



# Análisis Energético Base Profesor Julio Escudero, Antártica Chilena

Octubre de 2025



## Proyecto TeamEurope Desarrollo del Hidrógeno Renovable RH2

Edición:

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40  
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:  
Team Europe Desarrollo del Hidrógeno Renovable en Chile (RH2)

Merchant Pereira 150  
7500654 Providencia  
Santiago • Chile  
T +56 22 30 68 600  
I www.giz.de

Responsable:  
George Cristodorescu

En coordinación:  
Ministerio de Energía de Chile  
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II  
Santiago de Chile  
T +56 22 367 3000  
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción: En trámite.  
ISBN: 978-956-8066-78-9. Primera edición digital: Octubre 2025  
Cita:

Título: Análisis Energético Base Profesor Julio Escudero, Antártica Chilena  
Autor(es): Tomás Jil, GIZ.  
Revisión y modificación: Ricardo Faúndez, Jaime Paredes (INACH), Pablo Weber, Raúl Morales, Tomislav Roje (MEN), Tomás Jil, Rodrigo Carreño (GIZ).  
Edición: Tomas Jil, Rodrigo Carreño (GIZ).  
Santiago de Chile, 2025.  
143 Páginas  
Hidrógeno – Antártica - Sostenibilidad – Infraestructura



### Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del Proyecto “Team Europe para el Desarrollo del Hidrógeno Renovable en Chile”, el cual es cofinanciado por la Unión Europea y el Ministerio Federal de Economía y Energía (BMWE). La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH es una de las agencias implementadoras de la presente iniciativa y el Ministerio de Energía de Chile es la institución contraparte. Sin perjuicio de lo anterior, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile, GIZ, la Unión Europea o el BMWE. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile, GIZ, la Unión Europea o el BMWE.

Santiago de Chile, 16 de octubre de 2025.

## Resumen ejecutivo

Actualmente, el continente Antártico es una zona de conservación natural, la cual es de suma importancia proteger debido a su gran valor en el ecosistema al regular el clima. Es por ello que se buscan aplicaciones que puedan aportar a la mitigación de las emisiones al medio ambiente.

INACH, entidad que gestiona la Base Escudero, la cual es considerada la principal base científica de Chile, se encuentra actualmente usando combustibles fósiles para la generación de energía y calefacción, y ha ido en busca de soluciones energéticas limpias. El primer resultado de esta búsqueda fue el estudio de viabilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero. En este contexto y con miras a los objetivos de descontaminación y desarrollo sustentable de Chile y Alemania, en el marco del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" del Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 4e, de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), se estableció un convenio de colaboración entre GIZ, INACH y Fundación Antártica21 con el fin de evaluar alternativas energéticas sustentables para las bases Antárticas Chilenas.

El presente estudio es llevado a cabo por el Clúster de Energía de GIZ, en el marco del Proyecto Team Europe Desarrollo del Hidrógeno Renovable, cofinanciado por la Unión Europea y el Ministerio Federal de Economía y Energía (BMWE). Este estudio pretende profundizar en el análisis energético de alternativas limpias a partir de diversos mix energéticos. Se analizaron diferentes tecnologías y experiencias en el continente blanco o en entornos extremos. Se contempló una variedad de posibles combinaciones dentro de estas el uso de paneles fotovoltaicos mono y bifaciales, turbinas eólicas, almacenamiento en baterías (BESS) para el respaldo y una solución a través de una celda de combustible PEM, alimentada por hidrógeno verde producido in situ a través de las fuentes de energía renovable ya mencionadas. A continuación, se presentan los principales resultados de dicho análisis.

La Tabla 0-1 proporciona una visión general de las características clave del Proyecto. La Figura 0-1 muestra una vista aérea del Proyecto.

**Tabla 0-1** Características principales del proyecto

Características	Detalle
Ubicación	Antártica. Específicamente en la península Fildes, isla Rey Jorge.
Coordinadas	Latitud: 62°12'57"S y Longitud: 58°57'35"O.
Altitud sobre el nivel del mar	15 m
Demandas energéticas actuales (Ver Sección 1.4.2)	Demandas diarias promedio: - Máxima demanda diaria: 1220 kWh (durante Febrero) - Mínima demanda diaria: 690 kWh (durante Septiembre)  Demandas anuales esperadas: 315.733 kWh/año
Vida útil asumida para el análisis	20 años
Nivel de tensión de funcionamiento de la microrred	Trifásico 220/380 V
Proyección demanda energética (Ver Sección 1.4.2)	Incremento de la demanda anual de 1.15% sobre la situación inicial
Vida útil asumida para el análisis	20 años
Nivel de tensión de funcionamiento de la microrred	Trifásico 220/380 V

**Figura 0-1** Localización de áreas analizadas para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos y eólicos



En la Tabla 0-2 se presenta un resumen de los principales indicadores de configuraciones preseleccionadas energéticas basadas en los análisis preliminares de GIZ. Esta preselección representa los resultados preliminares para orientar la selección de un sistema energético considerando criterios técnicos que pudieran ser interesantes para el futuro desarrollo de la Base antártica. Las configuraciones preseleccionadas se basan en los siguientes criterios:

- Caso base: La energía es suministrada principalmente desde la Base Eduardo Frei teniéndose un generador de respaldo en la Base Julio Escudero
- La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC)
- La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC) y que cumpla con el objetivo de contribución anual desde fuentes de energías renovables de la base Julio Escudero, correspondiente a un 30% del suministro anual de energía
- La configuración que permita una contribución de un 100% de energías renovables<sup>1</sup> en el sistema energético de la base Escudero con el Valor Actual de los Costos (VAC)
- Caso pilotaje Hidrógeno verde: La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC), que incluya de producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno renovable y permita asegurar la continuidad del suministro al laboratorio de la Base Escudero.
- Caso respaldo energético Hidrógeno verde: La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC), que incluya de producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno renovable, cuyas capacidades estén en de acuerdo con el sistema previsto según el estudio de prefactibilidad sobre el uso de hidrógeno verde en la Base Profesor Julio Escudero<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Se asumió que un nivel de contribución de energías renovables equivalente a 99.85% es prácticamente completamente renovable y se estableció este umbral para la definición de esta configuración.

<sup>2</sup> <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2023/07/Informe-Final-Estudio-de-Prefactibilidad-H2-Base-Escudero-Antartica.pdf>

**Tabla 0-2** Configuraciones preseleccionadas

Casos preseleccionados	Configuración del sistema					Resultados económicos				Contribución anual de las Energías Renovables (%)
	Sistema solar (Monofacial o Bifacial) <sup>3</sup>	Sistema Eólico SD 6	Electrolizador H2	Celda de hidrogeno	BESS	VAC	CAPEX	OPEX <sup>4</sup>	Costo nivelado de la energía (LCOE)	
	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW / kWh)	(USD)	(USD)	(USD/año)	(USD/ kWh)	
Caso base	-	-	-	-	-	1,987,667	-	166,327	0.481	0%
Menor VAC	5.4	48	-	-	-	1,540,115	716,220	68,943	0.373	63%
Menor VAC cumpliendo 30% de ER	25.2	18	-	-	-	1,788,096	364,020	119,166	0.433	31%
100% renovable con el menor VAC <sup>5</sup>	400	576	-	-	150 / 450	13,830,200	11,067,640	231,170	3.348	100%
Menor VAC con planta H2 piloto + BESS	5.4	48	5	5	20 / 60	2,022,354	1,042,877	81,962	0.489	64%
Menor VAC con planta H2 de respaldo	5.4	48	5	30	-	2,313,374	1,226,928	90,913	0.560	64%

<sup>3</sup> Las diferencias generadas en LCOE del sistema fotovoltaico monofacial vs bifacial son casi despreciables, por lo que se ha optado por agrupar la capacidad solar en esta tabla. Para mayor información referirse a la Sección 7.3.3.

<sup>4</sup> OPEX incluye tanto los costos de O&M de los sistemas de generación, los costos de compra de energía a la Base Frei y el costo del diésel del generador de respaldo

<sup>5</sup> Escenario únicamente referencial (ver Sección 6.1.1.). Se asumió que un nivel de contribución de energías renovables equivalente a 99.85% es prácticamente completamente renovable y se estableció este umbral para la definición de esta configuración.

## Índice de Contenido

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>15</b>
1.1	Descripción general del proyecto .....	15
1.2	Resumen del proyecto .....	16
1.3	Alcance del trabajo.....	19
1.4	Sistema energético de la Base Julio Escudero.....	20
1.4.1	Suministro energético .....	20
1.4.2	Demanda energética Base Julio Escudero.....	21
1.4.3	Correlación entre ocupación de la Base Escudero y consumo energético .....	23
1.4.4	Variabilidad estadística introducida a demanda modelada.....	24
1.4.5	Demandas nominal equipos del laboratorio de la Base Escudero .....	26
1.4.6	Proyección de la demanda de la Base Escudero .....	26
<b>2</b>	<b>Recurso solar y rendimiento energético .....</b>	<b>28</b>
2.1	Evaluación del recurso solar .....	29
2.1.1	Parámetros del recurso solar .....	29
2.1.2	Comparación de bases de datos de recursos .....	29
2.1.3	Distribución mensual de recursos solares .....	30
2.1.4	Perfil de horizonte.....	31
2.1.5	Albedo .....	32
2.2	Simulación del rendimiento energético .....	32
2.2.1	Supuesto de pérdida de rendimiento energético .....	33
2.2.2	Rendimiento energético del primer año.....	37
2.2.3	Desglose mensual .....	39
2.3	Ánálisis de incertidumbres .....	44
2.3.1	Componente de incertidumbre .....	44
2.3.2	Resultados del análisis de incertidumbre .....	45
2.4	Conclusiones análisis solar.....	46
<b>3</b>	<b>Recurso eólico y rendimiento energético .....</b>	<b>47</b>
3.1	Fuentes de datos medidos.....	47
3.1.1	Distribución de viento en Base Estación Meteorológica Base Bellingshausen.....	48
3.1.2	Distribución de viento en Base Eduardo Frei Montalva .....	49
3.1.3	Distribución de viento en Estación Meteorológica Base Julio Escudero.....	50
3.2	Desarrollo modelo CFD .....	51
3.2.1	Topografía, rugosidad y volumen de control .....	51
3.2.2	Confiabilidad asumida para datos climatológicos .....	53
3.2.3	Modelos de Aerogeneradores analizados en preselección .....	53
3.3	Mapa de recurso eólico .....	54
3.4	Estimación de la producción de energía de aerogeneradores preseleccionados .....	56
3.4.1	Pérdidas por estela.....	56
3.4.2	Pérdidas y correcciones indicativas.....	56

<b>3.5 Selección modelo de aerogenerador .....</b>	<b>60</b>
<b>3.6 Refinamiento solución eólica propuesta.....</b>	<b>61</b>
<b>3.7 Producción energética de solución eólica propuesta.....</b>	<b>62</b>
<b>3.8 Consideraciones y limitaciones del análisis .....</b>	<b>65</b>
3.8.1 Análisis de verificación cruzada .....	67
<b>4 Tecnologías habilitadores y generación diésel existente .....</b>	<b>69</b>
<b>4.1 Sistema de producción, almacenamiento y generación eléctrica de hidrógeno renovable .....</b>	<b>69</b>
4.1.1 Electrolizador.....	69
4.1.2 Almacenamiento de hidrógeno.....	69
4.1.3 Celda de combustible .....	69
<b>4.2 Sistema de almacenamiento de baterías (BESS).....</b>	<b>70</b>
<b>4.3 Generador diésel de respaldo en base Julio Escudero .....</b>	<b>70</b>
<b>5 Hipótesis financieras y económica .....</b>	<b>71</b>
<b>5.1 CAPEX y OPEX del equipamiento .....</b>	<b>71</b>
5.1.1 Instalación fotovoltaica .....	71
5.1.2 Generación eólica.....	72
5.1.3 Generador diésel respaldo Base Julio Escudero.....	73
5.1.4 Red eléctrica con Base Frei .....	73
5.1.5 Sistema BESS .....	73
5.1.6 Sistema de generación, almacenamiento y consumo de hidrógeno verde.....	74
5.1.7 Sistema de control híbrido.....	75
<b>5.2 Costo del combustible y de la energía.....</b>	<b>76</b>
5.2.1 Combustible diésel .....	76
5.2.2 Energía comprada a la Base Frei.....	76
<b>5.3 Resumen de supuestos económicos.....</b>	<b>78</b>
<b>6 Modelamiento energético y evaluación de opciones .....</b>	<b>78</b>
<b>6.1 Configuraciones de equipos y modelos energéticos .....</b>	<b>79</b>
6.1.1 Modelamiento multiaño .....	80
6.1.2 Restricciones a soluciones y costos por energía no establecida.....	81
6.1.3 Escenario 100% renovable.....	81
6.1.4 Cortes del suministro energético desde Base Eduardo Frei.....	82
6.1.5 Estrategias de control .....	82
6.1.6 Reservas operativas.....	82
6.1.7 Emisiones .....	83
<b>6.2 Escenarios de sensibilidad.....</b>	<b>83</b>
<b>7 Resultados.....</b>	<b>84</b>
<b>7.1 Preselección de configuraciones de interés .....</b>	<b>85</b>
<b>7.2 Selección de configuraciones a presentar al Banco Integrado de Proyectos .....</b>	<b>88</b>
<b>7.3 Consideraciones resultantes del análisis de opciones .....</b>	<b>89</b>

7.3.1 Efectos en la operación de los generadores de la Base Eduardo Frei .....	89
7.3.2 Reservas operativas.....	90
7.3.3 Selección de módulos fotovoltaicos monofaciales o bifaciales.....	91
7.3.4 Inyección de energía a Base Eduardo Frei .....	91
<b>7.4 Resultados Análisis de Sensibilidad .....</b>	<b>91</b>
<b>8 Conclusiones.....</b>	<b>97</b>
<b>9 Appendix .....</b>	<b>98</b>

## Índice de Tabla

Tabla 0-1 Características principales del proyecto.....	3
Tabla 0-2 Configuraciones preseleccionadas .....	5
Tabla 1-1: Principales características del proyecto .....	16
Tabla 1-2 Coordenadas de las alternativas 1y 2 .....	18
Tabla 1-3 Registro de cortes de suministro en la última expedición antártica .....	20
Tabla 1-4 Registro del uso del Generador de Respaldo .....	21
Tabla 2-1 Especificaciones técnicas del diseño indicativo .....	28
Tabla 2-2 Datos de albedo Base King Sejong.....	32
Tabla 2-3 Pérdidas de rendimiento energético hipótesis e insumos de modelización .....	33
Tabla 2-4 Pérdidas supuestas en configuraciones bifaciales.....	37
Tabla 2-5 Rendimiento energético del primer año del sistema solar.....	38
Tabla 2-6 Comentarios y valores de incertidumbre .....	44
Tabla 2-7 Resultados del análisis de incertidumbre a largo plazo - Configuraciones monofaciales .....	45
Tabla 2-8 Resultados del análisis de incertidumbre a largo plazo - Configuraciones bifaciales.....	45
Tabla 2-9 Resultados del análisis de incertidumbre a largo plazo - Configuraciones bifaciales con menor recorte DC/AC .....	45
Tabla 3-1 Mediciones recurso eólico disponibles .....	47
Tabla 3-2 Volumen de control con rugosidad asumida y resolución del enmallado .....	53
Tabla 3-3 Confiabilidad asumida para cada fuente de datos en modelo CFD .....	53
Tabla 3-4 Modelo aerogeneradores .....	54
Tabla 3-5 Producción energética esperada de aerogeneradores preseleccionados.....	59
Tabla 3-6 Velocidades máximas para aerogeneradores preseleccionados .....	60
Tabla 3-7 Ubicaciones propuestas de los aerogeneradores .....	61
Tabla 3-8 Producción bruta y pérdida de estela por aerogenerador de solución eólica propuesta .....	63
Tabla 3-9 Configuración eólica propuesta y producción energética esperada .....	63
Tabla 3-10 Velocidades máximas para aerogeneradores de la configuración eólica propuesta .....	63
Tabla 3-11 Producción 24x12: 8x SD6 en área alternativa 2 (año referencia 2019) .....	65
Tabla 3-12 Verificación cruzada de la velocidad del viento medida y modelada (m/s) para todos los pares de climatología .....	67
Tabla 5-1 CAPEX por unidad de capacidad del sistema de hidrógeno verde .....	74
Tabla 5-2 OPEX del sistema de hidrógeno verde .....	75
Tabla 5-3 Resumen de supuestos económicos por tecnología de generación y almacenamiento .....	78
Tabla 6-1 Factores de incremento del costo real del combustible diésel .....	81
Tabla 6-2 Resumen supuestos escenarios de sensibilidad.....	83
Tabla 7-1 Principales resultados de configuraciones preseleccionadas .....	87
Tabla 7-2 Configuraciones seleccionadas.....	89

Tabla 7-3: Comparación de las configuraciones de capacidad de generación y almacenamiento con menor VAC de los escenarios de sensibilidad .....	93
Tabla 9-1 Inventario de equipos en el laboratorio de la Base Julio Escudero .....	98
Tabla 9-2 Inventario de equipos en el laboratorio de la Base Julio Escudero actualizado en mayo de 2025 .....	100

## Índice de Figura

Figura 0-1 Localización de áreas analizadas para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos y eólicos .....	4
Figura 1-1 Localización del proyecto .....	17
Figura 1-2 Mapa de curvas de elevación Base Profesor Julio Escudero .....	17
Figura 1-3 Ubicación geoespacial de áreas alternativas 1 y 2 .....	18
Figura 1-4 Pendiente de la superficie de las áreas alternativas 1 y 2 .....	19
Figura 1-5 Consumo diario obtenido del registro del Datalogger .....	22
Figura 1-6 Consumo medido en Datalogger .....	22
Figura 1-7 Carga diaria típica de cada mes .....	23
Figura 1-8 Correlación demanda mensual y ocupación .....	24
Figura 1-9 Correlación demanda mensual y ocupación en meses de verano .....	24
Figura 1-10 Promedio mensual consumo y desviaciones estándar .....	25
Figura 1-11 Frecuencia de distribución de la demanda .....	25
Figura 1-12 Mapa de calor de demandas horarias a través del año .....	26
Figura 1-13 Registros de demanda mensual de la Base Escudero .....	27
Figura 1-14 Proyección indicativa de la demanda de la Base Escudero .....	28
Figura 2-1 Irradiación horizontal global media mensual (GHI) .....	30
Figura 2-2 DHI mensual en un plano horizontal .....	30
Figura 2-3 Perfil de sombreado del horizonte área inicial y área alternativa 1 .....	31
Figura 2-4 Perfil de sombreado del horizonte área inicial y área alternativa 2 .....	32
Figura 2-5 Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija monofacial en área inicial .....	40
Figura 2-6 Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija monofacial en área inicial .....	40
Figura 2-7 Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 1 .....	40
Figura 2-8 Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 1 .....	40
Figura 2-9 Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 1 .....	41
Figura 2-10 Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 1 .....	41
Figura 2-11 Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija y recorte AC/DC bajo bifacial en área alternativa 1 .....	41
Figura 2-12 Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija y recorte AC/DC bajo, bifacial en área alternativa 1 .....	41
Figura 2-13 Generación y pérdidas de modulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 2 .....	42
Figura 2-14 Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 2 .....	42
Figura 2-15 Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 2 .....	42
Figura 2-16 Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 2 .....	42
Figura 2-17 Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija y recorte bajo bifacial en área alternativa 2 .....	43
Figura 2-18 Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija y recorte bajo, bifacial en área alternativa 1 .....	43
Figura 3-1 Metmast base Bellingshausen .....	48
Figura 3-2 Metmast base Frei .....	48
Figura 3-3 Metmast estación meteorológica base Julio Escudero .....	48
Figura 3-4 Cobertura de mediciones del recurso eólico Base Bellingshausen .....	49

Figura 3-5 Distribución recurso eólico en base Bellingshausen .....	49
Figura 3-6 Cobertura de mediciones del recurso eólico Base Eduardo Frei .....	50
Figura 3-7 Distribución recurso eólico Base Eduardo Frei .....	50
Figura 3-8 Cobertura de mediciones del recurso eólico estación meteorológica base Julio Escudero .....	51
Figura 3-9 Distribución recurso eólico estación meteorológica base Julio Escudero .....	51
Figura 3-10 Mapa curvas de nivel cercanías de la base Julio Escudero.....	52
Figura 3-11 Volumen de control con rugosidad asumida y resolución del enmallado .....	53
Figura 3-12 Mapa velocidad promedio del viento a 15 m.....	55
Figura 3-13 Mapa velocidad promedio del viento a 20 m.....	55
Figura 3-14 Mapa velocidad promedio del viento a 30 m.....	55
Figura 3-15 Ubicaciones de los aerogeneradores en mapa satelital.....	62
Figura 3-16 Ubicaciones de los aerogeneradores en mapa de recurso eólico.....	62
Figura 3-17 Comparación producciones mensuales entre periodo 2014-2023 y año 2019 .....	64
Figura 3-18 Estructura cercana a estación meteorológica de la Base Escudero .....	66
Figura 3-19 Análisis de verificación cruzada - Base Frei como referencia y estación meteorológica de la base Escudero como objetivo (izq.), y referencia de la topografía y obstrucciones en el sitio (der.) .....	68
Figura 4-1 Curva asumida de potencia vs consumo de H2.....	70
Figura 4-2 Curva de consumo de combustible (izq.) y de rendimiento (der) del generador diésel de respaldo .....	71
Figura 5-1 Comparación de costo de sistemas solares por tipo de módulo .....	72
Figura 5-2 Desglose del CAPEX asumido para el sistema de hidrógeno verde en estudio de prefactibilidad .....	74
Figura 5-3 Costo histórico de energía comprada por la Base Escudero .....	77
Figura 6-1 Modelo Energético simplificado .....	80
Figura 6-2 Supuesto cortes de suministro.....	82
Figura 7-1 VAC en función de la contribución de ER para las configuraciones analizadas .....	85
Figura 7-2 VAC en función de la contribución de ER para las configuraciones analizadas con menor VAC que el caso base .....	85
Figura 7-3 Envoltorios de rampas para el suministro de potencia a la Base Escudero en la situación actual y en la situación esperada posterior a la integración de energías renovables y almacenamiento .....	90
Figura 7-4 Configuraciones de abastecimiento energético versus penetraciones de energía renovable .....	92
Figura 9-1 Rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, monofacial en el área inicial .....	111
Figura 9-2 Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, monofacial en el área alternativa 1 .....	111
Figura 9-3 Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, bifacial en el área alternativa 1 .....	112
Figura 9-4 Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija y recorte bajo, bifacial en el área alternativa 1 .....	112
Figura 9-5 Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, monofacial en el área alternativa 2 .....	113
Figura 9-6 Previsión de rendimiento medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, bifacial en el área alternativa 2 .....	113
Figura 9-7 Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija y recorte bajo, bifacial en el área alternativa 2 .....	114
Figura 9-8 Mapa de elevación de la cercanía de la Base Julio Escudero .....	115
Figura 9-9 Perfil de elevación desde área alternativa 1 y área inicial .....	116
Figura 9-10 Perfil de elevación desde área alternativa 2 .....	116
Figura 9-11 Módulos monofaciales indicativos utilizados para análisis solar .....	117
Figura 9-12 Módulos bifaciales indicativos utilizados para análisis solar .....	119
Figura 9-13 Inversores indicativos utilizados para análisis solar .....	121
Figura 9-14 SD6 .....	123
Figura 9-15 SD6+ .....	124

Figura 9-16 SD12 .....	125
Figura 9-17 Gráfico curvas de potencia turbinas SD.....	126
Figura 9-18 RyseEnergy N55 (VAWT) .....	127
Figura 9-19 Engelec 5kW (VAWT) .....	129
Figura 9-20 EWT DW54-X .....	130
Figura 9-21 NPS 100C-21.....	131
Figura 9-22 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - enero -Situación actual.....	136
Figura 9-23 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - enero- Caso de integración de ER y almacenamiento.....	136
Figura 9-24 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - febrero - Situación actual .....	136
Figura 9-25 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - febrero - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	136
Figura 9-26 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - marzo - Situación actual.....	137
Figura 9-27 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - marzo - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	137
Figura 9-28 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - abril - Situación actual.....	137
Figura 9-29 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - abril - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	137
Figura 9-30 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - mayo - Situación actual .....	138
Figura 9-31 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - mayo - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	138
Figura 9-32 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - junio - Situación actual .....	138
Figura 9-33 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - junio - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	138
Figura 9-34 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - julio - Situación actual .....	139
Figura 9-35 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - julio - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	139
Figura 9-36 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - agosto - Situación actual .....	139
Figura 9-37 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - agosto - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	139
Figura 9-38 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - septiembre - Situación actual .....	140
Figura 9-39 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - septiembre - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	140
Figura 9-40 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - octubre - Situación actual .....	140
Figura 9-41 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - octubre - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	140
Figura 9-42 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - noviembre - Situación actual .....	141
Figura 9-43 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - noviembre - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	141
Figura 9-44 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - diciembre - Situación actual .....	141
Figura 9-45 Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - diciembre - Caso de integración de ER y almacenamiento .....	141

## Índice de Appendix

Appendix A Potencias nominales equipos existentes en laboratorio Base Julio Escudero .....	98
Appendix B Ficha técnica generadores diésel en Base Eduardo Frei.....	103
Appendix C Ficha técnica generadores diésel en Base Julio Escudero.....	107
Appendix D Evaluación del recurso solar Parámetros de irradiación .....	110
Appendix E Rendimiento energético y probabilidad de excedencia.....	111
Appendix F Topografía de la cercanía de la Base Julio Escudero .....	115
Appendix G Fichas técnicas de equipamiento indicativo planta solar .....	117
Appendix H Fichas técnicas de turbinas eólicas analizadas .....	123
Appendix I Curvas de potencia simuladas .....	133
Appendix J Especificaciones técnicas sistemas de almacenamiento .....	134
Appendix K Resultados configuraciones con contribuciones de ER cercanas a 100%.....	135
Appendix L Variación energía suministrada por Base Frei.....	136
Appendix M Histograma de temperaturas registradas en la Base Frei 2000-2023 .....	142

## Glosario

°C	Grados centígrados
A	Amperios
AC	Corriente alterna
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en baterías
BoP/BoS	Balance de planta/sistema
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i> (Dinámica de Fluidos Computacional)
DC	Corriente continua
DHI	Irradiación horizontal difusa
DNI	Irradiación directa normal
ER	Energía Renovable
FACH	Fuerza Aérea de Chile
FV	Fotovoltaica
GHI	Irradiación horizontal global
GTI	Irradiación global inclinada
ha	Hectáreas
HHV	High Heating Value
HOMER Pro	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i> (Software de optimización energética)
HV	Alta tensión
Hz	Hertz
IAV	Variabilidad interanual
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
INACH	Instituto Antártico Chileno
kVA	Kilo voltio amperio
kWh	Kilovatio-hora
LID	Degrado inducida por luz
LCOE	Costo nivelado de la energía

LV	Baja tensión
MEN	Ministerio de Energía de Chile
MV	Media tensión
MWh	Megavatios-hora
O&M	Operaciones y mantenimiento
P50	50% de probabilidad de superación
P90	90% de probabilidad de superación
PDI	Punto de interconexión
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i> (Celda de Membrana de Intercambio Protónico)
PR	Ratio de rendimiento (performance ratio)
PvSyst	Programa para el modelamiento Solar
STC	Condiciones de ensayo estándar
TGY	typical global-horizontal-irradiation year (Typical GHI Year)
USD	Dólares estadounidenses
V	Volt
VAC	Valor Actual de los Costos
Wp	Vatios pico

## 1 Introducción

### 1.1 Descripción general del proyecto

En los casi 30 años de operación de infraestructura en la Antártica Chilena, el suministro energético ha dependido exclusivamente del uso de combustibles fósiles, a pesar del impulso de políticas de descarbonización y promoción de energías renovables no convencionales.

En este escenario, la dependencia del diésel como fuente primaria para la generación de electricidad y calefacción se ha acentuado a medida que aumenta la conectividad con la Antártica y la frecuencia de las campañas científicas, incrementando proporcionalmente la demanda energética de la Base Científica Antártica Profesor Julio Escudero Guzmán, donde la provisión estable de servicios básicos resulta esencial para el éxito de las actividades científicas.

Paralelamente, la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena se proyecta como uno de los polos estratégicos para la producción de hidrógeno renovable a nivel mundial, lo que representa una oportunidad única para integrar esta tecnología en la matriz energética antártica. La incorporación de fuentes limpias en un territorio aislado y de alta sensibilidad ambiental permitiría no solo avanzar en la descarbonización regional, sino también reducir el impacto de la huella de carbono nacional, afectada por la alta dependencia de insumos transportados desde otras regiones y la limitada oferta local de servicios.

Finalmente, la marcada dependencia de combustibles fósiles condiciona actualmente la operatividad de las campañas antárticas: sin la disponibilidad de este insumo, sería imposible mantener los servicios básicos de la Base Científica, lo que comprometería directamente la permanencia y continuidad de las actividades científicas. Además, las condiciones logísticas propias del continente, caracterizadas por su aislamiento y la dificultad para responder rápidamente a contingencias energéticas, evidencian la necesidad de transitar hacia soluciones más seguras, sostenibles y planificadas para el abastecimiento energético de la Antártica Chilena.

Es por lo anterior, y en el marco de un convenio de colaboración entre el Instituto Antártico Chileno (INACH), Fundación Antártica 21 y GIZ, en abril de 2022 se presentó el estudio “Evaluación de uso de hidrógeno para producción de electricidad y calor en Base Escudero en Antártica Chilena”, el cual exploró de manera conceptual las alternativas de uso de hidrógeno verde y sus derivados como potenciales alternativas energéticas sustentables para Base Profesor Julio Escudero.

A partir de estos análisis se emprendió un nuevo estudio, publicado en julio de 2023 titulado “Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena” que profundiza en la alternativa de generación de energía eléctrica utilizando Celdas de Combustible, específicamente para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de corto y mediano plazo de un proyecto que utilice esta tecnología a partir de hidrógeno verde o sus derivados, permitiendo reemplazar parcial o totalmente la energía eléctrica producida actualmente mediante generador diésel, y de esta manera desplazar emisiones de gases de efecto invernadero. El estudio determinó que es potencialmente factible implementar una solución de transformación y transición energética, mediante el uso de un mix de energías renovables (ER) y celdas de combustible de hidrógeno renovable, en la Base Profesor Julio Escudero.

Siguiendo lo abordado en el estudio de prefactibilidad, se analizó la red eléctrica de la Base Escudero, así como las condiciones del entorno y las posibles soluciones energéticas. Basándose en la ubicación geográfica y en las dos alternativas de sectores para la instalación de medios de energías renovables, se realizaron simulaciones en PVsyst para evaluar la generación fotovoltaica y en Windsim para evaluar la generación eólica. Los resultados de estas simulaciones se utilizaron como entradas en un modelo de Homer Pro. Dentro de este último software, se modeló tanto la demanda energética como el suministro de energía proveniente de la base Eduardo Frei, la cual genera su energía a través de generadores diésel. Además, se evaluó la

posibilidad de incluir BESS y sistemas de respaldo con celdas de combustible alimentadas por hidrógeno verde.

Dentro del estudio de prefactibilidad anterior, se abordó cómo obtener el hidrógeno verde. Si bien dentro de las posibilidades estaba la de transportar el hidrógeno desde la Región de Magallanes, esta opción fue descartada por la dificultad del transporte, al no tener puertos adecuados para el transporte y de comercialización. Además, surgieron problemas técnicos, ya que de los 9 proyectos identificados, solo se logró establecer contacto con 5, de los cuales la mayoría no tenía el hidrógeno como producto principal. Solo 2 de ellos indicaron estar en condiciones de vender hidrógeno. Sumado a esto, los costos y la complejidad de invertir en la compresión del gas representaron un obstáculo, ya que no todos los productores estarían dispuestos a realizar dicha inversión. Favoreciendo finalmente la producción In Situ del hidrógeno verde a través de una pequeña planta de electrólisis y almacenamiento de este en estanques. El objetivo de este sistema en el estudio de prefactibilidad estaba orientado a garantizar la operación de los laboratorios a través de un respaldo para el suministro eléctrico, a la vez cumplir el propósito de descarbonizar la antártica, mientras que en este estudio se considera esta opción en conjunto con otras opciones energéticas que podrían marcar un hito y ser un ejemplo replicable otros lugares remotos y que necesiten un respaldo eléctrico.

## 1.2 Resumen del proyecto

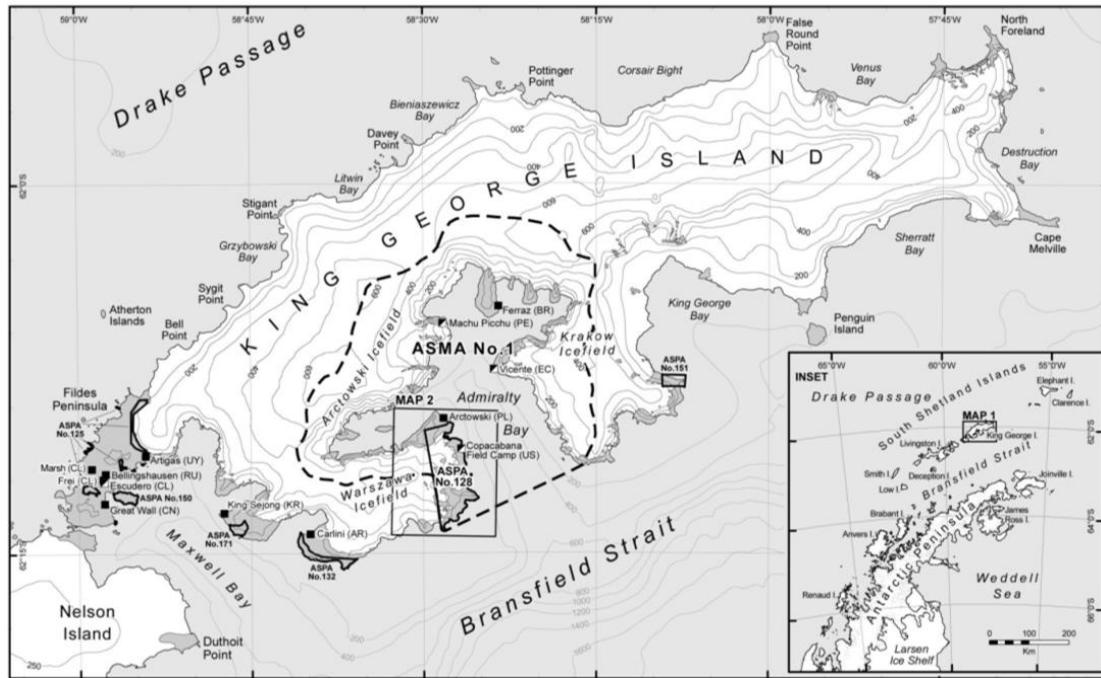
El proyecto se desarrollará en la Base Profesor Julio Escudero, ubicada en el continente antártico, específicamente en la península Fildes, isla Rey Jorge, aproximadamente a 1.000 km de la ciudad de Punta Arenas.

En la Tabla 1-1 se presentan las principales características del proyecto. La Figura 1-1 muestra la ubicación general de la base Julio Escudero en la península Fildes, mientras que la Figura 1-2 muestra un levantamiento topográfico en las cercanías de la base.

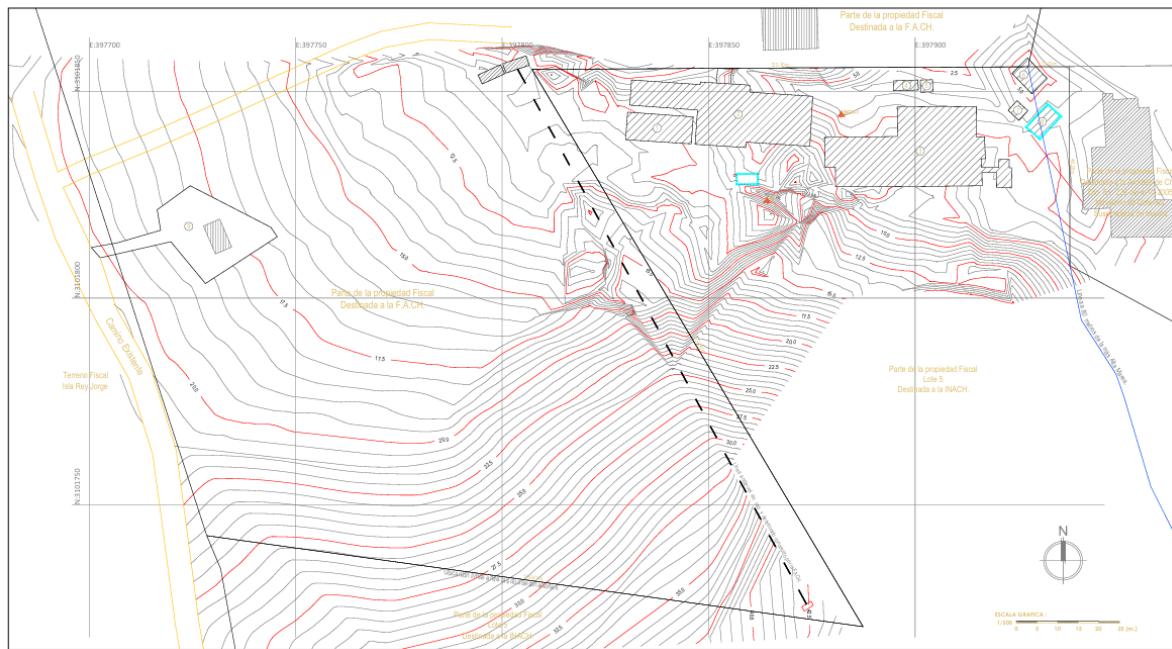
**Tabla 1-1:** Principales características del proyecto

Características	Detalle
Ubicación	Antártica. Específicamente en la península Fildes, isla Rey Jorge.
Coordenadas	Latitud: 62°12'57"S y Longitud: 58°57'35"O.
Altitud sobre el nivel del mar	15 m
Demandas energéticas actuales (Ver Sección 1.4.2)	<p>Demandas diarias promedio:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Máxima demanda diaria: 1220 kWh (durante Febrero)</li> <li>- Mínima demanda diaria: 690 kWh (durante Septiembre)</li> </ul> <p>Demandas anuales esperadas: 315.733 kWh/año</p>
Vida útil asumida para el análisis	20 años
Nivel de tensión de funcionamiento de la microrred	Trifásico 220/380 V
Proyección demanda energética (Ver Sección 1.4.2)	Incremento de la demanda anual de 1.15% sobre la situación inicial
Vida útil asumida para el análisis	20 años
Nivel de tensión de funcionamiento de la microrred	Trifásico 220/380 V

**Figura 1-1 Localización del proyecto**



**Figura 1-2** Mapa de curvas de elevación Base Profesor Julio Escudero



Durante el estudio previo de prefactibilidad “Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena”<sup>6</sup>, se asumió la existencia de un área total de 150 m<sup>2</sup> para la instalación del sistema de hidrógeno verde incluyendo fuentes de generación renovable. Durante el presente análisis, INACH solicitó analizar la posibilidad de la utilización de dos áreas alternativas dentro de la

<sup>6</sup> <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2023/07/Informe-Final-Estudio-de-Prefactibilidad-H2-Base-Escudero-Antartica.pdf>

vecindad de la base Escudero. Estas áreas alternativas son presentadas en la Figura 1-3, mientras que los vértices de estas son presentados en la Tabla 1-2.

En base a estos puntos se estima que la primera área alternativa corresponde a un área aproximada de 5,760 m<sup>2</sup>, mientras que la segunda abarca un área de aproximadamente de 31,605 m<sup>2</sup>. Sin embargo, es importante destacar que cada opción presenta características distintas/diferentes, siendo las pendientes en cada una de estas significativamente diferentes. pendientes distintas. Como se observa en la Figura 1-4, adjunta las pendientes de la primera opción son bajas, oscilando mayormente entre 0° y 20° aproximadamente, mientras que las presentes en la segunda opción son más pronunciadas, alcanzando valores iguales a superiores a los 45° en un porcentaje significativo del área. Cabe mencionar que pendientes significativamente pronunciadas aumentan los costos de instalación y mantención de los sistemas de energías renovables debido a una mayor dificultad para acceder al sitio como potenciales costos adicionales derivados trabajos de movimiento de tierra.

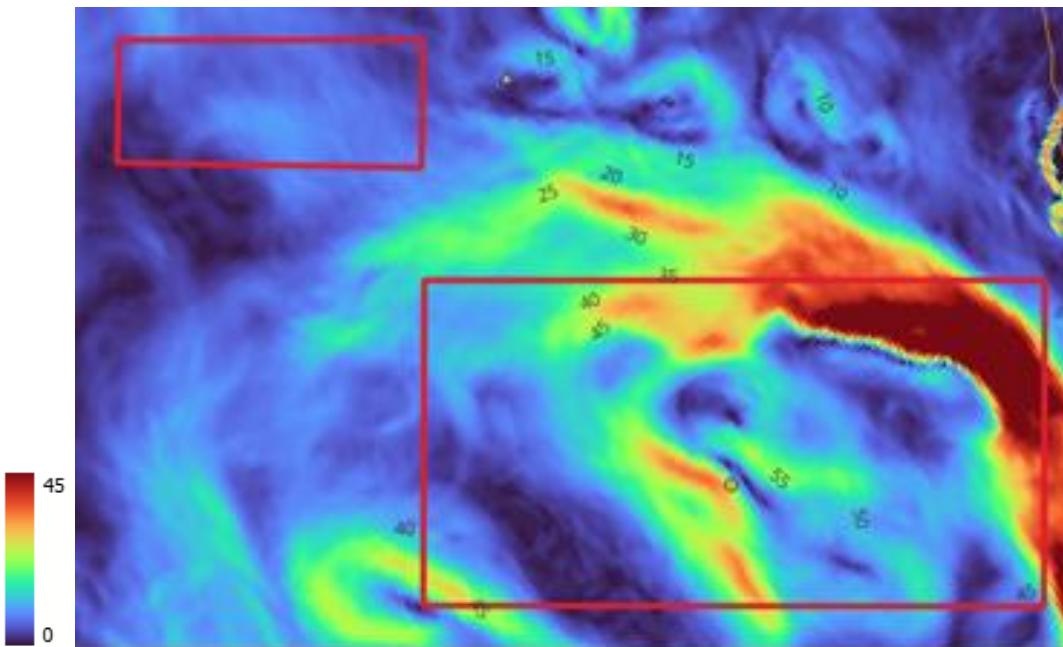
**Figura 1-3** Ubicación geoespacial de áreas alternativas 1 y 2



**Tabla 1-2** Coordenadas de las alternativas 1y 2

	Coordenadas de alternativas				
	Grados decimales (WSG 84)		UTM 21S		
	Latitud	Longitud	UTM easting	UTM northing	
centro área inicial	-62.2014014	-58.9645386	397794	3101833	
Alternativa 1 (área app 5760m <sup>2</sup> )	V1	-62.2011906	-58.9642259	397810	3101857
	V2	-62.2011581	-58.9665196	397690	3101857
	V3	-62.2015925	-58.9665667	397689	3101809
	V4	-62.2016427	-58.9642647	397809	3101807
Alternativa 2 (área app 31605m <sup>2</sup> )	V1	-62.2021085	-58.9595746	398055	3101762
	V2	-62.2020424	-58.9642692	397810	3101762
	V3	-62.2031955	-58.9643520	397810	3101633
	V4	-62.2032653	-58.9596560	398054	3101633

**Figura 1-4** Pendiente de la superficie de las áreas alternativas 1 y 2



### 1.3 Alcance del trabajo

El alcance del trabajo incluye lo siguiente

- Diseño indicativo de una instalación solar fotovoltaica y evaluación de su rendimiento energético
- Diseño indicativo de una instalación eólica y evaluación de su rendimiento energético
- Estimación indicativa de CAPEX / OPEX para el sistema solar fotovoltaico, eólico y sistemas de almacenamiento.
- Optimización preliminar de las capacidades solar fotovoltaica, eólica, producción de hidrógeno renovable y BESS
- Preselección de dos alternativas de suministro energético que incluyan de producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno renovable como almacenamiento energético y aseguren la continuidad energética del laboratorio de la Base Escudero.

El objetivo del análisis es proporcionar información técnica preliminar para la planificación de las mejoras de infraestructura necesarias para facilitar la integración de la energía solar y eólica, además de la generación de hidrógeno renovable y sugerir opciones de tecnología de apoyo como baterías.

El estudio se basa en la revisión de la documentación facilitada por INACH, Asesoría para estudiar la viabilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero, ubicada en la Antártica chilena. También se ha basado en las comunicaciones mantenidas con diferentes actores involucrados en proyectos similares. En concreto, el presente estudio se ha basado en la información facilitada por INACH sobre la demanda energética, las hipótesis de costos de inversión y O&M de las diferentes tecnologías de generación y almacenamiento energético, y determinados parámetros financieros. Asimismo, se ocuparon datos meteorológicos disponibles en línea y se consideraron algunos supuestos que son descritos en el presente informe.

## 1.4 Sistema energético de la Base Julio Escudero

### 1.4.1 Suministro energético

De acuerdo a la información provista por INACH, el sistema energético de la Base Julio Escudero es suministrado de energía eléctrica por generadores Diesel Caterpillar C18 de 597 kW (ficha técnica en Anexos<sup>7</sup>) ubicados en la Base Eduardo Frei, los cuales pertenecen y son operados por la FACH. Estos mismos generadores también suministran la electricidad a la Base Eduardo Frei, por lo que ambas bases juntas constituyen un único sistema energético aislado.

De acuerdo a INACH, el suministro desde la Base Frei ha presentado cortes relacionados a paradas por mantenimiento en los generadores operados por la FACH y a fallas técnicas. Si bien INACH no cuenta con registros respecto a la ocurrencia y duración de estos cortes, en el pasado sí existen para la última expedición Antártica (ECA), que tuvo lugar entre Diciembre 2023 y Mayo 2024. En la Tabla 1-3 se presentan la ocurrencia de los cortes durante esta última expedición.

**Tabla 1-3** Registro de cortes de suministro en la última expedición antártica

Año	Mes	Día	Horario	Inspección
2023	Diciembre	Martes 26	AM	500 HRS
2024	Enero	Viernes 05	PM	250 HRS
		Martes 16	AM	2000 HRS
		Viernes 26	PM	250 HRS
	Febrero	Martes 06	AM	500 HRS
		Viernes 16	PM	250 HRS
		Martes 27	AM	3000 HRS
	Marzo	Lunes 11	PM	250 HRS
		Viernes 22	PM	500 HRS
		Lunes 25	PM	1309503,744 kW/h
	Abril	Martes 02	AM	250 HRS
		Miércoles 03	PM	1323476,34 kW/h
		Viernes 12	PM	4000 HRS
		Martes 23	AM	250 HRS
	Mayo	Domingo 05	PM	1351971 kW/h
		Lunes 06	PM	500 HRS
		Viernes 17	PM	250 HRS
		Martes 28	AM	5000 HRS

Debido a estos cortes en el suministro de energía desde la base Eduardo Frei es que la Base Julio Escudero cuenta desde Febrero de 2024 con un generador diésel Cummins modelo C90 D5 de potencia activa nominal de 72 kW, el cual es utilizado como respaldo energético de la base para eventos de corte de suministro desde la Base Frei. La Tabla 1-4 presenta la utilización desde Marzo de 2023 de este generador durante los cortes de suministro.

<sup>7</sup> Ficha Técnica Generadores Diésel en Base Eduardo Frei.

**Tabla 1-4** Registro del uso del Generador de Respaldo

Fecha de corte	Hora de inicio	Lectura kW/h	Hora de término	Lectura kW/h	Tiempo de funcionamiento (hrs - min)	Diferencia (kW/h)
11-03-2024	14:35	1296145,817	17:20	1296201,044	2:45	55,227
25-03-2024	14:25	1309374,683	18:00	1309503,744	3:35	129,061
03-04-2024	14:00	1323476,34	18:12	1323644,401	4:12	168,061
12-04-2024	14:00	1331571,516	18:00	1331707,490	4:00	135,974
23-04-2024	14:00	1341447,00	17:00	1341520,300	3:00	73,300
05-05-2024	18:10	1351915,00	21:00	1351971,000	2:50	56,000

Si bien ambas bases operan como un sistema aislado único, debido a que no se dispone de información de la operación de los generadores de la base Eduardo Frei<sup>8</sup>, ni de la demandada esta base, se considerará en este análisis energético solamente las opciones de desarrollo de la Base Julio Escudero. Si bien este enfoque puede resultar suficiente para una primera aproximación a las opciones de integración de energías renovables e hidrógeno verde en la base Julio Escudero, genera algunas limitaciones en el análisis, las cuales son comentadas en la sección 7.3, por lo que se remarca que, un enfoque de análisis energético conjunto (incluyendo las bases Julio Escudero y Eduardo Frei) puede generar resultados sin estas limitaciones y con menor incertidumbre.

#### 1.4.2 Demanda energética Base Julio Escudero

La demanda de la Base Escudero es uno de los aspectos más relevantes de este análisis energético de opciones para su suministro. Para fines de este estudio, la demanda a ser suministrada, y bajo la cual se realizará el estudio de opciones energéticas, será la correspondiente a todo el consumo de la Base Escudero<sup>9</sup>. Los datos existentes respecto a esta demanda que fueron facilitados por INACH para este propósito comprenden:

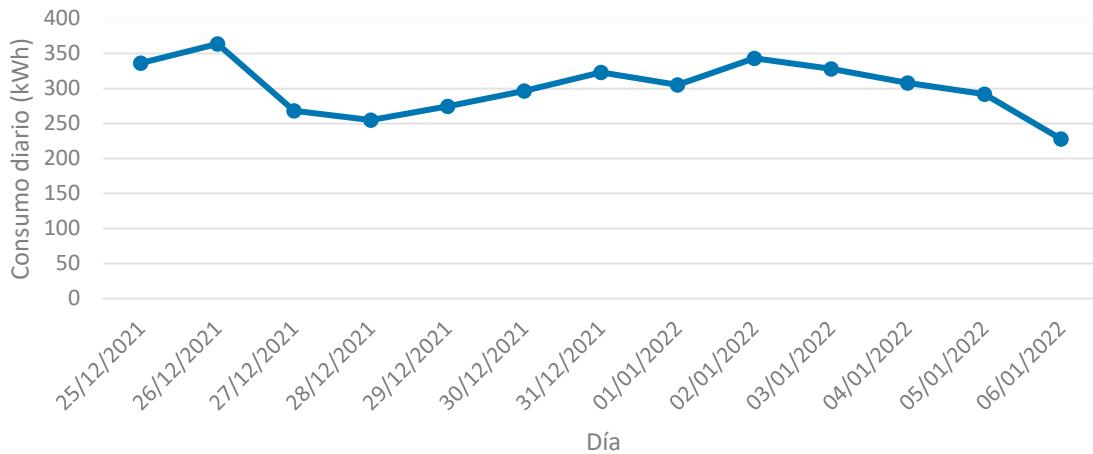
- Datos registrados en un datalogger desde el 24 de diciembre de 2021 hasta el 7 de enero de 2022, con una resolución temporal de 3 minutos.
- Datos registrados en tablas con resolución temporal variable, abarcando el período desde el 23 de noviembre de 2021 hasta el 20 de diciembre de 2021.
- Datos diarios registrados fotográficamente entre el 12 de noviembre de 2022 y el 18 de marzo de 2023.
- Registro mensual del consumo energético y registro diario de ocupación de la base entre 2015 y 2019.
- Planilla con los consumos eléctricos mensuales entre los años 2020 a 2023 registrados por FACH.

Se puede identificar del registro del datalogger que los 17 días completos tienen un consumo energético diario que fluctúa entre 227 y 363 kWh, como se observa en la Figura 1-5.

<sup>8</sup> La Base Escudero no tiene injerencia directa en la operación de los generadores Diesel de la FACH.

<sup>9</sup> Se debe notar que la condición de continuidad energética corresponde a la demanda asociada al laboratorio de la base Escudero, el cual es considerado crítico para el desarrollo de las investigaciones de INACH, y no a la demanda total de la base antártica.

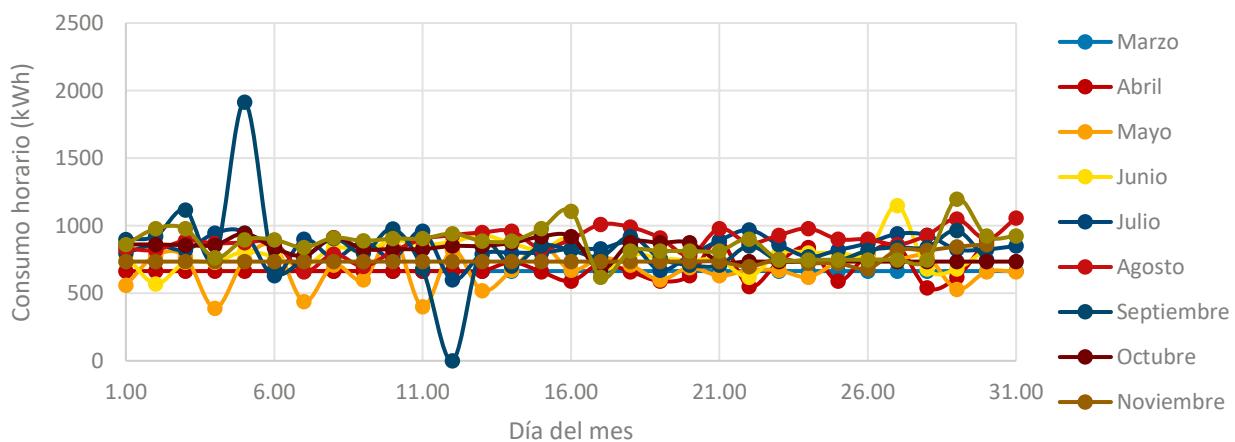
**Figura 1-5 Consumo diario obtenido del registro del Datalogger**



Sin embargo, los registros de consumo de otros períodos apuntan a que los valores que están registrados en el datalogger serían significativamente más bajos a lo esperado considerando que:

- En las mediciones de energía del archivo “Mediciones Manuales Escudero ECA 58 (noviembre 2021).xlsx” se observa que el consumo eléctrico diario medido desde el 3 de Diciembre al 20 de Diciembre (5 días antes del inicio del registro por data logger) varía entre 850 kWh y 1200 kWh por día.
- Los datos obtenidos de mediciones obtenidos desde el archivo “Consumo Eléctrico Base Escudero 2020.2021.2023.2024.xlsx” nos muestran que el consumo diario durante los meses de verano para el periodo 2020- a 2024 varía entre los 900 y 1200 kWh
- Adicionalmente, las mediciones durante los meses de invierno de 2020 (“Consumo Eléctrico Base Escudero 2020.2021.2023.2024.xlsx”) también registran valores mayores a los registrados por el data logger aunque no debería haber ocupación significativa en la Base Julio Escudero durante esos meses. Durante ese invierno, como se ve en la Figura 1-6, los valores de consumo diario variaban regularmente entre los 500 y 900 kWh.

