPA nivelado (real)	4.28 ¢/kWh	4.29 ¢/kWh	4.34 ¢/kWh	4.32 ¢/kWh
LCOE (nominal)	11.65 ¢/kWh	11.67 ¢/kWh	11.36 ¢/kWh	12.00 ¢/kWh
LCOE (real)	8.88 ¢/kWh	8.90 ¢/kWh	8.66 ¢/kWh	9.14 ¢/kWh
VAN	\$-359,824,224 USD	\$-348,398,112 USD	\$-380,215,424 USD	\$-386,354,208 USD
Tasa interna retorno (TIR)	-2.86%	-2.92%	-2.17%	-3.01%
Año TIR	20	20	20	20
TIR final del proyecto	0.31%	0.27%	0.82%	0.19%
Costo de capital	\$659,383,424 USD	\$636,339,776 USD	\$725,691,904 USD	\$702,057,472 USD
Deuda	0 USD	0 USD	0 USD	0

Con esta información se aprecia que la configuración C, que utiliza 9 405 Helióstatos de 144[m²] cada uno, junto a un receptor de 16.2[m] de diámetro y 17.6 de alto, instalado sobre una torre de 193.9[m] de alto, con un almacenamiento de 31 735[t] de sales fundidas, que se almacenan en dos estanques cilíndricos de acero inoxidable con 45.1[m] de diámetro y 12[m] de alto, para los cuales se necesitan 2 estaciones de bombeo, la primera para las sales del ciclo receptor-estanque con 2 078 $\frac{kg}{s}$ de caudal, y la segunda para las sales del ciclo estanque-intercambiador de calor con un flujo de 630 $\frac{kg}{s}$, con ellas se alimenta de sales a los 4 intercambiadores de calor (de tipo tubo y coraza), que luego entregan dicha potencia al grupo turbina-generador de 100[MW] de potencia neta, para la cual se necesita un flujo de agua adicional de 2.2 [$\frac{kg}{s}$] con fines de refrigeración, los detalles de la configuración se pueden ver en SAM, tanto como para la configuración C, como para las demás, ya que se hace entrega de ellas junto al estudio realizado.

En cuando al caso C, se decide mostrar sus resultados con mayor detalle debido a que estos son los que obtienen los mejores valores, esto es debido a que:

- El caso C entrega la mayor cantidad de energía producida con 723 281 856[KWh], esto para las mismas condiciones de radiación solar que los demás casos.
- Tiene el factor de capacidad más alto de las cuatro opciones, con 82.6%, lo que supera a los resultados de plantas nuevas en operación al 2020, cuyo factor en promedio es de 42%, esto según lo reportado por IRENA en 'Power generation costs in 2020', [25], esto se podría explicar por dos razones, la primera vendría a ser una baja radiación solar en los lugares en que dichas plantas reportadas por IRENA se instalaron en el año 2020

comparadas a la radiación que se encuentra en Chile, la segunda es que dado los altos costos de inversión de una central CSP, esta se diseña solo para operar durante las horas de la noche, que son los que alcanzan los mayores precios de energía, minimizando así la inversión requerida, al mismo tiempo que se mejora el flujo de caja, pero obteniendo un menor factor de capacidad.

- Entrega el menor LCOE de todos los casos, con \$11.36(Nominal) $[\frac{\text{¢}}{\text{MWh}}]$ y \$8.66(Real) $[\frac{\text{¢}}{\text{MWh}}]$, los cuales son mayores al precio de venta PPA de \$4.49 $[\frac{\text{¢}}{\text{MWh}}]$ (que equivale al promedio anual del costo marginal del nodo Cardones), esto permite comprender en buena parte porque ninguno de los proyectos logra obtener un flujo de caja positivo, pese a que el caso C obtiene LCOE menores a los demás.

Además, al comparar estos resultados del caso C con los costos informados por IRENA en 'Power generation costs in 2020', [25], donde el LCOE para la energía solar es en promedio $10.8 \frac{\text{¢}}{\text{kWh}}$ (ver figura 3.29), se aprecia que la planta modelada obtiene un LCOE dentro de los rangos esperados para este tipo de plantas en el mundo, por lo que a pesar de los altos costos que obtienen, estos están en el rango esperable para este tipo de tecnología.

- A pesar de que todas las centrales tienen costos de capital que no son recuperados en el periodo de operación de la central, estos costos de inversión que oscilan entre $6363 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$ hasta los $7256 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$, están cercanos a los que el gobierno de Chile estima para la construcción de una central CSP en el país, los cuales oscilan entre $4500 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$ a $5500 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$, donde la mejor manera de alcanzar estos costos consiste es dimensionar la planta para que este opere solo durante las horas donde la electricidad tiene un mayor costo, es decir cuando el costo marginal sobrepase el LCOE de la planta, lo que para el CASO C esta más cercano a ocurrir que para los demás debido a su menor LCOE, que de dar paso a una optimización de la operación y dimensión de la planta podría mejorar aún más sus resultados.

Producto de las razones y la discusión anterior, se elige al caso C como el que tiene los mejores resultados para las condiciones evaluadas, y por ello se presentan los valores más importantes de este, los que se verán a continuación, en cuanto a los detalles de cada caso, con sus configuración de costos, ingresos, cantidad de equipos, montaje, etc. se adjuntan al informe en un archivo compatible con SAM, para la revisión de cualquier persona interesada.

Una de los resultados más importantes de cualquier planta de electricidad, es la potencia que esta entrega, donde para el caso CSP se aprecia que esta puede ofrecer una potencia elevada para cualquier época del año gracias al almacenamiento del calor en sales fundidas, pero como existe una variación en la radiación entre el invierno y verano, también se aprecia que existirá una variación en la potencia de la planta, teniendo que al tomar 1 semana de invierno cualquiera (ver figura 4.21) y una semana de verano cualquiera (ver 4.20, se aprecia que el comportamiento de la planta en verano es entregar una potencia entre 80 a 100[MW], mientras que en invierno incluso se debe comprar potencia a la red para calentar las sales

durante la mañana, por esto a pesar de ofrecer una potencia importante durante día y noche, esta no tiene el mismo grado de confiabilidad en el invierno.

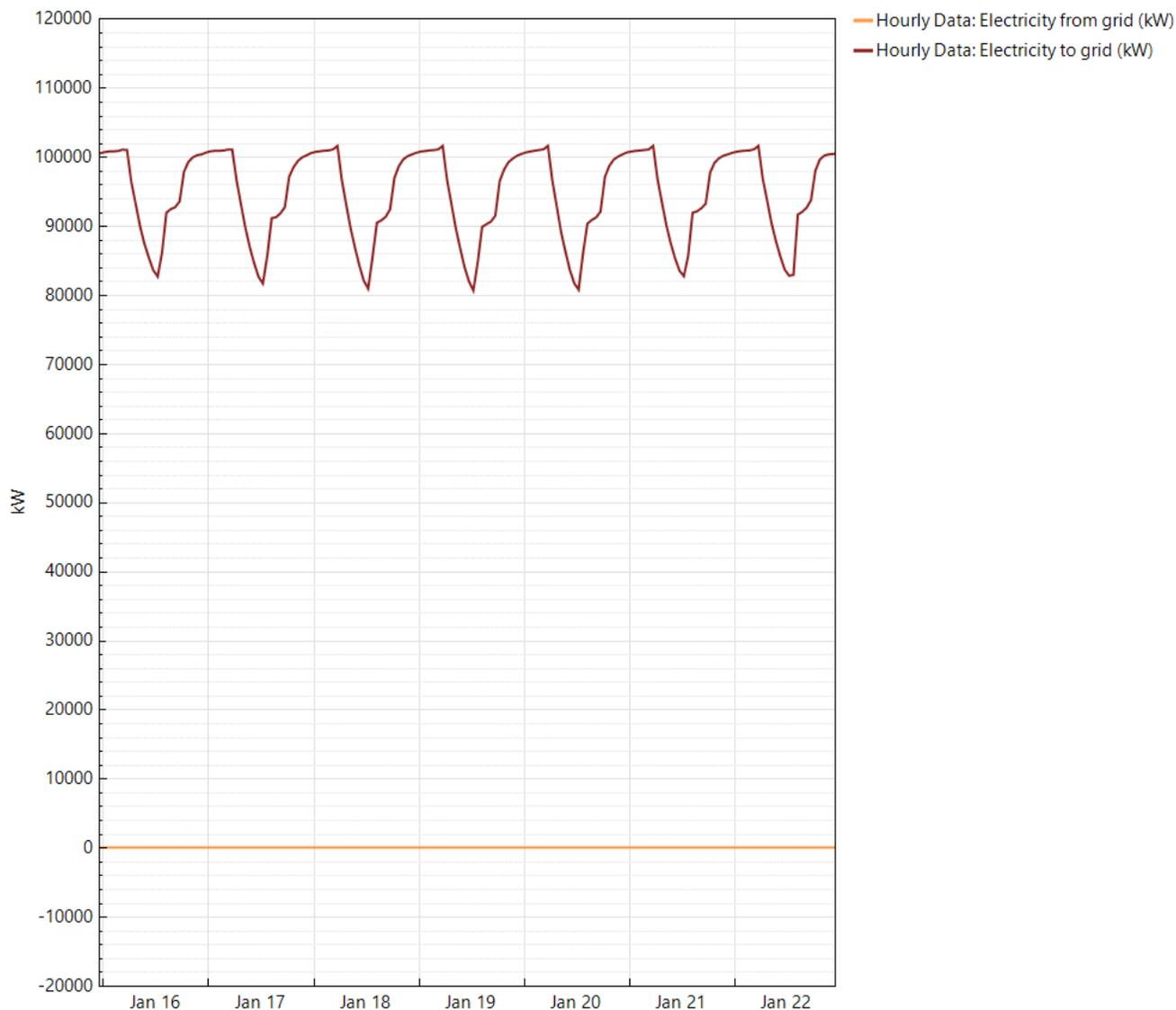


Figura 4.20: Detalle de la potencia enviada a la red (rojo), así como la potencia que es tomada de la red(naranja), para el 16 al 22 de enero, se aprecia que durante el verano no es necesario tomar potencia desde la red por lo cual la central CSP opera entre 80[MW] y 100[MW], para revisar la configuración C revise tabla 3.9

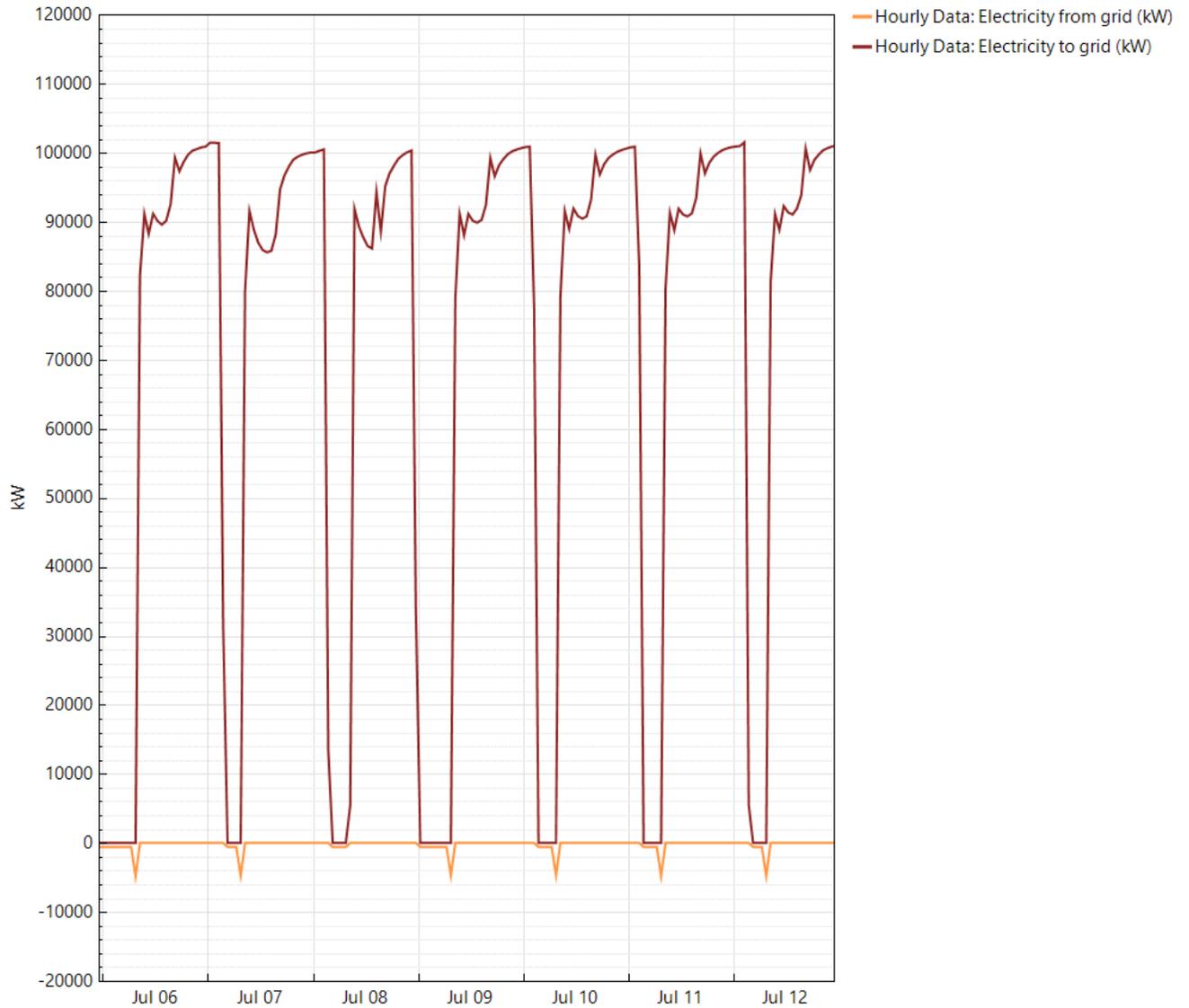


Figura 4.21: Detalle de la potencia enviada a la red (rojo), así como la potencia que es tomada de la red(naranja), para la semana del 6 al 12 de Julio, se aprecia que durante el invierno es requisito tomar potencia desde la red, por lo tanto se debe gastar dinero en mantener las sales calientes, así como en calentar las sales que serán enviadas al receptor en la mañana, producto de esto la potencia enviada a la red varia desde 0[MW] hasta 100[MW], para revisar la configuración C revise tabla 3.9

Otra forma de ver como varia la potencia con respecto al tiempo, es graficar la potencia de la central CSP por mes, lo que se aprecia en figura 4.22

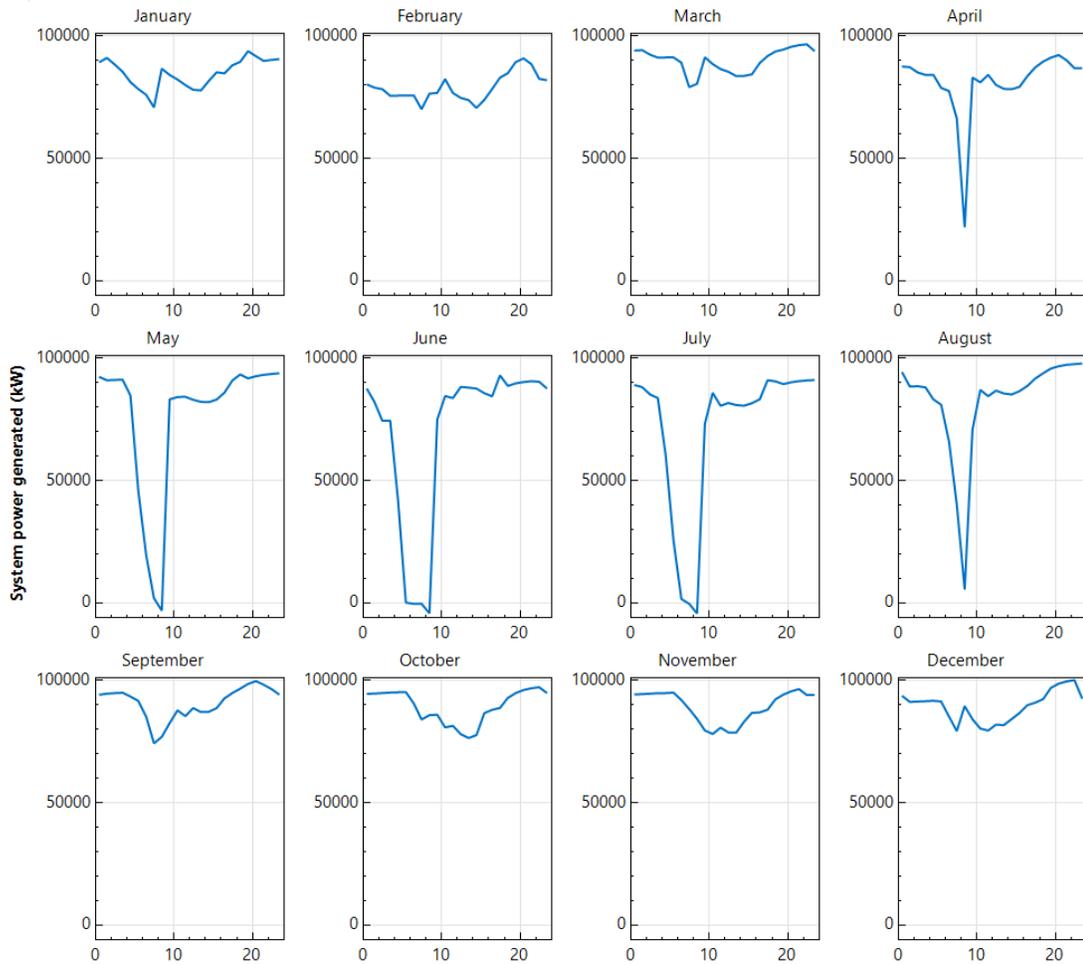


Figura 4.22: Producción de energía mensual durante el primer año, para los meses de septiembre (September) a marzo (March) se aprecia que la generación se mantiene constante, con una caída de abril (April) a agosto (August), para revisar la configuración C revise tabla 3.9

Además, se puede ver la potencia enviada a la red, así como la potencia tomada de la red, de manera instantánea para cada hora del año, lo que nos entrega la figura 4.23, donde vemos como de manera notoria entre mayo (May) y agosto (Aug) se llegan a consumir 8[MW] de potencia desde la red con fines de calentar y mantener las sales fundidas por sobre su temperatura de congelamiento.

