



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

**DISEÑO DE MICRO-RED PORTUARIA CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS
RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO EN PUERTOS DE CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

RAFAELLA ELISA CANESSA FIGUEROA

PROFESORA GUÍA:
CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO SANTIBÁÑEZ GUZMÁN
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: RAFAELLA ELISA CANESSA FIGUEROA
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA

DISEÑO DE MICRO-RED PORTUARIA CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO EN PUERTOS DE CHILE

Los barcos utilizan principalmente combustibles fósiles como fuente de energía, liberando contaminantes a la atmósfera durante su operación. Una vez que la embarcación se encuentra atracada en un puerto, el uso de estos combustibles no cesa, pues el barco requiere energía para diversas actividades aunque no se encuentre en movimiento. Una solución para reducir la polución ocasionada por los barcos en atraque, corresponde a conectar la embarcación a la red eléctrica del puerto, en un proceso conocido como *Cold-Ironing*. Sin embargo, la constante conexión y desconexión de grandes cargas (como lo es un barco) podría ocasionar problemas de estabilidad en la red. Las Micro-Redes (MR) portuarias se alzan como una solución a estas problemáticas, pues podrán permitir manejar esta dinámica localmente (sin arriesgar la red principal) y reducir la contaminación local al alimentarse, en parte, a través de energía generada localmente a partir de fuentes renovables.

Las MR se han convertido en una alternativa para gestionar de forma eficiente los complejos requisitos energéticos de los puertos marítimos en el mundo. Varios de los puertos internacionales más importantes ya cuentan con tecnología para *Cold-Ironing* a través de MR. No obstante, actualmente no existe información pública sobre operación de MR portuarias en Chile, por lo que este trabajo busca abordar la factibilidad de implementar una MR portuaria en el país.

El objetivo principal de esta investigación corresponde a diseñar una MR portuaria en un puerto de Chile. Se busca que esta MR portuaria permita minimizar el costo total de alimentar la carga del puerto (incluyendo los barcos en *Cold-Ironing*) y reducir la compra de energía desde la red en comparación al caso sin autogeneración de energías renovables, mediante el dimensionamiento de sistemas de generación local convencional (diésel) y/o renovable (solar FV y eólica) y los sistemas de almacenamiento (baterías) a instalar. Para lograr este fin, la optimización de la MR portuaria se realiza a través del *software HOMER Pro*, una de las herramientas más utilizadas para este propósito. La metodología de este trabajo se basa en caracterizar el puerto a estudiar, y alterar ciertas variables en cada escenario modelado para evaluar el impacto de las variaciones en la configuración de la MR portuaria óptima.

Los resultados obtenidos permiten comprobar la factibilidad económica de integrar ERNC y baterías para diferentes escenarios de estudio, evaluando el impacto de alterar diferentes características del modelo, en el diseño y la operación óptima de la MR. Diversas características pueden ser modificadas para ajustar lo más posible el modelo a la realidad, o para evaluar potenciales cambios en normativas o en la planificación del proyecto. Esta investigación abre paso a nuevos estudios sobre MR portuarias y la gestión energética en los puertos de Chile.

Agradecimientos

Quisiera utilizar este espacio para expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que han contribuido en diversas maneras al progreso de mi carrera universitaria y la concreción exitosa de este trabajo.

Primero, quisiera agradecer a mi profesora guía Constanza Ahumada, por su apoyo en este proceso. Gracias por su disposición, comprensión, guía y paciencia. Por su orientación y rigurosidad. Agradezco también a los miembros de mi comisión, a Rodrigo Santibáñez y el profesor Patricio Mendoza, por la disposición y por cada uno de sus comentarios formativos. Gracias a la profesora Luisa Pinto, por su mentoría a lo largo de mi carrera y por su activa contribución en la formación de profesionales preocupados y ocupados por el medio ambiente.

Agradezco también el apoyo de los siguientes proyectos para el desarrollo de esta memoria: ANID/FONDECYT Iniciación 11200866 “*REDUCTION OF TORSIONAL VIBRATIONS IN SHIPS (ROTORVIS)*” y ANID/FONDAP Iniciación 15110019 *Solar Energy Research Center SERC-Chile*.

Quisiera agradecer a mis amigos. Gracias Ernesto, Vicente y Maira, por enseñarme la forma más pura de amistad y por ser increíbles. Gracias Eli, Martín, Cristóbal, Pancha, Dani, Vale, Amanda, Pauli y Cami. Por haber hecho mis años en la u tan lindos desde plan común. Gracias Ro y Jo, por acompañarme en los años de eléctrica. Thank you Lynn, Nacha, Stella, Moe, Goff, Army, Marco, Daniel, Karo, Nicole, Pauli, Niklas, Marcel, and Hayeon, for making my time in Linköping so memorable, loving, and warm. For reminding me every day that I love doing what I do. For all the study sessions together and for every moment we spent not studying, tack så mycket.

Gracias a mis tatas por su amor y apoyo, por siempre recibirme con las puertas abiertas, sin ustedes no habría sido posible. Gracias a mi Nonna por el amor que la caracteriza y por ser un ejemplo de carácter. Agradezco también a mis tíos, por el aliento y por alegrarse conmigo. Especialmente, gracias Cati, por ser una referencia y un apoyo, por la buena disposición y por la inspiración. Gracias a mis padrinos por su cariño y por siempre estar. Gracias a mis sobrinas, mi principal motivación en todo lo que hago.

Finalmente, quisiera agradecer especialmente a mi mamá y mi papá, mi hermano y hermanas. Gracias por el amor incondicional y la paciencia. Gracias por ser como son. Por sus consejos, por enseñarme y guiarme. Por apoyarme en mis decisiones y alentarme en toda ocasión. Por estar siempre presentes, por ser mis pilares fundamentales en la vida y por ser mi refugio. Les acredito gran parte de este logro y creo que las palabras me quedan cortas para expresar mi absoluta gratitud. Muchas gracias a todos.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Contexto y justificación	1
1.2. Objetivos	3
1.3. Alcances	4
1.4. Estructura del documento	5
2. Marco teórico y estado del arte	6
2.1. Generalidades sobre barcos y propulsión	6
2.1.1. Sistema de propulsión	7
2.1.2. Sistema eléctrico a bordo	7
2.2. Evolución de la electricidad en barcos	8
2.2.1. Inicios de la electrificación en barcos	9
2.2.2. Corriente Continua y Corriente Alterna	9
2.2.3. Propulsión turbo-eléctrica y motor diésel	9
2.2.4. Desarrollo de la propulsión eléctrica moderna	10
2.2.5. Requerimientos y desafíos actuales	10
2.3. Micro-redes portuarias	11
2.3.1. Micro-redes como solución en zonas portuarias	12
2.3.2. <i>Cold-Ironing</i>	13
2.3.2.1. Requerimientos	14
2.3.3. Diseño y optimización	16
2.3.3.1. <i>Software HOMER Pro</i>	20
2.4. Escenario internacional	21
2.4.1. Certificaciones en gestión energética	21
2.4.2. Normativa en <i>Cold-Ironing</i>	21
2.4.3. Investigación a lo largo de los años	22
2.4.4. Implementación y operación	23
2.5. Escenario nacional	25
2.5.1. Proyectos para autoconsumo	25
2.5.2. Servicios complementarios	27
2.5.3. Puertos en Chile	28
2.5.3.1. Encuesta de Consumo Energético y Emisiones	28
3. Metodología	29
3.1. Estructura de la micro-red propuesta	30
3.2. Perfiles de entrada	32
3.2.1. Perfil de carga	32

3.2.1.1.	Consumo energético asociado al puerto	32
3.2.1.2.	Consumo energético asociado a los barcos	35
3.2.2.	Perfiles de recursos renovables	38
3.2.2.1.	Perfil de viento	38
3.2.2.2.	Perfil de radiación solar	40
3.2.2.3.	Temperatura	41
3.2.2.4.	Resumen de perfiles de recursos eólico y solar	42
3.3.	Red	42
3.3.1.	Modalidad inyección de energía	42
3.3.2.	Tarifas de compra de energía	43
3.3.3.	Calidad de suministro	44
3.4.	Proyecto	44
3.5.	Generación	45
3.5.1.	Generación convencional	46
3.5.2.	Generación renovable	46
3.5.2.1.	Aerogenerador	46
3.5.2.2.	Módulo fotovoltaico	47
3.6.	Almacenamiento	47
3.7.	Convertor	48
3.8.	Escenarios de simulación	48
3.8.1.	Caracterización escenario 1: variación de la demanda	50
3.8.2.	Caracterización escenario 2: sensibilidades en precio de la electricidad	50
3.8.3.	Caracterización escenario 3: venta de energía a la red	51
3.8.4.	Caracterización escenario 4: variación costo aerogeneradores	51
3.8.5.	Caracterización escenario 5: Puerto Central	52
4.	Discusión de Resultados	53
4.1.	Resultados del escenario 1	53
4.1.1.	Composición	54
4.1.2.	Emisiones	58
4.1.3.	Indicadores económicos	60
4.1.4.	Solución a escoger	61
4.2.	Resultados escenario 2	61
4.2.1.	Composición	62
4.2.2.	Indicadores económicos	64
4.3.	Resultados escenario 3	66
4.3.1.	Composición	67
4.3.2.	Indicadores económicos	70
4.4.	Resultados escenario 4	72
4.4.1.	Composición	72
4.4.2.	Indicadores económicos	75
4.5.	Resultados escenario 5	75
4.5.1.	Composición	76
4.5.2.	Indicadores económicos	78
4.6.	Comparación entre escenarios	80
4.6.1.	Composición	81
4.6.2.	Indicadores económicos	82

4.6.3. Discusión general	83
5. Conclusiones	85
5.1. Trabajo futuro	87
Bibliografía	91
Anexos	98
Anexo A. Códigos	98
A.1. Retiros energéticos	98
Anexo B. Perfiles de consumo y recursos	103
B.1. Consumos horarios de algunos puertos en Chile	103
B.2. Consumos promedio mensuales de algunos puertos en Chile	105
B.3. Perfil de viento y radiación solar	108
Anexo C. Tablas completas de resultados	109
C.1. Resultados escenario 1	109
C.2. Resultados escenario 2	110
C.3. Resultados escenario 3	111
C.4. Resultados escenario 4	113
C.5. Resultados escenario 5	114

Índice de Tablas

2.1.	Requisitos de voltaje y potencia para barcos atracados. Adaptado a partir de [4, 23].	16
2.2.	Herramientas y métodos utilizados en artículos relacionados con el dimensionamiento de micro-redes. Adaptado a partir de [5].	17
2.3.	Herramientas y métodos utilizados en la gestión energética de micro-redes portuarias. Adaptado a partir de [5].	20
2.4.	Ejemplos de implementación de micro-redes en áreas portuarias. Adaptado a partir de [5].	24
3.1.	Coordenadas utilizadas para obtener perfil de viento, perfil de radiación solar y temperatura. Elaboración propia a partir de [71, 72].	31
3.2.	Tipos de embarcaciones, su respectivo requerimiento de potencia en atraque y su promedio de horas en puerto. Adaptado a partir de [7, 23]	35
3.3.	Resumen de características de las embarcaciones que atracan en el puerto de Puerto Montt (a excepción de transbordadores que tienen un patrón semanal). Elaboración propia a partir de [23, 73, 74]	36
3.4.	Características de los perfiles de consumo. Elaboración propia a partir de <i>HOMER Pro</i>	38
3.5.	Velocidad de viento promedio para diferentes alturas (año 2015). Elaboración propia a partir de [72].	40
3.6.	Valores utilizados para la calidad del suministro. Elaboración propia a partir de [80, 81]	44
3.7.	Detalles de componentes de la MR (los costos corresponden a la capacidad indicada en la tabla). Elaboración propia.	45
3.8.	Valores utilizados para el costo de los aerogeneradores. Elaboración propia a partir de [83–85].	47
3.9.	Valores utilizados para el costo de los módulos fotovoltaicos. Elaboración propia a partir de [82].	47
3.10.	Costo aproximado del inversor según el rango de potencia nominal. Elaboración propia a partir de [82].	48
3.11.	Diferencias entre los casos de estudio para cada escenario. Elaboración propia.	49
3.12.	Características de los casos dentro del escenario 1. Elaboración propia a partir de simulación en <i>HOMER Pro</i>	50
3.13.	Características de los casos dentro del escenario 2. Elaboración propia a partir de simulación en <i>HOMER</i>	51
3.14.	Características de los casos dentro del escenario 3. Elaboración propia a partir de simulación en <i>HOMER Pro</i>	51
3.15.	Características de los casos dentro del escenario 4. Elaboración propia a partir de simulación en <i>HOMER Pro</i>	51

3.16.	Características de los casos dentro del escenario 5. Elaboración propia a partir de la simulación en <i>HOMER Pro</i>	52
4.1.	Resumen de diferencias entre casos, escenario 1.	53
4.2.	Composición de la MR, escenario 1.	54
4.3.	Resumen de resultados, escenario 1.	54
4.4.	Emisiones de material particulado y de CO ₂ , escenario 1.	59
4.5.	Resumen de diferencias entre casos, escenario 2.	62
4.6.	Composición de la MR, escenario 2.	62
4.7.	Resumen de resultados, escenario 2.	63
4.8.	Resumen de diferencias entre casos, escenario 3.	66
4.9.	Composición de la MR, escenario 3.	67
4.10.	Resumen de resultados, escenario 3.	68
4.11.	Resumen de diferencias entre casos, escenario 4.	72
4.12.	Composición de la MR, escenario 4.	73
4.13.	Resumen de resultados, escenario 4.	73
4.14.	Resumen de diferencias entre casos, escenario 5.	76
4.15.	Composición de la MR, escenario 5.	76
4.16.	Resumen de resultados, escenario 5.	77
4.17.	Resumen de diferencias entre casos para todos los escenarios.	81
4.18.	Resumen de la composición de las MR para todos los escenarios.	81
C.1.	Detalle de resultados para el escenario 1.	109
C.2.	Detalle de resultados para el escenario 2.	110
C.3.	Detalle de resultados para el escenario 3, casos sin <i>Net-Billing</i>	111
C.4.	Detalle de resultados para el escenario 3, casos con <i>Net-Billing</i>	112
C.5.	Detalle de resultados para el escenario 4.	113
C.6.	Detalle de resultados para el escenario 5.	114

Índice de Ilustraciones

2.1.	Ejemplos de tipos de barcos. Elaboración propia a partir de [10].	6
2.2.	Ejemplo de un esquema de la transmisión mecánica en la propulsión de un barco. Adaptado a partir de [12].	7
2.3.	Requisitos de infraestructura de un sistema de <i>Cold-Ironing</i> . Adaptado a partir de [4, 7, 20].	14
2.4.	Mapa de frecuencias utilizadas en las redes eléctricas del mundo. Adaptado a partir de [21].	15
2.5.	Número de publicaciones relacionadas con el diseño, dimensionamiento y gestión de micro-redes portuarias a lo largo de los años hasta 2023, según la base de datos <i>Scopus</i> (resultados al 24 de septiembre de 2022). Traducido a partir de [37].	23
2.6.	Mapa de ejemplos de algunas de las MR portuarias en el mundo. Elaboración propia a partir de [4, 5].	25
3.1.	Diagrama de flujo de la metodología de trabajo. Elaboración propia.	30
3.2.	Esquema de la MR. Elaboración propia a partir de <i>HOMER Pro</i>	31
3.3.	Promedio mensual de consumo energético para diferentes puertos (entre los años 2018 y 2021). Elaboración propia a partir de [74].	33
3.4.	Consumo energético horario para el puerto de Puerto Montt. Elaboración propia a partir de [74].	33
3.5.	Consumo energético horario para el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [74].	34
3.6.	Consumo energético mensual del puerto de Puerto Montt en gráfico de caja. Elaboración propia a partir de [74].	34
3.7.	Consumo energético mensual del Puerto Central en gráfico de caja. Elaboración propia a partir de [74].	35
3.8.	Embarcaciones que arriban en el puerto de Puerto Montt (cantidad, consumo y horas de atraque). Elaboración propia a partir de [74].	37
3.9.	Consumo energético mensual de los barcos para el puerto de Puerto Montt en gráfico de caja. Elaboración propia a partir de [74].	37
3.10.	Recurso eólico promedio por hora del día y mes, para Puerto Montt y el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [72].	39
3.11.	Variación del recurso eólico promedio según la altura, para el Puerto Montt y Puerto Central. Elaboración propia a partir de [72].	39
3.12.	Recurso solar promedio por hora del día y mes, para Puerto Montt y el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [71].	41
3.13.	Temperatura promedio por hora del día y mes, para Puerto Montt y el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [71].	41
3.14.	Resumen de perfiles de recurso solar y eólico utilizados [71, 72].	42

3.15.	Costo de la electricidad promedio por hora del día (años 2021 y 2022). Elaboración propia a partir de [74].	43
3.16.	Relación entre los escenarios y el esquema de la MR. Elaboración propia a partir de <i>HOMER Pro</i>	48
4.1.	Producción, venta y compra de energía anual, escenario 1.	55
4.2.	Operación anual del generador diésel en los casos “-CAPEX”, escenario 1. . .	56
4.3.	Comportamiento horario de la micro-red con generación convencional. Acercamiento del caso 1a-CAPEX.	57
4.4.	Comportamiento horario de la micro-red con generación convencional (acercamiento horario del caso 1a-NPC).	57
4.5.	Comparación grafica entre indicadores económicos y emisión de CO ₂ , escenario 1.	59
4.6.	Indicadores económicos para el escenario 1.	60
4.7.	Producción, venta y compra de energía anual, escenario 2.	64
4.8.	Indicadores económicos para el escenario 2.	65
4.9.	Comparación entre casos para el escenario 2.	65
4.10.	Producción, venta y compra de energía anual, escenario 3.	69
4.11.	Energía comprada y vendida, escenario 3.	69
4.12.	Indicadores económicos para el escenario 3.	70
4.13.	Comparación entre casos para el escenario 3.	71
4.14.	Producción, venta y compra de energía anual, escenario 4.	74
4.15.	Indicadores económicos para el escenario 4.	75
4.16.	Producción, venta y compra de energía anual, escenario 5.	78
4.17.	Indicadores económicos para el escenario 5.	78
4.18.	Comparación entre escenarios 1 y 5.	79
4.19.	Comparación económica entre todos los escenarios.	82
B.1.	Consumo energético horario para el Megapuerto. Elaboración propia en base a [74].	103
B.2.	Consumo energético horario para el Terminal Pacífico Sur (TPS). Elaboración propia en base a [74].	104
B.3.	Consumo energético horario para el Puerto de Lirquén. Elaboración propia en base a [74].	104
B.4.	Consumo energético mensual promedio para el puerto de Puerto Montt. Elaboración propia en base a [74].	105
B.5.	Consumo energético mensual promedio para el Puerto Central. Elaboración propia en base a [74].	105
B.6.	Consumo energético mensual promedio para el Megapuerto. Elaboración propia en base a [74].	106
B.7.	Consumo energético mensual promedio para el Terminal Pacífico Sur (TPS). Elaboración propia en base a [74].	106
B.8.	Consumo energético mensual promedio para el Puerto de Lirquén. Elaboración propia en base a [74].	107
B.9.	Detalle horario de perfiles de recurso solar y eólico utilizados. Elaboración propia en base a [71, 72].	108

Capítulo 1

Introducción

En el presente capítulo se introduce la motivación del trabajo realizado, incluyendo los desafíos asociados al uso de combustibles fósiles como principal fuente de energía en embarcaciones y la justificación del surgimiento de una Micro-Red portuaria como propuesta de solución. Además, se exponen los objetivos y alcances del trabajo presentado.

1.1. Contexto y justificación

El transporte marítimo ha sido clave en la historia de la humanidad, convirtiéndose no solo en un articulador de la globalización, sino también en uno de sus protagonistas. Actualmente, cerca del 90 % del comercio mundial se transporta por vía marítima [1] y en Chile un 96 % del comercio internacional se realiza por esta vía [2]. El transporte marítimo contribuye con cerca del 3 % del total de Gases de Efecto Invernadero (en adelante GEI) emitidos a nivel mundial, y el 70 % de las emisiones de las embarcaciones se producen en un radio de aproximadamente 400 km desde la costa, por lo que los barcos son propensos a contaminar las zonas costeras [3, 4]. Esto se debe a que los barcos utilizan combustibles fósiles (mayoritariamente derivados del petróleo) como principal fuente de energía [3, 5].

El uso de combustibles fósiles libera GEI a la atmósfera, contribuyendo a uno de los problemas más urgentes que la humanidad debe afrontar en la actualidad: la crisis climática. Además, constituyen una amenaza para la salud de la biósfera, pudiendo ocasionar problemas respiratorios e incluso muerte prematura en humanos y otros seres vivos. Se estima que el comercio marítimo internacional es responsable anualmente de las siguientes emisiones: 1,7 Mt de SO_2 , 2,8 Mt de NO_x y 195.000 t de $PM_{2,5}$ (material particulado fino). En el caso de los buques de alta mar, estos suelen emitir anualmente a la atmósfera entre 1,2 t y 1,6 t de PM_{10} (material particulado grueso), entre 4,7 t y 6,5 t de SO_2 y entre 5 t y 6,9 t de NO_x . Para reducir la contaminación del aire, en el año 2011 la Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés) estableció como objetivo la reducción en un 50 % de los GEI a ser emitidos por los buques al 2050, a pesar de la tendencia del incremento en magnitud del transporte marítimo [4].

Para alcanzar estos objetivos medioambientales, es necesario introducir cambios significativos en el sector del transporte marítimo, tanto para los barcos como para los puertos [4]. Por un lado, es común que la energía en los puertos marítimos provenga de la red eléctrica principal y generadores diésel [6, 7]. La electricidad de la red eléctrica principal es generada

a partir de variados recursos como carbón, petróleo y gas, entre otros, y como tal, el uso de esta energía está asociado a las emisiones de sus respectivas fuentes [6]. Los puertos suelen brindarle a los barcos atracados servicios logísticos convencionales que requieren el uso de electricidad (por ejemplo, carga y descarga de mercancías), y ante el aumento de la demanda energética del puerto (debido al incremento en flujo y volumen del transporte marítimo), la preocupación por aumentos en el uso de combustibles fósiles ha impulsado la búsqueda de alternativas. Por otro lado, en el caso de los barcos, su suministro energético se produce, en general, a partir de combustibles fósiles. Las embarcaciones emiten GEI y material particulado aun cuando se encuentran atracadas en el puerto, pues deben mantener sus motores en operación (alimentados principalmente a base de petróleo) aunque no estén en movimiento, para así satisfacer la demanda eléctrica a bordo asociada a servicios de iluminación, refrigeración, calefacción y otros servicios auxiliares [4–6].

En la búsqueda por limitar el uso de combustibles fósiles en embarcaciones, cada vez es más considerada la posibilidad de suministrar electricidad a los barcos conectándose a la red terrestre desde el puerto, permitiendo que estos apaguen sus motores durante el atraque. Este proceso es conocido como *Cold-Ironing*, proveniente del inglés “*cold*” (frío) y “*iron*” (hierro), es decir, las tuberías de “hierro” se vuelven “frías” al no estar en operación. Este proceso también se puede encontrar en la literatura como *Alternative Maritime Power* (AMP), *High Voltage Shore Connection* (HVSC) o *Shore to Ship power* (S2S) [5]. Sin embargo, la implementación de *Cold-Ironing* enfrenta desafíos técnicos, como los altos requisitos de potencia y tensión en los buques y la diversidad de embarcaciones (con diferentes frecuencias y voltajes de operación) que pueden llegar al puerto. Estos desafíos crean la necesidad de considerar la compatibilidad entre los barcos y las redes eléctricas terrestres [5].

El uso de *Cold-Ironing* elimina la emisión de GEI ligada a la combustión en los motores diésel a bordo y traslada la responsabilidad de las emisiones a las fuentes de energía de las redes eléctricas terrestres [4]. Por otro lado, cada vez los barcos se vuelven más grandes, alcanzando cientos de metros de largo y decenas de toneladas de peso, y en consecuencia, los puertos marítimos deben proporcionar cada vez mayores cantidades de energía en *Cold-Ironing*. El proceso de conexión y desconexión de grandes cargas eléctricas (como son los barcos) es complejo, e incluso podría ocasionar problemas de estabilidad en la red principal, debido a la conexión y desconexión repentina y constante de cargas cuyos grandes consumos pueden ser considerablemente mayores al del puerto mismo. Esta gran demanda de energía, en conjunto con la búsqueda por reducir la huella de carbono de las embarcaciones al usar *Cold-Ironing*, ha implicado la exploración de alternativas que eviten el uso de electricidad generada por combustibles fósiles y permitan un manejo adecuado de la gestión energética, como por ejemplo, la integración en el puerto de Energías Renovables No Convencionales (en adelante ERNC), a través de Generación Distribuída (en adelante GD), es decir, que la generación de energía eléctrica no sea exclusiva a grandes centrales y en su lugar, se pueda distribuir en otras centrales cercanas a las cargas [1, 5].

Para lograr manejar localmente la dinámica de conexión y desconexión de barcos sin poner en riesgo a la red principal, gestionar adecuadamente los múltiples recursos energéticos en el puerto (incluyendo generación renovable) y proporcionar servicios eficientes y amigables con el medio ambiente para los buques atracados (como *Cold-Ironing*), se ha propuesto el concepto de Micro-Red (en adelante MR) portuaria [1]. Una MR corresponde a una red eléctrica

independiente a escala local que puede operar conectada o desconectada de la red principal, por este motivo permite ofrecer un nivel extra de control para la conexión y desconexión de cargas. Aunque las MR se han desarrollado ampliamente en diferentes contextos (ciudades, comunidades remotas, islas, etcétera), siguen siendo escasas en las zonas portuarias. Esto puede explicarse por la diversidad de cargas en un puerto marítimo (contenedores frigoríficos, grúas de muelle, *Cold-Ironing* para embarcaciones, edificios y más), lo que implica desafíos relacionados con la gestión energética en el puerto, como por ejemplo la dificultad para pronosticar la carga (ante flujos variables de embarcaciones) y sus altos requerimientos de energía y potencia [5].

De esta forma, considerando la importancia del transporte marítimo y la envergadura de sus emisiones, se requiere buscar soluciones que, en primer lugar, no comprometan la operación de los buques y, en segundo lugar, minimicen la contaminación en las zonas costeras donde estos atracan. La posibilidad de conectar los barcos eléctricamente al puerto (*Cold-Ironing*) a través de una MR se alza como una solución que reduce la polución local sin arriesgar la red eléctrica principal. La MR portuaria evitaría que la red principal deba lidiar con las variaciones de cargas por la llegada/salida de barcos, preservando su estabilidad. Varios puertos en el mundo ya cuentan con estas tecnologías y algunos ejemplos de puertos con terminales para suministrar energía desde tierra al barco son los puertos de Long Beach (California), Gotemburgo (Suecia), Róterdam (Países Bajos) y Singapur (Singapur) [5].

En el presente trabajo se propone el diseño de diferentes MR portuarias a través del software de simulación computacional *HOMER Pro*, considerando el dimensionamiento de sistemas locales de generación –convencional a diésel, solar fotovoltaica (FV) y/o eólica– y de almacenamiento (baterías), para alimentar (a través de *Cold-Ironing*) un determinado flujo de barcos que arriben a un puerto marítimo, minimizando el costo de operación para este. El diseño considera mantener disminuir la compra de energía a la red principal para alimentar al puerto y las embarcaciones, a través de baterías y generación local, permitiendo reducir los costos extra asociados a la conexión de embarcaciones, que de lo contrario se considera que se alimentarían a través de la red principal y generación diésel (para cubrir fallas en el suministro). Los puertos seleccionados para las simulaciones corresponden al puerto de Puerto Montt (4 escenarios de estudio) y al Puerto Central (1 escenario de estudio).

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es diseñar una MR portuaria para cada caso de interés que permita minimizar el costo total del proyecto y reducir la compra de energía desde la red en comparación al caso sin GD, mediante el dimensionamiento de sistemas locales de generación convencional (a diésel) y/o renovable (paneles FV y aerogeneradores) y de los sistemas de almacenamiento (baterías) a instalar. Luego, los objetivos específicos son:

1. Estudiar la experiencia internacional en diseño y optimización de MR portuarias y definir una propuesta metodológica para el diseño de una MR portuaria en un puerto de Chile (Puerto Montt o Puerto Central, dependiendo del caso).
2. Determinar las características de la MR (fuentes de generación, equipos de almacenamiento, relación con la red principal, perfiles de demanda, entre otros) e implementarlas en el *software HOMER Pro*.

3. Dimensionar y optimizar la MR para diferentes escenarios a través del uso del *software HOMER Pro*, logrando mantener o disminuir la cantidad de energía comprada a la red principal con respecto al caso del puerto sin GD.
4. Realizar y presentar un análisis técnico-económico de los resultados obtenidos.

1.3. Alcances

En el presente trabajo se busca obtener el diseño óptimo de MR portuaria cuya configuración permita (al menor costo para el puerto) entregar un servicio alternativo para los barcos entrantes, posibilitando la disminución del uso de combustibles fósiles y, por lo tanto, la reducción de la contaminación local.

Se espera que la MR diseñada permita manejar localmente la conexión y desconexión de grandes cargas (como son las embarcaciones) y que su alimentación sea provista a través de energía obtenida tanto de manera local (proveniente de fuentes de generación y/o almacenamiento locales) como también a partir de la compra de energía a la red eléctrica principal, manteniendo o disminuyendo la compra de energía a la red en comparación al caso del puerto sin GD.

Se consideran 5 escenarios de simulación. El diseño principal será realizado en base a un puerto particular en Chile (puerto de Puerto Montt) y considerando escenarios de carga variable (asociadas a cierto flujo particular de embarcaciones). Además del escenario principal, se consideran otros 4 escenarios de simulación con ajustes y sensibilidades para apreciar cómo afectan estos cambios a la MR portuaria. Uno de estos escenarios corresponde a evaluar el caso del Puerto Central (considerando su perfil de radiación solar, viento, temperatura y de consumo energético). La metodología empleada será generalizable y aplicable a otros puertos con diferentes patrones de consumo y flujo de barcos.

Se considera que el puerto realizará la inversión en equipamiento para *Cold-Ironing* (correspondiente a cableado, transformadores, *switchboards*, entre otros) independientemente de la manera en que alimente la carga (ya sea que el puerto cuente con ERNC o que compre la energía desde la red y utilice generación diésel ante fallas), por lo que la evaluación económica en los diferentes casos estudiados excluye los costos de aquel equipamiento, y considera únicamente los costos asociados a equipos adicionales (generadores, módulos FV, aerogeneradores, baterías, inversores) y a la compra/venta de energía.

Cabe destacar que el perfil horario asociado al consumo de barcos que es considerado para el puerto de Puerto Montt incluye las embarcaciones indicadas en la planificación naviera del año 2021, excluyendo cruceros y petroleros (*Oil Tankers*). El motivo de esta exclusión corresponde a la magnitud del consumo de estos tipos de embarcaciones en atraque, que es considerablemente mayor al consumo de los otros tipos de buques que atracan en el puerto. Al ser solo 2 barcos (un crucero y un petrolero) en todo el año, su inclusión en el perfil horario genera dos grandes picos de consumo aislados. En los resultados de la simulación, estos picos implican aumentos considerables de la potencia instalada en generación para las soluciones óptimas, lo que encarece el costo total del proyecto e implica mayores inversiones y mayor uso de espacio. Si bien en este trabajo se han excluido ambos tipos de embarcaciones, también

es posible simular los casos donde estos tipos de embarcaciones son alimentados parcial o completamente, dependiendo de los requerimientos del proyecto a evaluar y los intereses del puerto. Los detalles del perfil considerado se profundizan en la sección 3.2.1.2.

Finalmente, la RAE define una embarcación como una construcción capaz de flotar en el agua y que sirve de medio de transporte, sinónimo de barco. Mientras que un buque, es definido como un “barco con cubierta que, por su tamaño, solidez y fuerza, es adecuado para navegaciones o empresas marítimas de importancia”. En este documento se utilizan los tres términos (barco, buque y embarcación) indistintamente, refiriéndose en general a grandes embarcaciones con capacidad de carga [8, 9]. Adicionalmente, se destaca que en este documento, se utiliza “MR portuaria” para referirse a la integración de una MR en puertos marítimos con instalaciones de *Cold-Ironing*.

1.4. Estructura del documento

Este documento se encuentra conformado por 7 capítulos, cuyo contenido se resume brevemente a continuación.

En el capítulo 1 se introduce el tema, los objetivos, la motivación de este trabajo y sus alcances.

En el capítulo 2 se presenta el marco teórico, incluyendo el uso histórico de la electricidad en embarcaciones, una revisión bibliográfica sobre MR portuarias, su optimización y diseño, y la incorporación de *Cold-Ironing*. Se incluye también el estado del arte, presentando el escenario actual en el mundo y en Chile.

En el capítulo 3 se abarca la metodología a seguir. Se describe la manera de proceder para llevar a cabo el trabajo de investigación, considerando la elección del *software* a utilizar, las características necesarias para diseñar la MR portuaria y la descripción de los escenarios a simular.

En el capítulo 4 se presentan y analizan los resultados de este trabajo, escenario a escenario. Para cerrar el capítulo se realiza un resumen de los resultados obtenidos para cada caso y se comparan entre sí.

Finalmente, en el capítulo 5 se encuentran las principales conclusiones del trabajo, además de algunas propuestas de trabajo futuro.

Capítulo 2

Marco teórico y estado del arte

En este capítulo se abarcan las bases del presente trabajo, desde el sistema de propulsión y el sistema eléctrico en un barco, hasta el escenario actual de las MR portuarias en el mundo.

2.1. Generalidades sobre barcos y propulsión

Existen diferentes tipos de barcos, y como se muestra en la Figura 2.1, una manera de clasificarlos es según el tipo de carga que estos transportan, ya sean: mercancías (líquidas, secas a granel, o secas ordenadas en contenedores o *pallets*), pasajeros, o transporte combinado de pasajeros y cargas rodantes. Además existen otros tipos de barcos, cuya función principal no es el transporte de carga y se dedican a otras actividades o servicios particulares, como por ejemplo los barcos militares, los barcos industriales (pesqueros o de perforación) y buques con otras especializaciones (remolcadores, barcos de investigación o cableros), entre otros [10].

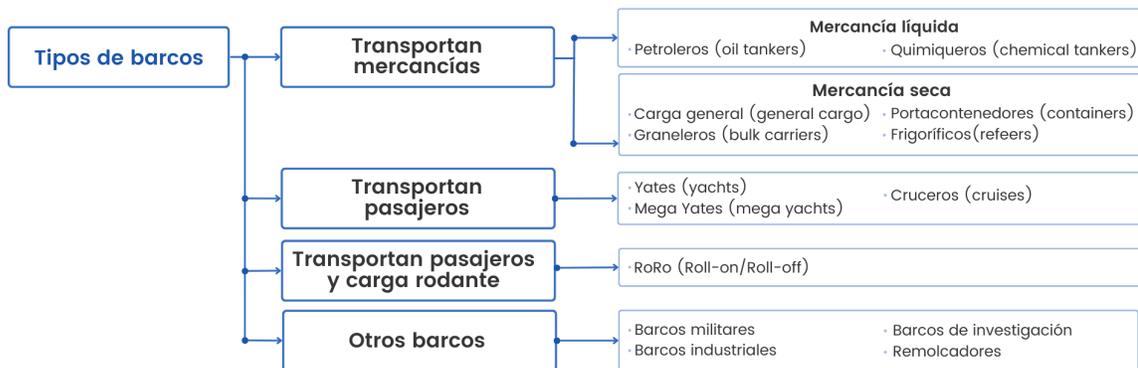


Figura 2.1: Ejemplos de tipos de barcos. Elaboración propia a partir de [10].

En cuanto a los requerimientos energéticos de las embarcaciones en la actualidad, estos dependerán del tipo de embarcación y su modo de operación. De manera general, un buque requiere energía eléctrica principalmente para dos cosas, primero, para propulsar la embarcación, y segundo, para alimentar otros consumos eléctricos dentro del barco (grúas, equipos de radiocomunicación, iluminación, baterías para luces de emergencia, entre otros). La electricidad generada a bordo es distribuida a través de la embarcación y su origen puede variar (la energía puede ser generada a partir de diésel, carbón, gas, entre otras fuentes) y además, un barco puede contar con diferentes fuentes de generación de energía [11, 12]. En las secciones

siguientes se describe de manera general el funcionamiento del sistema de propulsión y el sistema eléctrico de un barco.

2.1.1. Sistema de propulsión

El sistema de propulsión impulsa la nave y permite moverla en la dirección deseada. Antes de que se introdujeran motores para propulsar barcos, era común utilizar velas y remos para este propósito. En general, hoy en día se utiliza propulsión eléctrica, que en ingeniería marina se refiere a que los propulsores (comúnmente hélices) son impulsados por motores eléctricos [12]. Como se profundiza en la Sección 2.1.2, la energía necesaria para alimentar estos motores eléctricos proviene típicamente de la generación en Media Tensión (MT) a bordo, de la cual proviene también el suministro eléctrico para todo el barco [10], y esta energía puede ser generada a partir de diferentes fuentes [12].

Tradicionalmente, un eje mecánico vincula el motor y el propulsor en un barco. Este eje se mantiene alineado y sostenido por las chumaceras [12]. Al hacer girar la hélice es posible empujar el agua, lo que permite el desplazamiento de la embarcación. En la Figura 2.2 se puede apreciar un esquema de algunos de los componentes principales asociados a la propulsión en un barco.

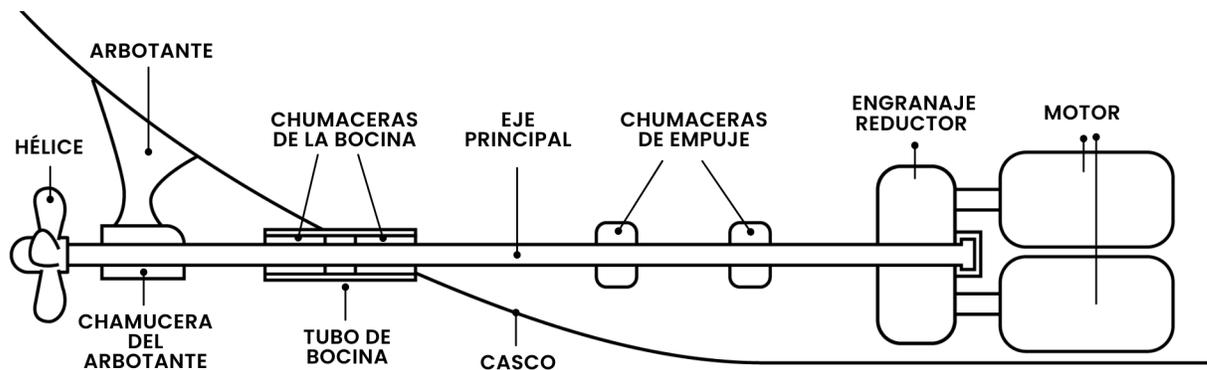


Figura 2.2: Ejemplo de un esquema de la transmisión mecánica en la propulsión de un barco. Adaptado a partir de [12].

La mayoría de las embarcaciones funcionan actualmente con un combustible líquido almacenado a bordo (usualmente en base al petróleo) y un motor de combustión que convierte la energía química (liberada de la combustión de aquel combustible) en energía mecánica, posibilitando la propulsión. Cabe destacar que, si bien la propulsión es siempre un efecto mecánico, pues se requiere empujar el agua, al hablar de propulsión mecánica se suele referir a vehículos propulsados a motor (en este caso embarcaciones), dejando de lado por ejemplo la propulsión manual (a remo) y la eólica (a vela) [12].