**Figura 1-6 Consumo medido en Datalogger**

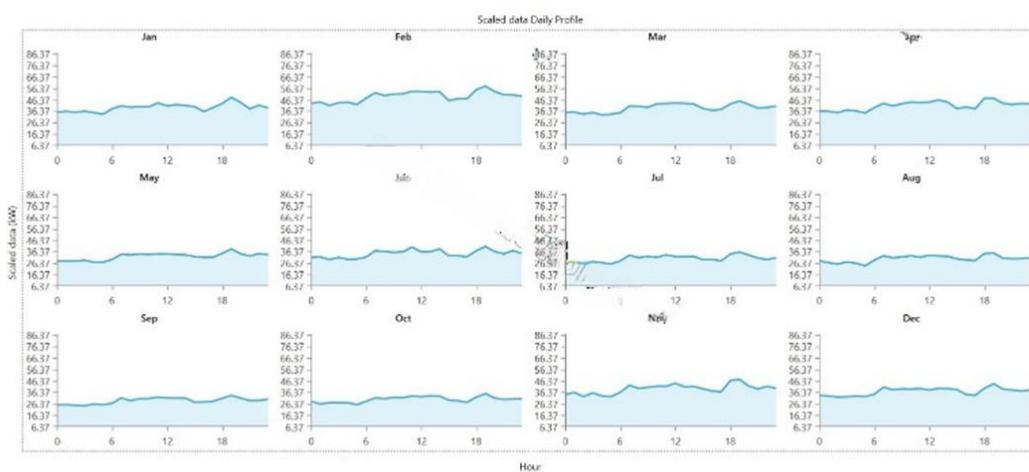


Considerando lo antes descrito, las siguientes consideraciones son adoptadas para modelar la demanda de la base:

- Se asume que los datos de la demanda diaria durante los meses de invierno del año 2020, tal como se registran en el archivo "Consumo Eléctrico Base Escudero 2020.2021.2023.2024", proporcionan una representación adecuada de la demanda diaria durante los días de invierno en años futuros. Se supone que la ocupación durante esos períodos no varía significativamente manteniéndose entre 8 y 12 personas, de acuerdo a información comentada por INACH.
- Se asume que, aunque los datos registrados en el datalogger no reflejan el consumo total de la base durante los días en que se realizaron los registros, sí muestran de manera precisa las variaciones intradiarias, lo que permite su extrapolación basada en otros registros diarios fotográficos.
- Se asume que los datos de demanda diaria registrada fotográficamente entre el 12 de noviembre de 2022 y el 18 de marzo de 2023 proporcionan una representación adecuada del consumo diario durante los meses de verano en la base.
- Se asumen que utilizan los datos de consumos eléctricos mensuales registrados entre los años 2020 a 2023 registrados por FACH son adecuados para modelar la demanda mensual a futuro de la base Julio Escudero, a excepción de algunos valores atípicos que fueron excluidos (i.e. Octubre 2023).

Basados en los supuestos y consideraciones antes descritas se obtiene un perfil horario típico para cada mes, como se ven en la Figura 1-7.

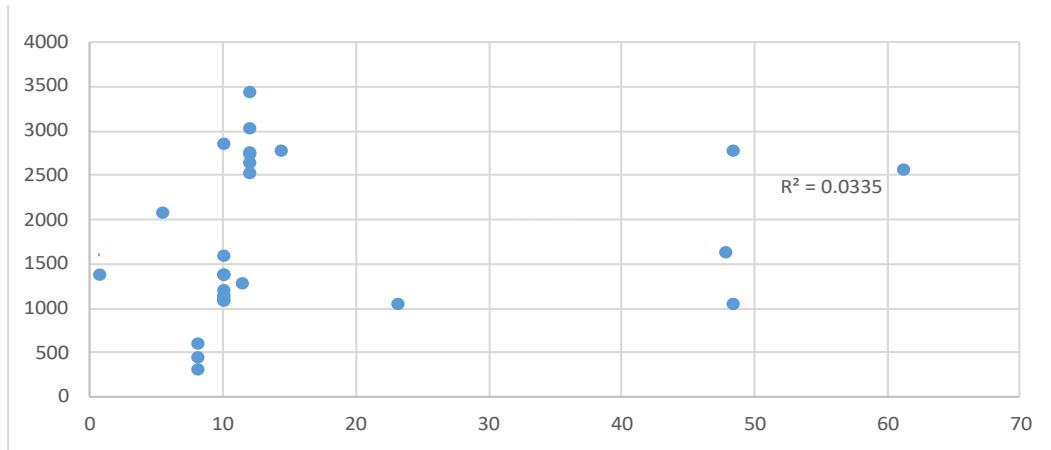
**Figura 1-7** Carga diaria típica de cada mes



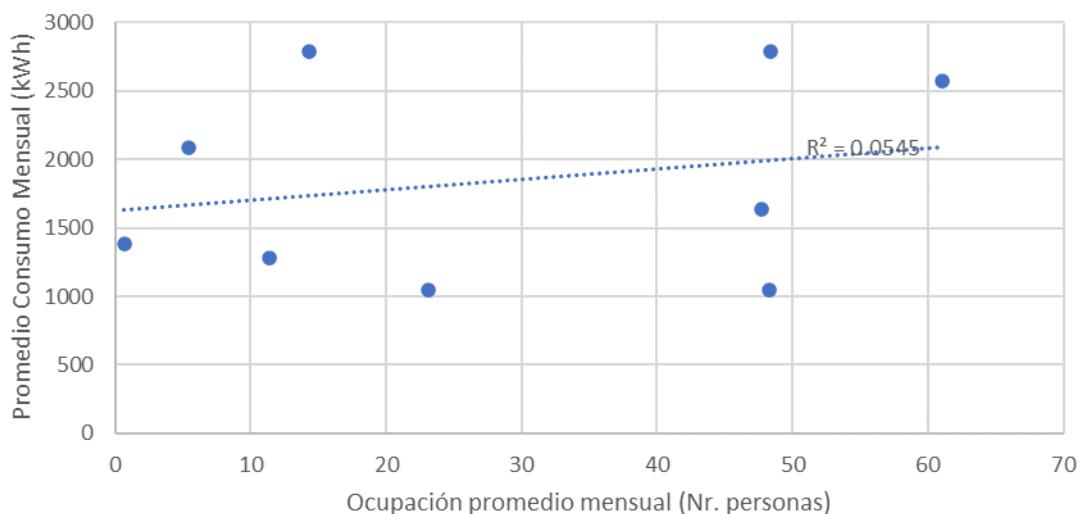
#### 1.4.3 Correlación entre ocupación de la Base Escudero y consumo energético

Adicionalmente se realiza un chequeo de la correlación entre el nivel de consumo energético mensual de la Base Julio Escudero y la ocupación promedio registrada durante estos meses entre 2015 y 2019. La Figura 1-8 y Figura 1-9 presentan las series de datos disponibles y correlación para todos los registros y para registros durante solo meses de verano respectivamente.

**Figura 1-8 Correlación demanda mensual y ocupación<sup>10</sup>**



**Figura 1-9 Correlación demanda mensual y ocupación en meses de verano**



Se identifican correlaciones muy bajas y casi nulas en estos gráficos por lo que se concluye que otros factores son predominantes para la reproducción de la demanda en la Base Escudero. Por lo tanto, se descarta la creación de un modelo de ocupación-consumo en este análisis y, se decanta por modelar la demanda adoptando un enfoque estadístico para capturar la variabilidad de manera simplificada pero significativa.

#### 1.4.4 Variabilidad estadística introducida a demanda modelada

Adicionalmente, y con el fin de introducir elementos de variabilidad que reflejen de manera más realista las distintas condiciones climáticas, ocupacionales y/o laborales que se registren en la base, así como otros factores que puedan influir en el consumo, se incluyen dos variabilidades aleatorias basadas en las estadísticas de los datos registrados: la variación de consumo entre días y la variación de consumo hora a hora.

<sup>10</sup> No existen registros precisos de la ocupación durante meses de invierno, pero de acuerdo a INACH esta ronda entre las 8 y 12 personas. Se asume en el grafico una ocupación en estos meses dentro de los rangos entregados por INACH que pudiera beneficiar una mejor correlación con la demanda a modo referencial.

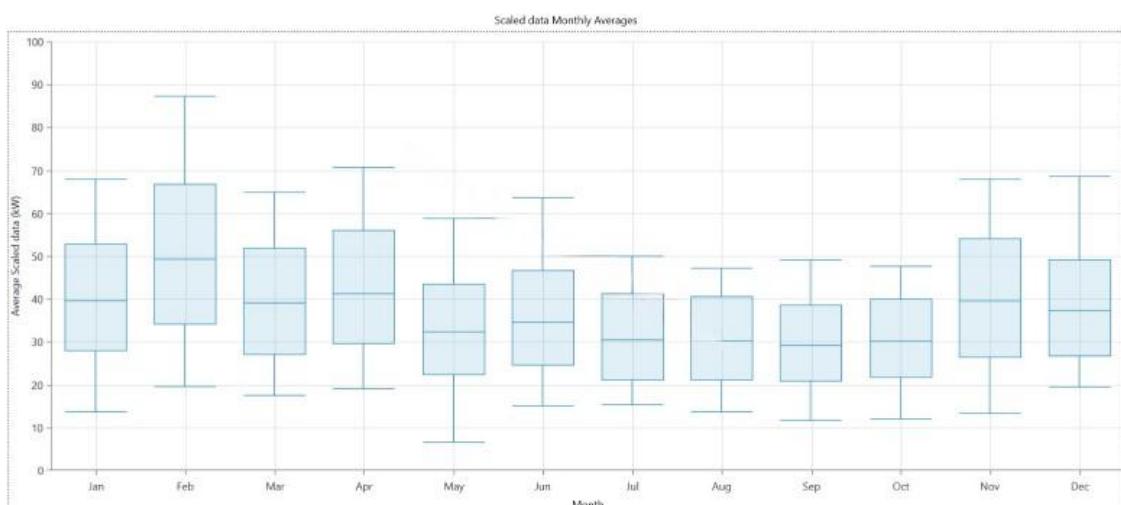
Según el análisis estadístico de los datos registrados tanto en el datalogger como en los datos diarios fotográficos entre el 24 de diciembre de 2021 y el 7 de enero de 2022, y entre el 12 de noviembre de 2022 y el 18 de marzo de 2023, respectivamente, se obtienen las siguientes desviaciones estándar:

- Variación registrada del consumo entre días (day-to-day): 12%
- Variación registrada del consumo hora a hora (timestep): 13.9%

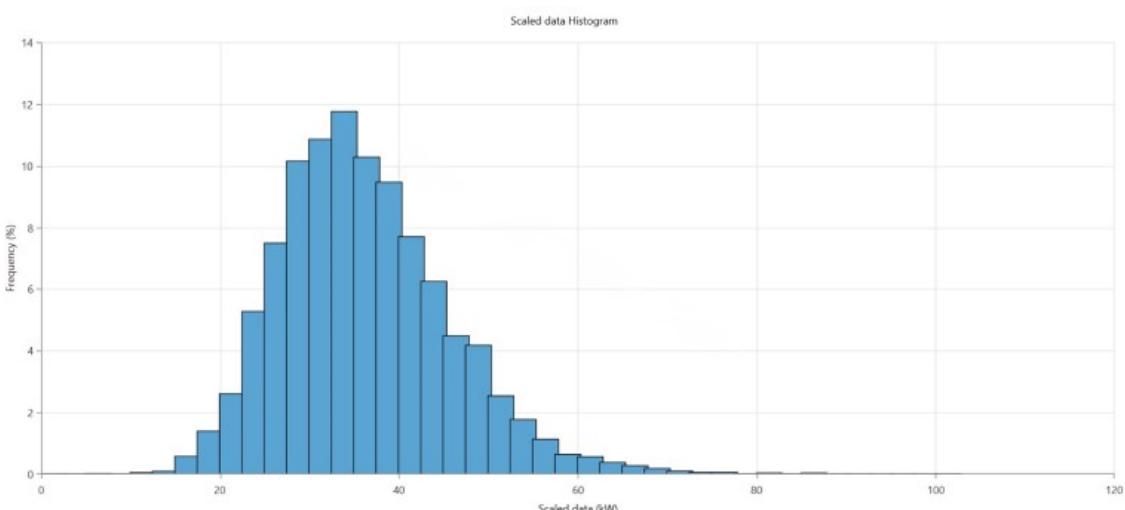
Estas últimas desviaciones se incorporan al perfil mensual de demanda descrito anteriormente, extrayendo aleatoriamente el valor de perturbación diaria una vez por día (a partir de una distribución normal con una media de cero y una desviación estándar igual a la entrada de variabilidad del consumo entre días (day-to-day)), y extrayendo aleatoriamente el valor de perturbación del consumo horario para cada hora del año (desde una distribución normal con una media de cero y una desviación estándar igual al valor variación registrada del consumo hora a hora (timestep)).

Con todos estos supuestos, se logró modelar una demanda representativa para la base Julio Escudero cuyas principales características se presentan en la Figura 1-10, Figura 1-11 y Figura 1-12.

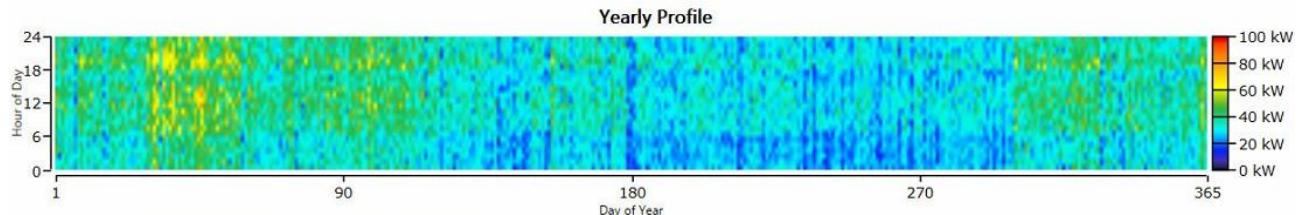
**Figura 1-10** Promedio mensual consumo y desviaciones estándar



**Figura 1-11** Frecuencia de distribución de la demanda



**Figura 1-12 Mapa de calor de demandas horarias a través del año**



#### 1.4.5 Demanda nominal equipos del laboratorio de la Base Escudero

Con el fin de evaluar la condición de continuidad energética mencionada en el numeral 5 del Alcance del estudio se debe considerar el consumo de los equipos existentes en el laboratorio de la base Escudero. Para este fin se contabiliza las potencias nominales de todos los equipos existentes en el laboratorio de acuerdo con dos inventarios disponibles:

1. Inventario de equipos en el laboratorio de la Base Escudero, provisto por INACH en 2022 para el desarrollo del estudio de prefactibilidad de uso de H2 en la base Antártica<sup>11</sup>.
2. Inventario de equipos en el laboratorio de la Base Escudero actualizado en Mayo de 2025, disponible públicamente<sup>12</sup>.

El detalle de los equipos y sus potencias nominales de ambos inventarios son detallados en el Appendix A. De los inventarios de equipos se obtienen 21.3 kW y 22.8 kW, respectivamente para los inventarios 1 y 2, como la suma de potencias nominales para todos los equipos existentes. Si bien, es improbable la utilización de todos los equipos del laboratorio a la vez se asumirá el valor 22.8 kW como potencia punta máxima consumida por el laboratorio como supuesto conservador, al no existir registro ni curva de duración de carga del consumo del laboratorio.

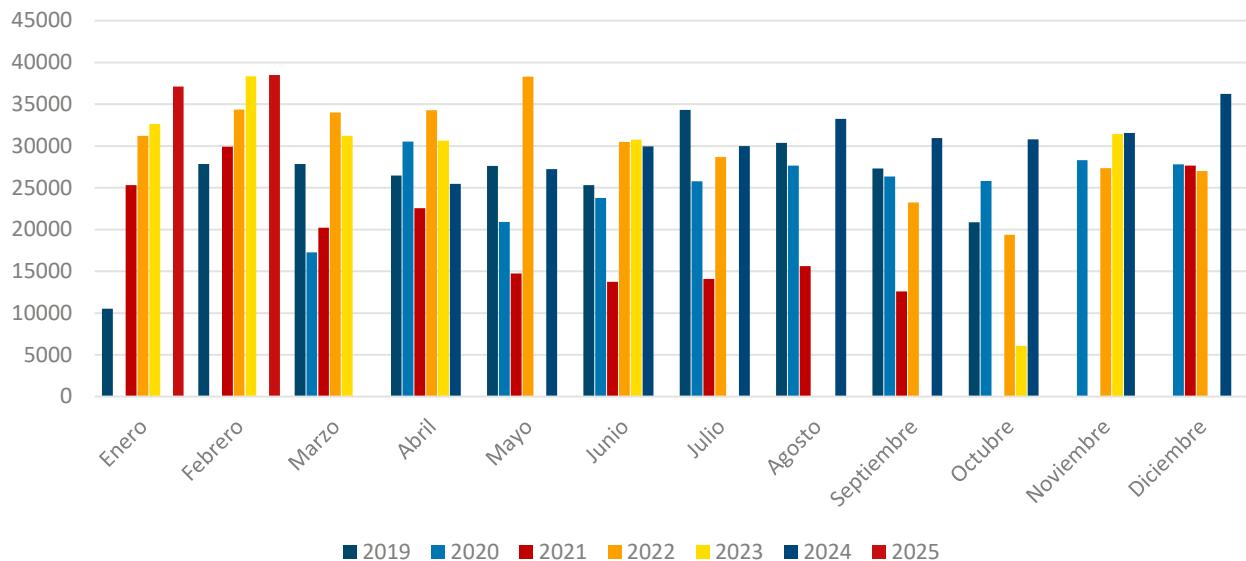
Es importante notar que este supuesto probablemente sobredimensione la potencia de respaldo necesaria para asegurar la continuidad energética del laboratorio, ya que se observa que la demanda energética de toda la base, incluyendo el laboratorio, tiene una mediana en alrededor de 35kW, la cual probablemente está fuertemente derivada de los equipos calefactores de la base, cuya potencia nominal en registros es aproximadamente 5 veces mayor a los equipos del laboratorio de la Base Escudero. Sin embargo, el supuesto asumido provee de un factor de seguridad ante eventuales ampliaciones de equipamiento en el laboratorio.

#### 1.4.6 Proyección de la demanda de la Base Escudero

Se analizó la información provista por INACH respecto al consumo energético entre los años 2019 y 2024, y se identificó que si bien durante los meses de Enero y Febrero existe una tendencia de crecimiento en la demanda, durante los otros meses del año no existe una tendencia clara, tal como se observa en la Figura 1-13.

<sup>11</sup> Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena.

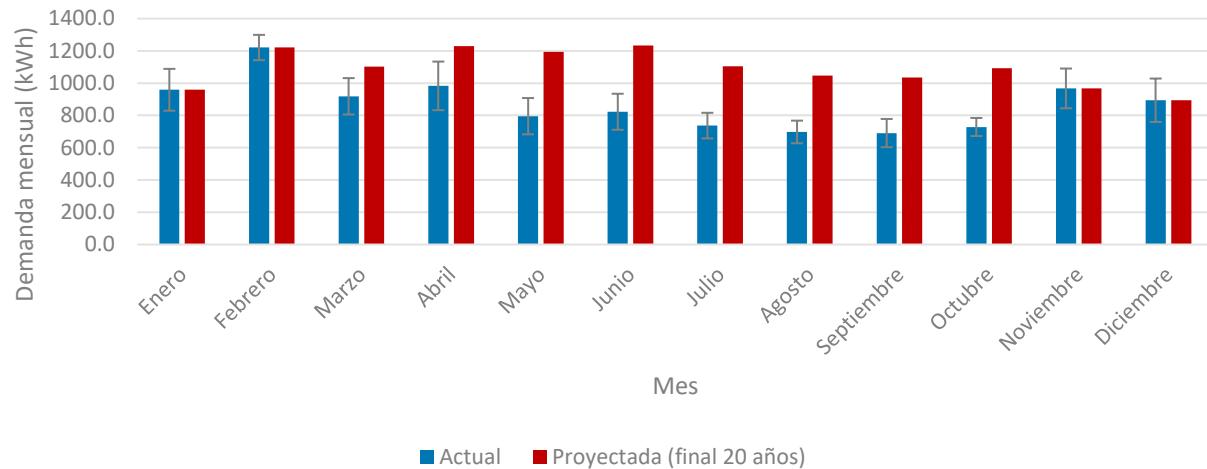
<sup>12</sup> <https://www.inach.cl/wp-content/uploads/2025/05/Catalogo-laboratorio-Escudero-ECA-2025.pdf>

**Figura 1-13** Registros de demanda mensual de la Base Escudero

La inexistencia de una tendencia clara de crecimiento o disminución en la demanda durante la mayor parte de los años de registro puede deberse a varios factores, incluyendo ausencia de datos durante ciertos períodos, diferentes condiciones meteorológicas entre los años de registro (considerando que se espera que la calefacción sea la principal fuente de demanda de la base con 123.5 kW de potencia nominal en calefactores), diferencias en las mediciones del consumo de estos meses, diferentes fuentes de esta información, entre muchos otros. Adicionalmente se debe considerar el contexto de pandemia COVID19 durante 2020 y 2021, y que la información relevada durante estos años puede haber sido afectada por restricciones derivadas del periodo de pandemia.

Basado en lo anterior, este estudio considera que los registros de demanda existentes no son adecuados para inferir el crecimiento anual de la demanda energética de la Base Escudero. Es por esto por lo que se plantea un enfoque conservador para la proyección de la demanda energética basado en el crecimiento indicativo de la demanda actual durante meses de invierno, ya desde el año 2025 la Base Escudero se comenzará a utilizar para realizar campañas científicas antárticas invernales.

Bajo este enfoque se asume indicativamente que la demanda de meses de invierno incrementará paulatinamente hasta alcanzar demandas mensuales como las de la Figura 1-14, lo cual corresponde a incrementos mensuales entre 20% y 60% en estos períodos, basado en una mayor utilización de calefacción en estos meses y de equipos de laboratorio. A nivel anual, la tasa de crecimiento de demanda resultante es de 1.15% por el periodo de 20%

**Figura 1-14** Proyección indicativa de la demanda de la Base Escudero

Cabe mencionar que el crecimiento de la demanda resultante de estos supuestos es bajo para un sistema aislado de estas características, especialmente considerando que podría existir una ampliación mayor de la Base Escudero en los próximos años, lo cual puede resultar en configuraciones de energías renovables con capacidades subdimensionadas en comparación a las que podrían resultar de una optimización del menor de costo de energía con una proyección de demanda mayor. Sin embargo, este enfoque conservador asegura que los beneficios derivados de la configuración de energías renovables propuesta por este estudio no serán sobrevalorados, y en el probable caso de que el crecimiento real de la demanda sea mayor al asumido, se generarán mayores beneficios en ahorros de combustible diésel que los resultantes de este estudio bajo la misma configuración de energías renovables.

## 2 Recurso solar y rendimiento energético

Se llevó a cabo una evaluación del rendimiento energético de un sistema de generación solar fotovoltaica indicativo basándose en información públicamente disponible, así como provista por INACH. Basándose en la orientación de las alternativas de superficie, el relieve geográfico del emplazamiento, y los requerimientos de robustez del sistema, se ha definido inicialmente que un sistema de inclinación fija es la configuración más adecuada para el emplazamiento del Proyecto.

Se modelaron tres conjuntos de configuraciones de sistemas fotovoltaicos basados en equipos que serían adecuados para la base y en capacidades indicativas y escalables. Las características técnicas clave de las tres configuraciones se resumen en la Tabla 2-1 a continuación. Las fichas técnicas de los equipos genéricos seleccionados se adjuntan en el Appendix F del presente documento.

**Tabla 2-1** Especificaciones técnicas del diseño indicativo

Equipamiento del proyecto	Inclinación fija-monofacial	Inclinación fija - bifacial	Inclinación fija -bifacial - Recorte DC/AC bajo <sup>13</sup>
Fabricante y modelo del módulo PV	TRINA TSM-DE20-600 (600W)		TRINA TSM-NEG19RC.20 – 600 (600W)
Cantidad de módulos PV	12		
Fabricante y modelo del inversor	Huawei SUN2000-3-5KTL-M1 (5kW AC)		Huawei SUN2000-3-6KTL-M1 (6kW AC)
Cantidad de inversores	1 inversor		
Estructura de montaje	No especificado, se asume como estantería genérica de inclinación fija		

<sup>13</sup> Configuración que utiliza un inversor de mayor tamaño para obtener perdidas por recorte DC/AC menores.

Transformador LV/MV	Se asume que no es necesario. Voltaje del punto de interconexión supuesto entre 200 - 400 V	
Capacidad total DC (kWp)	7.2	
Capacidad total AC(kWac)	5kW	6kW
Relación DC:AC	1.44	1.2
<b>Especificaciones de diseño</b>		
Tipo	Inclinación fija - 50°	Inclinación fija - 67
Amplitud de movimiento	N/A	
Paso (m)	10	14
Desnivel entre cobertizos (m)	2.9 (app 16.1°)	4 (app 15.9°)
N.º de cobertizos N-S°	3	
Altura del módulo (m)	2.172	2.384
Anchura del módulo (m)	1.303	1.134
Cantidad de módulos en la columna	1 en configuración vertical	

## 2.1 Evaluación del recurso solar

### 2.1.1 Parámetros del recurso solar

La precisión de cualquier previsión de rendimiento energético depende en gran medida de la calidad de la evaluación del recurso solar (SRA por sus siglas en inglés). La calidad del SRA depende principalmente del conjunto de datos de recursos meteorológicos, que caracteriza el recurso solar disponible utilizando parámetros basados en la irradiación, como la irradiación horizontal global (GHI por sus siglas en inglés), la irradiación normal directa (DNI por sus siglas en inglés), la irradiación horizontal difusa (DIF por sus siglas en inglés), y parámetros no basados en la irradiación, como la temperatura ambiente y la velocidad del viento. También es importante tener en cuenta los efectos del terreno local, el horizonte y el albedo, si no están ya recogidos en el conjunto de datos meteorológicos. Se han examinado varios conjuntos de datos y selecciona el que considera más apropiado.

### 2.1.2 Comparación de bases de datos de recursos

Para el presente estudio se han considerado los datos de radiación solar de las siguientes bases de datos: ClimateOneBuilding TMYs<sup>14</sup>, Base de datos histórica de base Bellingshausen (1968 a 2013)<sup>15</sup> y Base de datos de la estación Escudero de radiación solar (GHI) desde 09 de enero de 2022 y al 16 de diciembre de 2023. Se han evaluado y comparado los conjuntos de datos de radiación para el emplazamiento del Proyecto. Los resultados se muestran en la Figura 2-1.

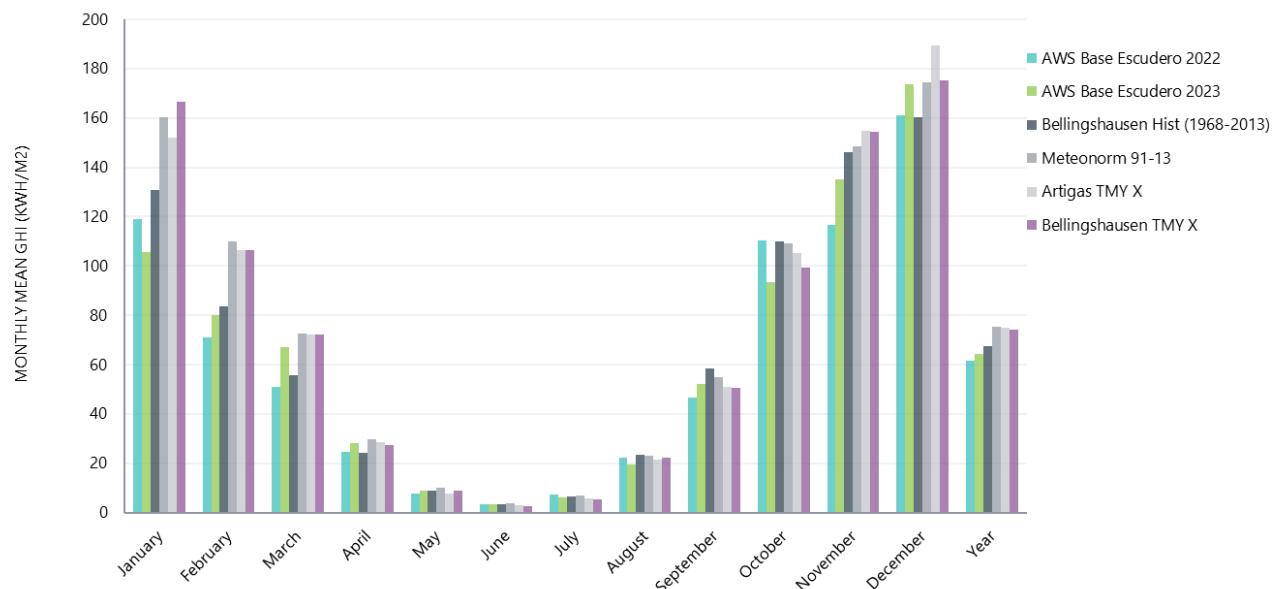
Se ha seleccionado el Bellingshausen Hist. (1968-2013) debido al extenso periodo de mediciones considerado, la cercanía con las posibles áreas para el desarrollo de energía solar fotovoltaica y la concordancia general con los valores de mediana del conjunto de fuentes consideradas en la comparación. Sin embargo, se debe considerar que los valores de GHI y DHI de esta base de datos se encuentran en

<sup>14</sup> Base de datos de años típicos meteorológicos (TMY) en bases antárticas con datos con resolución horaria de Radiación Global Horizontal (GHI) Radiación Difusa Horizontal (DHI), Radiación Directa Normal (DNI), Temperatura ambiente y dirección y velocidad de viento a 2m. Los TMY generados en la página están basados en mediciones de bases antárticas obtenidas desde US NOAA ISD y ERA5 reanalysis data (Sources ([onebuilding.org](http://onebuilding.org))). Las bases utilizadas en el análisis son las siguientes: a) Bellingshausen\_TMYx (TMY generado con bases de datos en sitio y ERA durante 2004-2017), b) Eduardo.Frei.Montalva\_TMYx, c) Great.Wall \_TMYx y Artigas.Base-Din.Uruguay\_TMYx.

<sup>15</sup> Datos de irradiación solar global con resolución mensual durante 43 años (97% de los meses con datos).

resolución temporal mensual, y por lo tanto se requiere de una generación sintética de datos de resolución horaria cuya incertidumbre adicional es considerada en la sección 2.3.

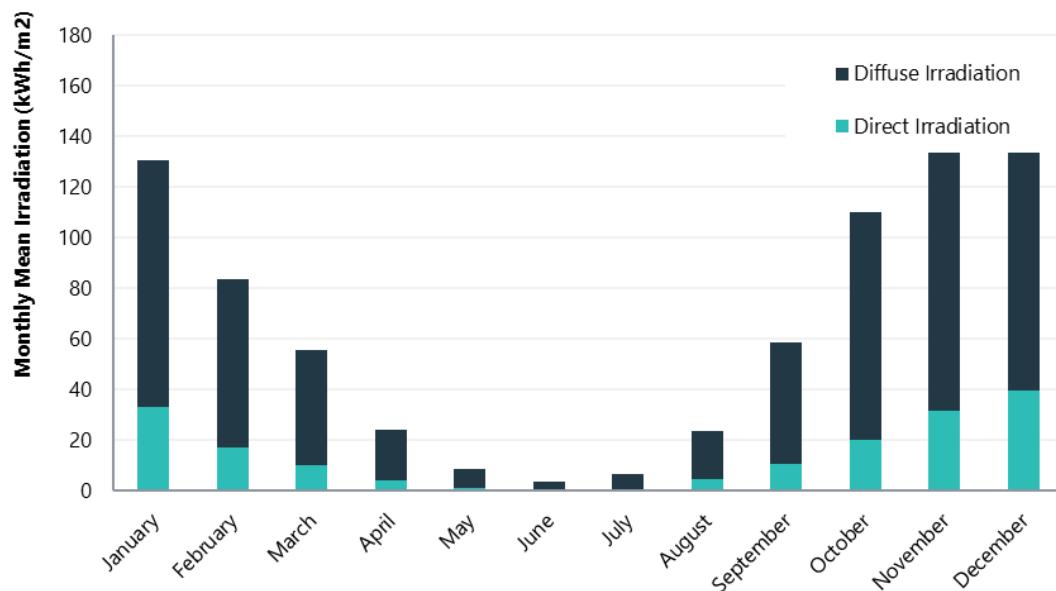
**Figura 2-1** Irradiación horizontal global media mensual (GHI)



### 2.1.3 Distribución mensual de recursos solares

Los datos de irradiación plana horizontal y difusa basados en medias mensuales a largo plazo se presentan en la Figura 2-2. El componente de irradiación difusa horizontal (DHI) se deriva de los datos de irradiación difusa de mediciones en la base Bellingshausen entre 1968 y 1977.

**Figura 2-2** DHI mensual en un plano horizontal



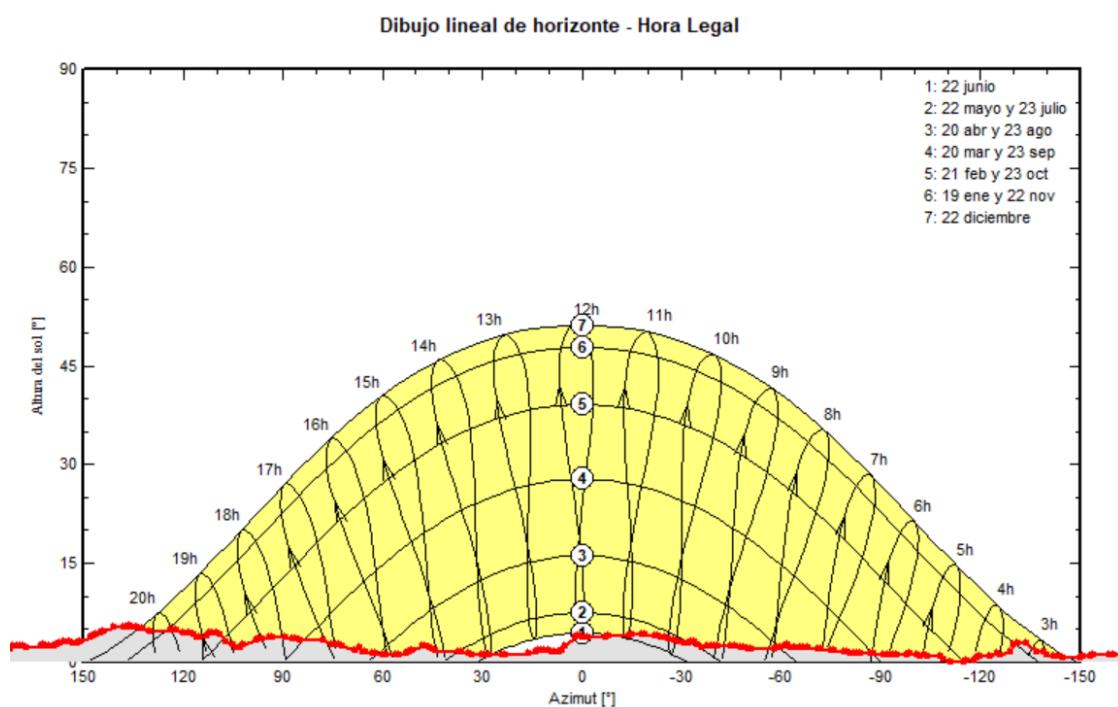
Se observa en la Figura 2-2, que la irradiación global esta mayormente compuesta de irradiación difusa, lo cual disminuye los niveles de producción de energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos en comparación con una irradiación global similar compuesta mayormente por irradiación directa debido a una menor

componente de radiación útil en el plano colector de un panel solar. Con el fin de confirmar la proporción de radiación difusa en la zona se analizaron los datos de irradiación difusa de onda corta obtenidos durante 2022 y 2023 por la estación meteorológica de la Base Escudero, los cuales apuntan a niveles significativamente bajos de la componente difusa (bordeando el 10% en meses de verano). Debido a esta discrepancia se compararon los niveles de nubosidad registrados en la base Eduardo Frei durante meses de verano en este periodo de registro y se concluyó que debido a la alta nubosidad que muestran estos datos (50% de los días completamente nublado y menos de 5% de días completamente despejados) se utilizarían los datos históricos provenientes de la Base Bellingshausen con una baja componente de irradiación directa

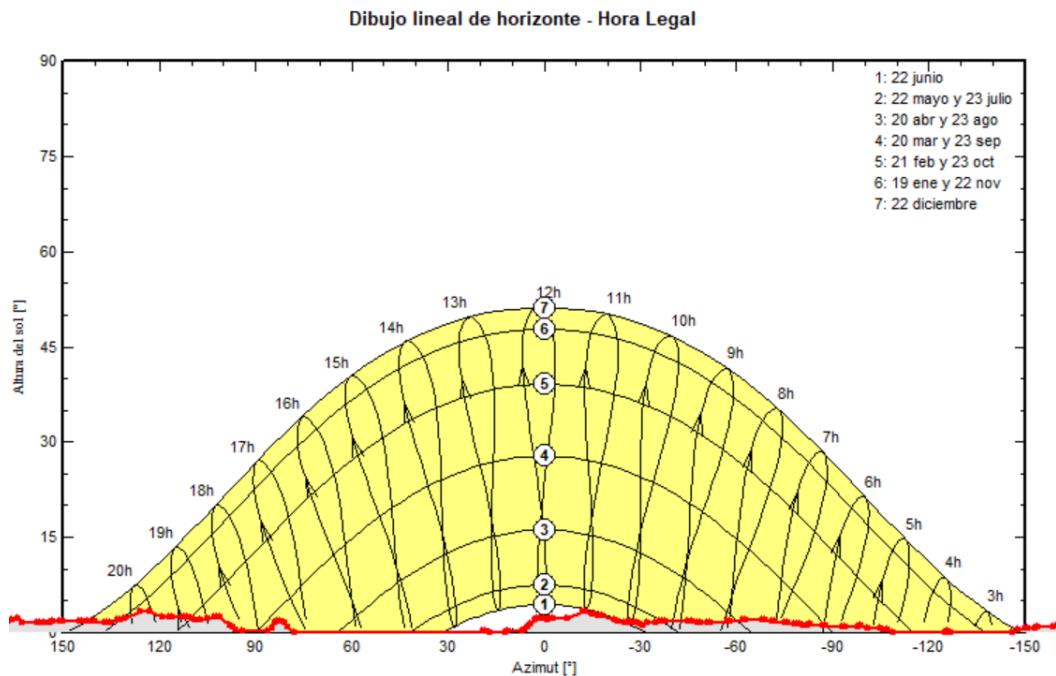
#### 2.1.4 Perfil de horizonte

La irradiación recibida en un lugar en específico puede verse reducida significativamente por obstáculos en el horizonte lejano, como colinas o montañas. Para determinar el nivel de sombreado por horizonte lejano se ha tenido en cuenta el impacto de los obstáculos revisando modelos topográficos computarizados y empleando herramientas de perfilado del terreno, obtenido así un perfil de horizonte específico del emplazamiento que será utilizado en la evaluación del rendimiento energético. Los perfiles fueron obtenidos mediante el procesamiento de datos GIS ("DEM slicing") de un modelo de topografía DEM disponible públicamente en REMA Explorer (los resultados de este procesamiento son presentados en el Appendix E). Para el caso de la base Escudero se obtuvieron dos perfiles de horizonte lejano considerando las ubicaciones del área inicial y alternativa 1, y del área alternativa 2. El perfil de sombreado del horizonte utilizado se ilustra en el diagrama de la trayectoria solar como se muestra en la Figura 2-3 y Figura 2-4, respectivamente. Se observa que la pérdida de rendimiento debido a los efectos del horizonte es menor para el área alternativa 2 que para las áreas inicial y alternativa 1 (ubicaciones detalladas en la Figura 1-3).

**Figura 2-3** Perfil de sombreado del horizonte área inicial y área alternativa 1



**Figura 2-4** Perfil de sombreado del horizonte área inicial y área alternativa 2



### 2.1.5 Albedo

Los módulos instalados en configuraciones inclinadas o en seguidores solares se benefician de la irradiación reflejada desde el suelo, que depende de la reflectancia del suelo, o albedo. Esto es particularmente relevante para módulos bifaciales que pueden hacer uso de irradiación incidente en ambas caras. El albedo del suelo depende en gran medida del lugar; las cubiertas de hierba típicas tienen un albedo de aproximadamente 0,2 mientras que la nieve fresca tiene un albedo de aproximadamente 0,8, lo que significa respectivamente que se refleja el 20% y el 80% de la irradiación respectivamente.

Dado a que no se disponen de datos fiables del albedo in-situ Julio Escudero, se consideró la base de datos independiente de la base antártica Coreana King Sejong, la cual se encuentra a aproximadamente 10 km de la Base Julio Escudero, y cuyas mediciones mensuales del albedo se muestran en la Tabla 2-2.

**Tabla 2-2** Datos de albedo Base King Sejong

Conjunto de datos	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media anual
Base King Sejong Station	0.32	0.32	0.37	0.43	0.49	0.59	0.61	0.60	0.58	0.50	0.43	0.37	0.47

### 2.2 Simulación del rendimiento energético

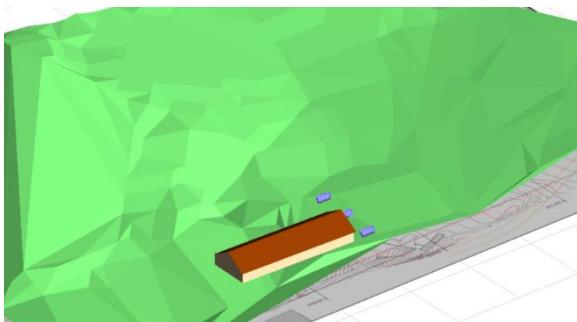
Se utilizó la versión 7.4 de PVsyst, así como modelos propios, para evaluar el rendimiento energético anual de los sistemas solares modelados. El proceso comprende la importación de información de la base de datos de recursos meteorológicos seleccionada para definir las condiciones en el emplazamiento del proyecto y la

generación sintética de datos con resolución horaria. A continuación, se especifican en el modelo los parámetros técnicos de diseño y los parámetros de pérdidas detalladas, de acuerdo con la información facilitada por INACH. Ante la falta de información, se realizaron supuestos estándar de acuerdo con las condiciones típicas del emplazamiento. La simulación calcula la generación eléctrica horaria a lo largo de un año típico. Las métricas clave se exportan desde PVsyst y los cálculos finales se realizan utilizando modelos propios para completar el análisis de rendimiento energético.

### 2.2.1 Supuesto de pérdida de rendimiento energético

Las hipótesis de pérdidas se aplican en la simulación PVSYST o en los modelos de posprocesamiento. Las entradas del modelo de hipótesis de pérdidas se analizan en la Tabla 2-3 y Tabla 2-4, mientras que los resultados de los factores de pérdidas se muestran en la Tabla 2-5. Los valores de entrada se asumen en condiciones de prueba estándar (STC) mientras que el Proyecto se simula en condiciones TGY, por lo que los valores de entrada en la Tabla 2-3 pueden ser diferentes de los valores de salida de la Tabla 2-2 para un parámetro específico. Algunos factores de pérdida no requieren una entrada directa y se calculan dentro del modelo PVSYST. Una lista detallada de las pérdidas que se han considerado y aplicado en la previsión de rendimiento energético se muestra en la Tabla 2-3.

**Tabla 2-3** Pérdidas de rendimiento energético hipótesis e insumos de modelización

<b>Pérdida</b>	<b>Descripción</b>
	<b>Comentarios</b>
Sombreado del horizonte	La pérdida por sombreado del horizonte se refiere a las pérdidas debidas a montañas u obstáculos en el horizonte lejano. Esta pérdida también puede explicar las pérdidas debidas a la topografía.
	Comentario: El perfil de sombreado del horizonte específico del lugar (véase la sección 2.1.4) y la topografía local del emplazamiento definen la pérdida experimentada. Las pérdidas por sombreado del horizonte tienen un pequeño impacto en el rendimiento.
Sombreado próximo	La pérdida por sombreado cercano se refiere a las pérdidas debidas a árboles, edificios o cableado aéreo en las proximidades de la instalación, junto con el sombreado entre hileras.
	Comentario: Se creó un modelo 3D de la base Profesor Julio Escudero de acuerdo con la topografía local y existencia de edificios próximos a las áreas iniciales y alternativa 1. La ubicación analizada para las plantas solares se muestra en las figuras siguientes: <b>Diagrama sistema solar en área inicial (a 4-5m app del edificio)</b>  <b>Diagrama sistema solar en área alternativa 1 (a 15m app del edificio)</b>

	 <p>Para la ubicación en el área alternativa 2 no se realizó en modelamiento 3D, entendiendo que la topografía del sector no generaría mayores sombreados en la planta ya que no existen edificios cercanos.</p>																																							
Modificador del ángulo de incidencia (IAM)	<p>Las pérdidas IAM tienen en cuenta la radiación reflejada por el cristal frontal cuando la luz incidente no llega de forma perpendicular.</p> <p>Comentario: Teniendo en cuenta la documentación disponible públicamente y el tipo de módulo, se consideró un perfil ASHRAE 0,05.</p>																																							
Suciedad y/o acumulación de nieve	<p>Las pérdidas por suciedad se deben principalmente al polvo, la arena, la contaminación, la nieve y los excrementos de pájaros que ensucian los módulos. Dependen principalmente del perfil de precipitaciones de un emplazamiento, tanto en términos de cantidad como de frecuencia de las precipitaciones, y de los calendarios de limpieza propuestos.</p> <p>Comentario: No se disponen actualmente de datos sobre la pérdida de suciedad específicos del sitio. Se asumió un perfil de suciedad basado principalmente en el nivel de nieve acumulada en la Base Frei durante el periodo de 2012 a 2019 (ver tabla arriba para valores mensuales), el nivel de frecuencia de precipitaciones diarias sobre 3mm y un modelo de acumulación de nieve sobre los paneles<sup>16</sup>.</p> <p>Utilizando las diferentes inclinaciones de los sistemas monofaciales y bifaciales, 50° y 67° respectivamente) se obtienen las siguientes perdidas mensuales de ensuciamento:</p> <table border="1" data-bbox="520 1325 1278 1875"> <thead> <tr> <th>Mes</th><th>Monofacial</th><th>Bifacial</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Enero</td><td>1.8%</td><td>1.6%</td></tr> <tr> <td>Febrero</td><td>1.6%</td><td>1.5%</td></tr> <tr> <td>Marzo</td><td>1.5%</td><td>1.2%</td></tr> <tr> <td>Abril</td><td>2.0%</td><td>1.6%</td></tr> <tr> <td>Mayo</td><td>3.9%</td><td>2.1%</td></tr> <tr> <td>Junio</td><td>17.6%</td><td>6.3%</td></tr> <tr> <td>Julio</td><td>20.3%</td><td>6.7%</td></tr> <tr> <td>Agosto</td><td>16.2%</td><td>5.0%</td></tr> <tr> <td>Septiembre</td><td>10.4%</td><td>3.6%</td></tr> <tr> <td>Octubre</td><td>7.5%</td><td>2.7%</td></tr> <tr> <td>Noviembre</td><td>5.2%</td><td>2.3%</td></tr> <tr> <td>Diciembre</td><td>2.3%</td><td>1.6%</td></tr> </tbody> </table> <p>Esta pérdida debe ser actualizada cuando exista más información en ingeniería de detalle</p>	Mes	Monofacial	Bifacial	Enero	1.8%	1.6%	Febrero	1.6%	1.5%	Marzo	1.5%	1.2%	Abril	2.0%	1.6%	Mayo	3.9%	2.1%	Junio	17.6%	6.3%	Julio	20.3%	6.7%	Agosto	16.2%	5.0%	Septiembre	10.4%	3.6%	Octubre	7.5%	2.7%	Noviembre	5.2%	2.3%	Diciembre	2.3%	1.6%
Mes	Monofacial	Bifacial																																						
Enero	1.8%	1.6%																																						
Febrero	1.6%	1.5%																																						
Marzo	1.5%	1.2%																																						
Abril	2.0%	1.6%																																						
Mayo	3.9%	2.1%																																						
Junio	17.6%	6.3%																																						
Julio	20.3%	6.7%																																						
Agosto	16.2%	5.0%																																						
Septiembre	10.4%	3.6%																																						
Octubre	7.5%	2.7%																																						
Noviembre	5.2%	2.3%																																						
Diciembre	2.3%	1.6%																																						

<sup>16</sup>[https://www.researchgate.net/publication/261086401\\_Prediction\\_of\\_energy\\_effects\\_on\\_photovoltaic\\_systems\\_due\\_to\\_snowfall\\_events](https://www.researchgate.net/publication/261086401_Prediction_of_energy_effects_on_photovoltaic_systems_due_to_snowfall_events)

Baja irradiancia	<p>La eficiencia de conversión de un módulo fotovoltaico normalmente se reduce con intensidades de luz bajas. Esto provoca una pérdida en la producción de un módulo en comparación con las condiciones de prueba estándar. Esta pérdida depende de las características del módulo y de la intensidad de la irradiancia incidente. La definición del archivo PAN en PVSYST puede incluir puntos de datos personalizados que definen el rendimiento de baja irradiancia del módulo.</p> <p>Comentario: Se asumieron los datos incluidos en el archivo PAN, aunque se debería considerar buscar informes de terceras partes (laboratorios) para confirmarlos en próximas etapas de desarrollo</p>
Temperatura del módulo	<p>La potencia de un módulo fotovoltaico se determina a una temperatura estándar, pero disminuye a temperaturas más altas. El coeficiente de temperatura se debe revisar y seleccionar un factor de pérdida térmica de acuerdo con la configuración del sitio.</p> <p>Comentario: Se asumió un factor de pérdida térmica constante estándar en el para instalaciones en racks de ángulo fijo de 29 W/m<sup>2</sup>K También se consideró el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (Voc) de los módulos seleccionados (ver Appendix Ge) y se comprobó mediante PVsyst, que para las condiciones de temperatura de la base Julio Escudero los inversores pudieran operar bajo las configuraciones propuestas.</p>
Efecto eléctrico (sombreado parcial)	<p>Las pérdidas de sombreado por efecto eléctrico se deben al sombreado parcial de módulos y strings. Se produce una pérdida no lineal cuando el rendimiento de la cadena cae en una cantidad proporcionalmente mayor que el área sombreada del módulo. La magnitud del efecto sobre la producción eléctrica del proyecto fotovoltaico difiere según la orientación y la tecnología del módulo. Debido a sus diferentes configuraciones eléctricas, los módulos cristalinos de células múltiples son susceptibles a sombreado eléctrico, mientras que la tecnología de thin-film no lo es. El efecto real es complejo de modelar, por lo que se aproxima en PVSYST.</p> <p>Comentario: Según la configuración, la tecnología y el tipo de estructura del módulo, se simuló un efecto de sombreado eléctrico del 90%</p>
Calidad de los módulos	<p>La mayoría de los módulos fotovoltaicos no coinciden exactamente con las especificaciones nominales del fabricante. Los módulos cuentan con una potencia máxima nominal y una tolerancia dentro de la cual se garantiza que se producirá la potencia real. La distribución de los módulos dentro de la banda de tolerancia no se puede conocer con precisión sin datos de prueba flash.</p> <p>Comentario: Se aplicó un supuesto de factor de pérdida estándar de -0,5% para módulos cristalinos. Esto debe actualizarse de acuerdo con los datos de las pruebas flash en Ing. de detalles.</p>
Degradación en el primer año	<p>El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el tiempo después de las primeras horas de exposición a la luz solar; un efecto conocido como degradación inducida por la luz (LID). Además, durante el primer año de funcionamiento se produce una degradación a largo plazo del módulo fotovoltaico.</p> <p>Comentario: La tecnología fotovoltaica monofacial y bifacial preseleccionada utiliza células monocristalinas tipo PERC - P. Se aplicó un supuesto estándar para este tipo de módulos del 1,2%.</p>

Pérdidas por desajuste (mismatch)	<p>Las pérdidas por desajuste están relacionadas con las variaciones de las condiciones de temperatura e irradiancia, por el hecho de que las celdas interconectadas en los módulos y módulos en un string no presentan todas las mismas características de corriente/voltaje y la influencia del tamaño del cable en el lado de CC; la variación estadística existente entre ellos es el resultado del desajuste general del módulo.</p> <p>Comentario: Se asumió de pérdida estándar para módulos cristalinos con inversores string: un 0,5 % y 0,0 % para el desajuste del módulo y el string, respectivamente.</p>
Cableado CC	<p>La resistencia eléctrica en los cables de CC entre los módulos y los terminales de entrada del inversor da lugar a pérdidas óhmicas.</p> <p>Comentario: A falta de una documentación de diseño detallada, se utilizó un valor estándar del 1,0 %, en línea con los supuestos de pérdida estándar para inversores string.</p>
Rendimiento del inversor	<p>Los inversores producen electricidad de CA a partir de una entrada eléctrica de CC y tienen una eficiencia máxima en una carga específica, según lo determinado por el diseño eléctrico y las propiedades del inversor.</p> <p>Comentario: Se utilizaron los parámetros del archivo OND en PVsyst. Se verificaron los parámetros del archivo con sus hojas técnicas de datos. Se han excluido las pérdidas por consumo nocturno.</p>
Consumo auxiliar	<p>Los equipos del proyecto consumen energía durante su operación. Las pérdidas por consumo auxiliar representan el consumo de equipos e incluyen ventiladores inversores, sistemas de monitoreo, transformadores auxiliares, entre otros.</p> <p>Comentario: Se asumió un factor de pérdida estándar para sistemas de inclinación fija del 0,25%.</p>
Cableado de CA	<p>Las pérdidas en el cableado de CA representan la resistencia eléctrica en los cables desde la salida de los inversores a la base.</p> <p>Comentario: A falta de documentación de diseño detallada, se utilizó un valor estándar del 1,0%, en línea con los supuestos de pérdida estándar para inversores string.</p>
Transformadores	<p>Las pérdidas de los transformadores representan las pérdidas asociadas con los transformadores BT/MT y MT/AT. Estos tienen pérdidas constantes en el hierro (sin carga) y pérdidas variables resistivas/inductivas (con carga).</p> <p>Comentario: El punto de interconexión del sistema solar es de 220 / 400 V y se asume de que no se necesitarán transformadores.</p>
Límite de exportación a la red (restricción)	<p>Cuando la limitación de exportación de la red, generalmente definida en el acuerdo de interconexión, es inferior a la capacidad de CA nominal general del Proyecto, se supone que la producción de los inversores se reducirá para cumplir con los requisitos de la red.</p> <p>Comentario: No se aplicaron limitaciones en la producción de los inversores en esta etapa de la evaluación. Notar que posibles restricciones a inyección a una red como podría ser la de la Base Eduardo Frei son evaluadas en secciones posteriores del análisis energético y que el objetivo de del análisis de esta sección es obtener el potencial solar utilizable.</p>
Disponibilidad	Las pérdidas de disponibilidad constituyen períodos en los que partes o la totalidad del Proyecto no genera. La disponibilidad real del proyecto dependerá de factores como la estabilidad de la red local, el tiempo de respuesta del diagnóstico, las piezas de repuesto y el tiempo de respuesta de la reparación.