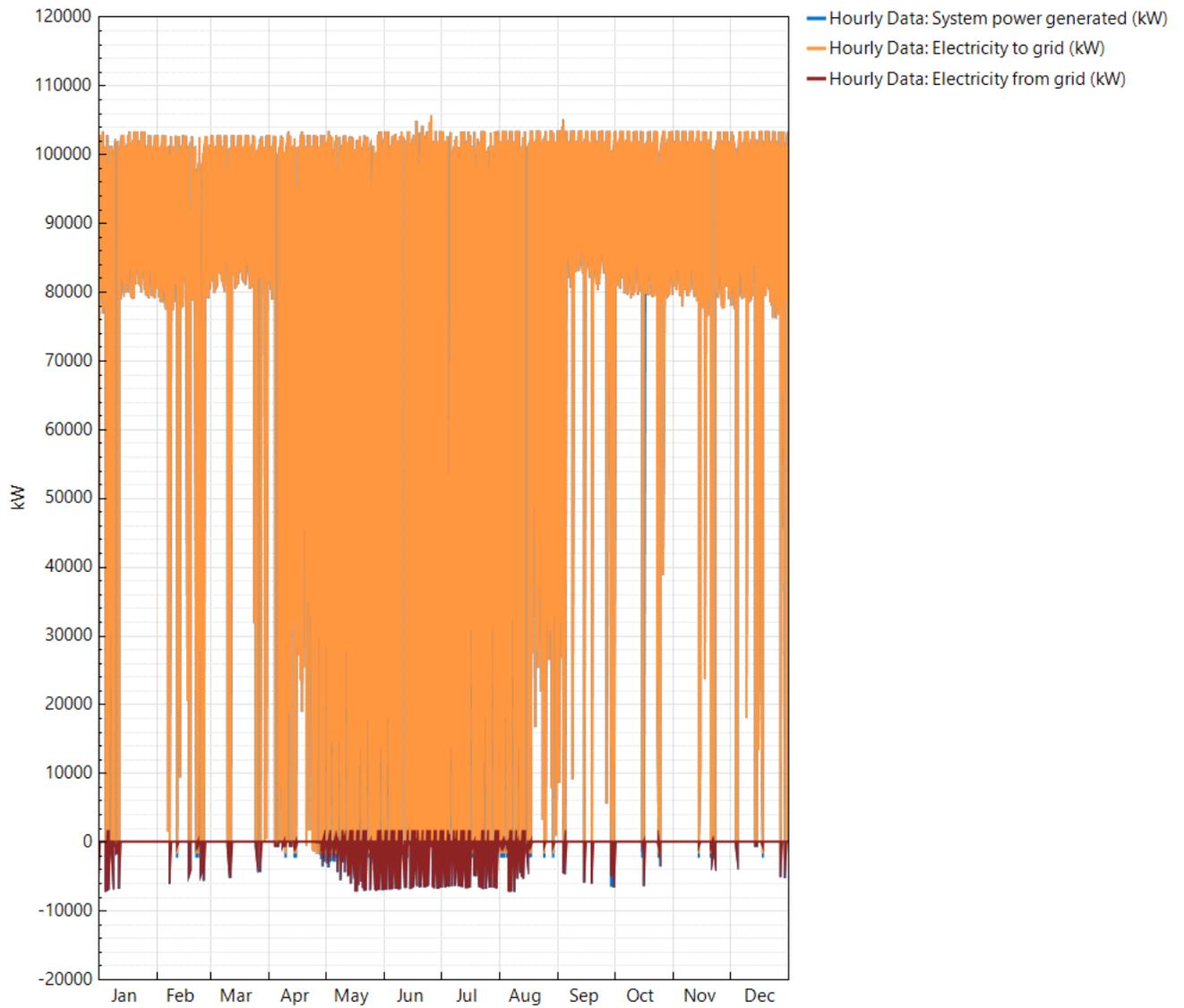


Figura 4.23: Energía que es enviada a la red(naranja) y energía que es tomada de la red(rojo), durante el invierno se necesita adquirir energía de la red para calentar las sales en la mañana, para revisar la configuración C revise tabla 3.9

En cuanto a la degradación anual de la planta CSP, se aprecia que este fue de solo 0,12 %, lo que nos entrega la siguiente producción de energía anual histórica, visible en figura 4.24:

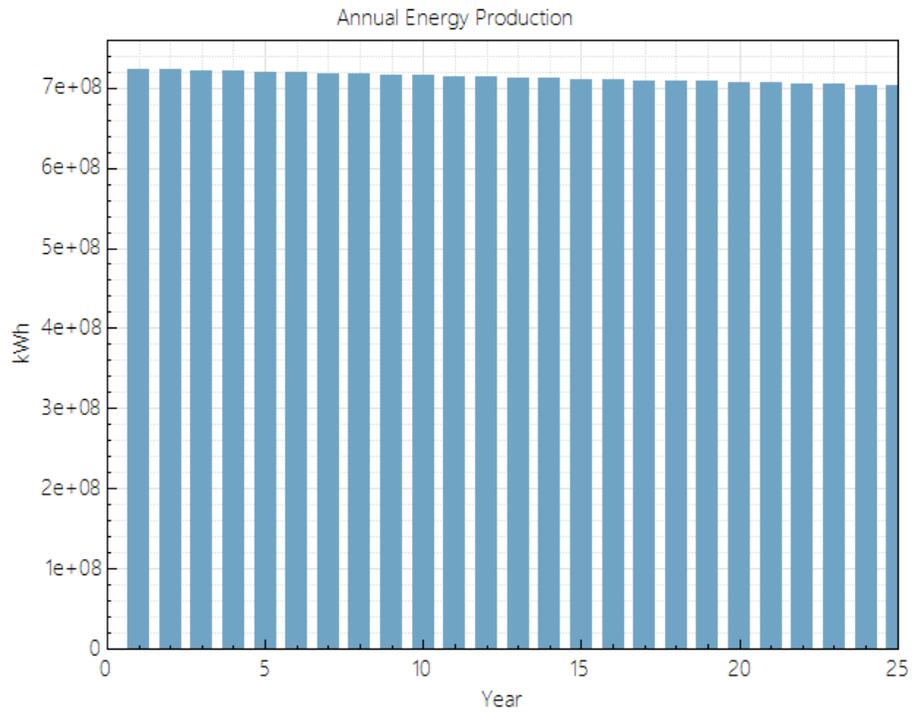


Figura 4.24: Producción de energía eléctrica anual considerando la degradación de la planta CSP, para revisar la configuración C revise tabla 3.9

En cuanto a la potencia total de la radiación que incide sobre los helióstatos, esta tiene un valor bajo $1500[MWt]$ para el 90% de los datos medidos (figura 4.25).

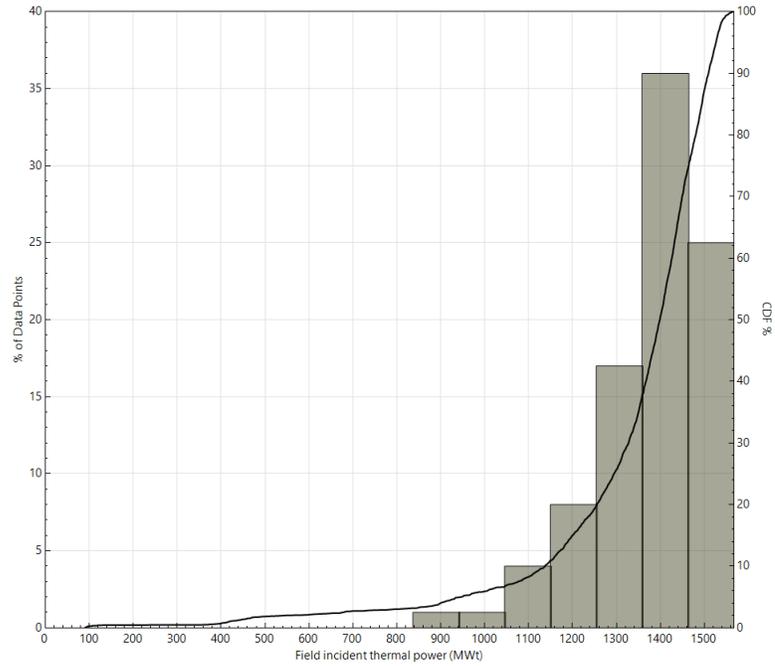


Figura 4.25: Distribución de la potencia térmica total que incide sobre el campo, la mayor cantidad de datos está en torno a 1300-1500[MWt], para revisar la configuración C revise tabla 3.9

Dicha radiación incidente sobre los heliostatos es reflejada y concentrada dependiendo de la eficiencia óptica del campo, cuya moda es 56 % para los datos de un año.

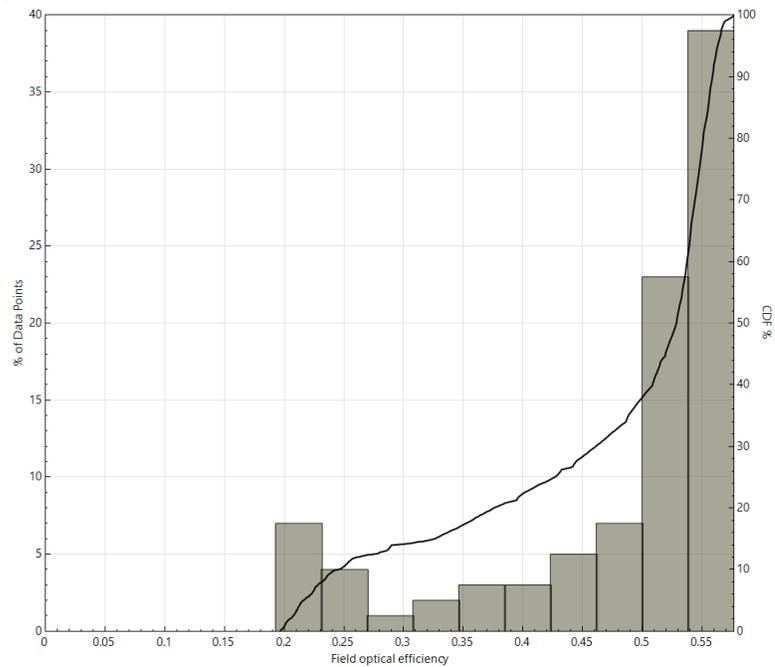


Figura 4.26: Eficiencia óptica del campo, se aprecia que la mayor cantidad de datos oscila en torno a 50-58 % de eficiencia, para revisar la configuración C revise tabla 3.9

Una vez que esta potencia es concentrada en el receptor, debe ser traspasada al HTF (las sales fundidas), lo que nos entrega una potencia térmica de 700-820[MWt] (ver figura 4.27).

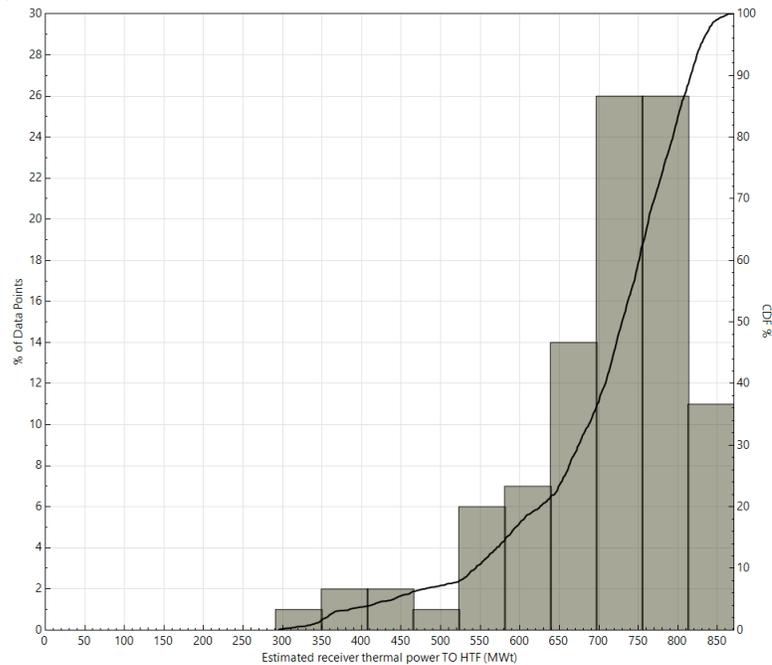


Figura 4.27: Distribución de la potencia térmica entregada por el receptor al HTF, se aprecia que el 90 % de los datos está bajo 810[MWt], para revisar la configuración C revise tabla 3.9

Luego la potencia térmica se traduce en una potencia eléctrica, la cual dependerá de la eficiencia del ciclo de potencia Rankine (explicado en Anexo CSP), dicha eficiencia del ciclo de potencia (PC) varía desde un mínimo de 35 % a carga parcial, hasta un 41 % a carga completa.

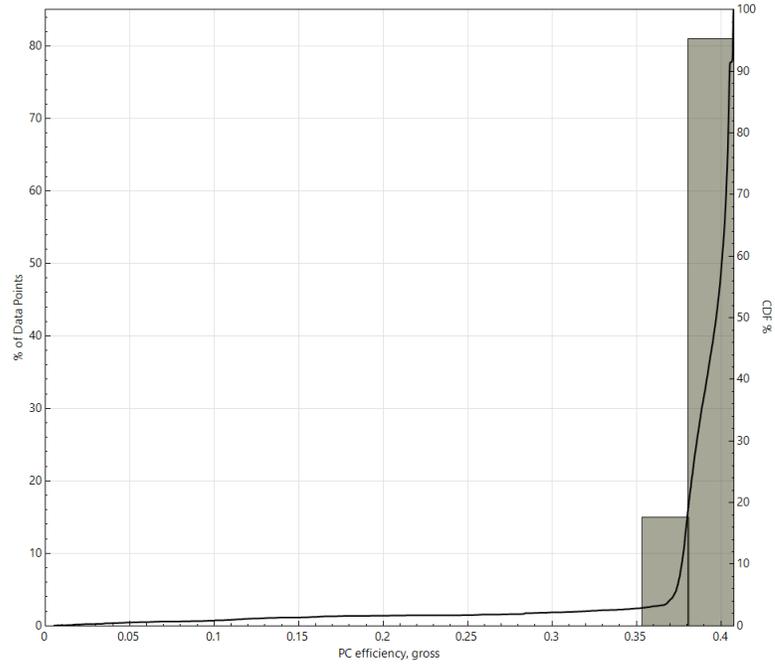


Figura 4.28: Eficiencia del ciclo de potencia (Power Cycle-PC), se aprecia que la eficiencia disminuye respecto de su valor máximo(41 %), lo que puede deberse a las pérdidas de carga, para revisar la configuración C revise tabla 3.9

En cuanto a los estanques que almacenan el HTF, se aprecia que estos pierden calor a una tasa de 1.1[MWt], por lo que se requiere poseer un equipo que posea como mínimo una potencia de 1.1[MWt], la cual deberá estar operativa por tanto tiempo como se requiera mantener las sales fundidas.

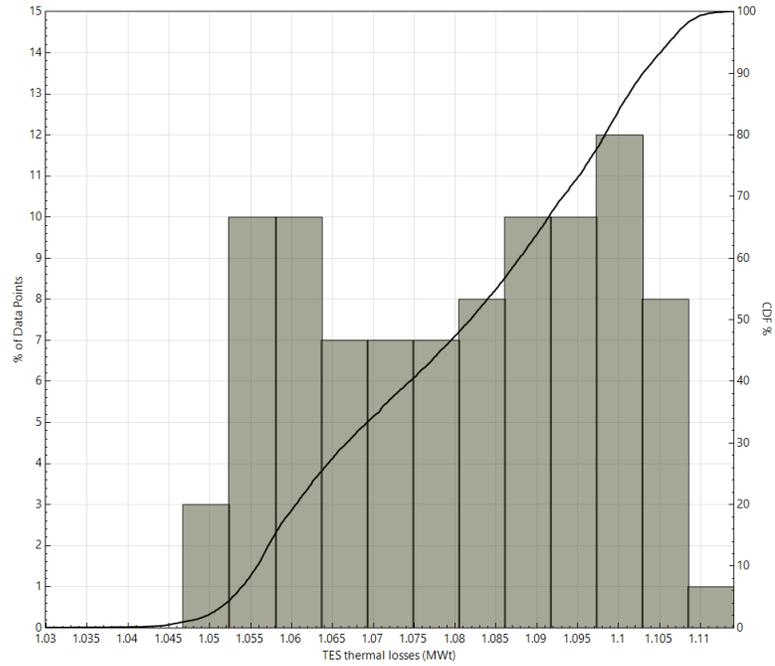


Figura 4.29: Pérdidas de energía en el sistema de almacenamiento térmico, existe 1,11[MWt] de potencia perdida debido a esto, para revisar la configuración C revise tabla 3.9

En cuanto a las dimensiones de la planta, se aprecia que está necesita 827 [hectáreas] en total, las cuales son utilizadas principalmente por el campo de helióstatos, que necesita 808 [hectáreas], esto es ejemplificado en la figura 4.30.

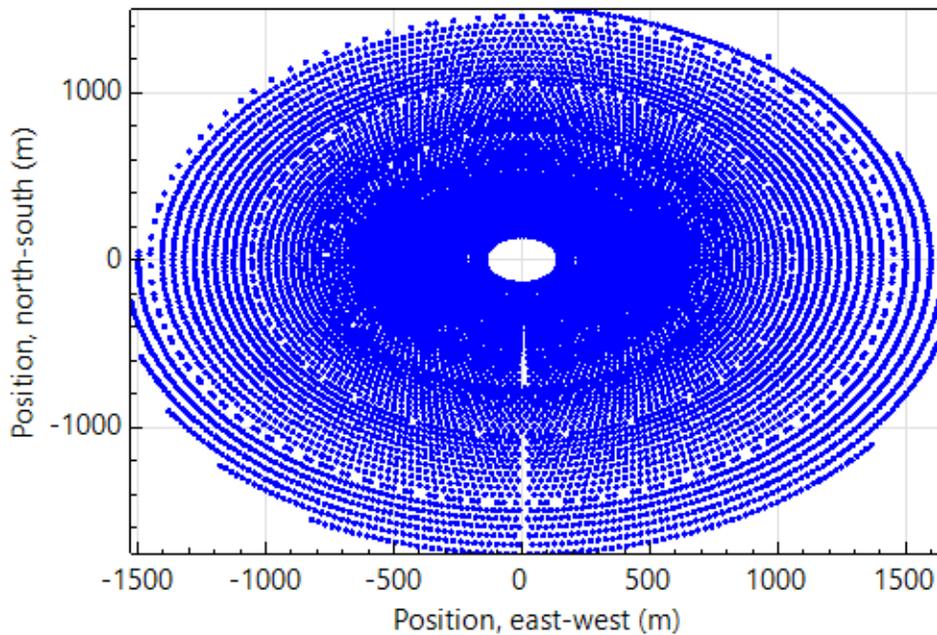


Figura 4.30: Ubicación optimizada de los helióstatos en la planta CSP para el caso C, para revisar la configuración C revise tabla 3.9

Tras lo anterior, también se ilustra el flujo de caja de la central, el cual se puede ver en la figura 4.31, de esto cabe decir que se utilizó la tabla de depreciación acelerada del Servicio de Impuestos Internos (SII) disponible online en su apartado de sector energético [53], así como la base de datos sobre costos de SAM para estimar algunos equipos, además del precio de arriendo del terreno el cual fue obtenido desde el Ministerio de Bienes Nacionales [54].

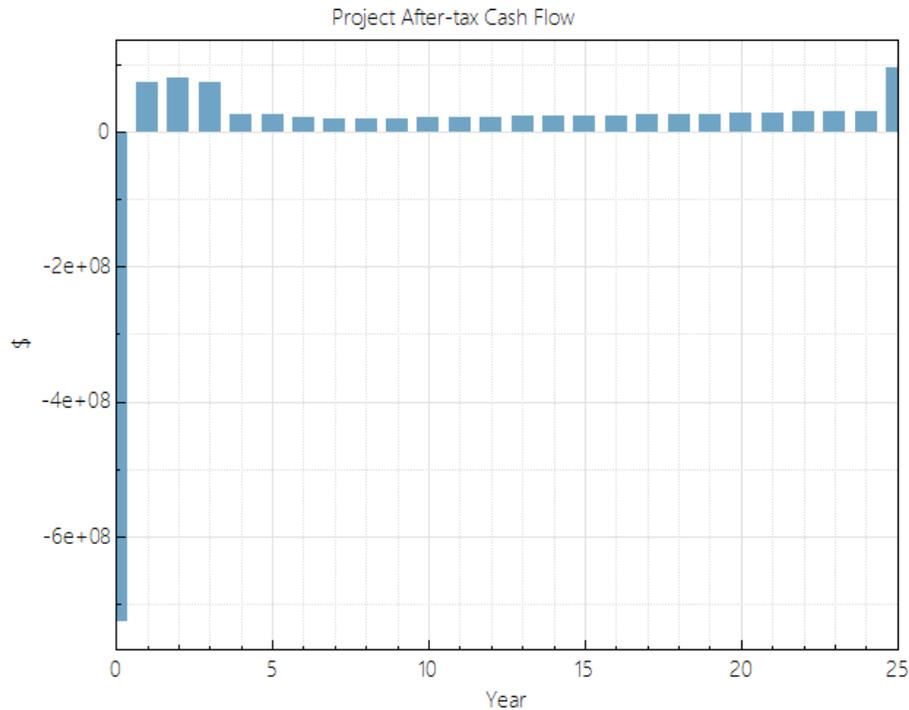


Figura 4.31: Flujo de caja de la central CSP, se tiene que la inversión inicial es el gasto más importante, mientras que los principales ingresos vienen por la vía de reducción de impuestos por depreciación, ventas de energía, y bonos de carbono, para revisar la configuración C revise tabla 3.9

4.4. Resultados Medioambientales

4.4.1. Resultados Medioambientales: Emisiones actuales

Para conocer la contaminación asociada al estado actual del SEN, se utiliza el 4° Inventario de gases de efecto invernadero (INGEI) [19], el cual tiene los datos de GEI hasta el año 2018, donde para ese año Chile emitió 32 648 000[tCO₂eq] ligados al sector eléctrico, que representan el 29% del total nacional.