2.1.2. Sistema eléctrico a bordo

Para asegurar el funcionamiento de todos los servicios del barco durante la navegación, es necesario poder suministrar a bordo la totalidad de la energía eléctrica demandada por sus consumos. En el caso de grandes embarcaciones, esto quiere decir que debe existir en el barco una central eléctrica independiente, capaz de generar toda la energía necesaria para el suministro a plena carga. Como se mencionó en la Sección 2.1, el barco requiere electricidad

principalmente para dos categorías de consumo: por un lado, la propulsión y, por otro, las demás cargas a bordo [12].

La generación de energía eléctrica a bordo se realiza principalmente mediante grupos electrógenos (*gen-sets*). Cada grupo electrógeno se compone principalmente de dos elementos: el generador y el motor. El motor funciona con combustible (generalmente diésel) y acciona el generador, que a su vez proporciona la electricidad requerida para hacer funcionar otros equipos [12].

Comúnmente, los generadores son agrupados y cada grupo se encarga de alimentar su propia barra. La carga se distribuye en los grupos electrógenos de manera automatizada, en función de la demanda y la carga de cada máquina. El tablero (o *switchboard*) general de distribución de MT se divide usualmente en dos o más secciones, cada una de ellas dependiente de un grupo electrógeno, posibilitando un suministro redundante para las diferentes cargas del barco [12].

La tensión de distribución primaria varía en función de la potencia total a bordo. En grandes buques, los sistemas de generación y distribución de MT a bordo suelen proporcionar niveles de tensión de 11 kV o 6,6 kV. Se usa 11 kV cuando la capacidad total de los generadores supera los 20 MW y el barco tiene motores con potencias superiores a 400 kW, por otro lado, se usa 6,6 kV cuando la capacidad total de los generadores está entre los 10 MW y los 20 MW, y la potencia de los motores no supera los 300 kW. En buques más pequeños, la generación y distribución se realizan generalmente en Baja Tensión (BT), usualmente 440 V o 690 V [12]. Se alimentan directamente en MT [12]:

- Cargas esenciales de alta potencia (por ejemplo los propulsores principales).
- Motores de alta potencia (por ejemplo, para aire acondicionado u otras funciones especiales según la tipología particular de la embarcación)
- Varias subestaciones en las áreas de servicio (las cuales suministran energía de BT a todas las cargas eléctricas en esa área).

Por lo tanto, la energía se transforma de MT a BT en las subestaciones, y la alimentación en BT se realiza a través de una compleja red de distribución en el barco. Se alimentan en BT diferentes tipos de cargas, como por ejemplo: sistemas de iluminación, el timón, los cabrestantes, instalaciones de entretenimiento, lavanderías, entre otras cargas [12].

2.2. Evolución de la electricidad en barcos

El uso de la electricidad en barcos se remonta a un par de siglos atrás. Diferentes invenciones desarrolladas en el periodo entre finales del siglo XIX y principios del siglo XX, fueron clave para el progreso de la navegación moderna. Entre ellas, la invención del motor de inducción de Corriente Alterna (CA), el transformador y el motor diésel, desencadenaron nuevas investigaciones y desarrollo relacionado con submarinos, baterías, turbinas de vapor, motores, y sus aplicaciones [11]. En esta sección se profundiza en la evolución del uso de electricidad en barcos, abordando diferentes tipos de propulsión utilizados en embarcaciones durante los últimos siglos.

2.2.1. Inicios de la electrificación en barcos

A finales de la década de 1830, el inventor alemán Moritz Hermann von Jacobi inventó un motor de Corriente Continua (CC) con el que realizó experimentos en pequeñas embarcaciones capaces de transportar cerca de doce pasajeros con propulsión eléctrica [11]. Sin embargo, debido a las imperfecciones en el diseño inicial de este motor, la invención no fue adoptada ni utilizada en ninguna aplicación práctica [13] y la primera aplicación exitosa de la energía eléctrica en los barcos no fue para propulsión, sino en circuitos de disparo de armas, en la década de 1870 [11]. Posterior al desarrollo de lámparas de arco para la iluminación de calles y espacios públicos, en algunas embarcaciones se instalaron reflectores de lámparas de arco para iluminar buques enemigos, con el objetivo de encandilarlos. Paralelamente, los transatlánticos de lujo fueron equipados con timbres de llamada para comodidad de los pasajeros. Aun así, los primeros registros de un sistema eléctrico a bordo disponible comercialmente corresponden al sistema de iluminación de CC a bordo del buque de carga a vapor *SS Columbia*, en el año 1880 [11].

2.2.2. Corriente Continua y Corriente Alterna

El desarrollo de motores de CC con altos niveles de eficiencia masificó su uso tanto en la industria como para su uso en ferrocarriles. Estos motores excedieron durante muchos años la eficiencia de los motores de CA disponibles, pues si bien la CA tiene la capacidad de transformarse fácilmente entre diferentes niveles de voltaje (sin componentes rotativos como en el caso de los motores CC) y puede transmitirse a grandes distancias, reduciendo las pérdidas por efecto *Joule* al transformar los niveles de tensión, su principal desventaja era que los primeros modelos presentaban grandes pérdidas debido a la potencia reactiva [13]. Hacia finales del siglo XIX, la mayoría de los sistemas de energía instalados a bordo de embarcaciones eran de CC, pues todavía ofrecía un control superior para cargas variables en comparación con los motores de CA y la gestión del factor de potencia seguía siendo un problema. Sin embargo, los sistemas de control de CC eran más grandes y pesados, y los motores de CC eran más complejos de construir, por lo que la adopción de sistemas de CA fue cada vez mayor, tanto en tierra como en embarcaciones marítimas, y se vio acompañada de mejoras en su desempeño [11, 13].

2.2.3. Propulsión turbo-eléctrica y motor diésel

A finales del siglo XIX, tras la reciente revolución industrial, la vela dejó de ser el método de propulsión primario en embarcaciones para dar paso a los motores de vapor. Tradicionalmente, las turbinas de los barcos a vapor proporcionaban energía directa al motor: a medida que las calderas calentaban el agua, el vapor generado hacía girar las turbinas que operaban en la cabeza del eje de la hélice, el cual hacía girar la hélice consigo, empujando el agua y logrando el desplazamiento de la embarcación. En este período, los constructores navales experimentaron y equiparon nuevos buques con novedosas y diversas tecnologías. Sin embargo, la baja eficiencia en el uso de combustible de la máquina a vapor promovió la búsqueda de alternativas. En 1892, el inventor alemán Rudolf Diesel, patentó el motor diésel y autorizó su producción en Suecia y Rusia [11, 13]. Este invento requeriría más tiempo y trabajo para convertirse en un éxito comercial, pero su uso se masificaría y el motor diésel se convertiría en uno de los más usados en el transporte marítimo y con ello, las emisiones asociadas al transporte marítimo global alcanzarían niveles sin precedentes.

En el periodo previo a la Primera Guerra Mundial, se puso en operación el primer buque diésel-eléctrico, el *Vandal*, una barcaza fluvial que navegaba por el río Volga y transportaba carbón a San Petersburgo (Rusia) y a Finlandia, en el cual se instalaron motores diésel acoplados a una transmisión eléctrica en 1903 [11]. En 1908, la propulsión turbo-eléctrica (similar a la propulsión a vapor, pero en lugar de mover la hélice directamente, acciona generadores eléctricos que alimentan motores para hacer girar las hélices a velocidades controladas), fue instalada por primera vez en el *Joseph Medill*, un barco de bomberos. En 1912, el buque minero *USS Jupiter* se convirtió en el primer buque de guerra en adoptar la propulsión turbo-eléctrica, el cual además contaba con un motor diésel y una turbina de vapor de acoplamiento directo. El sistema turbo-eléctrico de 3500 caballos de fuerza suministrado por *General Electric* se consideró un éxito y desencadenó la electrificación de todos los barcos de combate de primera línea en la marina estadounidense. El estallido de la Segunda Guerra Mundial gatilló el desarrollo de buques de carga con propulsión turbo-eléctrica (como el petrolero *T2 Tanker*), fabricándose embarcaciones y submarinos de diferentes tipos y en grandes números durante la guerra. Posteriormente, en la década de 1960 se desarrollaron también buques de propulsión nuclear [11].

2.2.4. Desarrollo de la propulsión eléctrica moderna

Entre los años 1956 y 1985, el desarrollo de la electrónica de potencia marcó el comienzo de las embarcaciones con propulsión completamente eléctrica. A principios del siglo XX, el desarrollo del ignitrón (un tipo de rectificador de mercurio) para la conversión de energía, produjo una alternativa práctica a la conversión de energía mecánica, tanto como rectificador como inversor. El *SS Canberra* se convirtió en 1960 en el primer transatlántico británico de pasajeros con propulsión en CA (equipado con tres motores síncronos de 6.000 V que producían 85.000 caballos de fuerza y le permitían navegar a 27,5 nudos) [13].

El uso de la electrónica de potencia para maximizar la eficiencia del combustible permitió que en 1984 se equipara al crucero *Queen Elizabeth II* con nueve motores diésel acoplados a una transmisión eléctrica. El sistema fue diseñado de manera tal, que para mantener la velocidad de diseño de 28,5 nudos solo se requirieron 7 de los 9 juegos de motores con los que contaba originalmente, lo que produjo un ahorro de combustible del 35 %. Así, el transatlántico de lujo *Queen Elizabeth II* se convirtió en 1987 en el primer buque con sistema de propulsión integrado diésel-eléctrico [11, 13].

El siglo XXI ha visto a nuevas tecnologías surgir y desarrollarse, incluyendo los primeros buques en utilizar GNL como combustible y también las primeras embarcaciones completamente eléctricas, con la inauguración en enero del 2015 del primer *ferry* de pasajeros y automóviles, el *Ampere*, que funciona exclusivamente con baterías (recargadas en el puerto) y que opera con regularidad en Noruega, inaugurando una nueva era para el transporte marítimo en el mundo [11, 13].

2.2.5. Requerimientos y desafíos actuales

Los sistemas de energía eléctrica en embarcaciones han visto un desarrollo considerable desde las primeras aplicaciones de la electricidad en buques en el siglo XIX hasta los modernos sistemas de la actualidad. Hoy, la tendencia es que los requerimientos eléctricos en los buques vayan en aumento, con cargas eléctricas cada vez mayores que contemplan la

mayoría de los sistemas de propulsión y cargas auxiliares, los sistemas de armas en los buques de guerra, las cargas de hotelería y servicio en cruceros, los sistemas de posición para operaciones submarinas, sistemas de iluminación, refrigeración y transmisión, entre otros [13].

Comúnmente, la energía a bordo se genera a partir de motores primarios que utilizan diésel y/o gas, o incluso en plantas nucleares con una configuración turbo-eléctrica. En muchos casos, una prioridad de los sistemas de energía en embarcaciones es que sean confiables. Por ejemplo, en el caso embarcaciones que realizan operaciones peligrosas en las que, en general, cualquier falla podría tener graves consecuencias económicas o ambientales, necesitan sistemas de energía con altos niveles de confiabilidad y estabilidad eléctrica, por lo que su diseño deberá contemplar estos requerimientos y su objetivo principal será asegurar la continuidad del suministro de energía eléctrica. Desde el punto de vista comercial, las embarcaciones deben tener un consumo eficiente de combustible, por lo tanto, también tendrán que mantener sus emisiones al mínimo, al igual que sus costos de combustible. Sin embargo, en el contexto del cambio climático, cada vez existen reglamentaciones más estrictas en cuanto a los niveles de emisiones de contaminantes permitidos, por lo que el uso de combustibles fósiles en puertos y barcos es cada vez más limitado [13].

Estos requerimientos más estrictos representan un desafío para los fabricantes de embarcaciones en la actualidad, fomentando la incorporación de tecnologías como los catalizadores de escape, la recuperación de energía residual, los sistemas de intercambio de calor, el uso de combustible alternativo (como el GNL), la adopción de energías renovables, entre otras medidas [13]. Hoy, la industria marítima de vanguardia busca anticiparse a estas restricciones, investigando y poniendo en operación soluciones innovadoras que permitan adelantarse a las restricciones y acuerdos internacionales, en miras de un transporte marítimo cada vez más eficiente y amigable con el medio ambiente. Entre ellas, se revisan en este documento principalmente las MR portuarias y el uso de *Cold-Ironing*.

2.3. Micro-redes portuarias

Se han propuesto diferentes definiciones formales para el concepto de “micro-red” en las últimas décadas. Usualmente, es aceptado definirla como una red eléctrica a pequeña escala, que puede operar conectada a la red principal, o aislada de ella. Esencialmente, las MR poseen unidades de Generación Distribuida (en adelante GD) y cargas, además de elementos de control [11, 14–16]. Las MR son clave para integrar recursos energéticos renovables y sistemas de almacenamiento de energía distribuidos, además, serán cruciales en el cambio de paradigma de los sistemas eléctricos de potencia, donde el usuario final asumirá cada vez un rol más activo en la red [17].

La GD (también conocida como *Distributed Energy Resources* o DER), corresponde a unidades de generación conectadas a las redes de distribución. Tienen la potencial capacidad de mejorar la confiabilidad y la calidad de la energía del sistema eléctrico, al ser instalada cerca de los consumos y permitir satisfacer la demanda energética a nivel local [11, 14]. Los métodos de generación a partir de ERNC más populares en GD corresponden a sistemas FV y turbinas eólicas, sin embargo, estos no producen energía eléctrica de manera constante ni predecible, debido a la variabilidad e incertidumbre de los recursos naturales que las alimentan (radiación solar y viento).

Para lograr una gestión y control óptimo del uso de ERNC en GD, se ha planteado que el uso de MR es requerido para su buen funcionamiento y su integración efectiva en el sistema eléctrico [17]. De esta manera, es posible satisfacer la demanda energética mediante el uso de sistemas locales de almacenamiento y generación de energía, realizando así pequeñas redes o “micro-redes”. Estas MR podrían resolver problemas energéticos locales y, por lo tanto, aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico [18]. En [17] se propone que es posible imaginar las redes eléctricas del futuro como una serie de MR interconectadas, en las que cada usuario será responsable de generar y almacenar parte de la energía que se consume y de compartir la energía con sus vecinos.

En el caso de las zonas portuarias, los requerimientos energéticos de los puertos modernos implican diferentes desafíos. Para gestionar adecuadamente los múltiples recursos energéticos en el puerto, proporcionar servicios eficientes y amigables con el medio ambiente para los buques atracados (como el uso de *Cold-Ironing*) y manejar localmente la dinámica de conexión y desconexión de barcos sin poner en riesgo a la red principal, se ha propuesto en las últimas décadas el concepto de “micro-red portuaria” [1, 15].

Las MR portuarias tienen algunas similitudes con las MR terrestres, comparten el uso de GD, sistemas de almacenamiento de energía, equipos de control de demanda, entre otros componentes. Además, ambos tipos de MR pueden funcionar tanto conectadas a la red como en modo aislado, por lo que sus estrategias de control y operación también pueden tener similitudes. Sin embargo, una de sus principales diferencias radica en el tipo de carga que deben alimentar. En una MR portuaria, la topología de la MR puede cambiar con constantemente si se considera alimentación de barcos a través de *Cold-Ironing*, por lo que la demanda podrá variar frecuente y considerablemente debido al flujo constante de buques. Además, en el puerto se debe considerar tanto un subsistema eléctrico como un subsistema logístico asociado a las actividades organizacionales del puerto (que consideran asignación de atraques, programación de grúas portuarias, transporte de carga, etcétera) [5].

El modo de funcionamiento en isla de las MR portuarias se considera con menos frecuencia que en las MR clásicas urbanas debido a la dificultad de satisfacer la demanda de carga del puerto solo con fuentes locales, por lo que a menudo se considera la compra de electricidad de la red principal. Estos factores implican que la MR del puerto puede ser más compleja que la MR terrestre convencional, por lo que aplicar los métodos de control y operación de las MR terrestres en MR portuarias no es directo y requiere la implementación de algunas modificaciones [5].

2.3.1. Micro-redes como solución en zonas portuarias

Aunque las MR se utilizan más ampliamente en entornos urbanos, las MR portuarias se han convertido en una solución para gestionar de forma eficiente los complejos requisitos energéticos de los puertos marítimos de todo el mundo. La principal razón para ello es que responden a las necesidades de los puertos modernos, sirviendo simultáneamente a diferentes propósitos para:

- El puerto mismo: la MR le otorga al puerto la posibilidad de lograr un mejor control en la gestión de la generación local (incluyendo el uso de ERNC en GD y soluciones

de almacenamiento), y también facilita la conexión y desconexión de cargas eléctricas (incluyendo *Cold-Ironing* y su infraestructura asociada). Esta mejora en la gestión y el control también implica mayor autonomía para el puerto en términos de su uso de la energía.

- Las embarcaciones entrantes: el uso de *Cold-Ironing* le entrega un valor agregado al puerto, ya que algunos operadores de buques pueden preferir puertos que dispongan de instalaciones modernas y adecuadas a sus necesidades y a sus objetivos económicos, medioambientales y estratégicos.
- La red eléctrica principal: la MR añade una “capa extra” de protección a la hora de conectar el puerto a la red. Sin ella, la red principal podría verse afectada por variaciones de carga importantes y/o bruscas a lo largo del día. Además, la MR podría incluso permitir al puerto prestar servicios a la red principal, como regulación de frecuencia y tensión, mediante la inyección de sus excedentes energéticos cuando sea necesario (y permitido, según la normativa local vigente), aumentando la flexibilidad del sistema. Esto es especialmente importante para los puertos que desean establecer instalaciones de *Cold-Ironing*, ya que grandes embarcaciones representan grandes cargas y su consumo podría afectar la red principal de forma significativa.

2.3.2. *Cold-Ironing*

Para prevenir la emisión de contaminantes en las zonas cercanas al puerto marítimo, ha surgido el concepto de *Cold-Ironing*, un proceso que permite proporcionar energía eléctrica en tierra a un barco atracado mientras sus motores principales y auxiliares se encuentran apagados. Al adoptar esta propuesta, los puertos marítimos del futuro podrán ofrecer no solo servicios logísticos convencionales, sino también proveer servicios a los barcos a través de conexiones eléctricas [1, 19]. El uso de *Cold-Ironing* mitiga la contaminación generada por el barco por dos principales motivos [4]:

1. Localmente, el barco deja de utilizar derivados del petróleo para generar energía, lo que reduce las emisiones en la zona costera.
2. Al usar *Cold-Ironing*, la composición de la matriz energética local determinará la contaminación asociada a su consumo. Al conectarse eléctricamente al puerto, si este cuenta con generación renovable para alimentar el suministro, se reduce la emisión de contaminantes de manera generalizada, no solo en la zona costera.

De esta forma, la combinación entre MR portuarias y la integración de *Cold-Ironing* permite maximizar los beneficios ambientales de ambas soluciones al incorporar fuentes de ERNC para suministrar energía a los barcos aparcados en el puerto [4].

El concepto emergente de la combinación entre MR y *Cold-Ironing* es beneficioso para la industria marítima, pues la colaboración entre ambos sistemas eléctricos presenta ventajas no solo en cuanto a la disminución de emisiones, sino también en términos económicos y de resiliencia energética. El uso de *Cold-Ironing* puede provocar perturbaciones en el suministro eléctrico si la alta demanda energética de los barcos durante el atraque es superior a la que es posible suministrar. Adicionalmente, ante un corte de suministro, muchas de las operaciones del puerto se verán afectadas, lo que podrá ocasionar pérdidas de miles de millones de dólares. La energía generada localmente en la MR portuaria es capaz de ofrecer el suministro

energético en momentos de estrés como estos, y además, aumenta la seguridad energética y la resistencia de las instalaciones de *Cold-Ironing*.

Cabe destacar, que una MR portuaria podrá permitir aumentar la electrificación del puerto, por ejemplo, a través de instalaciones de *Cold-Ironing* que podrían no haber sido soportadas por la red eléctrica principal. En términos económicos, las MR portuarias son eficientes para reducir el costo de operación del puerto, permitiendo potencialmente disminuir la demanda energética en las horas pico y permitir revender energía al existir un exceso en generación, en caso de que la normativa local lo permita [7].

2.3.2.1. Requerimientos

En el lado del barco, el tamaño de la central eléctrica varía según el tipo de embarcación, siendo típico un sistema de energía distribuida de 400 V. En el lado del puerto, los barcos suelen estar conectados con una tensión media de 6,6 kV u 11 kV. Para reducir o aumentar el nivel de tensión al valor deseado para compatibilizar ambos sistemas, se utilizan transformadores. Además, se requieren convertidores de frecuencia cuando el puerto y el barco no coinciden en frecuencia de operación [7].

El equipo esencial para proporcionar electricidad a los barcos atracados consiste en un transformador reductor, un convertidor, un transformador elevador, un cable del puerto al barco, un tablero tipo *switchboard* en el puerto y dos tableros tipo *switchboard* en el barco, como se muestra en la Figura 2.3 [4, 5, 7, 20].

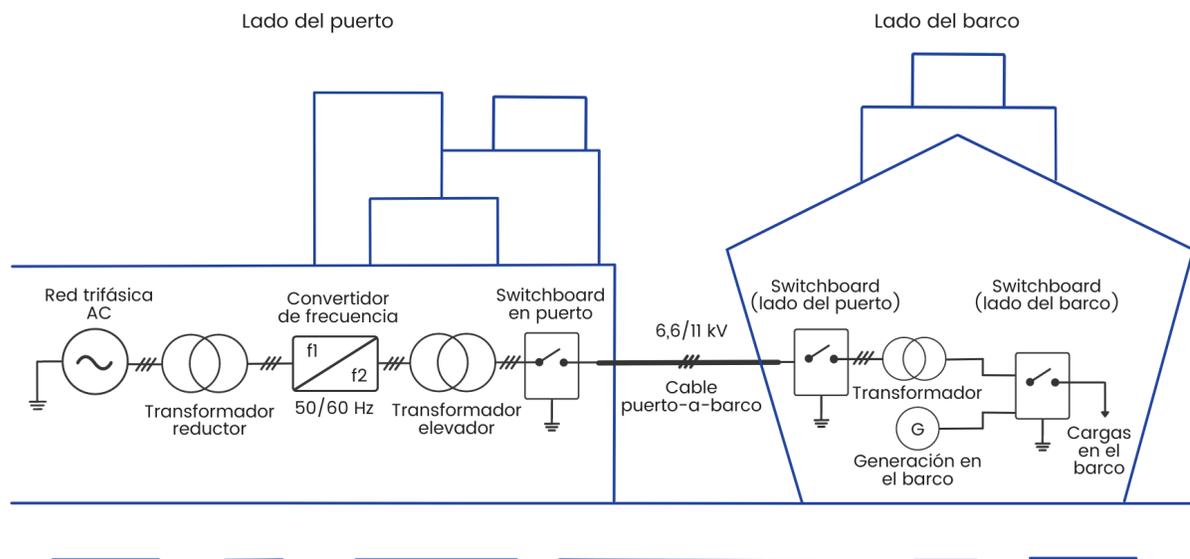


Figura 2.3: Requisitos de infraestructura de un sistema de *Cold-Ironing*. Adaptado a partir de [4, 7, 20].

A continuación se describen brevemente los elementos esenciales para *Cold-Ironing* [4]:

1. En primer lugar, se requiere un transformador reductor para disminuir el nivel de voltaje entregado por la red eléctrica trifásica desde AT (Alta Tensión) a MT (entre 10 kV y 35 kV).

2. En segundo lugar, se utiliza un convertidor para obtener la frecuencia requerida para cada barco en particular, pues dependiendo de su país de manufactura este podrá operar en diferentes frecuencias, por ejemplo en la mayoría de los puertos de Asia, África, Europa y Oceanía se utilizan 50 Hz, mientras en la mayoría de los puertos de América se usa 60 Hz, como se muestra en la Figura 2.4.

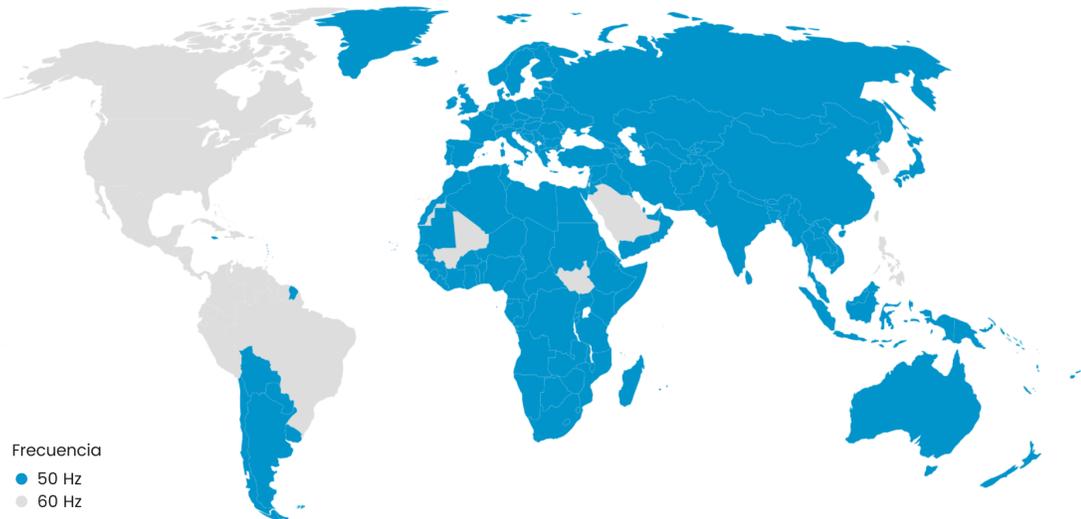


Figura 2.4: Mapa de frecuencias utilizadas en las redes eléctricas del mundo. Adaptado a partir de [21].

3. En tercer lugar, se necesita un transformador elevador para ajustar la tensión en el puerto a los requisitos de tensión del barco (6,6 kV u 11 kV).
4. Finalmente, un cable debe conectar el puerto con la infraestructura eléctrica del barco, a través de tableros tipo *switchboard* en el puerto y en el barco. Cabe destacar que este cable es muy pesado, ya que necesita proporcionar un nivel de voltaje medio, por lo que para manipularlo se requiere un Sistema de Gestión de Grúas (o CMS, por sus siglas en inglés).

Adicionalmente, los barcos tradicionales (es decir, aquellas embarcaciones que no han sido diseñadas considerando *Cold-Ironing* originalmente) deben modificarse para permitir la conexión al sistema de energía del puerto [4].

Existen tres tipos de topologías de *Cold-Ironing*, estas se diferencian principalmente en la ubicación y capacidad de sus convertidores de frecuencia y transformadores. Estos son [22]:

1. *Cold-Ironing* con distribución centralizada: los convertidores de frecuencia están agrupados y alejados de los sitios de atraque, mientras cada sitio cuenta con su propio sistema de transformación. Permite mayor flexibilidad en el dimensionamiento del o los convertidores y así aprovechar su capacidad para una mayor diversidad de cargas en cada sitio de atraque.
2. *Cold-Ironing* con topología distribuida: cada atracadero cuenta con sus propios equipos para la conversión y transformación, permitiendo su operación independiente del resto del sistema, sin embargo, requiere más espacio y cada convertidor deberá ser dimensionado especialmente para cierto tipo de carga.

3. *Cold-Ironing* con distribución CC: cuenta con un rectificador centralizado e inversores distribuidos en el muelle. La distribución en CC facilita la integración con, por ejemplo, dispositivos de almacenamiento o generación solar FV dentro del puerto. Sin embargo, complejiza los sistemas de protecciones, especialmente a tensiones más altas.

La elección de la topología a utilizar dependerá de las características y necesidades del puerto. No obstante, independientemente de la topología escogida, el diseño de un sistema de *Cold-Ironing* adecuado debe lograr satisfacer la demanda eléctrica de una variedad de barcos que potencialmente atracarán en el puerto, considerando tanto sus requisitos de tensión como de potencia. Los barcos y sus demandas eléctricas se pueden clasificar según se muestra en la tabla 2.1 [4].

Tabla 2.1: Requisitos de voltaje y potencia para barcos atracados. Adaptado a partir de [4, 23].

Tipo de barco	Requisitos de tensión fase-fase (kV)	Requisitos de potencia (kW)
Crucero	6,6 u 11	7.000
Portacontenedores	6,6	1.000 - 4.000
Transportadores de GNL	6,6 u 11	5.000 - 6.000
Roll-on/roll-off (RoRo)	11	700
Tanker	6,6	5.000 - 6.000

Uno de los desafíos para la operación de la MR portuaria es la incertidumbre en la dimensión de la carga asociada a *Cold-Ironing*, donde la densidad del tráfico de los barcos atracados puede aumentar o disminuir con frecuencia. Puede ocurrir que varios barcos con grandes cargas atraquen al mismo tiempo, ocasionando que, potencialmente, la demanda energética supere la oferta disponible. Para garantizar un funcionamiento confiable del puerto, la seguridad energética no sería de confianza si el proceso de *Cold-Ironing* dependiese únicamente del suministro de la red principal, reforzando la motivación para el uso conjunto de *Cold-Ironing* y MR en puertos marítimos [20].

2.3.3. Diseño y optimización

Para determinar el dimensionamiento de los elementos relevantes de la MR, es necesario conocer la demanda de energía y potencia de las cargas, las cuales deben ser abastecidas por las fuentes de generación y las soluciones de almacenamiento. Las propuestas se pueden evaluar considerando diferentes criterios [5]:

- Costos: se puede realizar el dimensionamiento minimizando el costo total del proyecto durante su vida útil, incluyendo costos de inversión, operación y mantenimiento y, cuando corresponde, también el costo de reemplazo de algunos equipos. Algunos estudios consideran solo los costos de inversión, tanto para las unidades despachables como las no despachables, así como de las soluciones de almacenamiento.
- Contaminación ambiental: la optimización del dimensionamiento puede basarse en la minimización de la contaminación emitida, ya sea por embarcaciones (turbinas auxiliares) y/o por centrales eléctricas en la red principal. Esta contaminación puede reducirse utilizando fuentes de ERNC en el puerto, dimensionadas de acuerdo con las necesidades energéticas de los buques atracados.

- **Fiabilidad:** el dimensionamiento de la MR debe permitir el suministro de cargas críticas, por ejemplo, contenedores frigoríficos o grúas de muelle, para las que una falla en el suministro eléctrico puede tener graves consecuencias técnicas y financieras. Para garantizar la continuidad del servicio, se puede integrar redundancias en el diseño de la MR, por ejemplo, enmallando la red al agregar algunas interconexiones entre partes de ella o entre varios puertos. Además, para evitar apagones, se debe considerar la congestión de la red y los límites de potencia de funcionamiento de los elementos de la MR.
- **Geografía:** El área disponible para las nuevas instalaciones eléctricas en los puertos marítimos puede ser limitada, debido a la preexistencia de edificios e instalaciones. Por este motivo, en algunos casos se considera en el dimensionamiento de la MR el área disponible para la instalación de paneles FV y otros equipos.

Además, para mejorar la confiabilidad, se puede considerar la interconexión de la MR con otras redes (como la red principal o MR de otros puertos marítimos) [5].

Para dimensionar MR, se mencionan 3 principales métodos en la literatura: búsqueda iterativa, programación lineal y *HOMER Pro*. El primero consiste en un algoritmo que comienza en un punto y busca iterativamente una solución cada vez mejor, esta se detiene cuando en las proximidades aquella solución no existe una mejor alternativa. El segundo consiste en maximizar (o minimizar) una función objetivo lineal sujeta a una o más restricciones. La tercera opción corresponde al uso del *software HOMER Pro*, el cual cuenta con un algoritmo propio de optimización que se discute en profundidad en la Sección 2.3.3.1. Las ventajas y desventajas de cada método se pueden ver resumidas en la Tabla 2.2 [5].

Tabla 2.2: Herramientas y métodos utilizados en artículos relacionados con el dimensionamiento de micro-redes. Adaptado a partir de [5].

Método / Herramienta	Ventajas	Desventajas	Referencias
Búsqueda iterativa	Fácil implementación	Potencial tiempo alto de computación según el espacio de búsqueda	[24, 25]
Optimización / programación lineal	Se puede obtener la mejor solución para la función objetivo	Alto tiempo de computación	[26]
HOMER	Simplicidad de uso con fuentes y soluciones de almacenamiento predefinidas	Dificultad para implementar componentes específicos del puerto y requiere una licencia de pago	[27, 28]

Además de un dimensionamiento adecuado, la implementación de una MR portuaria requerirá de un sistema de gestión energética complejo, debido a la diversidad de componentes que pueden integrarse en la MR, la naturaleza estocástica de la generación de energía a partir de ERNC y la dificultad para estimar la demanda de algunas cargas portuarias. Además, el manejo de estas MR enfrenta regulaciones y limitaciones ambientales, técnicas y económicas. Para una gestión energética adecuada se suelen considerar varios aspectos, a veces de manera simultánea. Algunos de estos criterios son [5]:

- **Minimización de costos de operación:** en general, los costos de compra y venta determinan la planificación del uso de las fuentes de generación, soluciones de almacenamiento

y las cargas. Para limitar la cantidad de electricidad comprada, la energía generada por las fuentes en el puerto se utiliza para cargas locales (autoconsumo) y de existir excedentes de energía, este se vende a la red principal (a veces, a través de un agregador) cuando está permitido. Se pueden considerar otros tipos de costos como: fuentes de energía adicionales (gas natural, combustibles fósiles), la integración de DSM (*Demand Side Management* o Gestión del Lado de la Demanda) y la disminución de la disponibilidad de recursos naturales renovables.

- Minimización de la contaminación: considerando los contaminantes emitidos por los motores auxiliares de un buque o por las fuentes de energía convencionales de la red principal.
- Asegurar la continuidad del servicio: tomando en cuenta la confiabilidad del suministro eléctrico para evitar apagones y asegurar el suministro para las cargas más críticas, como contenedores refrigerados, grúas, entre otros.

A la hora de diseñar el sistema de gestión energética de la MR portuaria, se deben tomar en cuenta limitaciones como: el balance energético, los límites de los elementos de la MR (estado de carga de las soluciones de almacenamiento y potencias máximas alcanzables), la programación de la demanda, el comportamiento dinámico de la MR, etcétera. Algunas tendencias relacionadas con la gestión de elementos específicos de una MR portuaria se destacan a continuación [5]:

- Gestión energética de la energía generada por fuentes de ERNC: esta energía se utiliza principalmente en cargas locales, para reducir el consumo energético desde la red principal y, por lo tanto, el costo de la electricidad comprada. Por ejemplo, la energía generada por paneles solares FV y turbinas eólicas se puede utilizar para alimentar embarcaciones a través de *Cold-Ironing* o para cargas del puerto (como grúas de muelle o contenedores refrigerados). Los excedentes de energía generada pueden inyectarse a la red principal (si la normativa lo permite) o ser almacenados en el puerto para su uso posterior, permitiendo así reducir la cantidad de electricidad comprada a la red principal.
- Gestión energética de grúas en el muelle: la planificación operativa de las grúas de muelle se optimiza para reducir la energía extraída de la red principal, utilizando la energía regenerativa de una grúa en modo de descenso para suministrar energía a otra grúa en modo de elevación. Es decir, la energía recolectada durante el descenso de un contenedor se puede almacenar en *flywheels*, baterías o supercondensadores. Esta energía almacenada se podría utilizar más tarde para suministrar energía a la grúa durante la elevación de los contenedores, por lo que la demanda neta se reduce. La energía almacenada también se puede utilizar para alimentar a la grúa cuando la electricidad es más cara o para evitar gastos adicionales por picos de carga.
- Gestión energética de los buques durante el atraque: en [29] se propuso una comparación de dos posibles soluciones para cargar las baterías de un barco. La primera opción se basa en una fuente de alimentación en el puerto conectada a las baterías del barco durante el atraque. La segunda opción es cargar varias baterías en el puerto antes de la llegada del barco y luego cambiarlas por las baterías del barco durante el atraque. Esta última opción permite evitar la instalación de una fuente de alimentación terrestre, sin embargo, requiere de un número suficiente de baterías iguales en el puerto. La energía

eléctrica utilizada para cargar las baterías del barco y para el *Cold-Ironing* puede ser generada por fuentes de ERNC o suministrada por la red principal. Además, debido a sus fuentes de energía integradas (motores auxiliares y soluciones de almacenamiento), las embarcaciones pueden proporcionar servicios a la red desde el puerto durante el atraque, como por ejemplo regulación de frecuencia y voltaje. Este es un concepto innovador llamado barco a red o (*B2G*, del inglés *Boat-to-Grid*), similar al concepto existente para vehículos eléctricos (*V2G*). La asignación de sitios de atraque para los buques también se puede tener en cuenta en el sistema de gestión energética, para minimizar la emisión de contaminantes y cumplir con los requisitos de carga de los buques, según las embarcaciones que arriben y las instalaciones disponibles en cada sitio.

- Gestión del lado de la demanda (DSM): aunque es difícil predecir las cargas de un puerto debido a su naturaleza estocástica, varias publicaciones han descrito la investigación de la aplicación de DSM en MR portuarias. Las principales cargas consideradas en la literatura han sido *Cold-Ironing* para embarcaciones, contenedores refrigerados, grúas y Vehículos Eléctricos (VE). Por ejemplo, la operación de los contenedores refrigerados y el suministro a través *Cold-Ironing* a las embarcaciones se puede planificar para minimizar varios criterios, incluyendo costos de operación (incluyendo la compra de electricidad y combustible para los motores auxiliares de los barcos), contaminación emitida por los motores auxiliares, entre otros.

De esta forma, el dimensionamiento y la optimización están vinculados y se complementan entre sí. Para lograr la solución óptima, tanto los recursos computacionales como los datos recopilados relacionados con el sistema son importantes en la fase de modelado. Sin embargo, existen limitaciones en el sector portuario para adquirir datos en tiempo real. Para superar este desafío, la simulación computacional es un método útil para formular y evaluar el sistema de gestión energética de la MR antes de implementarlo en la aplicación real [7].

Los principales métodos utilizados en la literatura para gestión energética de MR portuarias son: optimización basada en lógica difusa (se toman decisiones en función del grado de cumplimiento de cierta premisa), optimización metaheurística (busca la solución óptima entre diferentes estados candidatos dentro de un espacio de búsqueda), programación lineal (busca maximizar o minimizar una función lineal), análisis dinámico (a través del *software* de simulación *PSCAD*) o el uso del *software HOMER* (también utilizado para dimensionamiento). Sus ventajas y desventajas se indican en la Tabla 2.3 [5].

Tabla 2.3: Herramientas y métodos utilizados en la gestión energética de micro-redes portuarias. Adaptado a partir de [5].