	Comentario: Se asumió una pérdida de disponibilidad estándar del 1,0%.
Factor de potencia	Las plantas deben operar de acuerdo con los requisitos del acuerdo de interconexión que normalmente define un requisito de factor de potencia. Además, los ingresos generalmente se obtienen mediante la exportación de energía activa. Como tal, los factores de potencia no unitarios afectan el rendimiento efectivo del Proyecto, ya que un factor de potencia menor que la unidad reduce la exportación de energía activa.
	Comentario: Se ha modelado utilizando un factor de potencia de 1 en esta etapa de la evaluación.
Degradación a largo plazo	El rendimiento de un módulo fotovoltaico disminuye con el tiempo. La degradación de la salida del módulo normalmente se modela entre 0,3% y 0,7% por año.
	Comentario: Se asumió una tasa de degradación de CC a largo plazo del 0,5% el cual es también garantizado por el fabricante

Adicionalmente, en la Tabla 2-4 se presentan los siguientes supuestos para las configuraciones bifaciales.

**Tabla 2-4** Pérdidas supuestas en configuraciones bifaciales

Perdidas supuestas	Descripción
	Comentarios
Fracción transparente del cobertizo	Es posible que el cobertizo no sea completamente opaco a la luz del sol. Puede haber espacios entre las celdas y entre los módulos que no estén obstruidos por componentes o estructuras de montaje. Esto hará que llegue más luz al suelo.
	Comentario: Ganancias consideradas despreciables en el modelo simulado.
Factor de sombreado de la estructura	El factor de sombra de cualquier obstáculo entre el suelo y su sensible parte trasera.
	Comentario: Asumido como 20% para la altura de la configuración (la cual se asumió como entre 1 y 1.5 m) y el sistema de racking <sup>17</sup> .
Factor de pérdida por desajuste	En un sistema bifacial, todas las partes del módulo se irradiarán de forma diferente. Como la corriente en una cadena está limitada por la corriente del submódulo más débil. La uniformidad de la irradiancia trasera aumentará con la altura sobre el suelo.
	Comentario: Asumido como 0.2% para la altura de la configuración y el sistema de racking <sup>18</sup> .
Factor de bifacialidad del módulo	La relación entre la eficiencia nominal en la parte trasera, con respecto a la eficiencia nominal en la parte delantera.
	Comentario: Asumido como 80% basado en las datasheets de los paneles usados

## 2.2.2 Rendimiento energético del primer año

En la Tabla 2-5 se resumen los principales parámetros de diseño, el recurso disponible, las pérdidas y los parámetros de rendimiento, como el rendimiento energético neto previsto (P50) para el primer año.

<sup>17</sup> Zhao, C., Xiao, J., Yu, Y., & Jaubert, J. (2021). Accurate shading factor and mismatch loss analysis of bifacial HSAT systems through ray-tracing modeling. Solar Energy Advances, 1, 100004. <https://doi.org/10.1016/j.seja.2021.100004>

<sup>18</sup> Zhao, C., Xiao, J., Yu, Y., & Jaubert, J. (2021). Accurate shading factor and mismatch loss analysis of bifacial HSAT systems through ray-tracing modeling. Solar Energy Advances, 1, 100004. <https://doi.org/10.1016/j.seja.2021.100004>

Se simuló el rendimiento energético del primer año para la banda inferior y superior de incertidumbre como se muestra en la Tabla 2-5.

**Tabla 2-5** Rendimiento energético del primer año del sistema solar

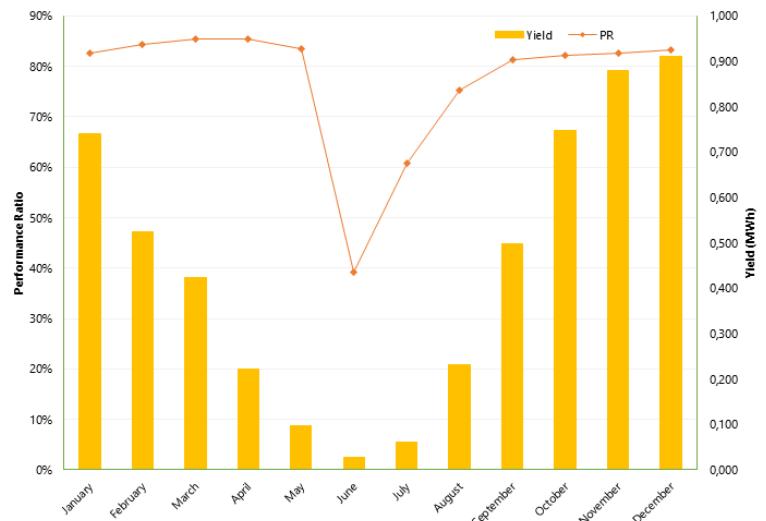
Área usada	Área Inicial	Alternativa 1			Alternativa 2		
		Inclinación fija – monofacial	Inclinación fija – monofacial	Inclinación fija – bifacial	Inclinación fija – bifacial - recorte AC/DC bajo	Inclinación fija – monofacial	Inclinación fija – bifacial
Potencia peak del proyecto (kWp)					7.20		
GHI anual (kWh/m <sup>2</sup> )					811		
GTI anual (kWh/m <sup>2</sup> )				910 (monofacial) / 864 (bifacial)			
Pérdida por sombreado del horizonte (%)		2.3		3.2		1.1	1.5
Pérdida por sombras cercanas (%)	6.6	1.8		2.3		0.7	0.8
Pérdida de IAM (%)	2.6	2.7	2.8	2.4	2.8	2.9	2.4
Pérdida por ensuciamiento (%)	6.1	5.4	2.6	2.6	5.4	2.6	2.6
Pérdida de irradiancia baja (%)	2.3	2.2		1.5		2.1	1.5
Pérdida de temperatura del módulo (%)	-5.0	-4.8		-4.6		-4.8	-4.5
Pérdida de corrección espectral (%)					0.0		
Pérdida por sombreado eléctrico (%)	2.1	0.3		0.2		0.2	0.1
Pérdida de calidad del módulo (%)					-0.5		
Pérdida por degradación en el primer año (%)					1.2		
Módulo Pérdida por desajuste (%)					0.8		
Pérdida de cableado CC (%)		0.4		0.5		0.4	0.5
Pérdida de rendimiento del inversor (%)	6.0%	6.2%	7.5%	4.5%	6.2%	7.7%	4.6%
Consumo auxiliar (%)				0.3			
Pérdida de cableado de CA (%)					0.3		
Pérdida del transformador (%)					0.0		

Pérdida por reducción (%)	0.0						
Pérdida de disponibilidad (%)	1.0						
P50 Rendimiento energético (MWh)	4.986	5.364	6.971	7.216	5.487	7.128	7.385
P50 Rendimiento específico (kWh/kWp)	692.5	745.0	968.2	1,002.2	762.1	989.9	1,025.7
Ratio de rendimiento (%)	76.1	81.9	112.1	116.1	83.8	114.6	118.8
Bifacial-Ratio de rendimiento (%)	N/A		81.2	84%	N/A	83.1	86.1
Factor de planta (%)	7.9	8.6	11.1	11.4	8.6	11.3	11.7
<b>Requisitos de superficie</b>							
Superficie realmente utilizada (m <sup>2</sup> )	116		138		116	138	
Superficie a utilizar si se escala hacia el sur o el norte (m <sup>2</sup> )	168		202		168	202	
GCR	0.20		0.17		0.20	0.17	
Superficie por kWp (m <sup>2</sup> ) (potencia instalada)	16.1		19.2		16.1	19.2	
Superficie por MWh anual (m <sup>2</sup> ) (energía generada)	23.3	21.6	19.8	19.1	21.1	19.4	23.3

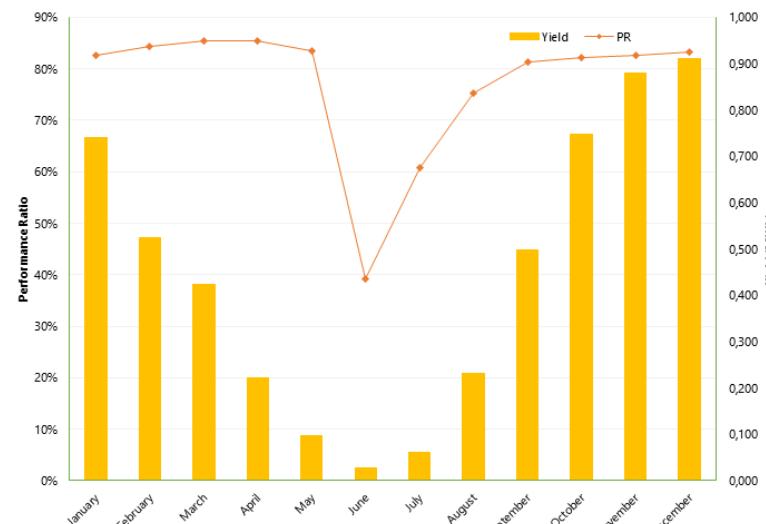
### 2.2.3 Desglose mensual

El rendimiento energético P50 y las pérdidas del sistema energético solar durante el primer año pueden desglosarse por meses para evaluar la variabilidad a lo largo del año y las necesidades de almacenamiento durante estos periodos. Estos datos son presentados a continuación en los gráficos entre la Figura 2-5 y Figura 2-18.

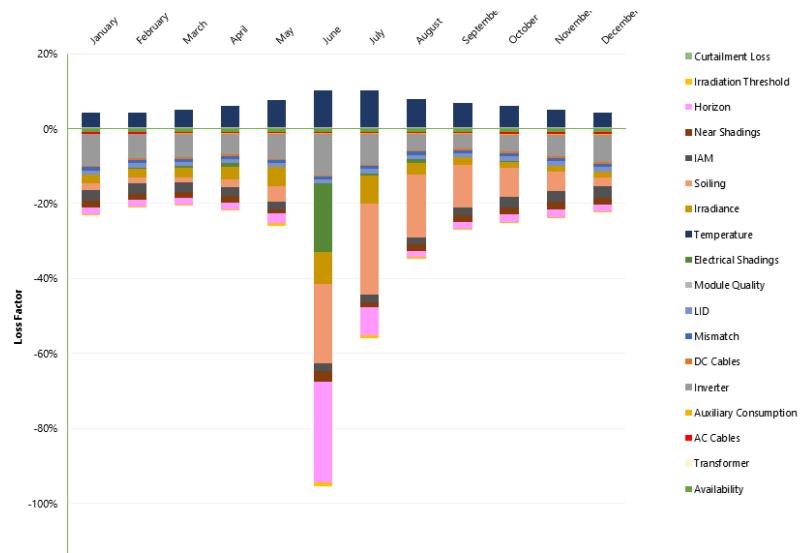
**Figura 2-5** Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija monofacial en área inicial



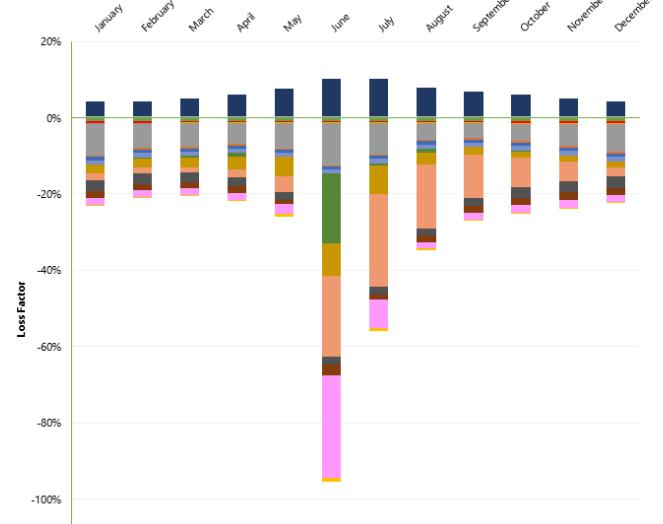
**Figura 2-7** Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 1



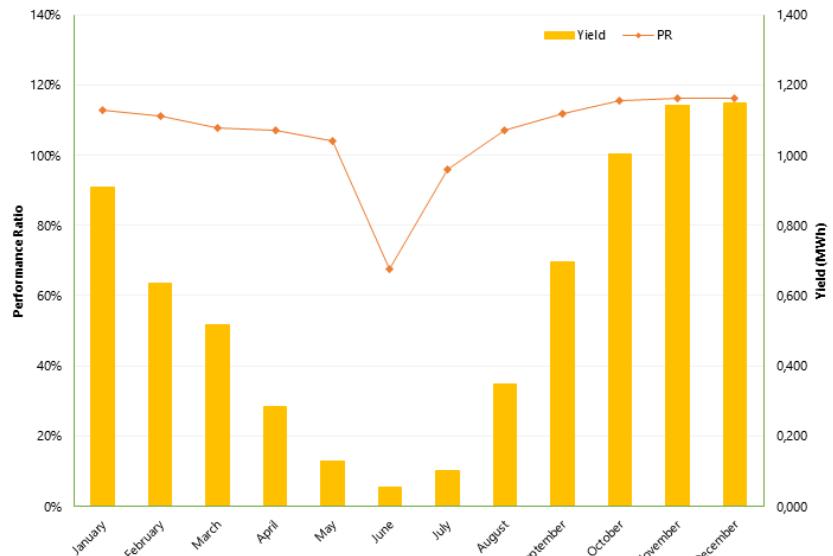
**Figura 2-6** Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija monofacial en área inicial



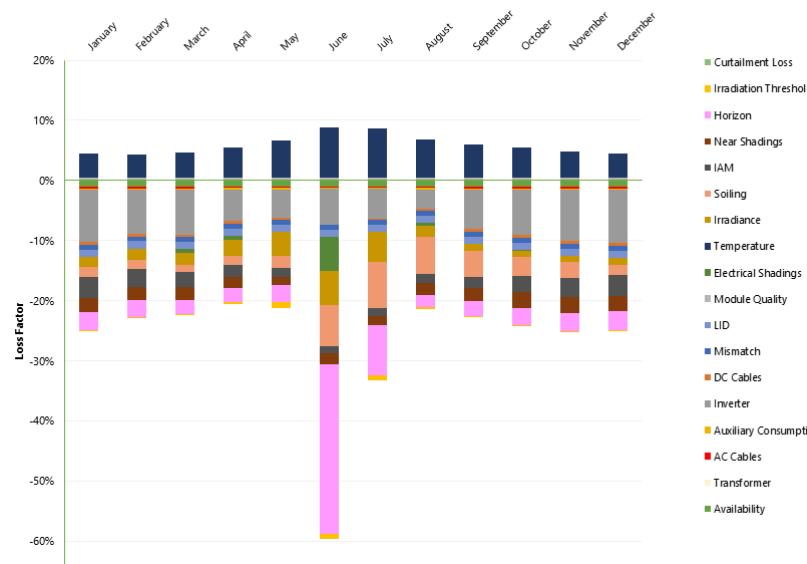
**Figura 2-8** Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 1



**Figura 2-9** Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 1



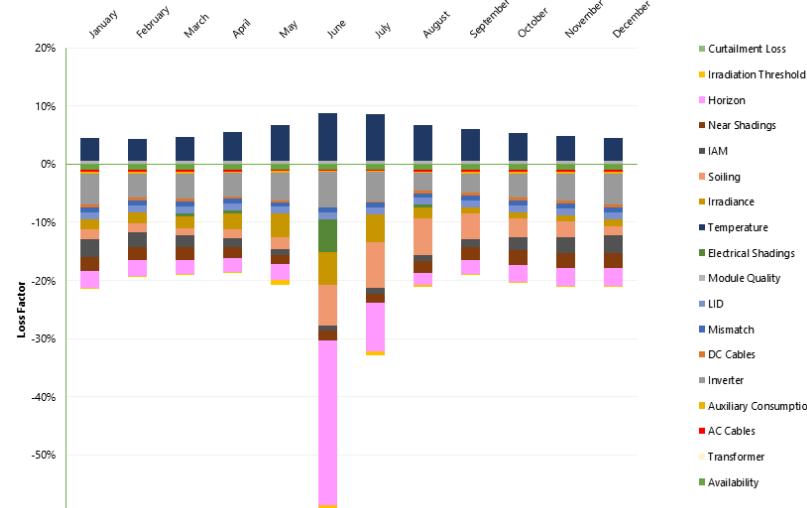
**Figura 2-10** Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 1



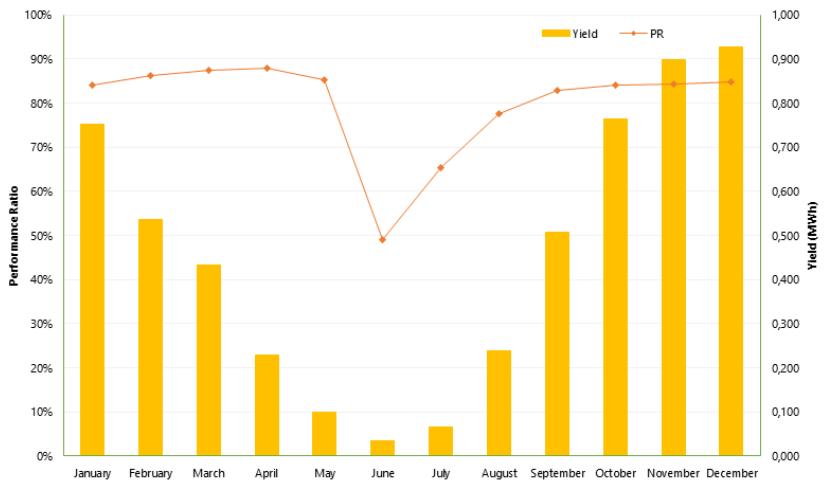
**Figura 2-11** Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija y recorte AC/DC bajo bifacial en área alternativa 1



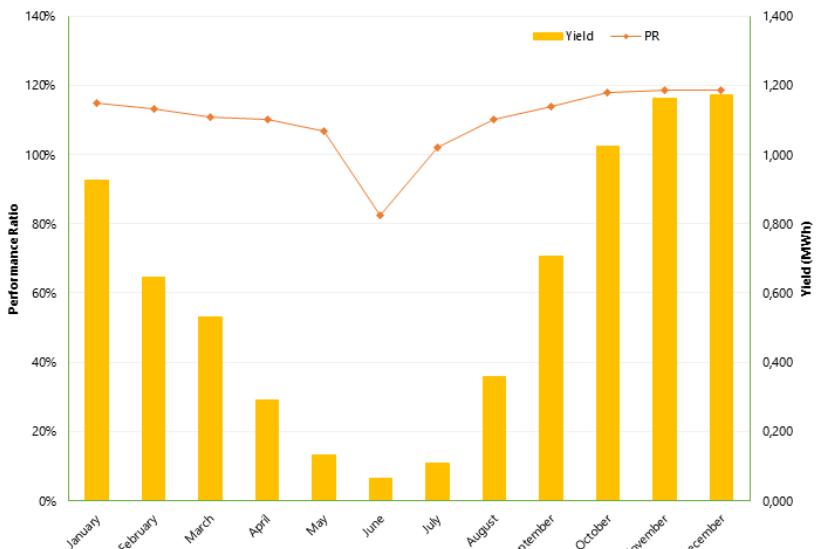
**Figura 2-12** Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija y recorte AC/DC bajo, bifacial en área alternativa 1



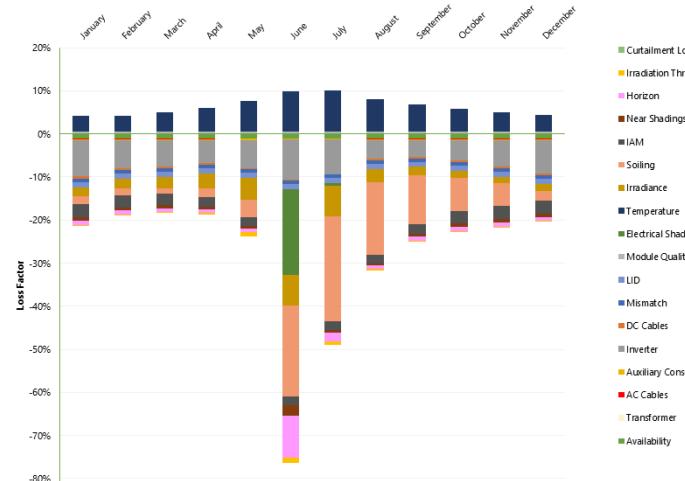
**Figura 2-13** Generación y pérdidas de modulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 2



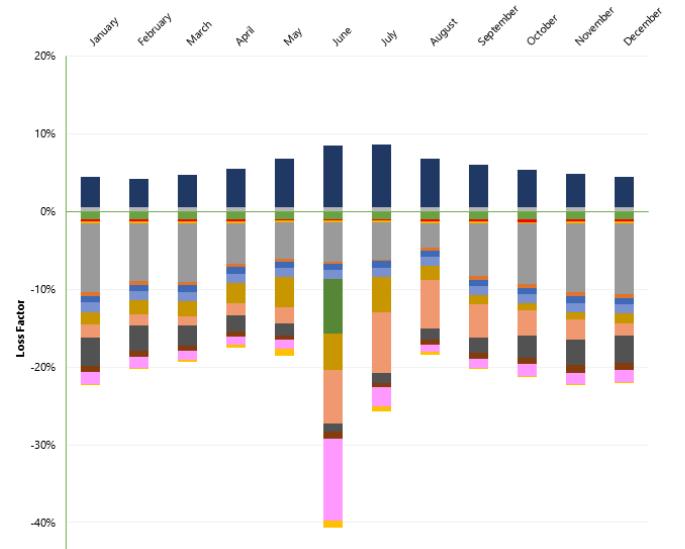
**Figura 2-15** Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 2



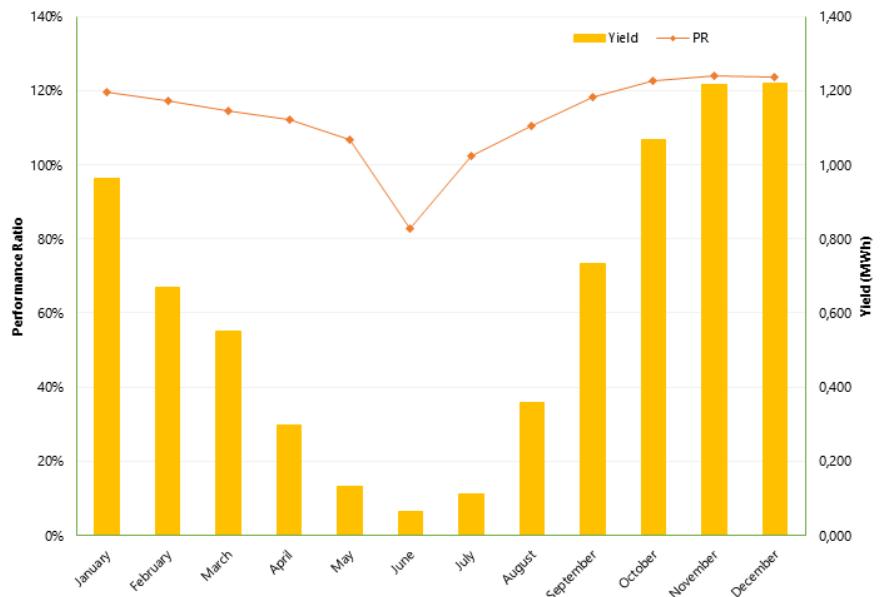
**Figura 2-14** Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija monofacial en área alternativa 2



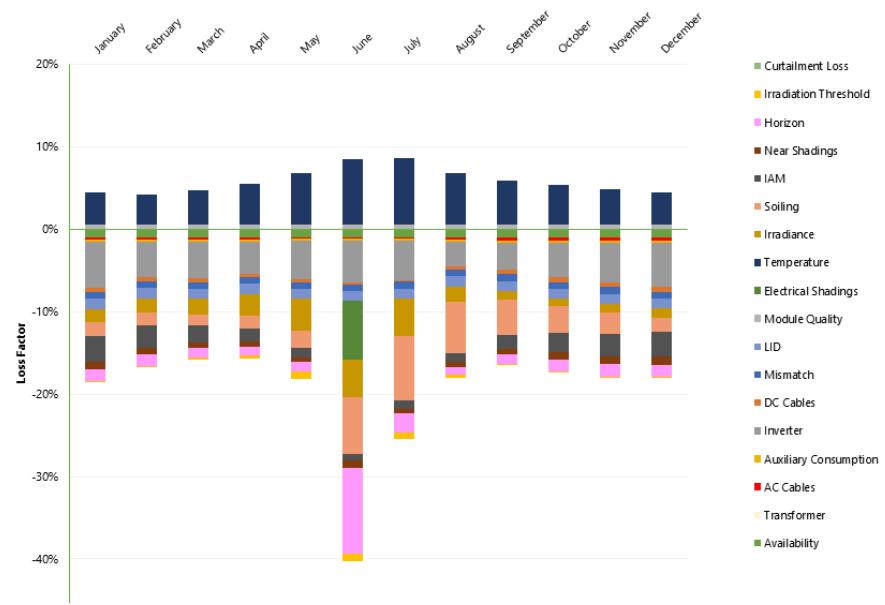
**Figura 2-16** Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija bifacial en área alternativa 2



**Figura 2-17** Generación y pérdidas de módulo con inclinación fija y recorte bajo bifacial en área alternativa 2



**Figura 2-18** Distribución de los factores de pérdida mensuales de módulo con inclinación fija y recorte bajo, bifacial en área alternativa 1



## 2.3 Análisis de incertidumbres

Se proporcionaron valores de rendimiento energético a varias probabilidades de superación e intervalos de confianza estándar utilizando el análisis de incertidumbre y los resultados de rendimiento anteriores.

### 2.3.1 Componente de incertidumbre

Los principales componentes de la incertidumbre en el proceso de predicción de la generación energética de un sistema solar son los siguientes:

- Medición de la irradiación horizontal global (GHI)
- Generación sintética de datos horarios
- Transposición de la radiación solar hacia los planos de colección
- Variación interanual (IAV) del recurso solar
- Modelamiento

A continuación, se resumen los valores de incertidumbre considerados como parte de nuestro análisis para el Proyecto en la Tabla 2-6 siguiente.

**Tabla 2-6** Comentarios y valores de incertidumbre<sup>19</sup>

Incertidumbre	Comentarios	Valor
Medidas de GHI	Se asumió que provienen de datos de bases con estaciones meteorológicas por lo que no conlleva una incertidumbre como bases de datos satelitales	0.0%
Generación sintética de datos horarios	Se generaron valores horarios sintéticos basados en los valores globales mensuales medidos en la base Bellingshausen. El valor de incertidumbre asume un nivel de turbidez intermedio.	1.5%
Transposición	Se calculó el valor de incertidumbre asociado a las transposiciones, el albedo, el ángulo de los módulos y los factores de bifacialidad.	1.5% (monofacial) 2.2% (Bifacial)
IAV	Se utilizaron los datos de 30 años completos de GHI de la base Bellingshausen a 0.5 km de la base Escudero para calcular la variación interanual. Se asumió que la IAV calculada es también aplicable a la base Julio Escudero	4.1%
Modelamiento	Se consideró cada factor de pérdida en el proceso de modelado y se consideró una incertidumbre adecuada basada en estos resultados.	3.5%
Incertidumbre total (inc 1-year IAV)		5.79% (monofacial) 6.01% (Bifacial)

Se considera que, en general, las incertidumbres son independientes del tiempo, excepto la IAV, que es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del número de años del plazo considerado. Cuando se consideran plazos de varios años, la incertidumbre asociada al IAV se reduce en comparación con los primeros años de explotación, de plazo más corto. Para valores de IAV superiores a un determinado umbral y valores de percentiles (denominados bajo la nomenclatura: PXX donde "XX" corresponde a la probabilidad de excedencia) superiores a P50, por ejemplo, el P90, el rendimiento de PXX aumentará de hecho en los primeros años de explotación. Esto se debe a que los aumentos en las estimaciones de rendimiento debidos a las reducciones en la incertidumbre del IAV superan las reducciones en las estimaciones de rendimiento atribuibles a la degradación anual.

<sup>19</sup> Los valores de incertidumbre de cada uno de estos ítems se obtienen mediante una combinación de (1) análisis estadístico del recurso solar analizado, (2) de los supuestos estándar de la industria solar para los tipos de configuración analizados, los tipos de tecnología de los módulos solares, los tipo de colectores utilizados, el tipo de clima del sitio, el modelo de transposición de la irradiancia solar incluido en el modelamiento, el nivel de detalle modelado en PVsyst para evaluar el sitio, entre muchos otros.

### 2.3.2 Resultados del análisis de incertidumbre

Los resultados se muestran en detalle en las gráficas del Appendix D que presentan el rendimiento energético previsto, tanto para el área inicial, alternativa 1 y alternativa 2 (cada una con diferentes configuraciones), con respecto a los años acumulados de funcionamiento y para diferentes niveles de incertidumbre. Los gráficos muestran que el rendimiento energético medio anual P50 disminuye a medida que aumenta el número de años de funcionamiento. En la Tabla 2-7, Tabla 2-8 y Tabla 2-9 se presentan una selección de los valores presentados en los gráficos del Appendix D.

**Tabla 2-7** Resultados del análisis de incertidumbre a largo plazo - Configuraciones monofaciales

Año	Área Inicial - Monofacial				Área Alternativa 1 - Monofacial				Área Alternativa 2 - Monofacial			
	P50 (MWh/Año)	P75 (MWh/Año)	P90 (MWh/Año)	P95 (MWh/Año)	P50 (MWh/Año)	P75 (MWh/Año)	P90 (MWh/Año)	P95 (MWh/Año)	P50 (MWh/Año)	P75 (MWh/Año)	P90 (MWh/Año)	P95 (MWh/Año)
1	4.986	4.792	4.616	4.511	5.364	4.792	4.966	4.853	5.487	5.273	5.080	4.964
5	4.887	4.696	4.525	4.422	5.258	4.696	4.867	4.757	5.378	5.168	4.979	4.866
10	4.766	4.580	4.413	4.312	5.128	4.580	4.747	4.639	5.245	5.040	4.856	4.745
15	4.648	4.467	4.303	4.205	5.001	4.467	4.629	4.524	5.115	4.916	4.736	4.628
20	4.533	4.356	4.197	4.101	4.877	4.356	4.515	4.412	4.989	4.794	4.618	4.513
25	4.421	4.248	4.093	4.000	4.756	4.248	4.403	4.303	4.865	4.675	4.504	4.402

**Tabla 2-8** Resultados del análisis de incertidumbre a largo plazo - Configuraciones bifaciales

Año	Área Alternativa 1 - Bifacial				Área Alternativa 2 - Bifacial			
	P50 (MWh/Año)	P75 (MWh/Año)	P90 (MWh/Año)	P95 (MWh/Año)	P50 (MWh/Año)	P75 (MWh/Año)	P90 (MWh/Año)	P95 (MWh/Año)
1	6.971	6.688	6.434	6.281	7.128	6.839	6.579	6.423
5	6.832	6.555	6.306	6.157	6.986	6.703	6.448	6.295
10	6.663	6.393	6.150	6.004	6.813	6.537	6.288	6.140
15	6.498	6.235	5.998	5.856	6.645	6.375	6.133	5.988
20	6.337	6.080	5.849	5.711	6.480	6.217	5.981	5.839
25	6.181	5.930	5.704	5.569	6.320	6.064	5.833	5.695

**Tabla 2-9** Resultados del análisis de incertidumbre a largo plazo - Configuraciones bifaciales con menor recorte DC/AC

Año	Área Alternativa 1 - Bifacial_inv+				Área Alternativa 2 - Bifacial_inv+			
	P50 (MWh/Año)	P75 (MWh/Año)	P90 (MWh/Año)	P95 (MWh/Año)	P50 (MWh/Año)	P75 (MWh/Año)	P90 (MWh/Año)	P95 (MWh/Año)
1	7.216	6.923	6.660	6.502	7.385	7.086	6.816	6.655
5	7.073	6.786	6.528	6.373	7.239	6.945	6.681	6.523
10	6.898	6.618	6.366	6.216	7.060	6.773	6.516	6.361
15	6.727	6.454	6.209	6.062	6.885	6.606	6.354	6.204
20	6.560	6.294	6.055	5.912	6.714	6.442	6.197	6.050
25	6.398	6.139	5.905	5.765	6.548	6.283	6.044	5.901

## 2.4 Conclusiones análisis solar

Se realizó una evaluación del rendimiento energético (EYA) del proyecto utilizando equipos indicativos y la experiencia de GIZ en el desarrollo de estudios de predicción de generación solar. Se modelaron tres configuraciones en 3 superficies disponibles en la Base Escudero obteniéndose valores P50 de rendimiento específico para el primer año entre 692.5 y 1,025.7 kWh/kWp y factores de planta entre 7.9 y 11.7%.

Algunos resultados más relevantes para considerar con respecto a los sistemas modelados son:

- La superficie inicial contemplada en el estudio de prefactibilidad (110m<sup>2</sup>) podría albergar aproximadamente entre 5.7 y 6.8 kWp de capacidad en energía solar, lo que equivale al 20% - 25% de la capacidad inicialmente considerada.
- Adicionalmente el área inicial considerada en el estudio de prefactibilidad presenta pérdidas significativas por sombreado, las cuales se reducen notoriamente al alejar 10 metros adicionales el sistema solar de los edificios de la base Escudero, utilizando el área alternativa 1. Es por esta razón que se debería favorecer los sistemas con menores pérdidas en el área alternativa 1 o 2, lo cual motivó que no se modelaran sistemas bifaciales en el área inicial.
- Al considerar las áreas alternativas 1 y 2, junto con sus pendientes (Figura 4), se observa lo siguiente:
  - El área alternativa 1 cuenta con aproximadamente 5700 m<sup>2</sup>, donde la pendiente no es significativa y se asume que está totalmente disponible para el desarrollo de energía solar. Considerando lo anterior, se podrían instalar sobre 200kW en capacidad DC solar en esta área, independiente de la configuración escogida.
  - El área alternativa 2 abarca alrededor de 35000 m<sup>2</sup>, pero debido a su pendiente y a posibles restricciones en el área sur, solo se considera el 20% como disponible para un posible desarrollo solar, lo que equivale a unos 7000m<sup>2</sup>. Considerando lo anterior, se podrían instalar sobre 300 kW en capacidad DC solar en esta área, independiente de la configuración escogida.
- Las configuraciones en el área alternativa 2 presentan producciones alrededor de un 2.4% mayor a las modeladas en el área alternativa 1 debido a mayores pérdidas por sombreado lejano en esta última. Si bien esto puede favorecer la elección de esta área, se debe considerar que:
  - La instalación en el área alternativa 2 puede acarrear mayores costos de instalación debido a instalación en áreas con mayores pendientes, así como la necesidad de mayor cableado conectando el sistema con la Base Julio Escudero.
  - La mantención de un sistema en el área alternativa 2 puede ser más dificultosa debido a un acceso al sistema más dificultoso en comparación con el Área Alternativa 1 a un lado de la Base Julio Escudero
  - Adicionalmente se debería considerar una mayor perdida por resistencia óhmica por el cableado conectando esta área con la Base Escudero. Si bien esta pérdida no fue calculada de manera detallada en este análisis, preliminarmente no debería superar 0.5% para la distancia considerada.
- Si bien las configuraciones bifaciales ofrecen un mejor rendimiento que las monofaciales, también conllevan costos adicionales. El análisis económico de estas opciones se aborda más adelante en la optimización del sistema (sección 6).
- También es posible notar que para el sistema bifacial una proporción capacidad DC/AC (Potencia módulos solares/ Potencia inversor) más cercana a 1 produce menores pérdidas por inversor, por lo cual solo considerará en los siguientes análisis la configuración bifacial con “recorte DC/AC bajo”, la cual tienen un inversor con 20% mayor capacidad.
- Aunque se observan valores anuales adecuados para satisfacer la demanda energética base y evaluar la opción de implementación de hidrógeno, es esencial tener en cuenta la temporalidad de la generación de energía. Los gráficos mensuales de generación solar muestran una diferencia significativa entre los meses de invierno y verano, siendo la generación invernal alrededor de 20 veces

menor. Por lo tanto, el almacenamiento debe ajustarse a estas variaciones estacionales, lo cual es analizado en el modelamiento energético de la sección 6.

### 3 Recurso eólico y rendimiento energético

Se llevó a cabo una evaluación del rendimiento energético de un sistema de generación eólica basándose en información públicamente disponible, así como provista por INACH. Para este objetivo se realizó un proceso que involucra la:

- Preselección de un conjunto de modelos de aerogeneradores que pudieran ser adecuados para las condiciones de la Base Escudero.
- La evaluación preliminar de la producción y condiciones de operación de los modelos de aerogenerador preseleccionados en los diferentes emplazamientos disponibles para el desarrollo de energía eólica en la Base Escudero, mediante un modelo Computacional Fluidodinámica (CFD).
- Selección de un modelo de aerogenerador y refinamiento de las ubicaciones de cada aerogenerador mediante el modelo CFD para obtener la producción energética esperada para el sistema eólico de la Base Escudero.

#### 3.1 Fuentes de datos medidos

La precisión de cualquier previsión de rendimiento energético depende en gran medida de la calidad de la evaluación del recurso eólico. Para este sitio se identificaron 3 fuentes de datos disponibles para la evaluación, las cuales se detallan en la Tabla 3-1 y se observan en la Figura 3-1, Figura 3-2 y Figura 3-3.

**Tabla 3-1** Mediciones recurso eólico disponibles

Sitio de medición	Coordenadas (UTM 21S)	Periodo de medición disponible	Distancia aproximada a la Base Julio Escudero (m)	Altura de mediciones (m)	Fuente de los datos
Estación Meteorológica Base Bellingshausen	Easting: 3102352.4 Northing: 397676.6	01/01/2001 00:30 - 31/12/2023 18:30	530	10.00	Base de datos publica de NCEI del NOAA <sup>20</sup>
Estación Meteorológica Base Eduardo Frei Montalva	Easting: 3102860.6 Northing: 396971.1	01/01/2001 03:30 - 31/12/2023 23:30	1330	10.00	Base de datos publica de la Dirección Meteorológica de Chile <sup>21</sup>
Estación Meteorológica Base Julio Escudero	Easting: 3101684.8 Northing: 397929.5	09/01/2022 00:00 - 16/12/2023 06:00	150	3.00	Suministrados por INACH

<sup>20</sup> [Data Search | National Centers for Environmental Information \(NCEI\) \(noaa.gov\)](#)

<sup>21</sup> <https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/informacion/fichaDeEstacion/950001>

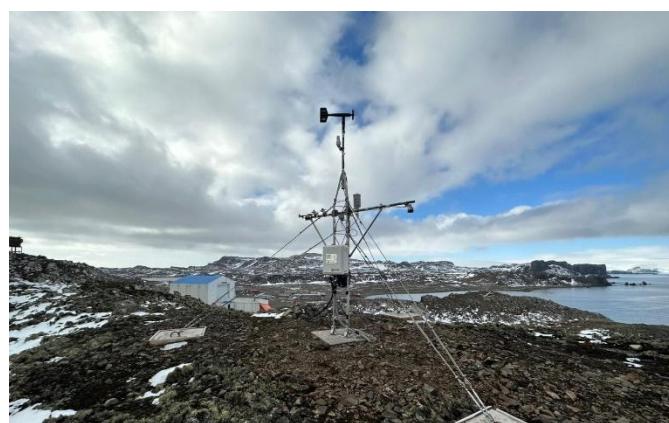
**Figura 3-1 Metmast base Bellingshausen**



**Figura 3-2 Metmast base Frei**



**Figura 3-3 Metmast estación meteorológica base Julio Escudero**

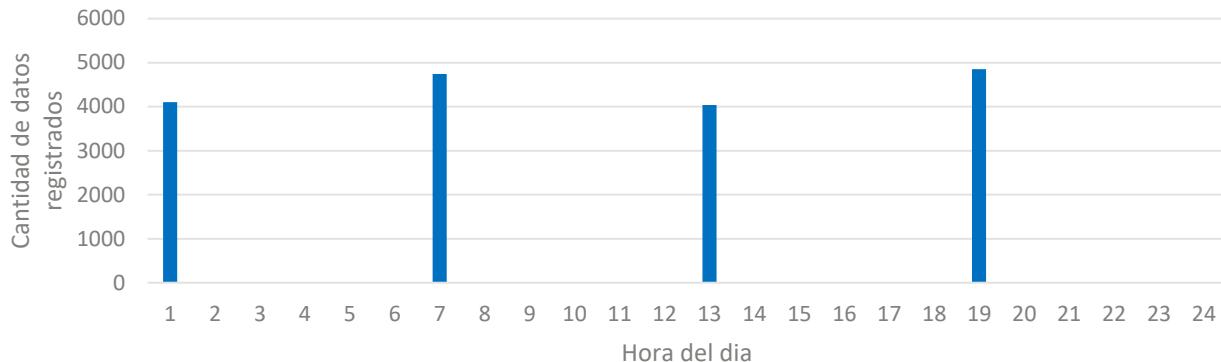


El conjunto de datos de viento proveniente de estas 3 fuentes de datos fue examinado y revisado para identificar posibles problemas o anomalías. Los periodos de tiempo en que se identificaron anomalías fueron excluidos de del análisis. Los datos de velocidad y dirección de viento resultados son presentados en las siguientes subsecciones.

### **3.1.1 Distribución de viento en Base Estación Meteorológica Base Bellingshausen**

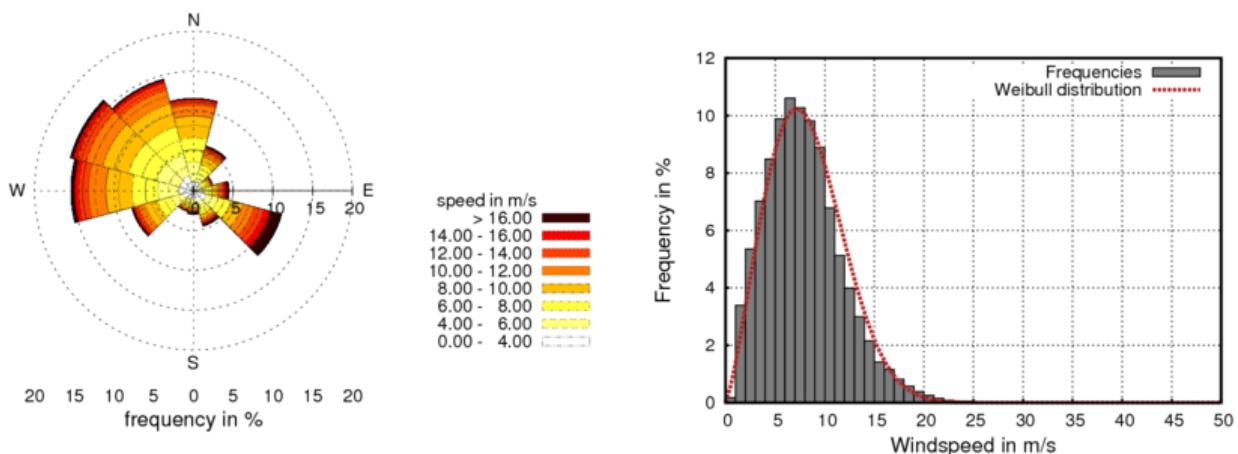
El conjunto de datos considerados como validos provenientes de la estación meteorológica de la base Bellingshausen corresponden a un total de 17,739 datos de resolución horaria. El muestreo de variable relevantes para este análisis del recurso eólico en esta base se realiza casi exclusivamente durante 4 horas del día, lo cual se refleja en la Figura 3-4. Consecuentemente, el periodo de cobertura del conjunto de datos de esta base solamente corresponde a un 9% de los 22 años de datos disponibles.

**Figura 3-4 Cobertura de mediciones del recurso eólico Base Bellingshausen**



La distribución de viento obtenida en este punto de acuerdo con los datos recolectados presenta un promedio de velocidad de 7.54 m/s, mientras que la distribución de Weibull que presenta un mejor ajuste a esta distribución tiene con parámetros  $k= 2.29$  y  $\lambda= 9.22$ . En la Figura 3-5 se presenta gráficamente la distribución de viento obtenida en una rosa de los vientos y su distribución de Weibull.

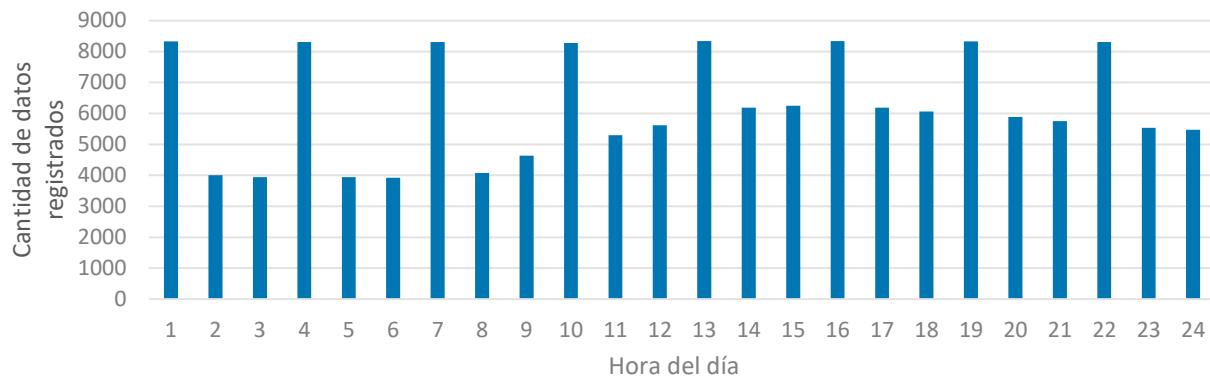
**Figura 3-5 Distribución recurso eólico en base Bellingshausen**



### 3.1.2 Distribución de viento en Base Eduardo Frei Montalva

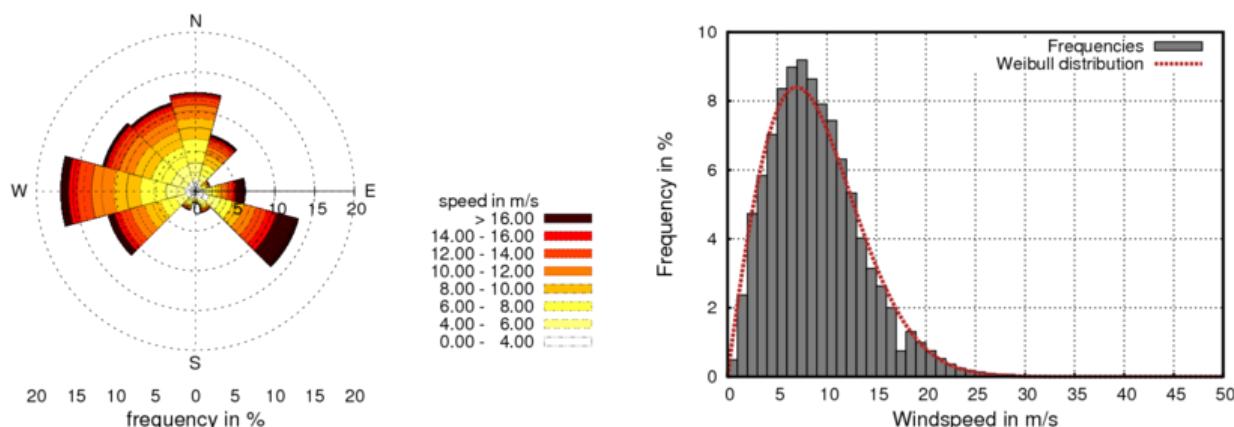
El conjunto de datos considerados como validos provenientes de la estación meteorológica de la base Eduardo Frei corresponden a un total de 149,321 datos de resolución horaria. El muestreo de variable relevantes para este análisis del recurso eólico en esta base se realiza durante las 24 horas del día, sin embargo se identificaron varios periodos en que solo muestreos cada 3 horas eran realizados, lo cual se refleja en la Figura 3-6. El periodo de cobertura del conjunto de datos de esta base es considerablemente mayor al de la Base Bellingshausen y corresponde a un 74% de los 22 años de datos disponibles, siendo mayor a 90% para los últimos 10 años de registro.

**Figura 3-6** Cobertura de mediciones del recurso eólico Base Eduardo Frei



La distribución de viento obtenida en este punto de acuerdo con los datos recolectados presenta un promedio de velocidad de 8.91 m/s, mientras que la distribución de Weibull que presenta un mejor ajuste a esta distribución tiene con parámetros  $k= 1.95$  y  $\lambda= 10.05$ . En la Figura 3-7 se presenta gráficamente la distribución de viento obtenida en una rosa de los vientos y su distribución de Weibull.

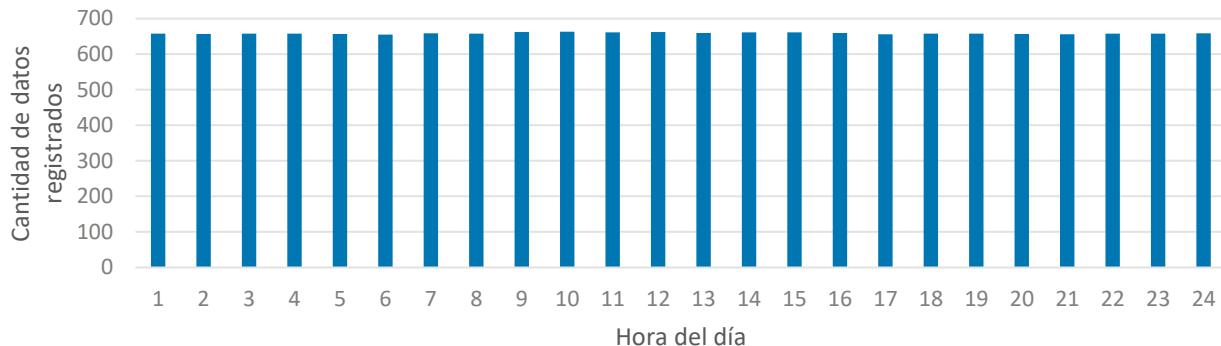
**Figura 3-7** Distribución recurso eólico Base Eduardo Frei



### 3.1.3 Distribución de viento en Estación Meteorológica Base Julio Escudero

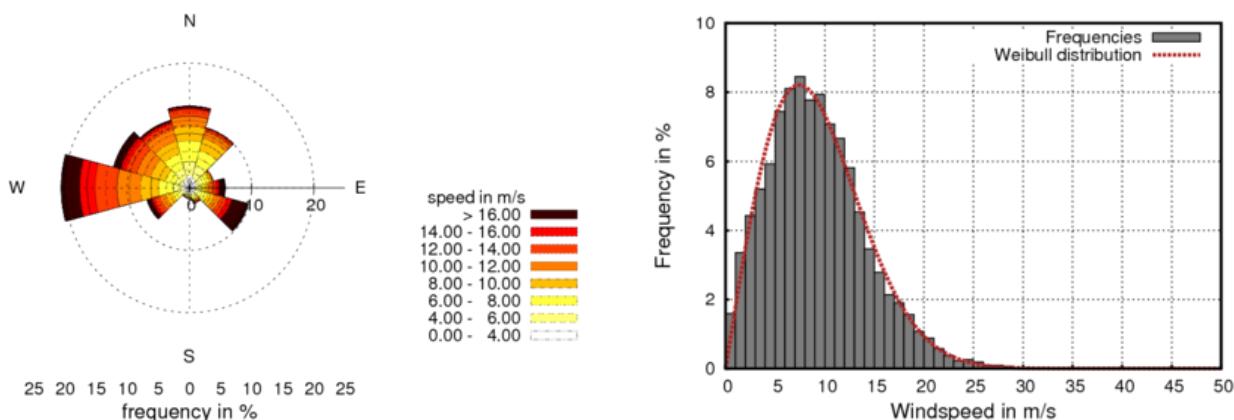
El conjunto de datos considerados como validos provenientes de la estación meteorológica de la base Julio Escudero corresponden a un total de 15,810 datos de resolución horaria. El muestreo de variable relevantes para este análisis del recurso eólico en esta base se realiza durante las 24 horas del día y las exclusiones de datos realizadas no tuvieron un patrón diurno, lo cual se refleja en la Figura 3-8. El periodo de cobertura del conjunto de datos de esta base es el mayor de las tres bases correspondiendo a un 93%, sin embargo, el periodo de datos disponibles es el menor de estas con algo menos de 2 años de datos disponibles.

**Figura 3-8 Cobertura de mediciones del recurso eólico estación meteorológica base Julio Escudero**



La distribución de viento obtenida en este punto de acuerdo con los datos recolectados presenta un promedio de velocidad de 9.19 m/s, mientras que la distribución de Weibull que presenta un mejor ajuste a esta distribución tiene con parámetros  $k= 2.01$  y  $\lambda= 10.46$ . En la Figura 3-9 se presenta gráficamente la distribución de viento obtenida en una rosa de los vientos y su distribución de Weibull.