Debido a que los datos más recientes de contaminación son del año 2018, se busca una fuente de información que tenga datos más actualizados de la contaminación asociada a la generación de electricidad, o que permita estimar dichos datos, encontrando que la Comisión Nacional de Energía (CNE) del Ministerio de Energía de Chile, ofrece los factores de emisión de GEI per energía generada:

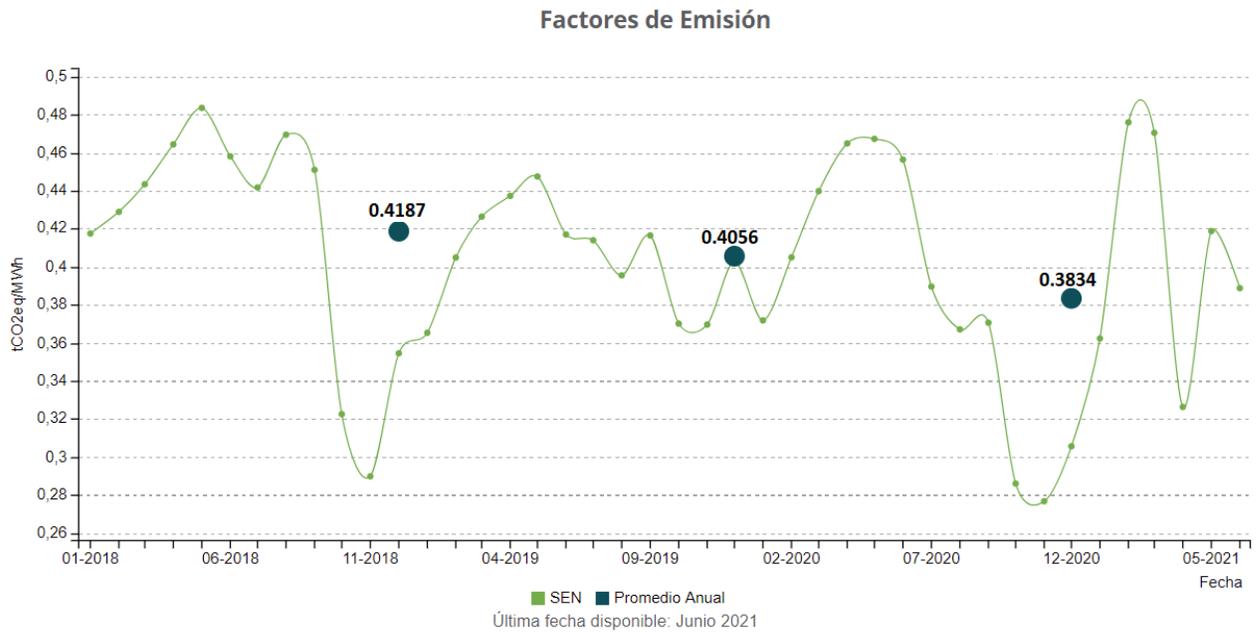


Figura 4.32: Factor de emisiones de GEI del SEN, se aprecia que tiene una caída anual sostenida en el tiempo, pero una alta variabilidad dentro de los meses que conforman un año, su último valor anual(2020) es de 0.3834 $[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, adaptado de Comisión Nacional de energía, Energía abierta [43].

Se destaca que se desprecia el Sistema de Aysén (SEA), con 62[MW] de potencia instalada, y el Sistema de Magallanes (SEM), con 104[MW] de potencia instalada, los cuales no forman parte del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de 28 087[MW] de potencia instalada, porque no se poseen datos de ellos suficientes para incluirlos, lo que dado su pequeño tamaño en comparación al SEN, no debe tener mayor efecto en la estimación.

Conociendo el valor de emisiones para la energía generada en Chile (para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)), se puede comparar con respecto a las matrices energéticas de otros países, así como también estimar cuanto podrían cambiar las emisiones per cápita en Chile de ingresar las ERNC en un mayor grado al actual.

Country	Nuclear (TWh)	Hydro (TWh)	Coal (TWh)	Oil (TWh)	Gas (TWh)	PV and others (TWh)	Total (TWh)	CO ₂ emissions (Mt/year)	CO ₂ average emissions (kgCO ₂ /kWh)
Australia	0.0	17.0	186.7	2.4	34.0	2.4	242.5	203.70	0.840
Austria	0.0	37.2	9.2	1.8	11.0	1.9	61.1	15.72	0.257
Belgium	50.6	1.8	12.7	0.9	23.5	0.9	90.4	23.85	0.264
Canada	77.2	344.3	112.8	17.8	35.6	5.9	593.6	145.08	0.244
Czech Republic	25.6	1.7	51.2	0.0	3.3	0.8	82.6	52.60	0.637
Denmark	0.0	0.0	19.8	1.8	7.6	6.8	36.0	24.81	0.689
Finland	19.0	7.7	22.5	0.7	11.9	8.5	70.3	28.36	0.403
France	448.8	63.3	28.8	11.5	17.3	5.7	575.4	47.20	0.082
Germany	173.3	24.8	321.9	6.2	61.9	30.9	619.0	354.59	0.573
Greece	0.0	5.5	36.7	9.2	8.6	1.1	61.1	49.11	0.804
Hungary	11.4	0.4	9.7	1.8	12.5	0.0	35.7	16.87	0.473
Ireland	0.0	1.0	8.0	2.5	13.0	0.6	25.1	16.05	0.640
Italy	0.0	45.4	45.4	78.6	120.9	12.1	302.4	172.47	0.570
Japan	294.7	102.0	317.4	147.4	272.1	0.0	1133.6	575.39	0.508
Republic of Korea	131.0	7.1	138.1	31.9	42.5	3.5	354.1	186.67	0.527
Luxembourg	0.0	22.6	0.0	0.0	65.1	2.7	90.4	28.58	0.316
The Netherlands	4.1	0.0	28.6	3.1	60.2	6.0	102.0	57.92	0.568
New Zealand	0.0	24.6	3.4	0.0	10.2	4.2	42.4	7.87	0.186
Norway	0.0	136.7	0.0	0.0	0.0	1.4	138.1	0.00	0.000
Portugal	0.0	15.6	14.3	6.0	7.4	2.7	46.0	23.19	0.504
Spain	70.1	49.6	84.7	26.3	43.8	17.4	291.9	128.62	0.441
Sweden	77.1	60.1	4.6	4.6	0.0	7.7	154.1	8.93	0.058
Switzerland	24.5	32.9	0.0	0.0	0.6	1.8	59.8	0.26	0.004
Turkey	0.0	40.5	37.3	11.3	72.9	0.0	162.0	79.91	0.493
United Kingdom	87.9	8.0	139.8	8.0	147.8	7.8	399.3	212.08	0.531
United States	805.5	296.7	2162.0	127.2	678.3	169.5	4239.2	2577.43	0.608

Figura 4.33: Comparación de emisiones de GEI [$\frac{tCO_2eq}{MWh}$] para diversos países, los máximos valores se encuentran en Australia, un país con fuerte dependencia del carbón para generar electricidad, y los mínimos en Noruega que obtiene su electricidad a partir de la energía Hidroeléctrica, extraído de 'Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation', Stoppato, [49].

De la figura 4.32, se extrae que el factor de emisión de GEI para Chile durante el año 2020 es $0.3834[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, y de la figura 4.33 se consigue saber que esto es similar al nivel de Finlandia con $0.403[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$ o España con $0.441[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, los que están cerca del promedio de valores encontrados.

Además, se puede ver que a medida que aumenta la cuota de ERNC se reduce los factores de emisión, lo que se ve en Nueva Zelanda con $0.186[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, mientras que la otra vía para esto es el uso de la energía nuclear la cual reduce drásticamente las emisiones como es el caso de Francia con $0.082[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, o incluso se puede dar una mezcla de energía nuclear con Hidroelectricidad como es el caso de Suiza con $0.004[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$.

Con esto se construyó la siguiente tabla, donde se obtienen las emisiones del sector eléctrico en Chile para los últimos tres años, usando los datos del 4° INGEI(2018) así como los datos obtenidos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para los años 2018, 2019 y 2020, así como el margen de error según la fuente de los datos:

Tabla 4.4: GEI emitidos en Chile debido al sector eléctrico

Año	Generación [MWh]	Factor GEI $\frac{[tCO_2eq]}{[MWh]}$	GEI $[tCO_2eq]$	4° Ingei $[tCO_2eq]$	Error (%)
2018	76 292 000	0.4187	31 943 460	32 648 000	2 %
2019	77 312 000	0.4056	31 357 747	-	-
2020	77 751 000	0.3834	29 809 733	-	-

4.4.2. Resultados Medioambientales: Emisiones para cada fuente renovable estudiada

4.4.2.1. LCA Energía Eólica

En cuanto a la contaminación asociada a la generación de energía eólica, se estudia el estado del arte respecto a esta, encontrado que existen estudios del tipo LCA (Levelized Cycle Analysis), los cuales analizan tanto la fabricación, transporte, operación y deposición de los equipos utilizados en la generación eléctrica, debido a que en particular no se encuentran LCA que abarquen los modelos de turbinas de los fabricantes usados en el informe, se opta por asumir que dada la similitud de tecnología, mientras la potencia sea similar los resultados de emisiones debiesen ser del mismo orden, por esto se encuentra que el fabricante de equipos eólicos Vestas, tiene una gran base de datos con LCA de sus equipos, teniendo como referencia el informe realizado por VESTAS en ‘Life cycle assessment of electricity produced from onshore sited wind power plants based on Vestas V82-1.65 MW turbines’ [46], se extrae que se emiten $0.0066 \frac{[tCO_2eq]}{[MWh]}$ utilizando esta fuente de energía, lo que será el valor de referencia utilizado para comparar la reducción de emisiones que esta fuente de energía produciría en Chile.

4.4.2.2. LCA Energía PV

De forma análoga a las emisiones estimadas para el sector eólico, se investigan los GEI emitidos por medio de LCA para la energía PV, encontrando que existe un amplio resumen de los resultados obtenidos por diversos investigadores y diferentes equipos en ‘Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review’, Ludin N. y otros, [47]

De este informe se extraen los valores obtenidos en figura 4.34, donde para paneles monocristalinos, instalados en tierra, con una eficiencia cercana al 20%, con una vida útil de 30 años, se encuentra que se emiten $0.064 \frac{[tCO_2eq]}{[MWh]}$ utilizando esta fuente de energía, siendo estos los datos que mejor se corresponden a la central a evaluar, ya que coinciden con la configuración usada en esta memoria de título.

Authors	Year	Location	Mounting System	Irradiation (kWh/m ² /yr)	PR	Module Efficiency (%)	System Lifetime (year)	CED (MJ/m ²)	EPBT (Year)	GHG Emission (gCO ₂ /kWh)
Kreith et al.	1990	United States	Ground mounted	N/A	N/A	8.5	30	6300 kWh/m ²	N/A	280
Wilson and Young	1996	United Kingdom	Rooftop	573–1253	0.80	12–14	20	4387–4970 kWh/m ²	7.4–12.1	N/A
Kato et al.	1998	Japan	Rooftop	1427	0.81	12.2	20	3534	11.8	60.1
Dones and Frischknecht	1998	Switzerland	Rooftop	1117	N/A	16.5	30	11,060 kWh/m ²	N/A	114
Alsema et al.	1998	Italy	Ground mounted	1700	0.82	12.7	25	6000–13,900	4–8	200
Alsema	2000	Europe	Rooftop	1700	0.80	14	30	5700	2.5–3.0	50–60
Knapp and Jester	2001	United States	N/A	1800	0.80	N/A	30	8050	4.1	N/A
Jungbluth et al.	2005	Switzerland	Rooftop	1117	N/A	16.5	30	N/A	3.0–6.0	79
Kanman et al.	2006	Singapore	Rooftop	1635	N/A	11.86	25	2.94 MJ/kWh	6.74	217
Alsema and Fthenakis V.	2006	Southern Europe	Rooftop	1700	0.75	N/A	30	N/A	2.7	45
Alsema and de Wild-Scholten	2006	Europe	Rooftop	1700	0.75	14	30	5200	2.1	35
Alsema et al.	2006	Europe	Rooftop	1700 and 1000 (Middle-Europe)	0.75	14	30	N/A	2.1–3.6	35
Jungbluth et al.	2007	Switzerland	Rooftop	1117	0.75	14	30	N/A	3.3	N/A
Fthenakis et al.	2008	Europe	Ground mounted	1700	0.80	14	30	N/A	N/A	36
Alsema et al.	2008	South Europe	Rooftop	1700	0.75	N/A	N/A	N/A	2.0	N/A
de Wild-Scholten	2009	Europe	Rooftop	1700	0.80	14	30	2860	1.80	29
Ito et al.	2010	China	Ground mounted	1702	0.80	N/A	30	41,947 GJ/MW	2.5	50
L.Lu and Yang	2010	Hong Kong	Rooftop	1600	N/A	13.3	20–30	2397	7.3	671
Ito et al.	2011	Japan	Ground mounted	1725	N/A	14.3	30	3986	3.8	193,500
Fthenakis et al.	2012	United States	Ground mounted	1800	0.8	20.1	30	4662	1.4	64.2
Kim et al.	2014	South Korea	Ground mounted	1301.35	0.8	15.96	30	0.56 MJ/kWh	4.65	41.8
Chen et al.	2015	China	N/A	1139–2453	N/A	15.7	25	653.22	0.42–0.91	5.6 – 12.07
Hou G. et al.	2016	Northwest China	Ground mounted	1600	0.75	17.0	25	1186.47	1.7	65.2
		East China	Ground mounted	1200	0.70	17.0	25	1123.11	2.3	87.3

Figura 4.34: LCA PV para diversas configuraciones, para el estudio se utiliza, extraído de ‘Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review’, Ludin N. y otros [47].

4.4.2.3. LCA Energía CSP

En cuanto a la tecnología CSP, sus emisiones se estiman por medio del LCA realizado en ‘Life Cycle Assessment (LCA) of a Concentrating Solar Power (CSP) Plant in Tower Configuration with and Without Thermal Energy Storage (TES)’, de Gassa, G. y otros, [48], de donde se extrae que se emiten $0.0098 \left[\frac{tCO_2eq}{MWh} \right]$ usando la tecnología para generar electricidad, esto se ve en figura 4.35, donde se aprecia que el uso de almacenamiento disminuye las emisiones de la planta CSP producto que permite operar a la planta por una mayor cantidad de horas.

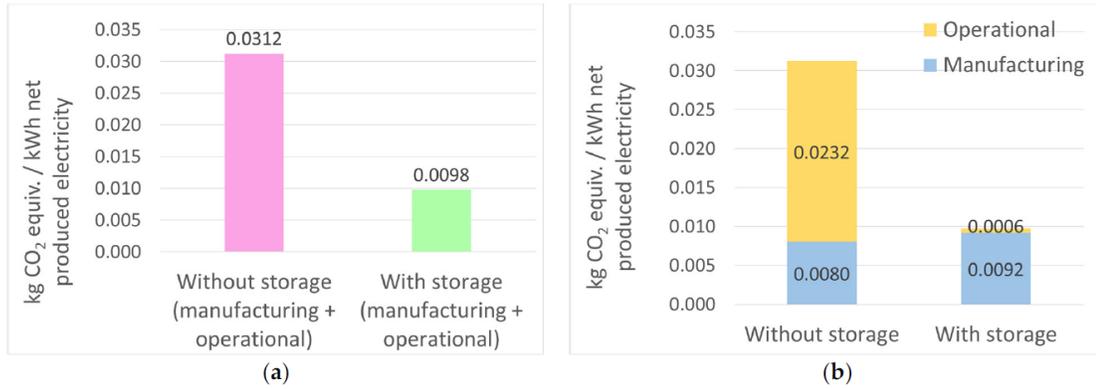


Figura 4.35: LCA para centrales CSP calculada usando la metodología propuesta por IPPC, se aprecia que las emisiones de GEI para el caso de poseer almacenamiento térmico, son significativamente menores a una planta CSP sin almacenamiento, además se aprecia que el origen de dichas emisiones es debido principalmente al proceso de manufactura, extraído de ‘Life Cycle Assessment (LCA) of a Concentrating Solar Power (CSP) Plant in Tower Configuration with and Without Thermal Energy Storage (TES)’, de Gas-sa, G. y otros [48].

4.4.3. Resultados Medioambientales: Reducción de emisiones y Bonos de Carbono

Las emisiones actuales de GEI en el SEN, así como las emisiones de GEI en cada caso estudiado (Eólica, PV y CSP) se resumen en la siguiente tabla. Para estimar la reducción de contaminación por la vía de generar electricidad usando fuentes renovables, simplemente se resta de las emisiones actuales del SEN, las emisiones que produciría cada fuente renovable estudiada, estimando con ello la reducción creada en la contaminación.

En cuanto al precio del carbono, este se extrae de la suposición hecha en la metodología ambiental, donde se asumió que el precio de mercado del carbono se asumió igual al impuesto del carbono que existe en Chile, dejando de lado las externalidades negativas que el carbono provoca en la sociedad.

Tabla 4.5: Factor de GEI por fuente de ingresos debido a Bonos de Carbono.

Fuente de energía	Factor SEN $[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$	Factor fuente $[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$	Reducción por fuente $[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$	Precio Bono Carbono $[\frac{USD}{tCO_2eq}]$	Ingresos Bono Carbono $[\frac{USD}{tCO_2eq}]$
Eólica	0.3800	0.0066	0.3734	\$ 5	\$ 1.87
PV	0.3800	0.0640	0.3160	\$ 5	\$ 1.58
CSP	0.3800	0.0098	0.3702	\$ 5	\$ 1.85

4.4.4. Resultados Medioambientales: Emisiones para la fuente de respaldo

Los factores de emisión del sistema de respaldo se obtienen gracias a diversos estudios, en primer lugar para el caso de una central Hidroeléctrica se analiza 'Life-Cycle Inventory of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions for Two Hydropower Projects in China', de Zhang, Q. y otros, [57], de esto se aprecia que existe una alta variabilidad en las emisiones asociadas a este tipo de energía, ya que para los casos evaluados estos oscilan entre $0.0060[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$ hasta $0.0330[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, lo que se aprecia tiene relación con las condiciones de la ubicación del proyecto hidroeléctrico y su magnitud ya que su variabilidad es alta según la fuente. Para comprobar que esto sea correcto se analiza un segundo estudio, que es 'Life cycle assessment of the Kamchay hydropower plant in Cambodia', de Chhun, B. y otros, [56], de donde se extrae que las emisiones de este proyecto hidroeléctrico per unidad de energía en Camboya son de $0.1410[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$. Teniendo en cuenta esta alta variabilidad en el caso hidroeléctrico, se tomara al promedio de los valores encontrados como el dato a utilizar con valor de $0.0640[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$.

En cuanto al caso de la generación a carbón, se utiliza 'Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production' del NREL, [58], con este se logra obtener que el factor de emisiones para centrales a carbón en el mejor caso es de $0.7410[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$.

Para el caso de la generación a gas se hace uso de 'Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System' del NREL, [55], con este se logra obtener que el factor de emisiones para este tipo de central es $0.4991[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$.

Todo esto se resume en la tabla 4.6, de donde se logra obtener el factor de emisión de GEI para la energía de respaldo es de $0.4552[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$:

Tabla 4.6: Factor GEI del Respaldo

	Respaldo [%]	GEI $[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$
Hidroeléctrica	33 %	0.0640
Carbón	44 %	0.7410
Gas	22 %	0.4991
Respaldo	100 %	0.4552

4.4.5. Resultados Medioambientales: Expansión de ERNC

En cuanto a la reducción de emisiones que se obtendría de ingresar las ERNC en un mayor grado a la matriz del SEN, se aprecia que la máxima potencia demandada en el periodo

analizado (2019) es de 10 793[MW], luego se asume una potencia instalada de 3597.7[MW] para cada fuente estudiada, es decir para el caso Eólico, PV y CSP, se usa una aproximación de la máxima penetración que pueden lograr en el sistema, en este caso tendrían una potencia instalada similar a la potencia máxima que este demanda, lo que no está alejado a la realidad, ya que en la última década, en particular a 2020 la energía PV acumulo 3 574[MW] de potencia instalada, la energía Eólica 2 526[MW] de potencia instalada, y solo la CSP está recién ingresando al SEN (como se ilustra en Anexo SEN-Capacidad histórica instalada).

De esto se puede ver que, al comparar el costo de inversión del crecimiento de las energías renovables dentro del SEN, que se mostrara en la tabla 4.9, que es del orden de 33 316 [MUSD], con la información obtenida desde la proyección de largo plazo del Ministerio de Energía de Chile, visible en figura 4.36, se aprecia que este pertenece a los rangos proyectados de inversión que el mismo Ministerio plantea se realizara en las próximas décadas en el país, por lo cual está cercano a lo que se proyecta como el monto necesario a invertir para el ingreso de las ERNC en la matriz del SEN.