Método / Herramienta	Ventajas	Desventajas	Referencias
Optimización basada en lógica difusa	Tiempo de computación y manejo de incertidumbre	Baja precisión	[30]
Optimización / herramientas metaheurísticas	Encuentra la mejor solución en cuanto a la función objetivo	Alto tiempo de convergencia y computación	[31]
Optimización / programación lineal	Precisión de la solución	Alto tiempo de computación	[26, 32]
Análisis dinámico / PSCAD	Comprueba la estabilidad del sistema durante los transientes	Alto tiempo de computación y requiere una licencia pagada	[29]
<i>HOMER</i>	Se obtiene la solución óptima de acuerdo a la minimización de costo y satisfacción de la demanda	Dificultad para implementar componentes específicos del puerto y requiere una licencia pagada	[27, 28]

Si bien es posible obtener soluciones factibles a partir de los diferentes métodos y herramientas mencionados en las Tablas 2.2 y 2.3, para este trabajo la herramienta utilizada será el *Software HOMER Pro*. El optimizador *HOMER* es una de las técnicas más utilizadas en optimización y dimensionamiento de MR, permitiendo un diseño flexible del sistema energético [7]. Entre sus características más ventajosas se encuentra la opción de diseñar el sistema tanto conectado a la red como aislado de ella y la posibilidad para integrar con facilidad diferentes combinaciones de componentes y características personalizadas (como perfiles de demanda o de recursos naturales), sin largos tiempos de computación. Estas características y parámetros pueden ser ajustados con simplicidad e incluso es posible integrar análisis de sensibilidad para diferentes elementos. Además, es conveniente para la evaluación financiera, energética y de emisiones, permitiendo comparaciones y análisis completos de las propuestas presentadas. Por último, su amigable interfaz y diagramación, facilita la comprensión de la composición de la MR y los resultados obtenidos, incluso para espectadores no experimentados en el *software*.

2.3.3.1. *Software HOMER Pro*

Dadas las características expuestas anteriormente, la herramienta escogida para este trabajo corresponde al *software HOMER Pro*. Este *software* requiere ingresar una serie de características y parámetros para el proyecto y luego permite optimizar tanto el diseño de la MR como su modo de operación.

En cuanto a la simulación, *HOMER* calcula el balance energético para intervalos de tiempo en un año (8.760 horas o 525.600 minutos) y decide cómo operar los generadores y si se deben cargar o no las baterías. El *software* ejecuta varias simulaciones (con diferentes configuraciones) para determinar el sistema óptimo, donde “óptimo” se refiere al menor NPC o Costo Presente Neto del proyecto durante todo su ciclo de vida. Para esto, determina si la configuración es factible (es decir, si cumple con el suministro) y luego estima el costo total del proyecto durante su vida útil, calculando el costo de inversión en las instalaciones (CAPEX), el costo de operación (OPEX) –que incluye el costo de combustible y la mantención de los equipos– y también los costos de reemplazo para los equipos que lo requieran [33].

Respecto a la optimización, *HOMER* permite utilizar 2 métodos diferentes. El primero es un algoritmo patentado y diseñado para uso exclusivo en *HOMER*, este es un algoritmo “libre de derivadas” y elige de manera automática el tamaño o la capacidad de los componentes, buscando el mínimo costo para el sistema. El segundo corresponde a un algoritmo de búsqueda en un espacio predefinido (“espacio de búsqueda” o “*Search Space*”), en este se definen valores (como capacidad o cantidad) para varios componentes y *HOMER* usa estos valores para simular todas las configuraciones factibles en el sistema y determinar la configuración más eficiente según la cantidad definida en este espacio de búsqueda [27, 33, 34].

2.4. Escenario internacional

En los últimos años, un número creciente de puertos marítimos ha iniciado programas de eficiencia energética. En algunas de estas zonas portuarias se ha instalado o se prevee la instalación de una MR en un futuro próximo [5].

2.4.1. Certificaciones en gestión energética

Existe una variedad de medidas y estrategias que han sido publicadas en estudios previos que contribuyen a reducir las emisiones de carbono en los puertos marítimos. En las últimas décadas, gobiernos, coaliciones globales y organizaciones internacionales han buscado impulsar soluciones más sostenibles basadas en tecnologías modernas e innovadoras para minimizar las emisiones de carbono en los sectores industriales. La manera de llevar a cabo este impulso ha sido principalmente mediante el anuncio de subvenciones financieras para investigación e implementación de proyectos que busquen reducir las emisiones [16].

Si bien la eficiencia energética y el desarrollo de MR en las zonas portuarias son temas recientes, varios puertos en el mundo han obtenido certificaciones ISO relacionadas con la gestión energética, como por ejemplo las siguientes certificaciones [5]:

- ISO 50001: esta certificación está relacionada con el establecimiento, la implementación, el mantenimiento y la mejora de un sistema de gestión energética, ocupándose de la eficiencia energética, el uso y el consumo de energía. Varios puertos han obtenido esta certificación: Hamburgo (Alemania), Amberes (Bélgica), *Felixstowe* (Reino Unido), Arica (Chile), *Baltic Container Terminal* (Polonia), Valencia (España), entre otros.
- ISO 14001: esta certificación se relaciona con el sistema de gestión ambiental, permitiendo mejorar el desempeño y cumplir los objetivos ambientales. Muchos puertos europeos han obtenido también esta certificación.

Además, como la gestión energética en los puertos marítimos necesita, en ocasiones, considerar la contaminación del aire y su seguridad de operación, se pueden considerar las certificaciones ISO OHSAS 18001 e ISO 45001. Estas certificaciones se refieren a la salud y la gestión de seguridad. Puertos que han obtenido estas certificaciones incluyen los puertos de: Róterdam (Holanda), San Pedro (Costa de Marfil), Calais (Francia), entre otros [5].

2.4.2. Normativa en *Cold-Ironing*

En cuanto a *Cold-Ironing*, actualmente no existe una única regulación universal. Sin embargo, en la última década han surgido algunas normativas internacionales, las cuales se

comparan en profundidad en [35]. Los resultados de la comparación muestran que muchas de las reglamentaciones estudiadas se enfocan exclusivamente en el lado de la instalación que corresponde al barco, o bien, brindan algunas recomendaciones generales para el lado del puerto, considerando que este no forma parte del barco y, en consecuencia, no es el foco de la normativa [4, 35].

La primera de estas normas internacionales sobre *Cold-Ironing* fue lanzada el 2012 y corresponde a la IEC/ISO/IEEE 80005-1. Esta normativa proporcionó los primeros requisitos de conexión en puertos para sistemas HVSC, y en 2016, la segunda parte de esta norma estableció reglamentaciones asociadas a la comunicación de datos para seguimiento y control. Los principales elementos que se deben tener en cuenta al implementar un sistema de *Cold-Ironing* según esta normativa se pueden clasificar en categorías como: calidad de la energía, configuración de enchufes/conectores, equipos de conversión, aislamiento, resistencia de puesta a tierra y conexión de equipos [4].

Adicionalmente, la IMO ha declarado que “está abordando la necesidad de estándares globales para el proceso de suministro de energía eléctrica en tierra a un barco en el muelle, mientras sus motores principal y auxiliar están apagados”. Habiendo presentado las directrices provisionales sobre la operación segura en este proceso al Comité de Seguridad Marítima (MSC, por sus siglas en inglés) en el año 2020 [36].

2.4.3. Investigación a lo largo de los años

En los últimos años, se han publicado numerosos artículos de investigación relacionados con el diseño, el dimensionamiento y la gestión de MR portuarias. Para ilustrar esta tendencia, se ha realizado una búsqueda de los artículos existentes en la literatura con la base de datos *Scopus* [37] imitando el procedimiento realizado en [5]. Para esto se consultó la siguiente entrada:

```
(TITLE-ABS-KEY(size OR sizing OR design OR electrification OR control OR management OR ems))
↪ AND (TITLE-ABS-KEY(electric* OR energ*)) AND (TITLE-ABS-KEY (grid* OR
↪ microgrid*)) AND (TITLE-ABS-KEY(harbor* OR harbor* OR "port area" OR seaport))
```

Los resultados obtenidos de la búsqueda se muestran en la Figura 2.5. Estos muestran un número creciente de artículos desde 2007, y especialmente desde 2018. Esta tendencia, según [5], puede explicarse por las regulaciones establecidas por la Comisión Europea y la IMO en la década de 2010 para *Cold-Ironing* y la reducción de GEI, que implican la necesidad de responder a una gran cantidad de desafíos relacionados con estos procesos.



Figura 2.5: Número de publicaciones relacionadas con el diseño, dimensionamiento y gestión de micro-redes portuarias a lo largo de los años hasta 2023, según la base de datos *Scopus* (resultados al 24 de septiembre de 2022). Traducido a partir de [37].

Cabe destacar que la mayoría de los países de los que proceden estos artículos corresponden a países con algunos de los puertos principales del mundo: Italia, Estados Unidos, Dinamarca, China, Taiwán, Francia, Alemania, Singapur, Reino Unido, Finlandia, Grecia, India, Malasia, Países Bajos, Noruega, Suecia, etcétera [5, 37]. Algunos puertos ubicados en estos países se han utilizado como casos de aplicación para artículos de investigación, por ejemplo: *Long Beach* (EE. UU.) [31, 38], *Houston* (EE. UU.) [26], *Copenhague*, (Dinamarca) [27], *Kaohsiung* (Taiwán) [39] y *Cerdeña* (Italia) [40].

2.4.4. Implementación y operación

Entre los puertos que cuentan con tecnología de MR en el mundo, algunos cuentan con infraestructura para *Cold-Ironing* (con suministros de energía en el puerto que pueden alcanzar varios MW) y poseen generación renovable para actividades en el puerto (principalmente energía solar FV y eólica), infraestructura de carga para VE y/o sistemas de almacenamiento, entre otros elementos. La mayoría de estos puertos se encuentran en Europa y los Estados Unidos de América, y corresponden a puertos principales para el transporte marítimo a nivel mundial. En la Tabla 2.4, se presenta un resumen general de algunos proyectos de MR en zonas portuarias, mostrando sus componentes principales y algunos comentarios al respecto [5].

Tabla 2.4: Ejemplos de implementación de micro-redes en áreas portuarias. Adaptado a partir de [5].

Puerto	Estado	Elementos Considerados	Comentarios	Referencias
<i>Stockholm Royal Seaport</i> (Suecia)	Activo	FV (548 kW, techo), geotermia, <i>Cold-Ironing</i> , VE	La MR involucra el puerto marítimo y el vecindario residencial cercano	[41, 42]
Róterdam (Holanda)	Activo	FV (3,5 MW, techo), turbinas eólicas (200 MW), biomasa, baterías de ion-litio (10 MWh), <i>Cold-Ironing</i>	En el futuro se espera incorporar fuentes de energía renovable en el puerto (eólica y solar)	[43–45]
Ámsterdam, Holanda)	Activo	FV (4 MW), turbinas eólicas (100 MW), biomasa, biocombustible, hidrógeno, <i>Cold-Ironing</i>	Para limitar el área en tierra utilizada, las baterías se pueden ubicar en barcas flotantes (proyecto en desarrollo)	[46, 47]
Antwerp (Bélgica)	Activo	FV (56 MW), turbinas eólicas (150 MW), biomasa y planchado en frío	Usan también otras tecnologías energéticas utilizadas (hidro-turbina, paneles termosolares e hidrógeno)	[48]
Gotemburgo (Suecia)	Activo	FV, <i>Cold-Ironing</i>	Fue de los primeros puertos en Europa en desarrollar en los años 2000 el suministro de energía en la costa para embarcaciones	[49]
Los Ángeles (EEUU), terminal de carga	Inaugurado en 2016	FV (1 MW, techo), baterías de litio (2,6 MWh), VE, <i>Cold-Ironing</i>	Costos de inversión: 27 M USD	[50]
Auckland (Nueva Zelanda)	Inaugurado en 2018	FV	MR con bus en CC, con integración de edificios y centros de carga	[51]
San Diego (EEUU), terminal de carga	Inaugurado en 2020	FV (700 kW), baterías (2,5 MWh), DSM, VE	Costos de inversión: 9,3 M USD	[52, 53]
Long Beach, (EEUU), terminal de carga	Pendiente	FV (300 kW, estacionamiento solar), baterías (670 kWh), generadores diésel (500 kW), estaciones de carga para VE, DSM para las cargas del puerto	Costos de inversión: 7,1 M USD, posee sistemas de almacenamiento de baterías fijos y móviles	[54, 54]

Para dimensionar algunos de los beneficios del uso de *Cold-Ironing*, la Junta de Recursos del Aire de California en Estados Unidos de América ha evaluado el impacto que puede tener esta tecnología en la reducción de emisiones en puertos, estimando que las emisiones de GEI podrían reducirse en un 70 % (alrededor de 18 t por día) si cada barco atracado tres o más veces al año en los puertos de California utilizara un sistema de *Cold-Ironing*. Además, desde 2010 la Agencia de Protección Ambiental del estado de California ha promovido el uso de normas sobre *Cold-Ironing* para cumplir con los límites de reducción de emisiones. Debido a estas y otras leyes ambientales, más puertos tanto en California como en Alaska están utilizando sistemas HVSC para cruceros y grandes buques portacontenedores. Los puertos de California han planeado un voltaje de suministro de 6,6 kV con suministro de potencia de hasta 7,5 MVA por puesto de atraque. Para facilitar la ejecución de sistemas de *Cold-Ironing* para buques, se requiere del desarrollo coordinado de técnicas analíticas, infraestructura portuaria y generación eléctrica a bordo [4].

Por otro lado, en Europa se pueden encontrar variados ejemplos de puertos que utilizan sistemas de *Cold-Ironing* como los puertos de Gotemburgo (Suecia), Oslo (Noruega), Róterdam (Países Bajos), Hamburgo (Alemania) y Vigo (España). En Asia y Oceanía, un ejemplo es el puerto de *Tanjung Perak* (Indonesia). En todos los casos antes mencionados y los futuros puertos inteligentes, para lograr el objetivo de puerto cero emisiones, la integración de MR y de políticas gubernamentales para aumentar la conciencia de la población sobre el cambio climático son requisitos imprescindibles [4]. En la Figura 2.6 se muestra un mapa con algunos ejemplos de MR portuarias en el mundo (con y sin *Cold-Ironing*).

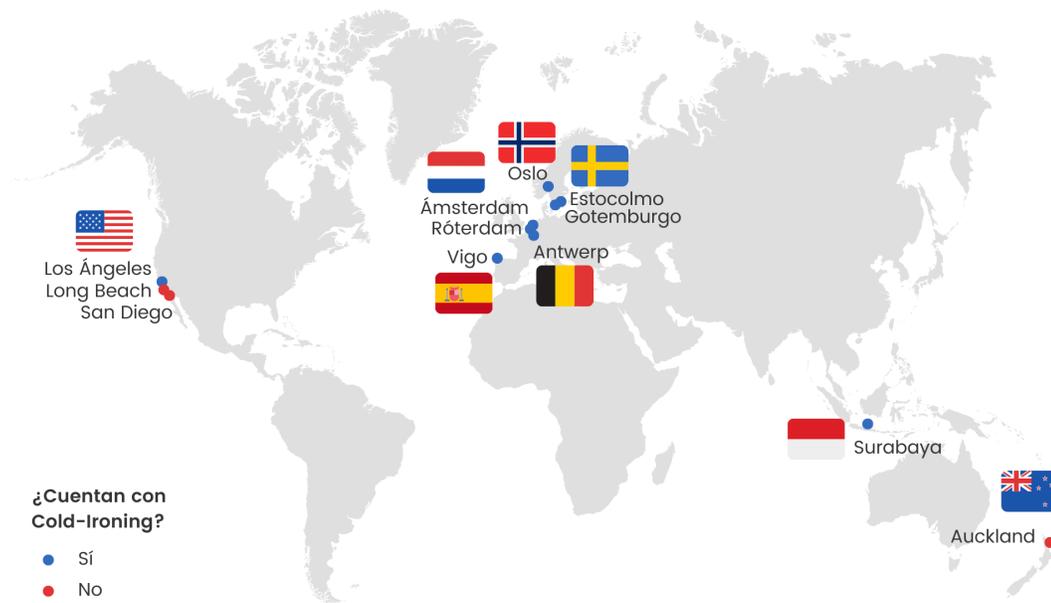


Figura 2.6: Mapa de ejemplos de algunas de las MR portuarias en el mundo. Elaboración propia a partir de [4, 5].

2.5. Escenario nacional

Chile tiene gran potencial para producir electricidad a partir de ERNC, más aún, las políticas nacionales apuntan a que la matriz energética del país alcance progresivamente mayores penetraciones de renovables, desplazando combustibles tradicionales como el carbón. En consecuencia, la electricidad utilizada en Chile provendrá cada vez de fuentes menos contaminantes [55]. De esta manera, el uso de *Cold-Ironing* y MR portuarias con ERNC en el país surgen como una alternativa para combatir la contaminación generada por el transporte marítimo, y actualmente, no existe información pública sobre operación de MR portuarias en Chile.

2.5.1. Proyectos para autoconsumo

En el mundo, algunos de los incentivos utilizados en el mercado para ERNC en generación a pequeña escala son las tarifas de alimentación (o *Feed in Tariffs*) y el *Net-Metering* (también llamado *Net-Billing* o medición neta). En el caso de tarifas de alimentación, la electricidad vendida a la red por el usuario, se le paga a este a un precio predefinido. En cuanto

al esquema de *Net-Metering*, este le permite al usuario inyectar energía a la red y descontarla de su consumo (generalmente mensual o anualmente) “como si el medidor de electricidad funcionara al revés”, de manera que el usuario paga su consumo “neto”. Sin embargo, existe una diferencia entre el valor económico del exceso de electricidad producido (que el usuario inyecta a la red) y el valor “verdadero” de la electricidad (que varía a lo largo del día). Esta diferencia es comúnmente cubierta por empresas de servicios públicos u otros organismos [56].

En [56] se plantea que los costos cada vez más bajos de las instalaciones FV y el aumento de los costos de la generación de energía convencional, han de generar una tendencia a limitar los incentivos de mercado como los mencionados anteriormente. Entonces, la rentabilidad del sistema FV dependerá del costo de instalación, la producción anual de electricidad y el valor de la electricidad producida, sin considerar subsidios o estos incentivos [56].

No obstante lo anterior, actualmente, en Chile existen tres maneras de conectar proyectos de energías renovables para el autoconsumo a la red eléctrica, estas son [57–60]:

1. Sistemas sin inyección a la red (Decreto 8/2019, pliego técnico normativo RIC N°9: Sistemas de Autogeneración): deben acogerse a lo que indica la Norma Eléctrica N°4 del 2003 y deben ser declarados ante la SEC por un instalador eléctrico autorizado mediante el llamado “Trámite eléctrico N°1” o “TE1”. Estos sistemas pueden encontrarse conectados a un empalme que recibe suministro eléctrico desde la red, pero no inyectan energía a la misma. Se suele escoger este tipo de proyecto principalmente en dos casos: cuando la demanda eléctrica de un inmueble es muy superior a la capacidad de generación del sistema de energía renovable (por lo que se espera que consuma toda la energía generada y además requerirá suministro proveniente de la red) o en casos de sistemas aislados, como en comunidades remotas o zonas donde no existe suministro eléctrico y se requiere elaborar una solución de generación distribuida.
2. *Net-billing* o Sistemas con inyección a la red sin fines comerciales (Art. 149 bis y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante LGSE): La Ley de Generación Distribuida para el Autoconsumo (también conocida como Ley de Facturación Neta o *Net Billing*) permite a los clientes regulados instalar sus propios sistemas de autogeneración y vender sus excedentes a la red de distribución a un precio regulado, siempre que estos sean medios de generación de ERNC o cogeneración eficiente y no superen los 300 kW de capacidad instalada por cada inmueble, instalación de un cliente o usuario final. Los excedentes inyectados a la red serán valorizados a un precio regulado y luego vendidos a la distribuidora eléctrica para generar un descuento adicional en la cuenta de electricidad del cliente. La Ley permite el pago de excedentes que no hayan podido ser descontados de las cuentas de suministro eléctrico a aquellos usuarios que cumplan con alguna de las siguientes consideraciones:
 - Clientes residenciales cuya potencia conectada no supere los 20 kW.
 - Personas jurídicas sin fines de lucro cuya potencia conectada no supere los 50 kW.
 - Otros clientes que demuestren que su sistema fue originalmente diseñado para el autoconsumo.
3. Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) o Sistemas con inyección a la red con fines comerciales (Art, 149 de la LGSE): son sistemas de potencia instalada de hasta

9 MW conectados a la red de distribución. Estos pueden inyectar toda la energía que generan, no solo sus excedentes. Aplica para cualquier tipo de consumidor (regulado o libre) y para cualquier tipo de medio de generación de energía. Hasta los 1,5 MW existe un procedimiento de conexión a la red abreviado. La energía inyectada se vende a empresas de generación eléctrica a costo marginal (horario) o a precio estabilizado (precio de nudo).

Según las necesidades del puerto y las características de la MR portuaria, esta podrá o no inyectar/vender energía a la red. La normativa a la que deberá acogerse la MR portuaria para conectarse a la red dependerá de las características del proyecto y de la normativa vigente. Debido a la magnitud del consumo de los barcos, es probable que la potencia instalada de una MR portuaria supere el límite actual para *Net Billing* en Chile. Por otro lado, de acuerdo a la normativa vigente, si la potencia instalada en la MR no supera los 9 MW, esta podría ser considerada como un PMGD [57–60]. De esta manera, posibles cambios en la normativa a futuro podrán afectar la factibilidad, los costos y las ganancias de proyectos con autogeneración en el país.

2.5.2. Servicios complementarios

El funcionamiento tradicional de un sistema eléctrico de potencia se caracteriza por generar la energía en grandes centrales, transmitirla hacia los centros de consumo y luego distribuirla unidireccionalmente hacia los clientes finales o consumidores pasivos. Este paradigma ha ido cambiando en los últimos años, sobre todo debido a un cambio en la percepción del consumidor, ligado al desarrollo de nuevas tecnologías (como VE y el auge de paneles FV, turbinas eólicas, entre otras) y de la GD. La tendencia mundial apunta a que el sector históricamente pasivo del consumo, se considere cada vez más como un sector activo y participativo, ya sea a través de GD o incluso brindando Servicios Complementarios (SSCC) [61]. En el caso de una MR portuaria, la posibilidad de participar en el mercado de SSCC, ya sea de manera independiente o a través de un agregador, representa un valor agregado de la MR a ojos de la red principal.

Según se indica en el artículo 72°-1 de la LGSE, los SSCC corresponden a prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema, siendo SSCC, al menos: el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias [62].

Actualmente, Chile se encuentra desarrollando nuevas políticas públicas que buscan otorgar protagonismo a los consumidores con el objetivo de aportar flexibilidad y servicios a la red eléctrica, como por ejemplo participar en el mercado de SSCC. Para lograr esta meta se requiere impulsar políticas y regulación que faciliten la entrada en el mercado y su desempeño. Para favorecer la participación de recursos energéticos distribuidos en el mercado de los SSCC nacional, se han recomendado algunas estrategias, como la definición de la figura del agregador de recursos energéticos como un potencial prestador de SSCC, a través de su inclusión como figura de coordinador, mediante el respaldo de contratos bilaterales con recursos energéticos del Sistema Eléctrico Nacional [61].

2.5.3. Puertos en Chile

En Chile existen 56 puertos, de los cuales 10 corresponden a puertos estatales de uso público y los 46 restantes a puertos privados (14 de uso público y 32 de uso privado) [63]. Estos puertos se distribuyen a lo largo de todo el país, cuyos aproximadamente 6.435 km de borde costero lo posicionan como el país número 19 con más costa del mundo [64, 65].

A diferencia de lo que ocurre en otros países, no existe un monitoreo sistemático de los impactos ambientales de los puertos en Chile. Esto, a pesar de que la gran mayoría de los puertos del país están ubicados en zonas urbanas o cerca de ellas, por lo que la contaminación pone en riesgo la calidad de vida los habitantes de la zona [66].

2.5.3.1. Encuesta de Consumo Energético y Emisiones

Históricamente, ha existido una falta de políticas medioambientales tanto de parte de autoridades como de los puertos chilenos [66]. Sin embargo, la recientemente publicada Encuesta de Consumo Energético y Emisiones (ECEE) corresponde a una iniciativa pionera en América Latina y el Caribe, que busca articular la gestión proactiva de los desafíos del cambio climático en los puertos de Chile. La ECEE ha sido desarrollada por la Fundación Chilena de Eficiencia Logística junto al Ministerio de Transportes y Comunicaciones. Fue aplicada por primera vez a las diez empresas portuarias estatales de Chile, entre julio y septiembre del año 2021. Este instrumento combina el monitoreo de la actividad portuaria con información de consumo de energía [67, 68]. La encuesta considera la información obtenida sobre el año 2020 de los distintos terminales de los diez puertos estatales consultados, y sus resultados se resumen a continuación [68, 69].

- Dimensión de la carga y energía consumida: se movilizaron un total de 43 millones de toneladas de carga, para lo cual se consumió energía equivalente a 194 GWh.
- Orígenes de la energía: esta energía consumida proviene principalmente de combustibles fósiles, representando un 64 % del consumo (considerando sólo el diésel, fueron consumidos 11,5 millones de litros, correspondientes a 125 GWh), un 33 % proviene de la red eléctrica nacional (correspondiente a 65 GWh), y el 3 % restante proviene de otras fuentes menores.
- Gasto en energía: este consumo significó un gasto de casi 11.000 millones de pesos chilenos (CLP) para los terminales de los puertos estatales. Donde la energía eléctrica representa un 55 % del gasto total en energía, mientras el diésel representa casi el 42 %.
- Emisiones de CO₂: considerando solo las fuentes de emisión propias del terminal, la principal fuente de emisiones proviene de la utilización de equipos de manipulación de carga (grúas, apiladores, camiones, entre otros). En segundo lugar, se encuentra el uso de combustibles (transporte de carga y/o personal, generación de energía, etcétera). Le sigue el almacenamiento de carga refrigerada y el último lugar corresponde a la utilización de inmobiliario (oficinas) y otros ítems.

Durante el lanzamiento de los resultados, se han expuesto propuestas para mejorar estos indicadores basadas en la experiencia internacional, para ello se destaca la importancia de monitorear y definir estándares ambientales para operadores de terminales, además de desarrollar incentivos económicos para la adopción de ellos. Además, indica que se busca aplicar la ECEE con una frecuencia anual. [70]

Capítulo 3

Metodología

Este trabajo sigue una metodología basada en la simulación computacional de la operación horaria de una MR durante todo un año, para determinar la mejor configuración y el dimensionamiento de un sistema de generación híbrido en una MR portuaria utilizando el optimizador *HOMER Pro*, inspirado en los métodos empleados en [7, 23] y probando diferentes casos de estudio y sensibilidades. La metodología a seguir consta de 5 principales etapas, como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 3.1. Estas etapas se describen brevemente a continuación:

1. **Revisión bibliográfica:** consiste en recopilar información sobre el puerto, las características del flujo de barcos, las tecnologías existentes, los equipos disponibles y sus costos, entre otros elementos.
2. **Selección de características de la MR:** perfiles de carga y radiación solar; temperatura; costo de la energía; modalidad de inyección de energía a la red; bloques de generación de energía convencional y renovable; características del proyecto, del convertidor y del equipo de almacenamiento a utilizar; costos de inversión, de operación y de mantenimiento de los equipos.
3. **Implementación en el *software HOMER Pro*:** aplicar las características seleccionadas al modelo de MR en el *software*, optimizar y generar resultados para la operación bajo diferentes perfiles de carga y condiciones de operación según el caso de estudio a simular.
4. **Discusión de resultados:** estudiar y discutir los resultados obtenidos, comparando diferentes soluciones y configuraciones para el diseño óptimo de la MR según el caso de estudio.
5. **Conclusiones:** comprobar el cumplimiento de los objetivos y presentar las principales conclusiones del trabajo, incluyendo propuestas de trabajo futuro.

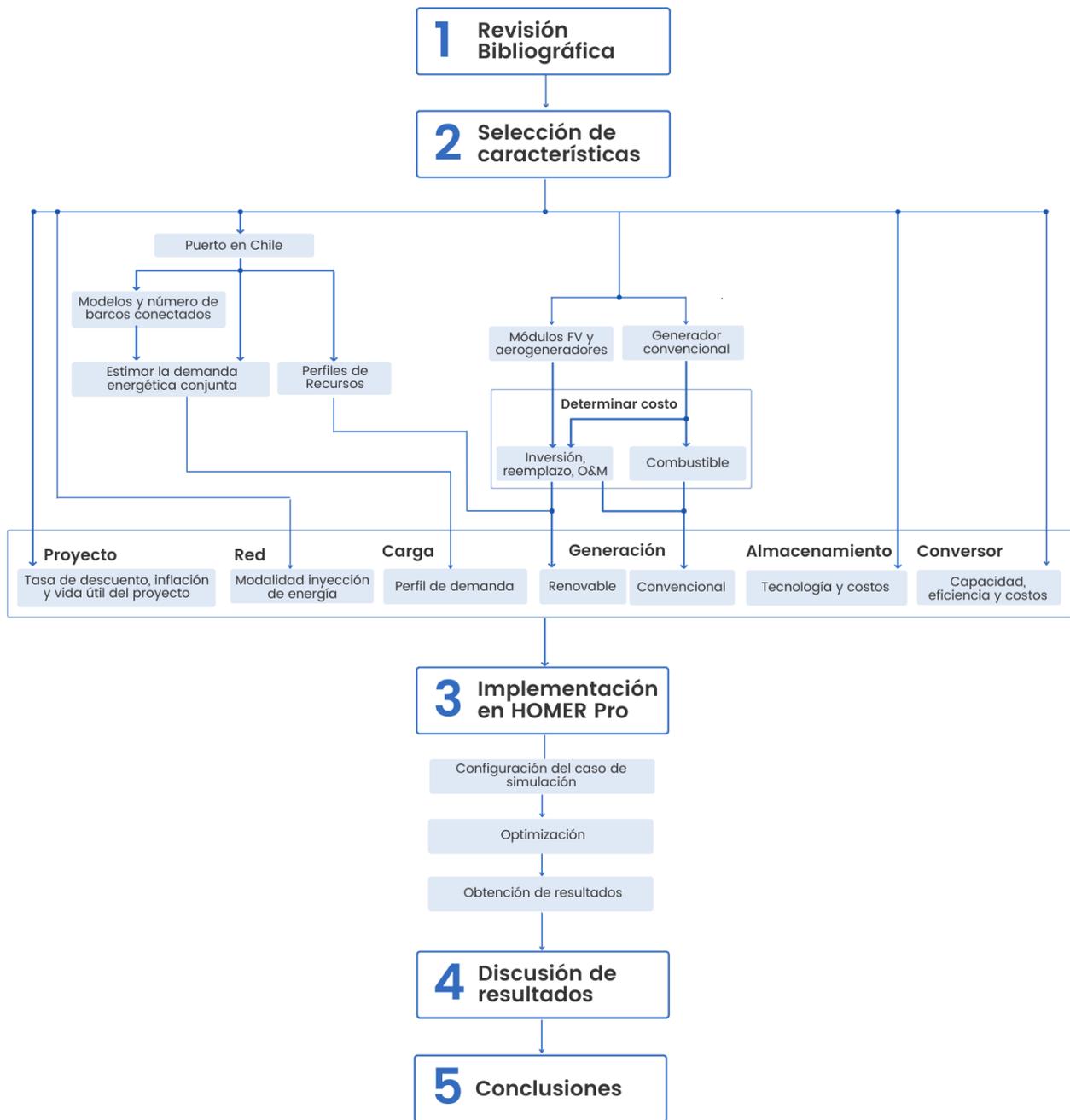


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología de trabajo. Elaboración propia.

3.1. Estructura de la micro-red propuesta

Los puertos chilenos escogidos como caso de estudio para este trabajo son el puerto de Puerto Montt, ubicado en la Región de Los Lagos, y el Puerto Central, ubicado en la Región de Valparaíso. Las coordenadas respectivas utilizadas para obtener los perfiles de radiación global horizontal, viento y temperatura para cada puerto se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Coordenadas utilizadas para obtener perfil de viento, perfil de radiación solar y temperatura. Elaboración propia a partir de [71, 72].

Puerto	Latitud	Longitud
Empresa Portuaria Puerto Montt	41,4810°S	72,9553°O
Puerto Central	33,6011°S	71,6193°O

El modelado en *HOMER Pro* contempla como posibles fuentes de energía: la red eléctrica, generadores diésel, turbinas eólicas y sistemas solares FV. También cuenta con baterías para complementar las energías renovables, un convertidor (inversor) de potencia entre las barras de CC/CA y considera alimentar la carga eléctrica asociada a la demanda conjunta del puerto y los barcos en *Cold-Ironing*, tal como se puede apreciar en el esquema de la Figura 3.2.

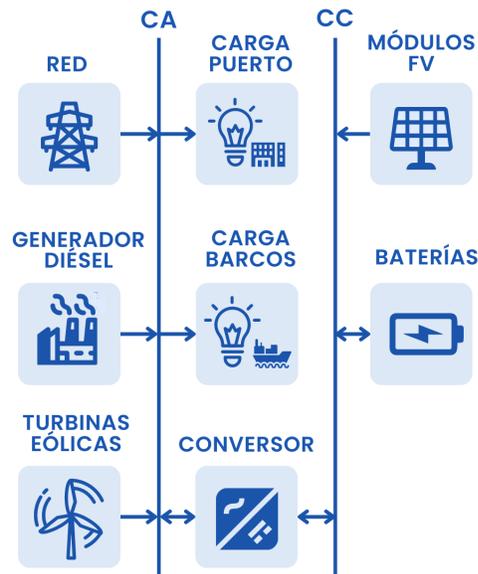


Figura 3.2: Esquema de la MR. Elaboración propia a partir de *HOMER Pro*.

El motivo fundamental para escoger el puerto de Puerto Montt como caso de estudio principal (utilizado para los primeros 4 escenarios de simulación) corresponde a la disponibilidad de su planificación naviera histórica, la cual es abierta para todo público a través del sitio web de la Empresa Portuaria de Puerto Montt [73]. Conocer la planificación naviera permite obtener una aproximación más certera respecto al patrón de consumo que significarán los barcos que arriben al puerto y se conecten energéticamente a este. En el caso de otros puertos, en algunos es posible encontrar la planificación naviera semana a semana, pero esos datos no son almacenados históricamente en su sitio web.

El caso del puerto de Puerto Montt, corresponde a un puerto relativamente pequeño en comparación a los principales puertos del país, como son por ejemplo los puertos de San Antonio o de Valparaíso. En estos últimos, no solo los consumos del puerto mismo son mayores (como se muestra en la Sección 3.2.1.1), sino que también cuentan con una mayor afluencia de barcos y diferentes calendarios navieros, por lo que sus perfiles de consumo serán diferentes. La dificultad para acceder a la planificación naviera de los puertos es una barrera a la hora de dimensionar el consumo de los barcos. Para trabajar con estos datos se requiere acceso desde

las mismas empresas portuarias, o bien, revisar semana a semana la planificación durante el periodo que se estime conveniente (idealmente durante al menos un año).

El quinto y último escenario de simulación, toma como caso de estudio el Puerto Central (una concesión del puerto de San Antonio) sin considerar carga eléctrica asociada a barcos (al no contar con la planificación naviera anual). Este puerto se estudiará para comparar órdenes de magnitud en dimensión, costos, radiación solar, velocidad de viento, temperatura, etcétera, entre el puerto de Puerto Montt y el Puerto Central.

3.2. Perfiles de entrada

Diferentes perfiles son introducidos en *HOMER Pro* para caracterizar el lugar en que se ubica la MR (radiación solar, viento, temperatura) y otras características específicas al proyecto (como las tarifas energéticas a considerar). Estos perfiles se describen a continuación.

3.2.1. Perfil de carga

Para modelar el perfil de carga se considera, por un lado, el consumo del puerto, y por otro, con el consumo de los barcos (en el caso de Puerto Montt).

3.2.1.1. Consumo energético asociado al puerto

El consumo energético de cada puerto se obtuvo a partir de los Antecedentes para Transferencias Económicas del Coordinador Eléctrico Nacional [74]. Los datos por mes se encuentran en diferentes formatos y cambian incluso dentro de un mismo año, contando con diferentes extensiones (‘*accdb*’, ‘*mdbm*’ y ‘*xlsb*’) y maneras de agrupar los datos, donde algunos meses contaban con tres archivos, separando los datos para las zonas norte, centro y sur del país.

Para poder trabajar las bases de datos, se desarrolló un código en *Python* (presentado en el Anexo A) que permite visualizar los consumos del puerto por hora (y otras variables registradas por cliente). Para ello se trabajó con los datos horarios mes a mes, comprobando el largo de los archivos. Si el archivo contaba con más datos de las horas existentes en el mes, se truncaban los últimos datos. Por ejemplo, en el caso de abril, que tiene 720 horas, si había 721 datos, el último se eliminaba. En caso contrario, se rellenaban los datos faltantes con el promedio mensual. En el caso de años bisiestos se seguía la misma lógica. Esta simplificación permite poder comparar todos los años de estudio en el mismo formato y facilita la visualización del consumo.

Cabe destacar que el código desarrollado puede tener aplicaciones más allá del uso que se le ha dado en este trabajo, pues facilita el acceso a los datos publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional [74] y, por lo tanto, su uso no se limita a la información recopilada sobre los perfiles de consumo energético de estos puertos, sino que es posible obtener perfiles de consumo para otros clientes y también obtener información adicional (cuánto paga el cliente en cada hora, la barra a la que corresponde, entre otros datos).

Para dimensionar los consumos de diferentes puertos de Chile, se visualizaron los datos desde 2018 al 2021, para diferentes puertos. Los promedios de los consumos mensuales de estos 5 puertos se pueden ver en la Figura 3.3.

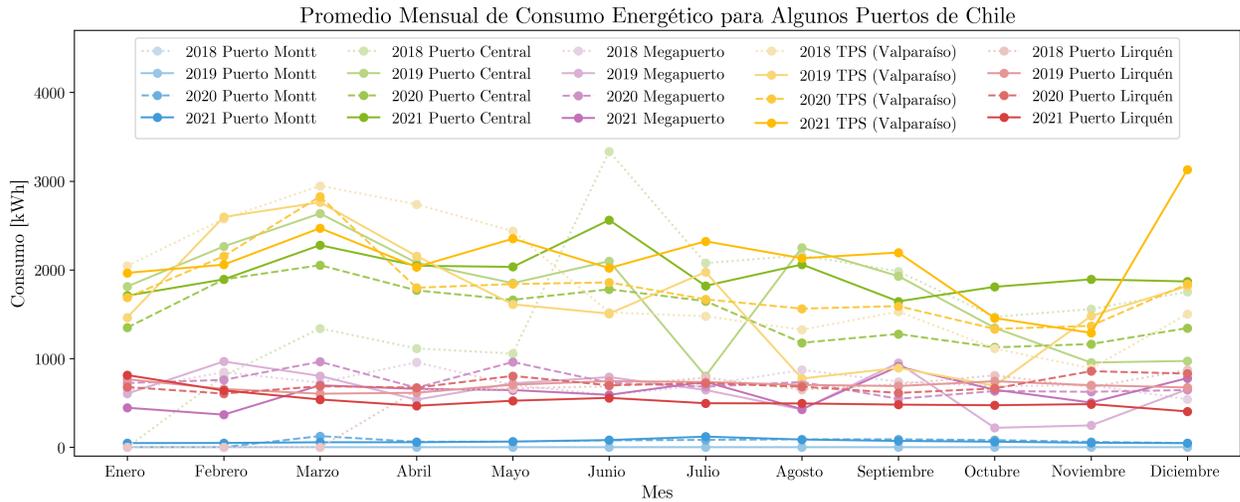


Figura 3.3: Promedio mensual de consumo energético para diferentes puertos (entre los años 2018 y 2021). Elaboración propia a partir de [74].