**Figura 3-9 Distribución recurso eólico estación meteorológica base Julio Escudero**



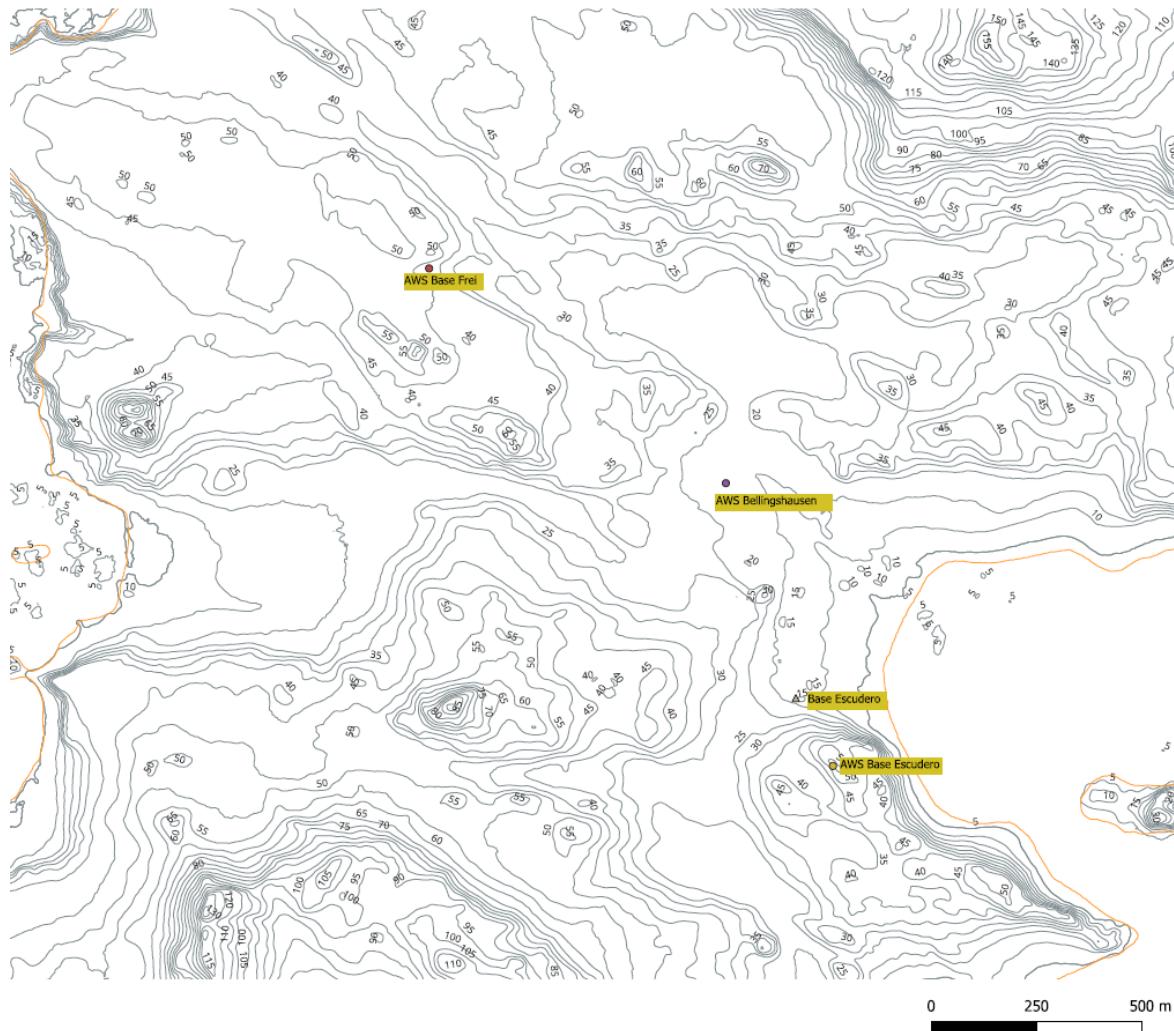
### 3.2 Desarrollo modelo CFD

Se desarrollaron modelos de flujo de viento para el área del proyecto utilizando el software de fluidodinámica computacional WindSim 10 en su versión de prueba la cual cuenta con una limitación de 50,000 celdas. Si bien esta limitación incrementa la incertidumbre de la predicción de producción de energía eólica, se considera que las predicciones resultantes proveen un nivel adecuado de certeza para el objetivo general de este análisis de opciones de suministro para la base Escudero. Las consideraciones y supuestos utilizados en el modelo generado de fluidodinámica computarizada son expuestos en las siguientes subsecciones.

#### 3.2.1 Topografía, rugosidad y volumen de control

Se ha establecido un modelo digital del terreno que contiene datos de elevación basada en los datos topográficos públicamente disponibles de las cercanías de la Base Julio Escudero (ver Appendix F), los cuales son presentados mediante un mapa de curvas de nivel en la Figura 3-10.

**Figura 3-10** Mapa curvas de nivel cercanías de la base Julio Escudero

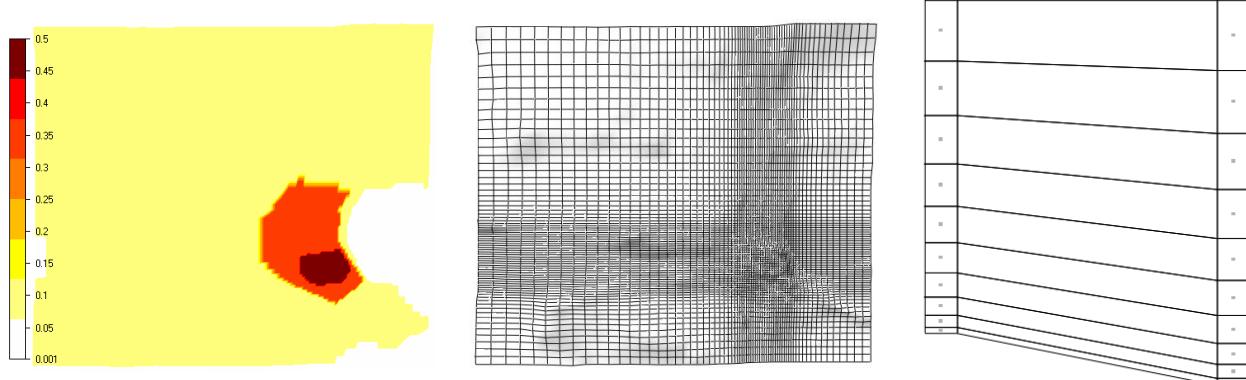


El alto de la rugosidad ( $Z_0$ ) asumida para las superficies corresponden a supuestos estándar para diferentes tipos de superficie:

- Mar abierto:  $Z_0=0.005$
- Superficies compuestas de roca sin mayores obstáculos:  $Z_0=0.09$
- Pozo de grava o terreno transicional:  $Z_0=0.18$

La utilización de altos de rugosidad estándar en cada área del volumen de control es presentada en el mapa de rugosidad de la izquierda de la Figura 3-11. Se observa que se asumió alturas de rugosidad de mar abierto en todas las zonas de mar, una altura de rugosidad a la mayor parte de la superficie en tierra del volumen de control y una altura de rugosidad correspondiente al de pozos de grava o terreno transicional en las áreas con edificaciones de bases antárticas y en las cercanías del relieve topográfico al sur de la base Julio Escudero. Adicionalmente se añadió una zona de mayor rugosidad (0.5) a las mencionada en la sección superior del relieve topográfico antes mencionado al ajustarse de mejor manera los flujos de viento esperados entre bases de datos durante períodos concurrentes (más detalles sobre este cross-checking en la sección 3.8).

El sistema de coordenadas utilizado en el modelo fue el UTM, Zona 21S. Los datos de elevación definidos anteriormente, en conjunto con la rugosidad referencial se utilizan para definir el nivel del suelo de un dominio tridimensional dividido en celdas con una resolución horizontal y vertical variable. La grilla se genera y optimiza a partir del modelo digital del terreno y se realiza un enmallado de resolución variable, con mayor resolución en las cercanías de la base Julio Escudero como se ve en la Figura 3-11.

**Figura 3-11 Volumen de control con rugosidad asumida y resolución del enmallado****Tabla 3-2 Volumen de control con rugosidad asumida y resolución del enmallado**

	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	15.2-102.7	15.0-87.7	Variable	-
Number of cells	68	70	10	47600

El modelo digital representa el dominio computacional donde se han resuelto numéricamente las ecuaciones de Navier-Stokes promediadas por Reynolds. En total se han realizado 12 simulaciones para tener un campo de viento 3D por cada sector de 30 grados.

### 3.2.2 Confiabilidad asumida para datos climatológicos

Basados en las fuentes de datos detalladas en la sección 3.1, los períodos de mediciones de datos, las tasas de cobertura anual de estos datos, las limitaciones observadas en las mediciones de velocidad de viento en la Sección 3.8 (especialmente la relacionada a las obstrucciones en la estación meteorológica de la Base Escudero), y la similaridad de los sitios de medición en comparación a las posibles ubicaciones de aerogeneradores<sup>22</sup>, se asumen las confiabilidades expresadas en la para ser ingresadas al modelo CFD.

**Tabla 3-3 Confiabilidad asumida para cada fuente de datos en modelo CFD**

	Confiabilidad asumida para el modelo CFD
Base Estación Meteorológica Base Bellingshausen	0.5
Base Estación Meteorológica Base Frei	1
Base Estación Meteorológica Base Julio Escudero	0.3

### 3.2.3 Modelos de Aerogeneradores analizados en preselección

Se modeló la producción energética de un total de 7 modelos de aerogenerador, los cuales se presentan en la Tabla 3-4. Las alturas asumidas de los hubs en este análisis para cada uno de estos modelos se denotan en negrita. Las hojas de datos técnicos de cada modelo de aerogenerador se encuentran en el Appendix G,

<sup>22</sup> Similaridad en exposición y elevación de terreno, índices de “ruggedness” del terreno, y alturas de mediciones de las estaciones meteorológicas en comparación a alturas de bujes esperadas de los aerogeneradores propuestos.

mientras que las curvas de potencia y coeficiente de empuje<sup>23</sup> (Thrust Coef.) utilizadas en Windsim se encuentran en Appendix H.

**Tabla 3-4** Modelo aerogeneradores

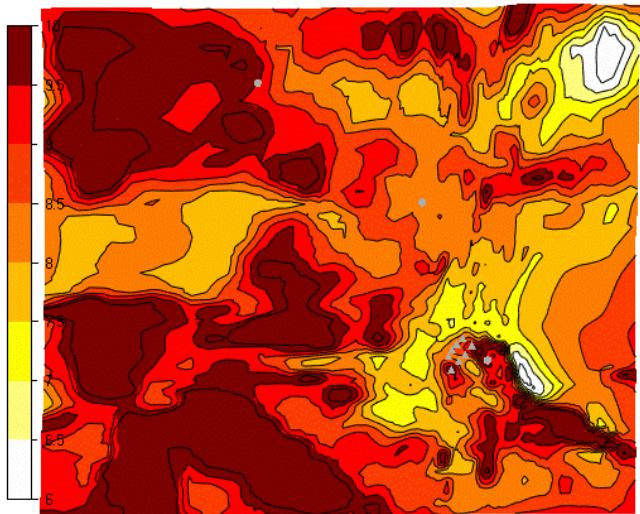
Marca y Modelo	Altura de Hub (m)	Diámetro de Rotor (m)	Potencia (kW)	Cut-out speed (m/s)	Velocidad máxima de supervivencia (m/s)	Rango de temperaturas de operación (°C)	Comentarios adicionales
SD 6	9 / 15 / 20	5.6	6	70	70	Hasta -45°C	“downwind”, regulación por medio de flex. en palas.
SD 6+	9 / 15 / 20	5.6	9	70	70	Hasta -45°C	
SD 12	15 /20/ 25	8.5	15	54	54	Hasta -45°C	
NPC-100C-21	22 /29/ 37	21	100	25	59.5	Hasta -20°C	“stall control” requiere de grúa para instalación
EWT DW54-X	40 /50/ 75	54	1000	25	52.5	Hasta -45°C	Regulación por pitch requiere de grúa para instalación
Engielec-5kW	4 a 10 app	N/A	5	25	40	Sin data	Tipo VAWT Dimensiones: 3.6 m (diam) X 4.5 m (height)
RyseEnergy-N55	23 /30	N/A	65	25	59.5	Hasta -20°C	Tipo VAWT Dimensiones: 14m (diam) & 14m(height)

### 3.3 Mapa de recurso eólico

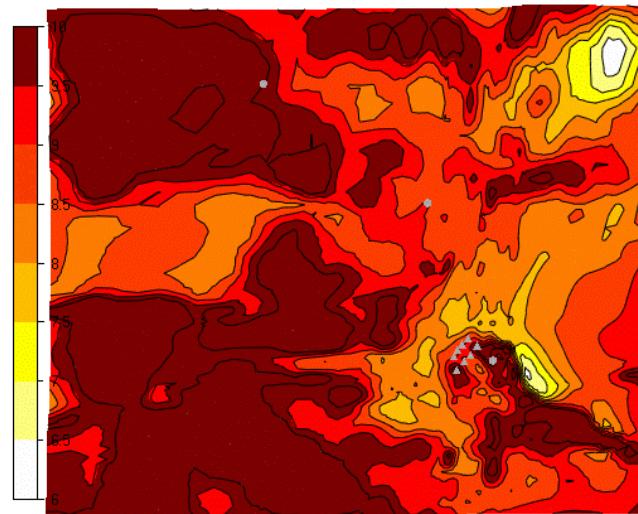
El mapa de recursos eólicos se utiliza para identificar el área de alta velocidad del viento en función de la velocidad promedio del viento. El mapa del recurso eólico se establece ponderando los resultados del modelo CFD con las condiciones promedio esperadas dadas como entrada al modelo (detalladas en la sección 3.1). Al disponer de varias fuentes de medición el mapa de recurso eólico se construye utilizando todas ellas mediante una ponderación en función de la distancia radial inversa a cada una de ellas. Los mapas del recurso eólico generados se encuentran entre la Figura 3-12 y Figura 3-14.

<sup>23</sup> Se utilizaron curvas referenciales de coeficiente de empuje para algunas de estos modelos basado en aerogeneradores de similares características.

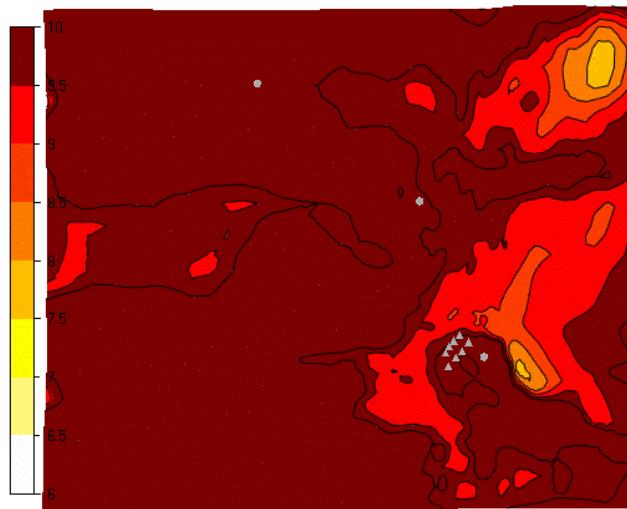
**Figura 3-12** Mapa velocidad promedio del viento a 15 m



**Figura 3-13** Mapa velocidad promedio del viento a 20 m



**Figura 3-14** Mapa velocidad promedio del viento a 30 m



### 3.4 Estimación de la producción de energía de aerogeneradores preseleccionados

Se asumieron diversas cantidades de aerogeneradores instalados en las diferentes áreas disponibles, constituyendo diferentes configuraciones de sistemas eólicos analizados. La producción de energía eólica esperada para cada configuración analizada corresponde a la suma de las producciones energéticas de cada aerogenerador, menos los efectos de estelas y de otras perdidas específicas relacionadas a generación eólica. La producción de energía eólica bruta es calculada mediante la distribución de velocidad de viento esperada para cada ubicación de aerogenerador, a la altura de eje correspondiente a la Tabla 3-4, y sus curva de potencia respectivas (Appendix H). La distribución de la velocidad del viento en corriente libre se obtuvo mediante el modelo de flujo WindSim y las condiciones del viento a largo plazo en el sitio.

#### 3.4.1 Pérdidas por estela

Los aerogeneradores extraen energía del viento. De este modo se reduce la velocidad del viento detrás de la turbina eólica. A medida que el flujo avanza, la estela se extiende y se recupera hacia condiciones de corriente libre. El efecto de estela se calcula mediante el modelo de estela WindSim. Luego se obtiene la producción potencial de energía teniendo en cuenta las pérdidas por estela.

#### 3.4.2 Pérdidas y correcciones indicativas

Al rendimiento energético estimado en WindSim (rendimiento bruto menos estelas) se aplican pérdidas estándar de proyectos eólicos en condiciones similares de operación, las cuales se detallan a continuación:

**Corrección de densidad de la curva de potencia:** Esta corrección se calcula para las altitudes promedio de altura del eje de los aerogeneradores (de entre 25m y 90 m dependiendo del modelo y ubicación), y se basa en la temperatura, humedad relativa y presión del aire históricas registradas. La densidad del aire se calculó en función de las altitudes promedio del centro, una temperatura media regional a largo plazo al nivel del mar de -1.8°C, humedad relativa de 88%, y una presión atmosférica media al nivel del mar de 988.8 hPa. Esto resultó en una densidad de aire promedio de 1.226 kg/m<sup>3</sup>, la cual es aplicada en el modelo de Windsim.

**Disponibilidad de Aerogenerador:** La disponibilidad del aerogenerador fue asumida conservadoramente en un 95%. Este valor debería actualizarse en función de las garantías de disponibilidad que el fabricante del aerogenerador ofrezca.

**Disponibilidad de subestaciones y equilibrio de planta (BoP):** Esta pérdida se asume como despreciable para el caso específico de este proyecto.

**Estelas:** Se pueden utilizar varios modelos para calcular las estelas, aunque la validación de estos modelos puede ser problemática. Para este se utilizó el modelo 1 de estelas incluidos en WindSim, el cual se basa en la teoría del déficit de impulso ("modelo de Jensen").

**Rendimiento de la curva de potencia:** Basados en la experiencia de proyectos eólicos eventos meteorológicos adversos como cizalladuras de viento (wind shear) complejas, tienden a afectar la producción eólica del aerogenerador. Estos efectos son pronunciados en proyectos con aerogeneradores con diámetros de rotor de grandes magnitudes; sin embargo, considerando que casi todos los modelos de aerogenerador seleccionados en este análisis tienen diámetros menores a 21 metros (a excepción del aerogenerador EWT), se asume esta perdida como despreciable en este análisis.

**Histéresis (de arranque y apagado):** Cuando la velocidad del viento del sitio excede la velocidad operativa máxima del aerogenerador durante un período de tiempo predefinido, el aerogenerador se apaga y no arranca nuevamente hasta que la velocidad del viento cae a un nivel más bajo, nuevamente durante un período predefinido. Los protocolos exactos de activación y desactivación varían de un aerogenerador a otro y se

basan en datos de velocidad del viento medidos con una resolución temporal superior a los promedios de 10 minutos registrados para la predicción del rendimiento energético. Sin embargo, la pérdida resultante se puede estimar basándose en la distribución de la velocidad del viento del sitio y la curva de potencia del aerogenerador. Considerando que las turbinas seleccionadas no tienen una velocidad de viento de corte y se espera que operen hasta su velocidad de supervivencia sin disminuir su potencia se calcula que la pérdida por histéresis del viento es insignificante.

**Rendimiento subóptimo:** Los parques eólicos normalmente no funcionan de manera óptima debido a problemas con la instrumentación y/o el sistema de control. Estos problemas resultan en pérdidas de producción en relación con las condiciones en las que los aerogeneradores operaban en una configuración óptima. En la experiencia y el análisis de varios parques eólicos, se ha observado un nivel típico de rendimiento subóptimo de aproximadamente el 0,5% por lo que se adoptó una pérdida del 0,5% en el proyecto para contabilizar este factor.

**Eficiencia de transmisión eléctrica (cables, aerogeneradores y transformadores de red):** Se asumió una perdida indicativa de un 1% debido a este tipo de perdida. Esta pérdida debe actualizarse según cálculos detallados de pérdida eléctrica considerando el diseño finalizado.

**Sistemas auxiliares:** La curva de potencia del aerogenerador proporcionada por un fabricante indica la potencia de salida que se puede esperar que se mida en un punto de referencia determinado del aerogenerador. Se debe tener en cuenta una pérdida adicional del sistema cuando un punto de medición de producción en el sitio varía del punto de referencia de este fabricante. Esta pérdida representa las pérdidas eléctricas y del sistema entre el punto de medición del sitio y el punto de referencia garantizado. Para el caso de este proyecto estos puntos coinciden y no se requiere considerar esta pérdida adicional.

**Efectos climáticos extremos (incluyendo efecto de formación de hielo en los aerogeneradores, anemómetros y aspas):** Esta pérdida refleja períodos en los que los aerogeneradores funcionan con eficiencias inferiores a las ideales debido a temperaturas extremas o la formación de hielo en aspas que cambian su perfil aerodinámico. Las condiciones de este proyecto resultan en una alta probabilidad de formación de hielo en los aerogeneradores considerando el nivel de temperaturas y humedad relativa histórico registrado. La correcta estimación de pérdidas por formación de hielo en aspas es compleja y fuera del alcance de este análisis, por lo que se ha asumido un valor de 5% de pérdida anual por efectos de formación de hielo. Se recomienda actualizar este supuesto en futuras etapas del proyecto.

**Contaminación, degradación y operación fuera diseño de la pala:** Durante el funcionamiento, un aerogenerador puede contaminarse con partículas de polvo o insectos en el aire. La degradación y la operación fuera de diseño pueden considerarse un problema mayor que la contaminación, mientras que la degradación puede tener un efecto mayor hacia el final de la vida útil del proyecto. La magnitud de la pérdida dependerá en parte de la diligencia del personal de mantenimiento ya que esta pérdida se puede mitigar mediante programas de mantenimiento que evalúen el estado de la curva de potencia y que estén diseñados para maximizar la producción de energía de los parques eólicos. Tomando en consideración que periodos sin mantenimiento pueden ser frecuentes debido a la accesibilidad de la ubicación de la base se consideró una perdida indicativa de un 1% por este tipo de perdida.

**Capacidad Máxima de Exportación (MEC):** Este parámetro se ha incluido para llamar la atención sobre el hecho de que existe el riesgo de que se pierda energía debido a que el Proyecto debe cumplir con los requisitos del código de red<sup>24</sup>. Para el caso de este análisis no se ha considerado la perdida en el análisis de rendimiento eólico ya que es considerado implícitamente en la optimización de las configuraciones en la Sección 6.

**Variabilidad interanual de la velocidad del viento:** Esta pérdida resulta del hecho de que la energía del viento no es lineal en relación a su velocidad. Por lo tanto, un año de baja velocidad del viento tiende a dar como resultado una reducción en el rendimiento energético mayor que el aumento del rendimiento resultante de un año de alta velocidad del viento, o viceversa. En el Proyecto, se estima que las pérdidas debidas a la variabilidad interanual de la velocidad del viento deberían ser del orden de un 0.5%.

Los resultados de la producción energética de los aerogeneradores preseleccionados se muestra en la Tabla 3-5.

---

<sup>24</sup> Requerimientos técnicos mínimos que se deben cumplir por un sistema de generación para poder conectarse a una red. Algunos de ellos pueden estar relacionados a niveles de frecuencia y voltaje en operación normal, rango de control de potencia reactiva y activa, tiempo para sostener la generación en excursiones de frecuencia o voltaje, calidad de suministro, comportamiento ante fallas, capacidades de control de frecuencia, etc.

Tabla 3-5 Producción energética esperada de aerogeneradores preseleccionados

Área de instalación	Modelo turbina	Potencia nominal modelo (kW)	Cantidad	Altura hub (m)	Potencia instalada total (kW)	WINDsim			Producción neta (después de aplicación de pérdidas)	
						Horas de plena carga	Generación anual Bruta (MWh)	Factor de planta bruto	Generación anual neta (MWh)	Factor de planta neto
Área Inicial	SD 6	6	1	20	6	5133.3	30.8	59%	27.0	51%
	SD 6+	9	1	20	9	3566.7	32.1	41%	28.1	36%
	SD 12	15	1	25	15	5273.3	79.1	60%	69.3	53%
	Engelc 5 VAWT	5	1	8	5	2580	12.9	29%	11.3	26%
	RyseEnergy N55 VAWT	65	1	23	65	4358.2	283.3	50%	248.1	44%
	NPC 100C 21	100	1	29	100	4020	402.0	46%	352.0	40%
	EWT DW54 X	1000	1	40	1000	4289.4	4289.4	49%	3756.3	43%
Área alternativa 1	SD 6	6	1	20	6	5516.667	33.1	63%	29.0	<b>55%</b>
	SD 6+	9	1	20	9	3877.778	34.9	44%	30.6	39%
	SD 12	15	1	20	15	5546.667	83.2	63%	72.9	<b>55%</b>
	SD 6	6	5	20	30	5296.7	158.9	60%	139.2	<b>53%</b>
	SD 6+	9	5	20	45	3708.9	166.9	42%	146.2	37%
	SD 12	15	5	25	75	5346.7	401.0	61%	351.2	<b>53%</b>
Área alternativa 2	SD6	6	1	20	6	5933.3	35.6	68%	31.2	<b>59%</b>
	SD 6+	9	1	20	9	4300	38.7	49%	33.9	43%
	SD 12	15	1	25	15	5873.3	88.1	67%	77.2	<b>59%</b>
	NPC 100C 21	100	1	29	100	4663	466.3	53%	408.3	47%
	NPC 100C 21	100	2		200	4745.5	949.1	54%	831.1	47%
	EWT DW54 X	1000	1	40	1000	4736.7	4736.7	54%	4148.0	47%
	EWT DW54 X	1000	2		2000	4735.5	9471.0	54%	8293.9	47%

### 3.5 Selección modelo de aerogenerador

Basado en los resultados obtenidos para los aerogeneradores preseleccionados se observa que los modelos SD 6 y SD 12 tanto son los que presentan mejores factores de planta. Por otra parte, se observa que los aerogeneradores de eje vertical Engelec 5 VAWT y RyseEnergy N55 VAWT presentan los factores de planta más bajos de los aerogeneradores preseleccionados, y que los modelos NPC 100C 21 y EWT DW54 X son presentan producciones anuales correspondientes al 130% y 1315% respectivamente de la demanda anual de la base Escudero.

En la Tabla 3-6 se observan las velocidades de viento de promedio horario máximas a las cuales los modelos SD6 y SD12 podrían estar expuestos de acuerdo al modelo en WINDSIM, tomando como referencia la climatología generada desde la base de datos de la estación meteorológica Eduardo Frei (considerada con la mejor confiabilidad entre las disponibles en la Sección 3.1.1). Considerando las velocidades corresponden a promedios horarios máximos y no existen registros de ráfagas necesarios para evaluar la idoneidad del modelo de aerogenerador a las condiciones, es que se asume indicativamente un factor de ráfaga de 3 segundos de 1.4. Este supuesto deberá ser revisado en mayor detalle en las siguientes etapas de desarrollo del proyecto energético.

**Tabla 3-6** Velocidades máximas para aerogeneradores preseleccionados

Área	Modelo	Altura de hub (m)	Velocidad promedio horaria máxima (m/s)	Velocidad promedio horaria de percentil 99.999 (m/s)	Velocidad de ráfaga asumiendo factor de ráfaga de 1.4 (m/s)
Área inicial	SD 6	20	42.36	41.012	59.304
	SD 12	25	45.29	43.597	63.406
Área Alternativa 1	SD 6	20	42.8	41.122	59.920
	SD 12	25	45.76	43.710	64.064
Área Alternativa 2	SD 6	20	48.33	44.794	67.662
	SD 12	25	51.16	47.4179	71.624

Considerando que las velocidades de ráfaga resultantes en la Tabla 3-6 bajo el supuesto propuesto para el factor de ráfaga son superiores a las de supervivencia expresadas en la Tabla 3-4 para el modelo SD 12 (54m/s) en todas sus ubicaciones, es que se propone la utilización del modelo SD6 para las siguientes etapas del estudio, la cual tiene una velocidad de supervivencia de acuerdo a su ficha técnica de 70 m/s. Adicionalmente, se propone disminuir la altura del hub desde los 20 m propuestos inicialmente a 15 metros para este modelo de aerogenerador y dar un mayor factor de seguridad a la utilización de este modelo de aerogenerador considerando la incertidumbre asociada al valor del factor de ráfaga.

### 3.6 Refinamiento solución eólica propuesta

Tal como se observa en la Tabla 3-5 las opciones de área más atractivas en cuanto a factor de planta son en orden descendente el área alternativa 2, el área alternativa 1 y finalmente el área inicial. Si bien tanto las áreas alternativas 1 y 2 presentan condiciones adecuadas para el desarrollo de esta infraestructura, siendo la área alternativa 1 de más fácil acceso, la única área actualmente disponible para libre uso que tiene INACH sin requerir del permiso de FACH para el desarrollo de infraestructura energética es el área alternativa 2. Es por esta razón que se utiliza el área alternativa 2 para el desarrollo de un refinamiento de la producción eólica en base Escudero.

Por otra parte, posterior a la primera iteración de resultados de modelamiento del sistema energético de la base Escudero, detallado en la Sección 7.1, es que se identifica que una potencia objetivo de aproximadamente 48 kW de energía eólica en base a 8 aerogeneradores SD 6 es la que podría generar cotos de energía a largo plazo óptimos para la base Escudero.

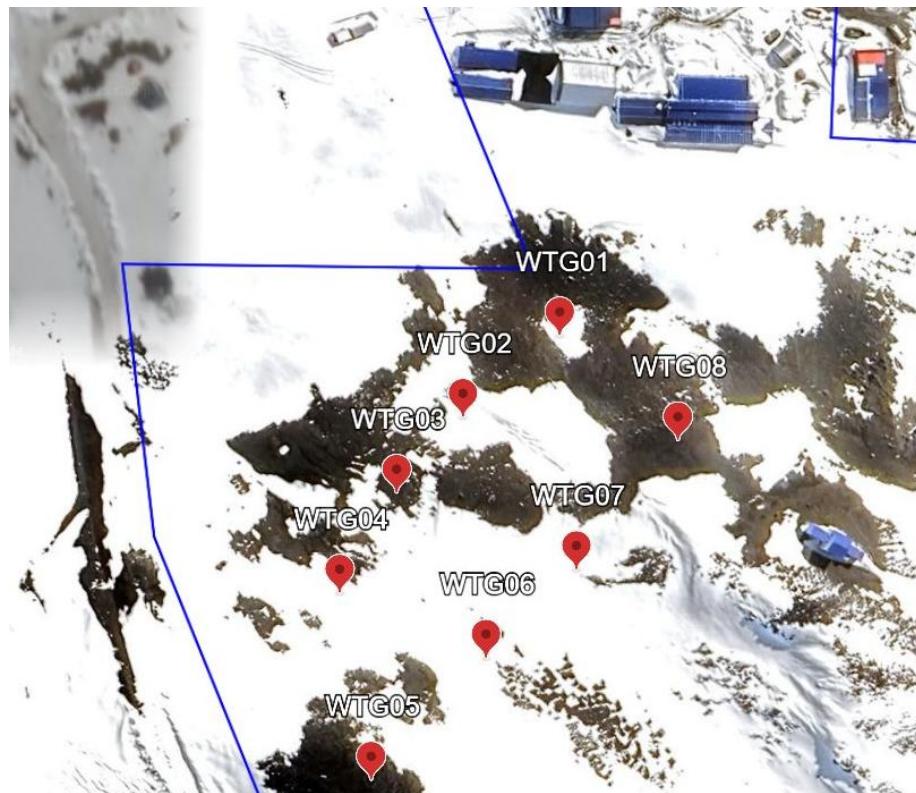
En base a estas dos condiciones se realizó un modelamiento de las potenciales ubicaciones que estos 8 aerogeneradores podrían tomar dentro del área Alternativa 2 y obtener una mejor aproximación de la potencial operación de estos aerogeneradores. Las ubicaciones propuestas para cada aerogenerador se basan en los mapas de recurso eólico a 15 metros de altura, presentados en la Figura 3-15, resultando en las ubicaciones presentadas en la Tabla 3-7.

**Tabla 3-7** Ubicaciones propuestas de los aerogeneradores

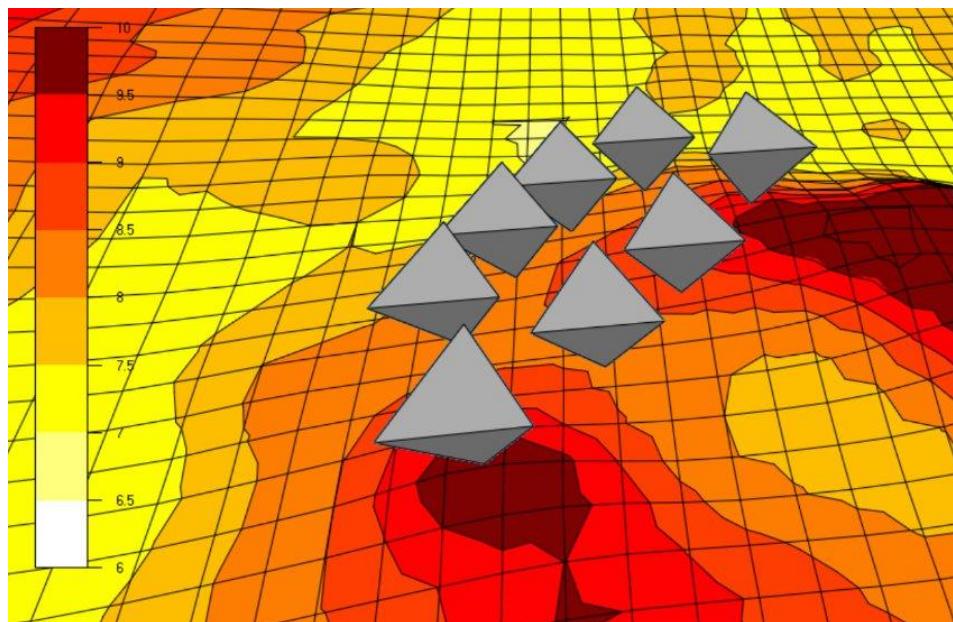
	Coordenadas (UTM 21S)		Coordenadas en grados decimales	
	easting	northing	Latitude	Longitude
Aerogenerador 01	397850	3101772	-62.202	-58.9635
Aerogenerador 02	397822	3101747	-62.2022	-58.9641
Aerogenerador 03	397803	3101724	-62.2024	-58.9644
Aerogenerador 04	397787	3101694	-62.2026	-58.9648
Aerogenerador 05	397798	3101639	-62.2031	-58.9646
Aerogenerador 06	397831	3101676	-62.2028	-58.9639
Aerogenerador 07	397857	3101703	-62.2026	-58.9634
Aerogenerador 08	397886	3101742	-62.2022	-58.9628

En la Figura 3-15 se presentan las ubicaciones sobre un mapa satelital con la base Escudero como referencia, y en la Figura 3-16 se presentan las ubicaciones sobre el mapa de recurso eólico de la región.

**Figura 3-15** Ubicaciones de los aerogeneradores en mapa satelital



**Figura 3-16** Ubicaciones de los aerogeneradores en mapa de recurso eólico



### 3.7 Producción energética de solución eólica propuesta

Para obtener producción energética de solución eólica propuesta se desarrolla la misma metodología descrita en la Sección 3.4. La producción bruta resultante y las pérdidas estimadas de estela por aerogenerador son presentados en la Tabla 3-8. A esta generación se aplican las mismas perdida que las descritas en la Sección 3.4.2, resultando en una producción anual esperada de 244.2 MWh, como se muestra en la Tabla 3-9.

**Tabla 3-8** Producción bruta y pérdida de estela por aerogenerador de solución eólica propuesta

Aerogenerador	Velocidad de viento promedio (m/s)	producción bruta (MWh/año)	Perdidas por estela (%)	producción neta con pérdidas de estela (MWh/año)	Horas de funcionamiento a plena carga (horas)
Aerogenerador 01	8.180	33.5	0.299	33.4	5566.667
Aerogenerador 02	8.300	34.2	0.877	33.9	5650.000
Aerogenerador 03	8.300	34.2	0.877	33.9	5650.000
Aerogenerador 04	8.320	34.1	0.880	33.8	5633.333
Aerogenerador 05	9.870	38.2	0.262	38.1	6350.000
Aerogenerador 06	8.430	34.2	1.170	33.8	5633.333
Aerogenerador 07	8.690	35.3	1.416	34.8	5800.000
Aerogenerador 08	9.440	37.3	0.268	37.2	6200.000

**Tabla 3-9** Configuración eólica propuesta y producción energética esperada

Área de instalación	Modelo turbina	Potencia nominal modelo (kW)	Cantidad	altura hub (m)	Potencia instalada total (kW)
Área alternativa 2	SD6	6	8	15	48
WINDsim		Producción neta (después de aplicación de pérdidas)			
Horas de funcionamiento a plena carga	Generación anual Bruta (MWh)	Factor de planta bruto	Generación anual neta (MWh)	Factor de planta neto	
5810.4	278.9	66%	244.2	58%	

En cuanto a las velocidades máximas que estos aerogeneradores podrían experimentar durante la operación, en la Tabla 3-10 se observan las velocidades de viento de promedio horario máximas a las cuales podrían estar expuestos de acuerdo al modelo en WINDSIM, tomando como referencia la climatología generada desde la base de datos de la estación meteorológica Eduardo Frei (considerada con la mejor confiabilidad entre las disponibles en la Sección 3.1.1). Considerando las velocidades corresponden a promedios horarios máximos y no existen registros de ráfagas necesarios para evaluar la idoneidad del modelo de aerogenerador a las condiciones, es que se asume indicativamente un factor de ráfaga de 3 segundos de 1.4, similar a supuesto realizado anteriormente en la Sección 3.5. Se observa en estos valores que las velocidades de ráfaga calculadas bajo este supuesto no superarían el límite de supervivencia de este modelo de aerogenerador, sin embargo el supuesto de factor de ráfaga ser revisado en mayor detalle en las siguientes etapas de desarrollo del proyecto energético, asegurando que los valores de velocidad esperados, especialmente para la ubicación del Aerogenerador 5, se mantengan dentro de los rangos de operación segura del modelo.

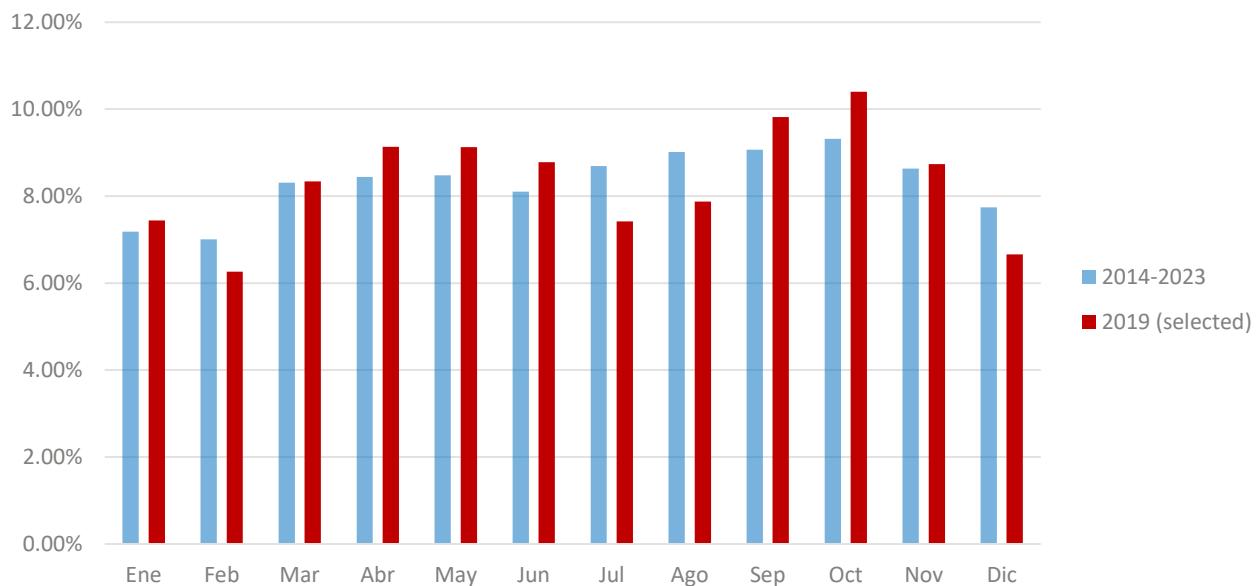
**Tabla 3-10** Velocidades máximas para aerogeneradores de la configuración eólica propuesta

Aerogenerador	Altura de hub (m)	Velocidad promedio horaria máxima (m/s)	Velocidad promedio horaria de percentil 99.999 (m/s)	Velocidad de ráfaga asumiendo factor de ráfaga de 1.4 (m/s)
Aerogenerador 01	15	43.30	42.37	59.31

Aerogenerador 02	39.32	37.86	53.00
Aerogenerador 03	38.99	37.43	52.40
Aerogenerador 04	38.95	37.74	52.84
Aerogenerador 05	48.19	46.31	64.83
Aerogenerador 06	43.64	40.72	57.01
Aerogenerador 07	43.59	42.11	58.95
Aerogenerador 08	46.47	44.81	62.73

Desde los registros de producción anual se extrae el perfil horario de producción eólica para el año 2019, al identificarse como el año con producción más cercana al valor esperado de la Tabla 3-11, y su producción anual es corregida para ajustarse a este valor. La generación por mes en comparación al promedio del registro entre 2014 y 2023 es presentado en la Figura 3-17, mientras que el patrón de producción por hora y mes es presentado en la Tabla 3-12.

**Figura 3-17** Comparación producciones mensuales entre periodo 2014-2023 y año 2019



**Tabla 3-11** Producción 24x12: 8x SD6 en área alternativa 2 (año referencia 2019)

Hora del día	Mes del año											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0.32%	0.22%	0.33%	0.38%	0.39%	0.38%	0.27%	0.32%	0.45%	0.44%	0.34%	0.25%
2	0.29%	0.24%	0.32%	0.35%	0.40%	0.40%	0.30%	0.31%	0.43%	0.42%	0.35%	0.24%
3	0.32%	0.24%	0.36%	0.39%	0.39%	0.38%	0.29%	0.32%	0.38%	0.43%	0.38%	0.28%
4	0.29%	0.24%	0.36%	0.40%	0.37%	0.35%	0.30%	0.34%	0.38%	0.44%	0.37%	0.24%
5	0.32%	0.28%	0.39%	0.34%	0.37%	0.36%	0.33%	0.33%	0.40%	0.46%	0.36%	0.24%
6	0.30%	0.27%	0.35%	0.37%	0.38%	0.36%	0.34%	0.36%	0.41%	0.45%	0.38%	0.25%
7	0.32%	0.29%	0.38%	0.34%	0.38%	0.38%	0.29%	0.34%	0.40%	0.47%	0.37%	0.26%
8	0.35%	0.27%	0.38%	0.37%	0.39%	0.36%	0.33%	0.32%	0.40%	0.46%	0.37%	0.27%
9	0.31%	0.30%	0.34%	0.34%	0.37%	0.36%	0.34%	0.32%	0.38%	0.41%	0.35%	0.29%
10	0.33%	0.27%	0.34%	0.39%	0.36%	0.36%	0.35%	0.32%	0.42%	0.46%	0.40%	0.31%
11	0.33%	0.28%	0.36%	0.38%	0.36%	0.35%	0.31%	0.36%	0.42%	0.42%	0.42%	0.30%
12	0.34%	0.29%	0.32%	0.39%	0.37%	0.35%	0.31%	0.35%	0.40%	0.43%	0.37%	0.29%
13	0.34%	0.29%	0.30%	0.40%	0.40%	0.35%	0.33%	0.32%	0.42%	0.43%	0.40%	0.30%
14	0.31%	0.27%	0.33%	0.39%	0.39%	0.36%	0.30%	0.33%	0.42%	0.43%	0.41%	0.33%
15	0.31%	0.27%	0.32%	0.41%	0.39%	0.35%	0.32%	0.33%	0.44%	0.44%	0.39%	0.31%
16	0.32%	0.29%	0.34%	0.39%	0.39%	0.36%	0.31%	0.35%	0.41%	0.43%	0.38%	0.32%
17	0.30%	0.26%	0.38%	0.41%	0.37%	0.36%	0.34%	0.33%	0.40%	0.44%	0.37%	0.31%
18	0.29%	0.27%	0.35%	0.41%	0.36%	0.37%	0.28%	0.33%	0.40%	0.41%	0.34%	0.31%
19	0.30%	0.26%	0.35%	0.40%	0.36%	0.37%	0.29%	0.30%	0.40%	0.43%	0.33%	0.26%
20	0.30%	0.27%	0.36%	0.37%	0.37%	0.37%	0.30%	0.31%	0.40%	0.42%	0.32%	0.28%
21	0.31%	0.25%	0.37%	0.40%	0.36%	0.38%	0.29%	0.30%	0.40%	0.44%	0.33%	0.23%
22	0.27%	0.21%	0.35%	0.39%	0.38%	0.37%	0.31%	0.34%	0.43%	0.43%	0.33%	0.25%
23	0.28%	0.21%	0.35%	0.38%	0.40%	0.38%	0.30%	0.32%	0.40%	0.42%	0.31%	0.28%
24	0.29%	0.23%	0.32%	0.36%	0.42%	0.39%	0.28%	0.32%	0.41%	0.40%	0.37%	0.25%

### 3.8 Consideraciones y limitaciones del análisis

Si bien los resultados obtenidos de este análisis eólico se consideran suficientes para el desarrollo de este estudio de opciones para el suministro energético de la Base Julio Escudero durante esta etapa de desarrollo, se debe tener en cuenta una serie de limitaciones en el análisis que deben ser revisadas en posteriores etapas del proyecto para poder tener un resultado de menor incertidumbre.

#### Fuentes de mediciones de datos de velocidad y dirección de viento

Se observa desde la Tabla 3-1 que los datos recolectados desde las diferentes fuentes disponibles corresponden a promedios horarios, mientras que el estándar de la industria eólica para realización de estudios de producción es de promedios diez minútiales. Por otra parte, no existe información respecto a la frecuencia de muestreo de las estaciones meteorológicas de la Base Frei y de la Base Bellingshausen, mientras que la de la Base Escudero es de una medición cada 15 minutos, cuando una frecuencia de muestreo recomendada en la industria eólica es de 1 a 2 dos mediciones por segundo. A pesar de que los datos recolectados no están alineados a estándares de la industria eólica para la realización de estudios de producción eólica, y que consecuentemente la incertidumbre asociada a la producción de energía será mayor a la esperada para un estudio estándar que cuente con este nivel de detalle, se considera que las que los resultados a ser obtenidos mediante el análisis descrito en las siguientes subsecciones es adecuado como

aproximación a la generación eólica en base Escudero. Sin embargo, se recomienda que esta información se pueda complementar en futuras etapas de desarrollo del proyecto de infraestructura.

### Obstrucciones cercanas a estación meteorológica de la Base Escudero

Se puede observar en imágenes satelitales que aproximadamente a 40 metros de la estación meteorológica de la base Escudero se encuentra una estructura que parece tener una altura de al menos 5 metros, como se puede ver en la Figura 3-18. Considerando esta estimación de altura de la estructura (5 m), distancia a la estación meteorológica (40 m, o 8 alturas de la obstrucción) y la altura de medición de la estación meteorológica (3m, menor a la altura de la obstrucción), se espera que las mediciones de datos de velocidad de viento proveniente de vientos desde el norte (sectores 1, 2 y 12 en simulación de WindSim) se vean considerablemente afectadas. Este, en conjunto con la baja altura de medición, son los principales factores para la confiabilidad asumida para esta fuente de datos en la Sección 3.1.1.

**Figura 3-18** Estructura cercana a estación meteorológica de la Base Escudero



### Modelamiento en modelo CFD

Debido a las limitaciones de la versión de prueba de Windsim, solo se puede generar un número limitado de celdas para modelar el flujo de viento en la vecindad de la base Julio Escudero. Se intentó mitigar el efecto de esta limitación realizando un enmallado más fino en las cercanías de las áreas potenciales para el desarrollo de energía eólica, sin embargo, se recomienda poder obtener los resultados para un enmallado más fino y un mapa con mayores dimensiones con una versión completa de WindSim u otro software de similares características.

### Rugosidad asumida

Como se detalló en la Sección 3.2.1, se asumió la rugosidad del mapa basado en tablas indicativas de rugosidad y la observación por medio de imágenes satelitales. Sin embargo, se añadió un sector con mayor rugosidad (0.5) en la cima del relieve topográfico donde se encuentra la estación meteorológica de la Base Escudero como aproximación a los efectos, que tanto la existencia de obstrucciones en las cercanías como la limitación de modelación de mayor cantidad de celdas en el eje vertical, podían generar. Este sector con mayor rugosidad genera marginalmente un mejor ajuste entre los datos de subestaciones meteorológicas detallados en la Sección 3.8.1, sin embargo se debería revisar en futuras fases del proyecto.

### **Perdidas indicativas de los modelos de turbina analizados**

Se utilizaron perdidas indicativas para la producción energética de cada generador para todos los modelos de aerogenerador por igual. Se recomienda en un análisis posterior confirmar estos factores al menos para el modelo escogido, SD6.

### **Incertidumbre asociada a la producción esperada**

No se desarrolló un análisis de incertidumbre asociada al estimarse que no sería significativa considerando que muchos de los datos requeridos no están actualmente disponibles (tipo de anemómetro y precisión para bases Frei y Bellingshausen, desviaciones estándar de las mediciones de velocidad de viento dentro del periodo horario de muestreo, calibración del modelo de flujo analizado a un mayor nivel de detalle, etc.).

Sin embargo, un aspecto relevante del análisis de incertidumbre, la variación interanual (IAV), si se pudo revisar en base al periodo de datos disponibles desde la base Frei entre 2014 y 2023. Para este periodo se registró una desviación estándar del 3.95% en la producción esperada. Se debe notar que no se realizó una reconciliación de los datos con bases de datos mesoescala como podrían ser ERA5 o MERRA2. Considerando las limitaciones antes mencionadas este análisis, esta reconciliación podría ayudar suplir algunas de las limitaciones identificadas y confirmar el valor registrado de IAV.

### **Microssiting**

Se realizó una selección inicial de las ubicaciones específicas los aerogeneradores basándose en el mapa de recurso eólico modelado. Considerando las limitaciones de emballado detalladas anteriormente, se debería realizar un microssiting en mayor detalle y revisar las ubicaciones seleccionadas inicialmente una vez se tenga un modelo más fino de los flujos en el sector.

#### **3.8.1 Análisis de verificación cruzada**

El análisis de verificación cruzada es una forma de evaluar qué tan bien los resultados numéricos modelados pueden reproducir las mediciones registradas. En este análisis se utilizan todos los datos obtenidos de fuentes de mediciones con series de tiempo concurrentes (datos simultáneos). La verificación cruzada funciona analizando un par de fuentes de mediciones a la vez, definiendo una como "referencia" y la otra como "objetivo". En este análisis todas las combinaciones de pares posibles se verifican automáticamente, definiendo una climatología como referencia y las otras climatologías como objetivos. Los resultados de este análisis son presentados en la Tabla 3-12.

**Tabla 3-12** Verificación cruzada de la velocidad del viento medida y modelada (m/s) para todos los pares de climatología

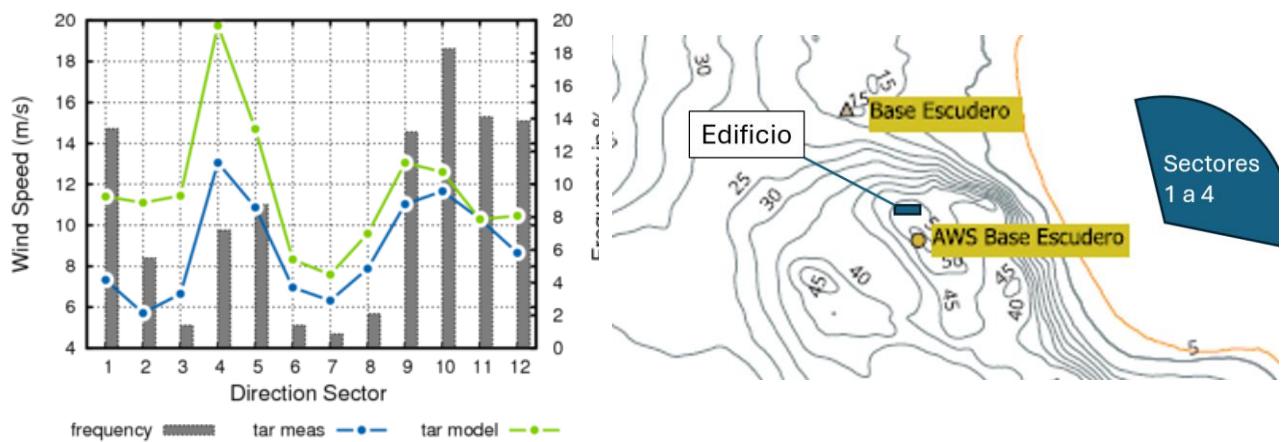
Referencia	Objetivo	Registros concurrentes	Medición en referencia	Medición en objetivo	Modelado en punto Objetivo	Error (%)
Bellinghausen	Base Eduardo Frei	15472	8.31	10.08	9.80	-2.80
Bellinghausen	Est. Meteo. Base Escudero	2000	8.75	10.27	12.69	23.62
Base Eduardo Frei	Bellinghausen	16594	9.72	7.90	8.31	5.26
Base Eduardo Frei	Est. Meteo. Base Escudero	13157	10.16	9.82	12.39	26.14
Est. Meteo. Base Escudero	Bellinghausen	2089	10.21	8.34	7.27	-12.84
Est. Meteo. Base Escudero	Base Eduardo Frei	12757	10.15	10.21	8.48	-16.91

Como se puede observar en el análisis realizado, los errores obtenidos tomando como referencia las bases de datos de la base Eduardo Frei y modelando el flujo en la base Bellingshausen y viceversa son aceptables. Sin embargo, los errores obtenidos al tomar como referencia u objetivo la base de datos de la estación meteorológica de la base Julio Escudero son muy significativos. Pueden existir múltiples causas para estos errores obtenidos al considerar esta base de datos, entre los cuales se pueden mencionar:

- El número de celdas modelables en la versión del software utilizado,
- Altura baja de las mediciones de viento en la estación meteorológica de la base Escudero combinado con bajo nivel de detalle por número de celdas en el eje vertical
- El efecto de la obstrucción por una edificación cercana a la estación meteorológica de la base escudero
- Una baja resolución del mapa topográfico utilizado.
- Entre otros factores

Como se puede observar en la Figura 3-19, si se analiza el error registrado en el análisis de verificación cruzada para cada sector (dirección de proveniencia de viento) con la estación de la base Escudero como objetivo, se observa que la discrepancia proviene de las velocidades de viento proveniente entre los sectores 1 a 4, mientras que los otros sectores presentan un buen ajuste entre las velocidades medidas y predichas. Estos son los sectores que se ven afectados tanto por la edificación mencionada anteriormente como por un significativo desnivel topográfico, como se observa también en la misma figura. Considerando esto, es probable que el error registrado en este análisis provenga de la ausencia del modelamiento de este obstáculo al flujo libre de viento y de un bajo nivel de detalle de enmallado, insuficiente para modelar un flujo turbulento y complejo como se podría esperar del proveniente del este al pasar una zona de alto desnivel topográfico con pendientes superiores a  $45^{\circ}$ . Se recomienda que en un futuro análisis pueda desarrollarse un refinamiento mayor sin las limitaciones antes comentadas para poder obtener un mejor ajuste en este análisis de verificación cruzada.