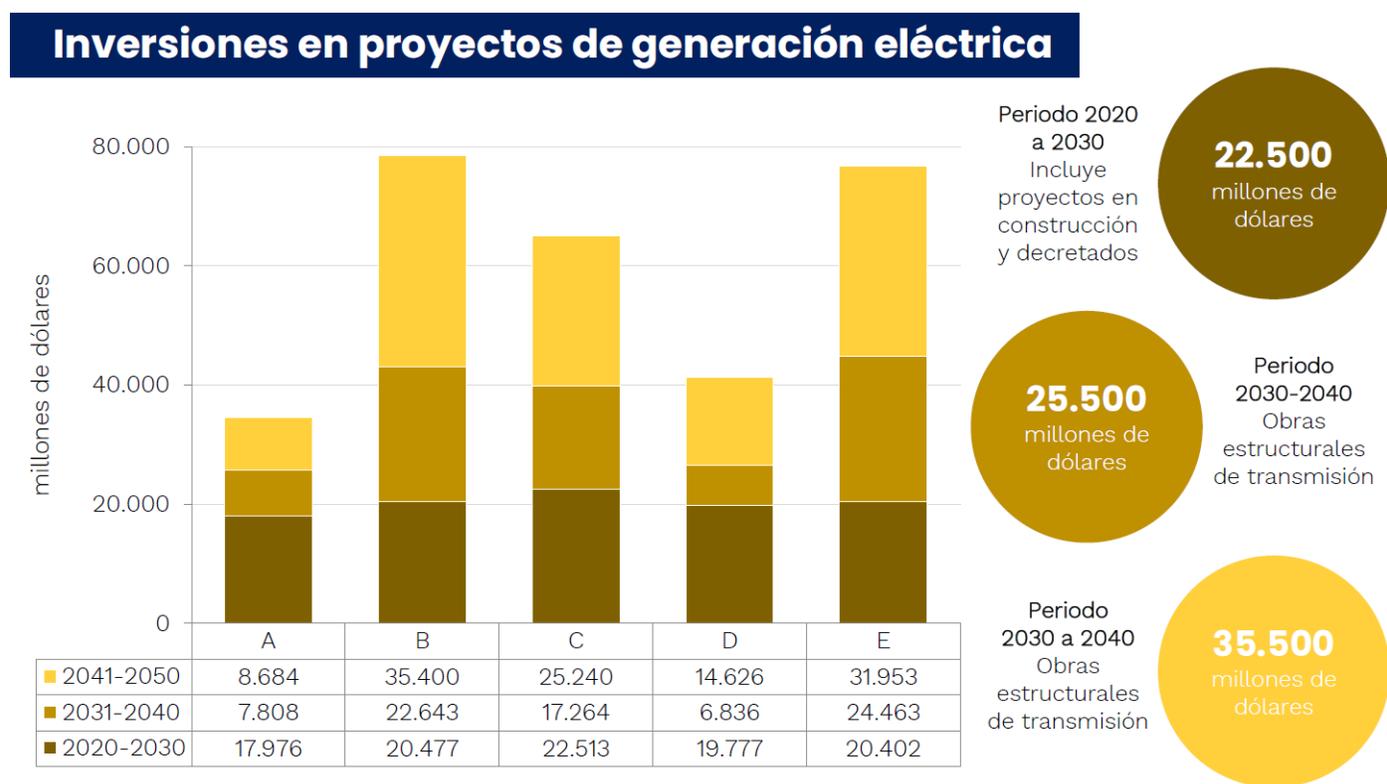


Figura 4.36: Inversión proyectada para las próximas 3 décadas en el SEN, para las 5 diferentes combinaciones de expansión de la matriz energética que el Ministerio de Energía proyecta para Chile, extraído de la planificación energética de largo plazo (PELP) del Ministerio de Energía [35].

Profundizando en el punto de cómo operan las ERNC, se aprecia que estas necesitan tener como mínimo la capacidad de proveer energía a medida que esta es demandada, por lo que como se aprecia en la figuras 4.37, 4.38 existe un problema en este punto.

Si bien las ERNC son capaces de proveer al menos el 40 % de la energía demandada en el país en el caso modelado, (sin considerar el aporte de la Hidroelectricidad), algo que no debe ser ignorado producto que es gran cuota de mercado en la generación eléctrica, dichas ERNC no pueden de satisfacer el 100 % de la potencia requerida a nivel del SEN, para toda hora del año, algo que se apreciara al ver los resultados incluso a pesar que de por momentos tengan una potencia superior a la requerida, la cual en dichas condiciones se perdería, sin poder ser utilizada.

Debido a lo anterior es necesario optimizar el perfil de generación de la planta CSP, para que así esta planta actúe como un regulador (buffer) con respecto a la energía que le entregan las fuentes PV y Eólica, logrando así obtener una potencia final que asemeje a una curva constante.

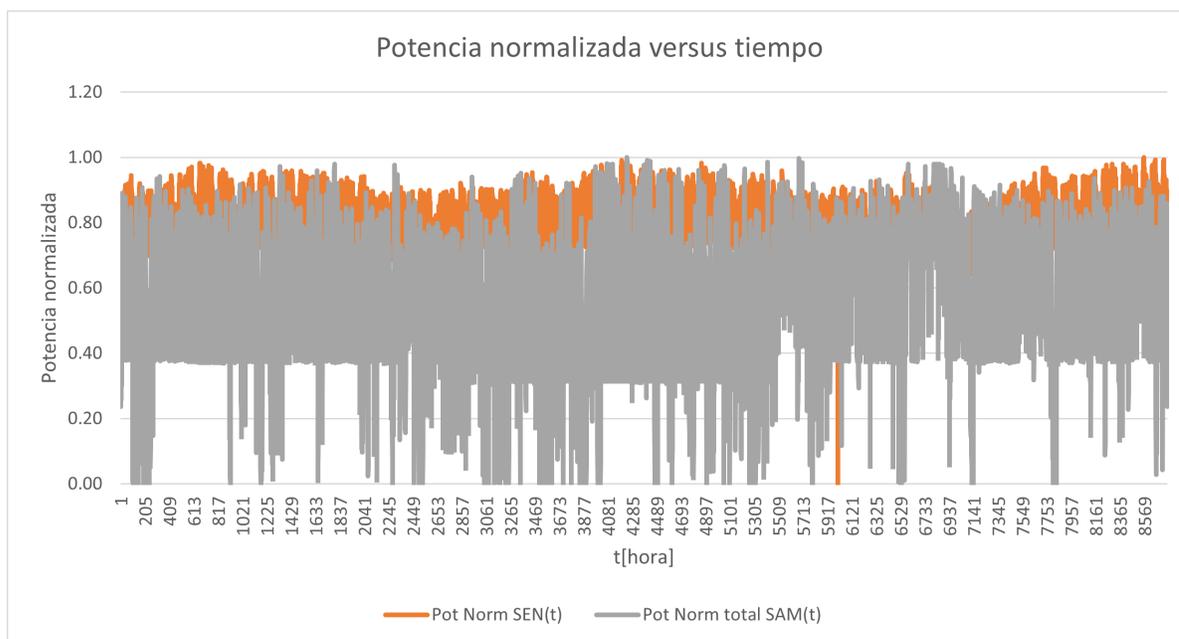


Figura 4.37: Potencia normalizada del SEN(t) y potencia normalizada total de SAM(t), se aprecia que el sistema basado en ERNC modelado en SAM y normalizado es capaz de proveer desde un 40 % a 80 % de la potencia requerida por el SEN.

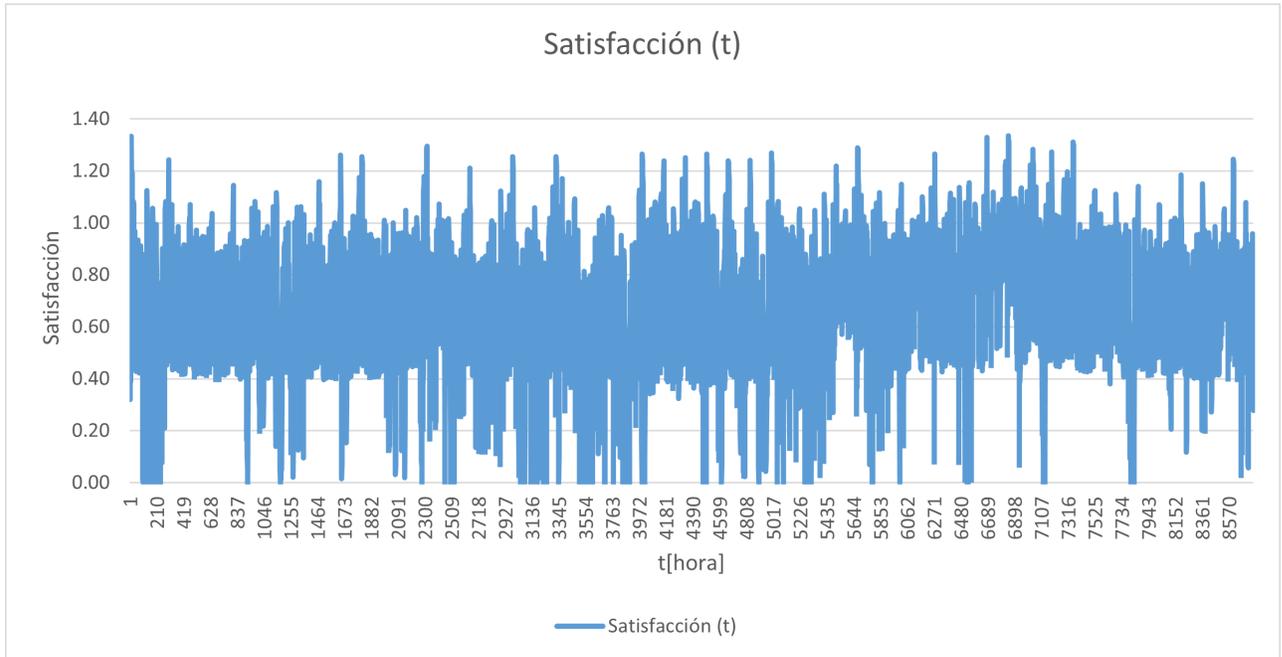


Figura 4.38: satisfacción(t) para el primer año de operación, se aprecia que durante 621 horas se logra superar la potencia requerida, y en 8139 horas es necesario algún tipo de respaldo adicional de potencia.

Para comprender de mejor manera el $\Delta Potencia(t)$ que representa el exceso o falta de potencia a suplir, se puede ver la figura 4.39, donde se aprecia que la máxima potencia faltante es de -10 040[MW], lo que representa que se requiere un respaldo del 93% de la Máxima Potencia del SEN(t) que es de 10793[MW]. Si bien este valor puede parecer excesivo como potencia de respaldo, debe señalarse que es inferior al que actualmente posee el SEN, ya que este tiene una potencia instalada de 28 087[MW], mientras que su máxima potencia consumida fue de 10 793[MW], por lo que el factor de seguridad es 2.6, lo que supera a lo que requiere un sistema basado en ENRC que utilice fuentes de respaldo para proveer la energía adicional, lo que se muestra en la tabla 4.7.

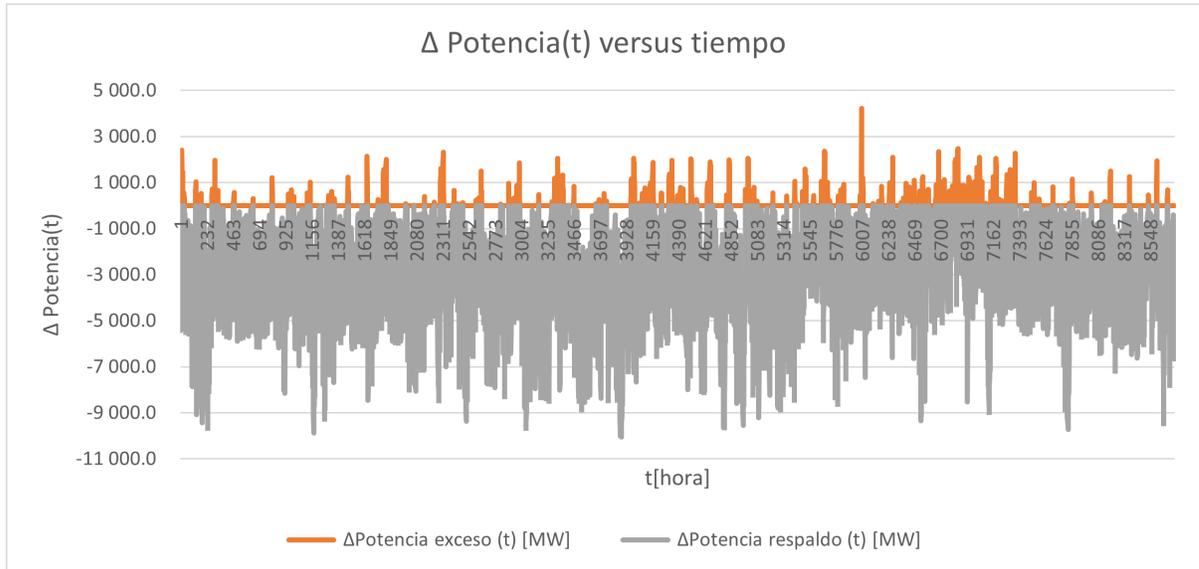


Figura 4.39: $\Delta Potencia(t)$ en exceso o en Respaldo que se necesita para operar el sistema sin que este falle.

Tabla 4.7: Factor de seguridad del SEN, SAM+Respaldo

Factor seguridad SEN	2.60
Factor seguridad SAM+Respaldo	1.93

En cuanto a la participación relativa de cada fuente en la generación, esto se ilustra en la figura 4.40, donde se aprecia que las ERNC analizadas son capaces de proveer cerca del 59 % de la energía anual consumida, y las fuentes de respaldo el restante 41 %.

Fuentes de energía y su participación [%]

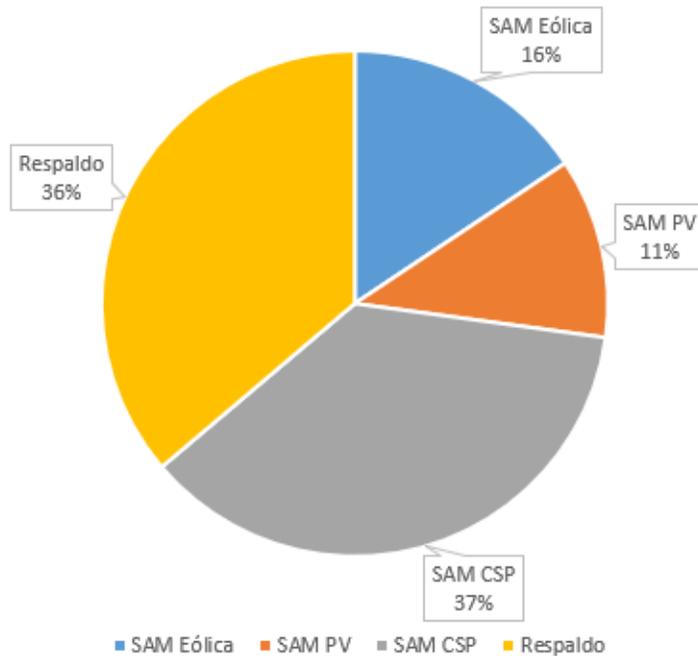


Figura 4.40: Participación relativa a cada fuente energética, la CSP es el principal proveedor de energía, la que debido a su alto costo unitario para este tipo de generación, la cual es relativamente nueva en Chile, aumenta el precio de la energía promedio.

Además, se muestra el detalle del comportamiento del sistema, para el tiempo comprendido entre el 19 de febrero hasta el 25 de febrero incluido, visible en 4.41, en esto se puede apreciar como existe una inestabilidad en la energía provista por las centrales modeladas en SAM, la cual introduce un fenómeno llamado curva de pato, donde la energía PV presenta un aumento/reducción marcado entre las horas en que el sol está disponible en el horizonte con respecto a las cuales no, esto es paliado en parte por la CSP y la energía eólica, por lo cual una caída total de la energía generada por las fuentes renovables no se presenta en las 7 noches de la semana, sino que solo en cuatro tramos horarios particulares dentro de toda la semana de febrero, siendo esto un comportamiento que varía entre semanas, por lo cual queda claro la necesidad de algún tipo de respaldo que resuelva la inestabilidad, el cual puede ser aumentar la cuota de la CSP o continuar con las energías de respaldo del SEN.

Curva de pato entre SEN y SAM para 1 semana de febrero.

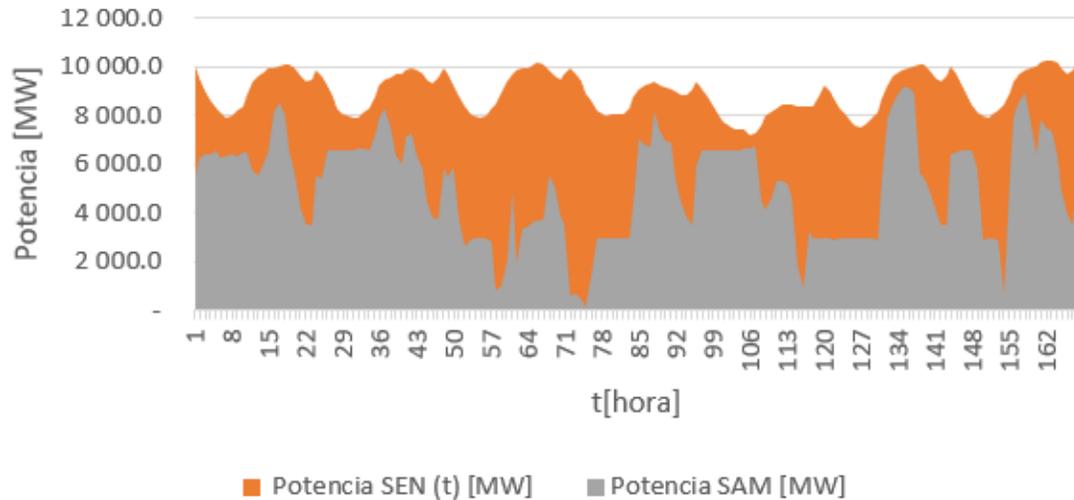


Figura 4.41: Potencia del SEN, SAM entre el 19 de febrero y el 25 de febrero, se aprecia la variabilidad de las ERNC y la necesidad de una fuente de respaldo.

Una vez presentado los resultados anteriores, se puede apreciar que es posible mejorar la sustentabilidad de la matriz eléctrica, por la vía de la reducción de las emisiones de GEI, lo que se muestra en la tabla 4.8; de esta se aprecia que los factores GEI de la energía Eólica ($0.0066[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$), PV ($0.00640[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$) y CSP ($0.0098[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$) son significativamente menores con respecto al que posee el SEN actualmente ($0.3834[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$), sin embargo como estas alternativas necesitan una fuente de respaldo, la cual es una ponderación de la energía Hidroeléctrica+Carbón+Gas Natural, los cuales poseen un factor GEI ponderado de $0.4552[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, se tendrá que el factor de emisión de GEI final que obtiene la matriz tras el ingreso de ERNC junto a su respaldo respectivo es de $0.1986[\frac{tCO_2eq}{MWh}]$, lo que representa una reducción del 51.8% del factor GEI con respecto a la situación actual del SEN, es decir que de ocurrir este cambio en la matriz eléctrica, lo que tiene altas posibilidades de suceder debido al bajo costo de las energías renovables tienen en comparación a otras alternativas de generación, producto de esto Chile dejaría de emitir $14\,302\,107[tCO_2eq]$ al año, lo que comparado a las emisiones netas del país de $48\,320\,000[tCO_2eq]$ para el 2018 (último año disponible) podría reducir este valor hasta los $34\,017\,893[tCO_2eq]$, lo que equivale a una reducción del 29.6% de las emisiones netas de Chile.

Tabla 4.8: Potencia, Energía y GEI para el SEN, SAM+Respaldo

	Potencia instalada [MW]	Potencia máxima utilizada [MW]	Energía [MWh]	GEI [tCO_2eq]	Factor GEI [$\frac{tCO_2eq}{MWh}$]
SEN	28 087	10 793	77 387 201	29 670 252	0.3834
SAM Eólica	3 598	2 982	11 142 890	73 543	0.0066
SAM PV	3 598	3 316	8 221 263	526 160	0.0640
SAM CSP	3 598	3 752	26 145 412	256 225	0.0098
Respaldo	10 040	10 040	31 877 634	14 512 217	0.4552
SAM total + Respaldo	20 834	10 793	77 387 201	15 368 146	0.1986

Tabla 4.9: Resumen de las plantas a incluir en el SEN

	Potencia instalada [MW]	Número nuevas plantas requeridas	Ubicación nuevas plantas	Espacio requerido [Hectáreas]	Costo instalación per cápita [USD]/[MW]	Costo instalación total [USD]	Energía [MWh]	Costo energía real estimado [USD/MWh]
SAM Eólica	3 598	36	Taltal	58 320	\$ 1 497 489	\$ 5 387 565 715	11 142 891	\$ 57.90
SAM PV	3 598	36	Calama	4 248	\$ 742 360	\$ 2 670 813 131	8 221 263	\$ 30.60
SAM CSP	3 598	36	Calama	29 772	\$ 7 020 574	\$25 258 151 333	26 145 413	\$ 91.40

Capítulo 5

Trabajo propuesto y conclusiones

En base al trabajo presentado en la memoria, se logra señalar que se cumplieron los objetivos propuestos, esto ya que se analizaron las ERNC en Chile, pudiendo obtener sus necesidades en cuanto a costos, espacio, unidades, etc., así como la energía producida, el factor de capacidad de cada planta, emisiones, etc. de los cuales se puede destacar que se consiguió:

- Realizar un estudio del estado actual del mercado eléctrico (SEN), consiguiendo obtener su potencia instalada histórica, la cual en particular para el año 2021 es 28 087[MW], la generación de energía anual, que para el año 2020 fue de 77 751[GWh], los costos marginales de promedio 44.91 $[\frac{USD}{MWh}]$, que es lo que llamamos precio nodo corto plazo de energía para el nodo Cardones en el año 2019 (último año con datos online). Así como la estructura legal que lo reglamenta, de donde se apreció que el ingreso por potencia firme en el caso de ERNC es muy bajo, y de incluirse los cambios proyectados por la comisión nacional de energía, estos no entrarían dentro de las bases de cálculo.
- Se produjo la modelación de tres centrales de generación de energía para las fuentes Eólica, PV y CSP respectivamente, de donde para cada una de ella se analizaron 4 casos, cuyos mejores valores en la fuente Eólica se obtienen en el caso D de la central Eólica (ver tabla 4.1), ya que esta entrega la mayor cantidad de energía producida con respecto a las demás turbinas evaluadas, con 308 687 424[kWh], además presenta el factor de capacidad más alto con 35.6 %, así como también entrega el Menor LCOE, con $\$5.79 \frac{\text{C}}{\text{kWh}}$ reales para una tasa de inflación de 3 % y a pesar que todos los VAN evaluados son negativos, el caso D logra reducir este comportamiento, mostrando que por la vía de aumentar su factor de capacidad y con ello la energía producida se puede conseguir mejorar este valor, lo que se puede deber a que su rotor es de mayor tamaño y por tanto tiene un área efectiva contra el aire mayor, por lo comienza a girar a menor velocidad produciendo más energía.