Los casos particulares del puerto de Puerto Montt y el Puerto Central se detallan horariamente en las Figuras 3.4 y 3.5 respectivamente. Cabe destacar que los registros de consumo se encuentran incompletos para los años 2018 y 2019 en el caso de la Empresa Portuaria de Puerto Montt (identificada como EMPRESA PORTUARIA PUERTO MONTT en el registro), mientras en el caso del Puerto Central (identificado como PUERTO CENTRAL) el registro se encuentra incompleto solo para enero del 2018. Considerando esta información y el inicio de la pandemia por COVID-19 en 2020, se toman los valores de consumo para el 2021 como perfil de carga del puerto (tanto para el puerto de Puerto Montt como para el Puerto Central). Cabe destacar que además del consumo registrado bajo estos nombres, cada puerto podría además tener identificadores adicionales, los cuales no son considerados en este estudio.

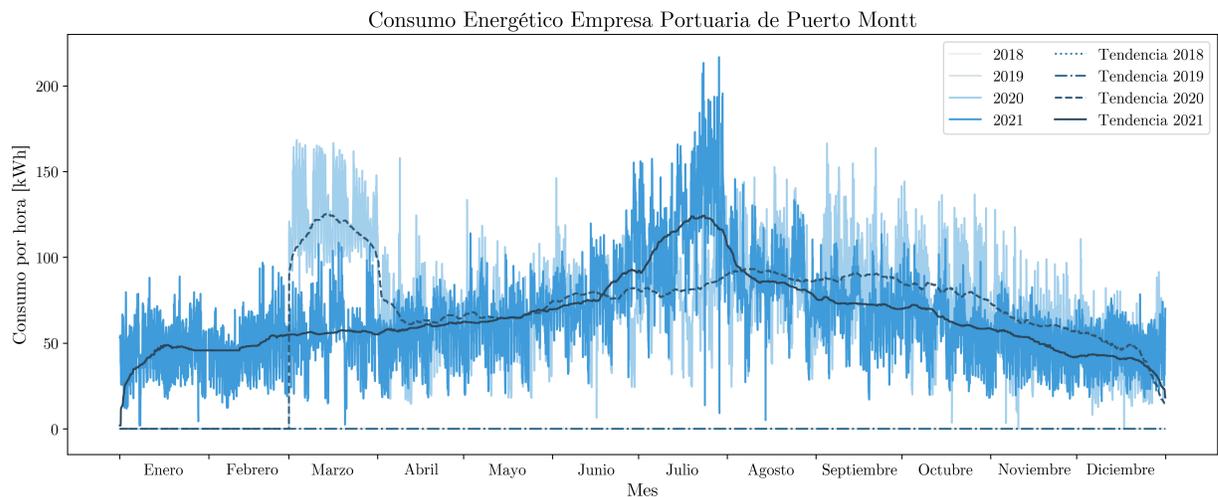


Figura 3.4: Consumo energético horario para el puerto de Puerto Montt. Elaboración propia a partir de [74].

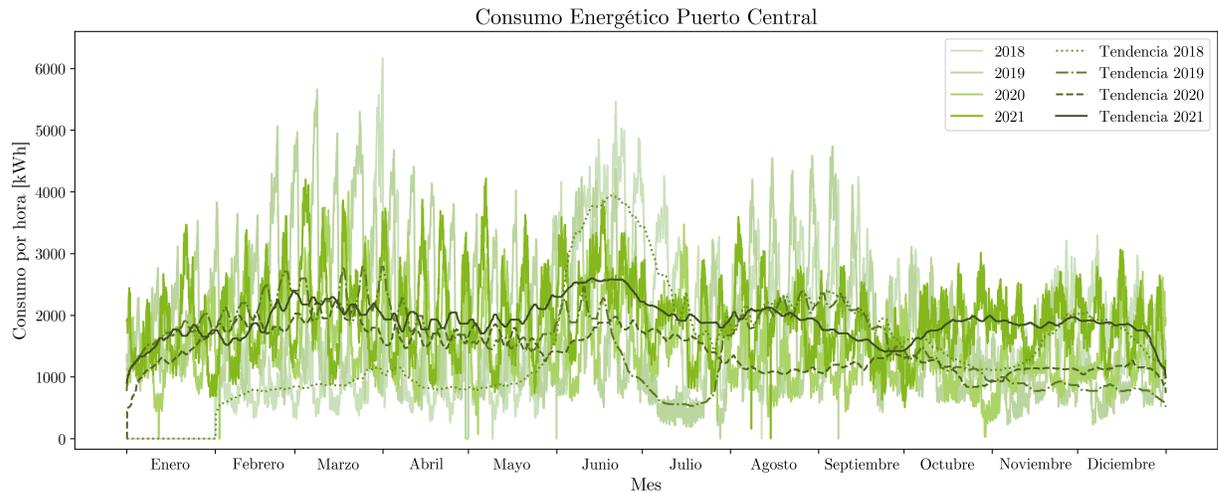


Figura 3.5: Consumo energético horario para el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [74].

Para poder apreciar con mayor claridad el promedio y la desviación de estos consumos se presentan los gráficos de caja de las Figuras 3.4 y 3.5 como complemento para caracterizar los perfiles de consumo de ambos puertos.

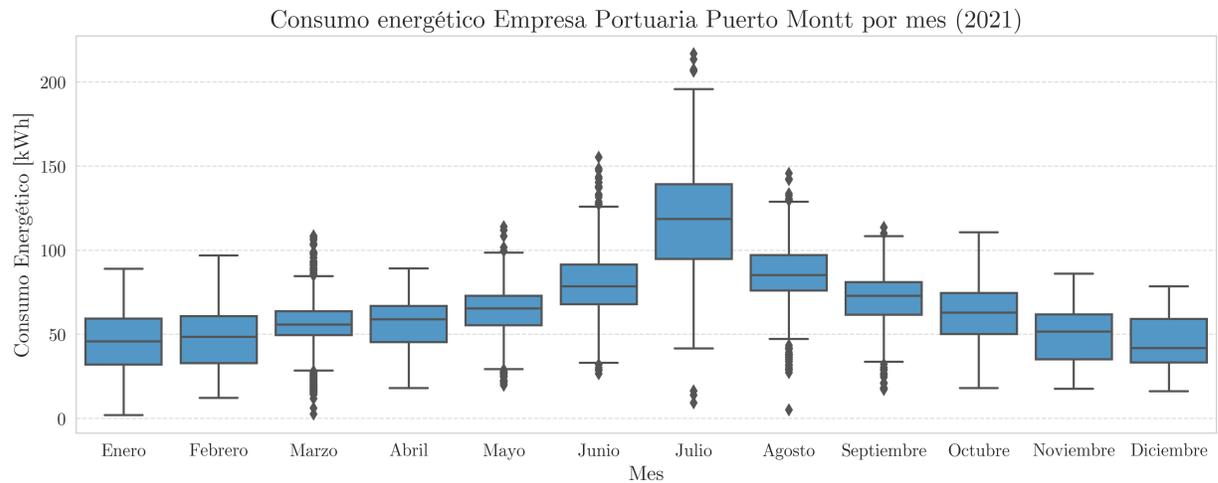


Figura 3.6: Consumo energético mensual del puerto de Puerto Montt en gráfico de caja. Elaboración propia a partir de [74].

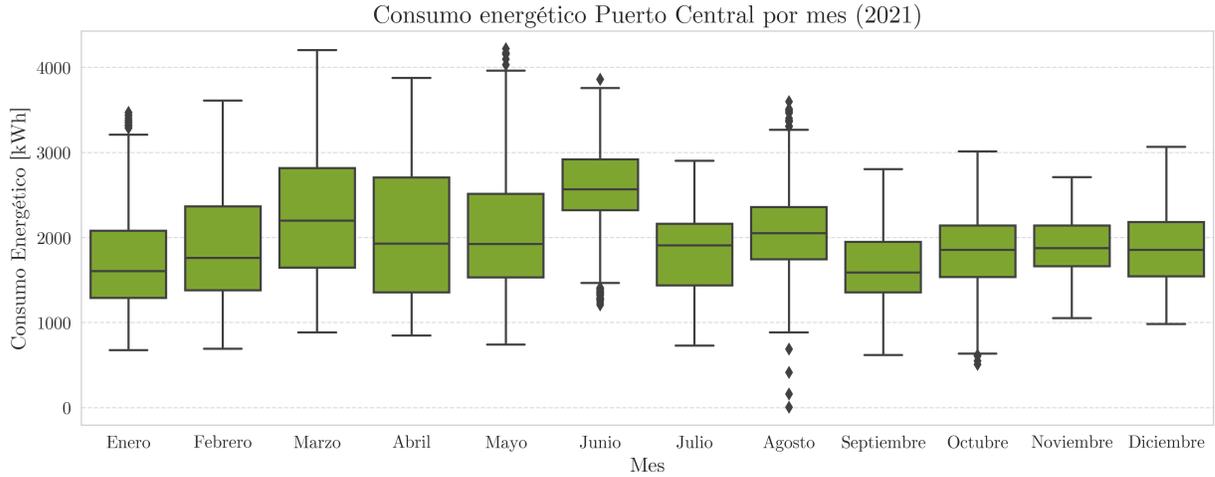


Figura 3.7: Consumo energético mensual del Puerto Central en gráfico de caja. Elaboración propia a partir de [74].

3.2.1.2. Consumo energético asociado a los barcos

Para modelar el consumo asociado a las embarcaciones que atracan en el puerto de Puerto Montt, se destaca que solamente se considera la energía requerida de los barcos durante el atraque. El perfil de carga asociado a las embarcaciones durante el atraque depende de tres factores: la hora de atraque de cada barco, el número de buques que atracan cada vez y la demanda de cada buque. En [7, 23] se resume el tiempo medio de atraque y los requisitos típicos de potencia para diferentes tipos de buques, estos valores se indican en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Tipos de embarcaciones, su respectivo requerimiento de potencia en atraque y su promedio de horas en puerto. Adaptado a partir de [7, 23]

Tipo	Potencia requerida en atraque (kW)	Tiempo de atraque promedio (horas)
Cisterna (<i>Tanker</i>)	5.000 - 6.000	24 - 28
Granelero (<i>Bulk Carrier</i>)	300 - 6.000	52
Carga General (<i>General Cargo</i>)	300 - 6.000	s/i
Portacontenedor (<i>Container</i>)	1.000 - 4.000	21
Ro-Ro (<i>Roll-on / Roll-off</i>)	700	24
Crucero (<i>Cruise</i>)	7.000	28
Carga Refrigerada (<i>Refeer</i>)	2000 - 5000	s/i

Los valores de la Tabla 3.2 corresponden a promedios y pueden ser tomados como referencia, sin embargo, cada puerto tiene patrones específicos de flujo de barcos y diferentes calendarios navieros. Tomando esto en consideración se registraron los atraques de barcos en el puerto de Puerto Montt durante el año 2021 [73], considerando tipo de embarcación, hora de llegada y horas de atraque. Separando el consumo de barcos en dos tipos de consumo:

- **Transbordadores:** siguen un patrón relativamente constante semana a semana, atracando por aproximadamente 3 horas todos los días durante la noche (desde alrededor de las 20:00 hrs.), a excepción de los domingos (que no atracan) y los lunes (que arriban

aproximadamente a las 8:00 hrs. y atracan entre 4 y 15 horas). Para generar el perfil de transbordadores, se estudiaron los patrones de atraque y para cada mes se repitió una semana representativa de aquel mes, en cuanto a horas de arribo y atraque. Su requerimiento de potencia en atraque se considera de 700 kW, en base a [7, 23].

- **Otros barcos:** para todos los demás tipos de embarcaciones, se registraron individualmente sus arribos y sus horas de atraque, como se resume en la Tabla 3.3. A cada barco registrado se le asigna un consumo dependiendo de su tipo de embarcación. Para estos requerimientos de potencia, se usan valores según [7, 23]. En el caso de embarcaciones que contaban con un rango de potencias, se escaló el consumo dependiendo de la capacidad específica del barco que arribó en Puerto Montt (por ejemplo, en el caso de pequeños, medianos y grandes graneleros).

En la Tabla 3.3 se encuentran los valores de consumo utilizados para cada tipo de barco que arriban en Puerto Montt y se resume también la cantidad de embarcaciones de cada tipo que arribaron durante 2021. Cabe destacar que la tabla resume los arribos de “otros barcos” excluyendo los transbordadores que arriban constantemente semana a semana, como se indicó anteriormente. Por ese motivo se indica que hubo 1 arribo de transbordador, este corresponde a un transbordador adicional a los del patrón semanal.

Tabla 3.3: Resumen de características de las embarcaciones que atracan en el puerto de Puerto Montt (a excepción de transbordadores que tienen un patrón semanal). Elaboración propia a partir de [23, 73, 74]

Tipo de Embarcación	Capacidad aproximada	Consumo (kW)	Tiempo promedio en el puerto (Horas)	Cantidad de arribos en Puerto Montt
Transbordadores (Ro-Ro)	35 (kt)	700	12	1
Granelero Pequeño (Small Bulk Carrier)	16 (kt)	715	100	1
Carga General (General Cargo)	36 (kt)	830	86	10
Portacontenedores (Container)	60 (kt)	910	12	3
Granelero Mediano (Mid-Size Bulk Carrier)	698 (TEU)	1290	69	17
Portador de Pescado (Fish Carrier)	20 (kt)	1935	43	1
Granelero Grande (Large Bulk Carrier)	6 (kt)	1980	106	7
Transporte de ganado (Livestock Carrier)	1,5 (kt)	2520	75	2
Petrolero (Oil Tanker)	2 (kt)	5000	3	1

Al comparar los valores de las Tablas 3.2 y 3.3, es posible notar que existe una diferencia significativa entre los tiempos de arribo promedio indicados en la literatura y los tiempos reales indicados por la Empresa Portuaria de Puerto Montt. Una caracterización certera del calendario naviero y los tiempos de atraque de cada embarcación, implica resultados más cercanos a la realidad del puerto. Considerar menos barcos atracados por menos tiempo, o más barcos atracados por más horas, puede significar alteraciones significativas en el dimensionamiento óptimo de los elementos de la MR.

En la Figura 3.8 es posible visualizar el total de barcos que arriban en el puerto por tipo de embarcación. El color indica el tipo de embarcación, el eje de las abscisas representa el número de arribos total de cada tipo de barco durante el año 2021 al puerto de Puerto

Montt, el eje de las ordenadas representa el tiempo promedio que aparca ese tipo de barco en el puerto y el tamaño de la burbuja corresponde al consumo de ese tipo de embarcación por cada hora que se encuentra conectado eléctricamente al puerto.

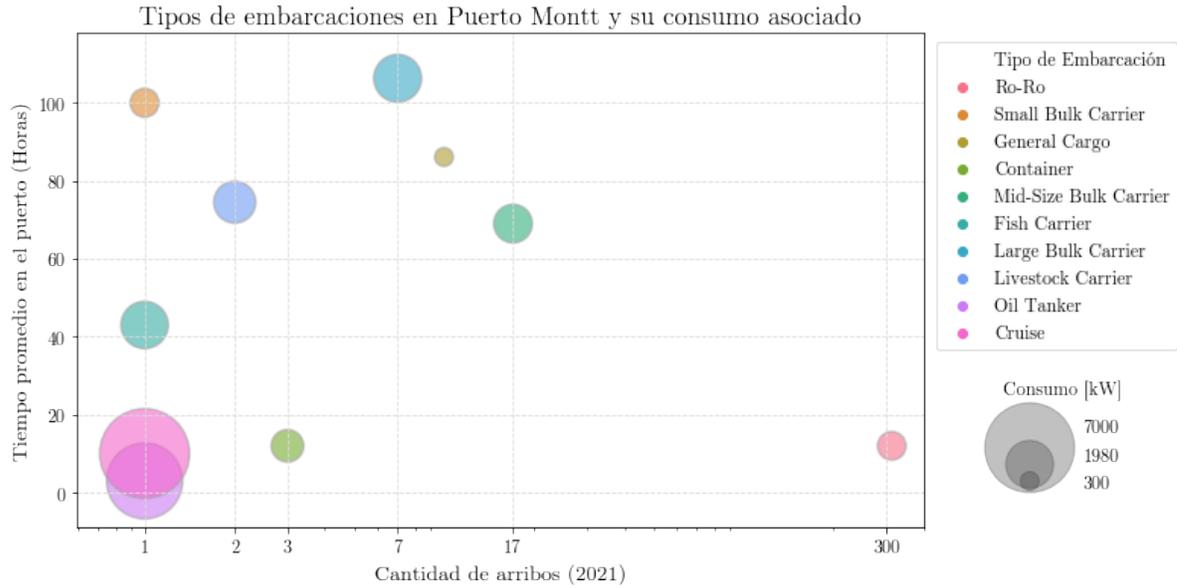


Figura 3.8: Embarcaciones que arriban en el puerto de Puerto Montt (cantidad, consumo y horas de atraque). Elaboración propia a partir de [74].

Finalmente, se crea un perfil horario que suma el consumo de todos estos barcos (transbordadores diarios y otras embarcaciones, excluyendo el Crucero y el *Oil Tanker*, como se indicó en la Sección 1.3) según la fecha y hora específica de arribo y la cantidad de horas específicas que se mantiene atracado en el puerto. Se definen 3 perfiles de consumo: alimentar el 100 % del consumo asociado a los barcos, el 50 % y el 25 %. Para esto, no se reduce la cantidad de barcos a la mitad o un cuarto, sino que se escala el consumo original (100 %) por 0,5 y 0,25 respectivamente. El promedio y la desviación de estos consumos se presentan en el gráfico de caja de la Figura 3.9.

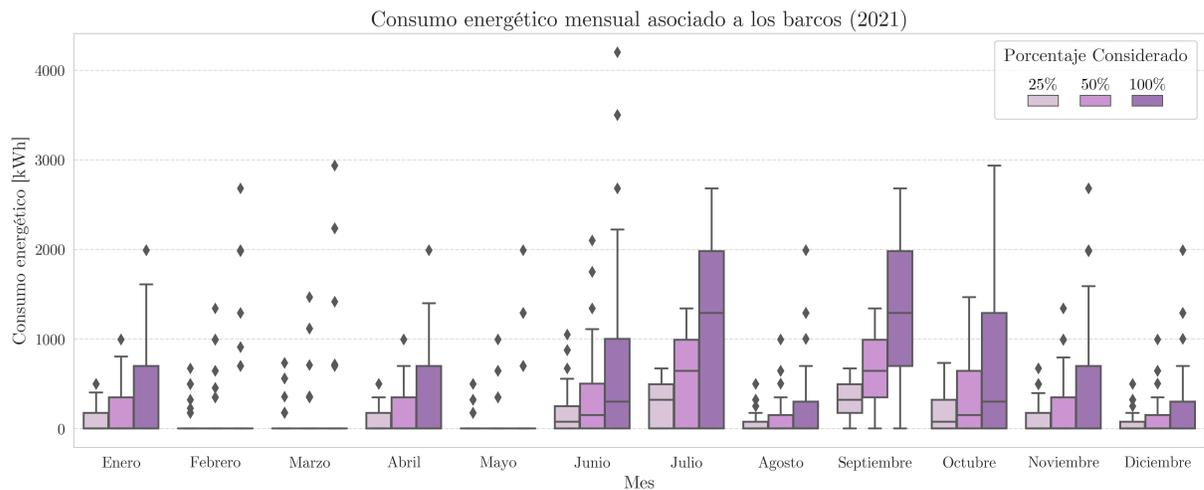


Figura 3.9: Consumo energético mensual de los barcos para el puerto de Puerto Montt en gráfico de caja. Elaboración propia a partir de [74].

El perfil resultante que representa la demanda energética conjunta entre el consumo del puerto y de las embarcaciones en *Cold-Ironing*, corresponde a la demanda energética a ser satisfecha en el puerto. Las características del consumo tanto de los 3 escenarios de perfil de carga de los barcos, como el perfil de carga para cada puerto, se resumen en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Características de los perfiles de consumo. Elaboración propia a partir de *HOMER Pro*.

Características del consumo	Barcos (Puerto Montt)			Puerto	
	100 %	50 %	25 %	P. Montt	P. Central
Promedio (kWh/día)	12.181	6.090	3.045	1.557	47.209
Promedio (kW)	508	254	127	65	1.967
Pico (kW)	4.200	2.100	1.050	217	4.217

De la Tabla 3.4, es posible apreciar que el consumo del Puerto Central es considerablemente mayor al del puerto de Puerto Montt. Por otro lado, en el caso del Puerto Central, no se cuenta con la planificación naviera, por lo que en su lugar se considera solo el consumo del puerto para las simulaciones, como se detalla en la descripción de su escenario de simulación en la Sección 3.2.1.1 y los alcances (en la Sección 1.3).

3.2.2. Perfiles de recursos renovables

Se evalúa el uso de módulos FV y el uso de aerogeneradores en la MR, para esto se considera la disponibilidad de radiación global horizontal y velocidad de viento, respectivamente. Adicionalmente, se considera la temperatura ambiental, pues afecta el desempeño de los módulos FV.

3.2.2.1. Perfil de viento

El perfil de viento (o de velocidad de viento) fue obtenido a partir del Explorador Eólico [72], el cual cuenta con una reconstrucción para las Series Horarias de Viento entre los años 1980 y el 2017. Además, el explorador cuenta con las Series Horarias de Viento para los años 2010 y 2015.

Los valores promedio de la reconstrucción se pueden observar en la Figura 3.10, donde es posible apreciar que la velocidad de viento en Puerto Montt suele ser constante durante todo el día, bordando en promedio los 6 m/s al día, mientras el Puerto Central presenta una variación considerable durante el día, siendo menor a 3 m/s durante gran parte del tiempo, pero acercándose a los 6 m/s alrededor de las 15:00 hrs. En cuanto a la variación mensual, los valores de Puerto Montt muestran una considerable alza durante el invierno (alcanzando promedios de incluso 10 m/s), pero la variación mensual de la velocidad de viento en el Puerto Central no sigue la misma tendencia y se mantiene considerablemente más plana (aproximadamente entre 2 m/s y 5 m/s).

Recurso eólico promedio

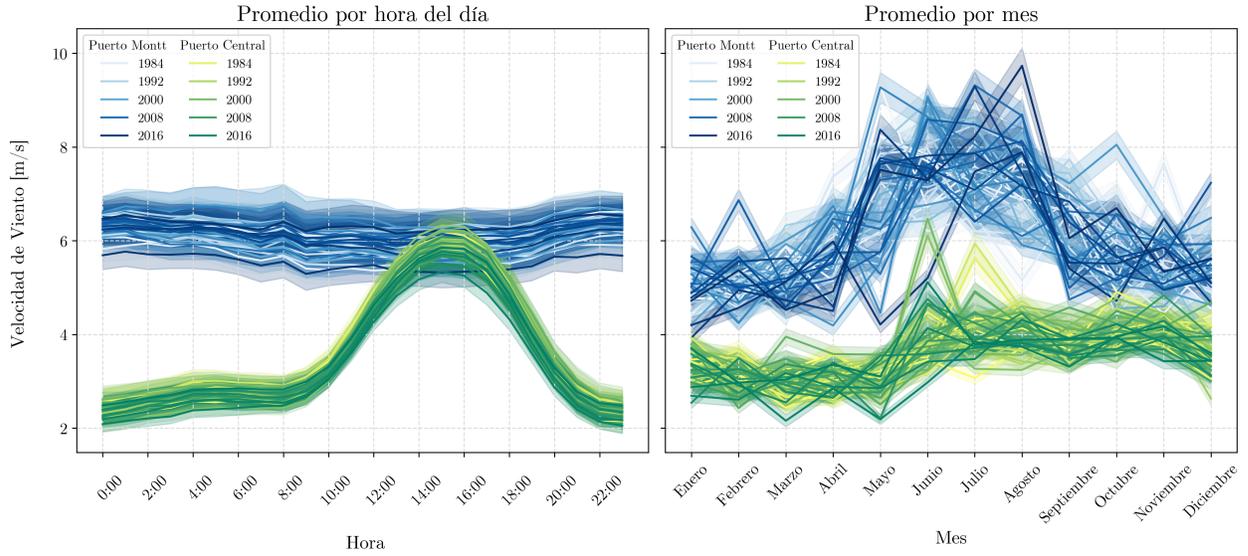


Figura 3.10: Recurso eólico promedio por hora del día y mes, para Puerto Montt y el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [72].

La altura debe ser considerada al escoger el perfil de viento a utilizar, pues la velocidad de viento a la que se someta el aerogenerador dependerá de la altura de este. Por lo tanto, su capacidad de generación dependerá de la velocidad de viento a la altura específica que alcanza cada aerogenerador y cómo esta velocidad se relaciona con la curva de potencia/viento de cada modelo específico de turbina. La velocidad de viento promedio por mes, para ambos puertos a diferentes alturas, se ilustra en la Figura 3.11.

Recurso eólico según la altura

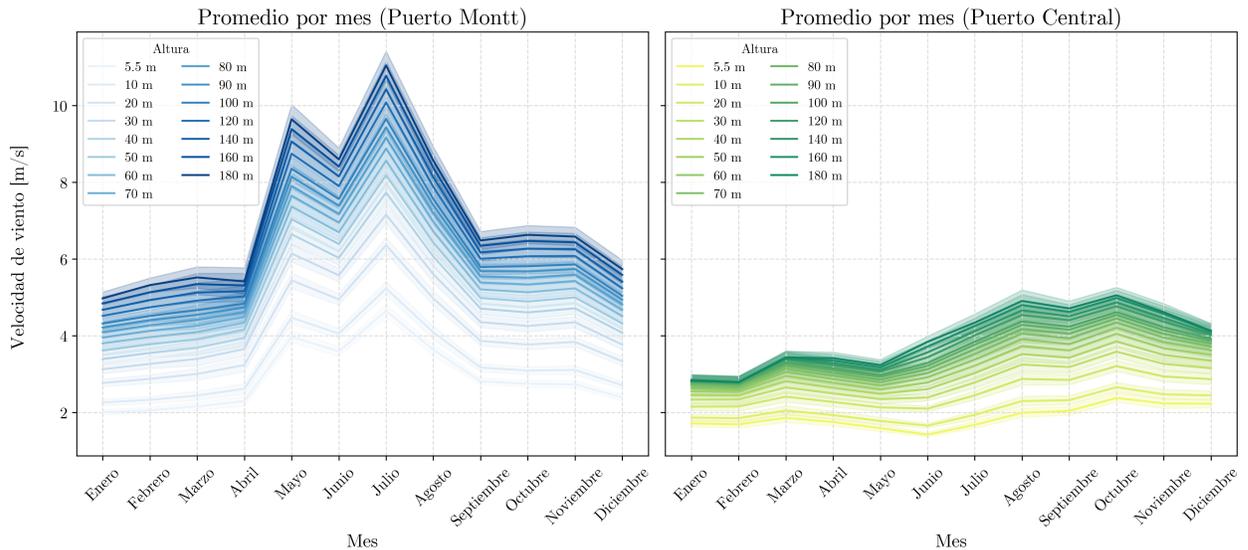


Figura 3.11: Variación del recurso eólico promedio según la altura, para el Puerto Montt y Puerto Central. Elaboración propia a partir de [72].

Según indica Generadoras de Chile: “los aerogeneradores situados en sitios donde las medias de velocidad del viento son de 8 m/s en la altura del eje del rotor producen entre

el 75 % y el 100 % más de electricidad que aquellas donde el viento sopla a una media de 6 m/s” [75]. De manera similar, la Administración de Información Energética de los Estados Unidos de América (EIA) señala que para proyectos eólicos, la velocidad promedio anual del viento debe ser de al menos 4 m/s para turbinas eólicas pequeñas y 5,8 m/s para turbinas a gran escala [76]. También indican que algunos sitios favorables incluyen las cimas de colinas suaves y redondeadas o también brechas de montaña que canalizan e intensifican el viento, y que los recursos eólicos son generalmente más favorables para la generación de electricidad en elevaciones más altas sobre la superficie de la tierra [76]. Los valores promedio de velocidad de viento para el año 2015 en las coordenadas indicadas para ambos puertos se encuentran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Velocidad de viento promedio para diferentes alturas (año 2015).
Elaboración propia a partir de [72].

Altura (m)	5,5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	120	140	160	180	Puerto
Velocidad de viento (m/s)	2,9	3,3	4,0	4,6	4,9	5,2	5,5	5,7	5,9	6,0	6,2	6,5	6,7	6,9	7,1	P. Montt
	1,9	2,1	2,5	2,8	3,0	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	P. Central

Es posible notar, tanto de la Figura 3.11 como de la Tabla 3.5, que se cumple la relación entre altura y mayores velocidades de viento, sin embargo, estos valores promedio no son considerablemente altos en ninguna de las localidades estudiadas. En Puerto Montt, la velocidad promedio supera los 4 m/s a partir de los 20 m de altura y los 5,8 m/s desde los 80 m de altura. Mientras en el Puerto Central, la velocidad promedio no supera los 4 m/s. Además, los puertos se encuentran a nivel del mar y en zonas urbanizadas con presencia de cerros. Estos factores se deben tener en consideración pues, por un lado, las obstrucciones (como los edificios, cerros y árboles) alteran la turbulencia y velocidad del viento, y por otro, las turbinas eólicas de gran capacidad tenderán a ser de gran tamaño, por lo que se debe considerar el espacio requerido por ellas y también el nivel de ruido que generan en operación (por su cercanía a la ciudad).

3.2.2.2. Perfil de radiación solar

El perfil de radiación solar (radiación global horizontal), fue obtenido a partir del Explorador Solar [71], el cual posee registros desde el año 2004 al 2016.

Los valores históricos promedio por hora y mes se pueden observar en la Figura 3.12, donde se puede apreciar que los valores de radiación para el puerto de Puerto Montt son menores a los del Puerto Central (que se encuentra más al norte del país). El pico de radiación en el día se encuentra entre las 11:00 hrs. y las 15:00 hrs. Además, en los meses de invierno y otoño, los valores de radiación son menores a los de los meses de verano y primavera.

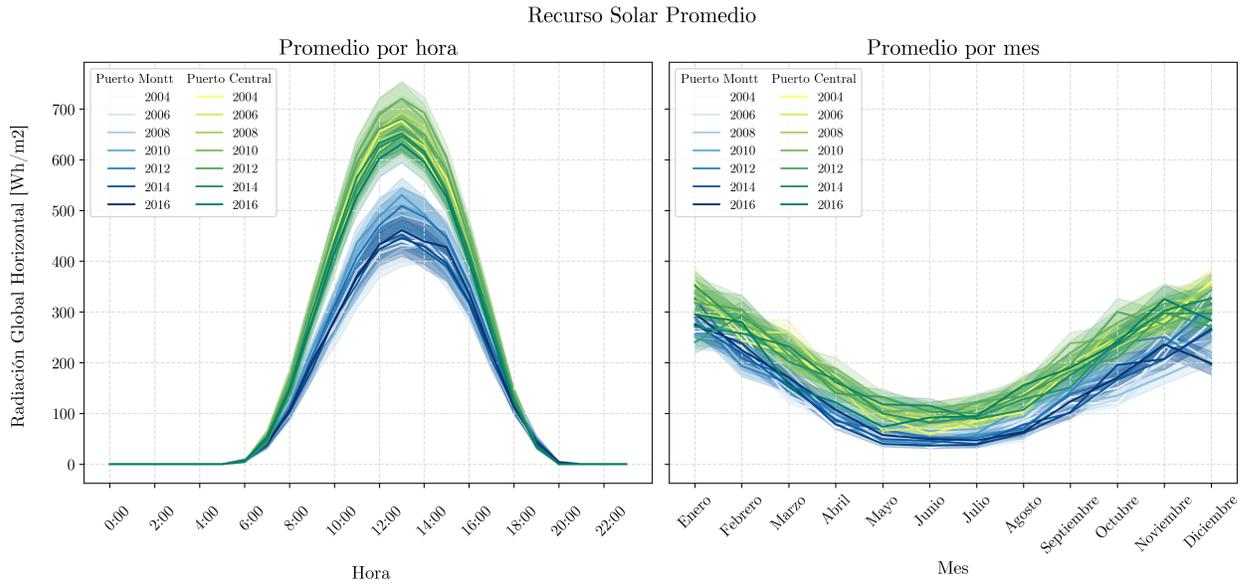


Figura 3.12: Recurso solar promedio por hora del día y mes, para Puerto Montt y el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [71].

3.2.2.3. Temperatura

Al igual que la radiación global horizontal, la temperatura fue obtenida a partir del Explorador Solar y sus valores promedio se muestran en la Figura 3.13 [71]. En general, Puerto Montt es más frío que la zona del Puerto Central durante todo el año.

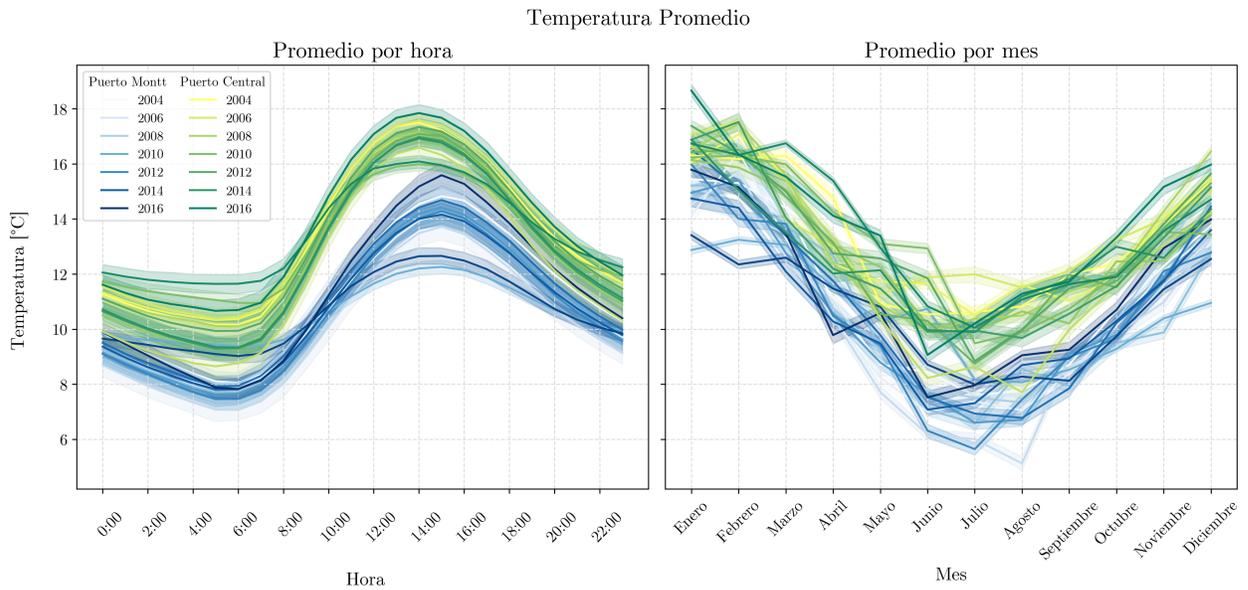


Figura 3.13: Temperatura promedio por hora del día y mes, para Puerto Montt y el Puerto Central. Elaboración propia a partir de [71].

3.2.2.4. Resumen de perfiles de recursos eólico y solar

Una vez obtenida la información anterior para radiación solar, velocidad de viento y temperatura, se ingresan los valores en el *Software HOMER Pro*. Para el modelado de la MR se escoge la Serie Horaria de Viento 2015 (por ser una serie horaria anual completa y más reciente que la del 2010). Debido a la variabilidad del recurso día a día y mes a mes (como se puede apreciar en la Figura 3.10), se decide no promediar valores entre diferentes años. Por este motivo, se escogen también los valores de radiación solar para el 2015. Los promedios horarios y mensuales para los perfiles de sol y viento ingresados en *HOMER* se pueden visualizar en la Figura 3.14 (el detalle horario se muestra en la Figura B.9, presente en el Anexo B).

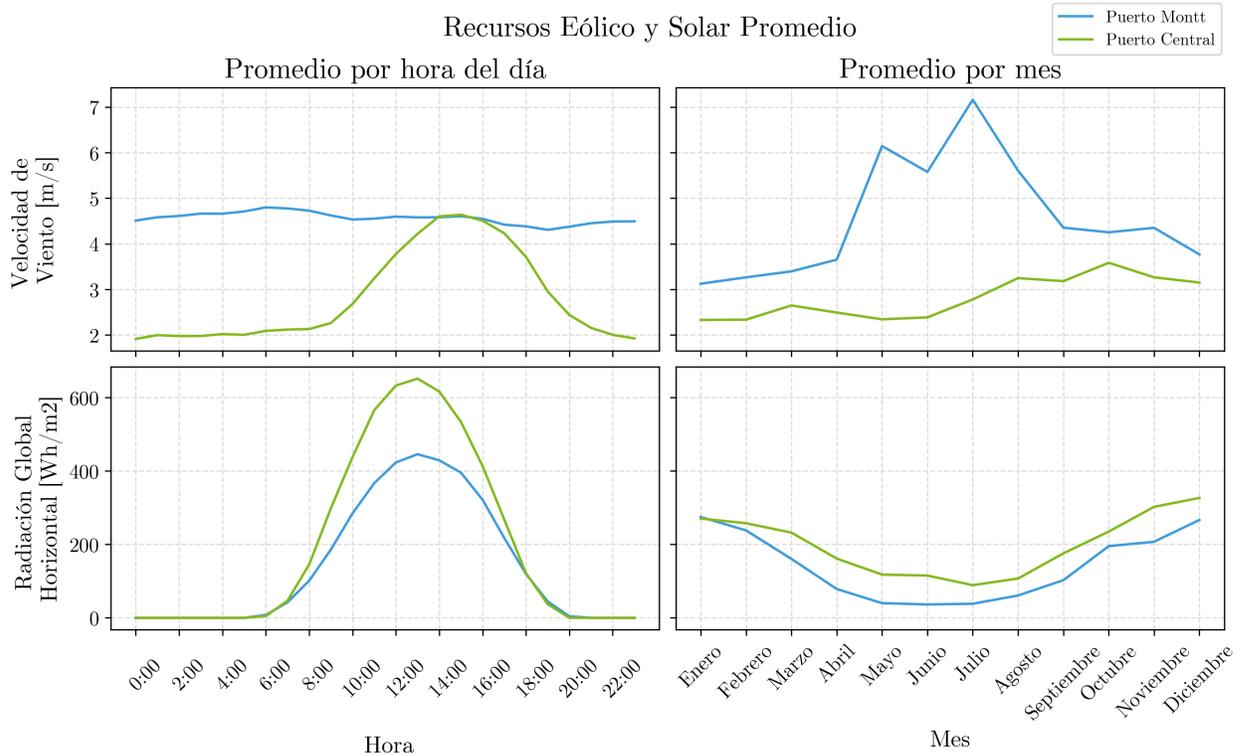


Figura 3.14: Resumen de perfiles de recurso solar y eólico utilizados [71, 72].

3.3. Red

En esta sección se describe la relación de la MR con la red eléctrica principal.

3.3.1. Modalidad inyección de energía

Los casos de estudio son diseñados prohibiendo la venta de energía a la red y sin *Net-Metering*. Es decir, la generación de la MR funciona para autoconsumo y no se inyectan excedentes (en caso de existir) a la red. Esto en el marco de la regulación existente actualmente en Chile para instalaciones de esta dimensión, y en línea lo discutido en [56] (en la Sección 2.5.1), donde se señala la posibilidad de desincentivar iniciativas como el *Net-Metering*

a nivel global, tomando un escenario conservador en cuanto a incentivos económicos para proyectos de autogeneración. Sin embargo, el escenario 3 a evaluar (descrito en la Sección 3.8.3) corresponde a comparar las diferencias económicas y en la topología de la red al permitir *Net-Metering* y variar los precios de venta de la energía a la red.