**Figura 3-19** Análisis de verificación cruzada - Base Frei como referencia y estación meteorológica de la base Escudero como objetivo (izq.), y referencia de la topografía y obstrucciones en el sitio (der.)



## 4 Tecnologías habilitadores y generación diésel existente

### 4.1 Sistema de producción, almacenamiento y generación eléctrica de hidrógeno renovable

El sistema de producción, almacenamiento y generación eléctrica basado en hidrógeno verde considerado en este estudio se basa en el sistema considerado en estudio previo de prefactibilidad “Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena”<sup>25</sup>. En el presente análisis energético se realizan las siguientes consideraciones con respecto a la tecnología de cada elemento del sistema:

#### 4.1.1 Electrolizador

En el estudio de prefactibilidad se consideran electrolizadores de capacidad de producción aproximada de 0,5 Nm<sup>3</sup>/h o equivalente a 1 kg/día y 2,4-5 kW de potencia nominal de consumo eléctrico. Estos podrían ser de tecnología Alcalina, PEM o AEM, ya que todas ellas permitirían cumplir con los propósitos planteados. Ninguna de estas tecnologías es limitante para el cumplimiento de los objetivos.

Para fines del presente análisis energético se considera características indicativas y generales de esta tecnología. Se considerando una eficiencia de producción indicativa de 70% (basada en valores del HHV del H<sub>2</sub>), la cual se puede catalogar como optimista en comparación a opciones del mercado. Por lo demás, se asume de características modulares, siendo su capacidad escalable.

#### 4.1.2 Almacenamiento de hidrógeno

En el estudio de prefactibilidad se considera una capacidad mínima de 5 kg de hidrógeno gaseoso almacenados a un máximo de 30 - 40 bar de presión. Los electrolizadores comerciales de este tamaño producen el hidrógeno directamente a estas presiones, el cual al ser utilizado en Celdas de Combustible no requiere pasar por un proceso de compresión, debido a que estas trabajan con presiones de entrada no superiores a los 10 bar en los niveles de potencia requerida. El almacenamiento deberá estar constituido por estanques o cilindros estacionarios, es decir, en una posición fija durante toda la vida útil del proyecto. Existen diferentes tipos de almacenamiento referidos como estanques tipo I, II, III o IV. Cualquiera de estos tipos aplica y dan solución a los requerimientos de almacenamiento. A modo de referencia se estima que la capacidad volumétrica necesaria para almacenar 5 kgH<sub>2</sub> a 35 bar de presión sería de aproximadamente 1.800 litros (1,8 m<sup>3</sup>).

Para fines de este estudio se considera esta tecnología y se asume de características modulares, siendo su capacidad de almacenamiento escalable.

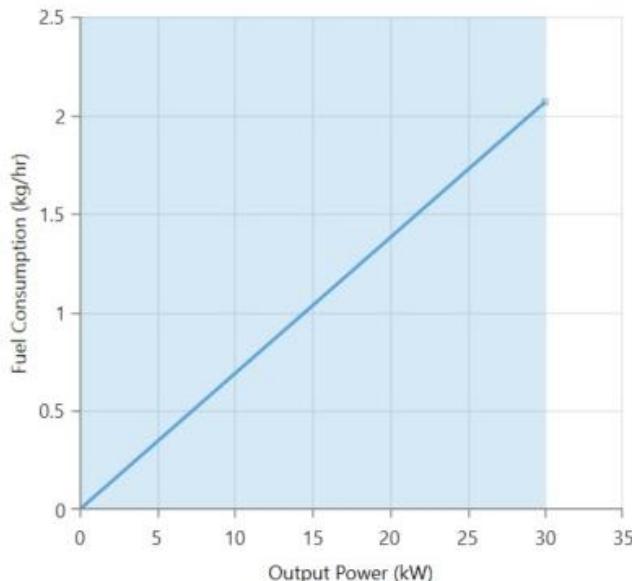
#### 4.1.3 Celda de combustible

Para producir energía eléctrica a partir del hidrógeno es necesario algún elemento que transforme su energía química en energía eléctrica. Una Celda de Combustible produce una reacción electroquímica cuando el hidrógeno aportado desde un estanque de almacenamiento reacciona con el oxígeno capturado del medioambiente, produciendo energía eléctrica en corriente continua y agua. En el estudio de prefactibilidad se recomiendan celdas tipo PEM, ya que son las más maduras tecnológicamente y con amplia disponibilidad en el mercado. El valor referencial de eficiencia para una celda estacionaria de este tipo es de 14,5 [kWh/Kg-H<sub>2</sub>].

<sup>25</sup><https://4echile.cl/wp-content/uploads/2023/07/Informe-Final-Estudio-de-Prefactibilidad-H2-Base-Escudero-Antartica.pdf>

En la Figura 4-1 se presenta la curva de consumo de combustible modelada para una celda de combustible de capacidad modular de 30kW escalable de forma lineal (capacidad considerada en el estudio de prefactibilidad).

**Figura 4-1** Curva asumida de potencia vs consumo de H<sub>2</sub>



## 4.2 Sistema de almacenamiento de baterías (BESS)

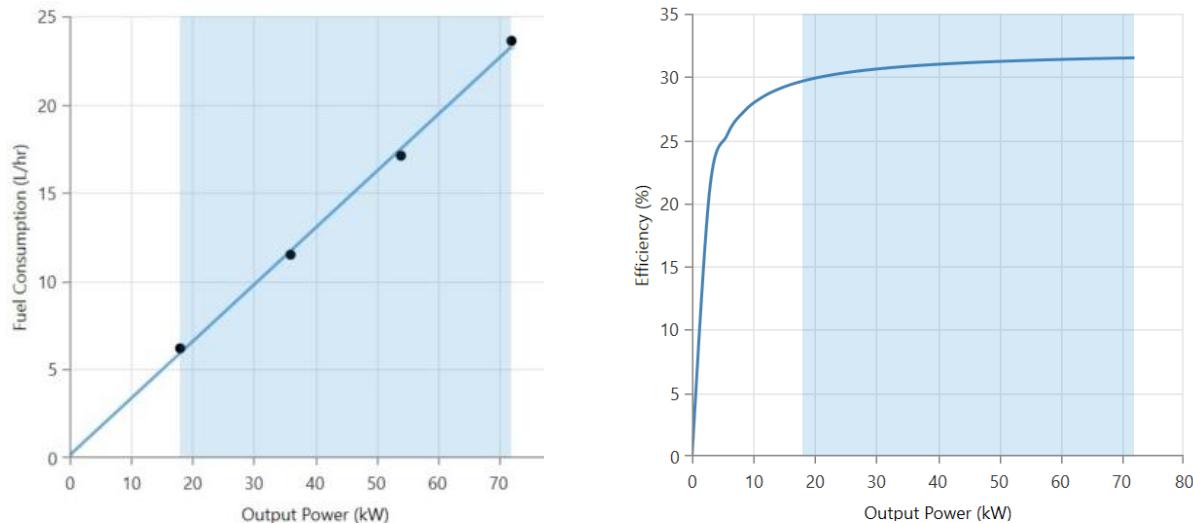
Existe una amplia gama de opciones de almacenamiento por baterías. Para este análisis se asume un BESS basado en iones de litio considerando la aplicación en el proyecto y la madurez de la tecnología. En particular, se asume la utilización de BESS genéricas modulares y escalables de potencia carga/descarga 5kW y almacenamiento de 15 kWh, equivalentes a 3 horas de almacenamiento. Las especificaciones técnicas asumidas para este almacenamiento son presentadas en el Appendix J.

Se observa desde los registros de temperatura en la Base Escudero durante los últimos 20 años (Appendix M), que los rangos de temperatura a los cuales podría estar sujeto el sistema de almacenamiento en baterías están debajo de los 5°C mínimos recomendados para la correcta operación de sistemas BESS basados en Li-Ion. Se asume que los equipos de este sistema podrían estar alojados en los containers utilizados para albergar el sistema de generación, almacenamiento y producción eléctrica a base de hidrógeno, descritos en el estudio de prefactibilidad.

## 4.3 Generador diésel de respaldo en base Julio Escudero

La base Eduardo Frei es que la Base Julio Escudero cuenta desde Febrero de 2024 con un generador diésel Cummins modelo C90 D5 de potencia activa nominal de 72 kW, el cual es utilizado como respaldo energético de la base para eventos de corte de suministro desde la Base Frei. En la Figura 4-2 se presenta las curvas de consumo (izquierda) de combustible y de rendimiento (derecha) para este generador reconstruida desde la ficha técnica (ver Appendix B).

**Figura 4-2** Curva de consumo de combustible (izq.) y de rendimiento (der) del generador diésel de respaldo



## 5 Hipótesis financieras y económica

Todos los costes de este informe se expresan en USD. El tipo de descuento nominal asumido es del 5.5%, mientras que la tasa de inflación prevista es nula, de acuerdo a los criterios de evaluación social. El tipo de descuento real resultante es del 5.5%. Adicionalmente asume un periodo de evaluación del proyecto correspondiente a 20 años.

Se remarcá que todas las evaluaciones financieras y económicas completadas para los proyectos son indicativas y deberán perfeccionarse y actualizarse en fases posteriores de desarrollo del proyecto.

### 5.1 CAPEX y OPEX del equipamiento

A efectos de este estudio indicativo, se han supuesto equipos genéricos para el sistema energético. En esta sección se resumen las hipótesis de coste relativas a los equipos considerados, mientras que las especificaciones técnicas completas se facilitan en los apéndices del estudio.

#### 5.1.1 Instalación fotovoltaica

##### 5.1.1.1 Sistema fotovoltaico monofacial

Basándose en la experiencia de la base Uruguaya en la instalación de un sistema fotovoltaico en suelo de 6 kW por un costo de inversión de 15000 dólares se asume un CAPEX en este proyecto de 2.5 USD/Wp<sup>26</sup>. Se observa que este CAPEX asumido es alrededor de 150% más alto de lo que se podría esperar para un proyecto de estas configuraciones en Chile continental, por lo que también se realiza un análisis de sensibilidad a los costos de inversión en Sección 7.4

<sup>26</sup> El sistema de 6kW, instalado en 2020 en la base Artigas, tuvo un costo de inversión de 15000 dólares. Considerando una inflación del USD de 23.6% entre 2020 y 2025, y una disminución de aproximadamente 22.4% en los costos de sistemas solares entre 2020 y 2023 (basado en el informe anual de costos de IRENA <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>), se asume que el monto en dólares por este sistema fotovoltaico no ha cambiado a la fecha de escritura de este informe.

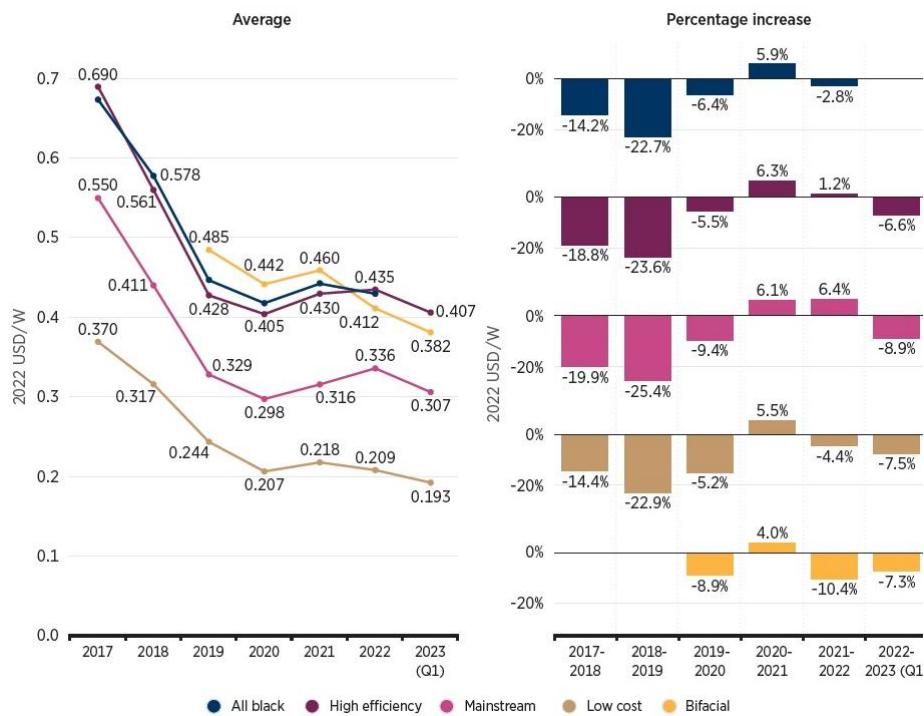
Para el OPEX del sistema, se toma como referencia los valores de O&M de la instalación fotovoltaica en suelo, los cuales son de 3000 USD cada 10 años, lo cual incluye el costo de recambio de inversores<sup>27</sup>. Cabe mencionar que estos valores corresponden a la mantención planificada del sistema solar cada 10 años, y que las labores regulares de operación y limpieza de módulos son desarrolladas por el personal de la base Uruguaya quienes fueron capacitados para estas labores durante la instalación del sistema. Se asume que similares condiciones pueden ser adoptadas por la base Escudero.

La vida útil prevista para un sistema solar de estas características es de 25 a 30 años, pero se aplicó un enfoque conservador con una vida útil de 25 años.

### 5.1.1.2 Sistema fotovoltaico bifacial

Debido a la ausencia de datos económicos de instalaciones fotovoltaicas bifaciales en la Antártica se asumirá que el CAPEX de estos sistemas tendrán un factor de incremento del costo en comparación con los sistemas monofaciales similar a las que se pueden encontrar en otros lugares del mundo. Considerando los datos de la Figura 5-1 el factor aplicado sería de alrededor de un 27% sobre el CAPEX del sistema monofacial, lo cual resulta en 3.175 USD/Wp.

**Figura 5-1** Comparación de costo de sistemas solares por tipo de módulo<sup>28</sup>



### 5.1.2 Generación eólica

Los valores de CAPEX y OPEX de los sistemas de generación eólica están basados en la experiencia de la base Antártica Uruguaya. En esta base se realizó la instalación de una turbina eólica SD6 en 2020 por un CAPEX de 65,000 USD. Considerando la inflación del USD entre 2020 y 2025 de 23.6%, se considera para fines de este estudio un valor de 80,340 USD por cada aerogenerador SD6 instalado en la base Escudero.

<sup>27</sup> Similar a la estimación de CAPEX, estos valores son obtenidos en base a la experiencia en 2020 de la base Uruguaya, sin embargo, considerando se considera el mismo monto en dólares en 2025 considerando los efectos de la inflación acumulada a la fecha de escritura y la disminución en los costos de asociados a sistemas.

<sup>28</sup> <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

Para el OPEX del aerogenerador SD6, se toma como referencia los valores de O&M planificados para los siguientes 10 en la base Uruguaya, los cuales son de aproximadamente 7350 USD cada 10 años, contabilizados en 2020. Cabe mencionar que estos valores corresponden a la mantención planificada del sistema eólico cada 10 años, la cual incluye el recambio del equipo, y que las labores regulares de operación son desarrolladas por el personal de la base Uruguaya quienes fueron capacitados para estas labores durante la instalación del sistema. Se asume que similares condiciones pueden ser adoptadas por la base Julio Escudero. Los valores de OPEX representan un valor de 908.5 USD anualizados por aerogenerador considerando el valor de la inflación mencionado anteriormente entre 2020 y 2025, o 151.4 USD/kW.

### **5.1.3 Generador diésel respaldo Base Julio Escudero**

Se entiende que el generador diésel de respaldo de la Base Escudero fue adquirido recientemente por la base y por lo tanto el CAPEX que se le asigna en el modelo es de 0 USD al no requerir inversión adicional para su instalación y estar considerado en el caso base. Se asumen parámetros típicos para este tipo de generadores como una vida útil de 15,000 horas de operación, y una O&M de 0.05 USD/kW/año.

### **5.1.4 Red eléctrica con Base Frei**

Como fue antes descritos en la Sección 1.4.1, la principal fuente de electricidad de la base Escudero es el generador diésel Cummins C18 instalado en la base Frei, el cual abastece a ambas bases Antárticas. Debido a que no se tiene información sobre la operación de este generador ni de la demanda que suministra en la base Frei, es que se ha modelado en este análisis el suministro por medio de este generador Diesel como una red eléctrica proveniente desde la base Frei con un precio de compra de energía definido por la FACH, quien opera esta base.

A la actualidad el valor de la electricidad suministrada a la base Escudero corresponde a un valor que se detalla en la Sección 5.2. Debido a que no se tienen información respecto los valores de CAPEX y OPEX de este sistema de generación al no ser son desembolsados por INACH, si no por FACH, y que se asumen estos incluidos en la tarifa cobrada por FACH a la Base Escudero, es que se ha modelado en este análisis energético la red asumida sin costos de CAPEX y OPEX más allá del valor de energía detallado en la Sección 5.2.

### **5.1.5 Sistema BESS**

Basándose en estudios similares al presente que buscan la implementación de sistemas de almacenamiento basado en baterías en el polo sur<sup>29</sup>, se tienen estimaciones de CAPEX correspondientes a 1,910 USD por kW de potencia más 840 USD por kWh de energía almacenada<sup>30</sup>. Utilizando estos factores para el BESS genérico de potencia carga/descarga 5kW y almacenamiento de 15 kWh propuesto en este estudio, y adicionando un 5.5% de sobre el costo calculado como supuesto conservador se obtiene se obtiene un CAPEX de 76500 USD para este BESS. Cabe destacar que el valor obtenido es de aproximadamente 5100 USD por kWh de almacenamiento, lo cual es consistente con los rangos expuestos informalmente por proveedores locales.

En el artículo antes mencionado no se hace referencia al OPEX de esta BESS, por lo que se utiliza como referencia la información contenida en la plataforma “Annual Technology Baseline” para un BESS similar de 5kW y 12.5kWh<sup>31</sup>. En base a los valores obtenidos para un escenario de costos moderado entre los años 2024 y 2025 se obtiene un OPEX anual de aproximadamente 85 USD / kW. A este valor se le aplicó un incremento de 50% adicional con el fin de considerar la ligera diferencia de energía almacenada con respecto al BESS propuesto en este estudio y los efectos que podrían tener en el OPEX la operación y mantención remota del sistema. El valor resultante de este proceso es de 637.5 USD/año para el BESS propuesto.

<sup>29</sup> “Techno-economic analysis of renewable energy generation at the South Pole” (2024) URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032123011322>

<sup>30</sup> Factores incluyen costos de instalación y transporte a estación Amundsen Scott en el polo sur

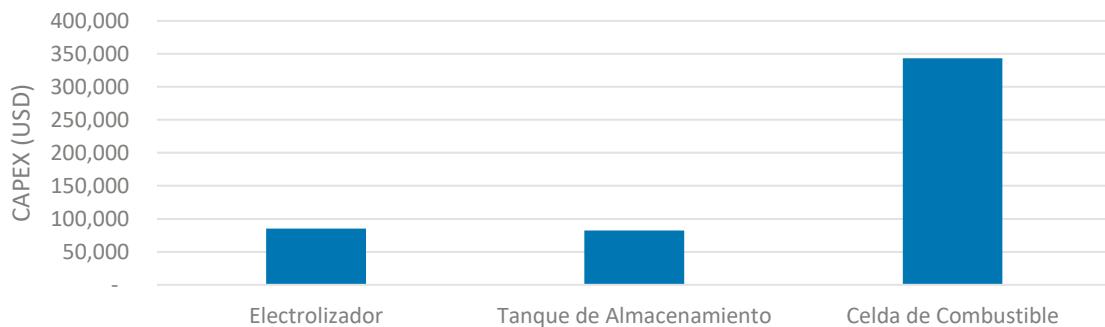
<sup>31</sup> [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/residential\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/residential_battery_storage)

En cuanto a la vida útil del BESS propuesto, se asume conservadoramente una vida de 10 años o 5000 ciclos, lo que ocurra primero, como es descrito en el Appendix J.

### 5.1.6 Sistema de generación, almacenamiento y consumo de hidrógeno verde

Tanto el CAPEX como el OPEX del sistema de hidrógeno se basan en los resultados de “Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena.” del estudio de prefactibilidad previo. Debido a que estos costos no solo incluyen los valores relativos a los equipos específicos del electrizador, celda de combustible y tanque de hidrógeno, si no que una componente significativa está relacionada a equipos del balance del sistema (BoS), transporte, instalación y a ingeniería requerida para su implementación, es que se realiza una asignación de estos últimos costos compartidos a cada uno de los tres equipos principales del sistema (electrizador, celda de combustible y tanque de hidrógeno). La asignación asumida se realiza prorrataeando los costos compartidos en función del costo unitario del equipo principal analizado. El desglose resultante de este proceso para el sistema de un electrolizador de 5 kW, Un tanque de almacenamiento de 5 kg, y una celda de combustible de 30kW se presenta en la siguiente Figura 5-2.

**Figura 5-2** Desglose del CAPEX asumido para el sistema de hidrógeno verde en estudio de prefactibilidad



Considerando este desglose de CAPEX para este sistema en específico y asumiendo que los costos son relativamente lineales en función a la capacidad de cada elemento se obtienen los valores de CAPEX por unidad de capacidad para cada elemento reflejados en la Tabla 5-1.

**Tabla 5-1** CAPEX por unidad de capacidad del sistema de hidrógeno verde

Equipo	CAPEX
Electrolizador	17,059 USD/kW
Celda de Hidrogeno	11,442 USD/kW
Estanque de Hidrogeno	16,430 USD/kg

Los valores de OPEX también fueron basados en los resultados del estudio de prefactibilidad y mediante un proceso similar al anteriormente descrito se obtienen los valores reflejados en la Tabla 5-2. En este proceso se asume que los costos de OPEX del estanque de hidrógeno son uno o varios ordenes de magnitud menor a los OPEX relacionados de los electrolizadores o celdas de hidrógeno, por lo que se contabilizan dentro de estos.

**Tabla 5-2 OPEX del sistema de hidrógeno verde**

Equipo	OPEX (USD / kW año)
Electrolizador	
Celda de Hidrogeno	1049.68

Finalmente, basados en los valores de CAPEX y OPEX de la Tabla 5-1 y Tabla 5-2 respectivamente se proponen 2 sistemas de almacenamiento a hidrógeno:

1. Sistema de generación y almacenamiento a base de Hidrógeno: Sistema como el dispuesto en el estudio de prefactibilidad, correspondiente a:
  - Electrolizador de 5kW
  - Celda de hidrógeno de 30kW
  - Tanque de hidrógeno de 5kg de capacidad
2. Sistema híbrido de generación y almacenamiento a base de Hidrógeno con BESS: Sistema híbrido compuesto de un piloto de generación y almacenamiento energético a base de hidrógeno apoyado por BESS, incluyendo:
  - a. Electrolizador de 5kW
  - b. Celda de hidrógeno de 5kW
  - c. Tanque de hidrógeno de 5kg de capacidad
  - d. BESS genérico de 20 kW / 60 kWh, basado en los costos de la sección 5.1.5

Los sistemas propuestos resultantes tienen los siguientes indicadores económicos:

Equipo	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW/año)
H2 piloto (5kW/5kg/5kW) + BESS (20kW/60kWh)	326,657	22,722
H2 de respaldo (5kw/5kg/30kW)	510,708	36,739

### 5.1.7 Sistema de control híbrido

Los sistemas energéticos con penetraciones instantáneas de energías renovables significativas son más dinámicos en comparación con los sistemas basados en diésel y de baja penetración de energía renovable. La dinámica de estos sistemas debe controlarse en una base de milisegundos durante todo el año, lo que plantea una tarea imposible para un enfoque de operador manual.

Es en este contexto que sistema de control e integración es un componente crucial en los sistemas de penetración de energía renovable media y alta. Incluso, si la penetración instantánea de energía renovable no es significativamente alta, es necesario controlarla de manera constante debido a las rápidas variaciones que puede sufrir.

Es por esta razón que se asume necesario realizar una mejora al sistema de control del sistema energético de la base Escudero con el fin de poder integrar las altas cuotas de energías renovables que muchas configuraciones podrían generar en el futuro. En este estudio, el umbral asumido para la necesidad de este tipo de control es de penetraciones de energía renovables instantáneas mayores a un 50%<sup>32</sup>.

<sup>32</sup> Notar que tanto este supuesto como los niveles de penetración están basados en la generación renovable y demanda instantánea de la base Escudero. Sin embargo, un enfoque conjunto en que se considere la generación renovable y demanda conjunta de las bases Escudero y Frei podría resultar en una mejor definición de este tipo de requerimientos.

Los beneficios de un sistema de control integrado e híbrido radican en la reducción de costos operativos mediante un control preciso, una mejor comprensión del funcionamiento y el estado del equipo, el reconocimiento oportuno de advertencias y alarmas y una mejora en el rendimiento de confiabilidad.

Hay una cantidad cada vez mayor de productos de sistemas de control híbridos disponibles en el mercado diseñados para diferentes niveles de penetración de energía renovable e integración con dispositivos específicos. Se debe tener cuidado al seleccionar un sistema de control para que tenga la funcionalidad para una expansión futura y pueda ser operado de manera realista por personal local. Para el caso de este proyecto se recomendaría como base que el sistema de control seleccionado permita periodos de operación 100% renovable, así como la predicción y optimización de los niveles de generación de energías renovables y de las tecnologías habilitadoras (BESS y sistema de hidrógeno).

Si bien el costo de esta mejora puede variar significativamente, se considera que el equipo requerido para el sistema de controlador debería estar entre 10,000 - 15,000 USD, mientras que la integración del sistema de control tiene mayor incertidumbre considerando la ubicación del proyecto. Considerando estas condiciones se asumió un valor de CAPEX de 60,000 USD adicional para configuraciones que presentaran altas tasas de penetración de energías renovables. La operación y mantención anual de este sistema híbrido se asumió en 2000 USD por año. Estos supuestos deberían ser revisados con proveedores de sistemas de control<sup>33</sup>.

## 5.2 Costo del combustible y de la energía

### 5.2.1 Combustible diésel

INACH ha informado que el combustible diésel que utiliza el generador es comprado en volúmenes amplios a precios especiales, siendo su última compra por un valor de 1158 pesos por litro<sup>34</sup>, lo cual equivale a aproximadamente 1.25 USD/l.

Si bien no existen detalles si es que este valor incluye el transporte hacia la Base Escudero y su almacenamiento, pero se asumirá incluido en este análisis. Este punto deberá ser revisado en caso de que el costo de transporte no estuviera considerado y de tener un costo asociado que fuera significativo.

### 5.2.2 Energía comprada a la Base Frei

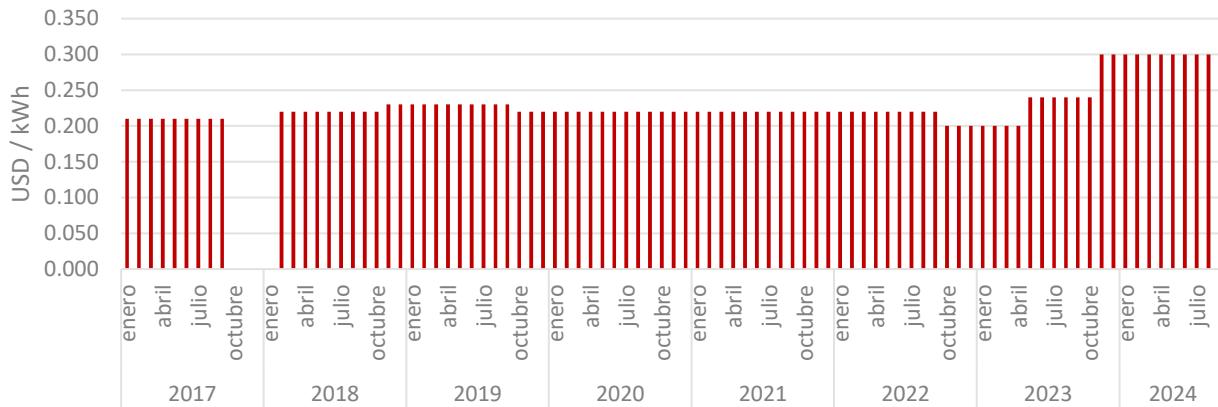
Debido a las condiciones descritas en la subsección 5.1.3, se ha modelado el suministro de energía desde la base Frei (generado por medio del generador diésel), como una red eléctrica con un precio de compra de energía fijo y sin opción de venta mediante inyección hacia dicha base.

Basado en información provista por INACH, en la actualidad la adquisición de energía por parte de la Base Escudero se realiza a valores constantes para períodos definidos por la FACH, los cuales históricamente son presentados en la Figura 5-3. Si bien se espera que el valor de energía aplicable hasta septiembre de 2024 sea de 0.3 USD/kWh, no existen proyecciones del valor de la energía a largo plazo.

---

<sup>33</sup> Entre los proveedores a nivel mundial con Sistema de Control de buena reputación están: Siemens (Spectrum MGMS), ABB (ReliaGrid), Hydro Tasmania (Hybrid Control System), Wartsila (GEMS Island Grid+), entre otros.

<sup>34</sup> Información relevada en Mayo de 2024.

**Figura 5-3** Costo histórico de energía comprada por la Base Escudero

A pesar de disponerse del precio de energía de la base Escudero para el próximo periodo, al momento de la realización de este análisis, no se ha obtenido confirmación sobre si estos precios de energía tendrían subsidios o si el costo del combustible utilizado por la FACH lo tuviera.

Debido a que se requiere que los resultados de este análisis de opciones de suministro no sean por potenciales subsidios al valor de la energía, es que se ha optado por realizar una estimación conservadora del costo real que pudiera tener la energía comprada por la base Escudero desde la base Frei sin subvenciones. Esta estimación se basa en una serie de supuestos indicativos del CAPEX y OPEX<sup>35</sup> a lo largo de la vida útil de un sistema diésel como el presente en la base Frei:

- Se asume precio diésel utilizado por la Base Frei es similar al de la Base Escudero (ver Sección 5.2.1) pero un 5% menor debido a economía de escala. El valor resultante del diésel es de 1.1875 USD/l. Al igual que para la Base Escudero, el costo del transporte y su almacenamiento se asume incluido en este valor.
- Se utilizará la densidad del diésel para una temperatura de 0° C al asumirse os estanques de almacenamiento en el exterior de la base. Esta densidad corresponde a 850 gr de diésel por litro.
- Se asume que el generador presente en la Base Frei tendrá una vida útil de 30000 horas de operación, lo cual está en el rango optimista para un generador de estas características.
- Se asume que la generación del generador diésel en la base Frei varía mayormente entre un 75% y un 95% de su potencia nominal. Considerando las especificaciones técnicas del generador Caterpillar C-18 detalladas en Appendix B, se obtienen los siguientes supuestos:
  - El consumo específico por kWh generado es de aproximadamente 211 gramos de diésel.
  - La operación bajo este nivel de generación resulta en unos 12 GWh a lo largo de la vida útil de este generador.
- Se asumen un valor de CAPEX indicativo de 500 USD/kW aplicable a generadores diésel de capacidad mayor a 100kW. Esto resulta en un CAPEX de aproximadamente 235000 USD para el generador presente en la Base Frei
- Se asumen costos de operación y mantenimiento de 0.04 USD/kW/hora de operación. Se puede observar que el valor asumido es un 20% menor al utilizado para el generador presente en la base Escudero, lo cual se debe a la reducción de costos por economía de escala al tener el generador de la Base Frei una capacidad instalada 6 veces mayor.
- Se asume que el sobre costo del diésel por el transporte a la base antártica y el mantenimiento y operación del sistema de almacenamiento equivale a un 10% adicional.

<sup>35</sup> Ante parámetros que presentaran estimaciones indicativas en rangos de valores amplios, se optó de manera conservadora situarse en valores que favorecieran un menor valor de la energía proveniente del sistema diésel.

Basándose en los supuestos antes mencionados se obtiene que el valor de la energía sin subsidios adquirida por la Base Escudero desde la Base Frei es de 0.389 USD/kWh. Es importante mencionar que el valor estimado en esta subsección es probablemente más bajo al valor real sin subsidios debido al enfoque conservador al establecer los supuestos antes descritos. Estos valores deberán ser revisados si se dispusieran de datos reales desde la Base Frei para su cálculo.

### 5.3 Resumen de supuestos económicos

El tipo de descuento nominal es del 5.5%, mientras que la tasa de inflación prevista es del 0%, de acuerdo con los criterios de evaluación social, obteniendo una tasa de descuento real resultante del 5.5%. Adicionalmente asume un periodo de evaluación del proyecto correspondiente a 20 años.

El valor del combustible diésel en la base Escudero en este análisis se asume de 1.25 USD/l, mientras que la energía comprada desde la base Frei se asume como 0.354 USD/kWh. La Tabla 5-3 presenta el resumen de supuestos económicos por tecnología de generación y almacenamiento.

**Tabla 5-3** Resumen de supuestos económicos por tecnología de generación y almacenamiento

Equipo	Vida útil (años/ciclos)	CAPEX (USD/kW)	OPEX (USD/kW/año)
Sistema Fotovoltaico Monofacial	25 años	2,500	50
Sistema Fotovoltaico Bifacial	25 años	3,175	64
Turbina eólica SD6	20 años	80,340	151.4
Generador diésel respaldo (72kW)	15,000 ciclos	N/A	0.05 (USD/kW/op. hr.)
Red Eléctrica	20 años	N/A	N/A
BESS Litio – Genérica (5kW/15kWh)	10 años	76,500	637.5 (USD/año)
H2 piloto (5kw/5kg/5kW) + BESS (20kW/60kWh)	20 años	326,657	22,722
H2 de respaldo (5kw/5kg/30kW)	20 años	510,708	36,739
Sistema de control Hibrido	20 años	60,000	2,000

## 6 Modelamiento energético y evaluación de opciones

Es posible suministrar sistemas de energía renovable utilizando una gran variedad de configuraciones de equipos diferentes. Es recomendable determinar la solución técnica más rentable y sólida como primer paso de la planificación. Esto debería basarse en los costes de los equipos a precios de mercado en la ubicación del proyecto, así como en los requisitos técnicos de instalación, integración y funcionamiento fiable y estable del sistema eléctrico.

La evaluación de opciones compara el rendimiento esperado de muchas configuraciones de sistemas de energía a través de la métrica del coste nivelado de la energía a largo plazo. El modelo de simulación del rendimiento se basa en datos técnicos y económicos simplificados para evaluar cada configuración como un proyecto discreto a largo plazo. Esto tiene la ventaja de que facilita la comprensión de las comparaciones y las sensibilidades y permite destacar las soluciones técnicas más sólidas.

La evaluación de las opciones se llevó a cabo en dos etapas interrelacionadas, que se detallan en los siguientes apartados y se resumen a continuación:

- Configuraciones del equipo: el primer paso consiste en determinar las mejores configuraciones del sistema eléctrico que cumplan los objetivos del proyecto, centrándose en identificar las configuraciones que consigan el menor VAC y que cumplan con los objetivos de sustentabilidad de INACH. Las opciones preseleccionadas se revisan para garantizar su solidez técnica. Si dos o más opciones muy diferentes tienen indicadores económicos clave similares, se ha optado por seguir analizando sólo las menos complejas (con menos componentes), que suelen asociarse a riesgos y CAPEX más bajos.
- Coste y sensibilidades: en un segundo análisis se evalúan detalladamente la robustez de las configuraciones seleccionadas considerando variaciones consideradas como factibles en las hipótesis de económicas del proyecto.

## 6.1 Configuraciones de equipos y modelos energéticos

Se ha utilizado HOMER Pro para determinar la configuración principal y las evaluaciones de los costos. El sistema energético modelado incluye:

- Carga eléctrica de acuerdo con la descripción provista en la Sección 1.4.2
- Componentes de generación renovable con los rendimientos específicos basados en el análisis detallado en la Sección 2 y Sección 3:
  - Sistemas solares fotovoltaico monofacial en áreas alternativas 1 y 2 con una capacidad máxima de 200 y 300 kWp respectivamente, lo cual tiene en cuenta las limitaciones de espacio de la superficie disponible en estas áreas.
  - Sistemas solares fotovoltaico Bifacial en áreas alternativas 1 y 2 con una capacidad máxima de 170 y 260 kWp respectivamente, lo cual tiene en cuenta las limitaciones de espacio de la superficie disponible en estas áreas.
  - Turbinas eólicas SD6: Entre 0 y 16 unidades<sup>36</sup> de este modelo de aerogenerador ubicadas en área alternativa 2 con producción energética de acuerdo con lo descrito en la Sección 3.5.
- Red eléctrica AC: Se ha asumido que el suministro de energía del caso base se realiza por medio una red eléctrica AC con un precio de compra de energía basado en los costos descritos en la Sección 5.1. Este enfoque se debe a las condiciones antes descritas en la Sección 5.1.3. La capacidad supuesta de importación de energía en cada instante ha sido asumida como constante en 200kW, capacidad mayor a la máxima potencia instantánea registrada en la base a la fecha. Adicionalmente se ha establecido una restricción de exportación de energía hacia esta red en el modelo.
- Generación diésel como la descrita en la Sección 0.
- Tecnologías facilitadoras
  - Para este estudio preliminar se ha optado por un BESS basado en iones de litio, teniendo en cuenta la aplicación en el proyecto, la madurez de la tecnología y su mayor viabilidad tecnoeconómica en comparación con otras alternativas como el plomo-ácido. El BESS consta de baterías modulares genéricas, cada una de las cuales tiene una potencia nominal de 5 kW / 15 kWh. El espacio de búsqueda se establece entre 0 y 5 unidades.
  - Sistema de producción almacenamiento y generación eléctrica de Hidrógeno verde piloto (como el descrito en la Sección 4.1), combinado con un sistema BESS de Li Ion, incluyendo:
    - Electrolizador espacio de búsqueda entre 5kW

<sup>36</sup> Elección de la evaluación de un número máximo de 5 turbinas eólicas en el área alternativa 1 se basa en obtener configuraciones de sistemas eólicos con pérdidas por estas menores 2% de la generación anual. La instalación de un número mayor de turbinas en esta área es técnicamente posible, pero se esperaría un mayor nivel de pérdidas de estelas.

- Celda de hidrógeno con espacio de búsqueda entre 5kW
- Tanque de hidrógeno con espacio de búsqueda entre 5kg de capacidad
- BESS de 20kW / 60kWh

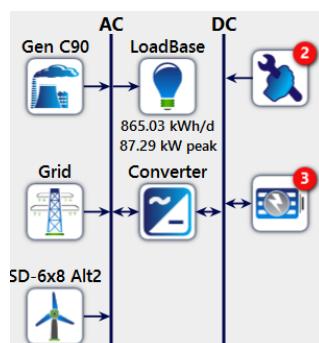
El espacio de búsqueda para este sistema está limitado entre 0 y 1 unidad.

- Sistema de producción almacenamiento y generación eléctrica de hidrógeno verde (como el descrito en la Sección 4.1) incluyendo:
  - Electrolizador espacio de búsqueda entre 5kW
  - Celda de hidrógeno con espacio de búsqueda entre 30kW
  - Tanque de hidrógeno con espacio de búsqueda entre 5kg de capacidad

El espacio de búsqueda para este sistema está limitado entre 0 y 1 unidad

En base a estos supuestos se configura el modelo de opciones de suministro energético que se muestra en la Figura 6-1. Las hipótesis de CAPEX y OPEX para cada uno de los componentes clave del sistema se analizan en la Sección 5.3.

**Figura 6-1** Modelo Energético simplificado



### 6.1.1 Modelamiento multiaño

El modelo energético generado evalúa la operación del sistema energético para cada año a lo largo de la vida de diseño del proyecto, establecida como 20 años en la sección 5. Considerando se espera que algunos de los parámetros de los equipos y/o económicos del proyecto cambien durante el transcurso de los años, es que se han incluido en la modelación las siguientes características multiaño:

- Degradación en paneles fotovoltaicos de 0.5% anual, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 2-3
- Incremento de la demanda eléctrica de la base Escudero, correspondiente a un 1.15% anual, de acuerdo a lo comentado en la Sección 1.4.6.
- Proyecciones del costo real del combustible diésel de acuerdo a la siguiente tabla de factores incremento:

**Tabla 6-1** Factores de incremento del costo real del combustible diésel<sup>37</sup>

Año proyecto	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Incremento sobre año base	-	0.033%	0.322%	1.177%	1.732%	2.265%	2.920%	3.819%	4.319%	5.107%
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	5.596%	6.528%	7.239%	7.683%	8.305%	8.804%	9.393%	9.926%	10.381%	10.858%

- Proyecciones del costo de compra de energía a la Base Frei de acuerdo a la tabla de factores incremento para el diésel del punto anterior, considerando que la generación de la base Frei está completamente basada en generación diésel.

### 6.1.2 Restricciones a soluciones y costos por energía no establecida

A modo de obtener soluciones que apunten a la continuidad energética de la base Escudero es que se incluyeron restricciones a las soluciones obtenidas desde el modelo en HOMER Pro. Estas fueron introducidas como costos por energía no abastecida correspondientes a 10 USD/kWh, equivalente a más de 20 veces el valor de la energía en la situación actual.

Cabe mencionar que esta restricción y costo por energía no abastecida tiene el objetivo de orientar las soluciones del modelo a obtener un sistema con un abastecimiento de toda la demanda de la Base Escudero, proveyendo cierta flexibilidad ante pequeñas interrupciones de suministro que podrían no ser críticas para las funciones que se desarrollan en la base. Sin embargo, este costo por energía no abastecida no fue calculado en base a registros de perdida de energía y sus costos en la base Escudero, ya que el cálculo del costo es complejo y no posible de ingresar al modelo en HOMER por dos razones:

- Los costos relacionados a cortes de suministro en la base Escudero no son lineales, lo cual hace imposible definir solo un valor de costo por energía no abastecida. En el presente estudio se tiene como objetivo el abastecimiento de toda la demanda de la base Escudero, y como se observó en la Sección 1.4.5, la demanda de la base está mayormente ligada a equipos de calefacción que de laboratorio. Sin embargo, los costos por cortes de suministro registrados provienen en su totalidad por cortes de suministro en equipos de laboratorio, en los cuales interrupciones han detenido experimentos que tardan días y se ha requerido realizarlos nuevamente (lo cual involucra tiempo de perdido de científicos y técnicos). Por ende, un kWh de calefacción no suministrada no tiene el mismo valor que un kWh en el laboratorio, haciendo imposible habilitar esta restricción en el modelo.
- Por otra parte, si bien existen datos respecto a los costos de interrupciones de suministro, estos costos están derivan de pérdidas de potencia instantánea que interrumpen los procesos y experimentos, pero no a la perdida continuada de energía. Por ende, una interrupción de 30 segundos en el suministro tiene casi idénticos costos asociados a una de 1 hora, aunque la perdida de energía asociada difiere en 2 órdenes de magnitud.

Es por estas razones que el costo por energía no abastecida no fue calculado en base a los registros. Por lo que estos efectos se evaluarán de manera posterior a este estudio basados en las alternativas seleccionadas.

### 6.1.3 Escenario 100% renovable

Adicionalmente, se realizó el ejercicio de estudiar con fines referenciales cuáles serían los principales indicadores económicos de configuraciones que permitieran un funcionamiento lo más cercano posible a un

<sup>37</sup> Obtenido del Informe de Proyecciones de precios de combustibles 2024-2044, CNE, 2024. [Microsoft Word - Res Ex CNE Aprueba Inf Proy precios combustibles 2024-2044 vf.docx](#).

100% renovable. Para esto se utilizaron los mismos elementos antes descritos, pero se ampliaron los espacios de búsqueda para los sistemas eólicos (entre 40 a 120 turbinas), sistema solar (desde 50 kW a 450 kW instalados), y sistemas de almacenamiento (hasta 150 kW / 450 kWh). Los resultados de este análisis complementario son también incluidos en los resultados generales con la advertencia de que la integración de estas capacidades de energías renovables no es posible en las áreas propuestas sin un cambio de tecnología de generación eólica (para la utilización de un menor espacio por kW instalado), y de instalaciones que pudieran albergar tanto los sistemas de almacenamiento energético por baterías como por hidrógeno.

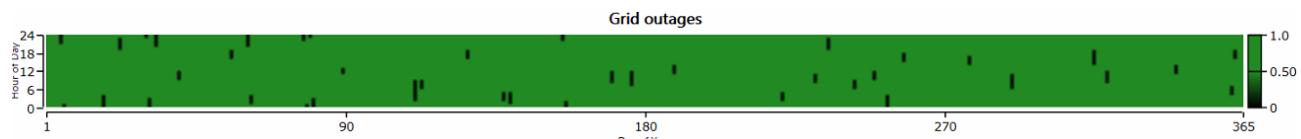
#### 6.1.4 Cortes del suministro energético desde Base Eduardo Frei

En base a las estadísticas de la ocurrencia de cortes de suministro de la última expedición Antártica y las estadísticas de funcionamiento del generador diésel de respaldo de la Base Julio Escudero, presentadas en la Sección 1.4.1, se obtiene que los cortes tuvieron las siguientes estadísticas:

- Ocurrencia de los cortes: 3 veces por mes
- Duración del corte (derivada del funcionamiento del generador de respaldo): 3.4 horas
- Desviación estándar de la duración del corte: 18%

Aunque no existen registros de cortes de suministro en otros meses a los previamente presentados, INACH confirma que anteriormente estos habían también ocurrido. Por lo tanto, se asumió que estas estadísticas de cortes de suministros también serían representativas de períodos sin registros periodos. En base a estos datos y consideraciones se incluyó de manera aleatoria en el modelo de HOMER Pro una serie de cortes de suministro cuyas características estén en línea con las estadísticas antes descritas. El resultado de esto es presentado en la **Figura 6-2**, en donde los períodos en negro representan cortes de suministro.

**Figura 6-2** Supuesto cortes de suministro



#### 6.1.5 Estrategias de control

Para simplificar se ha supuesto sólo una estrategia de controlador basada en una estrategia de seguimiento de carga (Load Following)<sup>38</sup>, la cual tiende a ser óptima en sistemas con mucha energía renovable que a veces excede la demanda. En esta estrategia, los generadores convencionales sólo producen la energía suficiente para satisfacer la demanda neta del sistema (demanda menos la generación eléctrica no despacharle, eólica y solar).

#### 6.1.6 Reservas operativas

La reserva operativa es el excedente de capacidad operativa que puede responder instantáneamente a un aumento repentino de la carga eléctrica o una disminución repentina de la producción de energía renovable, y así proporcionar un margen de seguridad que ayuda a garantizar un suministro eléctrico confiable a pesar de la variabilidad en la carga eléctrica y el suministro de energía renovable.

El tamaño de la reserva operativa de una microrred debe establecerse a un nivel que sea capaz de acomodar las variaciones a corto plazo (intradiarias) y los errores de previsión relacionados con los perfiles de demanda

<sup>38</sup> En el seguimiento de la carga, el generador se pone en marcha sólo para satisfacer la carga neta (carga menos energía renovable) y satisfacer cualquier requisito de reserva operativa. Por el contrario, en la carga cíclica, siempre que el generador necesita estar encendido para satisfacer la carga neta (carga menos energía renovable), se pone en marcha para cargar también la batería en la mayor medida posible.

o generación. Para el caso de la Base Escudero las capacidades de reserva totales en cualquier instante deberían estar dadas por la suma de:

- Reservas de giro procedentes del margen de funcionamiento del generador diésel en la base Eduardo Frei o del generador diésel de respaldo en la base Julio Escudero en caso de estar en funcionamiento.
- Capacidad operativa disponible del BESS
- Capacidad operativa disponible del sistema de generación de hidrógeno verde y generación eléctrica a partir de este.

Es de esperar que la mayor fuente de reservas instantáneas sea provista por el generador diésel de la Base Eduardo Frei, sin embargo, considerando que este obedece al suministro de las dos demandas, de la base Julio Escudero y de la Base Eduardo Frei, no es posible modelar el excedente de capacidad operativa en este generador sin modelar la demanda la base Eduardo Frei. Debido a esta limitación que el nivel de reservas no es mayormente analizado en este estudio y es una de las limitaciones antes comentadas del enfoque desarrollado para solventar la falta de datos desde la base Frei. Potenciales limitaciones y futuros pasos son comentadas en la sección Consideraciones resultantes del análisis de opciones.

#### 6.1.7 Emisiones

Se ha valorizado el costo de emisiones de CO<sub>2</sub> en la planta en 59.41 USD por tonelada de CO<sub>2</sub> generado de acuerdo con los criterios de evaluación social.

Debido a que la generación de la red eléctrica modelada proviene de un generador diésel Caterpillar C18, pero no se tiene información del nivel de operación a nivel horario de este, se asume que las emisiones relacionadas a la energía proveniente de la red tienen emisiones asociadas, en promedio, de 1.27 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sup>39</sup>. Se deberá confirmar este valor en una siguiente etapa del proyecto.

En cuanto a las emisiones provenientes del generador de respaldo de la Base Julio Escudero, se estiman automáticamente en base a una composición estándar del combustible diésel y parámetros de emisiones específica estándar (kg emisión/kWh generado) para un generador referencial de 100kW de potencia.

## 6.2 Escenarios de sensibilidad

Los costos de las configuraciones evaluadas se basan en gran medida en información del mercado y en experiencias similares de otras bases antárticas (ver Sección 5) en lugar de provenir directamente de proveedores potenciales para el emplazamiento del proyecto en concreto. Para considerar posibles variaciones de los costos reales de los distintos componentes, o variaciones de la operación del sistema respecto a lo modelado, se han establecido los tipos de escenarios de sensibilidad presentados en la Tabla 6-2 respecto al escenario base. Estos 5 tipos de escenarios son combinados entre sí en el modelo generado en HOMER Pro, resultando en un total de 160 combinaciones de escenarios de sensibilidad. Los resultados de estas combinaciones se resumen en la sección 7.4.

**Tabla 6-2** Resumen supuestos escenarios de sensibilidad

Tipo de escenario de sensibilidad	Componentes a los que se aplica el análisis de sensibilidad	Factores de variación respecto a casos base					
		Generación renovable	CAPEX (y costo de remplazo)	OPEX	Costo energía de la red y del diésel	Demanda energética Base Escudero	

<sup>39</sup> The emergence of zero-emissions generators (2024); <https://www.lhyfe-heroes.com/about-hydrogen/the-emergence-of-zero-emissions-generators>.

Menor producción renovable a la esperada (solar y eólica)	Generación solar fotovoltaica	-7.42% <sup>40</sup>	N/A	N/A	N/A	N/A
	Generación eólica	-9% <sup>41</sup>	N/A	N/A	N/A	N/A
Menores costos de sistema de producción almacenamiento y generación eléctrica a base de hidrógeno y sistemas BESS	Electrolizador, tanque de almacenamiento y celda de combustible	N/A	-10%; -20%	-20%; -50%	N/A	N/A
Mayores costos de energía	Red eléctrica AC	N/A	N/A	N/A	-10%; +10%; +20%; +30%	N/A
	Combustible Diesel	N/A	N/A	N/A		N/A
Proyección de demanda energética en Base Julio Escudero	Parámetro multiaño de crecimiento de la demanda de la base Julio Escudero	N/A	N/A	N/A	N/A	0.5%; 2%; 4%

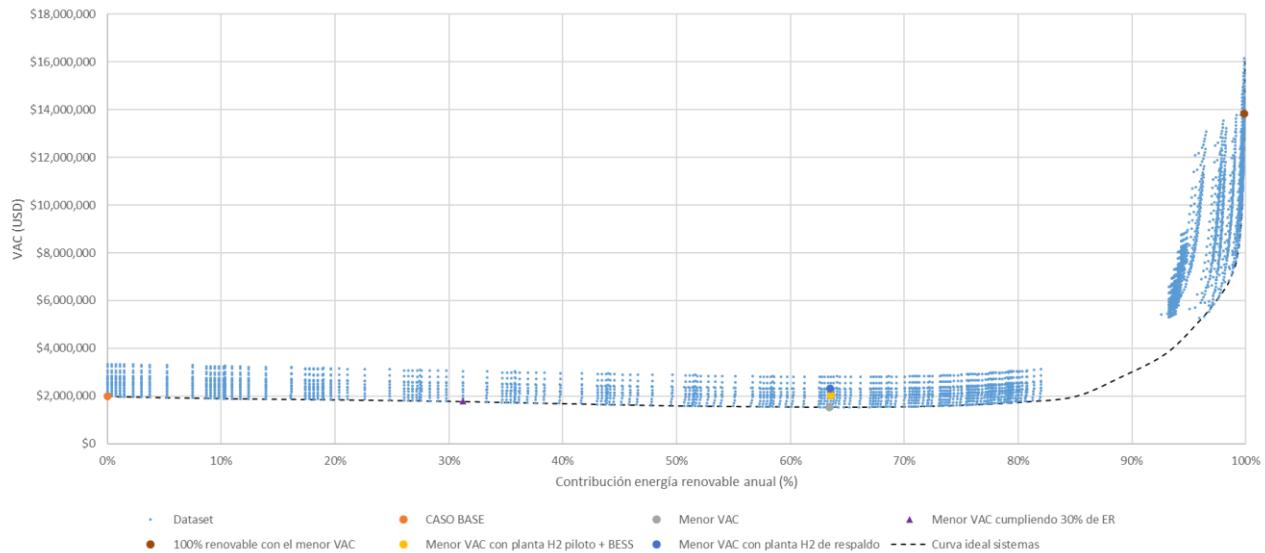
## 7 Resultados

Las Figura 7-1 y Figura 7-2 presentan un resumen gráfico de las configuraciones del sistema simuladas, en el que el Valor Actual de los Costos (VAC) de cada configuración, incluyendo el caso base sin integración de energías renovables, se representa en función de la contribución de las energías renovables al suministro energético del sistema. Cada punto en este grafico representa así los resultados de la operación durante 20 años de una configuración diferente en el sistema energético de la base Julio Escudero, considerando diferentes capacidades instaladas de energía solar, eólica, electrolizadores, BESS, tanques de hidrógeno y celdas de hidrógeno. Las Figura 7-1 presenta todas las configuraciones analizadas en este estudio, incluyendo las referenciales que apuntan a sistemas 100% renovables (ver Appendix K para acercamiento al área con las configuraciones con contribuciones de ER cercanas a 100%), mientras que la Figura 7-2 presenta un enfoque en las configuraciones con igual o menor VAC al caso base

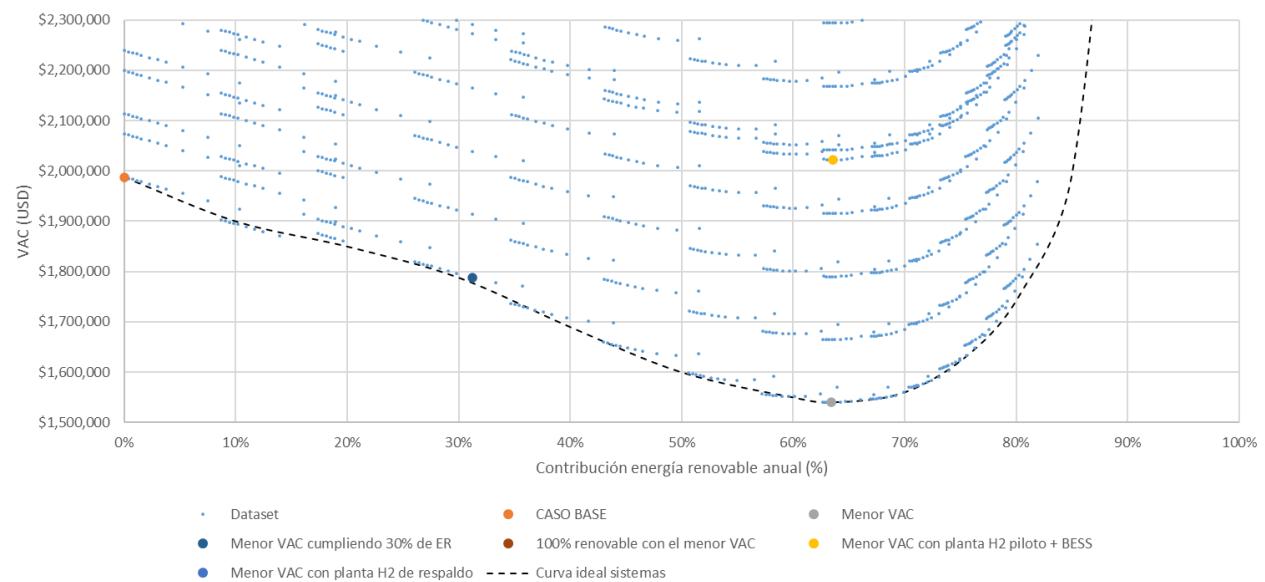
<sup>40</sup> Equivalente a probabilidad de excedencia P90, como fue calculado en Sección 2.3

<sup>41</sup> Debido a la imposibilidad de generar un análisis de incertidumbre comentada en la Sección 3.6, se asumió que generaciones eólicas 9% menores al nivel de P50 podría representar indicativamente un rango de probabilidades de excedencia aproximadamente de P75, lo cual es considerado razonable para este nivel estudio. A notar a modo de referencia que la desviación estándar de la IAV es de 3.95%, el valor asumido en esta sensibilidad corresponde a aproximadamente 2.25 y 4.5 veces este valor.