En cuanto al costo de instalación, para la central eólica en el caso D, el valor obtenido fue de 1497 $[\frac{USD}{kW}]$, lo que es levemente superior a lo reportado por el Ministerio de Energía de Chile, con 1250 $[\frac{USD}{kW}]$ como costo de instalación, se sospecha que detrás de esta diferencia está la tendencia de instalar turbinas con mayor potencia, y rotores de mayor tamaño que se ha dado en los últimos años.

En cuanto a la central PV, para el caso D (ver tabla 4.2), se ve que esta entrega la mayor cantidad de energía producida con 227 493 792[KWh] para el primer año, además tiene el factor de capacidad más alto de las cuatro opciones, con 26 %, así como posee el Performance Ratio mayor con 0,81=81 %, también entrega el menor LCOE de todos los casos, con \$4.10(Nominal) [$\frac{\text{C}}{\text{MWh}}$] y \$3.06(Real) [$\frac{\text{C}}{\text{MWh}}$], todo esto permite que la central PV sea el único caso analizado dentro de la memoria, que es competitivo económicamente por sí mismo, ya que logra producir electricidad bajo el precio del costo marginal del Nodo Cardones.

Dentro de esto se aprecia que cualquier planta PV que quiera ser competitiva, debe utilizar paneles de silicio monocristalino + Inversores de tipo central, ya que los inversores de tipo String normalmente utilizados en los hogares y empresas de menor tamaño (hasta 20[kW] por ejemplo) pueden llegar a tener un costo que equivale a 4 veces el precio por [w] de un inversor central, así como una menor vida útil, de seguir este consejo se puede obtener un precio de hasta 743[$\frac{\text{USD}}{\text{kW}}$] como costo de instalación según lo calculado en SAM, o siguiendo los datos del Ministerio de Energía un valor cercano a 900[$\frac{\text{USD}}{\text{kW}}$], lo que muestra lo económica que es este tipo de tecnología.

Con respecto a la central CSP, donde el caso C obtiene los mejores resultados (ver tabla 4.3), se aprecia que esta entrega la mayor cantidad de energía producida con 723 281 856[KWh], además tiene el factor de capacidad más alto de las cuatro opciones, con 82.6 %, así como entrega el menor LCOE de todos los casos, con \$11.36(Nominal) [$\frac{\text{C}}{\text{MWh}}$] y \$8.66(Real) [$\frac{\text{C}}{\text{MWh}}$].

Como punto en contra la tecnología CSP tiene que, a pesar de todos los esfuerzos por mejorar el desempeño de la central, todos los casos de la central CSP tiene costos de capital que no son recuperados en el periodo de operación de la central, estos costos de inversión que oscilan entre 6363[$\frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$] hasta los 7256[$\frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$], están cercanos a los que el gobierno de Chile estima para la construcción de una central CSP en el país, los cuales oscilan entre 4500[$\frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$] a 5500[$\frac{\text{USD}}{\text{kWh}}$], por lo cual es esperable que este tipo de tecnología tenga un lento despegue en Chile, ya que tiene los costos más altos dentro de las fuentes revisadas, por lo que es recomendable esperar a que se produzca algún tipo de salto tecnológico que mejore el ciclo, o optimizarlo para que solo funcione mientras el precio de la energía sea mayor que su LCOE, lo que ocurre durante las noches de un día normal.

- Se comprobó que la demanda de energía del país puede ser suministrada solo con energías renovables, ya que existe 70 veces el recurso hídrico, eólico y solar necesario para este suministro, pero esta alternativa no necesariamente es rentable ya que el exceso de producción de energía podría reducir el precio al que es vendida, hasta hacerla inviable económicamente, por lo cual la potencia agregada en ERNC al SEN, estará limitada por el consumo del Chile, por lo que cualquier posibilidad de abrir un mercado nuevo adicional al país debe ser considerada para permitir aprovechar el potencial que la nación tiene.

En la misma línea del punto anterior, los resultados de la memoria permiten conocer que para una potencia instalada Eólica, PV y CSP de 3598[MW] por fuente energética,

se consigue suplir el 59 % de la energía total demandada por el SEN para un año, llegando a suplir toda la potencia demandada por el país durante 621[h] del año, y faltando un respaldo adicional por 8139[h], por lo cual se requiere una potencia de respaldo de 10 040[MW], lo que se traduce en que se requiere un factor de seguridad de 1.93 de potencia instalada sobre la máxima potencia consumida en el SEN, lo que superior al factor de seguridad actual de 2.6, por lo tanto existe respaldo suficiente dentro del sistema eléctrico como para ampliar las ERNC sin sacrificar la seguridad del suministro.

Además, para proveer esta energía, se estimó que para ejecutar esto se requiere una inversión que está en torno a 33 316[MUSD](4.9), lo que está dentro de los rangos de inversión proyectados por el Ministerio de Energía en sus planificación de largo plazo(4.36), que para la década 2020-2030 proyecta 22 500[MUSD] de inversión, la cual se espera se mantenga en este orden para las 5 combinaciones de matriz energética que el Ministerio de Energía modelo.

- Se logró conseguir los valores actuales de emisiones netas de GEI para Chile, que equivalen a 48 320 000[tCO₂eq] para el año 2018 (último año con datos completos), además se cuantifico los factores de emisión de GEI de la energía Eólica (0.0066[$\frac{tCO_2eq}{MWh}$]), PV (0.0.0640[$\frac{tCO_2eq}{MWh}$]) y CSP (0.0.0098[$\frac{tCO_2eq}{MWh}$]), que son menores al que posee el SEN actualmente (0.3834[$\frac{tCO_2eq}{MWh}$]), pero dichas fuentes renovables necesitan una fuente de respaldo, la cual es una ponderación de energías convencionales como Hidroeléctrica+Carbón+Gas Natural, con un factor GEI ponderado de 0.4552 [$\frac{tCO_2eq}{MWh}$], que entrega el 41 % de la energía consumida, se tendrá que el factor de emisión de GEI final que obtiene la matriz tras el ingreso de ERNC junto a su respaldo respectivo es de 0.1986[$\frac{tCO_2eq}{MWh}$].
- Lo anterior se explica al revisar que las ERNC analizadas en la memoria (Eólica, PV, CSP) logran proveer el 59 % de la demanda de energía anual, por lo cual el respaldo energético requerido deberá proveer el 41 % restante, esto permite entender porque a pesar de reducir las emisiones, estas no alcanzan los valores que tendría un sistema solo basado en ERNC.

Al ingresar las ERNC, y operar ellas como la base del sistema eléctrico más un respaldo de energía convencional, se obtiene una reducción del 51.8 % del factor de emisión de GEI con respecto a la situación actual del SEN, es decir que de ocurrir este cambio en la matriz eléctrica, lo que tiene altas posibilidades de suceder debido al bajo costo de las energías renovables, Chile dejaría de emitir 14 302 107[tCO₂eq] al año, lo que comparado a las emisiones netas del país de 48 320 000 [tCO₂eq]para el 2018 (último año disponible) podría reducir este valor hasta los 34 017 893[tCO₂eq], lo que equivale a un reducción del 29.6 % de las emisiones netas de Chile.

Además, se logró estimar los ingresos adicionales por bonos de carbono, los cuales señalan que se espera un ingreso adicional para la empresa que desee instalar centrales de ERNC, entre 1.58 a 1.87 [$\frac{USD}{MWh}$] según el tipo de fuente energética evaluada (revisar figura para el detalle 4.5), estas permiten obtener un aumento en el VAN que fue calculado para cada alternativa de generación.

En cuanto a los puntos que pueden presentar una mejora en su evaluación, se destaca que si bien los costos obtenidos dentro de la memoria, están cercanos a los valores de mercado que se pueden extraer desde referencias bibliográficas, estos pueden estar sujetos a mejoras, que reduzcan la incerteza que podría existir sobre ellos, esto debido a la falta de una mayor cantidad de datos económicos, lo cual será siempre un punto complejo de obtener de manera pública, debido al natural deseo de una empresa de no divulgar información sensible como sus costos.

Así también cabe decir que la instalación de una central energética real, exige recabar datos en terreno, de radiación o velocidad de viento por un periodo considerable (1 año mínimo), ya que los obtenidos a través de bases de datos como las utilizadas en este informe (Explorador solar, Explorador Eólico) son extrapolaciones elaboradas en base a una pequeña cantidad de puntos medidos, por lo cual existe un error asociado a la validez de los datos utilizados para evaluar el modelo de generación basado en ENRC, por esto es normal que las empresas decidan instalar bases de medición en varios lugares tentativos hasta recabar suficientes datos como para justificar una inversión importante.

De igual forma, la rápida evolución que han presentado algunas ENRC, como la PV, permiten decir que las tasas de degradación reales que van a tener a lo largo de su uso, así como la vida útil que logren alcanzar, está aún envueltos en un halo de incerteza, producto que su fuerte ingreso en el mercado es menor a una década, por tanto cualquier estudio de largo plazo que se haga en torno a ellas, tendrá que basarse en supuestos sobre cuanto se degradaran, y por cuanto tiempo serán útiles, por eso en este punto se puede mejorar el análisis realizado a medida que se modele estos valores con mejores herramientas o más datos.

En la misma línea del punto anterior, cabe destacar que la degradación de la central Eólica mayor a cualquier otra degradación vista, por lo que es posible que para solucionar este punto se introduzcan mejoras en los materiales y procesos de fabricación utilizados, por lo cual es importante mantener un grado de atención con respecto a la evolución de las turbinas eólicas.

Con respecto a las mismas turbinas Eólicas, es importante señalar que se recomienda utilizar turbinas de mayor potencia para el análisis, ya que las centrales Eólicas optaron por aumentar en el mayor grado posible la altura de la torre, así como el diámetro del rotor, lo que radica en mayores potencias por turbina, siendo este tipo de diseño el que consiguió los menores costos posibles, mientras que en la memoria se utilizaron turbinas Vensys de 1.5[MW] con 82[m] de diámetro, una configuración que para el mercado eléctrico actual es muy pequeña, pero sobre la que poseía la mayor cantidad de información.

En cuanto a la central de CSP, cabe decir que un punto interesante a analizar a futuro, es la optimización de la potencia del ciclo, así como su almacenamiento, para conseguir que este sea rentable dentro de los costos actuales del sistema, para esto se necesita que las centrales de CSP operen cuando el precio de la energía sea más alto, es decir en el periodo de tarde-noche-madrugada, ya que si consiguen ser competitivas en dicho tramo, pueden desplazar a las centrales termoeléctricas sin necesitar subsidios de tipo fiscal, lo que produciría su rápida expansión en el mercado, producto de las ventajas comparativas que tiene Chile como es la

mayor radiación del planeta.

Complementando el punto anterior, cabe decir que actualmente está en estudio una tecnología llamada CSP de tercera generación, la cual utiliza CO_2 supercrítico como HTF junto a un tipo distinto de receptor, lo que permite operar a mayor temperatura, produciendo una mayor eficiencia del ciclo, por lo cual cualquier estudio futuro que se haga, debe tener en cuenta el grado de desarrollo de este tipo de tecnología, y compararlo con la opción escogida en la memoria de utilizar sales fundidas, para así obtener los mejores resultados posibles.

Finalmente cabe decir que existen otras alternativas de almacenamiento energético, como son las baterías químicas. Estas no fueron evaluadas en el memoria, sin embargo ellas pueden ser útiles para realizar control de frecuencia en la red del SEN, y de hecho existe en Chile almacenamiento en baterías con este fin operando dentro del SEN, solo que a una escala muy pequeña por su costo. Este punto cambiará a medida que la electromovilidad demande más baterías, lo que debiese producir que su fabricación se haga masiva, y por ello su costo en el mediano plazo debiese reducirse, permitiendo que esta forma de almacenamiento sea cada vez más competitiva, lo que se recomienda se analice a futuro.

Bibliografía

- [1] 'Carbón', Vicente Cortés Galeano, Inerco.
- [2] Coordinador eléctrico nacional, disponible en <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>
- [3] Generadoras de Chile, disponible en <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- [4] Standard Classification of Coals by Rank, ASTM D388 12, disponible en <https://www.ckic.net/news/industry-focus/classification-of-coal-by-rank-%28astm-d388-12%29.html>
- [5] IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. disponible en <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>
- [6] 'Informe dice que sector Energía genera el 78 % de las emisiones del país', Electricidad la revista energética de Chile, año 2018, disponible en <https://www.revistaei.cl/2018/12/12/informe-dice-sector-energia-genera-78-las-emisiones-del-pais/#>
- [7] 'Sources of Greenhouse Gas Emissions', United States Environmental Protection Agency, disponible en <https://www.epa.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>
- [8] 'Overview of Greenhouse Gases', United States Environmental Protection Agency, disponible en <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>
- [9] 'Historical GHG Emissions', Climate Watch data, período 1990 a 2018, disponible en https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end_year=2018&start_year=1990
- [10] 'Atlas del Carbono Global', global carbon project, disponible en <http://www.globalcarbonatlas.org/es/CO2-emissions>
- [11] '2º principio de la termodinámica', MIT, USA, disponible en <http://web.mit.edu/16.unified/www/FALL/thermodynamics/notes/node38.html#SECTION05224000000000000000>
- [12] 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición.
- [13] Solar energy industries association, SEIA, Concentrating solar power, disponible en <https://www.seia.org/initiatives/concentrating-solar-power>
- [14] 2014: The year of concentrating solar power, Department of energy, United states, disponible en <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/10/f18/CSP-report-final-web.pdf>
- [15] 'Heat transfer fluids: key to CSP success', CSP today para Reuters, disponible en <https://www.reutersevents.com/renewables/csp-today/technology/heat-transfer->

- [16] 'Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile, Centro aeroespacial alemán (DLR), 'Autores: M., Geyer, F., Trieb, S., Giuliano, año 2020, disponible en <https://www.4echile.cl/publicaciones/reconversion-de-centrales-a-carbon-en-plantas-de-almacenamiento-termico-con-energia-renovable-en-chile/>
- [17] 'Energía', Real academia de la lengua española, RAE, disponible en <https://dle.rae.es/energ%C3%ADa>
- [18] 'Radiación solar', Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, 'IDEAM', Gobierno de Colombia, disponible en <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar-ultravioleta>
- [19] 'Cuarto informe bienal de actualización de Chile sobre cambio climático', 2020, Ministerio de Medioambiente, Gobierno de Chile.
- [20] '¿Cuántos años tiene el sol?', NASA USA, disponible en <https://spaceplace.nasa.gov/sun-age/sp/>
- [21] 'Coal-Fired Electricity and Emissions Control', Elsevier, 2018, disponible en <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809245-3.00001-X>
- [22] 'The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025', International renewable energy agency (IRENA), Abu Dhabi, 2016, disponible en <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>
- [23] 'Explorador solar del ministerio de Energía de Chile', nota: ingresar usando Google Chrome o Edge, disponible en <http://solar.minenergia.cl/inicio>
- [24] 'Explorador eólico del ministerio de Energía de Chile', nota: ingresar usando Google Chrome o Edge, disponible en <http://eolico.minenergia.cl/exploracion>
- [25] 'Renewable power generation Costs in 2020', International renewable energy agency (IRENA), Abu Dhabi, 2021, disponible en <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- [26] 'Wind resource map - Mean wind speed', Elaborado por el Banco mundial (World Bank Group) junto a ESMAP, DTU Wind Energy, Vortex, disponible en <https://globalwindatlas.info/download/high-resolution-maps/World>
- [27] 'Regulación y Tarificación en Sistemas Medianos en Chile', Hugh Rudnick, 2011, disponible en <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/sistmedia/Sistemas%20Medianos%20en%20Chile.htm>
- [28] 'Reference Manual for the System Advisor Model's Wind Power Performance Model', National Renewable Energy Agency (NREL), System Advisor Model (SAM), Agosto 2014, disponible en <https://sam.nrel.gov/wind.html>
- [29] 'Turbulence-Turbine Interaction: The Basis for the Development of the TurbSim Stochastic Simulator', National Renewable Energy Agency (NREL), Noviembre 2011, disponible en <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwib64mG8IHyaAhWYqpUCHZyZAMoQFjAAegQIBxAD&>

url=<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52353.pdf>&usg=AOvVaw1FY2ShDXjEyX6IR5CIDQoG

- [30] 'SAM Help: Weather File Formats', National Renewable Energy Agency (NREL), System Advisor Model (SAM), Septiembre 2020, disponible en https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjPyoOt-YHyAhWqFbkGHSXJCSkQFjADegQIAxAD&url=https://www.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2020-2-29-r1_weather_file_formats.pdf&usg=AOvVaw23rgdWIYY2IArc8Vr3LUiM
- [31] 'IDE ENERGÍA', Visor de capas del Ministerio de Energía de Chile, disponible en <https://arcgis2.minenergia.cl/portal/apps/webappviewer/index.html?id=9af6d41356bf4b54b5dab6416edbdb23>
- [32] 'Bifacial Simulation in SAM', National Renewable Energy Laboratory (NREL), Nicholas Diorio and Chris Delina, Septiembre 2018, disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/72360.pdf>
- [33] 'DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED', Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de tecnología electrónica, Marta Garcia, disponible en <https://ingemecanica.com/proyectos/objetos/proyecto141.pdf>
- [34] 'Photovoltaics report', Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), with support of PSE Projects GmbH, Freiburg, 27 de Julio de 2021, disponible en <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- [35] 'PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO', Informe de actualización de antecedentes de 2020, Ministerio de Energía de Chile, disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf
- [36] 'ESTADÍSTICAS DE CAPACIDAD RENOVABLE 2021', International renewable energy agency (IRENA), Abu Dhabi, 2021, disponible en <https://www.irena.org/publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021>
- [37] 'Tipos de energía', Remica servicios energéticos, imagen disponible en <https://remicaserviciosenergeticos.es/blog/tipos-de-energia/>
- [38] 'Estudio de Cuencas', Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2016, versión resumida disponible en <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-hidroelectrica>, texto completo disponible en <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/DAANC2017/info/datos/v2016/pdf/PotencialHidroelectrico2016.pdf>
- [39] 'Cerro Dominador: La concentración solar es una tecnología ideal para Chile', bname-ricas, 12 de marzo de 2020, disponible en <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/cerro-dominador-la-concentracion-solar-es-una-tecnologia-ideal-para-chile>
- [40] 'Ingeniería, suministro y montaje de 2 tanques de sales fundidas de 16.300 m³ de capacidad', Nervión Industries, 2008, disponible en <http://www.nervionindustries.com/portfolio/ingenieria-suministro-y-montaje-de-2-tanques-de-sales-fundidas-de-16-300-m%C2%B3/>
- [41] 'PERFORMANCE AND DEGRADATION EVALUATION OF A COMBINED CYCLE POWER PLANT', Sabanci University, BASARAN, T., degree of Master of Science, 2010,