3.3.2. Tarifas de compra de energía

La tarifa considerada para la compra de energía desde la red se basa en el costo publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional [74], del cual se obtienen los costos por kWh para los años 2021 y 2022, como se muestra en la Figura 3.15, donde se consideró el precio del dólar (USD) en \$850 CLP según datos de diciembre del año 2021 [77]. Cabe destacar que la tarifa eléctrica final a la que acceden los clientes libres dependerá del contrato que posea este cliente con su respectiva empresa concesionaria de distribución. Estas tarifas podrán considerar cobros asociados no solo a la medición de consumo energético total, sino también de acuerdo a la medición de demanda máxima de energía y/o potencia, entre otras condiciones [78]. Además, en el caso de un puerto que incorpore grandes consumos a su demanda (como barcos en *Cold-Ironing*) este podrá escoger renegociar su contrato debido al cambio en su consumo. Por otro lado, los contratos tarifarios clasifican como información confidencial, de manera que no se tiene acceso a ellos públicamente, por lo que en este caso se justifica usar como aproximación a la tarifa horaria los valores por energía obtenidos de las “Medidas Horarias” desde los Antecedentes para Transferencias Económicas del Coordinador [74].

Considerando la tendencia al alza a través de los meses, se selecciona el mes diciembre del año 2021 (el mes con precios más alto del año seleccionado para obtener el consumo del puerto de Puerto Montt), como se puede observar en la Figura 3.15, para hacer una aproximación del costo horario de la energía para todas las semanas del año a simular en *HOMER Pro*. Con estas consideraciones y tomando en cuenta también la variabilidad del costo de la energía (que tiene una tendencia al alza en el último año, como se muestra en la Figura 3.15), se estudia un análisis de sensibilidad del costo de la energía en el escenario 2, descrito en la Sección 3.8.2.

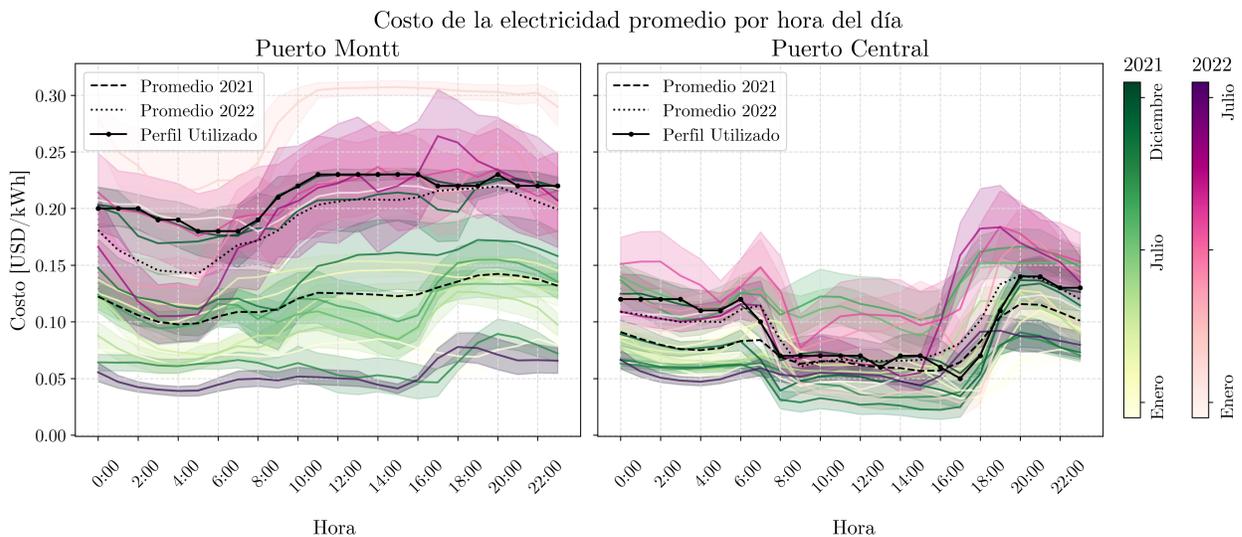


Figura 3.15: Costo de la electricidad promedio por hora del día (años 2021 y 2022). Elaboración propia a partir de [74].

3.3.3. Calidad de suministro

Se considera la existencia de interrupciones de suministro de parte de la red eléctrica principal, modelando estas interrupciones a partir de los indicadores SAIDI y SAIFI. El SAIFI corresponde al número de clientes que sufrieron interrupciones en una determinada área, mientras el SAIDI es el tiempo promedio en horas de interrupciones para un año [79]. El valor para SAIFI utilizado fue obtenido a partir del SAIDI regional (para las regiones de Los Lagos y Valparaíso, respectivamente) [80], mientras el SAIFI fue pronosticado linealmente en base al SAIDI según los valores límite de la Norma Técnica de Calidad y Servicio Para Sistemas de Distribución [81]. Cabe destacar que el SAIDI de la región de Los Lagos supera el permitido por la Norma Técnica. Los valores utilizados se resumen en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Valores utilizados para la calidad del suministro. Elaboración propia a partir de [80, 81]

Indicador	Puerto Montt	Puerto Central
Frecuencia de Cortes de Suministro al año (horas)	8,7	5,9
Tiempo de Reparación Promedio (horas)	1,74	1,33

Al ingresar los valores de la Tabla 3.6 en *HOMER Pro*, el *software* modela las interrupciones como periodos en los que no se puede comprar o vender electricidad a la red principal. De esta manera, crea cortes aleatorios a lo largo del año. Los mismos cortes se mantienen consistentes para todas las simulaciones de este trabajo, sin volver a generar nuevos cortes aleatorios.

3.4. Proyecto

Dentro de las características del proyecto, para todos los escenarios se seleccionan valores predeterminados disponibles en *HOMER Pro* para la tasa de descuento nominal (8%), inflación esperada (2%), emisiones asociadas y vida útil del proyecto (25 años). La divisa utilizada corresponde al Dólar Estadounidense (USD), a menos que se especifique lo contrario. En la Tabla 3.7, se detallan los componentes de la MR y algunas de sus características, incluyendo los costos escalados a la potencia indicada en la tabla, para facilitar la comparación. Los detalles para cada componente, se presentan en las subsecciones siguientes. Como fue mencionado en el Capítulo 2, cabe señalar que la conexión de los barcos al puerto podrá requerir equipos especiales, diferentes transformadores, nuevas construcciones y otros factores que implican costos agregados que no han sido considerados en esta simulación.

Tabla 3.7: Detalles de componentes de la MR (los costos corresponden a la capacidad indicada en la tabla). Elaboración propia.

	Elemento	Modelo	Capacidad	Inversión (USD)	Reemplazo (USD)	O&M (USD)	Vida Útil	Referencia
Generación Renovable	Módulo Solar Fotovoltaico	CanadianSolar MaxPower CS6X-325P	10 kW	10.530	10.530	105,3 por año	25 años	[82]
	Aerogenerador	Gaia-Wind 11kW 133 3-Phase	11 kW	46.200	46.200	631,5 por año	25 años	[83-85]
Generación Convencional	Generador Diesel	Generador Diesel (Auto-sized)	1 kW	500	500	0,03 por hora	15.000 horas	[86]
Almacenamiento	Batería	Gildemeister 250 kW 4hr CELLCUBE FB 250-1000	1.240 kWh	75.000	75.000	750 por año	25 años	[87, 88]
Convertor	Inversor	Leonics GTP-507 125 kW	10 kW	2.470	2.470	25 por año	10 años	[82, 89]

Para las simulaciones no se consideran limitaciones en cuanto al número de elementos (cantidad de paneles, aerogeneradores, baterías) asociadas a su uso de espacio, para así poder evaluar las configuraciones óptimas en condiciones sin limitaciones espaciales. Además, cabe destacar que ambos puertos estudiados poseen territorios “fuera” del territorio portuario. En caso del puerto de Puerto Montt, su recinto portuario terrestre cubre una superficie de 11 Ha y cuenta también con un recinto extra-portuario: el “Recinto Panitao”, ubicado a aproximadamente 14 km en dirección suroeste de los Recintos Portuarios Puerto Montt, cuya una superficie abarca aproximadamente 9 Ha [90]. En el caso del Puerto Central, este cuenta con áreas de acopio por 31,7 Ha y corresponde a una concesionaria del Puerto de San Antonio, el cual ha especificado contar con terrenos aledaños en los que se podrían construir más instalaciones a futuro [91, 92].

Por otro lado, *HOMER Pro* cuenta por defecto con dos estrategias de despacho económico: *CCD (Cycle Charging Dispatch)* y *LFD (Load Following Dispatch)*. Ambas se encargan de escoger la manera más económica de operar los generadores, sin conocer el futuro. Con LFD, los generadores producen únicamente la energía suficiente para satisfacer la demanda, esta estrategia tiende a ser óptima en sistemas con gran penetración de energía renovable (permite cargar baterías solo ante excesos, cuando la producción de energía renovable supera la carga). En CCD, los generadores en operación, lo hacen a máxima capacidad y cargan baterías con el excedente de energía. Sin embargo, la opción óptima a escoger depende de muchos factores, entre ellos el tamaño de los generadores y baterías, del precio del combustible, el costo de O&M de los generadores, la penetración de energías renovables y del perfil de los recursos renovables. En este caso, *HOMER Pro* simulará cada sistema utilizando ambas estrategias de despacho y luego seleccionará la estrategia óptima a utilizar [93].

3.5. Generación

En este proyecto se evalúan fuentes de generación de energía convencionales (diésel) y renovables (eólica y solar).

3.5.1. Generación convencional

Al modelar el suministro de la red con interrupciones, se requiere una fuente energética de respaldo ante fallas en el suministro. En este caso, se adiciona al sistema de modelado una fuente de generación convencional (generador diésel), que podrá actuar en caso de falla. El generador seleccionado es genérico y su dimensión es ajustada automáticamente en cada caso para la carga requerida, sus costos son predeterminados por *HOMER Pro* [86]. En general, la configuración de MR con menor costo de inversión (CAPEX) que permite satisfacer la demanda, correspondería a la alternativa que alimenta sus consumos exclusivamente a partir de la red eléctrica y el generador diésel.

Para efectos de este estudio se considera que este es el modo de operación en que opera el puerto actualmente (alimenta su consumo desde la red y, ante fallas en el suministro, con generación diésel) y, por lo tanto, como operaría el puerto en caso de no invertir en una MR con ERNC para alimentar las cargas en *Cold-Ironing*. En general, este caso con menor CAPEX se considera como el caso base para compararlo ante otras configuraciones sugeridas, donde el costo de inversión suele ser superior, pero el costo total durante la vida útil del proyecto (NPC) es menor.

3.5.2. Generación renovable

A continuación se presentan los equipos escogidos para la generación a partir de fuentes renovables no convencionales seleccionadas para el proyecto. Variaciones en los modelos y los costos afectan los resultados del estudio, al replicar la metodología es posible modificar los modelos y sus costos permitiendo ajustar estos parámetros de acuerdo a las necesidades de cada estudio. Cabe destacar que los precios de algunos modelos no se encuentran disponibles abiertamente y se deben solicitar cotizaciones con diferentes proveedores.

3.5.2.1. Aerogenerador

Considerando la ubicación del proyecto (cercano a una gran ciudad), instalar aerogeneradores de grandes capacidades y alturas puede significar altos niveles de ruido y un mayor uso de espacio, al requerir una considerable separación entre turbinas. Adicionalmente, dependiendo de la altura y la potencia instalada, la instalación deberá responder a diferentes restricciones, debiendo acogerse al Plan Regulador Comunal local e incluso ofrecer compensación las comunidades cercanas [94]. Para minimizar la irrupción del proyecto en el entorno urbano se decide emplear turbinas cercanas a 10 kW de capacidad nominal.

El modelo de aerogenerador escogido corresponde al *Gaia-Wind 133-11kW*. Cada aerogenerador tiene una capacidad de 11 kW. Estos aerogeneradores tienen una vida útil de 25 años y la altura de la torre es 27 m de altura (por este motivo se especifica en *HOMER* el perfil de velocidad de viento para 30 m de altura). En condiciones estándar, el rango de velocidades de viento en las que opera esta turbina es entre los 3,5 m/s y los 25 m/s [83–85]. Este modelo corresponde a una de las turbinas disponibles cercanas a 10 kW que mayor potencia pueden generar a las velocidades de viento existentes en Puerto Montt en la altura correspondiente, por lo que también puede ser utilizada en el Puerto Central (donde las velocidades de viento son incluso menores a las de Puerto Montt) por lo que se utiliza la misma turbina por consistencia.

Para determinar los costos asociados a la turbina, se realiza una aproximación a partir de cotizaciones privadas de diferentes turbinas en el rango de potencia y utilizando información disponible publicada para el modelo específico y otros modelos en el mismo rango de potencia, considerando costos de importación del 40% del valor del equipo [83–85]. Además, se considera que los costos de Operación y Mantenimiento (en adelante O&M) corresponden a un 2% del costo de inversión del equipo. Los valores se encuentran recopilados en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Valores utilizados para el costo de los aerogeneradores. Elaboración propia a partir de [83–85].

Cantidad	Capital (USD)	Reemplazo (USD)	O&M (USD/año)
1	\$46.200	\$46.200	\$924

3.5.2.2. Módulo fotovoltaico

El modelo escogido corresponde al *CanadianSolar MaxPower CS6X-325P*. Cada módulo tiene una capacidad de 0,325 kW y una eficiencia del 16,94%. Estos módulos tienen una vida útil de 25 años y la eficiencia para irradiancia de entre 1.000 W/m² a 200 W/m² es de, en promedio, un 96% respecto al valor nominal, por lo que son adecuados para los niveles de radiación existentes en las zonas estudiadas [95].

El costo de los paneles fue escalado a partir del “Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile”, versión 2020 [82]. Se utilizaron los valores promedio, y el costo asociado al sistema FV considera: módulos FV, instalación y otros materiales eléctricos de montaje. Esto sin el costo del inversor, que fue considerado por separado en el apartado dedicado al convertidor (disponible en la Sección 3.7). Los valores utilizados para el costo por capacidad instalada y sus respectivos costos de O&M, se muestran en la Tabla 3.9, donde el valor de O&M anual se considera como el 1% del costo de inversión. El valor de los módulos FV dependerá de la capacidad de la instalación, por lo que estos intervalos se incluyen en *HOMER* para la modelación.

Tabla 3.9: Valores utilizados para el costo de los módulos fotovoltaicos. Elaboración propia a partir de [82].

Capacidad (kW)	Capital (USD)	Reemplazo (USD)	O&M (USD/año)
10	10.530	10.530	105
30	31.590	31.590	315
100	99.600	99.600	996
300	25.7040	257.040	2.570
500	37.1875	371.875	3.718

3.6. Almacenamiento

La solución de almacenamiento escogida corresponde al sistema de baterías *Gildemeister 250kW-4hr CELLCUBE® FB 250-1000*. Estos cuentan con una capacidad energética nominal de 1.000 kWh y una vida útil de 25 años. Su potencia nominal es de 250 kW, su potencia máxima de carga es de 500 kW y la potencia máxima de descarga de 375 kW. Esta solución

es sugerida para MR por el fabricante [87] y para calcular su precio, se sobrestima en un 40 % el precio de venta [88] considerando los costos de importación a Chile. El fabricante recomienda una mantención una vez al año [96], y el valor de O&M anual se considera como el 1 % del costo de inversión.

3.7. Conversor

El inversor seleccionado corresponde al modelo *Leonics GTP-507 125 kW*, considerando una eficiencia de 96,3 % y una vida útil de 10 años [97]. El costo de este equipo fue aproximado a partir del “Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile”, versión 2020 [82]. Este valor fue validado según el precio de mercado, considerando un 40 % extra asociado a costos de importación [89] Se utilizaron los valores promedio para el costo según la capacidad instalada y el valor de O&M anual se considera como el 1 % del costo de inversión. Los precios se resumen en la tabla 3.10.

Tabla 3.10: Costo aproximado del inversor según el rango de potencia nominal. Elaboración propia a partir de [82].

Rango Potencia (kW)	10-30	30-100	100-300	300-500	500-1500
Costo del Inversor (USD/kW)	247	204	163	131	124

3.8. Escenarios de simulación

En esta sección se introducen los 5 escenarios de simulación estudiados, los cuales se diferencian entre sí al modificar diferentes características del modelado de la MR. Estos escenarios y su relación con los elementos de la MR se resumen en la Figura 3.16.

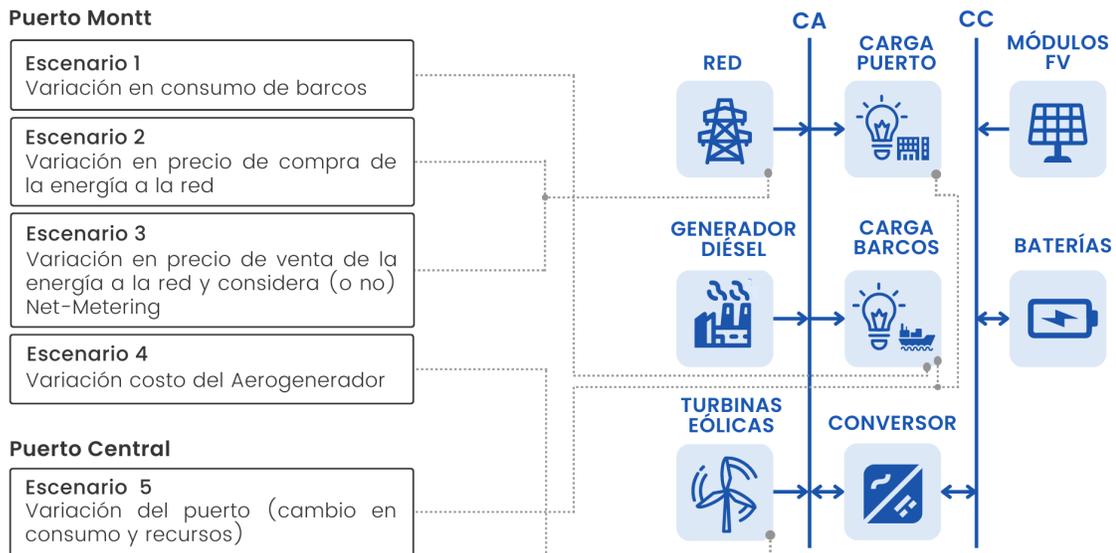


Figura 3.16: Relación entre los escenarios y el esquema de la MR. Elaboración propia a partir de *HOMER Pro*.

Cada escenario de simulación (enumerados del 1 al 5) cuenta con diferentes casos de estudio (identificados por el número del escenario al que pertenecen y una letra). Los diferenciadores

entre cada caso se presentan en la Tabla 3.11. Cabe señalar que la última columna de esta tabla representa la demanda energética del puerto considerado (que corresponde al Puerto Central solo en el escenario 5, mientras en los demás escenarios se utiliza el puerto de Puerto Montt). Una versión resumida de esta tabla se presenta para los resultados de cada escenario en el Capítulo 4.

Tabla 3.11: Diferencias entre los casos de estudio para cada escenario. Elaboración propia.

Caso	Consumo de barcos considerado (%)	Precio compra electricidad (USD/kWh)	Net-Metering	Precio de venta a la red (USD/kWh)	Costo aerogenerador (USD/unidad)	Consumo del puerto considerado (%)
1a	100 %	$\approx 0,21^*$	No	-	\$ 46.200	100 %
1b	50 %					
1c	25 %					
1d	0 %					
2a		0,05				
2b		0,06				
2c		0,1				
2d		0,15				
2e*		0,21				
2f		0,4				
2g		0,6				
2h		0,8				
3a			No	0,00		
3b			No	0,04		
3c			No	0,05		
3d			No	0,06		
3e			No	0,10		
3f			Sí	0,00		
3g			Sí	0,05		
3h			Sí	0,06		
4a					\$ 15.000	
4b					\$ 14.500	
4c					\$ 14.000	
4d					\$ 13.500	
4e					\approx \$ 10.530	
5a	0 %					100 %
5b	0 %					110 %
5c	0 %					120 %
5d	0 %					130 %

La Tabla 3.11 detalla los diferenciadores (qué es lo que cambia en cada caso). La fila correspondiente al caso 1a se encuentra destacada en azul, pues esta es la configuración pre-determinada para todos los escenarios. Esto quiere decir que, para el resto de la tabla, si

existen celdas vacías, se mantienen para ese caso los valores destacados en azul (del caso 1a) en aquella categoría. En la columna de precio de compra de la electricidad, el valor para el caso 1a se encuentra marcado con un asterisco, debido a que el precio de compra de electricidad es variable y no corresponde a una tarifa plana, por lo que el valor indicado corresponde al promedio de aproximadamente 0,21 USD/kWh. Por otro lado, en cuanto al precio de venta de electricidad a la red, el valor para el caso 1a representa que no existe venta de energía a la red.

Como se mencionó en la Sección 2.4.2, la IMO se encuentra en proceso de instaurar nuevas normativas para sistemas de *Cold-Ironing* en los puertos. Ante la posibilidad de la obligatoriedad de estas instalaciones, es conveniente estudiar la factibilidad de diferentes MR, variando consumos y precios. De esta manera, el escenario 1 corresponde al caso principal de estudio y los escenarios 2, 3, 4 y 5 corresponden a variaciones del mismo para estudiarlo en profundidad.

3.8.1. Caracterización escenario 1: variación de la demanda

En el escenario 1 se considera la alimentación completa de la carga asociada a los barcos en atraque, como también la alimentación parcial de la carga asociada a las embarcaciones, debido a la gran magnitud de esta en comparación a la carga original del puerto. Este escenario se caracteriza por no contar con *Net-Metering* ni permitir ningún tipo de ventas de energía a la red. Además, el precio de compra de energía a la red corresponde a los valores detallados en la Sección 3.3.2. Las características de cada caso y sus consumos se presentan en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Características de los casos dentro del escenario 1. Elaboración propia a partir de simulación en *HOMER Pro*.

Caso	1a	1b	1c	1d
Consumo del puerto alimentado (%)	100 %	100 %	100 %	100 %
Consumo de los barcos alimentado (%)	100 %	50 %	25 %	0 %
Promedio conjunto (kWh/día)	13.738	7.647	4.602	1.557
Promedio conjunto (kW/día)	572	319	192	65
Pico (kW)	4.305	2.204	1.155	217

3.8.2. Caracterización escenario 2: sensibilidades en precio de la electricidad

Como se indicó en la Sección 3.3.2, la variabilidad de los precios de la energía podrá afectar los resultados de la optimización. En el escenario 2 se prueban diferentes precios de la energía, donde en todos los casos la tarifa es plana, es decir, no existen diferenciaciones tarifarias entre horas. En este escenario se marca con un asterisco (*) el caso base para las sensibilidades, correspondiente al caso 2e, en este caso el costo por kWh es de 0,21 USD, el cual corresponde al costo promedio en el escenario 1. Además, el perfil de consumo considera alimentar el 100 % de la carga de los barcos (de igual manera que en el caso 1a). El detalle de los precios de la energía para cada sensibilidad se muestra en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13: Características de los casos dentro del escenario 2. Elaboración propia a partir de simulación en *HOMER*.

Caso	2a	2b	2c	2d	2e*	2f	2g	2h
Costo de la energía (USD/kWh)	0,05	0,06	0,10	0,15	0,21	0,40	0,60	0,80

3.8.3. Caracterización escenario 3: venta de energía a la red

Como se menciona en la Sección 3.3.1, los escenarios anteriores no consideran *Net-Metering* en el marco de la regulación actual y las tendencias indicadas en [56] (descritas en la Sección 2.5.1). Sin embargo, la normativa actual podría cambiar, por lo que en este escenario se evalúa la posibilidad de incorporar el pago por venta de energía a la red. En los casos 3a, 3b, 3c y 3d, se evalúa la venta sin considerar *Net-Metering* (es decir, se paga una tarifa fija por inyección, independiente de la tarifa de compra de energía). En los casos 3f, 3g y 3h se evalúa permitiendo *Net-Metering* con diferentes valores de pago para cuando existen excedentes tras la medición neta. En este escenario, también se considera alimentar el 100% de la carga asociada a los barcos. Las características de cada caso se muestran en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14: Características de los casos dentro del escenario 3. Elaboración propia a partir de simulación en *HOMER Pro*.

Caso	3a	3b	3c	3d	3e	3f	3g	3h
<i>Net-Metering</i>	No	No	No	No	No	Sí	Sí	Sí
Precio de Venta a la red (USD/kWh)	0	0,04	0,05	0,06	0,1	0	0,05	0,06

3.8.4. Caracterización escenario 4: variación costo aerogeneradores

Debido a las características restrictivas del proyecto para energía eólica asociadas a la cercanía a la ciudad (lo que implica escoger un aerogenerador relativamente bajo y silencioso), no se alcanzan las mayores velocidades de viento disponibles en Puerto Montt, por lo que no se maximiza la capacidad de generación de las turbinas (al no operar en las velocidades de viento óptimas). Esto afecta la competitividad de la energía eólica versus la energía solar, la cual tiene además costos considerablemente menores por kW instalado. En el escenario 4 se evalúa reducir considerablemente el precio por aerogenerador, para evaluar cuándo comienza a ser competitiva esta tecnología. Los valores a evaluar comienzan desde los 15.000 USD por turbina hasta igualar el valor por kW instalado al costo de los módulos solares FV (≈ 10.530 USD). Finalmente, en este escenario, también se considera alimentar el 100% de la carga asociada a los barcos. Las características de cada caso en este escenario se muestran en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15: Características de los casos dentro del escenario 4. Elaboración propia a partir de simulación en *HOMER Pro*.

Caso	4a	4b	4c	4d	4e
Costo Aerogenerador (USD/unidad)	\$ 15.000	\$ 14.500	\$ 14.000	\$ 13.500	\approx \$ 10.530 (igualando al costo por kW de paneles solares)

3.8.5. Caracterización escenario 5: Puerto Central

En este escenario, se considera el Puerto Central con sus correspondientes perfiles de radiación, de viento y temperatura, además de sus tarifas y consumos específicos, indicados en la Sección 3.2. Cabe señalar que, a pesar de cambiar el puerto, no se modifican los elementos para el modelamiento de la MR (se conservan las mismas posibles fuentes de generación, el sistema de almacenamiento y el inversor) y se conservan las configuraciones del caso 1a. Esto con el objetivo de comparar cómo diferentes ubicaciones y características del puerto afectan el diseño óptimo de una MR.

Un factor clave a considerar es que no se cuenta con la planificación naviera del Puerto Central. La planificación naviera del puerto de Puerto Montt permitió crear un perfil de consumo asociado a los barcos atracados, específico al caso de Puerto Montt. Sin embargo, escalar este consumo no es una aproximación válida para el caso del Puerto Central debido a que recibe otro tipo de embarcaciones, a diferentes horas, con diferentes frecuencias y magnitudes. De esta forma, el consumo en este escenario es modelado en una manera diferente al caso de Puerto Montt.

Se estudian 4 casos, donde la carga corresponde a escalar el consumo del Puerto Central, aumentándolo en un 0 %, 10 %, 20 % y 30 % respectivamente. Las características de cada caso y sus consumos se muestran en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16: Características de los casos dentro del escenario 5. Elaboración propia a partir de la simulación en *HOMER Pro*.

Caso	5a	5b	5c	5d
Consumo del puerto alimentado (%)	100 %	110 %	120 %	130 %
Promedio conjunto (kWh/día)	47.210	51.931	56.652	61.373
Promedio conjunto (kW/día)	1.967	2.164	2.360	2.557
Pico (kW)	4.217	4.638	5.060	5.482

Capítulo 4

Discusión de Resultados

A continuación se presentan, analizan y discuten los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en *HOMER Pro*. Para abarcar todos los casos de estudio dentro de cada escenario, sus resultados se muestran juntos en tablas y figuras, aunque las simulaciones de cada caso se hayan realizado por separado. Todas las tablas y figuras de esta sección son de elaboración propia, basadas en las simulaciones realizadas en el *software*. Para cada caso de estudio se presentan dos soluciones de todas las generadas en *HOMER Pro*: aquella con menor CAPEX (es decir, requiere un menor capital inicial o costos de inversión) y aquella configuración que implica el menor NPC (es decir, tiene el menor costo total durante la vida útil del proyecto).

Ambas soluciones se comparan entre sí, tomando el caso que minimiza el CAPEX como solución base (representa lo mínimo que puede invertir el puerto para cumplir con la demanda energética) y la que minimiza el NPC como solución sugerida (es sugerida, pues representa un el menor costo total durante la vida útil del proyecto). Al comparar ambas soluciones se pueden obtener indicadores como el PRI (o Plazo de Recuperación de la Inversión, es decir, cuándo se recupera la inversión al escoger la solución sugerida versus la solución base) o comparar las emisiones de CO₂ entre cada alternativa. Para cada uno de los casos dentro de cada escenario, se presenta una solución sugerida (identificada con “-NPC”) y una solución base (identificada con “-CAPEX”) para la topología de la MR.

4.1. Resultados del escenario 1

En esta sección se presentan los resultados del escenario 1, el cual cuenta con 4 casos y cuyas características se resumen la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Resumen de diferencias entre casos, escenario 1.

Caso	Consumo de Barcos Considerado (%)	Precio Compra Electricidad (USD/kWh)	Net-Metering	Precio de Venta a la red (USD/kWh)	Costo Aero-generador (USD/unidad)	Consumo del Puerto Considerado (%)
1a	100 %	≈0,21*	No	-	\$ 46.200	100 %
1b	50 %					
1c	25 %					
1d	0 %					

4.1.1. Composición

En la Tabla 4.2, se presenta la composición de cada una de las soluciones obtenidas para las simulaciones del escenario 1. En ella, es posible apreciar que la composición de las soluciones “-NPC” es igual para todos los casos y considera generación solar FV, baterías, inversores y conexión a la red. Los casos “-CAPEX” también son idénticos en composición entre sí (por lo que se resumen en la tabla en una columna) y cuentan con generación diésel y conexión a la red. Cabe destacar que aun cuando hay casos con la misma composición, la proporción de potencia instalada o la cantidad de elementos puede variar caso a caso.

Tabla 4.2: Composición de la MR, escenario 1.

Caso	1a NPC	1b NPC	1c NPC	1d NPC	1 CAPEX
% del consumo de barcos alimentado	100 %	50 %	25 %	0 %	
Solar FV	✓	✓	✓	✓	–
Eólico (unidad)	–	–	–	–	–
G. Diésel	–	–	–	–	✓
Baterías	✓	✓	✓	✓	–
Red	✓	✓	✓	✓	✓
Inversor	✓	✓	✓	✓	–

Un resumen de las características de cada caso y sus respectivas configuraciones sugeridas (“-NPC”) y base (“-CAPEX”) se presentan en la Tabla 4.3 y los resultados completos obtenidos de *HOMER Pro* referentes a cada equipo en específico (como consumo de combustible, costos de O&M, autonomía de baterías, entre otros) se pueden encontrar en el Anexo C.

Tabla 4.3: Resumen de resultados, escenario 1.

Caso 1		1a-NPC	1a-CAPEX	1b-NPC	1b-CAPEX	1c-NPC	1c-CAPEX	1d-NPC	1d-CAPEX
Diferenciador (% de barcos alimentado)		100 %		50 %		25 %		0 %	
Arquitectura	Solar FV (kW)	6.763	0	3.234	0	1.581	0	343	0
	Eólico (unidad)	0	0	0	0	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	0	4.900	0	2.600	0	1.400	0	240
	Baterías (unidad)	30	0	15	0	8	0	1	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	1.909	0	960	0	523	0	97	0
	Despacho (CCD o LFD)	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD
Costos	COE (USD)	0,15	0,24	0,14	0,24	0,13	0,24	0,09	0,22
	NPC (M USD)	9,89	15,74	5,15	8,70	2,82	5,16	0,69	1,64
	Costo Operación (M USD/año)	0,25	1,03	0,14	0,57	0,08	0,35	0,02	0,12
	Capital Inicial (USD)	6,69	2,45	3,30	1,30	1,72	0,70	0,38	0,12
Sistema	Máx. Renovable (%)	84,5	0	82,7	0	82,0	0	82,7	0
Red	Energía Comprada (MWh/año)	775	4.993	483	2.780	303	1.674	98	567
	Energía Vendida (MWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	0

Los detalles de las diferentes topologías en la Tabla 4.3 se encuentran separadas en características: de arquitectura de la MR (incluyendo la capacidad instalada de los equipos y el sistema de despacho), de costos (COE, NPC, de operación y el capital inicial), del sistema (la máxima penetración de renovables) y de la red (cuanta energía compra y vende la MR a la red). La máxima penetración de energías renovables al año (o p_{ren}) de la Tabla 4.3, es calculada por *HOMER* en cada intervalo de tiempo de la simulación como:

$$p_{ren} = \frac{P_{ren}}{L_{served}}$$

Donde P_{ren} corresponde a la salida de potencia total (en kW) en ese intervalo temporal, y L_{served} corresponde al total de la carga alimentada (en kW) en ese momento [98].

Como se puede apreciar de la Tabla 4.3, aunque las MR sean conformadas por los mismos elementos, sus magnitudes, costos y operación variarán caso a caso. Esta tendencia se ilustra también en la Figura 4.1.

Producción, venta y compra de energía anual (escenario 1)

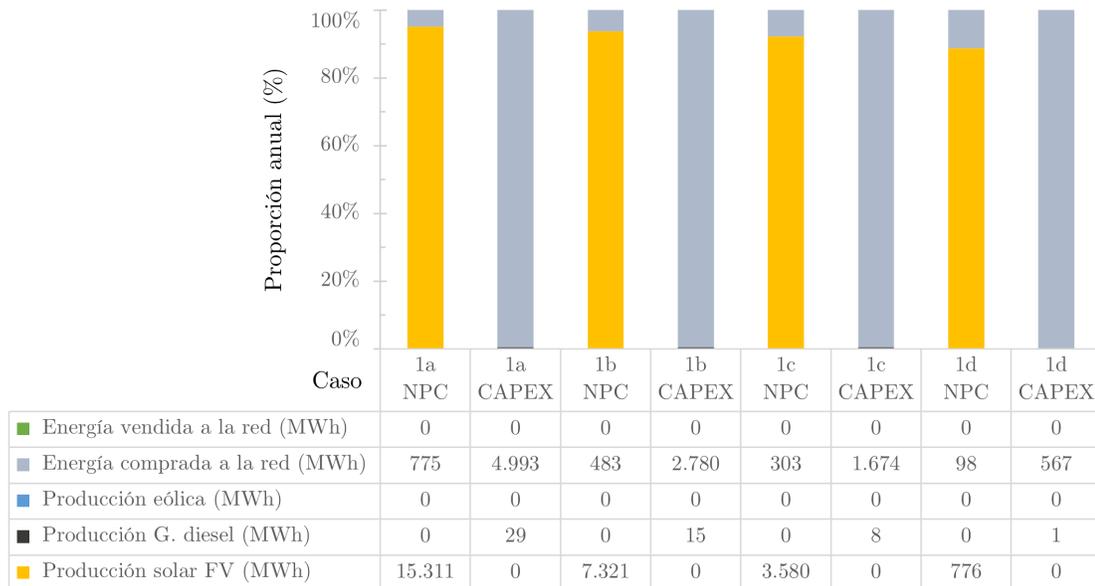


Figura 4.1: Producción, venta y compra de energía anual, escenario 1.

De la Figura 4.1 es posible apreciar las similitudes entre las alternativas “-NPC” y, a su vez, entre las alternativas “-CAPEX”. En las alternativas “-NPC” la MR produce grandes cantidades de energía solar FV al año, lo que le permite reducir la compra de la energía a la red a cerca de un quinto de la compra en las alternativas “-CAPEX”, y además, no requieren generadores diésel. En las alternativas “-CAPEX”, toda la energía de la MR proviene de la red y los generación diésel.

La presencia de generadores diésel exclusivamente en los escenarios que minimizan el CAPEX indica que, aunque este tipo de generadores implican una menor inversión inicial, a largo plazo no resultan convenientes para el proyecto al compararlos con las alternativas que consideran generación renovable (resultando en un menor NPC). No obstante, los generadores

res diésel son parte de los casos “-CAPEX”, pues se requiere algún método de autogeneración que permita cubrir la demanda ante fallas en el suministro de la red eléctrica principal, siendo este tipo de generadores los que significan un menor gasto inicial.

En la Figura 4.2, se muestran las horas en el año en que es operado el generador diésel en las alternativas “-CAPEX”. Estos resultados se obtienen de simular, por consistencia, un mismo año (con las mismas interrupciones de suministro), para las diferentes configuraciones del escenario 1, por lo que el generador es accionado en las mismas instancias para todos los casos, que corresponden a las horas de interrupción en el suministro. Por las características de la simulación (es decir, que las fallas ocurren siempre en las mismas horas para todas las simulaciones), cambiar la demanda no altera las horas de operación del generador (ya que no afecta las interrupciones de suministro, que son una variable externa fijada en el *software*) y la principal variación entre los 4 casos “-CAPEX” es la potencia que debe suministrar el generador (como se puede apreciar en las barras de leyenda de la Figura 4.2), pues a mayor consumo del puerto (y sus barcos conectados) mayor es la demanda que debe satisfacer ante una falla.

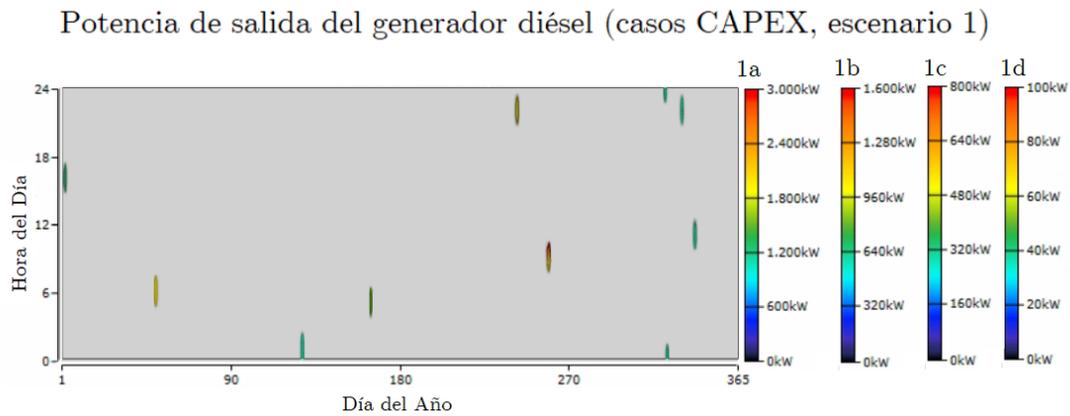


Figura 4.2: Operación anual del generador diésel en los casos “-CAPEX”, escenario 1.