**Figura 7-1** VAC en función de la contribución de ER para las configuraciones analizadas



**Figura 7-2** VAC en función de la contribución de ER para las configuraciones analizadas con menor VAC que el caso base



## 7.1 Preselección de configuraciones de interés

Como fue antes mencionado, el objetivo de este ejercicio es poder guiar a INACH en la elección del sistema energético a futuro. Considerando el contexto en el cual esta base antártica se encuentra, la configuración con menores costos nivelados de energía no necesariamente es la más atractiva para esta base científica, teniéndose otros factores a ser considerados.

Es por esta razón que se han preseleccionado algunas de las configuraciones que pudieran resultar interesantes para considerar y guiar la selección del futuro sistema energético en la base. Estas configuraciones han sido resaltadas en la Figura 7-1, mientras que la Tabla 7-1 presenta los indicadores clave. Las configuraciones preseleccionadas se basan en los siguientes criterios:

- Caso base: La energía es suministrada principalmente desde la Base Eduardo Frei teniéndose un generador de respaldo en la Base Julio Escudero (marcador circular naranja claro en la Figura 7-1).
- La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC) (marcador circular gris en la Figura 7-1).
- La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC) y que cumpla con el objetivo de contribución anual desde fuentes de energías renovables de la base Julio Escudero, correspondiente a un 30% del suministro anual de energía (marcador circular azul oscuro en la Figura 7-1).
- La configuración que permita una contribución de un 100% de energías renovables<sup>42</sup> en el sistema energético de la base Escudero con el Valor Actual de los Costos (VAC) (marcador circular naranja oscuro en la Figura 7-1).
- Caso pilotaje Hidrógeno verde: La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC), que incluya de producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno renovable (marcador circular amarillo en la Figura 7-1).
- Caso respaldo energético Hidrógeno verde: La configuración que genere el menor Valor Actual de los Costos (VAC), que incluya de producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno renovable, cuyas capacidades estén en acuerdo con el sistema previsto en el estudio de viabilidad<sup>43</sup> (marcador circular azul claro en la Figura 7-1).

---

<sup>42</sup> Se asumió que un nivel de contribución de energías renovables equivalente a 99.85% es prácticamente completamente renovable y se estableció este umbral para la definición de esta configuración.

<sup>43</sup><https://4echile.cl/wp-content/uploads/2023/07/Informe-Final-Estudio-de-Prefactibilidad-H2-Base-Escudero-Antartica.pdf>

**Tabla 7-1** Principales resultados de configuraciones preseleccionadas

Casos preseleccionados	Configuración del sistema						Resultados económicos				Contribución anual de las Energías Renovables (%)
	Sistema solar (Monofacial o Bifacial) <sup>44</sup>	Sistema Eólico SD 6	Electrolizador H2	Celda de hidrogeno	BESS	VAC	CAPEX	OPEX <sup>45</sup>	Costo nivelado de la energía (LCOE)		
	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW / kWh)	(USD)	(USD)	(USD/año)	(USD/kWh)		
Caso base	-	-	-	-	-	1,987,667	-	166,327	0.481	0%	
Menor VAC	5.4	48	-	-	-	1,540,115	716,220	68,943	0.373	63%	
Menor VAC cumpliendo 30% de ER	25.2	18	-	-	-	1,788,096	364,020	119,166	0.433	31%	
100% renovable con el menor VAC <sup>46</sup>	400	576	-	-	150 / 450	13,830,200	11,067,640	231,170	3.348	100%	
Menor VAC con planta H2 piloto + BESS	5.4	48	5	5	20 / 60	2,022,354	1,042,877	81,962	0.489	64%	
Menor VAC con planta H2 de respaldo	5.4	48	5	30	-	2,313,374	1,226,928	90,913	0.560	64%	

<sup>44</sup> Las diferencias generadas en LCOE del sistema fotovoltaico monofacial vs bifacial son casi despreciables, por lo que se ha optado por agrupar la capacidad solar en esta tabla. Para mayor información referirse a la Sección 7.3.3.

<sup>45</sup> OPEX incluye tanto los costos de O&M de los sistemas de generación, los costos de compra de energía a la Base Frei y el costo del diésel del generador de respaldo.

<sup>46</sup> Escenario únicamente referencial (ver Sección 6.1.1) Se asumió que un nivel de contribución de energías renovables equivalente a 99.85% es prácticamente completamente renovable y se estableció este umbral para la definición de esta configuración.

## 7.2 Selección de configuraciones a presentar al Banco Integrado de Proyectos

En base a los resultados obtenidos en la Tabla 7-1, para la preselección de configuraciones, y a la relevancia de asegurar continuidad energética del laboratorio de la Base Escudero, es que se seleccionan 2 opciones para el abastecimiento energético de la base Escudero. En base a los potenciales beneficios de la instalación de sistemas de almacenamiento energético a base de hidrógeno, no cuantificables en el análisis realizado y propuestos a ser cuantificados en etapas posteriores del proyecto, es que se seleccionaron dos alternativas que utilizan este tipo de almacenamiento a diferente escala, las cuales se presentan en la Tabla 7-2.

Se ha considerado que los sistemas de almacenamiento de las configuraciones seleccionadas puedan como mínimo respaldar un 110% de la capacidad nominal de equipos del laboratorio. Aunque existen opciones de suministro energético más económicas, existen aspectos que no ha sido posible evaluar en el análisis realizado, como se detalló en la Sección 6.1.2, respecto a las pérdidas de suministro de potencia en el laboratorio de la base Escudero. El costo asociado a estos cortes de suministro y el beneficio de la continuidad energética es entonces a ser evaluado en etapas posteriores a este análisis.

Se debe notar sin embargo que un respaldo de 25kW para el laboratorio esta probablemente sobredimensionado, ya que para requerir esta potencia de respaldo tendrían que ocurrir simultáneamente los siguientes eventos:

3. Utilización de todos los equipos del laboratorio a su máxima carga al mismo tiempo más un margen de 10% adicional.
4. La interrupción del suministro de la red con la Base Frei
5. La generación desde el sistema fotovoltaico al momento del corte se de cero kW
6. La generación del sistema eólico al momento del corte se de cero kW

Un análisis probabilístico de estos eventos podría generar requerimientos de respaldo menores a los propuestos, sin embargo, se ha propuesto el enfoque conservador en este estudio.

**Tabla 7-2** Configuraciones seleccionadas

Alternativas Seleccionadas		Configuración del sistema				
		Sistema solar (Monofacial o Bifacial) <sup>47</sup>	Sistema Eólico SD 6	Electrolizado r H2	Celda de hidrogeno	BESS
		(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW / kWh)
Alternativa 2	Menor VAC con planta H2 piloto + BESS	5.4	48	5	5	20 / 60
Alternativa 1	Menor VAC con planta H2 de respaldo	5.4	48	5	30	-
Alternativas seleccionadas		Resultados económicos				
		VAC	CAPEX	OPEX <sup>48</sup>	Costo nivelado de la energía (LCOE)	Contribución annual de las energías renovables
		(USD)	(UDS)	(USD/año)	(USD/año)	(%)
Alternativa 2	Menor VAC con planta H2 piloto + BESS	2,022,354	1,042,877	81,962	0.489	64%
Alternativa 1	Menor VAC con planta H2 de respaldo	2,313,374	1,226,928	90,913	0.560	64%

### 7.3 Consideraciones resultantes del análisis de opciones

#### 7.3.1 Efectos en la operación de los generadores de la Base Eduardo Frei

Se debe considerar que la integración de altas tasas de energías renovables en el sistema de la Base Julio Escudero, aun considerando la limitación de no existir inyección de excedentes hacia a la Base Eduardo Frei, si generaría cambios en la operación de los generadores primarios de esta última base Antártica.

El potencial desafío técnico que podría traer esta integración de ER para la operación de los generadores primarios en la Base Frei dependerá de los niveles de demanda de la Base Eduardo Frei, de la operación de sus generadores, de los criterios de seguridad que se apliquen al sistema energético, así como los niveles de variación de energía a sur suministrada a la Base Julio Escudero, entre otros factores. Es por esta razón que generaría una menor incertidumbre sería involucrar a la Base Frei y modelar el sistema energético en su conjunto, incluyendo el generador primario existente con sus respectivos parámetros y la demanda de esta base.

Preliminarmente, considerando los niveles de demanda de la Base Julio Escudero comparados con las dimensiones de los generadores instalados en la base Frei, no se esperaría un impacto significativo en la operación de estos últimos. Sin embargo, esto debería verificarse con personal técnico de FACH para confirmar que la operación del sistema energético de la Base Frei no se vería afectado con las futuras condiciones de operación de la interconexión existente.

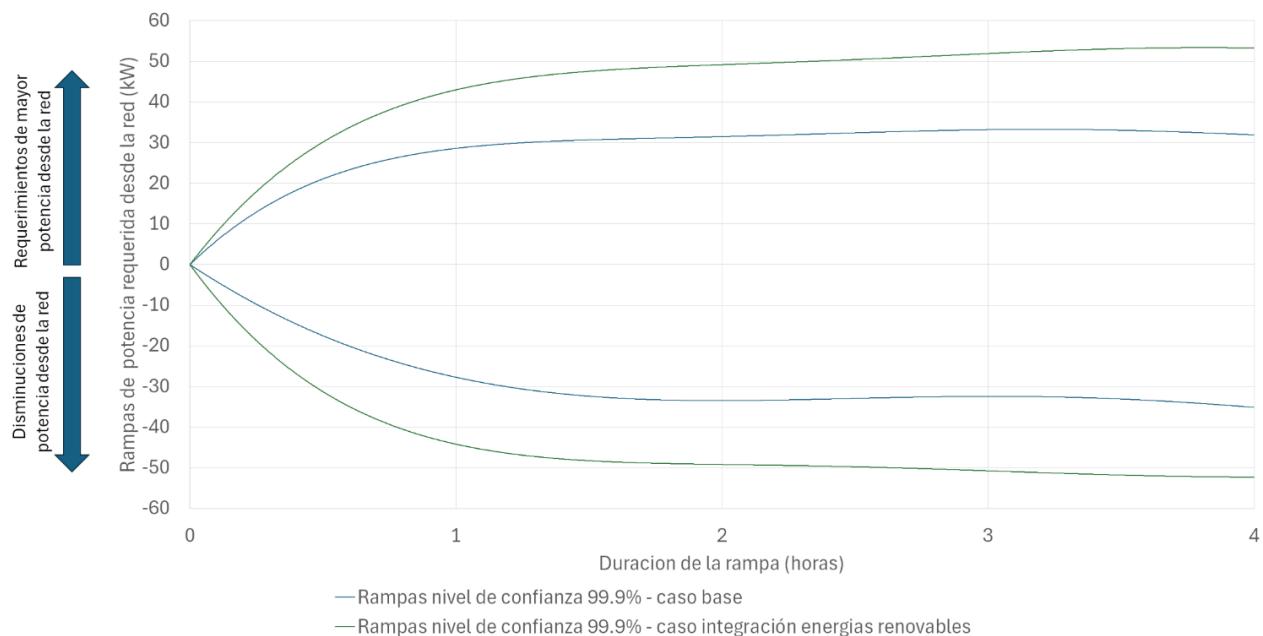
<sup>47</sup> Las diferencias generadas en LCOE del sistema fotovoltaico monofacial vs bifacial son casi despreciables, por lo que se ha optado por agrupar la capacidad solar en esta tabla. Para mayor información referirse a la Sección 7.3.3.

<sup>48</sup> OPEX incluye tanto los costos de O&M de los sistemas de generación, los costos de compra de energía a la Base Frei y el costo del diésel del generador de respaldo.

Con el fin de facilitar esta verificación con el personal técnico de FACH es que en esta subsección se detalla un breve análisis estadístico de la variabilidad esperada en la energía a ser suministrada desde la Base Frei hacia la Base Escudero bajo las condiciones actuales en comparación con la situación propuesta en este análisis para la integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento. En las Figura 9-22 a Figura 9-45, en el Appendix L se puede observar la disminución de la energía a ser suministrada por la Base Eduardo Frei hacia la Base Julio Escudero, así como el aumento de la variabilidad de esta (áreas celestes correspondientes al intervalo en el cual concurren el 90% de la energía requerida)

En la Figura 7-3 se grafican con un nivel de confianza del 99.9% los envoltorios de rampas para el suministro de potencia a la Base Escudero en la situación actual y en la situación esperada posterior a la integración de energías renovables y almacenamiento. En este se puede observar el aumento de las variaciones bajo diferentes escalas temporales.

**Figura 7-3** Envoltorios de rampas para el suministro de potencia a la Base Escudero en la situación actual y en la situación esperada posterior a la integración de energías renovables y almacenamiento



### 7.3.2 Reservas operativas

Las reservas son un parámetro importante para la operación de sistemas aislados, y que la introducción de altas penetraciones de energía renovable genera mayores requerimientos de reservas, por lo que poder dimensionarlas correctamente es necesario para planificar una operación segura del sistema. Sin embargo, tal como fue mencionado en la Sección 6.1.4, no fue posible realizar un análisis significativo de las reservas operativas existentes al no modelarse el sistema energético Base Eduardo Frei y Julio Escudero en su conjunto. Se recomienda entonces en futuras etapas del desarrollo de este proyecto incluir los siguientes análisis:

- Modelamiento de ambas bases antárticas Eduardo Frei y Julio Escudero.
- Análisis estadístico de la variabilidad potencial del recurso solar y eólico en la región basándose en los datos meteorológicos históricos.
- Establecimiento de un umbral de excursiones aceptable para variaciones en recursos renovables.
- Análisis estadístico de la variabilidad de la demanda a corto plazo de la base Escudero en resolución temporal.
- Establecimiento de un umbral de excursiones aceptable para variaciones en demanda de la base.

### 7.3.3 Selección de módulos fotovoltaicos monofaciales o bifaciales

Se observa que bajo los supuestos considerados la opción que ofrece un menor costo nivelado de energía es la opción bifacial. Sin embargo, las diferencias generadas en LCOE del sistema son casi despreciables, siendo de alrededor de 0.001 USD/kWh entre sistemas que comparten similares configuraciones, por lo que en la práctica no existe una diferencia sustancial en esta etapa del diseño para favorecer una u otra tecnología.

En la decisión final sobre qué tipo de tecnología se solicite debieran refinarse los valores económicos asumidos en este análisis y considerar otras variables como podrían ser el espacio requerido por tecnología (ver Tabla 2-5), menores necesidades de remover nieve acumulada debido a diferentes inclinaciones de los paneles<sup>49</sup> o la decisión de pilotar una tecnología en específico en la base.

### 7.3.4 Inyección de energía a Base Eduardo Frei

Por el momento se asumió un límite de exportación nulo hacia la base Eduardo Frei, por lo que excesos de energía se almacenan en BESS y/o el sistema de Hidrógeno o son vertidos, lo que resultara en un costo menor para el sistema a largo plazo. Sin embargo, se espera que la posibilidad de inyección de excesos de energías renovables se realizó también una prueba con límites de exportación de hasta 30kW hacia la base Frei con resultados muy significativos para la contribución de energía renovable en el sistema y el valor final de la energía.

## 7.4 Resultados Análisis de Sensibilidad

El objetivo de los análisis de sensibilidad es determinar, en base a variaciones en los parámetros del modelo considerados críticos, la robustez de las configuraciones seleccionadas y determinar qué variaciones podrían gatillar un cambio de solución seleccionada. Para este análisis, se utilizaron los escenarios descritos en la Tabla 6-2 en la sección 6.2 y los resultados del análisis se presentan mediante el enfoque de comparación de las configuraciones de capacidad de generación y almacenamiento que generan el menor VAC de los escenarios de sensibilidad

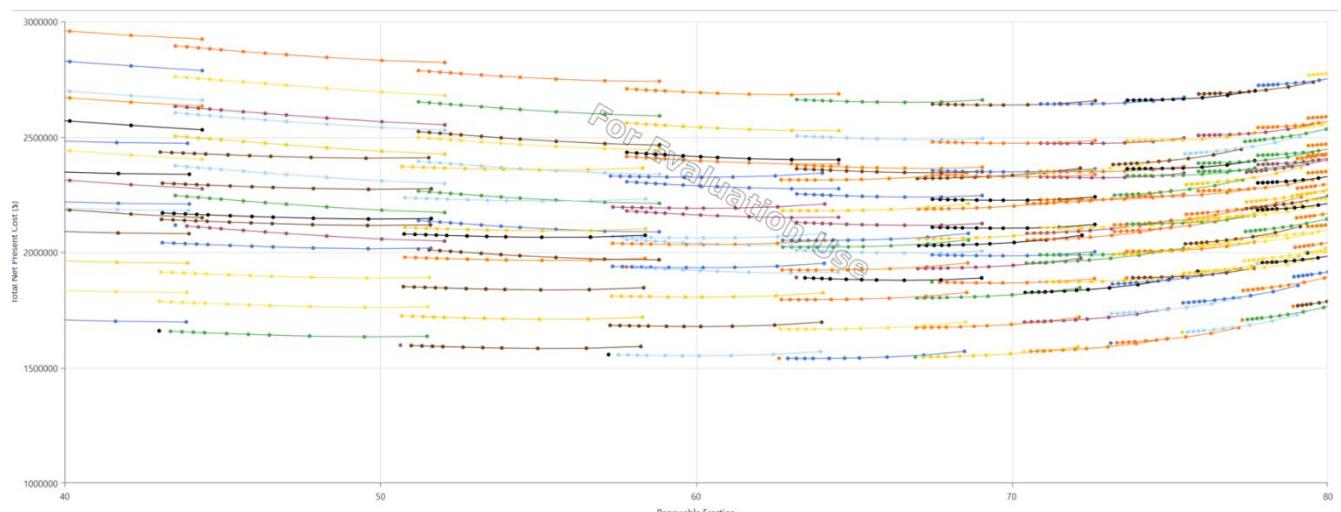
Desde este enfoque se obtienen los resultados presentados en la Tabla 7-3. En esta tabla se pueden derivar las siguientes conclusiones:

- En ninguno de los escenarios de sensibilidad analizados se presenta como la alternativa con menor VAC una configuración con almacenamiento energético, ya sea en base a hidrógeno o a BESS, a pesar de las sensibilidades a sus valores de CAPEX y OPEX introducidas al análisis. Esto puede deberse a que como se mencionó en la sección 6.1.2, los beneficios de estos sistemas de almacenamiento no son adecuadamente captados en este análisis por las limitaciones antes mencionadas y/o que se requieren escenarios de sensibilidad más agresivos para los valores de CAPEX y OPEX de los sistemas de almacenamiento propuestos. Se recomienda en una próxima iteración de este estudio cuantificar los beneficios del almacenamiento y refinar los costos de instalación de BESS y sistemas de hidrógeno, así como proponer sensibilidades más agresivas con sus CAPEX y OPEX
- Se observa en los resultados de este análisis que la capacidad instalada solar que genera menor VAC es altamente sensible a variaciones de recurso solar, proyecciones de demanda, costos de energía/diésel e incluso variaciones en la producción eólica. Esto se evidencia al revisar el amplio rango de capacidades resultantes para cada sensibilidad en la Tabla 7-3. Sin embargo, al analizar en detalle las diferencias en de VAC y LCOE generadas por variaciones en las capacidades solares en configuraciones cercanas a las de menores VACs, se puede observar que estas son casi despreciables. Esto se refleja en la Figura 7-4 Configuraciones de abastecimiento energético versus penetraciones de energía renovable, en donde

<sup>49</sup> Notar que los efectos de acumulación de nieve sobre las configuraciones monofaciales y bifaciales ya fueron consideradas en el análisis de producción energética en la Sección 2.2.

se grafican los VAC de diferentes configuraciones de abastecimiento energético versus sus penetraciones de energía renovables. En este gráfico cada punto representa una configuración de suministro energético diferente y cada curva generada entre los puntos representa una misma configuración de suministro energético en la cual solo difiere la capacidad solar de cada punto perteneciente a la curva (por ejemplo, una curva puede representar un sistema con 8 turbinas SD6, sin almacenamiento y con capacidades solares entre 1.8 y 54 kW). Al analizar estas curvas en regiones cercanas a 60% de energía renovable en la base Escudero, se puede observar que las curvas son casi horizontales y presentan VACs casi idénticos, especialmente para configuraciones entre 1.8 y 10.8 kW. Considerando lo anterior es que se reafirma la decisión de proponer un sistema solar de alrededor de 5.4kW para la base Escudero, al proveer robustez ante variaciones de diversos parámetros sin incrementar significativamente los indicadores económicos

**Figura 7-4** Configuraciones de abastecimiento energético versus penetraciones de energía renovable



- Se observa en los resultados de este análisis que las capacidades instaladas de generación eólica que presentan menores VACs no muestran mayores modificaciones dentro de rangos de variación de costos de energía/diésel entre -10% y +10%, y de recurso eólico un 9% menor al esperado, si se analiza cada proyección de demanda por separado. Sin embargo, incrementos mayores en los costos de energía, ya sea 20% o a 30% resultan en configuraciones que favorecen la inclusión de un aerogenerador adicional. Cabe destacar, que al igual que en caso de las capacidades solares, la inclusión de un generador adicional presenta solo leves mejoras en el VAC del sistema, siendo casi despreciable su efecto.
- Los casos de diferentes proyecciones de incremento de la demanda fueron los que generaron mayores cambios de configuraciones en los escenarios de sensibilidad. Se observa que una proyección menor a la considerada de 0.5% no genera grandes cambios a la capacidad eólica en comparación al caso base de crecimiento (1.15%). Sin embargo proyecciones de crecimiento anual de 2% y 4%, resultan en sistemas con una demanda considerablemente más grande y se recomienda en estos casos dos a tres aerogeneradores adicionales respectivamente.

**Tabla 7-3:** Comparación de las configuraciones de capacidad de generación y almacenamiento con menor VAC de los escenarios de sensibilidad

Proyección de demanda energética en Base Julio Escudero	Producción solar	Producción eólica	Costos de energía / diésel	Costos de sistema de almacenamiento a base de hidrógeno y BESS	Configuración del sistema con menor VAC				
					Sistema solar	Sistema Eólico SD 6	Electrolizador H2	Celda de hidrógeno	BESS
Crecimiento de la demanda a un 0.5% anual	P90 (-7.42%)	-9%	-10%	Sensibilidad no representada en esta tabla al no generar variaciones en las configuraciones con menor VAC de cada escenario de sensibilidad	0	48	-	-	-
			+0%		3.6	48	-	-	-
			+10%		10.8	48	-	-	-
			+20%		5.4	54	-	-	-
			+30%		14.4	54	-	-	-
		P50	-10%		0	42	-	-	-
			+0%		0	48	-	-	-
			+10%		0	48	-	-	-
			+20%		7.2	48	-	-	-
			+30%		3.6	54	-	-	-
	P50	-9%	-10%		1.8	48	-	-	-
			+0%		10.8	48	-	-	-
			+10%		18	48	-	-	-
			+20%		18	48	-	-	-
			+30%		18	54	-	-	-
		P50	-10%		5.4	42	-	-	-
			+0%		0	48	-	-	-
			+10%		7.2	48	-	-	-
			+20%		14.4	48	-	-	-
			+30%		10.8	54	-	-	-

Sensibilidades					Configuración del sistema con menor VAC				
					Sistema solar	Sistema Eólico SD 6	Electrolizador H2	Celda de hidrogeno	BESS
Proyección de demanda energética en Base Julio Escudero	Producción solar	Producción eólica	Costos de energía / diésel	Costos de sistema de almacenamiento a base de hidrogeno y BESS	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW / kWh)
Crecimiento de la demanda a un 1.15% anual (Caso Base)	P90 (-7.42%)	-9%	-10%	Sensibilidad no representada en esta tabla al no generar variaciones en las configuraciones con menor VAC de cada escenario de sensibilidad	0	48	-	-	-
			+0%		0	54	-	-	-
			+10%		3.6	54	-	-	-
			+20%		10.8	54	-	-	-
			+30%		7.2	60	-	-	-
		P50	-10%		0	48	-	-	-
			+0%		0	48	-	-	-
			+10%		0	54	-	-	-
			+20%		0	54	-	-	-
			+30%		7.2	54	-	-	-
	P50	-9%	-10%		7.2	48	-	-	-
			+0%		14.4	48	-	-	-
			+10%		10.8	54	-	-	-
			+20%		18	54	-	-	-
			+30%		25.2	54	-	-	-
		P50	-10%		0	48	-	-	-
			+0%		5.4	48	-	-	-
			+10%		14.4	48	-	-	-
			+20%		7.2	54	-	-	-
			+30%		14.4	54	-	-	-
	P90 (-7.42%)	-9%	-10%	Sensibilidad no representada en esta	0	54	-	-	-
			+0%		3.6	54	-	-	-

Sensibilidades					Configuración del sistema con menor VAC				
					Sistema solar	Sistema Eólico SD 6	Electrolizador H2	Celda de hidrogeno	BESS
Proyección de demanda energética en Base Julio Escudero	Producción solar	Producción eólica	Costos de energía / diésel	Costos de sistema de almacenamiento a base de hidrogeno y BESS	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW / kWh)
Crecimiento de la demanda a un 2% anual	P50	P50	+10%	tabla al no generar variaciones en las configuraciones con menor VAC de cada escenario de sensibilidad	10.8	54	-	-	-
			+20%		7.2	60	-	-	-
			+30%		18	60	-	-	-
			-10%		0	48	-	-	-
			+0%		0	54	-	-	-
			+10%		0	54	-	-	-
			+20%		7.2	54	-	-	-
		P50	+30%		5.4	60	-	-	-
			-10%		1.8	54	-	-	-
			+0%		10.8	54	-	-	-
			+10%		18	54	-	-	-
			+20%		14.4	60	-	-	-
			+30%		25.2	60	-	-	-
			-10%		3.6	48	-	-	-
Crecimiento de la demanda a un 4% anual	P90 (-7.42%)	-9%	+0%	Sensibilidad no representada en esta tabla al no generar variaciones en las configuraciones con	1.8	54	-	-	-
			+10%		7.2	54	-	-	-
			+20%		14.4	54	-	-	-
			+30%		10.8	60	-	-	-
			-10%		0	60	-	-	-
			+0%		0	66	-	-	-
			+10%		7.2	66	-	-	-
			+20%		5.4	72	-	-	-

Sensibilidades					Configuración del sistema con menor VAC				
					Sistema solar	Sistema Eólico SD 6	Electrolizador H2	Celda de hidrogeno	BESS
Proyección de demanda energética en Base Julio Escudero	Producción solar	Producción eólica	Costos de energía / diésel	Costos de sistema de almacenamiento a base de hidrogeno y BESS	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(kW / kWh)
P50	P50	+30%	menor VAC de cada escenario de sensibilidad	14.4	72	-	-	-	-
		-10%		0	60	-	-	-	-
		+0%		0	60	-	-	-	-
		+10%		0	66	-	-	-	-
		+20%		3.6	66	-	-	-	-
		+30%		0	72	-	-	-	-
	-9%	-10%		7.2	60	-	-	-	-
		+0%		7.2	66	-	-	-	-
		+10%		14.4	66	-	-	-	-
		+20%		25.2	66	-	-	-	-
		+30%		25.2	72	-	-	-	-
	P50	-10%		0	60	-	-	-	-
		+0%		7.2	60	-	-	-	-
		+10%		5.4	66	-	-	-	-
		+20%		10.8	66	-	-	-	-
		+30%		10.8	72	-	-	-	-

## 8 Conclusiones

El presente análisis permitió cumplir satisfactoriamente con todos los objetivos establecidos, proporcionando información técnica preliminar robusta para la planificación de las mejoras de infraestructura energética en la Base Científica Antártica Profesor Julio Escudero. Se logró diseñar de forma indicativa las instalaciones de generación solar fotovoltaica y eólica, evaluando su rendimiento energético en función de las condiciones específicas del entorno. Asimismo, se desarrollaron estimaciones de CAPEX y OPEX para los distintos sistemas propuestos, incluyendo generación renovable y almacenamiento, y se realizó una optimización preliminar de capacidades considerando la complementariedad entre las tecnologías. Para esto, se desarrollaron dos soluciones energéticas viables, ambas basadas en un mix de energías renovables, producción in situ de hidrógeno verde, almacenamiento mediante baterías (BESS) y celdas de combustible. Estas alternativas garantizan no solo la continuidad del suministro eléctrico para los laboratorios y servicios básicos de la base, sino que también representan un avance concreto en el proceso de descarbonización de la Antártica Chilena.

Dentro de los aprendizajes clave, destaca la importancia de considerar con especial detalle las condiciones topográficas y logísticas de los emplazamientos analizados, ya que estos factores inciden de manera directa en la viabilidad técnica, los costos de implementación y las futuras labores de mantención. La necesidad de producir hidrógeno verde in situ, debido a las limitaciones de transporte y oferta externa, se ratificó como una solución estratégica para garantizar la autonomía energética de la base, al tiempo que se avanza en la meta de descarbonización regional y nacional.

Como próximos pasos, se recomienda avanzar hacia un estudio de ingeniería de detalle que profundice en los diseños, cuantifique con mayor precisión los costos asociados e incorpore un análisis de riesgos integral, considerando las complejidades logísticas y ambientales propias del territorio antártico. Asimismo, resulta fundamental gestionar desde una etapa temprana los permisos, las coordinaciones logísticas y los acuerdos con proveedores especializados, con el fin de asegurar una implementación eficiente y acorde a los altos estándares ambientales que exige la Antártica.

El trabajo desarrollado no solo constituye un avance concreto hacia la transformación energética de la Base Profesor Julio Escudero, sino que también representa una oportunidad para que Chile lidere, a través de soluciones innovadoras y sostenibles, el desafío global de proveer energía limpia en territorios aislados y de alta sensibilidad ambiental.

## 9 Appendix

### Appendix A Potencias nominales equipos existentes en laboratorio Base Julio Escudero

**Tabla 9-1** Inventario de equipos en el laboratorio de la Base Julio Escudero<sup>50</sup>

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Potencia nominal unitaria [kW] <sup>51</sup>	Potencia total [kW]
Magnetic Stirrer	Thermolyne	546720-26, S-4670-26	2	0.036	0.072
Magnetic stirrer with heating	Wisd	MSH20A	3	0.6	1.8
Vortex shaker	Thermolyne	M-16710-12-26	3	0.069	0.207
Autoclave	Labtech	Lac-5040S	1	2	2
Analytical balance	Adam Equipment	ADA 120LE	1	0.0048	0.0048
Analytical balance	Radwag	A5220C/2	1	0.003	0.003
Precision scale	Sartorius	PT 120	1	0.0005	0.0005
Precision scale	Precisa	300C	1	0.001	0.001
Digital water bath	Labtech	LWD122D	2	1.4	2.8
Digital dry bath	Major Science	MD02N	2	0.05	0.1
Horizontal electrophoresis chamber	CBS Scientific	MGU-402T	1	0.015	0.015
Vertical electrophoresis chamber	CBS Scientific	MGV-202	1	0.03	0.03
Laminar flow hood	ESCO	PCR 3 A1	1	0.135	0.135
Laminar flow hood	FASTER	S/N	1	1.4	1.4
Table centrifuge	Wisd	CF10	1	0.09	0.09
Table centrifuge	Sartorius (refrigerada)	2-16PK	1	0.34	0.34
Table centrifuge	Sorvall	MC-12V	1	0.396	0.396
Refrigeration equipment	Whirlpool	350 No Frost	1	0.25	0.25
Refrigeration equipment	Whirlpool	WvG25	1	0.25	0.25
Refrigeration equipment	Whirlpool	wrm30drdwc	1	0.25	0.25
Refrigeration equipment	ND-ZERO	BD/C-300	1	0.25	0.25
Ultrafreezers (-80)	Haier	DW-86L628	1	1.2	1.2
Ultrafreezers (-80)	Daihan	WUF-80	1	0.25	0.25
Water Distiller	Pobel	M700700	1	2.8	2.8
Spectrophotometer	Shimatzu	UV mini 1240	1	0.16	0.16
Drying ovens and incubators	Labtech	Lwb122D	1	1.4	1.4

<sup>50</sup> Inventario de equipos en el laboratorio de la Base Escudero, provisto por INACH en 2022 para el desarrollo del estudio “Asesoría para estudiar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de transformación y transición energética, que promueva el uso de hidrógeno verde, en la Base Profesor Julio Escudero ubicada en la Antártica chilena”.

<sup>51</sup> Potencias nominales obtenidas desde las fichas de especificaciones técnicas de cada equipo o de supuestos conservadores en caso de no estar disponibles. Supuestos y fuentes de información respecto a las potencias asumidas están disponibles a ser compartidas a pedido.

<b>Equipo</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia nominal unitaria [kW]<sup>64</sup></b>	<b>Potencia total [kW]</b>
Drying ovens and incubators	Labtech	LDO-060E	1	1.54	1.54
Drying ovens and incubators	Memmert (dryer)	B30	2	0.8	1.6
Drying ovens and incubators	Memmert (incubator)	S/M	1	1	1
Power supply	Major Science	Mp2000P	1	0.3	0.3
Stereo Microscope	Olympus	SZ61TR	1	0.055	0.055
Stereo Microscope	Nikon	SMZ-2T	1	0.01	0.01
Stereo Microscope	Wild Heerbrugg	M3C	1	0.055	0.055
Stereo Microscope	Olympus	SZ-6145TR	1	0.012	0.012
Stereo Microscope	Lupa estereoscópica	0709682	1	0.055	0.055
Microscope	Olympus	CX21FS	1	0.02	0.02
Microscope	Olympus	CX31TR	1	0.03	0.03
Microscope	Nikon	Eclipse E100	1	0.033	0.033
pHmeter	Denver Instrument	UB-10	2	0.0012	0.0024
pHmeter	Hanna Instrument	HI 5522	1	0.0096	0.0096
UV Trans Sidelighty	Vilber Lourmat	ECX20M	1	0.04	0.04
Hand scale	Pesola	10kg	1	0	0
Hand scale	Spring	1kg	2	0	0
Hand scale	Pesola	1kg	1	0	0
Hand scale	Pesola	300g	1	0	0
Hand scale	Pesola	500g	1	0	0
Hand scale	Pesola	100g	3	0	0
Loupe tweezers	N/B	N/M	1	0	0
Digital camera (adaptable to stereo-microscope Olympus)	Microimaging	CO-5	1	0.0025	0.0025
Bomba Vacío	WELCH	2522C-02 A	1	0.299	0.299
Microscopio	LEICA	DM500 RH	1	0.005	0.005
lupa estereoscópica trinocular con cámara digital	LEICA	S6 D	1	0.05	0.05
				<b>Suma Potencia Total [kW]</b>	<b>21.3</b>

**Tabla 9-2** Inventario de equipos en el laboratorio de la Base Julio Escudero actualizado en mayo de 2025<sup>52</sup>

Laboratorio	Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Potencia nominal unitaria [kW] <sup>53</sup>	Potencia total [kW]
LABORATORIO DE MICROBIOLOGÍA	Lavadero	N/A	N/A	1	0	0
LABORATORIO DE BIOLOGÍA MOLECULAR	Magnetic Stirrer	Thermolyne	546720-26, S-4670-26	2	0.036	0.072
	Digital dry bath	Major Science	MD02N	2	0.05	0.1
	Magnetic Stirrer	BIBBY	CB162	2	0.55	1.1
	Magnetic stirrer with heating	Wisd	MSH20A	2	0.6	1.2
	Vortex shaker	VISION SCIENTIFIC	KMC1300V	2	0.02	0.04
	Precision scale	Sartorius	PT 120	1	0.0005	0.0005
	Drying ovens and incubators	Labtech	LDO-060E	2	1.54	3.08
	Microondas	M&S	ETERNAL/MOD-410	1	1	1
	Autoclave	Labtech	Lac-5040S	1	2	2
	Analytical balance	Radwag	A5220C/2	2	0.003	0.006
	Vortex shaker	Thermolyne	M-16710-12-26	3	0.069	0.207
	Analytical balance	Adam Equipment	ADA 120LE	1	0.0048	0.0048
	Digital water bath	Labtech	LWD122D	2	1.4	2.8
	UV Trans Sidelight	Vilber Lourmat	ECX20M	1	0.04	0.04
	Power supply	Major Science	Mp2000P	1	0.3	0.3
	Spectrophotometer	Shimatzu	UV mini 1240	1	0.16	0.16
	Table centrifuge	Sartorius (refrigerada)	2-16PK	1	0.34	0.34
	Precision scale	Precisa	300C	1	0.001	0.001
	Horizontal electrophoresis chamber	CBS Scientific	MGU-402T	1	0.015	0.015
	Vertical electrophore	CBS Scientific	MGV-202	1	0.03	0.03

<sup>52</sup> <https://www.inach.cl/wp-content/uploads/2025/05/Catalogo-laboratorio-Escudero-ECA-2025.pdf><sup>53</sup> Potencias nominales obtenidas desde las fichas de especificaciones técnicas de cada equipo o de supuestos conservadores en caso de no estar disponibles. Supuestos y fuentes de información respecto a las potencias asumidas están disponibles a ser compartidas a pedido.

Laboratorio	Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Potencia nominal unitaria [kW] <sup>53</sup>	Potencia total [kW]
	resis chamber					
	Refrigeration equipment	Whirlpool	WvG25	1	0.25	0.25
	pHmeter	Denver Instrument	UB-10	2	0.0012	0.0024
	pHmeter	Hanna Instrument	HI 5522	1	0.0096	0.0096
	DESIONIZADOR DE AGUA/ PURIFICADOR DE AGUA	Elga	PURELAB OPTION/ OR007BPM 1	1	0.11	0.11
	Laminar flow hood	ESCO	PCR 3 A1	1	0.135	0.135
	Stereo Microscop e	Olympus	SZ61TR	1	0.055	0.055
	Stereo Microscop e	Nikon	SMZ-2T	1	0.01	0.01
	Stereo Microscop e	Wild Heerbrugg	M3C	1	0.055	0.055
	Stereo Microscop e	Olympus	SZ-6145TR	1	0.012	0.012
	lupa estereoscó pica trinocular con cámara digital	LEICA	S6 D	1	0.05	0.05
	Microscop e	Olympus	CX21FS	1	0.02	0.02
	Microscop e	Olympus	CX31TR	1	0.03	0.03
	Microscop e	Nikon	Eclipse E100	1	0.033	0.033
LABORATORIO MULTIPROPÓSITO	Bomba Vacío	WELCH	2522C-02 A	1	0.299	0.299
	GABINETE DE BIOSEGURIDAD	ESCO	CLASS II BSC/ AC2-4E8	1	0.167	0.167
	Refrigeration equipment	MADEMSA	HYE69YK	1	0.25	0.25
	Refrigeration equipment	CONSUL	RU08D	1	0.25	0.25

Laboratorio	Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Potencia nominal unitaria [kW] <sup>53</sup>	Potencia total [kW]
	CONGELADOR -20 VERTICAL	DAEWOO	FF310	1	0.25	0.25
LABORATORIO HÚMEDO	Stereo Microscopio	Lupa estereoscópica	0709682	1	0.055	0.055
	Analytical balance	Adam Equipment	ADA 120LE	1	0.0048	0.0048
SALA DE CONGELADORES	LIOFILIZADOR	LIOTOP	K108	1	1.8	1.8
	Ultrafreezers (-80)	Haier	DW-86L628	1	1.2	1.2
	Ultrafreezers (-80)	Daihan	WUF-80	1	0.25	0.25
	VISICOOLER	MELNG/ REVEL INSTRUMENTS	YC-395L	2	0.259	0.518
	-20 HORIZONTAL	DAEWOO	FF-250H	1	0.25	0.25
	Drying ovens and incubators	BINDER	FP400	1	3.4	3.4
PASILLO ZÓCALO	Drying ovens and incubators	Memmert (dryer)	B30	1	0.8	0.8
<b>Suma Potencia Total [kW]</b>						<b>22.8</b>

Appendix B Ficha técnica generadores diésel en Base Eduardo Frei



## Especificaciones Del Producto Para C18

### Clasificación De Potencia

Potencia máxima	597 kW
Par máximo	3710 Nm a 1.500 rpm
Velocidad nominal	1800-2000
Potencia mínima	429 kW

### Normas De Emisiones

Emisiones	Stage V de la Unión Europea
-----------	-----------------------------

### Generalidades

Configuración del motor	6 cilindros en línea
Calibre	145 mm
Carrera	183 mm
Cilindrada	18.1 L
Relación de compresión	16.0:1
Aspiración	Posenfriamiento turboalimentado (TA) o serie de posenfriamiento turboalimentado (TTA)
Sistema de combustión	Inyección directa
Rotación desde el extremo del volante	Hacia la izquierda
Postratamiento	DOC o DOC+DPF+SCR

### Dimensiones Del Motor: Aproximadas

<b>Longitud</b>	1438 mm
-----------------	---------

<b>Ancho</b>	1132 mm
--------------	---------

<b>Altura</b>	1356 mm
---------------	---------

<b>Peso neto seco - Motor de funcionamiento básico sin accesorios opcionales</b>	1717 kg
--	---------

## Dimensiones De Postratamiento

<b>Longitud</b>	1153 mm
-----------------	---------

<b>Ancho</b>	1112 mm
--------------	---------

<b>Altura</b>	652 mm
---------------	--------

<b>Peso</b>	272 kg
-------------	--------

## Dimensiones De Postratamiento\*

<b>Diámetro</b>	356 mm
-----------------	--------

## Dimensiones PETU - Solo Tier 4 Final

<b>Longitud</b>	854 mm
-----------------	--------

<b>Ancho</b>	287 mm
--------------	--------

<b>Altura</b>	551 mm
---------------	--------

<b>Peso</b>	19.4 kg
-------------	---------

<b>Capacidad de volumen</b>	48.4 L
-----------------------------	--------

## C18 Equipos Estándar

### Sistema De Admisión De Aire

Turbocompresión

Posenfriamiento aire a aire

Sistema turbocargado de montaje intermedio con configuraciones de escape delantero y trasero (Tier 4 Final, Stage V)

## **Sistema De Control**

Sistema de control electrónico  
Mazo de cables sobre la espuma  
Compensación automática por altitud  
Potencia compensada por la temperatura del combustible  
Control remoto del ventilador  
Características de software configurables  
Transmisión y control del sistema monitor del motor SAE J1939  
Unidad de control electrónico integrado (ECU)

## **Sistema De Enfriamiento**

Termostatos y cajas, toma vertical  
Bomba de agua centrífuga  
La guía sobre el diseño del sistema de enfriamiento se encuentra disponible por medio de su distribuidor para garantizar la confiabilidad del equipo.

## **Volante Y Caja Del Volante**

Opción de la caja del volante SAE No. 0 o SAE No. 1  
Toma de fuerza SAE No. 1 disponible con impulsores de toma de fuerzas SAE A, SAE B o SAE C opcionales.  
La potencia del motor también se puede tomar de la parte delantera del motor con accesorios opcionales (Tier 4 final, Stage V)

## **Sistema De Combustible**

Inyección MEUI  
Filtro de combustible primario  
Filtros de combustible secundarios  
Bomba de transferencia de combustible  
Cebado electrónico de combustible

## **Sistema De Lubricación**

Sistema de ventilación abierta de cárter  
Enfriador de aceite  
Tubo de llenado de aceite  
Filtro de aceite de lubricación  
Varilla de medición del aceite  
Bomba de aceite impulsada por engranajes  
Elección de sumideros frontales, traseros o centrales.  
Sistema de ventilación abierta de cárter con eliminación de gases (sistema de filtro OCV opcional) (Tier 4 Final, Stage V)

## **Toma De Fuerza (PTO)**

Impulsores de la toma de fuerza (PTO) SAE A, SAE B o SAE C. La potencia del motor también se puede tomar de la parte delantera del motor en algunas aplicaciones.

## **Generalidades**

Pintura: Amarillo Caterpillar, con colores opcionales disponibles a pedido

## **Equipo De Control De Emisiones Limpias O Postratamiento Tier 4 Final De La EPA De EE.UU., Stage V De La Unión Europea.**

La información del postratamiento se aplica a los índices de 429 a 522 kW (575-700 bhp)

Sistema de Recuperación CAT

Módulo de emisiones limpias (CEM) compuesto por el filtro de partículas diésel (DPF) y el catalizador de oxidación para combustible diésel (DOC)

Unidad de control electrónico postratamiento (ECU)

Sistema de reducción de NOx (NRS)

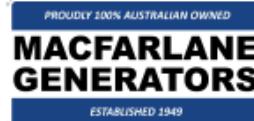
Unidad de control electrónico de la bomba (PETU)

Reducción catalítica selectiva (SCR)

Disponible en los sistemas de 12 V y 24 V.

**Appendix C Ficha técnica generadores diésel en Base Julio Escudero**

**Generator set data sheet**



**Model:** C90 D5 (6B)  
**Frequency:** 50  
**Fuel type:** Diesel

Spec sheet:	SS28-CPGK
Noise data sheet (open/enclosed):	ND50-CS550
Airflow data sheet:	AF50-550
Derate data sheet (open/enclosed):	TBD
Transient data sheet:	TD50-550

<b>Fuel consumption</b>	Standby				Prime			
	kVA (kW)				kVA (kW)			
Ratings	90 (72)				82 (65.6)			
Load	1/4	1/2	3/4	Full	1/4	1/2	3/4	Full
gph	1.4	2.5	3.8	5.2	1.3	2.3	3.4	4.7
L/hr	6.2	11.5	17.1	23.6	5.7	10.3	15.4	21.2

<b>Engine</b>	Standby rating	Prime rating
Engine manufacturer	Cummins	
Engine model	6BTA5.9 G5	
Configuration	Inline 6-Cylinder diesel	
Aspiration	Turbocharged and after-cooled	
Gross engine power output, kWm	102	93
BMEP at set rated load, kPa	1386	1285
Bore, mm	102	
Stroke, mm	120	
Rated speed, rpm	1500	
Piston speed, m/s	6	
Compression ratio	17.6:1	
Lube oil capacity, L	16.4	
Overspeed limit, rpm	1800	
Regenerative power, kW	6.545454545	
Governor type	Electronic	
Starting voltage	12 Volts DC	

**Fuel flow**

Maximum fuel flow, L/hr	45
Maximum fuel inlet restriction, mm Hg	8
Maximum fuel inlet temperature, (°C)	71

[www.macfarlanegenerators.com.au](http://www.macfarlanegenerators.com.au)

Air	Standby rating	Prime rating
Combustion air, m <sup>3</sup> /min	131.00	120.00
Maximum air cleaner restriction, kPa	6	

#### Exhaust

Exhaust gas flow at set rated load, m <sup>3</sup> /min	21.4	19.5
Exhaust gas temperature, °C	540	533
Maximum exhaust back pressure, kPa	10.5	

#### Standard set-mounted radiator cooling

Ambient design, °C	54
Fan load, kW <sub>m</sub>	5.60992
Coolant capacity (with radiator), L	19.75
Cooling system air flow, m <sup>3</sup> /sec @ 12.7mm H <sub>2</sub> O	3.44
Total heat rejection, BTU/min	9259
Maximum cooling air flow static restriction, mm H <sub>2</sub> O	12.7

#### Weights\*

	Open	Enclosed
Unit dry weight, kgs	1244	1944
Unit wet weight, kgs	1555	2255

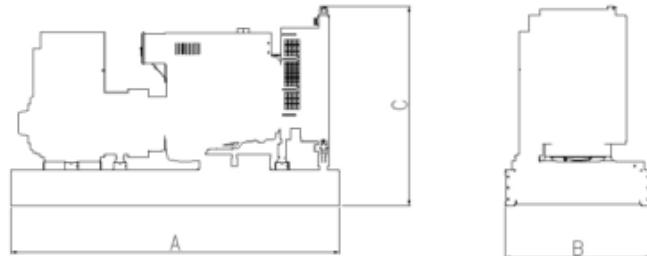
\* Weights represent a set with standard features. See outline drawing for weights of other configurations.

#### Dimensions

Dimensions	Length	Width	Height
Standard open set dimensions	2268	1094	1576
Enclosed set standard dimensions	3151	1142	1714

#### Genset outline

##### Open set



##### Enclosed set



Outlines are for illustrative purposes only. Please refer to the genset outline drawing for an exact representation of this model.

#### Alternator data

Connection <sup>1</sup>	Temp rise °C	Duty <sup>2</sup>	Alternator	Voltage
Wye, 3 phase	163/125	S/P	UCI224G	380-415

#### Ratings definitions

Emergency Standby Power (ESP):	Limited-Time running Power (LTP):	Prime Power (PRP):	Base load (Continuous) Power (COP):
Applicable for supplying power to varying electrical load for the duration of power interruption of a reliable utility source. Emergency Standby Power (ESP) is in accordance with ISO 8528. Fuel Stop power in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.	Applicable for supplying power to a constant electrical load for limited hours. Limited-Time Running Power (LTP) is in accordance with ISO 8528.	Applicable for supplying power to varying electrical load for unlimited hours. Prime Power (PRP) is in accordance with ISO 8528. Ten percent overload capability is available in accordance with ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.	Applicable for supplying power continuously to a constant electrical load for unlimited hours. Continuous Power (COP) in accordance with ISO 8528, ISO 3046, AS 2789, DIN 6271 and BS 5514.