- disponible en research.sabanciuniv.edu/19095/1/TugrulBasaran.pdf
- [42] 'CSP made in Chile', Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Mecánica, J. Cardemil y otros, 2018, disponible en https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/presentaciones/11-12-2018/4_CSP_made_in_Chile.pdf
- [43] 'Factor de emisiones GEI del Sistema Eléctrico Nacional', Ministerio de Energía de Chile, Comisión Nacional de Energía, datos de 2010 a 2020 disponibles en <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/255509/factor-de-emision-promedio-anual/>
- [44] 'DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM', Ministerio de Energía de Chile, Comisión Nacional de Energía, Marzo 2021, disponible en <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/costos-de-unidad-de-punta/>
- [45] 'State and trends of carbon pricing 2021', World Bank, Washington, DC. Doi: 10.1596/978-1-4648-1728-1. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGOThe World Bank, disponible en <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>
- [46] 'Life cycle assessment of electricity produced from onshore sited wind power plants based on Vestas V82-1.65 MW turbines', Vestas, creado en 2006, revisado en 2014, disponible en <https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca%20v82165%20mw%20onshore2007.pdf>
- [47] 'Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review', The National University of Malaysia, Ludin N. y otros, 2018, disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118305574>
- [48] 'Life Cycle Assessment (LCA) of a Concentrating Solar Power (CSP) Plant in Tower Configuration with and Without Thermal Energy Storage (TES)', Gassa, G. y otros, 2021, disponible en <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/7/3672/htm>
- [49] 'Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation', University of Padova, Department of Mechanical Engineering, Stoppato, A., 2008, disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544207002137>
- [50] 'Guía para la evaluación ambiental de energías renovables no convencionales en proyectos eólicos', Comisión nacional de energía de Chile con la cooperación de Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_eolica.pdf
- [51] 'Wind Farm and Resource Datasets: A Comprehensive Survey and Overview', Polytechnic Institute of Coimbra, Meneses, D. y otros, 2020, disponible en <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4702>
- [52] 'How does wind farm performance decline with age?', Imperial College London, Staffell, I., Green, R., 2013, disponible en <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005727>
- [53] 'NUEVA TABLA DE VIDA ÚTIL DE LOS BIENES FÍSICOS DEL ACTIVO INMOVILIZADO', Servicio de Impuestos Internos, Gobierno de Chile, 2021, disponible en https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm
- [54] 'Licitaciones', Ministerio de Bienes Nacionales, Gobierno de Chile, 2021, disponible en http://licitaciones.bienes.cl/licitaciones/licitaciones-actuales/?category_name=

02-energia®ion=&period=&decree=&keyword=

- [55] 'Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System', National Renewable Energy Laboratory (NREL), Spath, P., Mann, M., disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy00osti/27715.pdf>
- [56] 'Life cycle assessment of the Kamchay hydropower plant in Cambodia', King Mongkut's University of Technology Thonburi, Tailandia, Chhun, B., Bonnet, S., Gheewala, S., 2021, disponible en <http://www.jseejournal.com/media/246/attachment/Life%20cycle%20assessment%20pp.%2023-33.pdf>
- [57] 'Life-Cycle Inventory of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions for Two Hydropower Projects in China', Zhang, Q., y otros, DOI:10.1061/(ASCE)1076-0342(2007)13:4(271), disponible en https://www.researchgate.net/publication/229015167_Life-Cycle_Inventory_of_Energy_Use_and_Greenhouse_Gas_Emissions_for_Two_Hydropower_Projects_in_China
- [58] 'Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production', National Renewable Energy Laboratory (NREL), Spath, P., Mann, M. y Kerr, D., disponible en <https://www.nrel.gov/docs/fy99osti/25119.pdf>

Anexo A

5.1. SEN

Tabla 5.1: Capacidad histórica instalada [MW]

Capacidad Instalada (en MW)									
Año	Hídrico	Carbón	Petróleo	Gas	Solar	Eólico	Geotérmico	Otros*	TOTAL
2000	4 043.1	2 143.0	612.0	2 878.0	-	-	-	17.2	9 693.3
2001	4 043.0	2 043.1	638.5	3 278.0	-	-	-	17.2	10 019.8
2002	4 068.1	2 043.1	663.5	3 578.3	-	-	-	17.2	10 370.2
2003	4 068.1	2 043.1	671.4	3 828.4	-	-	-	26.2	10 637.2
2004	4 708.1	2 043.3	701.3	3 993.4	-	-	-	17.4	11 463.5
2005	4 707.6	2 043.3	794.3	4 293.0	-	-	-	17.4	11 855.6
2006	4 711.4	2 043.3	804.3	4 293.0	-	-	-	17.4	11 869.4
2007	5 223.5	2 123.3	973.6	4 696.1	-	18.2	-	17.4	13 052.1
2008	5 309.0	2 131.4	1 153.0	4 859.8	-	18.2	-	32.4	13 503.9
2009	5 335.7	2 287.6	2 462.5	4 844.9	-	81.8	-	90.3	15 102.8
2010	5 370.8	2 695.5	2 624.7	4 884.1	-	165.8	-	107.3	15 848.2
2011	5 855.2	3 524.7	2 713.0	4 884.1	-	195.8	-	127.6	17 300.2
2012	5 934.2	4 222.0	2 693.5	4 888.4	1.4	195.8	-	253.8	18 189.0
2013	5 987.0	4 516.7	2 726.0	4 934.6	8.5	293.0	-	288.7	18 754.4
2014	6 383.6	4 516.7	2 852.5	4 086.1	222.1	735.3	-	463.8	19 260.1
2015	6 487.5	4 692.1	2 840.5	4 173.5	548.0	909.9	-	443.4	20 094.9
2016	6 634.4	5 147.4	2 911.0	4 632.4	1 287.8	1 142.3	-	499.8	22 255.1
2017	6 736.7	5 164.6	2 866.0	4 539.7	2 265.8	1 419.7	55.0	681.2	23 728.6
2018	6 754.4	5 544.6	2 622.4	4 949.3	2 432.5	1 741.2	44.9	521.8	24 611.1
2019	6 826.9	5 192.4	2 796.7	4 916.4	2 798.7	2 161.8	44.9	474.2	25 212.1
2020	6 814.4	4 909.8	3 029.5	4 935.9	3 574.9	2 526.8	44.9	474.2	26 310.4

Notas:

- 1) Datos al 31 de diciembre de cada año.
- 2) Otros contiene Biomasa, Biogás, Cogeneración, Petcoke.
- 3) Datos consideran suma de capacidad SIC y SING para años anteriores a 2017.
- 4) Capacidad instalada antes de terminar el año 2021 es 28 087[MW].
- 5) CSP solo posee como exponente a 'CERRO DOMINADOR', el cual entro a operar en 2021 por lo que no está en el gráfico.

Tabla 5.2: Generación histórica SEN [GWh/año]

Generación de Energía (en GWh/año) - SEN										
Año	Hydro	Coal	Diesel	Gas	Solar	Wind	Geothermal	Thermal	Others	
2000	18 481.0	8 921.1	454.6	9 973.7	-	-	-		1 073.5	38 904.0
2001	21 028.1	5 736.0	202.3	12 789.3	-	-	-		860.8	40 616.5
2002	22 497.7	6 424.5	159.4	12 471.0	-	-	-		818.3	42 370.9
2003	21 837.1	6 138.7	226.4	16 120.4	-	-	-		809.5	45 132.2
2004	20 874.8	8 902.9	611.1	17 412.5	-	-	-		872.6	48 673.9
2005	25 419.4	8 450.5	3 284.5	12 892.5	-	-	-		575.2	50 622.0
2006	28 034.3	11 610.0	562.9	12 289.2	-	-	-		1 079.3	53 575.8
2007	22 290.5	14 232.0	12 429.3	5 835.4	-	2.8	-		1 195.5	55 985.6
2008	23 752.1	14 791.7	13 890.7	2 957.4	-	30.8	-		948.5	56 371.3
2009	24 503.9	15 262.6	10 859.9	4 940.9	-	66.4	-		1 063.3	56 696.9
2010	21 230.8	17 500.0	7 317.2	11 335.8	-	318.5	-		556.1	58 258.4
2011	20 722.1	21 186.2	7 826.6	11 129.2	-	315.2	-		852.0	62 031.2
2012	20 202.3	26 335.9	4 148.1	12 475.1	0.6	389.7	-		2 201.8	65 753.5
2013	19 608.3	31 053.8	3 148.4	11 255.0	7.8	548.2	-		2 553.7	68 175.2
2014	23 550.3	28 362.1	2 982.2	9 955.3	460.8	1 426.0	-		3 204.1	69 940.7
2015	23 906.5	28 097.9	2 167.1	11 084.3	1 373.5	2 104.1	-		3 023.2	71 756.6
2016	19 462.9	31 953.8	1 792.0	12 069.5	2 563.5	2 251.9	-		3 279.0	73 372.6
2017	21 808.2	29 393.2	731.6	12 437.4	3 902.3	3 551.7	63.8		2 334.0	74 222.2
2018	23 208.5	29 306.2	293.2	11 709.2	5 452.1	4 020.7	213.8		2 535.9	76 739.5
2019	20 829.9	28 398.7	290.7	14 344.5	6 380.8	4 818.1	201.6		2 131.6	77 395.9
2020	20 629.2	27 014.4	564.5	13 880.6	7 637.6	5 538.8	246.9		2 234.1	77 746.1

Notas:

- 1) Datos al 31 de diciembre de cada año.
- 2) Otros contiene Biomasa, Biogás, Cogeneración, Petcoke.
- 3) Generación 2017: enero a octubre SIC y SING. noviembre a diciembre SEN (luego de la interconexión).



SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CHILE 2017



PRINCIPALES CIFRAS

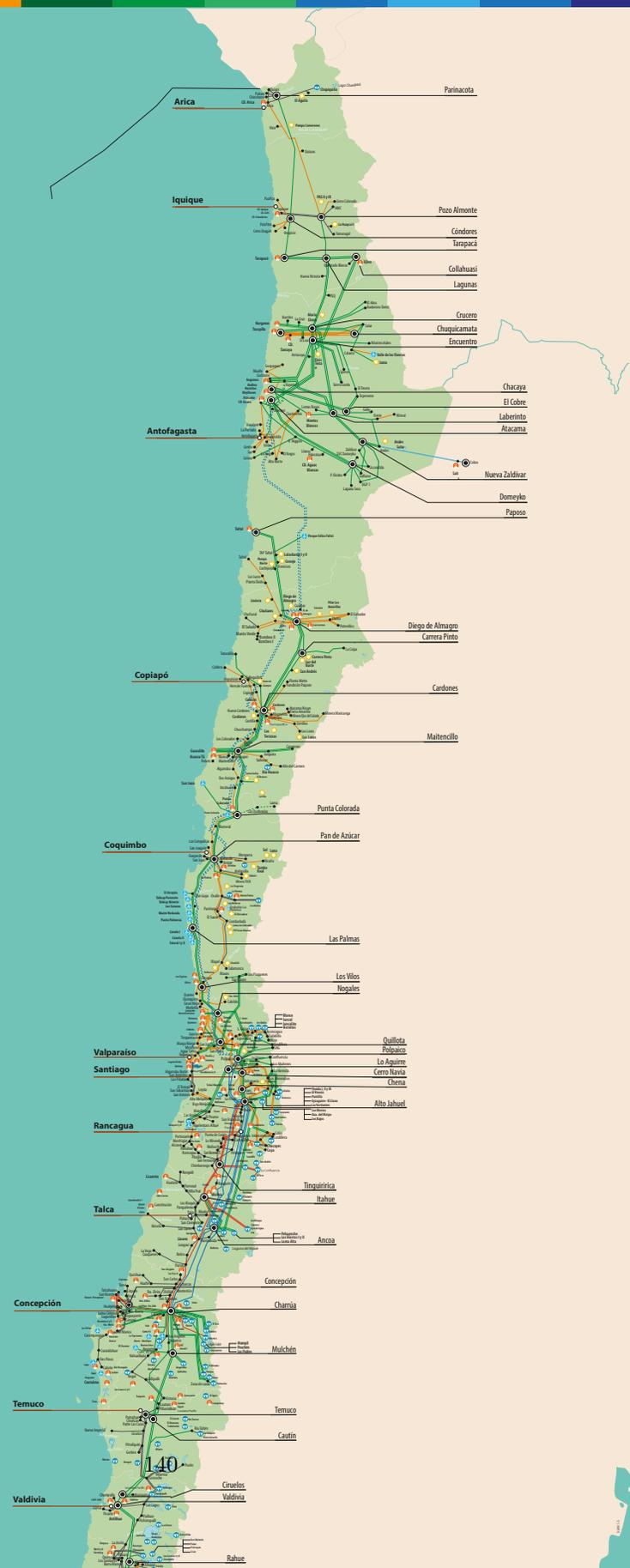
Potencia Neta

- Eólica _____ 1.034,5 MW
 - Solar _____ 1.216,9 MW
 - Hidráulica _____ 6.613,8 MW
 - Térmica _____ 12.862,2 MW
- TOTAL: 21.727,5 MW**

Líneas de Transmisión

Tensión	Longitud
500 kV	1.596,6 km
345 kV	408,0 km
220 kV	16.739,7 km
154 kV	1.502,8 km
110 kV	5.847,2 km
>=33 y < de 110 kV	800,4 km
TOTAL:	31.894,7 km

* Suma total de largos por circuitos



REGION DE VALPARAISO
 Isla San Andrés
 Isla Salas y Gómez

REGION DE VALPARAISO
 Isla de Pascua
 Hanga Roa

REGION DE VALPARAISO
 Isla Santa Clara
 Isla El Estero de Sábice

REGIMEN DE AUTOSERVICIO

140

Anexo B

5.2. Turbinas Eólicas



Search [SEARCH](#) [PRODUCTS & SERVICES](#) [ONLINE TOOLS](#) [OUR COMMITMENT](#) [ABOUT US](#) [CONTACT US](#)

1.5 MW Wind Turbine Technical Specifications

- [Home](#)
- [Products & Services](#)
- [Products](#)
- [Wind Turbines](#)
 - [1.5 MW Wind Turbine](#)
 - [2.X MW Wind Turbine](#)
 - [3.6 MW Wind Turbine](#)
- [Services](#)
- [Lifecycle Services](#)

Operating Data

	1.5sle	1.5sl	1.5s	1.5se
Rated capacity	1,500 kW	1,500 kW	1,500 kW	1,500 kW
Cut-in wind speed	3.5 m/s	3.5 m/s	4 m/s	4 m/s
Cut-out wind speed 600 s average	25 m/s	20 m/s	WZ II: 22 m/s WZ III, IEC II: 25 m/s	25 m/s
Cut-out wind speed 30 s average	IEC s: 28 m/s	WZ II: 23 m/s	WZ II: 25 m/s WZ III, IEC II: 28 m/s	IEC I: 28 m/s
Cut-out wind speed 3 s average	IEC s: 30 m/s	WZ II: 25 m/s	WZ II: 27 m/s WZ III, IEC II: 30 m/s	IEC I: 30 m/s
Cut-back-in wind speed 300 s average	IEC s: 22 m/s	WZ II: 17 m/s	WZ II: 19 m/s WZ III, IEC II: 22 m/s	IEC I: 22 m/s
Rated wind speed	12 m/s	12 m/s	12 m/s	12 m/s

Rotor

	1.5sle	1.5sl	1.5s	1.5se
Number of rotor blades	3	3	3	3
Rotor diameter	77 m	77 m	70.5 m	70.5 m
Swept area	4,657 m ²	4,657 m ²	3,904 m ²	3,904 m ²
Rotor speed (variable)	10.1 - 20.4 rpm	10.1 - 20.4 rpm	11.1 - 22.2 rpm	11.1 - 22.2 rpm

Tower

	1.5sle	1.5sl	1.5s	1.5se
Hub heights (m)	61.4* / 64.7* / 80* / 85*	61.4* / 64.7* / 80* / 85* / 100*	64.7** / 80* / 85* / 100* m	52.6*** / 54.7*** / 64.7***

* for WZ II **for WZ III/IEC II ***for IEC I + for IEC s

Power Control

	1.5sle	1.5sl	1.5s	1.5se
Power control	Active blade pitch control			

Operating Limits (outside temperature)

- Cold weather light: -4 to 104 °F (-20 to 40 °C)
- Cold weather extreme: -22 to 104 °F (-30 to 40 °C)/-40 °C to +50 °C survival without operation

Control System

- Programmable logic controller (PLC)

- Remote control and monitoring system

Gearbox

- Three-step planetary spur gear system

Generator

- Doubly-fed three-phase asynchronous generator

Braking System (fail-safe)

- Electromechanical pitch control for each blade (three self-contained systems)
- Hydraulic parking brake

Yaw System

- Electromechanical driven with wind direction sensor and automatic cable unwind

Converter

- Pulse-width modulated IGBT frequency converter

Tower design

- Multi-coated, conical tubular steel tower with safety ladder to the nacelle
- Load lifting system, load-bearing capacity more than 441 lbs (200 kg)
- Service platform for 100 m hub height (service lift optional)

Noise Reduction

- Impact noise insulation of the gearbox and generator
- Sound reduced gearbox
- Noise reduced nacelle
- Rotor blades with minimized noise level

Lightning Protection System

- Lightning receptors installed on blade tips
- Surge protection in electrical components

Note: subject to technical alterations, errors and omissions

[GE Energy Home](#) | [Products](#) | [Services](#) | [Lifecycle Services](#) | [Online Tools](#) | [Our Commitment](#) | [About Us](#) | [GE Careers](#) | [Customer Advocate](#) | [Site Map](#)

[GE Corporate Home](#) | [Investor Information](#) | [Privacy Policy](#) | [Terms of Use](#)

Copyright General Electric Company 1997-2008

Fuhrländer FL MD 77

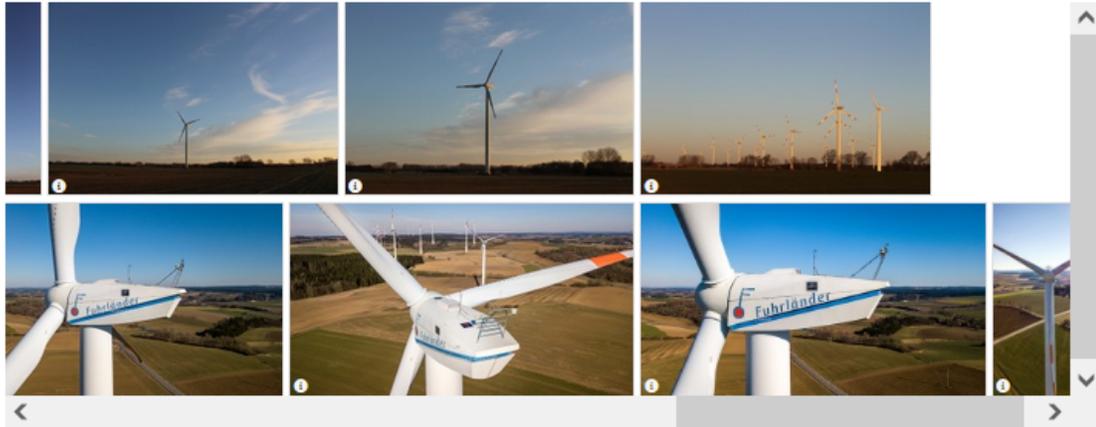
Start / Turbines / Fuhrländer / FL MD 77

1,5 MW



- ✓ Power data
- ✓ 19 Pictures
- ✓ 1 Model

Pictures



Datasheet

Power

Rated power:	1,500.0 kW
Flexible power ratings:	-
Cut-in wind speed:	3.0 m/s
Rated wind speed:	11.1 m/s
Cut-out wind speed:	20.0 m/s
Survival wind speed:	50.1 m/s
Wind zone (DIBt):	-
Wind class (IEC):	-

Rotor

Diameter:	77.0 m
Swept area:	4,857.0 m ²
Number of blades:	3
Rotor speed, max:	17.3 U/min
Tipspeed:	70 m/s
Type:	LM 37.3
Material:	GFK / Epoxy
Manufacturer:	LM Glasfieber/Aerpac/NOI
Power density 1:	322.1 W/m ²
Power density 2:	3.1 m ² /kW

Gear box

Type:	spur/planetary
Stages:	3.0
Ratio:	1:104
Manufacturer:	Dorstener/Winergy/Eickhoff

Generator

Type:	Double Fed Asyn
Number:	1
Speed, max:	1,800.0 U/min
Voltage:	690.0 V
Grid connection:	IGBT
Grid frequency:	50 Hz
Manufacturer:	Loher/Weier

Tower

Hub height:	81.5/85/100/114.5 m
Type:	Tubular/Lattice
Shape:	conical
Corrosion protection:	painted
Manufacturer:	Klotz/KGW/Seeba

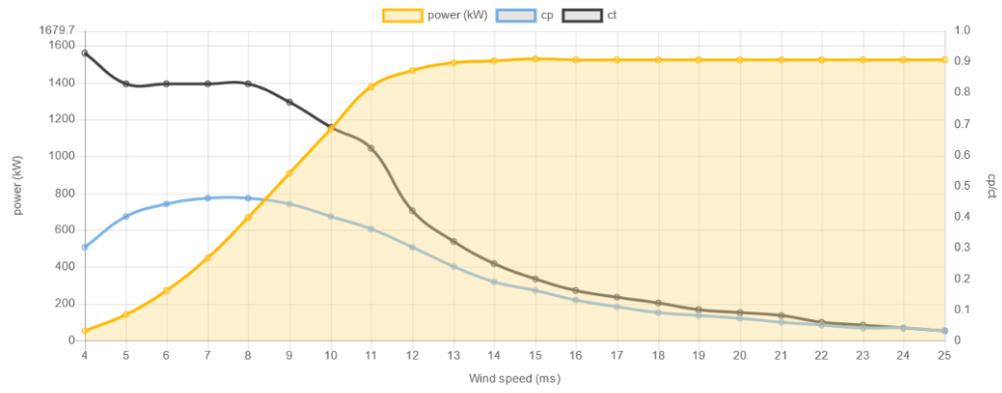
Weight

Single blade:	-
Hub:	-
Rotor:	33.4 t
Nacelle:	55.5 t
Tower, max:	280.0 t
Total weight:	-

Miscellaneous

Installation:	-
Offshore:	No
Onshore:	Yes

Power curve



Compare power curve

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

VENTAJAS DEL PRODUCTO

- ▼ Prescinde de multiplicadora. Con ello, no sólo se reducen los costes en reparaciones y mantenimiento, sino que además se aumenta el rendimiento.
- ▼ Los imanes permanentes de alta calidad evitan pérdidas por excitación, aumentando la eficiencia del generador.
- ▼ El diseño de la refrigeración del generador así como el del convertidor-Vensys buscan reducir la utilización de piezas adicionales, de refrigerantes y de trabajos de mantenimiento.
- ▼ El pitch de las palas accionado por correa dentada no requiere lubricación y no sufre desgaste, con lo que el mantenimiento necesario es mínimo.