Para apreciar con mayor detalle qué ocurre cuando falla el suministro de la red, en la Figura 4.3, se presenta un acercamiento a escala de tiempo semanal al comportamiento de la MR en el caso 1a-CAPEX. Según se puede observar en esta figura, entre el 20 y el 21 de septiembre ocurre una falla coincidente con uno de los horarios de mayor demanda y es posible ver que ante una interrupción en el suministro, cesa la compra de energía a la red (curva verde) y debe operar el generador (curva violeta). Al ser un caso “-CAPEX”, esta MR no cuenta con baterías ni ERNC, y no existen excesos de producción (curva naranja) ni hay energía almacenada para suplir la interrupción de suministro, por lo que ante una falla, opera el generador diésel. Una vez que es restablecido el suministro, la operación vuelve a la normalidad, es decir, la energía consumida proviene completamente desde la red principal.

Acercamiento al comportamiento de Micro-Red con Generación Diesel

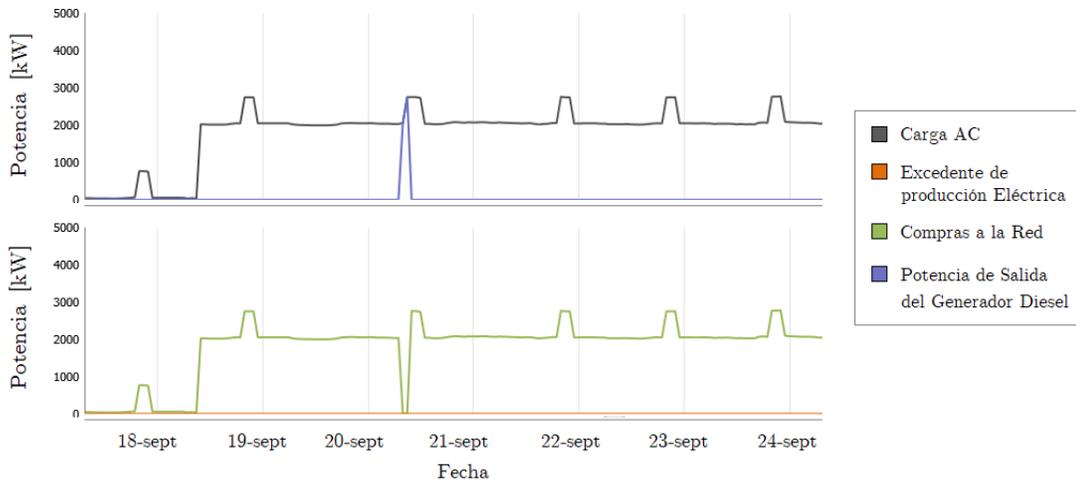


Figura 4.3: Comportamiento horario de la micro-red con generación convencional. Acercamiento del caso 1a-CAPEX.

La operación de en una alternativa “-NPC” es diferente a una alternativa “-CAPEX”. Como se pudo apreciar de la Tabla 4.3, las topologías son diferentes entre ambos tipos de alternativas y al incorporar otros elementos como módulos FV, inversores y baterías, el comportamiento de la MR cambiará. La magnitud de estos equipos está directamente relacionada con la magnitud de la carga (como se muestra en la Tabla 4.3), por lo que varía caso a caso, operando a diferentes escalas, pero de manera similar cuando las topologías están compuestas por los mismos elementos. De esta manera, en la Figura 4.4 se muestra un acercamiento a escala diaria para la operación de la MR sugerida para el caso 1a (1a-NPC).

Acercamiento al comportamiento de Micro-Red con Generación Renovable

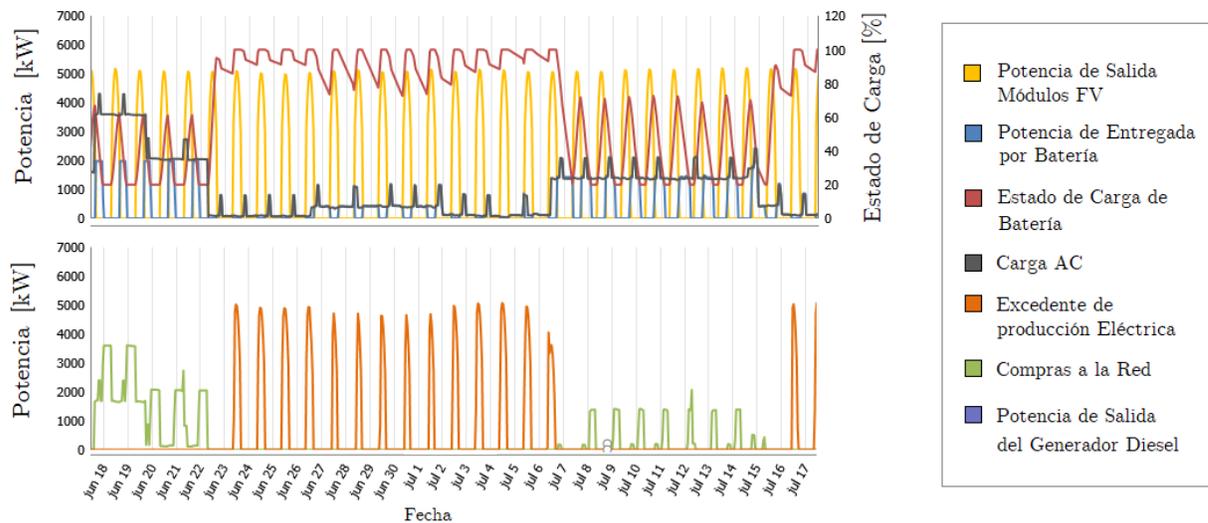


Figura 4.4: Comportamiento horario de la micro-red con generación convencional (acercamiento horario del caso 1a-NPC).

En el gráfico superior de la Figura 4.4 se puede apreciar que durante las horas que los módulos FV generan energía (curva en amarillo), las baterías comienzan a cargarse (curva

en rojo). La demanda (en gris) no es constante y varía con las horas y los días, con lo que es posible apreciar que cuando no existe generación FV (como en las horas de oscuridad) las baterías que almacenaron parte de la energía solar FV se descargan para alimentar la demanda en la noche.

Del gráfico inferior de la Figura 4.4 es posible notar que en algunas ocasiones (por ejemplo, desde el 23 de junio al 6 de julio), la energía proveniente de los paneles FV generó excedentes (en naranja) incluso después de haber cargado las baterías completamente, por lo que en ese periodo existe un excedente de generación desde el medio día en adelante (que de ser vendido a la red, podría generar ganancias económicas; sin embargo, este escenario no considera la venta de energía a la red). La batería almacena la energía generada por los módulos FV según su capacidad, y la libera durante las tardes y noches (cuando ya no hay sol y el consumo del puerto aumenta). En los momentos que el consumo total del puerto asciende, por ejemplo cuando llegan barcos de mayor tamaño, no siempre se logra cargar la batería completamente (como ocurre del 7 al 16 de julio); por lo que al no existir excedentes de producción ni energía almacenada para cubrir el suministro requerido, la MR compra energía a la red para satisfacer la demanda (curva en verde).

Debido a que el patrón de arribo de barcos es irregular y variable, al dimensionar un sistema de autogeneración con ERNC, existirán periodos con y sin excedentes. La factibilidad de sobredimensionar la potencia a instalar para evitar compras a la red depende de qué ocurrirá con los excedentes; lo que, a su vez, depende de las regulaciones y tarifas actualizadas en cuanto a sistemas de autogeneración. En cambio, dimensionar el sistema para nunca tener excedentes puede resultar en mayores costos del proyecto dependiendo de los costos de las tecnologías y las características del proyecto. Esta disyuntiva ilustra la practicabilidad de *HOMER Pro* para identificar los mejores escenarios dependiendo de las necesidades del cliente. La Figura 4.4 permite apreciar como se complementa la autogeneración con la compra de energía a la red, en el caso 1a-NPC.

En este escenario en particular (para los casos 1a, 1b, 1c y 1d) los resultados de la simulación indican que la mejor solución dimensiona la generación solar FV de manera que existan excedentes, como se ve en la Figura 4.4. Esto implica, que según los precios y características indicadas para el sistema, incluso si estos excedentes no se venden a la red, la solución es económicamente factible, como se profundiza en la Sección 4.1.3.

4.1.2. Emisiones

En la Figura 4.5 es posible visualizar una comparación entre los valores de NPC, capital inicial y costo operacional, junto a las emisiones de CO₂ para cada caso del escenario 1. En esta figura, se muestra que la magnitud de la demanda energética a satisfacer es directamente proporcional a los costos y las emisiones de CO₂ en todos los casos. Es decir, a medida que aumenta el consumo a alimentar, aumentan los costos asociados a la operación de MR y también sus emisiones de CO₂. Si bien los casos “-CAPEX” tienen menores costos de capital inicial, tienen valores más altos en costo operacional NPC y sobretodo en emisiones de CO₂, como se puede ver de la curva de emisiones de los casos “-CAPEX”, al cual asciende considerablemente de manera proporcional al aumento de consumo, mientras la curva de emisiones para los casos “-NPC” se mantiene significativamente más plana, aunque sí aumente la demanda y el costo de inversión. De esta manera, los indicadores de la figura contribuyen a

la elección de las topologías “-NPC” como alternativas sugeridas. Los indicadores económicos se discuten en mayor profundidad en la Sección 4.1.3.

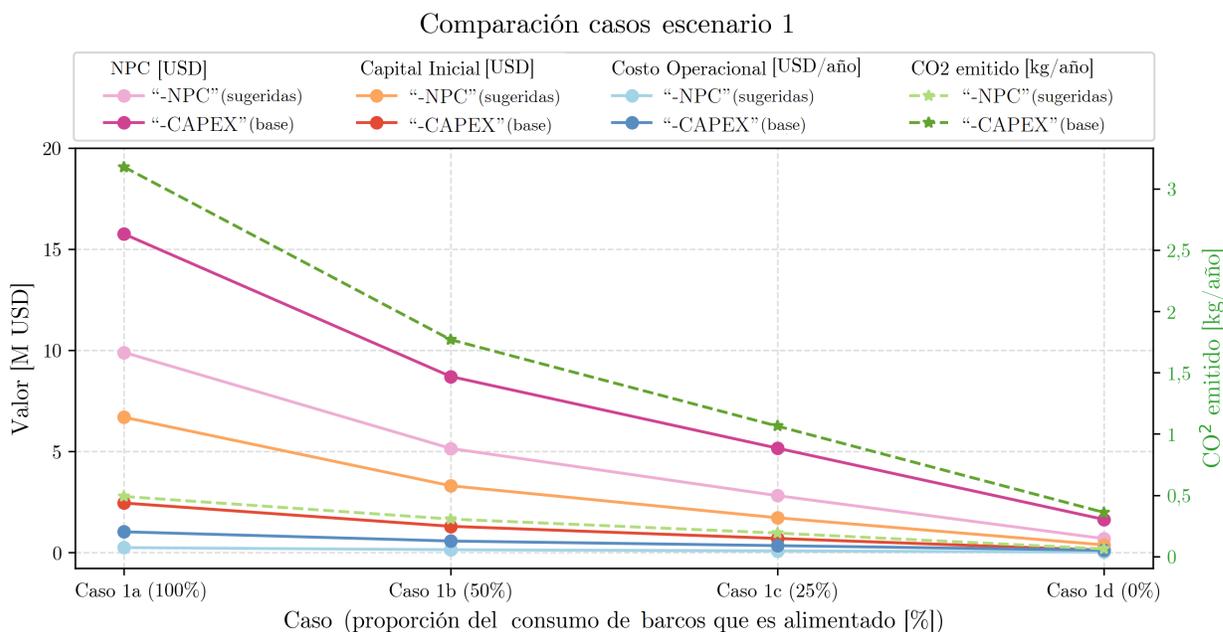


Figura 4.5: Comparación grafica entre indicadores económicos y emisión de CO₂, escenario 1.

Los niveles específicos de emisiones de CO₂ y material particulado se encuentran en la Tabla 4.4, donde es posible observar que al comparar las soluciones que incluyen ERNC (“-NPC”) versus las que no (“-CAPEX”), en todos los casos se logran reducciones considerables en emisiones. Además, al escoger las soluciones sugeridas, se logra disminuir las emisiones de CO₂ aproximadamente entre un 82 % y un 85 %, lo que puede significar entre 298 t por año para el caso con demanda más conservadora (1d), hasta 2.687 t por año para el caso de mayor consumo (1a), como se indica en las últimas dos filas de la tabla.

Tabla 4.4: Emisiones de material particulado y de CO₂, escenario 1.

Caso 1	1a	1a	1b	1b	1c	1c	1d	1d
	NPC	CAPEX	NPC	CAPEX	NPC	CAPEX	NPC	CAPEX
Dióxido de carbono (t/año)	490	3.177	306	1.769	192	1.064	62	360
Material particulado (kg/año)	0	0,8	0	0,4	0	0,2	0	0,0
Reducción CO ₂ (t/año)		2.687		1.463		872		298
Reducción CO ₂ (%)		84,6 %		82,7 %		82,0 %		82,8 %

De esta manera, aun cuando la energía de la red proviene de fuentes variadas (incluyendo cada vez mayor penetración renovables), la posibilidad de incorporar autogeneración con ERNC en la MR permite asegurar que la energía consumida genera niveles de emisiones reducidos, permitiendo que, potencialmente, el puerto pueda anticiparse a regulaciones ambientales internacionales más estrictas para la operación de los puertos a futuro.

4.1.3. Indicadores económicos

Los principales indicadores económicos para los proyectos simulados en el escenario 1 se muestran en la Figura 4.6, donde las columnas de “PRI” y “ahorro en NPC” presentan valores sólo para los casos sugeridos (“-NPC”) ya que estas variables se calculan al contrastar cada caso sugerido con su respectivo caso base (por ejemplo, 1a-NPC versus 1a-CAPEX). Las barras coloreadas en la figura facilitan la comparación caso a caso.

Caso 1	COE (USD/kWh)	NPC (USD)	Costo de Operación (USD/año)	Capital Inicial (USD)	PRI (años)	Ahorro NPC (%)
1a-NPC	0,15	\$ 9.894.669	\$ 247.925	\$ 6.689.613	6,06	37%
1b-NPC	0,14	\$ 5.148.514	\$ 142.702	\$ 3.303.735	5,11	41%
1c-NPC	0,13	\$ 2.815.911	\$ 84.626	\$ 1.721.913	4,26	45%
1d-NPC	0,09	\$ 691.288	\$ 24.037	\$ 380.552	3,01	58%
1a-CAPEX	0,24	\$ 15.743.560	\$ 1.028.315	\$ 2.450.000	-	-
1b-CAPEX	0,24	\$ 8.703.345	\$ 572.681	\$ 1.300.000	-	-
1c-CAPEX	0,24	\$ 5.163.022	\$ 345.234	\$ 700.000	-	-
1d-CAPEX	0,22	\$ 1.638.627	\$ 117.472	\$ 120.000	-	-

Figura 4.6: Indicadores económicos para el escenario 1.

Al observar la Figura 4.6 es posible notar que al comparar el caso sugerido (“-NPC”) con su caso base (“-CAPEX”), según los valores del COE (en celeste), el costo de generar la energía en el sistema disminuye a medida que se incorporan ERNC. Además, el NPC del proyecto (en rosado) se reduce a entre un 37 % y un 58 % en todos los casos y el costo operacional al año (en azul) se puede ver reducido hasta 5 veces. Sin embargo, el capital inicial requerido (en naranja) para las soluciones sugeridas es considerablemente mayor (pues incluye módulos FV, baterías, inversores), triplicando el costo de inversión requerido en el caso base (qué solo considera la inversión en generación diésel). Además, es posible notar que a menor demanda energética, más rápido se recupera la inversión (el caso 1d tiene un PRI de casi la mitad del PRI del caso 1a). No obstante, los plazos de recuperación son menores a un cuarto de la vida útil del proyecto (correspondiente a 25 años), variando entre 3 y 6 años en todos los casos.

Cabe destacar que el proyecto no está diseñado para obtener ganancias económicas a partir de las instalaciones de generación, en cambio, su principal objetivo es el autoconsumo. En primera instancia, se espera reducir el costo asociado a los servicios de suministro energético que el puerto hubiese requerido con o sin ERNC en GD y comprobar cuál es la alternativa más rentable: mantener el puerto conectado a la red (y contar con generación diésel de respaldo), o realizar un proyecto con autogeneración de ERNC.

Debido a que el proyecto no está diseñado para generar ganancias (y se considera que se deben alimentar los consumos de todas formas, con y sin ERNC), es esperable que el NPC será mayor a cero. Sin embargo, que las soluciones sugeridas (con ERNC) cuenten con un menor NPC respecto a su contraparte sin ERNC, implica que al llevar a cabo un proyecto de MR con ERNC se logran ahorros a largo plazo, en relación al caso sin ERNC que minimiza el capital inicial a invertir. Es decir, para todos los escenarios de consumo es económicamente rentable incorporar en el puerto una MR con energías renovables en GD, y la inversión se recupera en un periodo máximo de aproximadamente 6 años.

4.1.4. Solución a escoger

Se han estudiado 4 casos diferentes dentro del escenario 1, los cuales se diferencian por su perfil de carga. Como se indicó en la Sección 4.1.3, al comparar los casos base (correspondientes a las soluciones con menor CAPEX y cuya topología considera alimentar el consumo del puerto a través de la red y generación diésel en caso de falla) con su respectiva solución sugerida (la cual corresponde a la alternativa con menor NPC y que considera conexión a la red, módulos FV y baterías), se concluye que es económicamente factible implementar las soluciones sugeridas en todos los casos (1a, 1b, 1c y 1d).

Considerando que las regulaciones para *Cold-Ironing* y proyectos de generación para autoconsumo y sus tarifas, han evolucionado rápidamente en los últimos años, es una posibilidad que sigan modificándose en el futuro. De acuerdo a las condiciones reglamentarias y tarifarias, las empresas portuarias podrían decidir alimentar barcos entrantes o no. Se ha visto a lo largo de la Sección 3.8.1 que incluso en caso de no alimentar barcos (caso 1d), las condiciones del puerto de Puerto Montt indican que es factible instalar una MR con ERNC. Además, en los casos estudiados, al aumentar el consumo (añadiendo la carga de los barcos), los proyectos siguen siendo factibles: aunque los costos y el PRI aumenten, estos costos no se vuelven prohibitivos y son más bien proporcionales al incremento en consumo.

La elección del proyecto adecuado será particular a las necesidades y características de cada puerto. Entre los factores que pueden afectar el juicio sobre cuál solución será llevada a cabo, se encuentran presupuestos y reglamentaciones, además del espacio a utilizar por las instalaciones, la posibilidad de realizar el mantenimiento adecuado a las mismas (debido a ubicaciones remotas, por ejemplo), la negociación de nuevos acuerdos con las empresas distribuidoras de energía según a la potencia a instalar y también nuevas licitaciones en el puerto (que pueden implicar anexiones de terrenos) o alianzas con nuevos proveedores (alterando la planificación naviera y, por lo tanto, el consumo en el puerto), entre otros. De esta manera, no existe una configuración única perfecta para cada puerto, y no obstante lo anterior, de acuerdo a los resultados obtenidos de las simulaciones, todos los casos estudiados en el escenario 1 que incorporan ERNC y baterías, son factibles económicamente.

Finalmente, debido a que el caso 1a cuenta con un perfil de consumo más exigente y completo, este se usará como referencia para los próximos escenarios de estudio.

4.2. Resultados escenario 2

En esta sección se presentan los resultados del escenario 2, el cual consiste en la optimización de la MR considerando sensibilidades en el precio de la energía, con tarifas energéticas planas, estudiadas en 8 casos, cuyas características se resumen la Tabla 4.5. En algunos resultados de este escenario, se incluye el caso 1a como punto de comparación para apoyar el análisis; para aquel caso, la tarifa promedio diaria es de $\approx 0,21$ USD/kWh (aproximadamente, ya que la tarifa en el caso 1a no es plana). En este escenario solo se comparan las soluciones que minimizan el NPC en cada caso, para apreciar como las diferencias tarifarias afectan la topología sugerida de la MR con ERNC.

Tabla 4.5: Resumen de diferencias entre casos, escenario 2.

Caso	Consumo de Barcos Considerado (%)	Precio Compra Electricidad (USD/kWh)	Net-Metering	Precio de Venta a la red (USD/kWh)	Costo Aero-generador (USD/unidad)	Consumo del Puerto Considerado (%)
1a	100 %	≈0,21*	No	-	\$ 46.200	100 %
2a		0,05				
2b		0,06				
2c		0,1				
2d		0,15				
2e*		0,21				
2f		0,4				
2g		0,6				
2h		0,8				

4.2.1. Composición

A diferencia del escenario 1, en este escenario no se varía la carga (se mantiene la alimentación del 100 % del consumo de los barcos y el puerto de Puerto Montt, tal como en el caso 1a) y los casos del escenario 2 se diferencian según el costo de la energía. Tal como se indica en la Tabla 4.5, el caso 2e* corresponde al valor promedio del escenario 1 (por lo que se indica con un asterisco), mientras los casos 2a, 2b, 2c y 2d corresponden a precios menores al promedio y los casos 2e, 2f y 2g son mayores a este valor. En la Tabla 4.6 se muestra la composición de cada MR.

Tabla 4.6: Composición de la MR, escenario 2.

Caso	2a NPC (y CAPEX)	2b NPC	2c NPC	2d NPC	2e* NPC	2f NPC	2g NPC	2h NPC
Precio Compra de la Energía (USD/kWh)	0,05	0,06	0,10	0,15	0,21	0,40	0,60	0,80
Solar FV	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eólico	-	-	-	-	-	-	-	-
G. Diésel	✓	✓	✓	-	-	-	-	-
Baterías	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Red	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Inversor	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

A partir de la Tabla 4.6 es posible notar que en el caso 2a, el precio de la energía (0,05 USD/kWh) es lo suficientemente barato para que la solución más costo-efectiva durante la vida útil sea también la que implica menor capital de inversión, correspondiente a la configuración que considera alimentación de la red y generación diésel de respaldo.

Desde que el precio supera los 0,6 USD/kWh, la topología de la red ya no sugiere mantener la configuración con menor y en su lugar, se sugiere adoptar otras alternativas que logran disminuir el NPC. Independiente del precio, sobre 0,6 USD/kWh, todas las alternativas sugeridas mantienen la conexión a la red y adicionan generación solar FV (e inversores). Hasta los 0,10 USD/kWh se mantiene la presencia de generación diésel (lo que implica que

la capacidad en NPC no es suficiente para cubrir fallas en el suministro), y desde ese mismo precio tarifario, se comienzan a considerar baterías, es decir, que dr vuelve rentable almacenar la energía solar FV, y por lo tanto, no se requiere alimentar los consumos nocturnos exclusivamente a partir de la red.

Un resumen de las características de cada caso y su respectiva configuración sugerida (“-NPC”) y caso base (“-CAPEX”) se presentan en la Tabla 4.7 y los resultados completos obtenidos de *HOMER* referentes a cada equipo en específico (como consumo de combustible, costos de O&M, autonomía de baterías, entre otros) se pueden encontrar en el Anexo C.

Tabla 4.7: Resumen de resultados, escenario 2.

Caso 1	2a NPC	2b NPC	2c NPC	2d NPC	2e NPC	2f NPC	2g NPC	2h NPC	
Diferenciador (precio de compra energía)	0,05	0,06	0,10	0,15	0,21	0,40	0,60	0,80	
Arquitectura	Solar FV (kW)	0	46	1.310	4.106	7.014	8.756	9.433	9.652
	Eólico (unidad)	0	0	0	0	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	4.900	4.900	4.900	0	0	0	0	0
	Baterías (unidad)	0	0	4	33	29	30	33	34
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	0	34	765	2.152	1.858	2.083	2.130	2.306
	Despacho (CCD o LFD)	CCD	CCD	LFD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD
Costos	COE (USD)	0,08	0,09	0,12	0,14	0,15	0,18	0,19	0,20
	NPC (M USD)	5,25	5,89	7,82	9,26	10,01	11,49	12,48	13,26
	Costo Operación (M USD/año)	0,22	0,26	0,31	0,29	0,25	0,28	0,31	0,35
	Capital Inicial (USD)	2,45	2,50	3,78	5,45	6,75	7,88	8,50	8,75
Sistema	Máx. Renovable (%)	0,0	1,8	34,9	72,2	85,0	91,5	93,6	94,3
Red	Energía Comprada (MWh/año)	4.993	4.896	3.241	1.394	751	426	319	285
	Energía Vendida (MWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	0

En este estudio de sensibilidad, para el caso 2a, el caso base (2a-CAPEX) coincide con el caso 2a-NPC, al ser el caso factible con menor valor de capital inicial, y su alimentación proviene de la red y el generador diésel, como se puede ver de la Tabla 4.7. En el otro extremo de los casos considerados, el caso 2h cuenta con la tarifa más elevada y su penetración máxima de energías renovables al año alcanza el 94,3%. De esta manera, al comparar los valores señalados en la tabla, es posible comprobar la relación inversamente proporcional entre el costo de la energía y la penetración de renovables, tendencia que también se puede apreciar en la Figura 4.7.

Producción, venta y compra de energía anual (escenario 2)

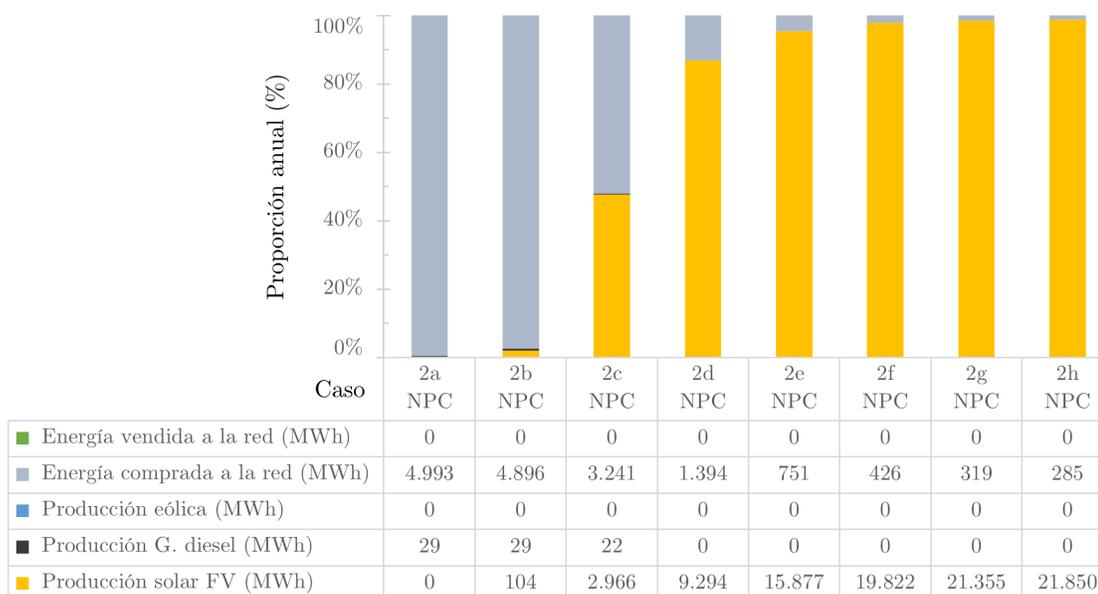


Figura 4.7: Producción, venta y compra de energía anual, escenario 2.

De la Figura 4.7, es posible notar que para el menor precio de compra de la energía (caso 2a), todo el consumo proviene de la red (y del generador diésel ante fallas). A medida que el costo de la energía se encarece, la proporción de energía solar FV en la MR aumenta considerablemente, desplazando la compra de energía a la red de manera significativa.

La variación en la topología de la MR dependiendo del precio de la energía, muestra cómo variar ligeramente ciertos parámetros y/o costos puede afectar el diseño de la MR. En el caso 2c, como muestra la Figura 4.7, la proporción de producción solar FV es muy similar a la energía comprada a la red. Para tarifas mayores a 0,15 USD/kWh (Casos 2d a 2h), la producción FV, supera la energía comprada a la red. Sin embargo, para tarifas más bajas, los módulos FV pierden competitividad y una mayor proporción de la energía consumida proviene de la red eléctrica, la cual puede sufrir interrupciones de suministro (fallas) por lo que se añade el generador diésel en la configuración (al igual que en el escenario 1).

4.2.2. Indicadores económicos

Los principales indicadores económicos para las simulaciones del escenario 2 se muestran en la Figura 4.8, donde cada alternativa “-NPC” es comparada con su propia contraparte “-CAPEX” para obtener el PRI (por este motivo, el caso 2a no indica PRI, ya que se compara consigo mismo). Las barras coloreadas en la figura permiten dimensionar las diferencias caso a caso con mayor facilidad.

Caso 2	COE (USD/kWh)	NPC (USD)		Costo de Operación (USD/año)	Capital Inicial (USD)	PRI (años)
2a-NPC y 2a-CAPEX	0,08	\$	5.250.123	\$ 216.602	\$ 2.450.000	-
2b-NPC	0,09	\$	5.887.794	\$ 261.728	\$ 2.504.303	18,64
2c-NPC	0,12	\$	7.818.944	\$ 312.736	\$ 3.776.042	12,59
2d-NPC	0,14	\$	9.260.553	\$ 294.865	\$ 5.448.678	7,69
2e*-NPC	0,15	\$	10.006.390	\$ 252.215	\$ 6.745.873	6,32
2f-NPC	0,18	\$	11.491.740	\$ 279.625	\$ 7.876.884	3,59
2g-NPC	0,19	\$	12.478.990	\$ 307.634	\$ 8.502.048	3,69
2h-NPC	0,20	\$	13.260.730	\$ 349.217	\$ 8.746.215	3,48
1a-NPC	0,15	\$	9.894.669	\$ 247.925	\$ 6.689.613	6,06

Figura 4.8: Indicadores económicos para el escenario 2.

De la Figura 4.8, es posible notar el aumento del COE (en celeste) a medida que aumenta el precio de compra de la energía, es decir, a medida que se encarece la tarifa de compra, aumenta el costo general de la producción de energía para el sistema. De esta manera, aun cuando se disminuye la cantidad de energía comprada a la red, el aumento en la tarifa afecta el costo de producir electricidad en el sistema, lo que se ve reflejado en el COE. Esta tendencia también se aprecia en el NPC (en rosado) y en el capital inicial requerido (en naranja), como se puede observar de la Figura 4.8.

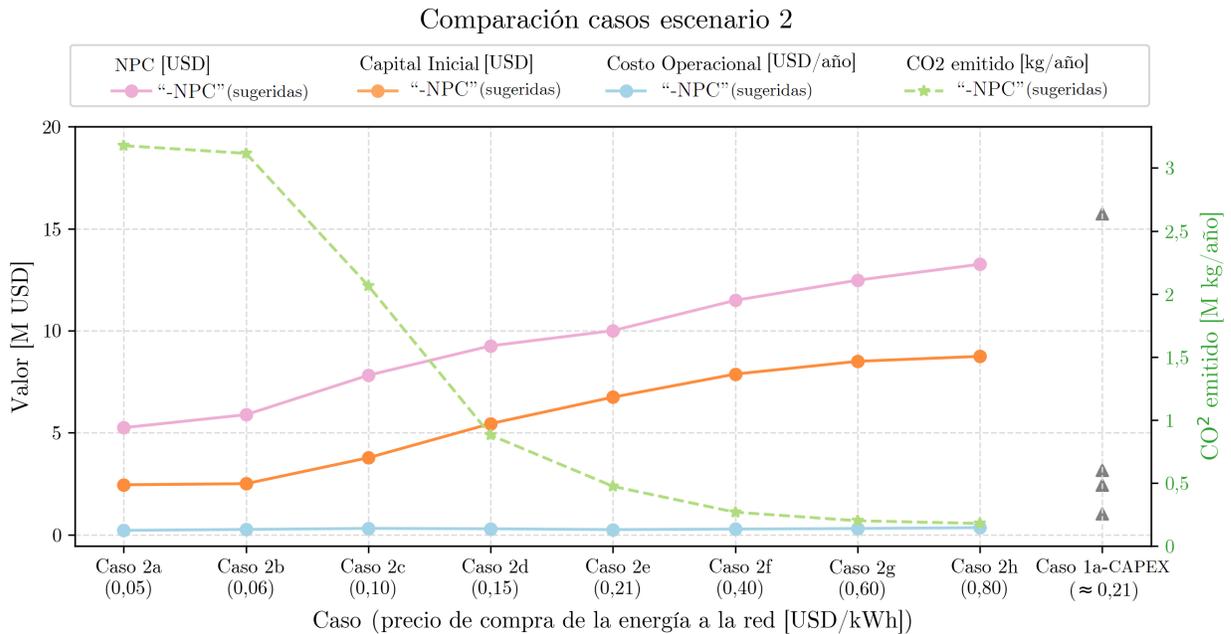


Figura 4.9: Comparación entre casos para el escenario 2.

En la Figura 4.9, se indica que a medida que aumenta el costo de compra de la energía a la red, las emisiones de CO₂ disminuyen, mientras el NPC y el capital inicial aumentan junto al incremento de la tarifa. Sin embargo, si bien se puede apreciar la relación directamente proporcional entre el precio de la energía y los valores de NPC y capital inicial en las Figuras 4.8 y 4.9, en el caso del costo operacional la relación no es directa. Esto se debe a que los costos de operación dependen de diferentes factores, incluyendo la O&M de los generadores

diésel, los módulos FV y las baterías, entre otros. Sin embargo, el costo de operación no varía considerablemente entre los diferentes casos, reflejando que la simulación logra encontrar configuraciones que, caso a caso, no disparen los costos a pesar del aumento en la tarifa, logrando balancear tecnologías de manera de no incrementar el costo de operación.

Discutir estos resultados permite apreciar que pequeñas variaciones en el modelado pueden tener grandes impactos, alterando la topología/configuración óptima de la MR (como se apreció en la Tabla 4.6) y sus costos (como se muestra en las Figuras 4.8 y 4.9). En ese sentido, la coordinación de tarifas es un trabajo complejo, pues dependiendo de las tarifaciones, los clientes se verán incentivados a tomar ciertas alternativas (aumentar o disminuir la capacidad instalada, los consumos, etcétera), y modificarlas puede alterar las planificaciones realizadas para proyectos a largo plazo, que habrían sido diseñados en condiciones desactualizadas.

4.3. Resultados escenario 3

Como se introdujo en la Sección de Resultados 4.1, el uso de módulos solares FV en el escenario 1 implica que habrá momentos del año con excedentes energéticos. En los casos del escenario 1, no se permiten ventas a la red eléctrica, por lo que esos excedentes no son aprovechados ni remunerados, no obstante, incluso sin inyección a la red, las soluciones del escenario 1 son factibles económicamente. En esta Sección se estudia qué ocurriría con el caso 1a si se permitiese la venta de energía a la red. Para esto se consideran dos principales alternativas para la MR:

- Sin *Net-Metering*: se estudian 3 tarifas de venta de energía (casos 3a, 3b y 3c)
- Con *Net-Metering*: se estudian 5 tarifas de venta de energía (casos 3d, 3e, 3f, 3g y 3h)

En el caso con *Net-Metering* se cobra al cliente la diferencia entre la energía producida y la energía comprada (se realiza un balance “neto” mensual y se cobra esa diferencia). Si existe un saldo a favor del cliente, la energía extra que inyectó se le paga a una tarifa predeterminada. Por otro lado, sin *Net-Metering* el usuario paga la energía que compra a cierto precio, y vende la energía a otro precio determinado. En total, el escenario 3 estudia 8 casos (del 3a al 3h) y las características de cada uno se resumen la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Resumen de diferencias entre casos, escenario 3.

Caso	Consumo de Barcos Considerado (%)	Precio Compra Electricidad (USD/kWh)	Net-Metering	Precio de Venta a la red (USD/kWh)	Costo Aero-generator (USD/unidad)	Consumo del Puerto Considerado (%)
1a	100 %	≈0,21*	No	-	\$ 46.200	100 %
3a			No	0,00		
3b			No	0,04		
3c			No	0,05		
3d			No	0,06		
3e			No	0,10		
3f			Sí	0,00		
3g			Sí	0,05		
3h			Sí	0,06		

4.3.1. Composición

Los valores utilizados y las topologías correspondientes a cada caso del escenario 3, se muestran en la Tabla 4.9. Además, la solución base (identificada con la terminación “-CAPEX”) es la misma para todos los casos del escenario 3, correspondiente a la opción con menor costo de inversión, ya que no se invierte en módulos FV, baterías, etcétera; y la energía consumida proviene de la red eléctrica y, ante fallas, del generador diésel. De esta manera, el precio de venta de la energía no es relevante en aquella solución (no existen excedentes, pues el generador diésel se usa solo ante fallas de suministro).

Tabla 4.9: Composición de la MR, escenario 3.

Caso	3a NPC	3b NPC	3c NPC	3d NPC	3e NPC	3f NPC	3g NPC	3h NPC	3 CAPEX
Net-Metering	No	No	No	No	No	Sí	Sí	Sí	-
Precio de Venta a la red (USD/kWh)	0	0,04	0,05	0,06	0,1	0	0,05	0,06	-
Solar FV	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-
Eólico	-	✓	-	-	-	-	-	-	-
G. Diésel	-	-	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
Baterías	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-
Red	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Inversor	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-

De la Tabla 4.9, es posible notar que hay configuraciones más variadas que en los escenarios anteriores. Todas las alternativas sugeridas (“-NPC”) incluyen conexión a la red, módulos FV e inversor. Los casos 3g y 3h consideran adicionalmente generación diésel. Además, los casos 3a y 3f, correspondientes a los casos con precio de venta de 0 USD/kWh (que implicaría que se les permite inyectar a la red sin pago a cambio) cuentan también con baterías. El caso 3b cuenta adicionalmente con aerogeneradores y baterías. Finalmente, los casos 3c, 3d y 3e, incluyen además baterías y generación diésel.

Un resumen de las características de cada caso y sus respectivas configuraciones sugeridas (“-NPC”) y base (“-CAPEX”), se presentan en la Tabla 4.10, de la cual es posible notar que hay valores negativos en la categoría de “costos” (lo que no ocurre en los escenarios 1 ni 2), y en general, la potencia instalada en módulos FV supera en magnitud a las instalaciones de los escenarios pasados. Los resultados completos obtenidos de *HOMER Pro* referentes a cada equipo en específico (como consumo de combustible, costos de O&M, autonomía de baterías, entre otros) se pueden encontrar en el Anexo C.

Tabla 4.10: Resumen de resultados, escenario 3.

Caso 1		3a	3b	3c	3d	3e	3f	3g	3h	3
		NPC	CAPEX							
Diferenciador (Net-Metering / Precio venta)		No/0,00	No/0,04	No/0,05	No/0,06	No/0,10	Sí/0,00	Sí/0,05	Sí/0,06	-
Arquitectura	Solar FV (kW)	7.327	14.474	29.769	39.640	39.666	7.327	13.738	13.738	0
	Eólico (unidad)	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	0	0	4.900	4.900	4.900	0	4.900	4.900	4.900
	Baterías (unidad)	28	32	7	30	30	28	0	0	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	1.624	2.052	18.903	18.903	18.903	1.624	10.414	10.570	0
	Despacho (CCD o LFD)	CCD	CCD	LFD	LFD	LFD	CCD	CCD	CCD	CCD
Costos	COE (USD)	0,08	0,04	0,00	-0,01	-0,05	0,08	0,00	-0,00	0,24
	NPC (M USD)	9,03	8,11	0,74	-7,57	-42,90	9,03	1,93	-1,40	15,74
	Costo Operación (M USD/año)	0,17	-0,26	-1,86	-3,08	-5,81	0,17	-0,86	-1,12	1,03
	Capital Inicial (USD)	6,79	11,44	24,82	32,21	32,23	6,79	12,99	13,03	2,45
Sistema	Máx. Renovable (%)	91,0	97,8	95,5	96,7	96,7	91,0	90,8	90,8	0,0
Red	Energía Comprada (MWh/año)	774	381	2.861	2.398	2.397	774	2.973	2.973	4.993
	Energía Vendida (MWh/año)	35.747	119.736	583.156	683.369	683.472	35.747	275.731	276.763	0

En la Tabla 4.10 se muestran las diferentes alternativas “-NPC” y también la solución “-CAPEX”, que es igual para todos los casos. Es posible apreciar que las configuraciones sin *Net-Metering* cuentan con sistemas de almacenamiento, mientras las configuraciones con *Net-Metering* y precio mayor a cero, no incluyen baterías, pues en lugar de almacenar la energía proveniente de los módulos solares FV, esta se inyecta a la red. En este escenario, la optimización busca minimizar el valor del NPC considerando la venta de energía a la red en su diseño, lo que en algunos casos resulta en un sobredimensionamiento de la capacidad de generación, es decir, implica la instalación de una capacidad considerablemente superior a las necesidades del puerto, de manera tal que se venda a la red lo que no es consumido por el puerto.