#### Formulas for calculating full load currents:

Three phase output

$$\frac{\text{kW} \times 1000}{\text{Voltage} \times 1.73 \times 0.8}$$

Single phase output

$$\frac{\text{kW} \times \text{Single Phase Factor} \times 1000}{\text{Voltage}}$$

For more information contact your local Cummins distributor or visit [power.cummins.com](http://power.cummins.com)



Our energy working for you.<sup>™</sup>

©2017 Cummins Inc. All rights reserved. Cummins is a registered trademark of Cummins Inc. PowerCommand, AmpSentry, InPower and "Our energy working for you." are trademarks of Cummins Inc. Other company, product, or service names may be trademarks or service marks of others. Specifications are subject to change without notice. D6380-CPGK (10/17)

Proudly 100% AUSTRALIAN OWNED

**MACFARLANE  
GENERATORS**

ESTABLISHED 1949

**VICTORIA (HEAD OFFICE)** REC: 691  
136 Fairbank Road, Clayton South, VIC 3169 Ph: 03 9544 4222 Fax: 03 9543 7138

**NEW SOUTH WALES BRANCH** REC: 261624C  
1 St. James Place, Seven Hills, NSW 2147 Ph: 02 8899 6699 Fax: 02 8899 8048

**QUEENSLAND BRANCH** REC: 72635  
31 South Pine Road, Brendale, QLD 4500 Ph: 07 3205 6333 Fax: 07 3205 6344

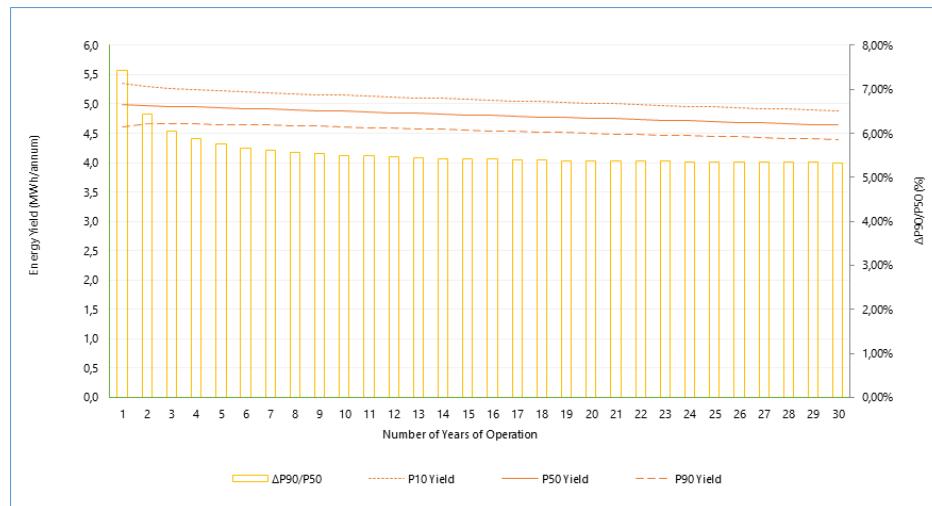
PO Box 5176, Clayton, VIC 3168 [www.macfarlanegenerators.com.au](http://www.macfarlanegenerators.com.au) info@maogen.com  
Macfarlane Generators PTY LTD. ACN 006 849 074 ABN 74 006 849 074

**Appendix D Evaluación del recurso solar Parámetros de irradiación**

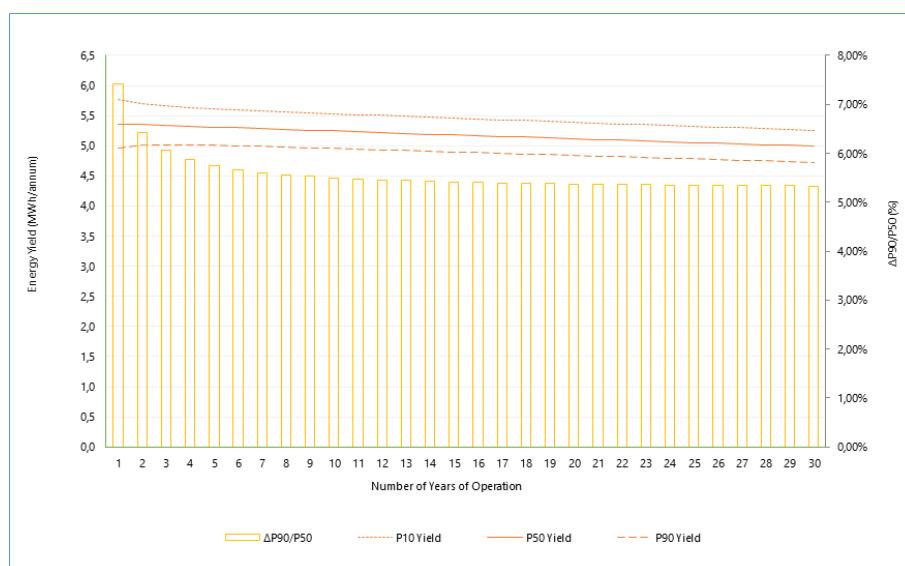
<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
Irradiación horizontal global (GHI)	La GHI es la energía solar total recibida en una unidad de superficie horizontal. Incluye la energía solar recibida en un haz directo (irradiación directa normal) y la procedente de la radiación dispersada por la atmósfera que llega desde todas las direcciones del cielo (irradiación difusa).
Irradiación Normal Directa (DNI)	La DNI es la energía solar total recibida en una unidad de superficie orientada directamente hacia el sol. La irradiación directa normal es útil para las instalaciones solares que siguen la trayectoria del sol.
Irradiación horizontal difusa (DHI)	La DHI es la energía recibida de la radiación dispersada por la atmósfera que llega desde todas las direcciones del cielo en una unidad de superficie horizontal. Los valores de DHI dependen en gran medida de las condiciones meteorológicas y de la claridad del aire.
Irradiación global inclinada (GTI)	En el hemisferio sur, una superficie inclinada en ángulo hacia el norte recibe una irradiación global anual total superior a la del plano horizontal. La cantidad de irradiación recibida es cuantificada en cada ángulo de inclinación por el GTI e incluye la irradiación directa y difusa junto con la irradiación reflejada en el suelo. El ángulo de inclinación óptimo varía principalmente con la latitud y también puede depender de los patrones climáticos locales y de las configuraciones de disposición del proyecto.
Albedo	Los módulos inclinados también se benefician de la irradiación reflejada desde el suelo, que depende de la reflectancia o albedo del suelo. El albedo o reflectancia del suelo depende en gran medida del lugar, ya que las cubiertas de hierba típicas dan un albedo de aproximadamente 0,2 y la nieve fresca un albedo de aproximadamente 0,8, lo que significa respectivamente que se refleja el 20% y el 80% de la irradiación.
Irradiación horizontal reflejada (RHI)	La RHI es la energía solar total recibida debido a la reflexión de la irradiación desde el suelo sobre una unidad de superficie horizontal orientada hacia abajo. Es un producto de los componentes de la irradiación y el albedo.

## Appendix E Rendimiento energético y probabilidad de excedencia

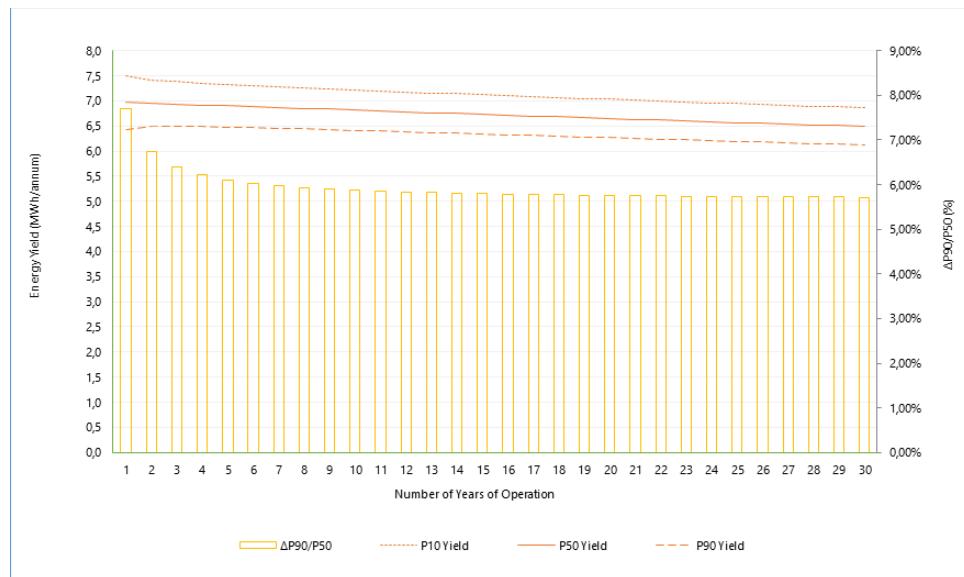
**Figura 9-1** Rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, monofacial en el área inicial



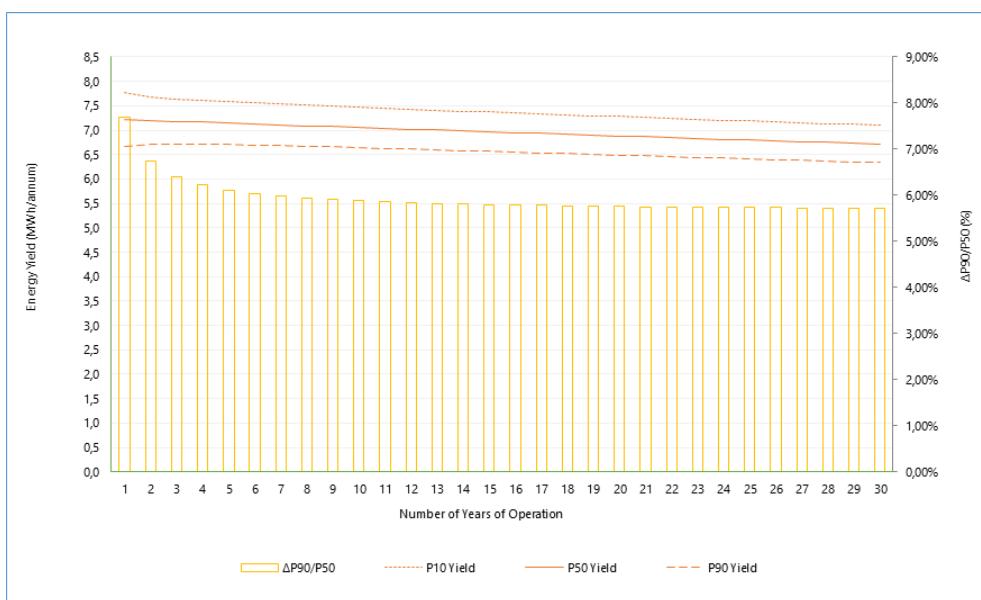
**Figura 9-2** Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, monofacial en el área alternativa 1



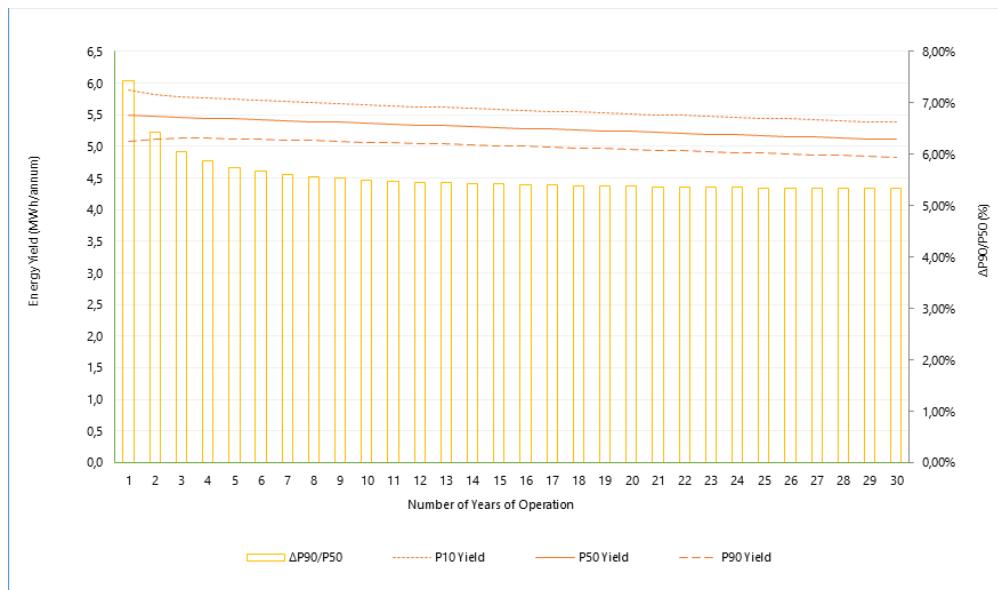
**Figura 9-3** Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, bifacial en el área alternativa 1



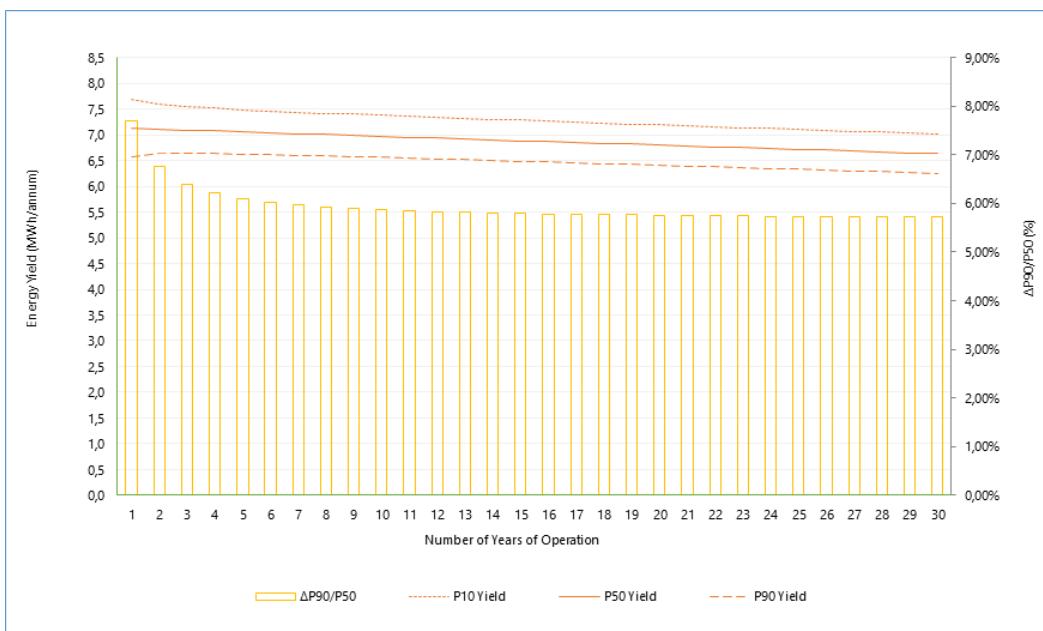
**Figura 9-4** Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija y recorte bajo, bifacial en el área alternativa 1



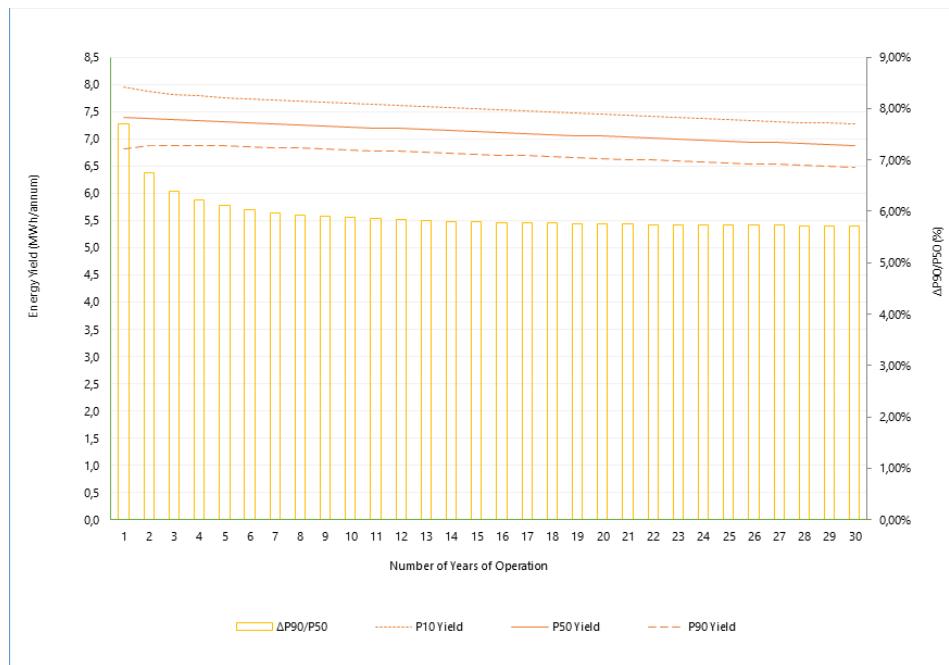
**Figura 9-5** Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, monofacial en el área alternativa 2



**Figura 9-6** Previsión de rendimiento medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija, bifacial en el área alternativa 2

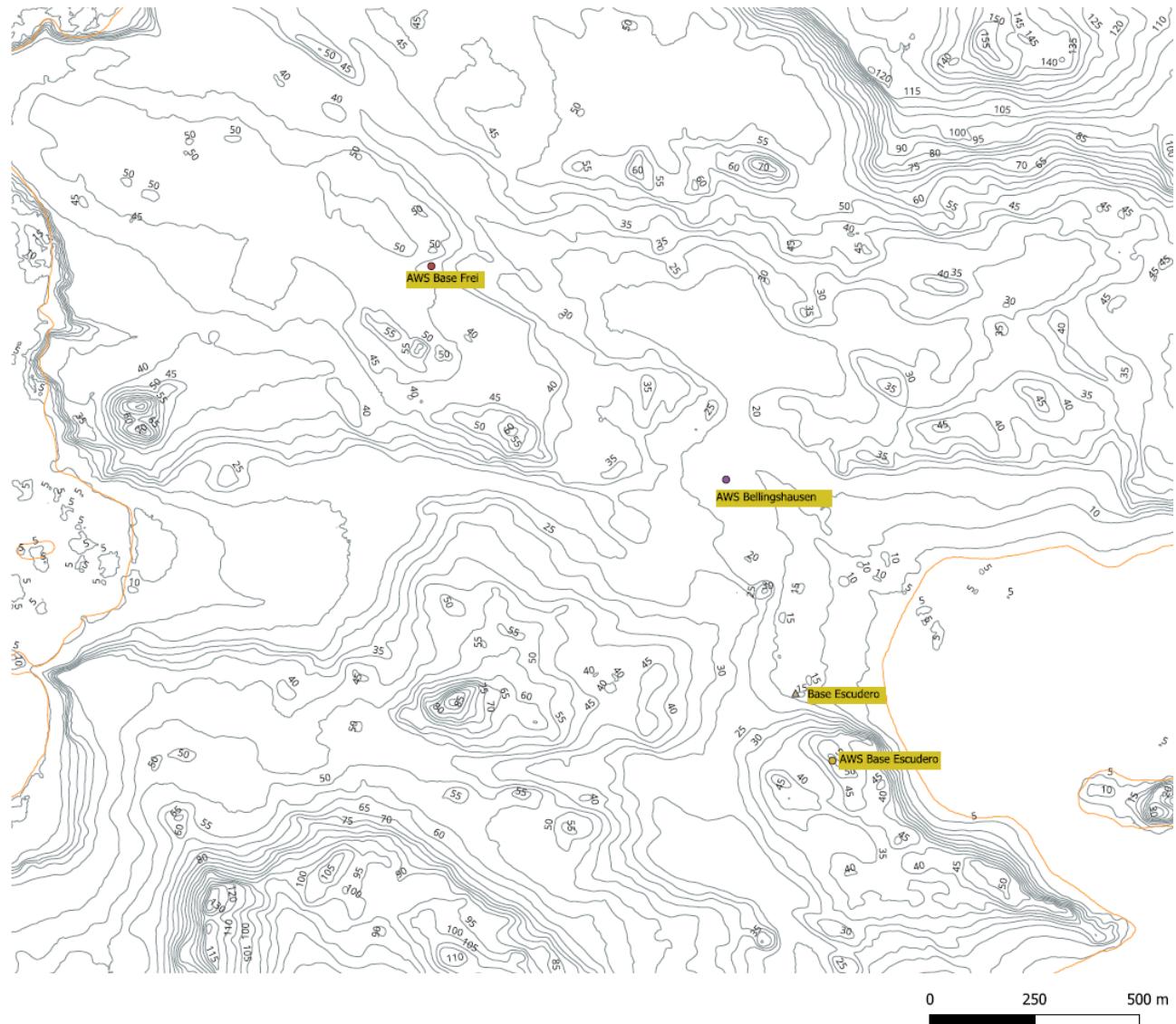


**Figura 9-7** Previsión de rendimiento energético medio acumulado y valores P90/P50 para módulo de inclinación fija y recorte bajo, bifacial en el área alternativa 2



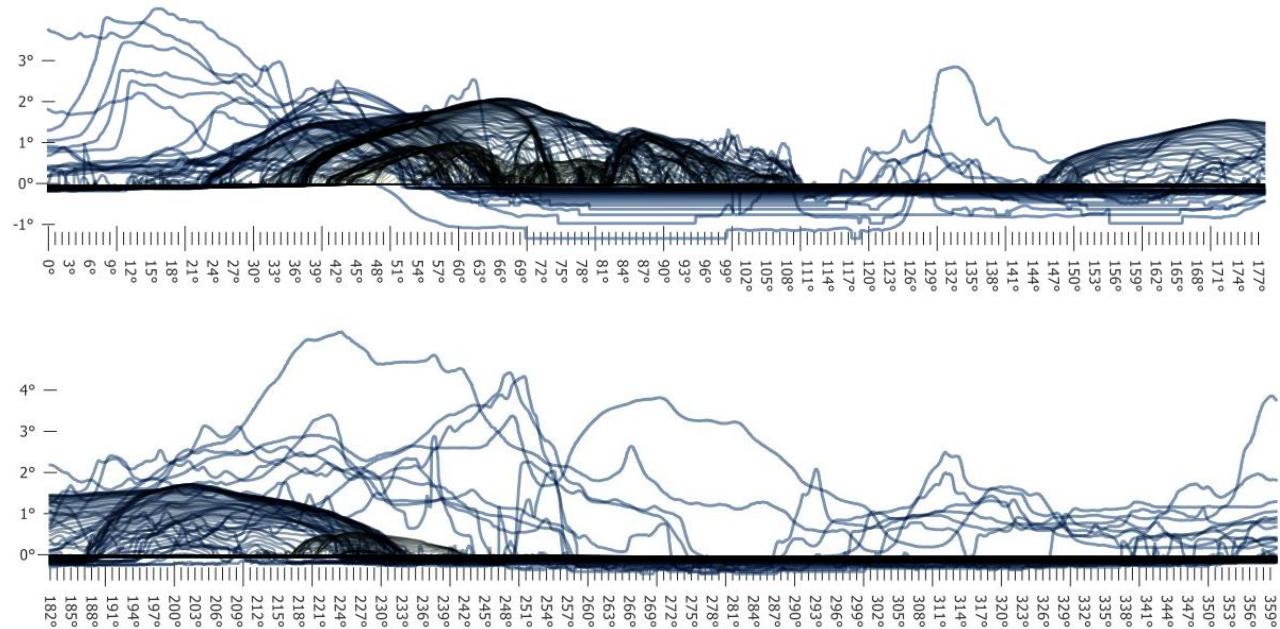
## Appendix F Topografía de la cercanía de la Base Julio Escudero

Figura 9-8 Mapa de elevación de la cercanía de la Base Julio Escudero<sup>54</sup>

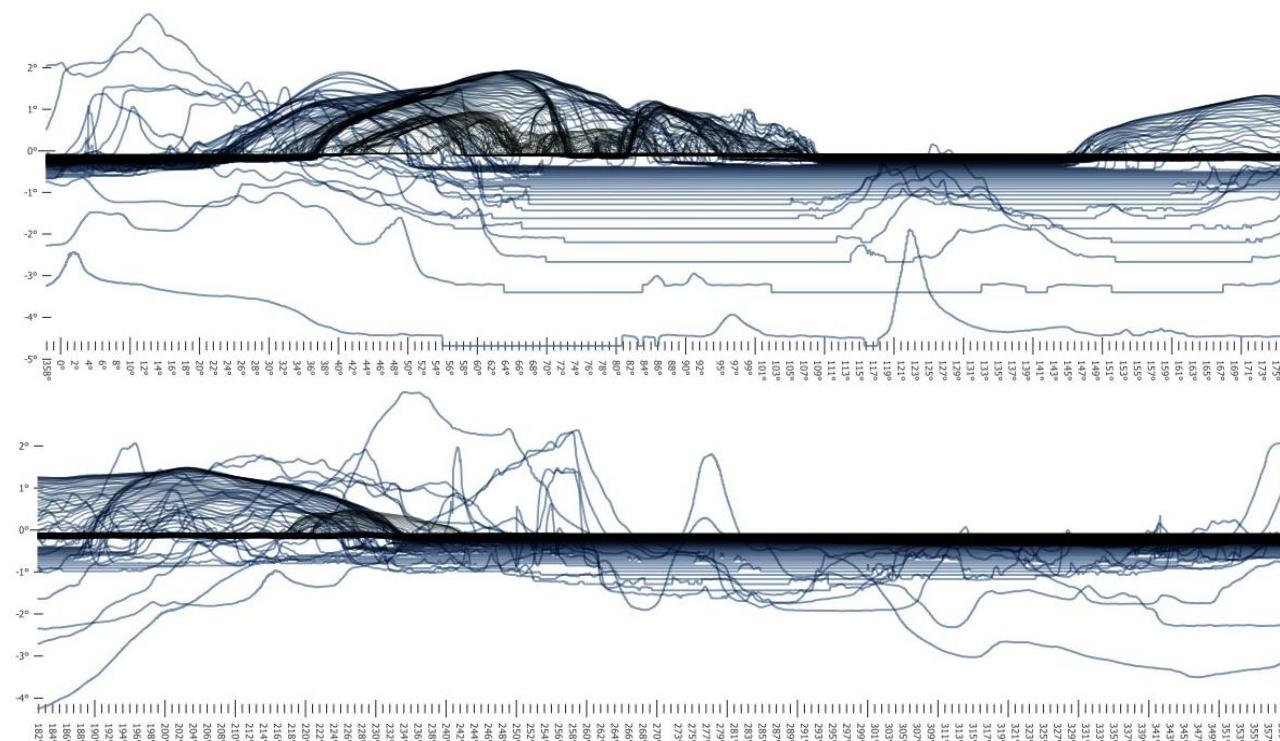


<sup>54</sup> Obtenido del mapa DEM de <https://rema.apps.pgc.umn.edu/>

**Figura 9-9 Perfil de elevación desde área alternativa 1 y área inicial<sup>55</sup>**



**Figura 9-10 Perfil de elevación desde área alternativa 2<sup>56</sup>**



<sup>55</sup> Obtenido por método DEM slicing, con un horizonte de vista de aproximadamente 20 km.

<sup>56</sup> Obtenido por método DEM slicing, con un horizonte de vista de aproximadamente 20 km.

## Appendix G Fichas técnicas de equipamiento indicativo planta solar

Figura 9-11 Módulos monofaciales indicativos utilizados para análisis solar

Mono Multi Solutions



**VERTEX**  
BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

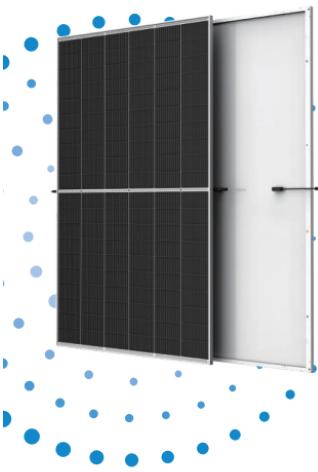
PRODUCT: TSM-DE20  
PRODUCT RANGE: 585-605W

---

605W
0~+5W
21.4%

MAXIMUM POWER OUTPUT      POSITIVE POWER TOLERANCE      MAXIMUM EFFICIENCY

---



- High customer value**
  - Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
  - Lowest guaranteed first year and annual degradation
  - Designed for compatibility with existing mainstream system components
- High power up to 605W**
  - Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
  - Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- High reliability**
  - Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
  - Ensured PID resistance through cell process and module material control
  - Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand
  - Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- High energy yield**
  - Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
  - The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
  - Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

**Trina Solar's Backsheet Performance Warranty**



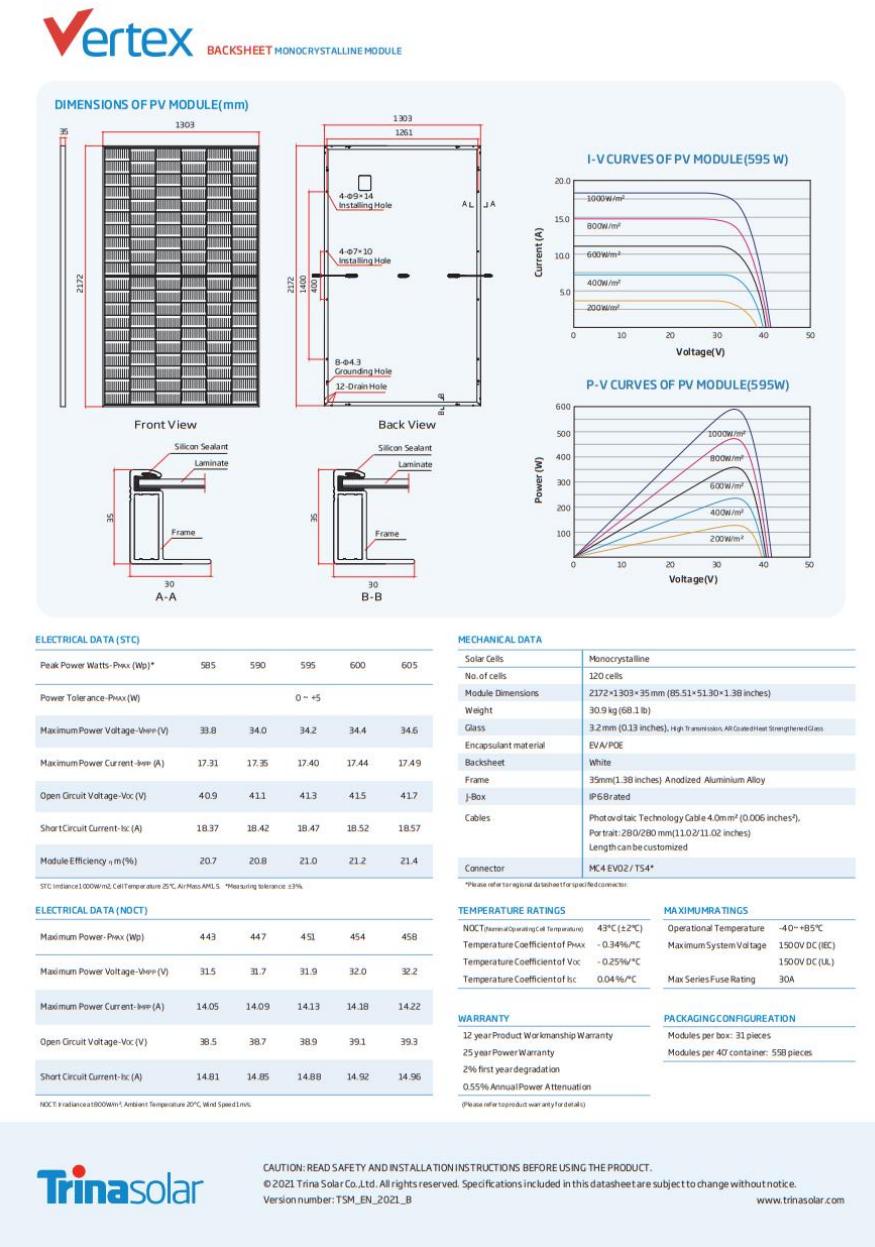
Years	Guaranteed Power (%)
0	98.0%
25	84.8%

**Comprehensive Products and System Certificates**



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
ISO 9001: Quality Management System  
ISO14001: Environmental Management System  
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System





**Figura 9-12** Módulos bifaciales indicativos utilizados para análisis solar

**Vertex N**  
BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE  
**605W** MAXIMUM POWER OUTPUT    **0~+5W** POSITIVE POWER TOLERANCE    **22.4%** MAXIMUM EFFICIENCY  
PRODUCT: TSM-NEG19RC.20  
POWER RANGE: 580-605W

High customer value																
<ul style="list-style-type: none"> <li>Lower LCOE (Leveled Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time</li> <li>Lowest guaranteed first year and annual degradation;</li> <li>Designed for compatibility with existing mainstream system components</li> <li>Higher return on Investment</li> </ul>																
High power up to 605W																
<ul style="list-style-type: none"> <li>Up to 22.4% module efficiency with high density interconnect technology</li> <li>Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection</li> </ul>																
High reliability																
<ul style="list-style-type: none"> <li>Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology</li> <li>Ensured PID resistance through cell process and module material control</li> <li>Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas</li> <li>Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load</li> </ul>																
High energy yield																
<ul style="list-style-type: none"> <li>Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications</li> <li>The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions</li> <li>Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature</li> <li>Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo</li> </ul>																
Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty																
<table border="1"> <caption>Data points estimated from the Trina Solar performance warranty graph</caption> <thead> <tr> <th>Years</th> <th>Guaranteed Power (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>100.0</td></tr> <tr><td>5</td><td>99.0</td></tr> <tr><td>10</td><td>98.5</td></tr> <tr><td>15</td><td>98.0</td></tr> <tr><td>20</td><td>97.5</td></tr> <tr><td>25</td><td>97.0</td></tr> <tr><td>30</td><td>87.4</td></tr> </tbody> </table>	Years	Guaranteed Power (%)	0	100.0	5	99.0	10	98.5	15	98.0	20	97.5	25	97.0	30	87.4
Years	Guaranteed Power (%)															
0	100.0															
5	99.0															
10	98.5															
15	98.0															
20	97.5															
25	97.0															
30	87.4															

Comprehensive Products and System Certificates

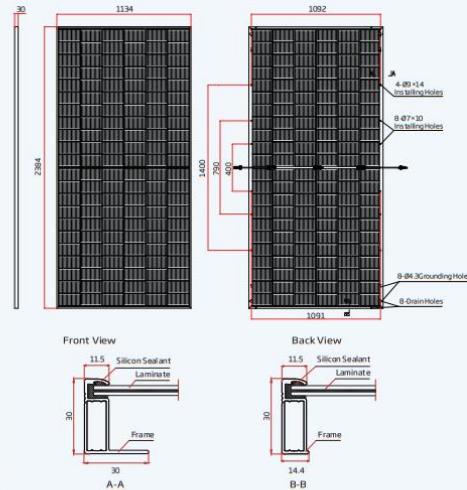
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

**TrinaSolar**

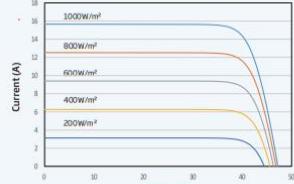


BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

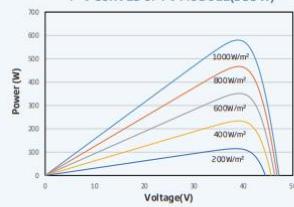
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	580	585	590	595	600	605
Power Tolerance-Pmax (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current-Imp (A)	14.79	14.82	14.86	14.89	14.91	14.94
Open Circuit Voltage-Voc (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current-Isc (A)	15.65	15.68	15.72	15.76	15.80	15.83
Module Efficiency (m%)	21.5	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4
STC Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5, *Measuring Tolerance ±3%						
<b>Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% irradiance ratio)</b>						
Total Equivalent power-Pmax (Wp)	626	636	637	643	648	653
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	39.2	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5
Maximum Power Current-Imp (A)	15.97	16.01	16.05	16.08	16.10	16.14
Open Circuit Voltage-Voc (V)	47.2	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7
Short Circuit Current-Isc (A)	16.90	16.93	16.98	17.02	17.06	17.10
Irradiance ratio(rear/front)	10%					
Power Tolerance(0.5%)						
<b>Electrical Data (NOCT)</b>						
Maximum Power-Pmax (Wp)	442	446	450	454	458	461
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	36.8	37.1	37.3	37.6	37.8	38.0
Maximum Power Current-Imp (A)	12.00	12.02	12.05	12.08	12.12	12.14
Open Circuit Voltage-Voc (V)	44.7	45.0	45.3	45.6	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	12.61	12.64	12.67	12.70	12.73	12.76

NOCT: Irradiance 1000W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1134×30 mm(93.86×44.65×1.18 inches)
Weight	33.1kg (72.97lb)
Front Glass	2.0mm (0.08 inches), High Transmittance, Al Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP6 Brated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	M4 EV02 / TS4*

\*Please refer to regional distributor for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOPC(No Optical Power Change Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of Voc	1500V DC (UL)

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 720 pieces

(Please refer to product warranty for details)



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2023 Trina Solar Co.,Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM\_EN\_2023\_PA2

[www.trinasolar.com](http://www.trinasolar.com)

Preliminary

**Figura 9-13** Inversores indicativos utilizados para análisis solar



## SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1

## Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -3KTL-M1	SUN2000 -4KTL-M1	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1	SUN2000 -10KTL-M1
<b>Efficiency</b>						
Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
<b>Input (PV)</b>						
Recommended max. PV power <sup>1</sup>	4,500 Wp	6,000 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp	15,000 Wp
Max. input voltage <sup>2</sup>			1,100 V			
Operating voltage range <sup>3</sup>			140 V ~ 980 V			
Start-up voltage			200 V			
Rated input voltage			600 V			
Max. input current per MPPT			11 A			
Max. short-circuit current			15 A			
Number of MPP trackers			2			
Max. input number per MPP tracker			1			
<b>Input (DC Battery)</b>						
Compatible Battery			HUAWEI Smart String ESS 5kWh ~ 30kWh			
Operating voltage range			600 V ~ 980 V			
Max. operating current			16.7 A			
Max. charge Power			10,000 W			
Max. discharge Power	3,300 W	4,400 W	5,500 W	6,600 W	8,800 W	10,000 W
<b>Output (On Grid)</b>						
Grid connection			Three-phase			
Rated output power	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. apparent power	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA
Rated output voltage			220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE			
Rated AC grid frequency			50 Hz / 60 Hz			
Max. output current	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable power factor			0.8 leading ... 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion			≤ 3 %			
<b>Output (Off Grid)</b>						
Backup Box			Backup Box - B1			
Maximum apparent power	3,000 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA	3,300 VA
Rated output voltage			220 V / 230 V			
Maximum output current	13.6 A	15 A	15 A	15 A	15 A	15 A
Power factor range			0.8 leading ... 0.8 lagging			
<b>Features &amp; Protections</b>						
Input-side disconnection device			Yes			
Anti-islanding protection			Yes			
DC reverse polarity protection			Yes			
Insulation monitoring			Yes			
DC surge protection			Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11			
AC surge protection			Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11			
Residual current monitoring			Yes			
AC overcurrent protection			Yes			
AC short-circuit protection			Yes			
AC overvoltage protection			Yes			
Arc fault protection			Yes			
Ripple receiver control			Yes			
Integrated PID recovery <sup>5</sup>			Yes			
Battery reverse charging from grid			Yes			
<b>General Data</b>						
Operating temperature range			-25 ~ +60 °C (-13 °F ~ 140 °F)			
Relative operating humidity			0 %RH ~ 100 %RH			
Max. operating altitude			4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)			
Cooling			Natural convection			
Display			LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App			
Communication			RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)			
Weight (incl. mounting bracket)			17 kg (37.5 lb)			
Dimension (incl. mounting bracket)			525 x 470 x 146.5 mm (20.7 x 18.5 x 5.8 Inch)			
Degree of protection			IP65			
Nighttime Power Consumption			< 5.5 W <sup>6</sup>			
<b>Optimizer Compatibility</b>						
DC MBUS compatible optimizer			SUN2000-450W-P			
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>						
Certificate			EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116			
Grid connection standards			G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TDR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA			

<sup>1</sup> Inverter max input PV power is 20,000 Wp when using strings are designed and fully connected with SUN2000-100W-P power optimizers.  
<sup>2</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.  
<sup>3</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating. <sup>4</sup> C10 / 11: 10,000 VA  
<sup>5</sup> SUN2000-3~10KTL-M1 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include P-type (mono, poly).  
<sup>6</sup> <10 W when PID recovery function is activated.  
 Version No.:04-(20201006)

## Appendix H Fichas técnicas de turbinas eólicas analizadas

Figura 9-14 SD6

PERFORMANCE . EXPERTISE . RELIABILITY

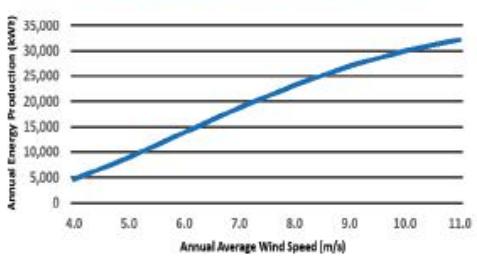


**SD6**

**PRODUCT SPECIFICATION**

Rated Power	5.2kW @ 11m/s
Applications	Agricultural, Domestic, Remote Islands, Utility, Tidal
Solutions	Grid Tied & Battery Charge, 48V, 300V
Architecture	Downwind, 3 Bladed, Self Regulating
Rotor	5.6m Diameter
Blade Material	Glass Thermoplastic Composite
Generator	Brushless Direct Drive Permanent Magnet
Tower Height Options	9m / 15m / 20m TaperFit Monopole - Hydraulic
Tower Specification	Class 1 Rated / Galvanised Steel
Foundation Options	Pad / Root / Rock Anchor
Cut In Speed	2.5m/s
Cut Out Speed	None - Continuous Operation
Survival Wind Speed	Designed to Class 1 (70m/s)
Warranty	5 Years
Cold Climate Options	Available on Request
Colour Options	Light Grey (RAL7035) Black (RAL9005)

**ANNUAL ENERGY PRODUCTION**



Annual Average Wind Speed [m/s]	Annual Energy Production [kWh]
4.0	5,000
5.0	7,500
6.0	10,000
7.0	12,500
8.0	15,000
9.0	17,500
10.0	20,000
11.0	22,500



**SD WIND ENERGY**

Global Head Office  
Wardhead Park, Stewarton  
Ayrshire, Scotland KA3 5LH

+44(0) 1560 486 570  
info@sd-windenergy.com  
sd-windenergy.com

APPROVED PRODUCT





Document: SDMK106

Figura 9-15 SD6+

7

# SD6+

The SD6+ is based on the SD6, using the same design that is modified during our manufacturing process to increase power generation. It is a 6kW turbine that can reach up to 9kW at high wind speeds. The SD6+ is applicable for the same applications as the SD6, but is especially effective at high wind sites.

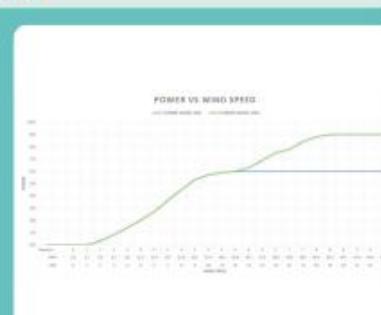


Rated Power	9kW
Cut in Speed	2.5 m/s
Survival Wind Speed	Class 1 (70 m/s)

## APPLICATIONS

Our SD6+ wind turbine has been applied in a variety of settings and is especially effective in **high wind areas** including **Highlands and Islands, Coastal Areas and Remote or Difficult to Access Environments** such as **Mountain Tops and Floating Vessels**.

The SD6+ follows the **same power curve as the SD6** until winds reach 12m/s. The power then increases exponentially to 9kW.



**Stewarton**

### SD6+ Case Study

SD Wind Energy HQ is powered by an SD6+ and SD3 wind turbine. The SD6+ generated **561 kWh** in **September 2023**. Live data collected from our SD6+ helps us monitor our turbines' performance and **renewable energy generation** as we strive towards achieving **Net Zero** by 2045.

Figura 9-16 SD12

8

# SD12

The SD12 is a 12kW rated wind turbine and has been rebranded from the P35-2. The SD12 is our largest turbine offering and can be implemented as an alternative to mains generated electricity for high electricity usage three phase households and commercial applications. The robust design ensures longevity of operation with a lifespan of 25 years +.



Rated Power	12kW
Cut in Speed	3 m/s
Survival Wind Speed	Class 2 (54 m/s)

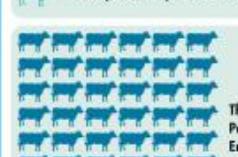
## APPLICATIONS

Our SD12 wind turbine has been applied in a variety of settings and is especially effective in high electricity usage domestic sites and commercial applications such as Dairy Farms, Manufacturing and Research Facilities, Hospitality and Schools, and Local Authorities.

At the UK average wind speed of 4 m/s, our SD12 can generate up to 12,609 kWh annually. With a wind speed of 7.5 m/s, our SD12 can generate up to 50,000 kWh annually.

SD12 Annual Average Generation = 12,600 kWh at 4 m/s Wind Speed

1 Dairy Cow Requires 350 kWh Annually



The SD12 Can Provide Renewable Energy for 36 Dairy Cows Annually.

### SD12 Case Study



Canada

In St. John's in Canada an SD12 turbine provides power for a family run Dairy Farm. Allowing the business to function independently with a low reliance on national grid power, the SD12 lowers business running costs and overall carbon emissions.

Figura 9-17 Gráfico curvas de potencia turbinas SD

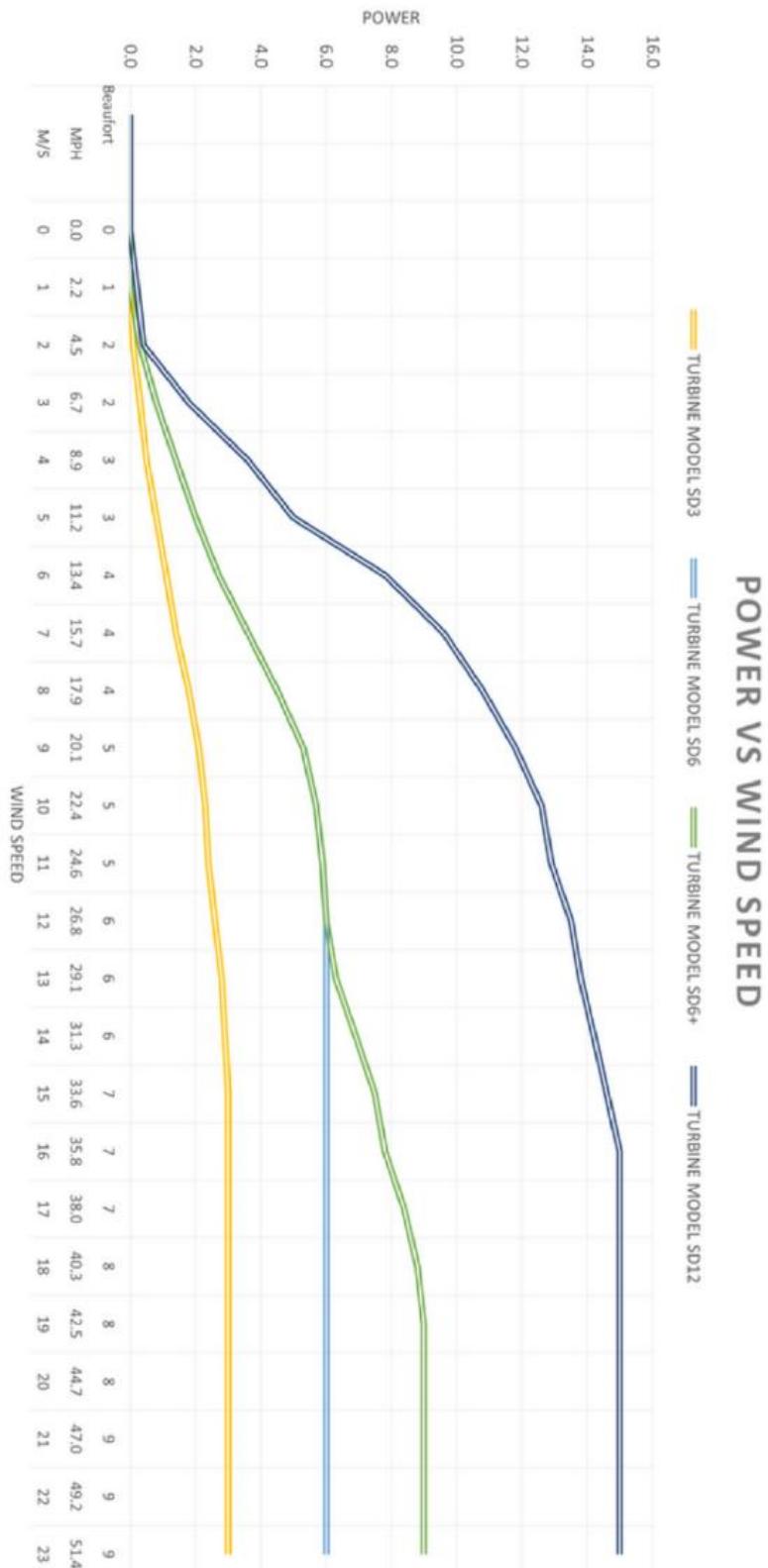


Figura 9-18 RyseEnergy N55 (VAWT)



# Ryse Energy

[www.ryse.energy](http://www.ryse.energy)



## N-55 DATA SHEET

The N-55 is capable of displacing greenhouse gas emissions from 97,000 kg worth of coal burned each year.

GENERATOR	Type	Induction
	Maximum Power	65 kW
	Rated Power	55 kW

ROTOR	Configuration	Vertical Axis
	No. of Blades	3 or 5
	Blade Material	Glass fibre
	Blade Length	14 m
	Rotor Diameter	14 m
	Swept Area	196 m <sup>2</sup>
	Max Rotor Speed	34 rpm
	Pitch/Yaw	Fixed
	Cut-In Speed	3.5 m/s

WIND	Rated Wind Speed	11 m/s
	Cut-Out Speed	25 m/s (Variable)
	Survival Speed	59.5 m/s

WEIGHTS	Hub	8,200 kg
	Rotor Assembly	5,000 kg
	Tower	19,500 kg

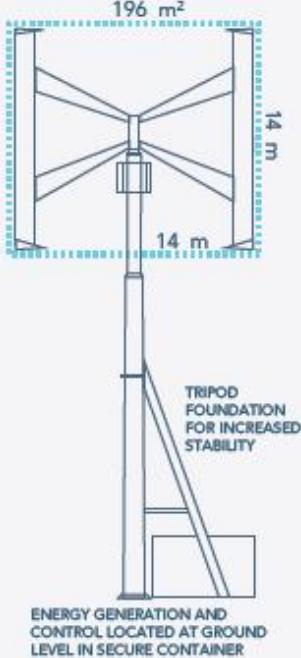
  

TOWERS	Monopole Tripod	23 - 30 m
	Turbine Design Class	IEC 61400-2 Class II
	Temperature Range	-20° to 55°C
	Lifespan & Servicing	20 years, subject to regular maintenance

DESIGN PARAMETERS			
-------------------	--	--	--

### TECHNICAL PROFILE



**196 m<sup>2</sup>**

**14 m**

**14 m**

TRIPOD FOUNDATION FOR INCREASED STABILITY

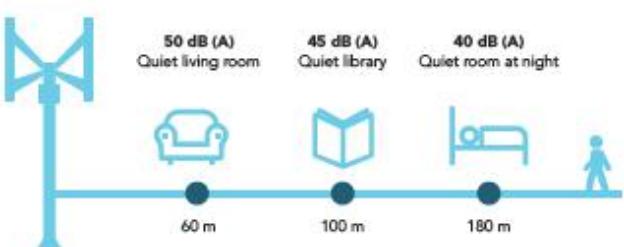
ENERGY GENERATION AND CONTROL LOCATED AT GROUND LEVEL IN SECURE CONTAINER

**34 rpm**

**CLASS II**

ACTIVE REGULATION

**NOISE**



50 dB (A)  
Quiet living room

45 dB (A)  
Quiet library

40 dB (A)  
Quiet room at night

60 m      100 m      180 m

Approx. Data



# Ryse Energy

**SAFETY**

- Base Level: Regenerative braking slows the turbine rotor down while still harvesting energy.
- Second Level: Electronic control system activates mechanical brake.
- Third Level: Quad pneumatic, fail-safe mechanical brakes deploy, bringing the turbine to rest in as little as 10 seconds.

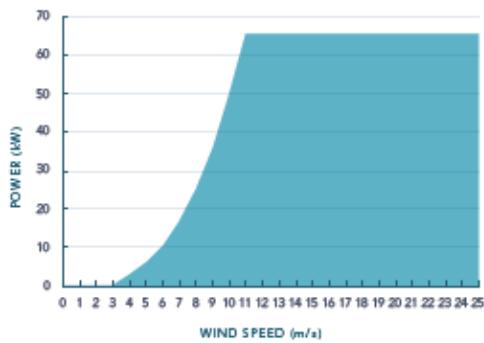
**DATA INPUT & MANAGEMENT**

- Integrated microprocessor with multiple sensor inputs: wind speed, power, voltages, currents and phase, rpm, vibration and temperature alerts.
- LCD display in control box. Can output to local PC or be monitored remotely via the internet.
- Remote Monitoring: Allows remote monitoring of the wind turbine in order for Ryse to ensure the turbine is operating at its peak performance.

**CONSTRUCTION & MAINTENANCE**

- Limited plant requirement for installation.
- Majority of major components at ground level, simplifying installation, operation and maintenance.
- Environmentally friendly screw pile foundation instead of a concrete foundation.
- Screw pile foundation offers quick relocation and re-deployment.
- Ryse service contract available.

## POWER CURVE



## ENERGY OUTPUT

Annual Mean Wind Speed (m/s)	Estimated Annual Output (kWh)
5.0	92,739
5.5	119,676
6.0	147,690
6.5	175,776
7.0	203,178
7.5	229,348
8.0	253,912
8.5	276,628

Figura 9-19 Engelec 5kW (VAWT)



## Vertical axis wind turbine generator EN-5KW-H Technical Datasheet

**Part No:** EN-5KW-H

**Description:** The permanent magnetic EN-5KW-H wind turbine blades is straight like "H" type. It has high-efficient energy output, is the most compact, quiet, rugged and reliable vertical axis wind turbine. The EN-5KW-H wind turbine is widely used in LED lighting system, signal & camera security, telecommunication field for off-grid residence. The EN-5KW-H wind turbine is extremely easy to integrate with solar panels to create off-grid power systems that require modest amounts of energy. Available for 120V, 220V for battery charging applications.



### Design

- 1) The EN-5KW-H is low start up wind speed, low compact, beautiful, easy installation and low vibration.
- 2) The EN-5KW-H is designed on a unique low inertia axial flux generator which utilizes Neodymium permanent magnetic material.
- 3) The EN-5KW-H has zero cogging with its highly efficient, allow the turbine to generate power at very low wind speeds and deliver a high output in working wind speeds.
- 4) The EN-5KW-H can survive from winds up to 40m/s by a passive aero-dynamic design that reduces turbine RPM and power output at a certain threshold.
- 5) The robust aluminum alloy chassis and stainless steel components are protected by the aerospace grade coatings and anodizing.