VENSYS 82

1.5 MW

VENSYS 82

1.5 MW

Datos de funcionamiento

Potencia nominal	1,5 MW
Velocidad de conexión	3 m/s
Velocidad de desconexión	22 m/s
Temperatura de servicio	entre -20°C y +40°C

Potencia acústica

Rendimiento óptimo	104,4 dB(A)
--------------------	-------------

(disponible modo de funcionamiento con reducción de ruido)

Rotor

Diámetro	82,3 m
Área de barrido	5.320 m ²
Dirección de giro	Sentido horario
Velocidad nominal	17,3 rpm
Tipo de pala	EBT 40
Regulación de potencia	Pitch
Sistema de frenado primario	Ajuste individual de la pala, triple redundancia
Freno de detención	Hidráulico con perno de sujeción

Generador

Tipo	Generador sincrónico de imanes permanentes
Tipo de construcción	Accionamiento directo

Dispositivo de orientación

Principio de construcción	Motorreductor eléctrico
Sistema de frenado	Freno de pinza hidráulico

Convertor

Tipo	Convertor controlado por IGBT
Frecuencia	50 Hz/60 Hz

Torre

Altura de buje	58 m 85 m 100 m
Material	Tubo de acero

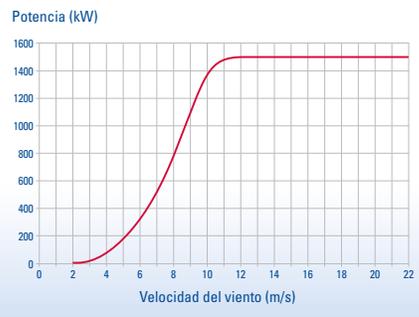
Diseño

Todas las alturas de buje [m] 58 85	IEC IIA
Todas las alturas de buje [m] 58 100	IEC IIIA



CURVA CARACTERÍSTICA DE POTENCIA VENSYS 82

Velocidad del viento m/s	AEP [MWh] VENSYS 82 - EBT 40
5,0	2.746,4
5,5	3.430,2
6,0	4.113,2
6,5	4.774,8
7,0	5.400,1
7,5	5.978,9
8,0	6.504,0
8,5	6.970,5



VENSYS Energy AG · Im Langental 6 · 66539 Neunkirchen · Alemania · T + 49 6821 9517-0 · vertrieb@vensys.de · www.vensys.de

Se reserva el derecho de modificar las especificaciones técnicas | Septiembre 2020

Anexo C

5.3. Paneles Solares



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

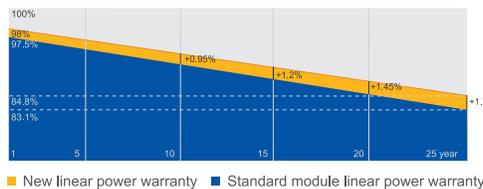


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



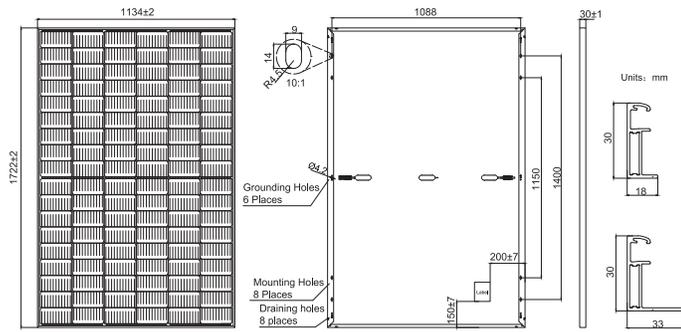
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	21.5kg±3%
Dimensions	1722±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	108(6x18)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 936pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	390	395	400	405	410	415
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	36.85	36.98	37.07	37.23	37.32	37.45
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	30.64	30.84	31.01	31.21	31.45	31.61
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.61	13.70	13.79	13.87	13.95	14.02
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.73	12.81	12.90	12.98	13.04	13.13
Module Efficiency [%]	20.0	20.2	20.5	20.7	21.0	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})				+0.045%/°C		
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})				-0.275%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})				-0.350%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

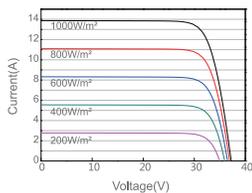
TYPE	JAM54S30 -390/MR	JAM54S30 -395/MR	JAM54S30 -400/MR	JAM54S30 -405/MR	JAM54S30 -410/MR	JAM54S30 -415/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	294	298	302	306	310	314
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	34.62	34.75	34.88	35.12	35.23	35.37
Max Power Voltage(Vmp) [V]	28.87	29.08	29.26	29.47	29.72	29.89
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.89	10.96	11.03	11.10	11.16	11.22
Max Power Current(Imp) [A]	10.18	10.25	10.32	10.38	10.43	10.50
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

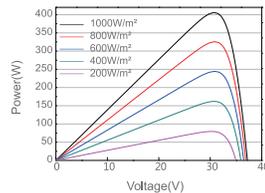
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

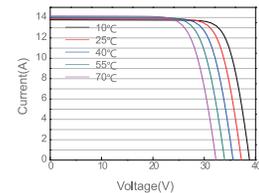
Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Power-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Current-Voltage Curve JAM54S30-405/MR



Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Bifacial Mono PERC
Half-cell Double Glass Module

JAM72D30 525-550/MB Series

Introduction

Assembled with 11BB bifacial PERCUM cells and half-cell configuration, these double glass modules have the capability of converting the incident light from the rear side together with the front side into electricity, providing higher output power, lower temperature coefficient, less shading loss, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



More reliable, more stable power generation



Less shading effect

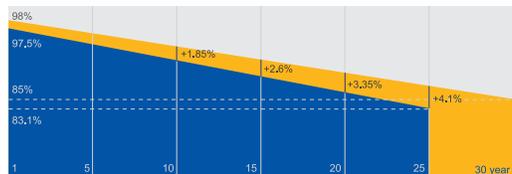


Lower temperature coefficient

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years



■ Bifacial double glass module linear power warranty

■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



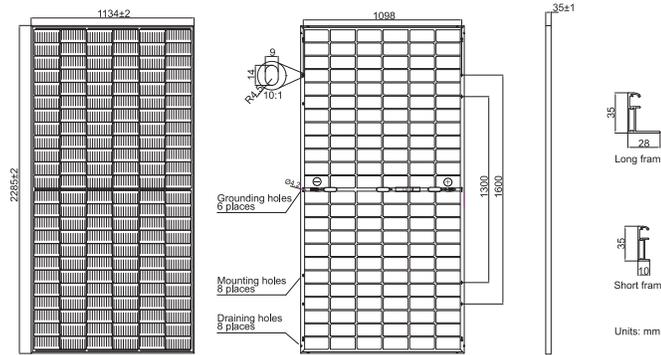
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.6kg±3%
Dimensions	2285±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4,10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2,0mm/2,0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.6	20.8	21.0	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

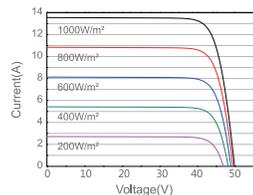
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT POWER RANGES
(REFERENCE TO 10% SOLAR ILLUMINANCE RATIO)**

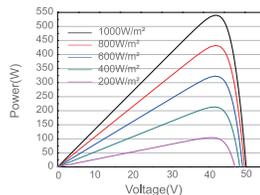
TYPE	JAM72D30 -525/MB	JAM72D30 -530/MB	JAM72D30 -535/MB	JAM72D30 -540/MB	JAM72D30 -545/MB	JAM72D30 -550/MB	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	562	567	572	578	583	589	Maximum System Voltage	1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.54	49.67	49.80	49.93	50.03	50.21	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	41.53	41.77	41.99	42.24	42.43	42.67	Maximum Series Fuse Rating	30A
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.34	14.39	14.45	14.50	14.56	14.63	Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft ²) 2400Pa(50 lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	13.52	13.58	13.63	13.69	13.74	13.79	NOCT	45±2°C
Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front							Bifaciality	70%±10%
							Fire Performance	UL Type 29

CHARACTERISTICS

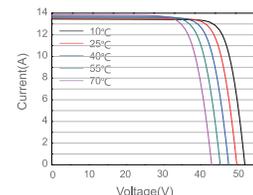
Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Power-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



Current-Voltage Curve JAM72D30-540/MB



5.4. Inversores DC->AC

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO

/ Maximum flexibility for the applications of tomorrow.



/ SnapInverter technology



/ Integrated data communication



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready



/ Zero feed-in



/ With power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs. The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

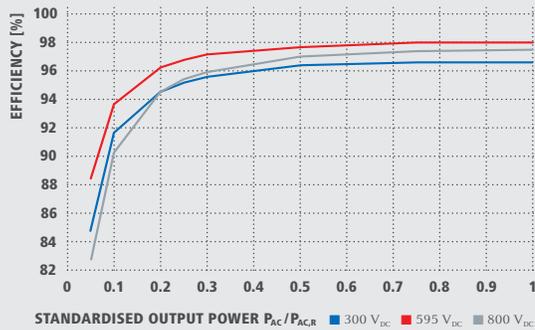
INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}^{1)}$)				16.0 A / 16.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂ ²⁾)				24.0 A / 24.0 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)				150 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)				200 V		
Nominal input voltage ($U_{dc,n}$)				595 V		
Max. input voltage ($U_{dc,max}$)				1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V		150 - 800 V	
Number MPP trackers		1			2	
Number of DC connections		3			2+2	
Max. PV generator output ($P_{dc,max}$)	6.0 kW _{peak}	7.4 kW _{peak}	9.0 kW _{peak}	6.0 kW _{peak}	7.4 kW _{peak}	9.0 kW _{peak}
OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
AC output current ($I_{ac,nom}$)	4.3 A	5.3 A	6.5 A	4.3 A	5.3 A	6.5 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Total harmonic distortion	< 3 %					
Power factor ($\cos\ \varphi_{ac,n}$)	0.70 - 1 ind. / cap.			0.85 - 1 ind. / cap.		
GENERAL DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm					
Weight	16.0 kg			19.9 kg		
Degree of protection	IP 65					
Protection class	1					
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾	2 / 3					
Night time consumption	< 1 W					
Inverter design	Transformerless					
Cooling	Regulated air cooling					
Installation	Indoor and outdoor installation					
Ambient temperature range	-25 - +60 °C					
Permitted humidity	0 - 100 %					
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)					
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²			4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16mm ² ³⁾		
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²			5-pole AC screw terminals 2.5 - 16mm ² ³⁾		
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 ¹⁾ , CEI 0-21 ¹⁾ , NRS 097					

¹⁾ This applies to Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M.

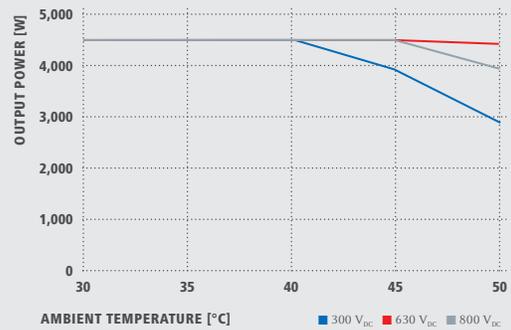
²⁾ According to IEC 62109-1.

³⁾ 16 mm² without wire end ferrules. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 4.5-3-S EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 4.5-3-S TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. efficiency	98.0 %					
European efficiency (η _{EU})	96.2 %	96.7 %	97.0 %	96.5 %	96.9 %	97.2 %
η at 5 % P _{AC,r} ¹⁾	80.3 / 83.6 / 79.1 %	83.4 / 86.4 / 80.6 %	84.8 / 88.5 / 82.8 %	79.8 / 85.1 / 80.8 %	81.6 / 87.8 / 82.8 %	83.4 / 90.3 / 85.0 %
η at 10 % P _{AC,r} ¹⁾	87.8 / 91.0 / 86.2 %	90.1 / 92.5 / 88.7 %	91.7 / 93.7 / 90.3 %	86.5 / 91.6 / 87.7 %	87.9 / 93.6 / 90.5 %	89.2 / 94.1 / 91.2 %
η at 20 % P _{AC,r} ¹⁾	92.6 / 95.0 / 92.6 %	93.7 / 95.7 / 93.6 %	94.6 / 96.3 / 94.5 %	90.8 / 95.3 / 93.0 %	91.9 / 96.0 / 94.1 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %
η at 25 % P _{AC,r} ¹⁾	93.4 / 95.6 / 93.8 %	94.5 / 96.4 / 94.7 %	95.2 / 96.8 / 95.4 %	91.9 / 96.0 / 94.2 %	92.9 / 96.6 / 95.2 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %
η at 30 % P _{AC,r} ¹⁾	94.0 / 96.3 / 94.5 %	95.0 / 96.7 / 95.4 %	95.6 / 97.2 / 95.9 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %	94.2 / 97.3 / 96.3 %
η at 50 % P _{AC,r} ¹⁾	95.2 / 97.3 / 96.3 %	96.9 / 97.6 / 96.7 %	96.4 / 97.7 / 97.0 %	94.3 / 97.5 / 96.5 %	94.6 / 97.7 / 96.8 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %
η at 75 % P _{AC,r} ¹⁾	95.6 / 97.7 / 97.0 %	96.2 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 98.0 / 97.4 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %	95.0 / 97.9 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %
η at 100 % P _{AC,r} ¹⁾	95.6 / 97.9 / 97.3 %	96.2 / 98.0 / 97.5 %	96.6 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %					

¹⁾ And at U_{mpp min} / U_{d.c.r.} / U_{mpp max}

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
DC insulation measurement	Yes					
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation					
DC disconnector	Yes					
Reverse polarity protection	Yes					

INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)					
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver					
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive					
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net					
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)					
Datalogger and Webserver	Included					
External input ²⁾	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection					
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection					

²⁾ Also available in the light version.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

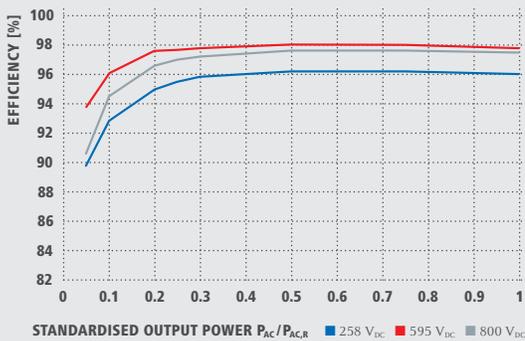
INPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)		16.0 A / 16.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)		24.0 A / 24.0 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)		150 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)		200 V		
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)		595 V		
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)		1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Number MPP trackers		2		
Number of DC connections		2 + 2		
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)	10.0 kW _{peak}	12.0 kW _{peak}	14.0 kW _{peak}	16.4 kW _{peak}
OUTPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
AC nominal output ($P_{ac,r}$)	5,000 W	6,000 W	7,000 W	8,200 W
Max. output power	5,000 VA	6,000 VA	7,000 VA	8,200 VA
AC output current ($I_{ac\ nom}$)	7.2 A	8.7 A	10.1 A	11.8 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)			
Total harmonic distortion	< 3 %			
Power factor ($\cos\ \varphi_{ac,r}$)	0.85 - 1 ind. / cap.			
GENERAL DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm			
Weight	19.9 kg			21.9 kg
Degree of protection	IP 65			
Protection class	1			
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3			
Night time consumption	< 1 W			
Inverter design	Transformerless			
Cooling	Regulated air cooling			
Installation	Indoor and outdoor installation			
Ambient temperature range	-25 - +60 °C			
Permitted humidity	0 - 100 %			
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)			
DC connection technology	4x DC+ and 4x DC- Screw terminals 2.5 - 16mm ² ²⁾			
AC connection technology	5-pole AC Screw terminals 2.5 - 16mm ² ²⁾			
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097			

¹⁾ According to IEC 62109-1.

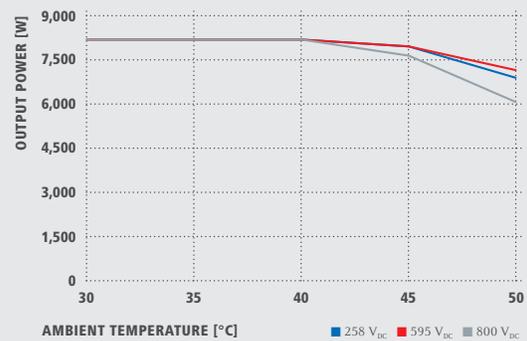
²⁾ 16 mm² without wire end ferrules.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 8.2-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 8.2-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. efficiency	98.0 %			
European efficiency (η _{EU})	97.3 %	97.5 %	97.6 %	97.7 %
η at 5 % P _{AC,R} ¹⁾	84.9 / 91.2 / 85.9 %	87.8 / 92.6 / 87.8 %	88.7 / 93.1 / 89.0 %	89.8 / 93.8 / 90.6 %
η at 10 % P _{AC,R} ¹⁾	89.9 / 94.6 / 91.7 %	91.3 / 95.6 / 93.0 %	92.0 / 95.9 / 94.7 %	92.8 / 96.1 / 94.5 %
η at 20 % P _{AC,R} ¹⁾	93.2 / 96.7 / 95.4 %	94.1 / 97.1 / 95.9 %	94.5 / 97.3 / 96.3 %	95.0 / 97.6 / 96.6 %
η at 25 % P _{AC,R} ¹⁾	93.9 / 97.2 / 96.0 %	94.7 / 97.5 / 96.5 %	95.1 / 97.6 / 96.7 %	95.5 / 97.7 / 97.0 %
η at 30 % P _{AC,R} ¹⁾	94.5 / 97.4 / 96.5 %	95.1 / 97.7 / 96.8 %	95.4 / 97.7 / 97.0 %	95.8 / 97.8 / 97.2 %
η at 50 % P _{AC,R} ¹⁾	95.2 / 97.9 / 97.3 %	95.7 / 98.0 / 97.5 %	95.9 / 98.0 / 97.5 %	96.2 / 98.0 / 97.6 %
η at 75 % P _{AC,R} ¹⁾	95.3 / 98.0 / 97.5 %	95.7 / 98.0 / 97.6 %	95.9 / 98.0 / 97.6 %	96.2 / 98.0 / 97.6 %
η at 100 % P _{AC,R} ¹⁾	95.2 / 98.0 / 97.6 %	95.7 / 97.9 / 97.6 %	95.8 / 97.9 / 97.5 %	96.0 / 97.8 / 97.5 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %			

¹⁾ And at U_{mpp min} / U_{dc,r} / U_{mpp max}

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
DC insulation measurement	Yes			
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation			
DC disconnector	Yes			
Reverse polarity protection	Yes			

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net			
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)			
Datalogger and Webserver	Included			
External input ²⁾	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection			
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection			

²⁾ Also available in the light version.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

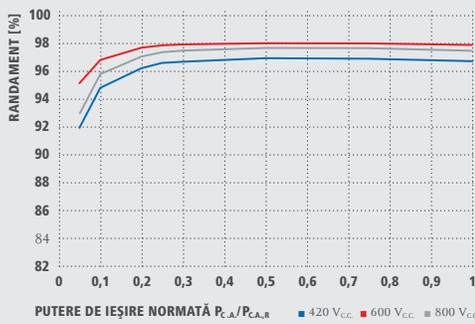
INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A ¹⁾		33.0 A / 27.0 A		
Max. usable input current total ($I_{dc\ max\ 1} + I_{dc\ max\ 2}$)	43.5 A		51.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)			200 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)			200 V		
Nominal input voltage ($U_{dc\ n}$)			600 V		
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)			1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPP trackers			2		
Number of DC connections			3+3		
Max. PV generator output ($P_{dc\ max}$)	15.0 kW _{peak}	18.8 kW _{peak}	22.5 kW _{peak}	26.3 kW _{peak}	30.0 kW _{peak}
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
AC output current ($I_{ac\ nom}$)	14.4 A	18.0 A	21.7 A	25.3 A	28.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.5 %	1.3 %
Power factor ($\cos\ \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾	1 + 2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
AC connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