En la Figura 4.10 se puede apreciar proporcionalmente cómo se distribuye la energía generada localmente, y la compra y venta de energía a la red. Las opciones “-NPC” de los casos en que no se paga la inyección (3a y 3f) son iguales entre sí y corresponden a las soluciones que, entre todos los casos, inyectan proporcionalmente menos energía a la red (cerca de un 20 % de la energía solar FV generada). Por otro lado, los casos 3c, 3, 3e, 3g y 3h, venden más de tres cuartos de la energía solar FV que producen, esto quiere decir que la generación ya no está dimensionada para el autoconsumo (como en el caso de los escenarios 1 y 2) y para obtener un menor NPC se sobredimensiona la generación en la MR para así obtener retribuciones económicas a partir de la inyección de energía a la red.

Producción, venta y compra de energía anual (escenario 3)

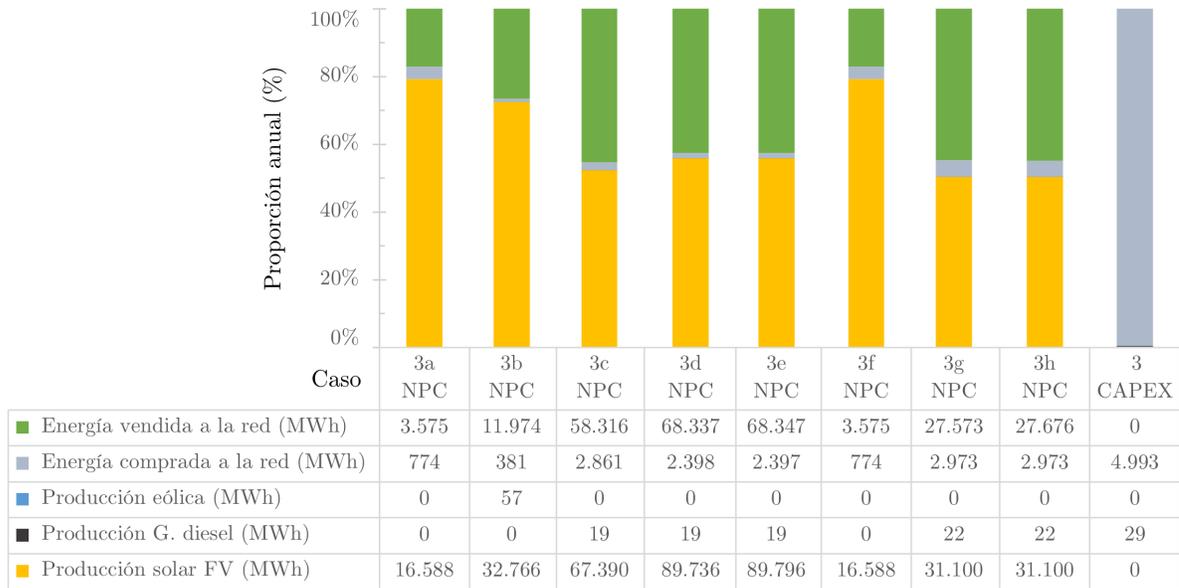


Figura 4.10: Producción, venta y compra de energía anual, escenario 3.

Si bien en la Figura 4.10 es posible notar la tendencia a vender una mayor proporción de la energía generada a medida que aumenta el precio de venta de la energía a la red, en la Figura 4.11 se puede apreciar la magnitud en que aumenta la energía vendida al incrementar el precio al que se paga la venta de energía.

Escenario 3: Energía comprada y vendida

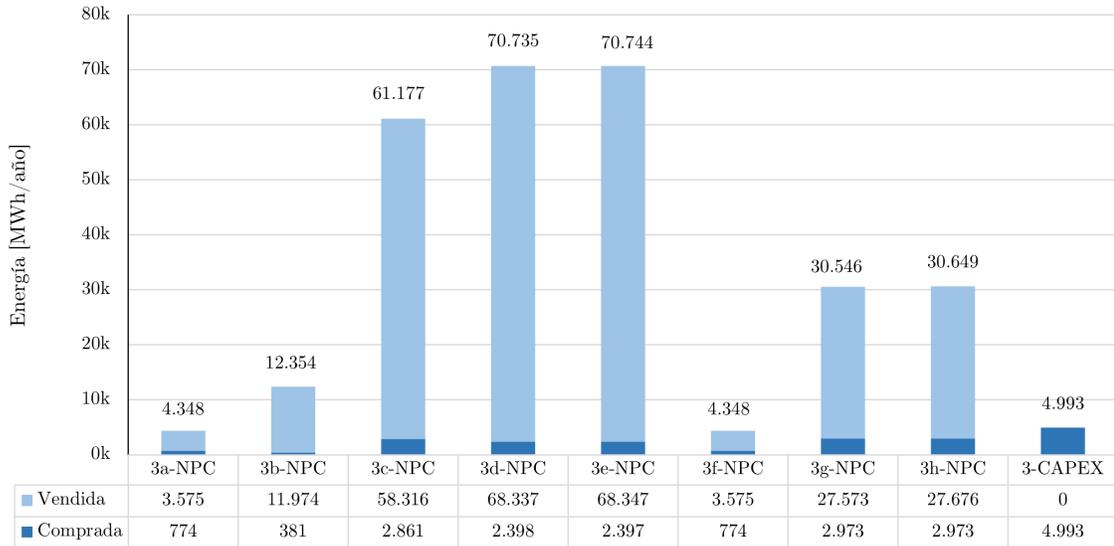


Figura 4.11: Energía comprada y vendida, escenario 3.

Según se muestra en las Figuras 4.10 y 4.11, para todos los casos sugeridos ("-NPC") dentro del escenario 3, la energía vendida a la red es considerablemente superior a la comprada, a diferencia de la solución que minimiza el CAPEX, donde no se realizan ventas a la red.

En el escenario 3, una de las principales diferencias entre las soluciones es su capacidad instalada de generación. Un mayor precio de pago de la energía, implica un mayor incentivo económico para vender energía a la red. Para alimentar el consumo propio y además vender energía, se requiere contar con excesos de producción. Es decir, se debe contar con capacidad de generación que supere el consumo que se desea utilizar localmente. Por definición, las soluciones “-NPC” corresponden a las configuraciones en que se logra alcanzar el mínimo NPC que permite satisfacer la demanda, por lo tanto, cada caso tendrá una configuración y capacidad asociadas que permiten minimizar del NPC, y cuando el proyecto considera ganancias, su NPC puede ser negativo. En la Sección 4.3.2 se abordan los aspectos económicos que implica la selección de cada topología, y que justifican tal sobredimensionamiento de la capacidad instalada.

4.3.2. Indicadores económicos

Los principales indicadores económicos para las simulaciones del escenario 3 se muestran en la Figura 4.12, donde cada alternativa “-NPC” es comparada con su propia contraparte “-CAPEX” para obtener el PRI (por este motivo el caso 3-CAPEX no indica PRI, pues es la referencia). Las barras coloreadas en la figura permiten dimensionar las diferencias entre caso y caso con mayor facilidad.

Caso 3	COE (USD/kWh)	NPC (USD)	Costo de Operación (USD/año)	Capital Inicial (USD)	PRI (años)	Ahorro NPC (%)
3a-NPC	0,081	\$ 9.033.039	\$ 173.279	\$ 6.792.978	6,06	43%
3b-NPC	0,037	\$ 8.107.171	\$ -257.861	\$ 11.440.670	8,62	49%
3c-NPC	0,001	\$ 740.849	\$ -1.862.732	\$ 24.821.350	10,93	95%
3d-NPC	-0,008	\$ -7.565.810	\$ -3.077.146	\$ 32.214.040	8,93	148%
3e-NPC	-0,045	\$ -42.902.640	\$ -5.811.785	\$ 32.229.300	4,95	373%
3f-NPC	0,081	\$ 9.033.039	\$ 173.279	\$ 6.792.978	5,68	43%
3g-NPC	0,005	\$ 1.926.135	\$ -856.224	\$ 12.994.980	6,36	88%
3h-NPC	-0,003	\$ -1.399.616	\$ -1.116.476	\$ 13.033.640	5,53	109%
3-CAPEX	0,243	\$ 15.743.560	\$ 1.028.315	\$ 2.450.000	-	-

Figura 4.12: Indicadores económicos para el escenario 3.

A diferencia de los escenarios 1 y 2, donde los mejores y menores NPC corresponden a aquellos que “ahorran más” y no al que “genera más ganancias”. En el escenario 3, debido al pago por venta de la energía, sí existen ganancias y por este motivo existen soluciones con NPC negativos, tal como se muestra en la Figura 4.12, donde es el menor NPC corresponde al caso 3e, el cual no considera *Net-Metering* y posee el valor de venta de 0,10 USD/kWh (el más alto de entre todos los casos), y que corresponde a aproximadamente a la mitad precio al que se compra la energía a la red ($\approx 0,21$ USD/kWh).

En la Figura 4.12 se puede apreciar que la gran mayoría de los casos tienen costos de operación negativos, es decir, cada año la venta reporta ingresos, sin embargo, varios de estos casos tienen un costo de inversión inicial considerablemente mayor a las ganancias anuales del proyecto. No obstante lo anterior, en todos los casos es económicamente factible realizar el proyecto, y el PRI varía entre aproximadamente 5 y 11 años.

De la Figura 4.13 es posible notar que existe una relación directamente proporcional entre el capital inicial y el valor de venta de energía desde la red, esto se debe a que los casos con precio de venta mayor incentivan la instalación de una mayor capacidad de generación y, por lo tanto, se requieren mayores montos para la inversión inicial en los equipos asociados. De la misma manera, el NPC es menor a medida que aumenta el valor de venta de energía desde la red. En cuanto a las emisiones de CO₂ (medido en el eje secundario de las ordenadas), estas tienen a aumentar a medida que aumenta la capacidad instalada, por lo que se debe tener en cuenta que siguen existiendo emisiones aunque sean menores a las equivalentes a comprar la energía desde la red.

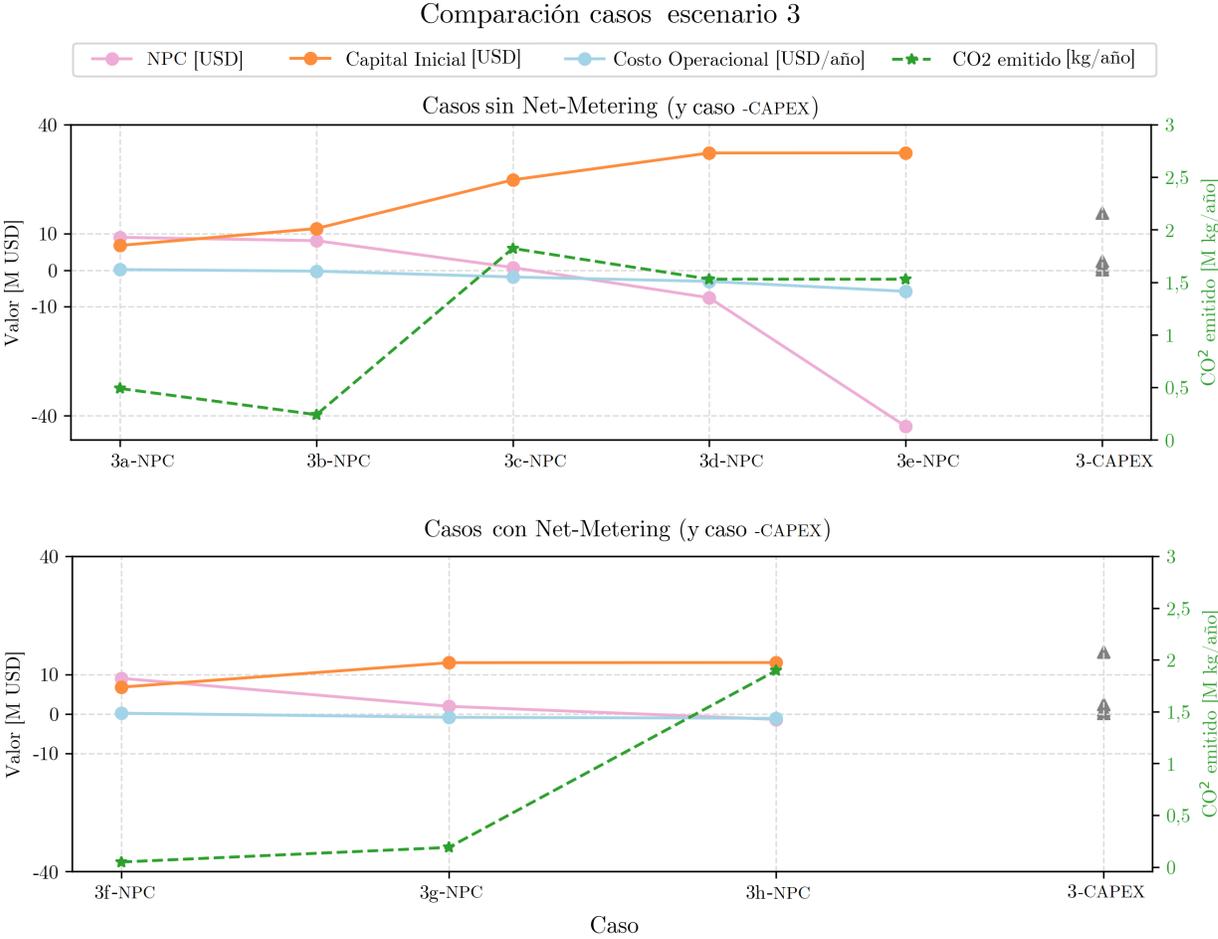


Figura 4.13: Comparación entre casos para el escenario 3.

Es posible apreciar de la Figura 4.13, que entre los casos 3c y 3d se encuentra el punto en que, sin *Net-Metering* el NPC alcanza el valor de 0 USD, cuyo precio de venta de la energía se encontraría entre 0,05 USD/kWh y 0,06 USD/kWh. Este punto corresponde al equilibrio entre costo y ganancia, es decir, el costo y la ganancia neta al final de la vida útil del proyecto sería cero. Para el caso con *Net-Metering*, aquel punto se encuentra entre los casos 3g y 3h y el precio de venta también se encuentra en el rango entre 0,05 USD/kWh y 0,06 USD/kWh. Con los costos de operación ocurre algo similar, para los casos sin *Net-Metering*, el punto se encuentra entre los casos 3a y 3b, con precios de venta en el rango entre 0 USD/kWh y 0,04 USD/kWh respectivamente. Con *Net-Metering*, el punto se encuentra entre los casos 3f y 3g, con precios de venta en el rango entre 0 USD/kWh y 0,05 USD/kWh.

Finalmente, a partir de las simulaciones del escenario 3 es posible comprobar los efectos que podría tener, sobre el proyecto, el tener la posibilidad de inyectar energía a la red a cambio de remuneración económica. Dependiendo del precio de venta de la energía a la red, el proyecto pasa de ser completamente enfocado en autoconsumo, a ser un proyecto de generación eléctrica del que se esperan ganancias económicas.

4.4. Resultados escenario 4

Para los escenarios anteriores, la generación eólica no es protagonista en las soluciones propuestas, esto puede deberse a las restricciones asociadas al proyecto detalladas en el Capítulo 3, ya que si bien Puerto Montt cuenta con velocidades de viento moderadas, a la altura de la turbina escogida, las velocidades en la zona no son suficientes para aprovechar el máximo potencial del aerogenerador. Sumado a lo anterior, los costos de los aerogeneradores son considerablemente más elevados (por unidad de potencia nominal) que los módulos FV, lo que también puede explicar la preferencia por la generación solar FV sobre la eólica.

En este escenario se busca explorar la competitividad de la generación eólica al variar el costo de los aerogeneradores, probando valores desde un valor máximo (el precio límite antes de que se incluya generación eólica en la MR), hasta igualar el costo por potencia instalada al de los módulos FV. En total, el escenario 4 estudia 5 casos (del 4a al 4e) y las características de cada uno se resumen la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Resumen de diferencias entre casos, escenario 4.

Caso	Consumo de Barcos Considerado (%)	Precio Compra Electricidad (USD/kWh)	Net-Metering	Precio de Venta a la red (USD/kWh)	Costo Aero-generador (USD/unidad)	Consumo del Puerto Considerado (%)
1a	100 %	≈0,21*	No	-	\$ 46.200	100 %
4a					\$ 15.000	
4b					\$ 14.500	
4c					\$ 14.000	
4d					\$ 13.500	
4e					≈ \$ 10.530	

4.4.1. Composición

En el escenario 4, el caso base (4-CAPEX) es el mismo para todos los casos sugeridos. Corresponde a la opción con menor costo de inversión y es idéntico al caso base 1a (1a-CAPEX), pues al no contar con generación eólica (incluye solo conexión a la red y generación diésel) el costo del aerogenerador no influye en el comportamiento del caso 4-CAPEX. El resumen de la composición de cada uno de los casos estudiados en este escenario se pueden apreciar en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12: Composición de la MR, escenario 4.

Caso	4a NPC	4b NPC	4c NPC	4d NPC	4e NPC	4 CAPEX
Costo Aerogenerador (USD/unidad)	15.000	14.500	14.000	13.500	≈ 10.530	-
Solar FV	✓	✓	✓	✓	✓	-
Eólico	-	✓	✓	✓	✓	-
G. Diésel	-	-	-	-	✓	✓
Baterías	✓	✓	✓	✓	✓	-
Red	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Inversor	✓	✓	✓	✓	✓	-

Según los resultados de la Tabla 4.12, al disminuir suficientemente el precio unitario de cada generador, aunque las condiciones de operación para la turbina no sean óptimas, esta tecnología comienza a ser parte de las soluciones que minimizan el NPC. Cabe destacar que la configuración del caso 4a-NPC, al no contar aún con penetración eólica, es idéntica la del caso 1a-NPC. Un resumen de las características de cada caso y su respectiva configuración sugerida (“-NPC”), junto al caso base (“4- CAPEX”) se presentan en la Tabla 4.13. Los resultados completos obtenidos para cada equipo en específico (como consumo de combustible, costos de O&M, autonomía de baterías, entre otros) se pueden encontrar en el Anexo C.

Tabla 4.13: Resumen de resultados, escenario 4.

Caso 1	4a-NPC	4b-NPC	4c-NPC	4d-NPC	4e-NPC	4-CAPEX	
Diferenciador (Costo aerogenerador)	15.000	14.500	14.000	13.000	10.530	10.530	
Arquitectura	Solar FV (kW)	6.763	6.481	5.767	5.621	5.762	0
	Eólico (unidad)	0	6	62	72	169	0
	G. Diésel (kW)	0	0	0	0	4.900	4.900
	Baterías (unidad)	30	30	25	24	27	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999		999.999
	Inversor (kW)	1.909	1.925	1.607	1.572	2.545	0
	Despacho (CCD o LFD)	CCD	CCD	CCD	CCD	LFD	CCD
Costos	COE (USD)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,20	0,24
	NPC (M USD)	9,89	9,89	9,87	9,82	13,17	15,74
	Costo Operación (M USD/año)	0,25	0,25	0,26	0,26	0,28	1,03
	Capital Inicial (USD)	6,7	6,6	6,5	6,5	9,6	2,5
Sistema	Máx. Renovable (%)	84,5	84,0	83,8	83,6	90,0	0,0
Red	Energía Comprada (MWh/año)	775	804	813	822	0	4.993
	Energía Vendida (MWh/año)	0	0	0	0	0	0

A partir de los resultados de la Tabla 4.13 y la Figura 4.14, es posible notar los efectos de la disminución del precio de la tecnología en la factibilidad que estas tienen en las soluciones sugeridas: a medida que disminuye el precio de los aerogeneradores, representan una mayor proporción de la capacidad instalada en la MR.

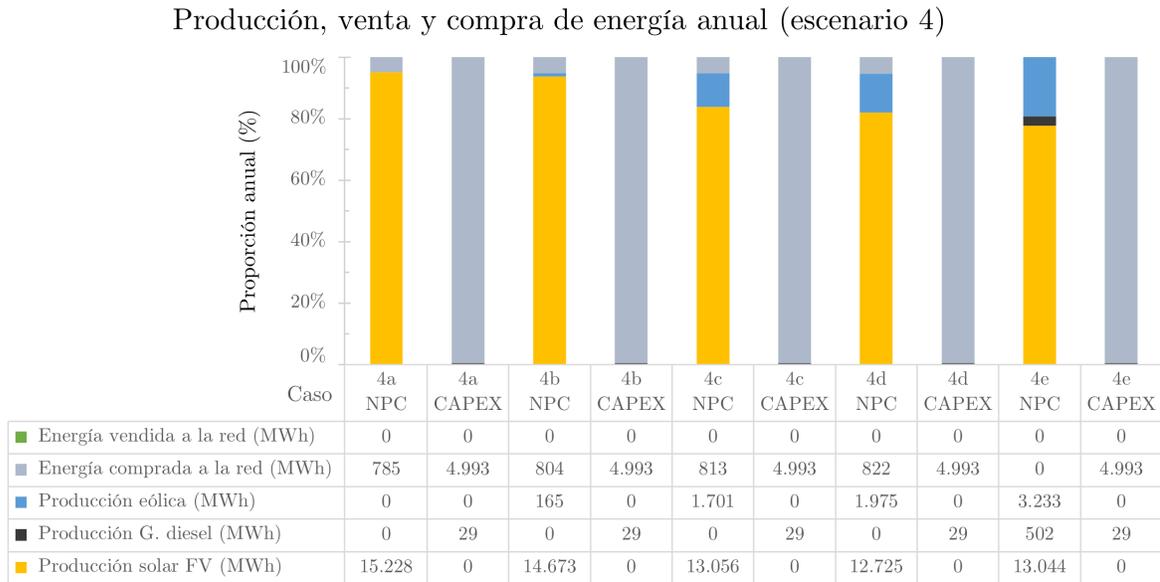


Figura 4.14: Producción, venta y compra de energía anual, escenario 4.

Más aún, el caso 4e corresponde a una ocurrencia particular ya que a pesar de que el modelo de la MR está definido con la capacidad de conexión a la red, en este caso no se compra energía a la red principal, por lo que prácticamente la MR opera en modo “isla” (también conocido como *Stand-Alone*, *Off-grid* o *Islanded*). Esto quiere decir que la MR es capaz de alimentar su carga exclusivamente a partir de autogeneración. Todas las otras soluciones planteadas en este trabajo sugieren la conexión a la red, sin embargo, el caso 4e puede funcionar independiente de esta y además, al menor NPC para aquella configuración. Sin embargo, esta solución también incluye el uso de generación convencional (a diésel).

La velocidad de viento en la zona afecta el rendimiento de los aerogeneradores. Como se mostró en la Figura 3.10, el perfil de viento luce relativamente constante a lo largo del día, sin embargo, aumenta notoriamente durante el invierno, por lo que presenta variabilidad a lo largo del año. Debido a que las turbinas cuentan con un rango acotado de velocidades de viento para su operación, es clave considerar las características del perfil de viento para buscar una turbina que se adapte a las necesidades de cada proyecto según las características del lugar.

Finalmente, como se pueden apreciar en la Tabla 4.13 y la Figura 4.14, la energía solar lidera en cuanto a capacidad instalada y energía producida en todas las soluciones sugeridas. Existen una serie de motivos que pueden explicar su ventaja contra la generación eólica, por ejemplo, las condiciones ideales de ambas tecnologías no son iguales y tampoco se desempeñan de igual manera en el entorno estudiado. Mientras el módulo FV opera adecuadamente para el rango de radiación global horizontal en la zona, la turbina no alcanza su potencia nominal ante las velocidades de viento en la ubicación y altura determinadas.

4.4.2. Indicadores económicos

Los principales indicadores económicos para las simulaciones del escenario 4 se muestran en la Figura 4.15, donde cada alternativa “-NPC” es comparada la su contraparte “-CAPEX” (que es igual en todos los casos, denominada 4-CAPEX). Las barras coloreadas en la figura permiten dimensionar las diferencias caso a caso con mayor facilidad.

Caso 4	COE (USD/kWh)	NPC (USD)	Costo de Operación (USD/año)	Capital Inicial (USD)	Ahorro NPC (%)
4a-NPC (=1a-NPC)	9,89	\$ 9.894.669	\$ 247.925	\$ 6.689.613	37%
4b-NPC	9,89	\$ 9.891.304	\$ 253.150	\$ 6.618.703	37%
4c-NPC	9,87	\$ 9.868.274	\$ 257.760	\$ 6.536.078	37%
4d-NPC	9,82	\$ 9.822.619	\$ 259.141	\$ 6.472.570	38%
4e-NPC	13,17	\$ 13.168.020	\$ 279.725	\$ 9.551.871	16%
4 -CAPEX (=1a-CAPEX)	15,74	\$ 15.743.560	\$ 1.028.315	\$ 2.450.000	-

Figura 4.15: Indicadores económicos para el escenario 4.

A partir de la Figura 4.15, es posible notar que para los casos 4a, 4b, 4c y 4d, los valores de NPC, costo de operación e inversión inicial son bastante similares. Esto se debe a que si bien existe generación eólica en la MR, su producción es una fracción muy pequeña de la energía total generada (proveniente principalmente de los módulos FV), como se mostró en la Figura 4.14. Por otro lado, todas las soluciones logran reducir el NPC en comparación al caso en que se alimenta el puerto a partir de la red (y generación diésel ante fallas).

Finalmente, este escenario ejemplifica cómo puede variar la topología de la micro red que sugiere la simulación al alterar los costos de sus componentes. En este caso, la reducción en el costo de los generadores fue significativa (sobre un 60 %), y aun así, la generación solar FV tuvo un mayor protagonismo en la topología y producción energética de la MR, lo que puede ser justificado por las características de la zona (radiación solar y viento a la altura determinada), que afectan el desempeño de las turbinas y los módulos FV.

Aunque la tecnología se vuelva más asequible por kW instalado, las realidades del recurso afectan la factibilidad de incorporar generación eólica. De esta manera, se resalta la importancia de caracterizar adecuadamente los recursos naturales en el área de estudio, y escoger equipos apropiados al proyecto a realizar (en capacidad, rangos de operación e incluso en los niveles de ruido que producen, en el caso de los aerogeneradores).

4.5. Resultados escenario 5

El escenario 5 se diferencia de los demás porque se realizan una serie de cambios al modelo para así adoptarlo parcialmente a otro puerto. En este caso, el puerto escogido corresponde al Puerto Central.

Como se mencionó en el Capítulo 3, no se cuenta con la planificación naviera para el Puerto Central, por lo que los casos a estudiar corresponden a escalar el consumo del puerto mismo (incrementándolo en 0 %, 10 %, 20 % y 30 %). Los cambios efectuados al modelo no

solo incluyen modificar la carga, sino también la calidad de suministro, las tarifas eléctricas, los perfiles de radiación y velocidad de viento, y la temperatura; sin embargo, las tecnologías escogidas para los escenarios anteriores se mantienen por consistencia, de manera de evaluar cómo afectan estos cambios al diseño la MR.

Las características de cada uno de los 4 casos para el escenario 5 se resumen la Tabla 4.11, cuya última columna representa la demanda energética del puerto considerado (que corresponde al Puerto Central solo en el escenario 5, mientras en los demás escenarios se utiliza el puerto de Puerto Montt).

Tabla 4.14: Resumen de diferencias entre casos, escenario 5.

Caso	Consumo de Barcos Considerado (%)	Precio Compra Electricidad (USD/kWh)	Net-Metering	Precio de Venta a la red (USD/kWh)	Costo Aerogenerador (USD/unidad)	Consumo del Puerto Considerado (%)
1a	100 %	≈0,21*	No	-	\$ 46.200	100 %
5a	0 %					100 %
5b	0 %					110 %
5c	0 %					120 %
5d	0 %					130 %

4.5.1. Composición

Los valores utilizados y las topologías correspondientes a cada caso del escenario 5, se muestran en la Tabla 4.15. La solución base (identificada con “-CAPEX”) es la misma para todos los casos del escenario 5, correspondiente a la opción con menor costo de inversión (ya que no se invierte en módulos FV, baterías, etcétera; y la energía consumida proviene exclusivamente de la de la red eléctrica).

Tabla 4.15: Composición de la MR, escenario 5.

Caso	5a NPC	5b NPC	5c NPC	5d NPC	5d CAPEX
% del consumo original considerado	100 %	110 %	120 %	130 %	
Solar FV	✓	✓	✓	✓	-
Eólico	-	-	-	-	-
G. Diésel	-	-	-	-	-
Baterías	✓	✓	✓	✓	-
Red	✓	✓	✓	✓	✓
Inversor	✓	✓	✓	✓	-

Al cambiar de región, se actualizan los parámetros que modelan la calidad de suministro eléctrico. Como se mencionó en el Capítulo 3, en Puerto Montt las interrupciones superaban el límite establecido por la norma técnica, pero en el caso de Puerto Central las interrupciones son considerablemente menores. De esta manera, como se muestra en la Tabla 4.15, la optimización sugiere como soluciones que minimizan el CAPEX, aquellas configuraciones que cuentan solamente con conexión a la red, sin necesidad de generador diésel, como ocurría

con Puerto Montt. En cuanto a las soluciones sugeridas (aquellas que minimizan el NPC), los resultados de la Tabla 4.15, muestran que todas tienen la misma composición (generación solar FV, baterías, inversor y conexión a la red eléctrica).

Un resumen de las características de cada caso y su respectiva configuración sugerida (“-NPC”), junto a la opción base (“5- CAPEX”) se presentan en la Tabla 4.16. Los resultados completos obtenidos para cada equipo en específico (como consumo de combustible, costos de O&M, autonomía de baterías, entre otros) se pueden encontrar en el Anexo C.

Tabla 4.16: Resumen de resultados, escenario 5.

Caso 1		5a NPC	5a CAPEX	5b NPC	5b CAPEX	5c NPC	5c CAPEX	5d NPC	5d CAPEX
Diferenciador (% alimentación Puerto Central)		100 %	100 %	110 %	110 %	120 %	120 %	130 %	130 %
Arquitectura	Solar FV (kW)	9.592	0	10.524	0	11.667	0	12.610	0
	Eólico (unidad)	0	0	0	0	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Baterías (unidad)	33	0	36	0	40	0	43	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	2.181	0	2.371	0	2.603	0	2.826	0
	Despacho (CCD o LFD)	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD
Costos	COE (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0
	NPC (M USD)	13,35	21,39	14,67	23,53	16,00	25,67	17,32	27,80
	Costo Operación (M USD/año)	0,37	1,65	0,41	1,82	0,43	1,99	0,47	2,15
	Capital Inicial (USD)	8,61	0,00	9,41	0,00	10,43	0,00	11,25	0,00
Sistema	Máx. Renovable (%)	85,7	0,0	85,4	0,0	86,1	0,0	86,0	0,0
Red	Energía Comprada (MWh/año)	2.463	17.219	2.758	18.941	2.874	20.663	3.141	22.385
	Energía Vendida (MWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	0

De la Tabla 4.3 se observa que la energía solar FV lidera en capacidad instalada para autogeneración en las MR del Escenario 5 que logran minimizar el NPC, al igual que en los escenarios anteriores. Además, en los casos NPC, la máxima penetración de renovables al año se encuentra entre el 85 % y el 86 %. En los casos CAPEX, la energía utilizada proviene completamente de la red, por lo que no hay generación local ni tampoco sistemas de almacenamiento.

Como se puede apreciar de la Figura 4.16, la proporción entre energía producida y energía comprada a la red en los casos “-NPC” se mantiene constante a medida que aumenta el consumo. También se puede apreciar que en los casos “-CAPEX” no existe producción de energía a partir de ERNC.

Producción, venta y compra de energía anual (escenario 5)

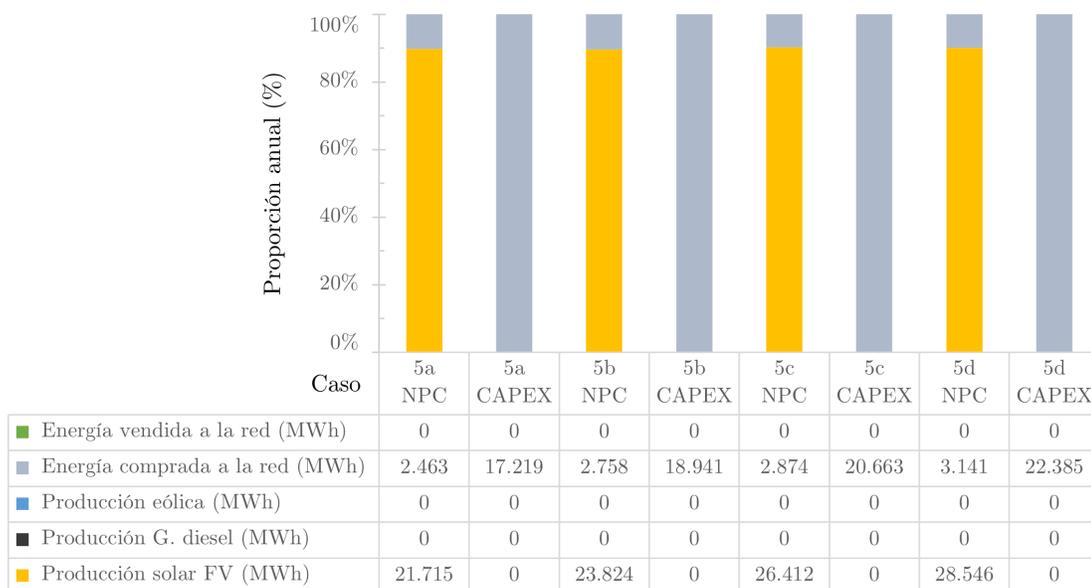


Figura 4.16: Producción, venta y compra de energía anual, escenario 5.

De la Figura 4.16 también se observa que en los casos “-NPC”, la MR produce grandes cantidades de energía solar FV al año. Consumir la energía producida localmente permite reducir la compra de la energía a la red a cerca de un 15 % de la energía comprada originalmente en las alternativas “-CAPEX”.

4.5.2. Indicadores económicos

Los principales indicadores económicos para las simulaciones del escenario 5 se muestran en la Figura 4.17, donde cada alternativa “-NPC” es comparada con su propia contraparte “-CAPEX” para obtener el PRI (por este motivo, los casos “-CAPEX” no indican PRI ni ahorro porcentual en NPC, pues son la referencia en a comparación ante su respectivo caso “-NPC”). Las barras coloreadas en la figura permiten dimensionar las diferencias caso a caso con mayor facilidad.

Caso 5	COE (USD/kWh)	NPC (USD)	Costo de Operación (USD/año)	Capital Inicial (USD)	PRI (años)	Ahorro NPC (%)
5a-NPC	0,06	\$ 13.346.060	\$ 366.646	\$ 8.606.237	6,52	37,60%
5b-NPC	0,06	\$ 14.669.940	\$ 406.644	\$ 9.413.050	6,50	37,65%
5c-NPC	0,06	\$ 16.002.200	\$ 431.281	\$ 10.426.800	6,55	37,65%
5d-NPC	0,06	\$ 17.323.930	\$ 469.990	\$ 11.248.120	6,53	37,69%
5a-CAPEX	0,10	\$ 21.388.190	\$ 1.654.470	\$ 0	-	-
5b-CAPEX	0,10	\$ 23.527.010	\$ 1.819.917	\$ 0	-	-
5c-CAPEX	0,10	\$ 25.665.830	\$ 1.985.364	\$ 0	-	-
5d-CAPEX	0,10	\$ 27.804.650	\$ 2.150.811	\$ 0	-	-

Figura 4.17: Indicadores económicos para el escenario 5.

En la Figura 4.17 se muestra que el COE es igual para todos los casos “-NPC” (correspondiente a 0,06 USD/kWh), y lo mismo ocurre entre los casos “-CAPEX” (cuyos COE son de 0,10 USD/kWh). En cuanto al capital inicial del proyecto, en los casos “-CAPEX” no se requiere hacer inversiones, pues la carga se alimenta completamente desde la red y, por lo tanto, no se debe comprar módulos FV, baterías ni inversores, lo que sí ocurre en los casos “-NPC”. No obstante, el PRI bordea los 6 años, esto quiere decir que se logra recuperar la inversión realizada en los casos “-NPC” debido a los menores costos operacionales de estas alternativas, por lo que es más rentable incluir autogeneración que mantener la red eléctrica como única fuente de energía (incluso cuando ya no se requiere generación diésel ante fallas del suministro).

Al haber escalado un mismo patrón de consumo (correspondiente al perfil de consumo del puerto) y no haber añadido el consumo de barcos, los casos evaluados en este escenario escalan también las soluciones a la magnitud del consumo, como se pudo apreciar en la Figura 4.16. Esto se ve reflejado en los indicadores económicos: el aumento del NPC es casi lineal en la Figura 4.17, de donde también es posible apreciar que al pasar de un caso “-CAPEX” a uno “-NPC”, el ahorro en el costo durante la vida útil del proyecto se mantiene cercano al 37,6%, pero aumenta ligeramente a medida que aumenta el consumo.

Finalmente, en la Figura 4.18 se compara el escenario 5 con el escenario 1. En esta figura se presentan dos curvas: el NPC (en azul) y la energía comprada a la red en el año (en naranja). Además, para cada caso, su solución “-CAPEX” se indica con un punto amarillo, y cada solución “-NPC” se indica con un punto verde. Los casos se encuentran ordenados en la horizontal según su valor de consumo energético promedio al día, de menor a mayor.