### Advantage



### Features

#### EN-5KW-H wind turbine

Wheel diameter	: 3.6 meter
Rotor Type	: Vertical straight blades
Blade Material	: Aluminum alloy, weather resisted coating
Rated output	: 5000W at 12m/s
Peak output	: 5500W
Cut-in speed	: 2.0 m/s
Wheel height	: 4.5 meter
Rated voltage	: 120V, 220V

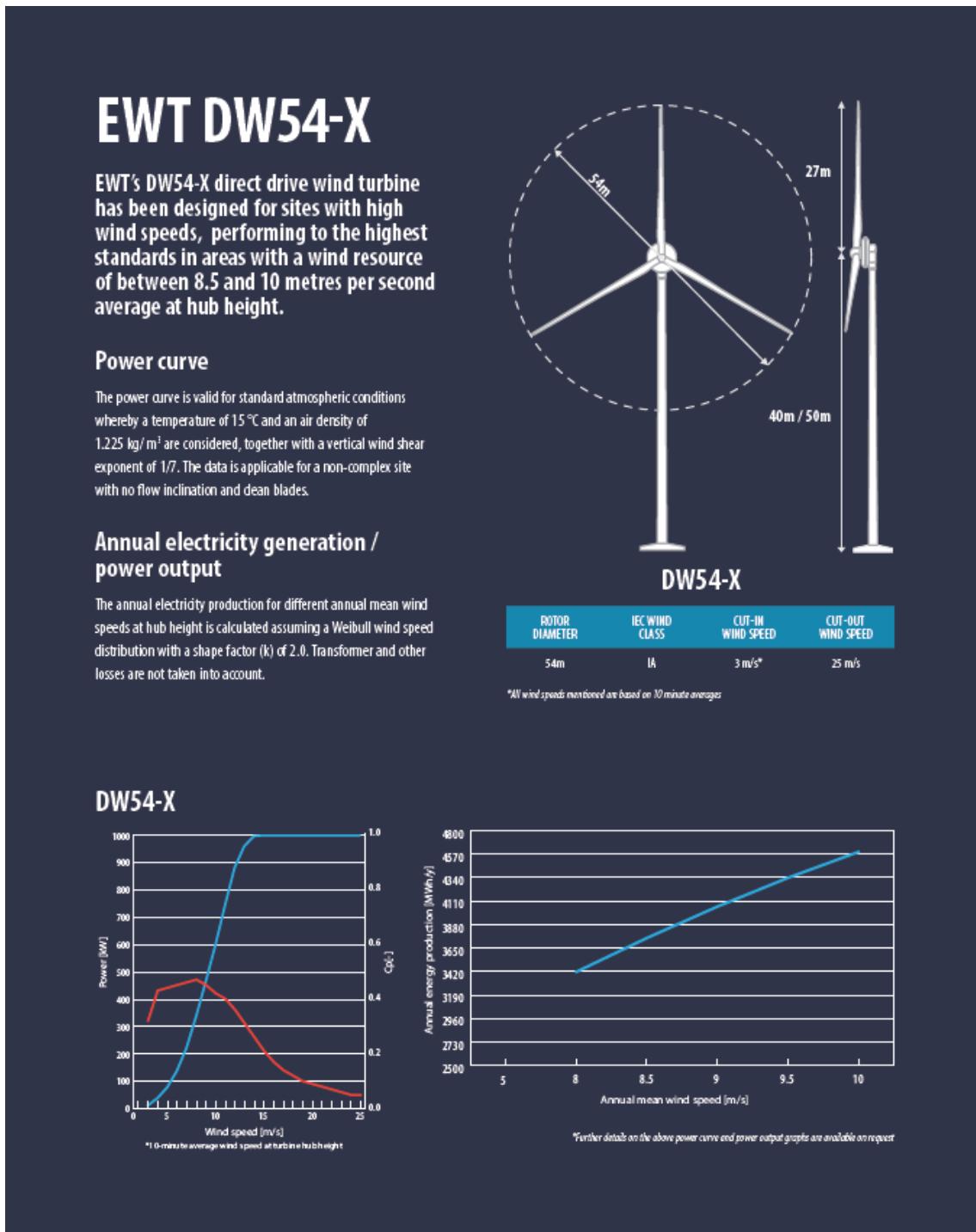


\*Wind turbine performance is subject to many factors. All output data contained in this document is indicative and actual turbine outputs will depend on the prevailing site and installation conditions.

**ENGELEC ENERGY**

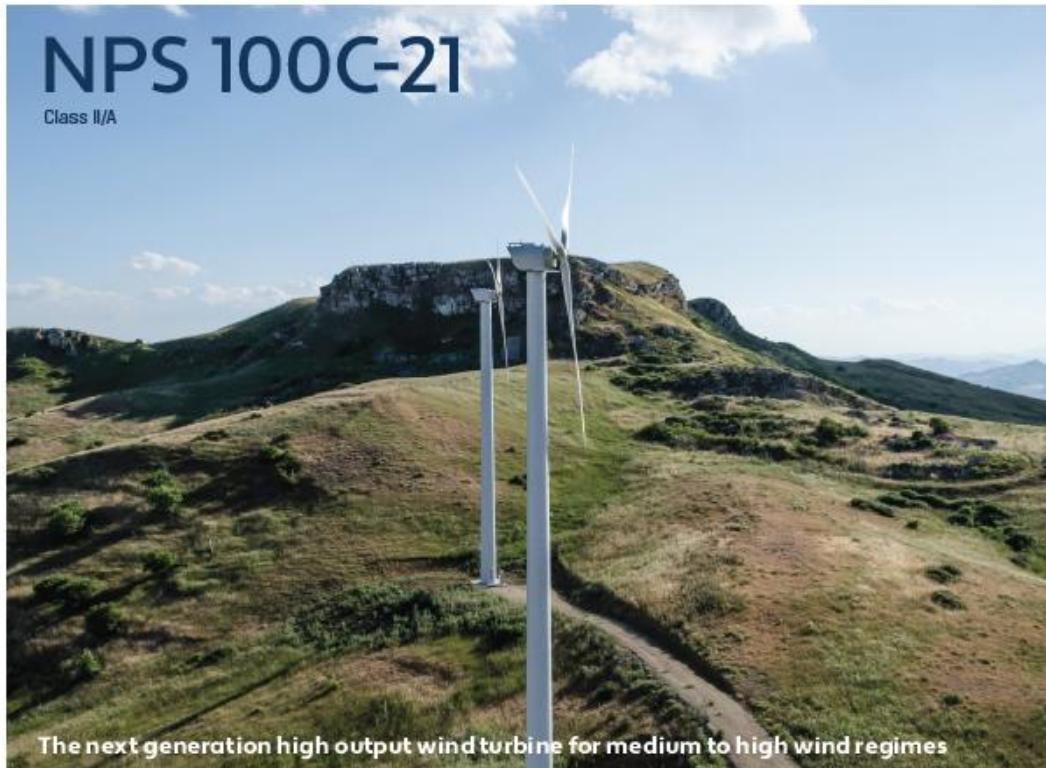
Intelligent manufacturing, Industry 5.0  
Email: info@engelec.cn  
www.engeleceenergy.com  
Call at +86 13505876536

**Figura 9-20 EWT DW54-X**



© Copyright Emergya Wind Technologies BV, The Netherlands. Reproduction and/or disclosure to third parties of this document or any part thereof, or use of any information contained therein for purposes other than provided for by this document, is not permitted, except with the prior and express permission of Emergya Wind Technologies BV, The Netherlands.

Figura 9-21 NPS 100C-21



NPS 100C-21	Key Benefits	2 Year Warranty
<ul style="list-style-type: none"><li>» The NPS 100C-21 features state-of-the-art hub and blade technology with superior aero-dynamics providing a larger swept area. This increases the annual energy production (AEP) of the NPS 100C-21 is up to 11% over the previous model.</li><li>» The turbine is a complete redesign of NPS' distributed wind platform that has been deployed around the world since 2008. The nacelle is now 30% smaller with a completely new tower configuration. This results in lower weight and load characteristics reducing foundation and installation costs.</li><li>» Over 25 million hours of cumulative run time makes the NPS 100 turbine series one of the most reliable and proven wind turbines in the world. The average availability of Northern Power's global fleet currently stands at 98%.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>» Optimised for medium to high wind regimes The NPS 100C-21 starts making power at wind speeds as low as 3 metres per second and provides maximum generation at 12-15 m/s</li><li>» Reliable Reinforced blades, gearless design, industry leading yaw configuration, and best-in-class brake system make Northern Power turbines the most reliable small wind turbines available today.</li><li>» Generate profitable income With low ownership costs over the lifetime of the turbine, the NPS 100C-21 pays for itself quickly and will generate a healthy income stream over its 20+ year life.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>» Our Warranty options cover up to 2 years, with service options that extend up to 20 years. Various levels of service packages are available to meet varying customer needs. The Premium package includes an availability and power curve performance guarantee. Northern Power Systems will remain your service and maintenance provider for the entire duration of the program. With several multi-year options, Northern Power Systems guarantees operational costs, optimized for your specific needs.</li></ul>
		<b>Operation and Maintenance</b> <ul style="list-style-type: none"><li>» Our service network guarantees rapid response and swift repairs thanks to our dedicated teams and spare part warehouses distributed across Europe.</li><li>» 24/7 monitoring is provided by our L1 technicians in order to minimize turbine downtime.</li><li>» Upon request, customized reporting services and integration into third-party plant monitoring systems are available.</li></ul>



# Specifications Power Curves

## General configuration

Model	Northern Power® 100C-21
Design Class	IEC WTGS II/A air density 1.225 Kg/m³, average annual wind below 8.5 m/s, 50-yr peak gust below 59.5 m/s
Design Lifetime	20 years
Rotor Diameter	20.7 m
Tower Types	Steel tubular tower
Hub Height	37 m, 29 m, 22 m
Orientation	Upwind, 3 blades
Yaw System	Active yaw drive, electromechanical controls guided by wind speed and direction sensors; automatic cable unwind
Power Regulation	Variable speed, stall control
Certification	CE compliant, CEI D-21

## Performance

Rated Wind Speed	15 m/s
Cut-in Wind Speed	3 m/s
Cut-out Wind Speed	26 m/s
Extreme Wind Speed	59.5 m/s

## Weight

Nacelle & Rotor (21 m)	6,500 kg
Tower (37 m)	12,000 kg

## Drive train

Gearbox	No gearbox (direct drive)
Generator Type	Permanent magnet

## Braking system

Redundant Braking System (IEC 61400-1ed3)	Dynamic generator brake and multiple hydraulic calipers
---	---

## Control system

Controller Type	DSP-based multiprocessor embedded platform
Converter Type	IGBT frequency converter with PWM (pulse-width modulated) technology
Monitoring System	SmartView® remote monitoring system; ModBus TCP via ethernet

## Electrical system

Rated electrical power	100 kW, 3 Phase, 400 VAC, 50 Hz
Power factor range	Set point adjustable between 0.9 lagging and 0.9 leading
Reactive power	+/- 45 KVAR
Grid connection	Utility approved protective relay included

## Noise

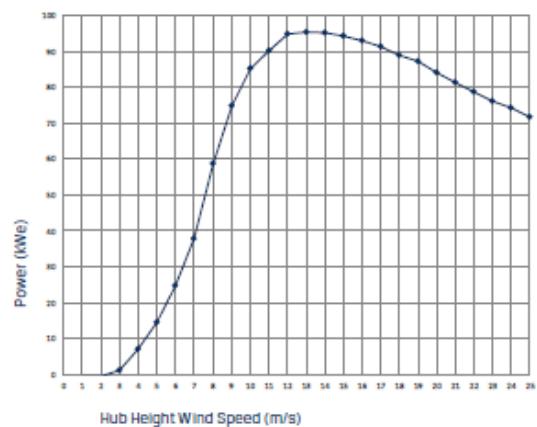
Apparent Noise Level	50 dBA at 50 metres from nacelle
----------------------	----------------------------------

## Environmental specifications

Operating Temperature Range	-20°C to 40°C
Temperature Range in Storage	-30°C to 50°C
Lightning Protection	Receptors in blades, nacelle lightning rod and electrical surge protection

## NPS 100C-21 Class II/A Power Curve

21m Rotor, Standard Conditions\*



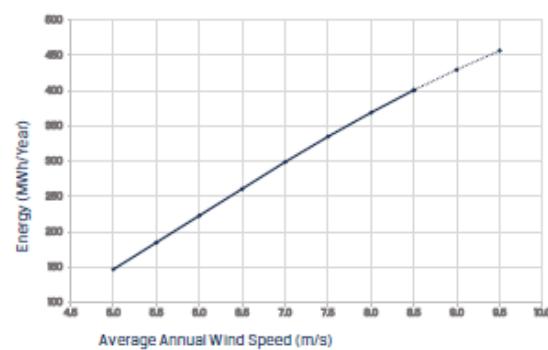
Wind Speed (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Power (kWe)	-0.6	-0.6	0.5	4.1	10.5	19.0	29.4	41.0	54.3	66.8

11	77.7
12	86.4
13	92.8
14	97.8
15	100
16	99.9
17	99.2
18	98.4
19	97.5
20	96.8
21	96.4
22	96.3
23	96.8
24	98.0
25	99.2

## Annual Energy Production: 21m Rotor

Standard Conditions\*, Rayleigh Wind Distribution



Average Annual Wind Speed (m/s)	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0**	9.5**
Energy (kWe)	147	185	223	261	299	335	368	401	430	457

\* Standard conditions: air density 1.225 kg/m³, equivalent to 15°C at sea level.

\*\* Above IEC 61400-1 class II

NPS, Northern Power, SmartView & Hurricane Resistant are trademarks of Northern Power Systems.

Northern Power Systems Srl

nps100.com

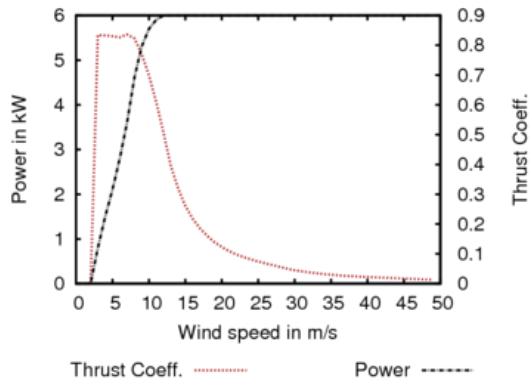
info@nps100.com

+39 061 0218987

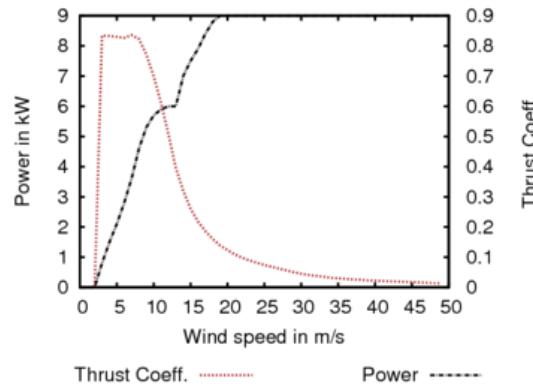


### Appendix I Curvas de potencia simuladas

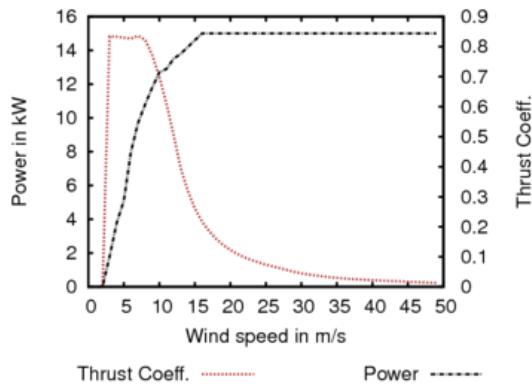
SD6



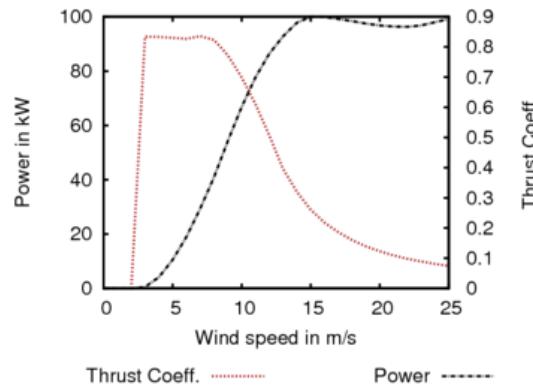
SD6+



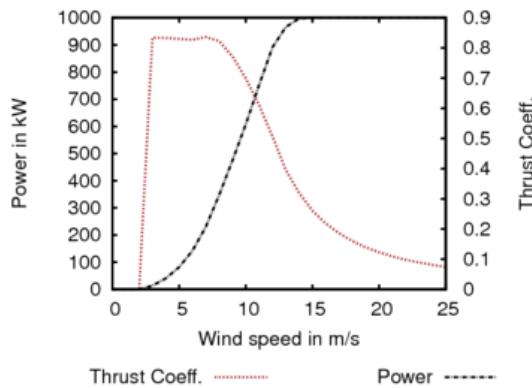
SD 12kW



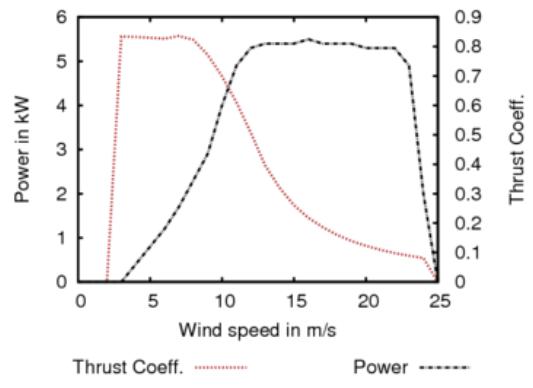
NPC-100C-21



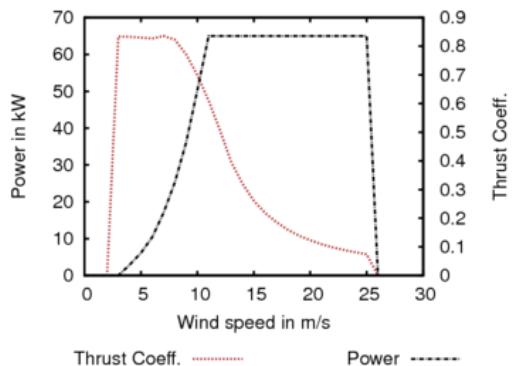
EWT DW54-X



Engelc 5kW



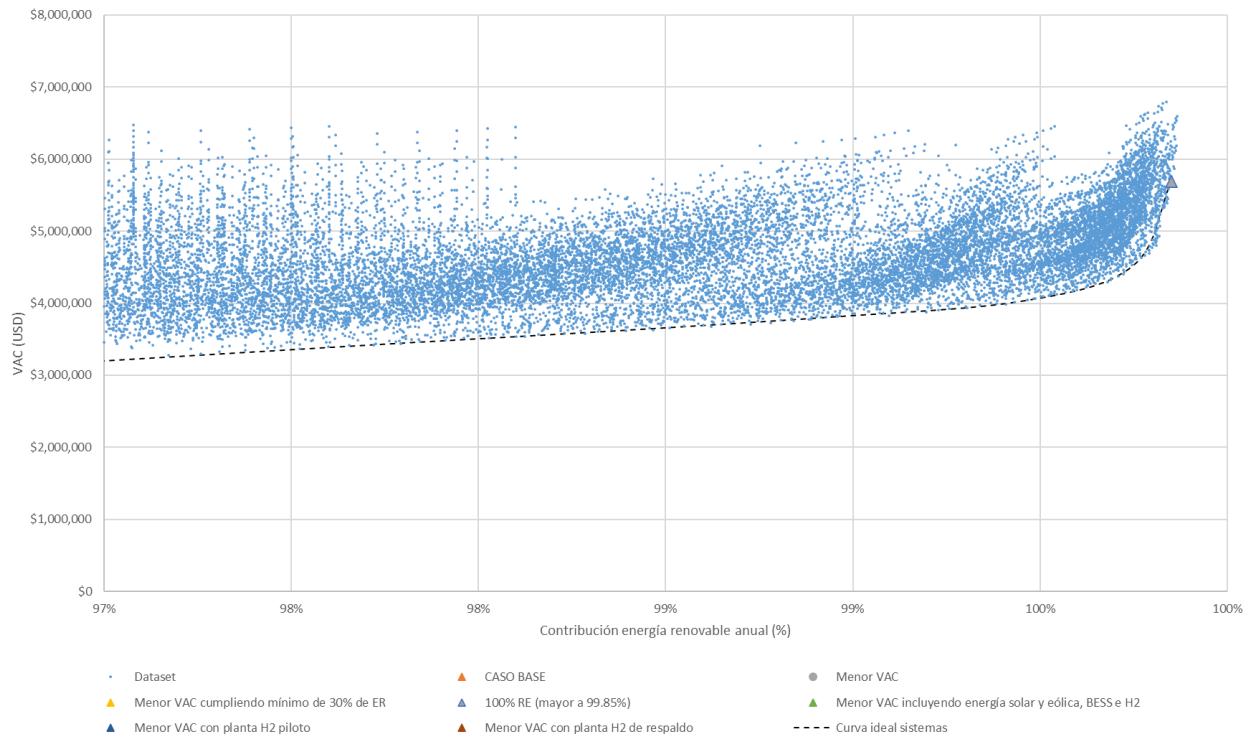
RyseEnergy-N55



**Appendix J Especificaciones técnicas sistemas de almacenamiento**

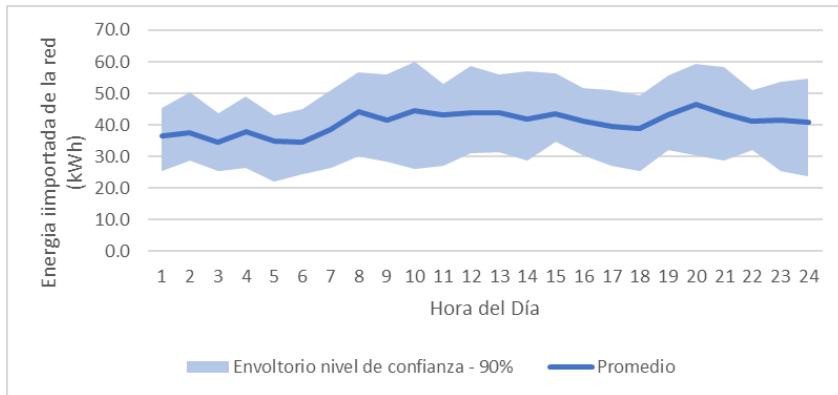
<b>GENERAL</b>	<b>Generic 5kW/15kWh Li-Ion</b>	<b>Generic H2 (5kW/5kg/5kW) + 20kW BESS -Antártica</b>	<b>Generic H2 -Antártica (5kW/5kg/30kW)</b>
Nominal voltage (V)	6	220	220
Roundtrip efficiency (%)	90	35	35
Minimum state of charge (minSoC) (%)	20	5	5
Nominal Capacity (Ah)	2,500	1,023	750
Max Charge Current (A)	833.33	136.26	22.73
Max Discharge Current (A)	833.33	136.26	136.36
Power Charge (kW)	5.00	29.98	5.00
Power Discharge (kW)	5.00	29.98	30.00
Energy storage (kWh)	15.00	225.00	165.00
<b>LIFETIME</b>	<b>Generic 5kW/15kWh Li-Ion</b>	<b>Generic H2 (5kW/5kg/5kW) + 20kW BESS -Antártica</b>	<b>Generic H2 -Antártica (5kW/5kg/30kW)</b>
Float life (yr)	10	N/A	N/A
Lifetime Throughput (kWh)	60,000	500,000	500,001
Equivalent cycles (considering minSoC)	5,000	2,339	3,190

### Appendix K Resultados configuraciones con contribuciones de ER cercanas a 100%

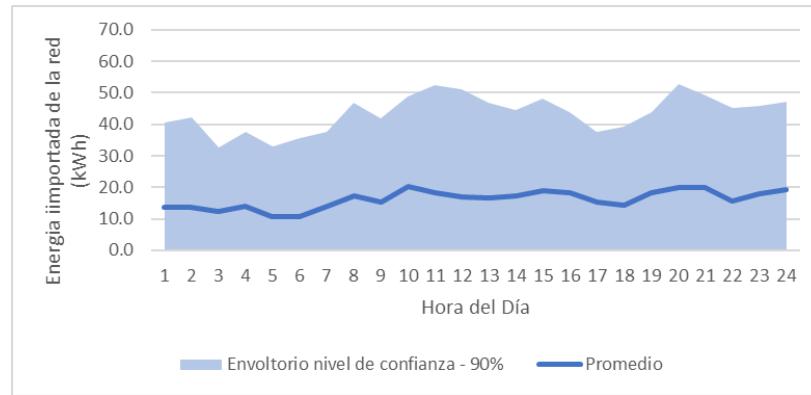


## Appendix L Variación energía suministrada por Base Frei

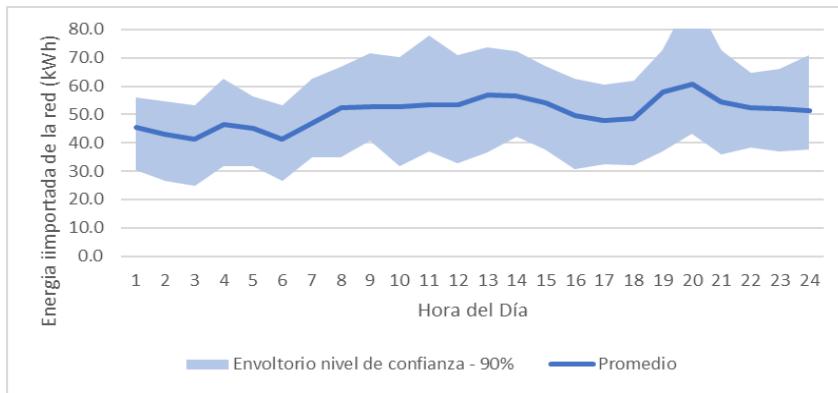
**Figura 9-22** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - enero -Situación actual



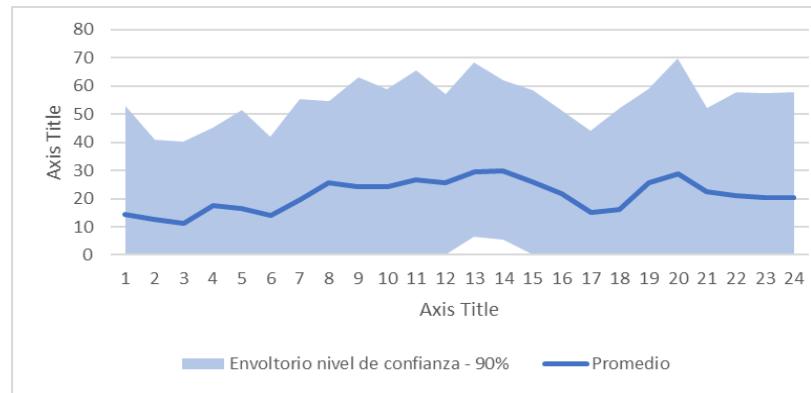
**Figura 9-23** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - enero- Caso de integración de ER y almacenamiento



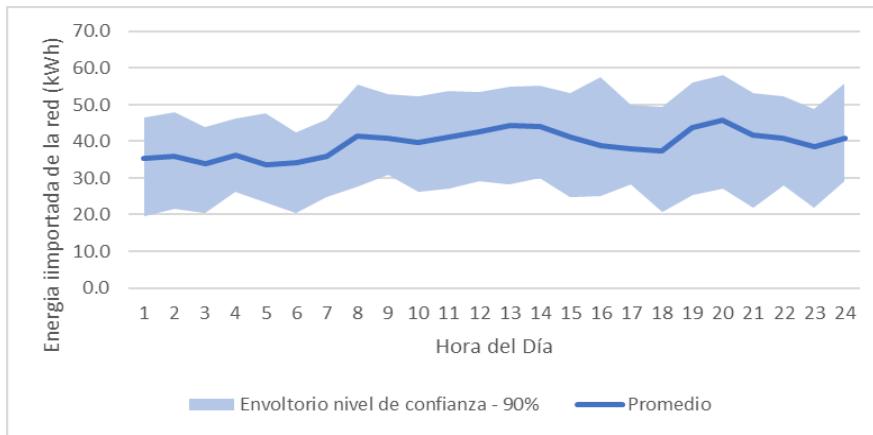
**Figura 9-24** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - febrero - Situación actual



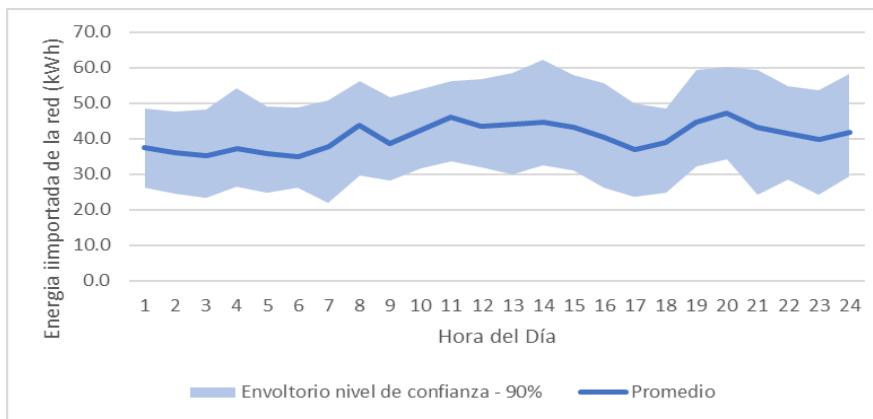
**Figura 9-25** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - febrero - Caso de integración de ER y almacenamiento



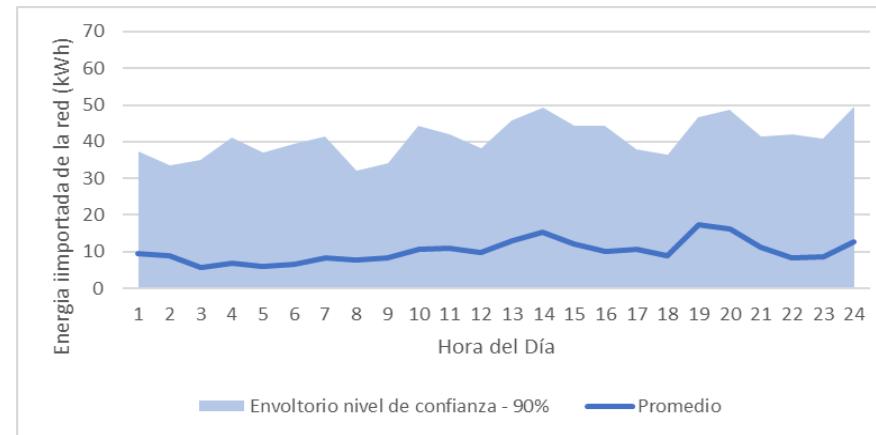
**Figura 9-26** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - marzo - Situación actual



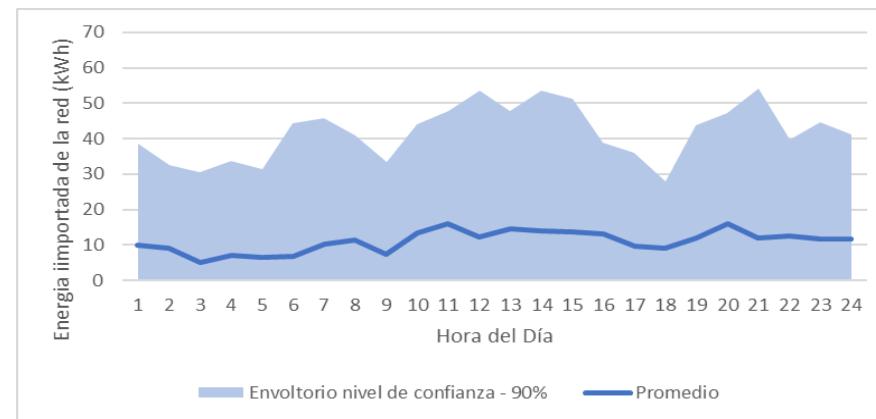
**Figura 9-28** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - abril - Situación actual



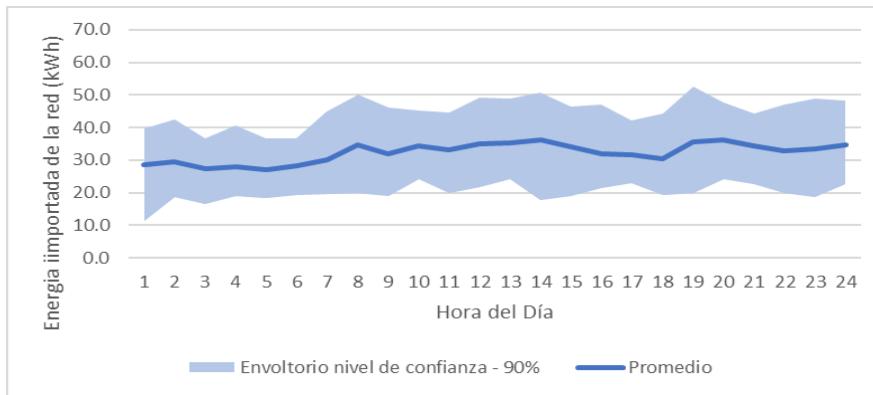
**Figura 9-27** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - marzo - Caso de integración de ER y almacenamiento



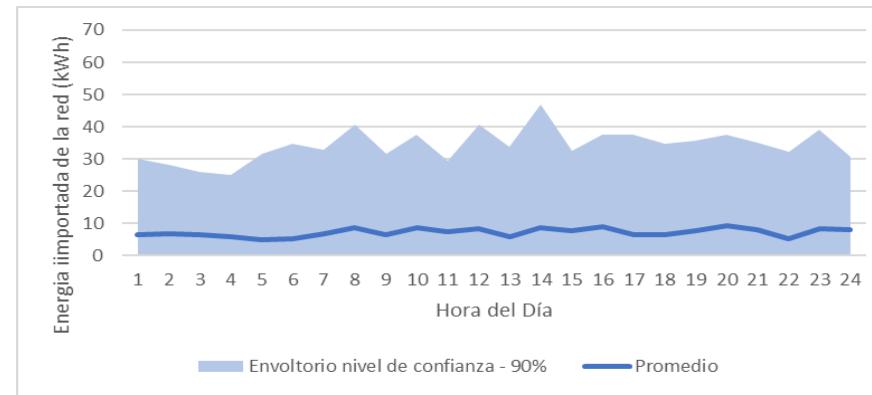
**Figura 9-29** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - abril - Caso de integración de ER y almacenamiento



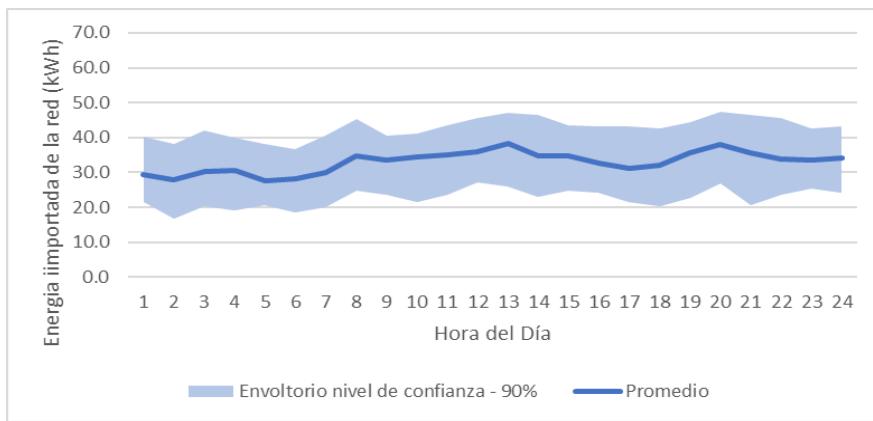
**Figura 9-30** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - mayo - Situación actual



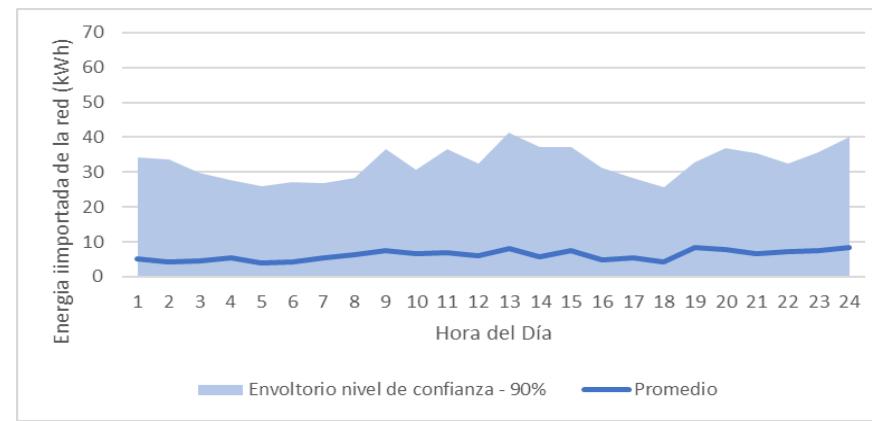
**Figura 9-31** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - mayo - Caso de integración de ER y almacenamiento



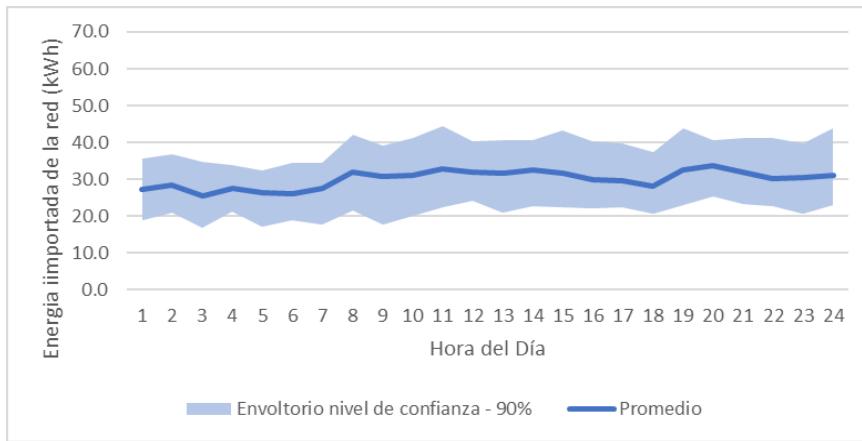
**Figura 9-32** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - junio - Situación actual



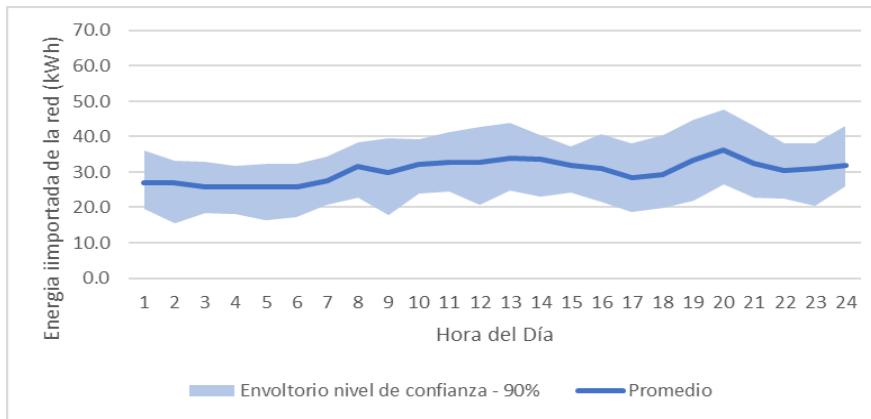
**Figura 9-33** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - junio - Caso de integración de ER y almacenamiento



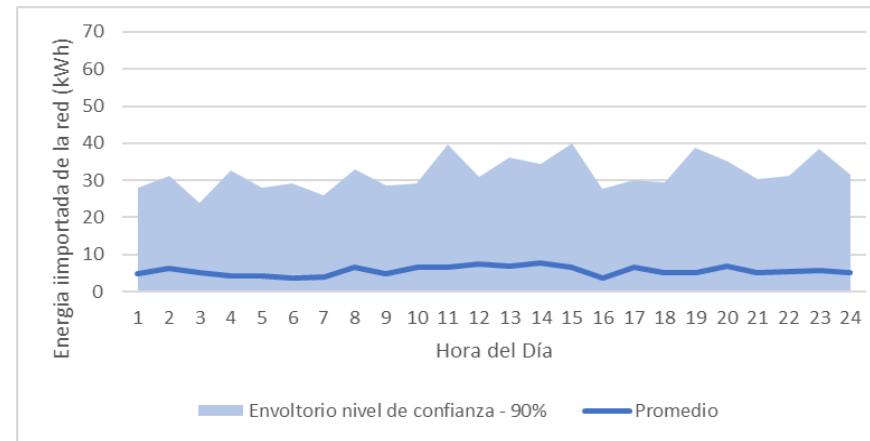
**Figura 9-34** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - julio - Situación actual



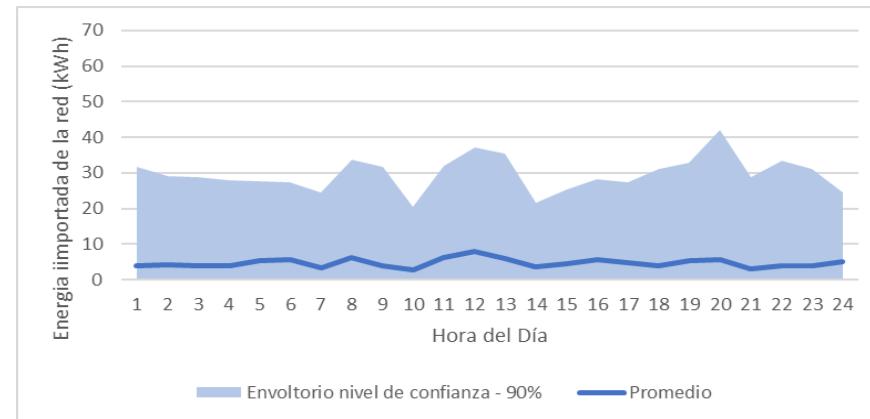
**Figura 9-36** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - agosto - Situación actual



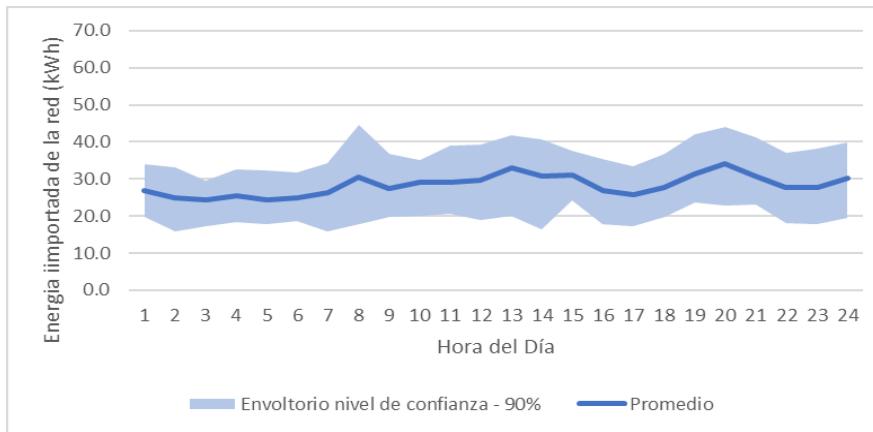
**Figura 9-35** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - julio - Caso de integración de ER y almacenamiento



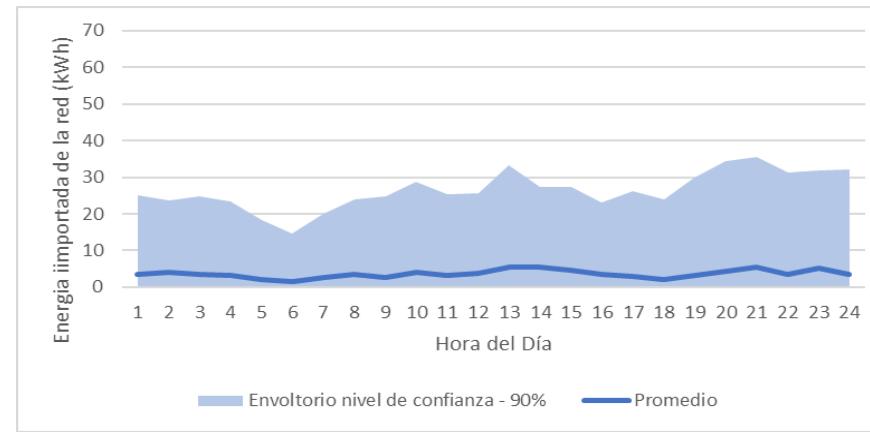
**Figura 9-37** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - agosto - Caso de integración de ER y almacenamiento



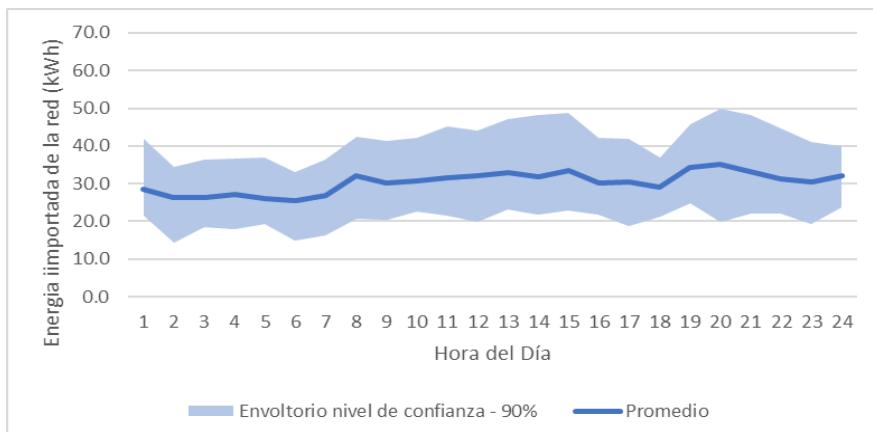
**Figura 9-38** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - septiembre - Situación actual



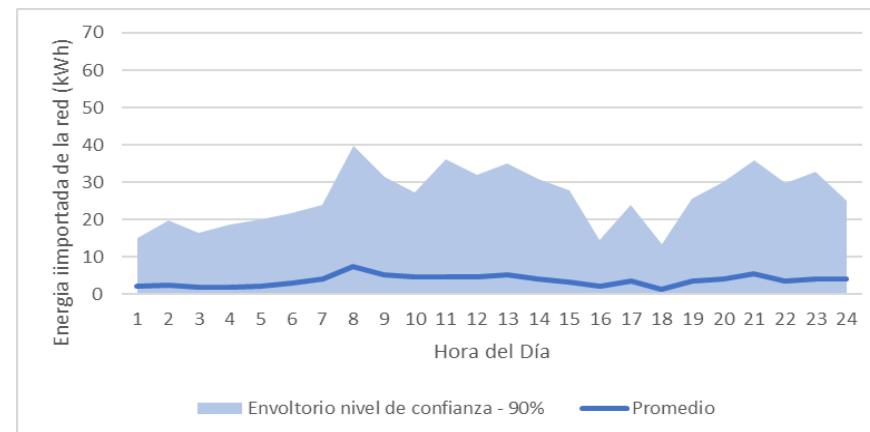
**Figura 9-39** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - septiembre - Caso de integración de ER y almacenamiento



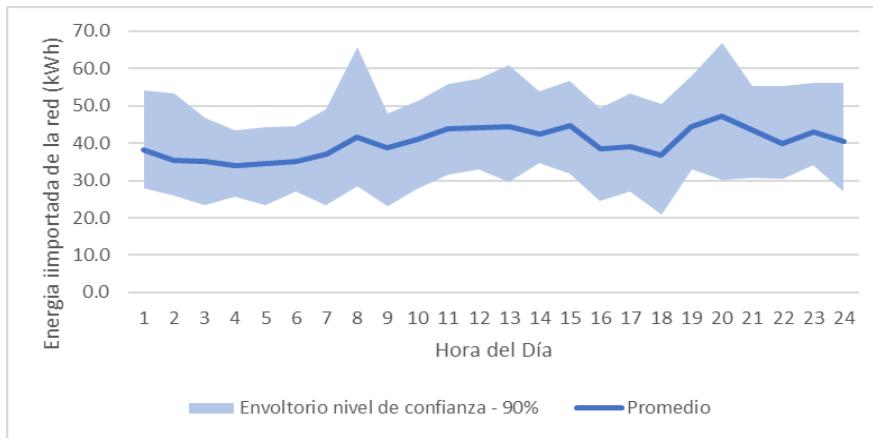
**Figura 9-40** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - octubre - Situación actual



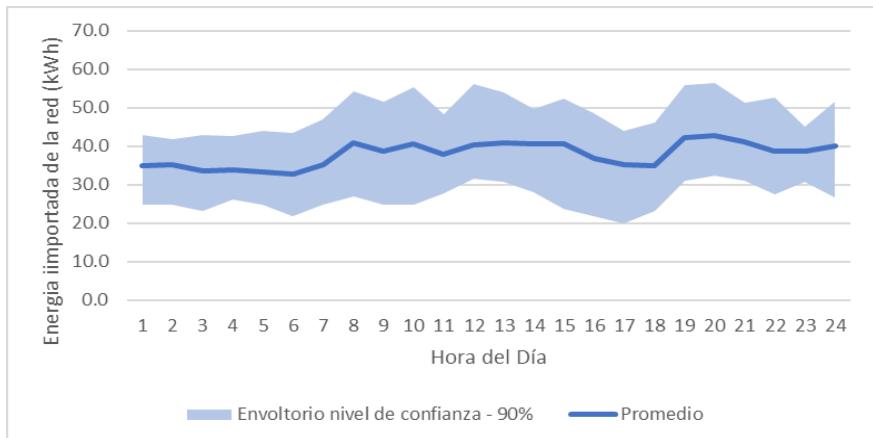
**Figura 9-41** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - octubre - Caso de integración de ER y almacenamiento



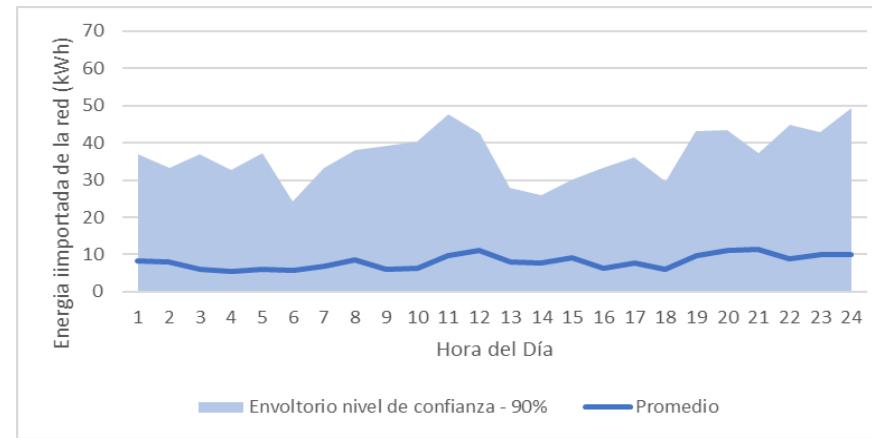
**Figura 9-42** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - noviembre - Situación actual



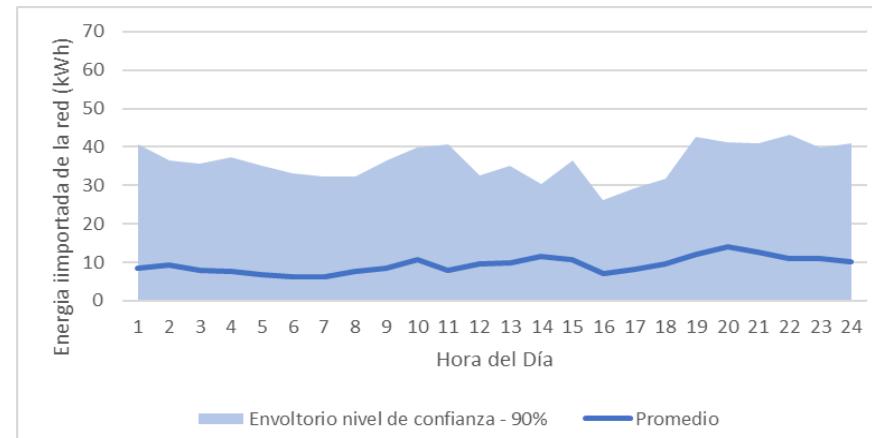
**Figura 9-44** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - diciembre - Situación actual



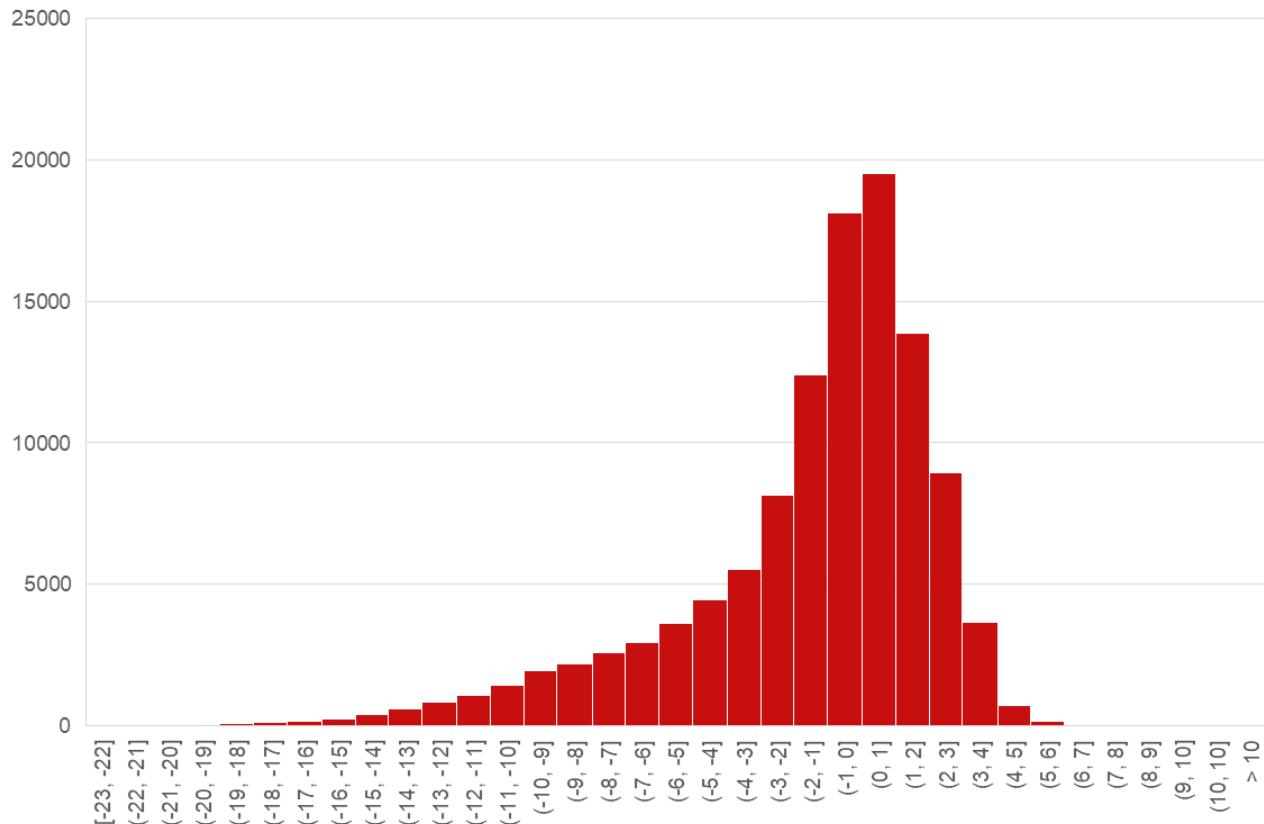
**Figura 9-43** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - noviembre - Caso de integración de ER y almacenamiento



**Figura 9-45** Perfil típico de energía suministrada a la base Escudero - diciembre - Caso de integración de ER y almacenamiento



**Appendix M Histograma de temperaturas registradas en la Base Frei 2000-2023**





Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices  
Bonn and Eschborn, Germany

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36  
53113 Bonn, Deutschland  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Deutschland  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

El proyecto Desarrollo del Hidrógeno Renovable en Chile (RH2), es cofinanciado por la Unión Europea y el Ministerio Federal de Economía y Energía (BMWE), siendo implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y la Agencia Española de Cooperación Internacional al Desarrollo (AECID).