¹⁾ 14.0 A for voltages < 420 V

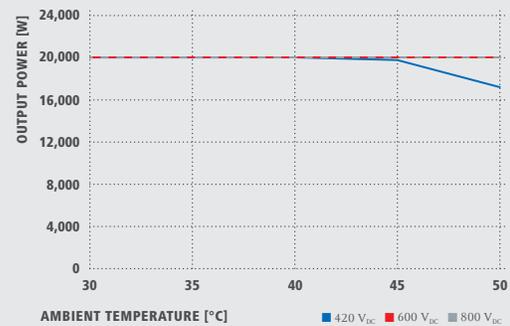
²⁾ According to IEC 62109-1. DIN rail for optional type 1 + 2 and type 2 overvoltage protection available.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98,0 %				98,1 %
European efficiency (η_{EU})	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η at 5 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η at 10 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η at 20 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η at 25 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η at 30 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η at 50 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η at 75 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η at 100 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
MPP adaptation efficiency	> 99,9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnect	Yes				
Reverse polarity protection	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (R)45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net				
Signalling output ²⁾	Energy management (potential free relay output)				
Datalogger und Webserver	Included				
External input ²⁾	S0 Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ And at $U_{mpp, min} / U_{d, cr} / U_{mpp, max}$ ²⁾ Also available in the light version.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible – our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v06 Apr 2016 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com



SC 4000 UP / SC 4200 UP / SC 4400 UP / SC 4600 UP

Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- One device for all applications
- PV application, optionally available with DC-coupled storage system

Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

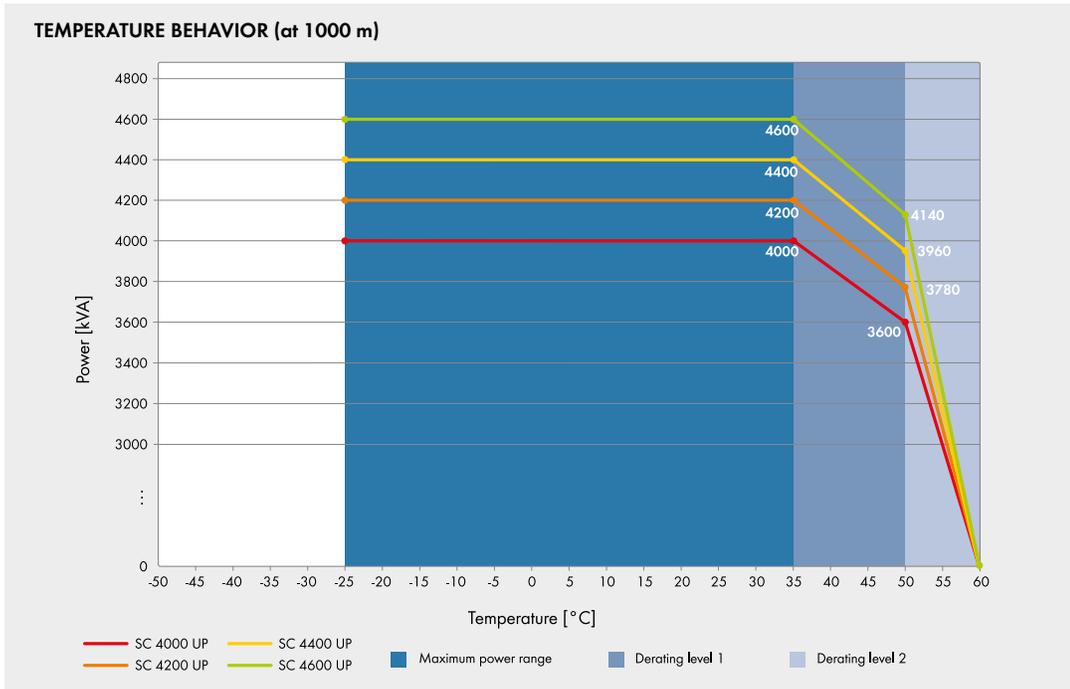
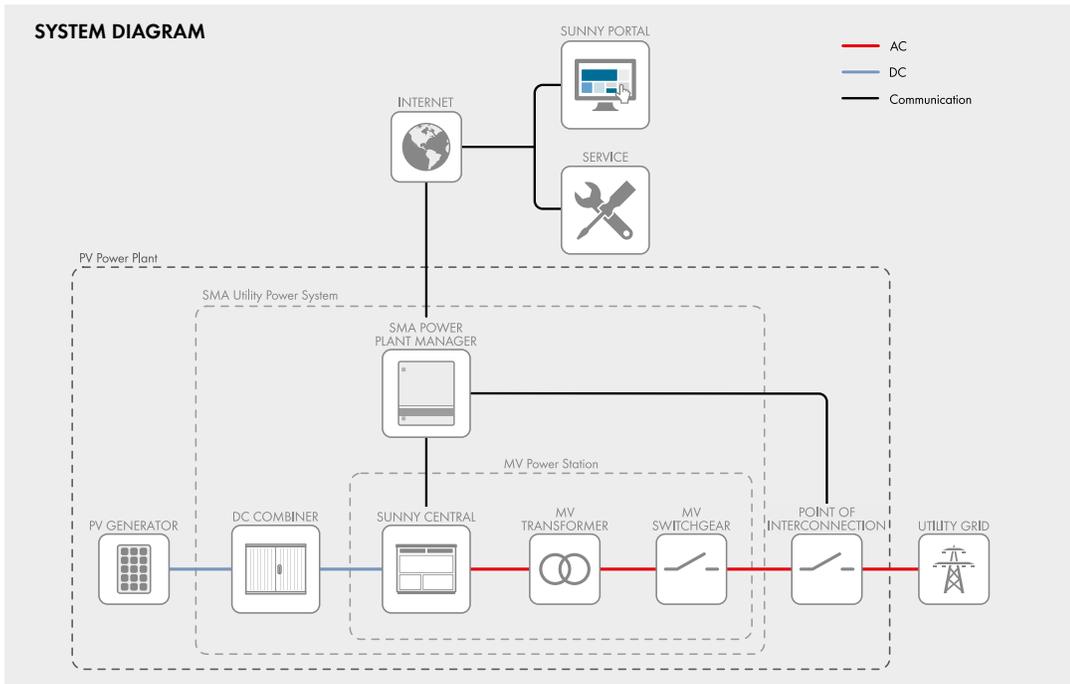
SUNNY CENTRAL UP

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA ⁽²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ⁽³⁾ / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ⁽²⁾ / 2880 kW	3360 kW ⁽³⁾ / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{(1) (8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{(8) (10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ⁽²⁾ / European efficiency ⁽²⁾ / CEC efficiency ⁽³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁽⁴⁾ / partial load ⁽⁵⁾ / average ⁽⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁽⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁽⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁽⁸⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹¹⁾ / 3000 m ⁽¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional - not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage
- 12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050 V_{DC}
- 13) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1000 V_{DC}
- 14) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1025 V_{DC}

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V _{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage V _{DC, min} / Start voltage V _{DC, start}	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V _{DC, max}	1500 V	1500 V
Max. DC current I _{DC, max}	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current I _{DC, SC}	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ¹³⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹⁴⁾ / 4140 kVA
Nominal AC active power at cos φ = 0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ¹³⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹⁴⁾ / 3312 kW
Nominal AC current I _{AC, nom} (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁸⁾ 10)	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP



5.5. Estructuras de montaje

<http://spanish.solargroundmountsystem.com/sale-10413695-verified-quality-innovative-and-sturdy-structure-h-beam-solar-pv-mounting-brackets.html>
https://www.bluesunpv.com/ground-mounted-pv-racking-systems_p35.html

Anexo C

Ciclos termodinámicos

5.6. Ciclo de Carnot

Para comprender los procesos termodinámicos que ocurren en una central termoeléctrica, los cuales son utilizados de igual manera por la energía CSP tanto como por la generación basada en Carbón, biomasa, o la energía nuclear, se hace necesario conocer el ciclo de Carnot visible en 5.1:

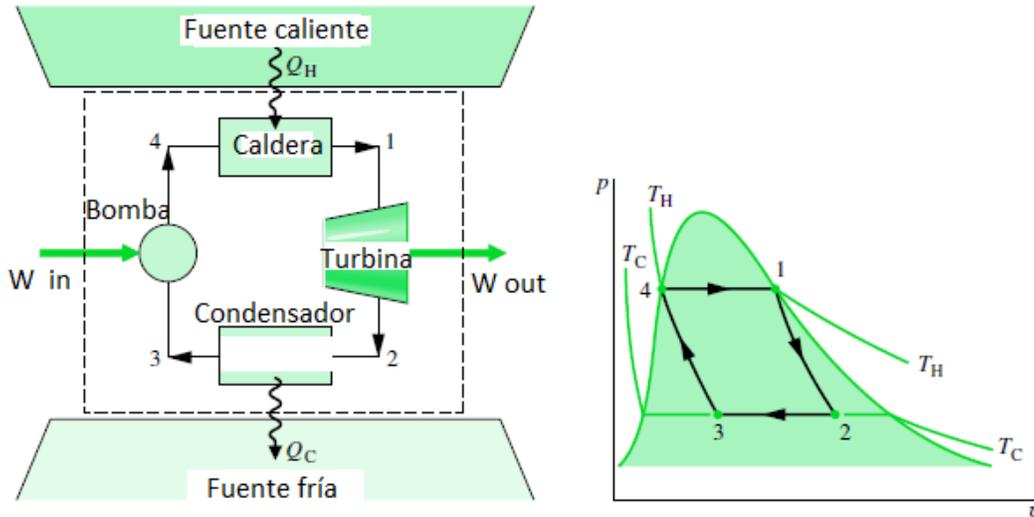


Figura 5.1: Ciclo de Carnot, adaptado de 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición, página 198.

El ciclo de la máquina de Carnot ocurre entre dos fuentes térmicas, y esto se ejemplificará con los siguientes pasos, lo cuales explican la figura 5.1., donde se asume que el fluido de trabajo es agua.

- Punto 4 a 1: Agua líquida a alta presión circula por la caldera, sufriendo un cambio de fase líquida a gaseosa (vapor de agua), el cual ocurre a temperatura constante T_H como resultado del calor Q_{in} que ingresa desde la fuente caliente, también se asume que la presión es constante durante el cambio de fase debido a que la temperatura se mantiene constante.
- Punto 1 a 2: El vapor de agua ingresa en la turbina, expandiéndose adiabáticamente, entregando un trabajo W_{out} , producto de la expansión el vapor cambia de alta presión hacia una baja presión y también baja su temperatura.
- Punto 2 a 3: El vapor de agua circula a través del condensador, esto con el fin de extraer el calor restante que no puede ser aprovechado como trabajo, gracias a esto se libera Q_{out} a la fuente fría, presentando un cambio de fase desde el vapor de agua, hacia agua

líquida, y como el proceso ocurre a T_C constante, por ello también la baja presión se mantendrá constante.

- Punto 3 a 4: El agua líquida ingresa en una bomba, la cual aumenta la baja presión del fluido hasta una alta presión, así como aumenta la temperatura desde T_C a T_H , este proceso ocurre adiabáticamente, y además consume una cantidad de trabajo W_{in} .

5.7. 2^o principio de la termodinámica

El 2^o principio dice 'La entropía de un sistema aislado no puede decrecer con el tiempo, y solo será constante si todos los procesos que ocurran en su interior son completamente reversibles.' [11]. Esto nos habla acerca del concepto de reversibilidad, donde un proceso reversible es aquel donde el sistema y el entorno puede recuperar su estado inicial, como este proceso suele no darse en la realidad, nos encontramos que serán los procesos irreversibles los que modelaran realísticamente la naturaleza, donde sistema y entorno no pueden recuperar su estado inicial.

Este principio puede ser entendido a partir del postulado de kelvin-Planck y servirá para justificar porque el ciclo de Carnot es el límite teórico de cualquier maquina térmica: 'Es imposible para cualquier sistema operar en un ciclo termodinámico y entregar una cantidad de energía como trabajo al medio al mismo tiempo que recibe energía por transferencia de calor desde una sola fuente térmica.' (Kelvin-Planck, Adaptado de 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición, página 178)

De esto se extrae que, cualquiera sea el ciclo termodinámico que queramos modelar, deberá tener al menos 2 fuentes térmicas, y también que sin importar el ciclo la entropía de este solo aumentara o se mantendrá constante, donde para $s = cte$ se tendrá la máquina de Carnot, por lo cual una maquina térmica no podrá tener una eficiencia del 100 %. Para medir la intervisibilidad del proceso, se tendrá que el aumento de entropía, Δs será mayor a medida que el proceso sea más irreversible.

5.8. Modelo de Carnot

Con lo anterior se construye el siguiente sistema de ecuaciones que describen el ciclo de una máquina de Carnot:

$$\eta = 1 - \frac{T_C}{T_H} \quad (5.1)$$

Donde η es la eficiencia de una máquina de Carnot, la que, al usar el concepto de entalpía, se reescribe como:

$$\eta = 1 - \frac{h_3 - h_2}{h_1 - h_4} \quad (5.2)$$

donde las entalpías de los puntos 1,2,3 y 4 están en concordancia con la figura 5.1 Además se sabrá que

$$Q_{in} = \dot{m}(h_1 - h_4)[J] \quad (5.3)$$

donde $\dot{m}[\frac{kg}{s}]$ es el caudal másico de fluido de trabajo.

$$W_{out} = \dot{m}(h_1 - h_2)[J] \quad (5.4)$$

$$Q_{out} = \dot{m}(h_2 - h_3)[J] \quad (5.5)$$

$$W_{in} = \dot{m}(h_4 - h_3)[J] \quad (5.6)$$

5.9. Ciclo de Rankine

Se puede aumentar el grado de realidad del ciclo de Carnot, ya que al considerar que tendremos un aumento de entropía (s), dado por la expresión 5.7, se podrán plantear el ciclo de Rankine, el cual supone que la caldera y condensador trabajan a presión constante, así como que la turbina y bomba son isoentrópicas, esto se puede ver gráficamente en un ciclo de Rankine real 5.2

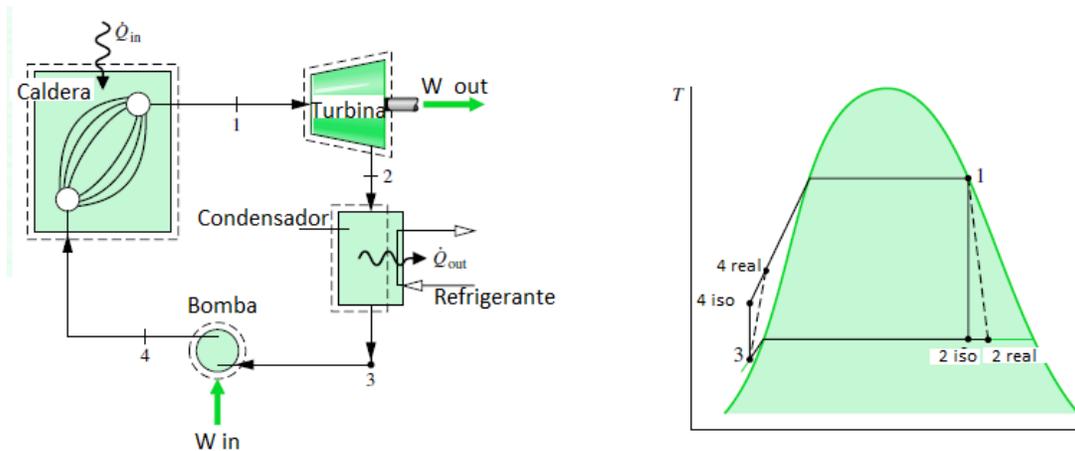


Figura 5.2: Ciclo de Rankine real, adaptado de 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición, página 331.

En la figura se aprecia un ciclo Rankine real, el cual tiene la ventaja que incluye el rendimiento isentrópico de bombas y turbinas, con lo cual se modela la eficiencia del ciclo de una mejor manera, pero al mismo tiempo se reduce la eficiencia del ciclo de Rankine, obteniendo un aumento de entropía dado por:

$$ds = \frac{\delta Q}{T} \left[\frac{J}{K} \right] \quad (5.7)$$

Con esto se define el $\eta_{isoentrópico}$ de los equipos que forman parte del ciclo:

$$\eta_{turbina} = \frac{W_{real}}{W_{isoentrópico}} = \frac{h_1 - h_{2real}}{h_1 - h_{2isoentrópico}} \quad (5.8)$$

$$\eta_{bomba} = \frac{W_{isoentrópico}}{W_{real}} = \frac{h_{4isoentrópico} - h_3}{h_{4real} - h_3} \quad (5.9)$$

Finalmente tenemos que la $\eta_{rankinereal}$ será:

$$\eta_{rankinereal} = \frac{\dot{W}_{real}}{\dot{Q}_{in}} = \frac{h_3 + h_1 - h_{4real} - h_{2real}}{h_3 - h_{2real}} \quad (5.10)$$

5.10. Ciclo de potencia de una central Térmica/CSP/-Nuclear

Las centrales termoeléctricas emplean diversas variaciones del ciclo Rankine, que tiene más o menos equipos o etapas, por lo cual para este trabajo se tomara de referencia el ciclo Rankine sobrecalentado regenerativo (RSR), ya que este es uno de los usados en la práctica en centrales termoeléctricas, donde la figura 5.3 muestra un ejemplo, se debe tener en cuenta que las combinaciones posibles son infinitas en la práctica, y dependen de las condiciones particulares que cada empresa utilizo para construir su central.

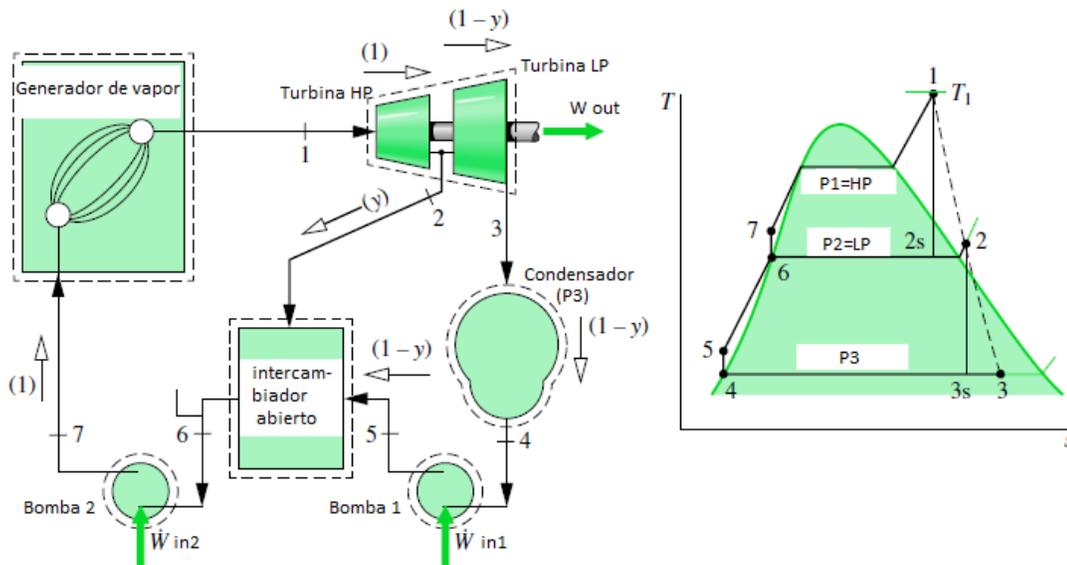


Figura 5.3: Ciclo de Rankine sobrecalentado regenerativo, adaptado de 'Fundamentals of engineering thermodynamics', Autor M. Shapiro, quinta edición, página 348.

La regeneración usada en la figura 5.3 se explica como una parte del caudal másico a la que se llamara y la cual intercambia calor con el resto del caudal que si completa el ciclo $(1-y)$, para luego volver a ingresar en el generador de vapor, con esto se aumenta el área del diagrama T-s que esta acotada por el proceso, razón por la cual aumenta el trabajo W_{out} extraído de la misma fuente de calor Q_{in} .

Las ecuaciones adicionales al modelo de Carnot y el Ciclo de Rankine, que se necesitaran para modelar los componentes que suma el ciclo RSR son:

$$y = \frac{\dot{m}_y}{\dot{m}_{total}} \quad (5.11)$$

$$T_6 = \frac{y(T_2 + T_5) - T_5}{2y - 1} \tag{5.12}$$