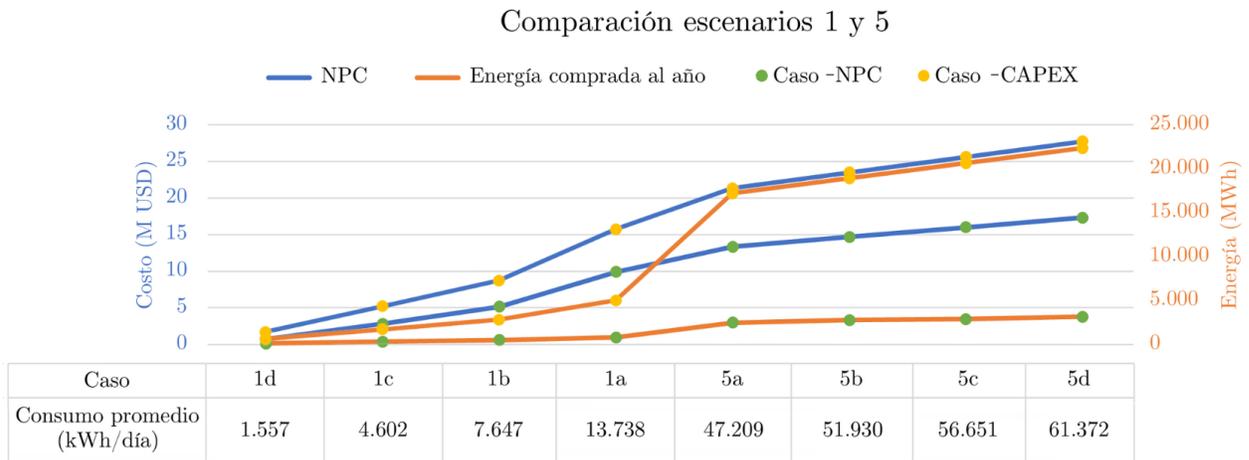


Figura 4.18: Comparación entre escenarios 1 y 5.

Como se observa en la Figura 4.18, el valor del NPC (curva azul) de los casos “-CAPEX” (marcados en amarillo) es considerablemente mayor al de los casos “-NPC” (marcados en verde), como es esperable. En el caso de la energía comprada a la red (curva naranja) se mantiene bajo los 5.000 MWh/año para los casos “-NPC” de ambos escenarios. En particular, en el escenario 5 la carga es considerablemente superior a los casos del escenario 1 y, por lo tanto, en los casos “-CAPEX” de ambos escenarios se requiere comprar más energía a la red. La energía comprada se reduce a un menos del 20% del valor original al adoptar las soluciones que minimizan el NPC, lo que significa una reducción de entre aproximadamente 500 MWh

y 4.200 MWh al año en el escenario 1; y en el caso del escenario 5, entre aproximadamente 14.800 MWh y 19.200 MWh al año. Esta disminución en la cantidad de energía comprada se asocia a que es posible suplir la demanda energética del puerto a partir de la autogeneración. Si la energía local es generada a partir de fuentes de ERNC, no solo se pueden reducir las emisiones asociadas al consumo energético del puerto, sino que también, eventualmente se recupera la inversión y por lo tanto el NPC es menor.

Al modelar la MR con los mismos elementos escogidos para los escenarios en Puerto Montt, pero alterando los perfiles de recursos naturales, la calidad del suministro, el costo de la energía y el perfil de consumo para representar al Puerto Central, se obtienen resultados diferentes. Estas diferencias impactan en diferentes aspectos de la MR.

Por un lado, la calidad de suministro en la zona del Puerto Central permite prescindir de generadores que cubran las interrupciones según las simulaciones realizadas, lo que no era posible en el caso de Puerto Montt, pues, al tener interrupciones más largas durante el año, se requería contar con generación local para respaldar el suministro del puerto utilizar (donde se suelen escoger generadores a diésel al implicar el menor capital inicial a invertir). Requerir generación local incrementa el capital inicial requerido para los casos en que el puerto no consideraba ERNC ni baterías, por lo que una mejor en la calidad de suministro implica que, en teoría, el puerto podría alimentar todos sus consumos exclusivamente a partir de la red.

Por otro lado, los grandes consumos del Puerto Central le convierten en un cliente con poder de negociación ante su distribuidora, y efectivamente el costo a pagar por la energía es menor al del puerto de Puerto Montt (como se mostró en la Sección 3.3.2), por lo que la magnitud de la carga y los acuerdos tarifarios con la distribuidora afectan la relación del puerto con la red eléctrica principal, resaltando la importancia de reconsiderar contratos tarifarios y tenerlos en consideración a la hora de diseñarla MR. Tarifas de compra más baratas pueden inclinar al puerto a comprar más energía desde la red, y al contrario, tarifas más caras podrían favorecer la elección de incluir GD en el puerto.

De esta manera, una MR portuaria debe ser diseñada según las características de cada puerto (según ubicación geográfica y las características de su consumo y planificación naviera), pues como se comprueba de este escenario, alterar algunas características cambia completamente los resultados de la simulación. Es probable que una MR portuaria diseñada para el puerto de Puerto Montt no sea óptima para el Puerto Central, y viceversa.

4.6. Comparación entre escenarios

En esta sección se comparan y discuten de manera general los resultados obtenidos para los 5 escenarios estudiados. Para esto, se presenta un resumen de las diferencias entre caso en la Tabla 4.17. Algunas celdas de la Tabla 4.17 incluyen la terminología “n.e.” en referencia a que “no existe” ese caso para aquel escenario. Esto se debe a que algunos casos cuentan con más casos que otros.

Tabla 4.17: Resumen de diferencias entre casos para todos los escenarios.

Escenario	1	2	3	4	5
Diferenciador	Consumo de barcos considerado (%)	Precio de compra electricidad (USD/kWh)	Net-Metering (Sí o No) / Precio de venta a la red (USD/kWh)	Costo aerogenerador (USD/unidad)	Consumo del Puerto Central considerado (%)
a	100 %	0,05	No / 0,00	15.000	100 %
b	50 %	0,06	No / 0,04	14.500	110 %
c	25 %	0,1	No / 0,05	14.000	120 %
d	0 %	0,15	No / 0,06	13.500	130 %
e	n.e.	0,21	No / 0,10	10.530	n.e.
f	n.e.	0,4	Sí / 0,00	n.e.	n.e.
g	n.e.	0,6	Sí / 0,05	n.e.	n.e.
h	n.e.	0,8	Sí / 0,06	n.e.	n.e.

4.6.1. Composición

En esta sección se comparan los resultados obtenidos para cada escenario en cuanto a la composición de las MR obtenidas. En la Tabla 4.18, se presenta un resumen de la composición de todas las soluciones, agrupando los casos que cuentan con la misma composición dentro de cada escenario.

Tabla 4.18: Resumen de la composición de las MR para todos los escenarios.

Caso	Composición							
	Solar	Eólico	G. Diésel	Baterías	Red	Inversor		
1 a/b/c/d	NPC	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
2 a	NPC	–	–	✓	–	✓	–	–
2 b	NPC	✓	–	✓	–	✓	✓	✓
2 c	NPC	✓	–	✓	✓	✓	✓	✓
2 d/e/f/g/h	NPC	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
3 a	NPC	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
3 b	NPC	✓	✓	–	✓	✓	✓	✓
3 c/d/e	NPC	✓	–	✓	✓	✓	✓	✓
3 f	NPC	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
3 g/h	NPC	✓	–	✓	–	✓	✓	✓
4 a	NPC	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
4 b/c/d	NPC	✓	✓	–	✓	✓	✓	✓
4 e	NPC	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5 a/b/c/d	NPC	✓	–	–	✓	✓	✓	✓
1 a/b/c/d	CAPEX	–	–	✓	–	✓	–	–
2 a/b/c/d	CAPEX	–	–	✓	–	✓	–	–
3 a/b/c/d/e/f/g/h	CAPEX	–	–	✓	–	✓	–	–
4 a/b/c/d/e	CAPEX	–	–	✓	–	✓	–	–
5 a/b/c/d	CAPEX	–	–	–	–	✓	–	–

En cuanto a la diferencia en composición de las MR óptimas para los casos que minimizan el NPC y los casos que minimizan el CAPEX, los casos “-CAPEX” no cuentan con ERNC ni baterías y tienden a obtener su suministro eléctrico casi exclusivamente a partir de la red, a excepción de los casos en que se considera generación diésel para afrontar las interrupciones de suministro. Por otro lado, la composición de las MR que minimizan el NPC varía caso a caso, y la mayoría de las soluciones “NPC” cuenta con generación solar FV y baterías, lo

que indica que, en general, es mejor a largo plazo incorporar estas tecnologías que solamente comprar energía a la red, incluso sin la posibilidad de vender los excedentes de energía generados.

De la Tabla 4.18 es posible apreciar que, específicamente en cuanto a la relación con la red principal con cada MR, todas las soluciones (por definición del modelo), cuentan con conexión a la red. Todos los casos compran energía a la red a excepción del caso 4e-NPC (como se discutió en la sección 4.4.1), donde los resultados de la optimización sugieren que la MR genere toda la energía que consume, operando prácticamente aislada de la red (aun cuando la MR estaba conectada a ella y le está permitido comprar). Para que la optimización resultara en esta solución como la alternativa más óptima en términos de NPC, el costo del aerogenerador ha sido reducido considerablemente, a casi un 20 % del valor utilizado en los demás escenarios.

4.6.2. Indicadores económicos

En esta sección se comparan los indicadores económicos obtenidos para cada escenario. En la Figura 4.19 se presenta un resumen del NPC, el costo de operación y el capital inicial obtenidos para cada caso.

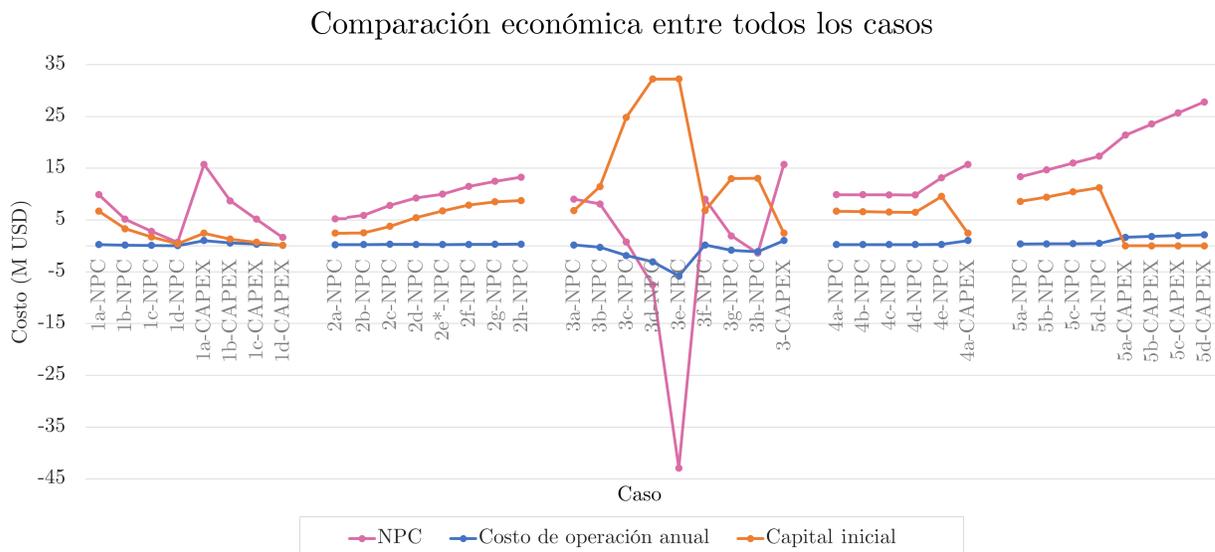


Figura 4.19: Comparación económica entre todos los escenarios.

De la Figura 4.19 destacan los valores del escenario 3, los cuales son significativamente diferentes a los demás escenarios, demostrando la influencia de permitir la venta de energía a la red, al ocasionar valores negativos de NPC y costos de operación, y también valores superiores a todos los demás escenarios en capital inicial. Estas diferencias se deben a que se sobredimensiona la capacidad instalada en ERNC para vender los excedentes a la red y obtener ganancias económicas, a diferencia de los otros 4 escenarios, donde minimizar el NPC no implica valores negativos (es decir, no hay ganancia económica) y más bien se busca reducir los costos.

En los escenarios 1, 2, 4 y 5 se puede apreciar que ninguno de los indicadores tiene valores negativos. La curva de costo de operación anual (en azul) luce relativamente plana, sin

embargo, los costos de operación para los casos “CAPEX” son superiores a los casos “NPC”, pues no cuentan con generación renovable y deben comprar la mayoría de la energía a la red. En el escenario 3, se pueden apreciar valores negativos en los costos de operación en algunos casos, lo que implica que el puerto logra generar ganancias cada año.

En cuanto a la curva de NPC (en rosado), por definición se tiene que el NPC es menor en las soluciones “-NPC” versus su contraparte “-CAPEX”. Se puede apreciar que en el escenario 1, el NPC aumenta a medida que aumenta el consumo. En el escenario 2, a medida que aumenta el precio de compra de la energía, aumenta el NPC en todos los casos, pues en todos se compra energía a la red y al pagar más por la energía, aumentan sus costos, indicando que aún sigue siendo más rentable (en estos rangos de precio) comprar esa energía a la red que reemplazarla completamente por autogeneración. En el escenario 3, mientras mayor sea el pago por kWh por venta a la red, más disminuye el NPC incluso logrando ganancias por casi 43 M USD, mientras el caso “4-CAPEX” considera un NPC de casi 16 M USD, ilustrando la diferencia que podrían implicar reformas en las normativas vigentes para los aspectos financieros del puerto. En el escenario 4 se debió variar significativamente el costo del aerogenerador para transformarlo en una tecnología competitiva en las condiciones de este modelo, sin embargo, no implica disminuciones considerables en comparación a los casos sin aerogeneradores. Finalmente, para el escenario 5 los costos son más altos que en la mayoría de los escenarios basados en el puerto de Puerto Montt, debido a que el Puerto Central tiene un consumo significativamente mayor. Aun así, es posible apreciar como las alternativas “NPC” logran reducir los costos respecto a los casos “CAPEX”, y esta reducción es lineal debido a la manera en que se escaló el consumo en los diferentes casos.

Finalmente, el capital a invertir al inicio del proyecto (curva naranja), por definición, es siempre mayor en los casos “NPC” versus su contraparte “CAPEX”, sin embargo, los altos costos de inversión de los casos “NPC” están asociados a la inversión en tecnologías que resultan en menores costos de operación (pues la MR genera más energía y, por lo tanto, compra menos a la red) por lo que durante la vida útil del proyecto es factible adoptar las soluciones que consideran en ERNC y almacenamiento.

4.6.3. Discusión general

Como se ha discutido en las Secciones 4.6.1 y 4.6.2, alterar variables en el modelado de la MR puede tener grandes consecuencias en los resultados de la optimización. En este trabajo se ha evaluado, por ejemplo, variar el perfil de consumo, el precio de compra y de venta de electricidad a la red y el costo del aerogenerador. Estas y otras características (como el costo de otras tecnologías, cambios en las tarifas horarias, penalizaciones por potencia máxima consumida, entre otras) pueden ser alteradas para ajustar lo más posible el modelo a la realidad, o para testear posibles cambios en normativas o planificaciones.

Por otro lado, cada MR portuaria en este trabajo contempla la simulación a partir de un año, al haber utilizado los datos de un año de: consumo, planificación naviera, calidad de suministro, temperatura, radiación y viento; para simular la operación de toda la vida útil del proyecto. Esto puede ser ajustado para adaptar el modelo a los cambios que puede tener el puerto a lo largo del periodo específico a considerar o para evaluar las implicancias de un incremento en el consumo, entre otros factores. De esta manera, los supuestos se pueden mejorar para obtener resultados más certeros para cada MR portuaria a diseñar.

De acuerdo a los resultados obtenidos, un puerto podrá disminuir sus gastos y emisiones de GEI al incorporar una MR. Más aún, el puerto podría incluso generar ganancias a partir de la venta de excedentes energéticos a la red principal, por lo que tener en cuenta la reglamentación es clave a la hora de evaluar técnica y económicamente el proyecto.

Hoy en día, es posible implementar MR portuarias en Chile, y las características del proyecto y su factibilidad económica dependerán de cada puerto específico, como también de las políticas energéticas y normativas vigentes. A su vez, los puertos se podrán ver presionados a contar con *Cold-Ironing* y ERNC ante políticas más estrictas sobre emisiones de parte de organizaciones internacionales, pero también incentivados (o desincentivados) de acuerdo al costo de las tecnologías de generación y almacenamiento, a la manera en que el puerto administre la conexión de barcos, o de las políticas locales en tarifas de compra y venta de energía, entre otros factores.

Capítulo 5

Conclusiones

Las MR portuarias surgen como una solución para manejar localmente la dinámica de conexión y desconexión de barco a puerto a través de *Cold-Ironing*, sin poner en riesgo a la red principal y permitiendo articular la gestión adecuada de los múltiples recursos energéticos en los puertos, incluyendo sistemas locales de generación y almacenamiento de energía.

El objetivo principal de este trabajo ha sido diseñar una MR portuaria para diferentes casos de interés realizando variaciones para el puerto de Puerto Montt (4 escenarios) y también el Puerto Central (1 escenario), logrando minimizar el costo total del proyecto durante su vida útil y reduciendo la compra de energía desde la red en comparación al caso sin GD, mediante el dimensionamiento de la generación renovable y los sistemas de almacenamiento a instalar.

Para abordar el problema exitosamente, se realizó una revisión de literatura, exponiendo el estado del arte sobre MR portuarias y determinando las características del proyecto a modelar, para su posterior implementación en el *software* seleccionado, *HOMER Pro*. Una vez simuladas las alternativas para cada caso, se estudiaron los resultados obtenidos, comparando las diferentes soluciones obtenidas.

Este trabajo han proporcionado soluciones óptimas de MR portuarias que permitirían sustentar servicios de *Cold-Ironing* para diferentes escenarios, cumpliendo el objetivo principal. En cuanto a los objetivos específicos, se logró estudiar la experiencia internacional en diseño y optimización de MR portuarias, para luego seleccionar las características acordes al diseño de MR para el puerto de Puerto Montt y el Puerto Central, posteriormente implementadas en el *HOMER Pro* para la simulación. Los resultados obtenidos cumplen con los objetivos propuestos en reducción de costo y energía comprada a la red. Cada escenario es analizado individualmente y sus casos son comparados con los resultados de los demás escenarios, cumpliéndose todos los objetivos específicos.

En el escenario de estudio principal (escenario 1), se determina la arquitectura óptima para alimentar la demanda conjunta asociada al consumo de la Empresa Portuaria de Puerto Montt y de los barcos que arriban en él. Se considera la posibilidad de alimentar la totalidad de la carga asociada a los barcos, la mitad o un cuarto de esta. En los tres casos, la MR que logra minimizar el NPC comprende módulos FV, baterías, inversores y conexión a la red. En comparación al caso base (aquel que minimiza el CAPEX y cuya energía proviene princi-

palmente de la red y, ante interrupciones del suministro, desde un generador convencional a diésel), las arquitecturas propuestas permiten reducir las emisiones de CO₂ y entre un 82 % y un 85 %. Para los cuatro casos de este escenario, las MR con ERNC son económicamente factibles, con un periodo de retorno de la inversión que varía entre los 3 y los 6 años y ahorros en el NPC que varían entre un 37 % y un 58 %.

En el escenario 2, se evalúa el efecto de la variación del precio de compra de la energía a la red, resultando en configuraciones con mayor penetración de ERNC, pero también mayores valores de NPC y capital inicial a medida que aumenta el costo de la energía. También es posible apreciar que cuando el precio por kWh alcanza los 0,05 USD, el costo de inversión es el más bajo, pues la penetración de energías renovables es nula (es más conveniente comprar toda la energía directamente desde la red y cubrir sus fallas con el generador diésel). De manera similar, cuando el costo por la energía alcanza los 0,80 USD/kWh, es posible prescindir de la generación diésel y si bien aún se compra energía a la red, la mayoría del suministro proviene de la autogeneración.

En el escenario 3, se permite la venta de energía a la red y se prueban diferentes tarifas, con y sin *Net-Metering*. El pago de la energía incentiva el sobredimensionamiento de la capacidad instalada (en particular de las instalaciones FV), y dependiendo del valor del pago de la energía, algunas configuraciones llegan a registrar ganancias netas. Al comparar cada caso “-NPC” con su respectivo caso “-CAPEX”, los ahorros en NPC superan el 43 % en todos los casos. En aquellas soluciones que registran ganancias, esas pueden incluso triplicar el NPC del caso “-CAPEX”. Sin embargo, la aplicabilidad de estas medidas y la viabilidad de casos como estos están sujetos a las normativas, regulaciones e incentivos vigentes en el lugar que se implemente la MR portuaria.

En el escenario 4, se evalúa el impacto que tiene reducir los precios para aerogeneradores, obteniendo configuraciones con mayor número de turbinas a medida que disminuyen los precios. Las arquitecturas de cada caso cuentan con generación eólica solo cuando el precio por aerogenerador baja de 14.500 USD y aun cuando el precio por kW disminuye hasta igualar el precio por potencia instalada de los módulos FV, la generación eólica no reemplaza completamente a la FV. Estos resultados se relacionan con las restricciones asociadas a la turbina seleccionada (altura y ruido bajos para entornos urbanos) y su relación con la velocidad de viento (que alcanza valores óptimos para la turbina principalmente durante el invierno).

En el escenario 5 se diseña una MR en circunstancias diferentes: en lugar del puerto de Puerto Montt y su consumo específico de barcos, este escenario considera alimentar el consumo del Puerto Central, en la Región de Valparaíso. Esto implica una mayor demanda energética de parte del puerto y también cambios en las tarifas eléctricas, la calidad del suministro, la temperatura y los perfiles de los recursos solar y eólico. Este escenario ilustra cómo variaciones en el contexto de una MR afectan su composición, demostrando que cada caso específico tendrá diferentes configuraciones ideales.

En síntesis, los supuestos considerados afectan los resultados obtenidos, por lo que caracterizar adecuadamente las circunstancias de cada proyecto es clave para encontrar soluciones certeras y dimensionar adecuadamente las emisiones y costos de cada alternativa. Por este motivo, las dificultades para caracterizar el consumo de los barcos ante la falta de disponi-

bilidad de la planificación naviera a largo plazo afectan la precisión de las simulaciones. Por otro lado, las posibles reformas en normativas pueden afectar la validez de las simulaciones realizadas para proyectos a largo plazo, por lo que es clave simular diferentes escenarios considerando sensibilidades, y así evaluar el proyecto y su factibilidad ante diversas condiciones.

Adicional a las diferentes simulaciones y resultados obtenidos, otro producto de este trabajo ha sido un código para la obtención de los retiros energéticos a partir de los datos del Coordinador Eléctrico Nacional, el cual puede ser utilizado para obtener antecedentes de diferentes puertos y clientes en general.

Finalmente, la reducción de emisiones de CO₂ y PM, en conjunto con la rentabilidad económica de los diseños óptimos de las MR con generación renovable (incluso sin el pago por venta de excedentes), abren camino a la posibilidad de puertos marítimos en Chile que cuenten con servicios de conexión eléctrica para embarcaciones alimentados a partir de ERNC generada de manera local, en línea con los objetivos marítimos verdes para el futuro.

5.1. Trabajo futuro

Algunos trabajos futuros propuestos a partir de este trabajo son:

1. Incluir en el modelado una mayor variedad de equipos (otros tipos de módulos FV, inversores, baterías y aerogeneradores) y/o tecnologías no consideradas en este trabajo, como por ejemplo otros sistemas de almacenamiento, energía mareomotriz, biocombustibles, geotermia, VE, hidrógeno verde, entre otros elementos presentes en algunas MR portuarias del mundo.
2. Trabajar en conjunto con empresas portuarias del país, para entender mejor sus necesidades y problemáticas específicas, y tomar estas características en consideración al buscar soluciones de gestión energética en el puerto y a la hora de modelar y diseñar MR portuarias.
3. Refinar los supuestos realizados, para incrementar la precisión de los resultados obtenidos, por ejemplo, a través del acceso a los valores reales para las tarifas eléctricas acordadas entre los puertos y su distribuidora, y de la planificación naviera del puerto a estudiar durante periodos de al menos un año.
4. Complementar la simulación en *HOMER Pro* con otros métodos de dimensionamiento y gestión energética para MR portuarias.
5. Evaluar el diseño de MR para diferentes puertos del país, para así analizar la factibilidad de potenciales MR portuarias en Chile.

Acrónimos

AMP	<i>Alternative Maritime Power</i> (Potencia Marítima Alternativa)
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CCD	<i>Cycle Charging Dispatch</i> (Estrategia de Despacho de Carga Cíclica)
DER	<i>Distributed Energy Resources</i> (Recursos Energéticos Distribuidos)
DSM	<i>Demand Side Management</i> (Gestión del Lado de la Demanda)
ECEE	Encuesta de Consumo Energético y Emisiones
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FV	Fotovoltaica/o
GD	Generación Distribuída
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GNL	Gas Natural Licuado
HOMER	<i>Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources</i> (Modelo de Optimización Híbrido para Múltiples Recursos Energéticos)
HVSC	<i>High Voltage Shore Connection</i> (Conexión a la Costa de Alta Tensión)
IMO	<i>International Maritime Organization</i> (Organización Marítima Internacional)
LFD	<i>Load Following Dispatch</i> (Estrategia de Despacho de Seguimiento de Carga)
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
MR	Micro-Red
MT	Media Tensión
NPC	<i>Net Present Cost</i> (Costo Presente Neto)
O&M	Operación y Mantenimiento

PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuida
PRI	Plazo de Recuperación de la Inversión
S2S	<i>Shore to Ship</i> (de la Costa al Barco)
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i> (Índice de Duración Promedio de Interrupciones en el Sisistema)
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i> (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sisistema)
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SSCC	Servicios Complementarios
VE	Vehículo/s Eléctrico/s

Glosario

agregador o “agregador de recursos energéticos” corresponde a un nuevo tipo de proveedor de servicios energéticos que actúa como intermediario entre los usuarios finales de la electricidad, los proveedores de recursos energéticos distribuidos, y los participantes del sistema de sistema eléctrico. Esto, a través del control de la demanda en las horas de punta y aportando en la continuidad del servicio, también un agregado puede operar en nombre de un grupo de consumidores que producen su propia electricidad vendiendo sus excedentes energéticos.

CAPEX Costo de inversión, del inglés “*capital expenditure*” o “*capital expense*”. Se refiere a los gastos asociados a invertir en activos fijos, como edificios, vehículos, equipos o terrenos.

COE el “Levelized Cost Of Energy” (COE o LCOE), en español: costo nivelado de la energía; es el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema. Para calcularlo, *HOMER* divide el costo anualizado de producir electricidad, entre la carga eléctrica total alimentada [99].

Cold-Ironing Proceso en que se provee de energía eléctrica al barco atracado cuando sus motores se encuentran apagados.

NPC El “*Net Present Cost*” (NPC), en español: Costo Actual Neto, Costo Presente Neto o Costo del Ciclo de Vida; es el valor presente de todos los costos de instalación y operación de cierto componente, menos el valor presente de todos los ingresos que obtiene, para toda la vida útil del proyecto. El software *HOMER* calcula el Costo Actual Neto de cada componente del sistema y del sistema en su conjunto para encontrar el sistema óptimo.

OPEX Costo de operación, del inglés “*operating expense*” u “*operational expense*”. Se refiere a los gastos operativos o al costo continuo requerido para ejecutar un producto, negocio o sistema.

PM El material particulado (o PM por sus siglas en inglés) también llamado contaminación por partículas, se refiere a una mezcla de partículas que se encuentran en el aire. La contaminación por partículas incluye PM₁₀ (partículas gruesas inhalables con diámetros de 10 μm o menos) y PM_{2,5} (partículas finas inhalables, con diámetros menores o iguales a 2,5 μm). De estas, las partículas finas o PM_{2,5}, representan el mayor riesgo para la salud [100].

Bibliografía

- [1] Fang, S., Wang, Y., Gou, B., y Xu, Y., “Toward Future Green Maritime Transportation: An Overview of Seaport Microgrids and All-Electric Ships,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 69, pp. 207–219, 2020, doi:10.1109/TVT.2019.2950538.
- [2] Revista Aqua, “96 % del comercio internacional de Chile se realiza por vía marítima,” 2019, <https://www.aqua.cl/2019/12/03/96-del-comercio-internacional-de-chile-se-realiza-por-via-maritima/>.
- [3] International Maritime Organization (IMO), “Fourth IMO Greenhouse Gas Study 2020 - Full Report and annexes,” rep. tec., International Maritime Organization (IMO), Londres, Reino Unido, 2021.
- [4] Rolan, A., Manteca, P., Oktar, R., y Siano, P., “Integration of Cold Ironing and Renewable Sources in the Barcelona Smart Port,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 7198–7206, 2019, doi:10.1109/TIA.2019.2910781.
- [5] Roy, A., Auger, F., Olivier, J. C., Schaeffer, E., y Auvity, B., “Design, sizing, and energy management of microgrids in harbor areas: A review,” *Energies*, vol. 13, 2020, doi:10.3390/EN13205314.
- [6] Ahamad, N. B. B., Su, C. L., Zhaoxia, X., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., y Liao, C. H., “Energy Harvesting from Harbor Cranes with Flywheel Energy Storage Systems,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 3354–3364, 2019, doi:10.1109/TIA.2019.2910495.
- [7] Bakar, N., Guerrero, J., C. Vasquez, J., Bazmohammadi, N., Othman, M., Rasmussen, B., y Al-Turki, Y., “Optimal Configuration and Sizing of Seaport Microgrids including Renewable Energy and Cold Ironing – The Port of Aalborg Case Study,” *Energies* 2022, Vol. 15, Page 431, vol. 15, p. 431, 2022, doi:10.3390/EN15020431.
- [8] RAE, “buque ,” 2001, <https://www.rae.es/drae2001/buque>.
- [9] RAE, “embarcación,” 2001, <https://www.rae.es/drae2001/embarcacion>.
- [10] ABB, “Technical Application Papers No.12: Generalities on naval systems and installations on board,” rep. tec., ABB SACE, 2011.
- [11] Skjong, E., Volden, R., Rodskar, E., Molinas, M., Johansen, T. A., y Cunningham, J., “Past, present, and future challenges of the marine vessel’s electrical power system,” *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 2, pp. 522–537, 2016, doi:10.1109/TTE.2016.2552720.
- [12] Martínez, I., “Marine Propulsion,” 2022, <https://bit.ly/3BEW5BF>.
- [13] Skjong, E., Rødskar, E., Molinas, M., Johansen, T. A., y Cunningham, J., “The Marine Vessel’s Electrical Power System: From its Birth to Present Day,” *Proceedings of the*

- IEEE, vol. 103, pp. 2410–2424, 2015, doi:10.1109/JPROC.2015.2496722.
- [14] Ahmed, M., Meegahapola, L., Vahidnia, A., y Datta, M., “Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures-A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 144730–144766, 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.3014977.
- [15] Schmitt, L., Kumar, J., Sun, D., Kayal, S., y Venkata, S. S., “Ecocity Upon a Hill: Microgrids and the Future of the European City,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 4, pp. 59–70, 2013, doi:10.1109/MPE.2013.2258286.
- [16] Alzahrani, A., Petri, I., Rezgui, Y., y Ghoroghi, A., “Decarbonisation of seaports: A review and directions for future research,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 38, p. 100727, 2021, doi:10.1016/J.ESR.2021.100727.
- [17] Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L., y Loh, P. C., “Advanced control architectures for intelligent microgridspart i: Decentralized and hierarchical control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, 2013, doi:10.1109/TIE.2012.2194969.
- [18] Zia, M. F., Benbouzid, M., Elbouchikhi, E., Muyeen, S. M., Techato, K., y Guerrero, J. M., “Microgrid transactive energy: Review, architectures, distributed ledger technologies, and market analysis,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 19410–19432, 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.2968402.
- [19] Ericsson, P. y Fazlagic, I., *Shore-Side Power Supply: A feasibility study and a technical solution for an on-shore electrical infrastructure to supply vessels with electric power while in port.* PhD thesis, Chalmers University of Technology, Gotemburgo, Suecia, 2008.
- [20] Roy, A., Olivier, J.-C., Auger, F., Auvity, B., Schaeffer, E., Bourguet, S., Schiebel, J., y Perret, J., “A combined optimization of the sizing and the energy management of an industrial multi-energy microgrid: Application to a harbour area,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 12, p. 100107, 2021, doi:10.1016/J.ECMX.2021.100107.
- [21] “World plugs | IEC,” <https://www.iec.ch/world-plugs>.
- [22] Sciberras, E. A., *Shipboard electrification : emission reduction and energy control.* PhD thesis, Newcastle University, 2016.
- [23] Ahamad, N. B. B., Guerrero, J. M., Su, C. L., Vasquez, J. C., y Zhaoxia, X., “Microgrids Technologies in Future Seaports,” *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2018*, 2018, doi:10.1109/IEEEIC.2018.8494428.
- [24] Kumar, J., Parthasarathy, C., Västi, M., Laaksonen, H., Shafie-Khah, M., y Kauhanie-mi, K., “Sizing and Allocation of Battery Energy Storage Systems in Åland Islands for Large-Scale Integration of Renewables and Electric Ferry Charging Stations,” *Energies* 2020, Vol. 13, Page 317, vol. 13, p. 317, 2020, doi:10.3390/EN13020317.
- [25] Wang, W., Peng, Y., Li, X., Qi, Q., Feng, P., y Zhang, Y., “A two-stage framework for the optimal design of a hybrid renewable energy system for port application,” *Ocean Engineering*, vol. 191, p. 106555, 2019, doi:10.1016/J.OCEANENG.2019.106555.
- [26] Molavi, A., Shi, J., Wu, Y., y Lim, G. J., “Enabling smart ports through the integration of microgrids: A two-stage stochastic programming approach,” *Applied Energy*,

vol. 258, p. 114022, 2020, doi:10.1016/J.APENERGY.2019.114022.

- [27] Ahamad, N. B., Othman, M., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., y Su, C. L., “Optimal sizing and performance evaluation of a renewable energy based microgrid in future seaports,” *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, vol. 2018-February, pp. 1043–1048, 2018, doi:10.1109/ICIT.2018.8352322.
- [28] Kreckelbergh, S. y Vechiu, I., “Sizing and dynamic analyses of a micro-grid supplying a harbor industrial area,” en *2012 16th International Conference on System Theory, Control and Computing (ICSTCC)*, pp. 1–5, 2012, <https://ieeexplore-ieee-org.uchile.idm.oclc.org/document/6379245>.
- [29] Kumar, J., Memon, A. A., Kumpulainen, L., Kauhaniemi, K., y Palizban, O., “Design and Analysis of New Harbour Grid Models to Facilitate Multiple Scenarios of Battery Charging and Onshore Supply for Modern Vessels,” *Energies* 2019, Vol. 12, Page 2354, vol. 12, p. 2354, 2019, doi:10.3390/EN12122354.
- [30] Gennitsaris, S. G. y Kanellos, F. D., “Emission-Aware and Cost-Effective Distributed Demand Response System for Extensively Electrified Large Ports,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, pp. 4341–4351, 2019, doi:10.1109/TPWRS.2019.2919949.
- [31] Kermani, M., Parise, G., Martirano, L., Parise, L., y Chavdarian, B., “Power balancing in STS group cranes with flywheel energy storage based on DSM strategy,” *2018 IEEE 59th Annual International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2018 - Proceedings*, 2018, doi:10.1109/RTUCON.2018.8659876.
- [32] Song, T., Li, Y., Zhang, X. P., Wu, C., Li, J., Guo, Y., y Gu, H., “Integrated port energy system considering integrated demand response and energy interconnection,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105654, 2020, doi:10.1016/J.IJEPES.2019.105654.
- [33] HOMER Energy, “Foundations of HOMER Pro: Economic Optimization of Hybrid Renewable Microgrids with HOMER ® Pro.”, <https://esmap.org/sites/default/files/Presentations/HOMERhttp://www.homerenergy.com>.
- [34] HOMER Energy, “Search Space.”, https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/search_space.html.
- [35] Espinosa Sanes, S., Casals-Torrens, P., Bosch Tous, R., y Castells, M., “Comparative Analysis of Cold Ironing Rules,” *Nase More*, vol. 64, pp. 100–107, 2017, doi:10.17818/NM/2017/3.4.
- [36] “Sub-Committee on Ship Systems and Equipment (SSE), 7th session, 2-6 March 2020.”, <https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/SSE-7th-session.aspx>.
- [37] “Scopus - Analyze search results,” 2021, <https://www-scopus-com.uchile.idm.oclc.org/>.
- [38] Parise, G., Parise, L., Pepe, F. M., Ricci, S., Chun, L. S., y Chavdarian, P., “Innovations in a container terminal area and electrical power distribution for the service continuity,” *Conference Record - Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, vol. 2016-June, 2016, doi:10.1109/ICPS.2016.7490238.
- [39] Tseng, P. H. y Pilcher, N., “A study of the potential of shore power for the port of Kaohsiung, Taiwan: To introduce or not to introduce?,” *Research in Transportation*

Business & Management, vol. 17, pp. 83–91, 2015, doi:10.1016/J.RTBM.2015.09.001.

- [40] Mocci, S., Porru, M., Serpi, A., y Soma, G. G., “The POSEIDON Project: Microgrid in Port Areas to Improve Energy Efficiency by the Integration of RES, Flexible Loads and Smart Mobility,” SyNERGY MED 2019 - 1st International Conference on Energy Transition in the Mediterranean Area, 2019, doi:10.1109/SYNERGY-MED.2019.8764116.
- [41] “Stockholm Royal Seaport.”, <http://www.stockholmroyalseaport.com/>.
- [42] “About Us: Solar Cell Systems.”, <https://www.portsofstockholm.com/about-us/environmental-work/environmental-measures/solar-cell-systems/>.
- [43] “Biofuels Alternative Energy | Port of Rotterdam.”, <https://www.portofrotterdam.com/en/setting/industry-port/energy-industry/bio-industry/biofuels-alternative-energy>.
- [44] Colthorpe, A., “Alfen awarded 10MWh Netherlands ESS project at Port of Rotterdam,” 2019, <https://www.energy-storage.news/news/alfen-awarded-10mwh-netherlands-ess-project-at-port-of-rotterdam>.
- [45] “Bio industry | Port of Rotterdam.”, <https://www.portofrotterdam.com/en/setting/industry-port/energy-industry/bio-industry>.
- [46] Hill, J. S., “Floating renewable battery launched to recharge boats in Amsterdam Port,” 2020, <https://www.portofamsterdam.com/en/press-release/aeb-and-port-amsterdam-supply-sustainable-ship-shore-power-vessels-amsterdam>(<https://thedriven.io/2020/03/10/floating-renewable-battery-launched-to-recharge-electric-boats-in-amsterdam-port>).
- [47] “Shore power for short sea vessels in the port of Amsterdam | Port of Amsterdam.”, <https://www.portofamsterdam.com/en/news/shore-power-short-sea-vessels-port-amsterdam>.
- [48] Port of Antwerp, “Port of Antwerp Sustainability Report 2019,” rep. tec., Chamber of Commerce and Industry, Antwerp-Waasland Alfabort, Antwerp, Bélgica, 2019.
- [49] “Greener transports | Port of Gothenburg.”, <https://www.portofgothenburg.com/about-the-port/greener-transport/>.
- [50] Burger, A., “Port of Los Angeles Microgrid Project Nears Finish Line,” 2018, <https://microgridknowledge.com/microgrid-port-of-los-angeles/>.
- [51] “POAL - Sustainability.”, <https://www.poal.co.nz/sustainability>.
- [52] “Energy | Port of San Diego.”, <https://www.portofsandiego.org/environment/energy-sustainability/energy>.
- [53] Wood, E., “San Diego Port District Seeks Bids for Microgrid ,” 2020, <https://microgridknowledge.com/san-diego-port-microgrid/>.
- [54] Walton, R., “Schneider Electric Building Microgrid at Port of Long Beach | Power Engineering,” 2018, <https://www.power-eng.com/renewables/schneider-electric-building-microgrid-at-port-of-long-beach/>.
- [55] Ministerio de Energía, “Energía 2050 Política Energética de Chile,” rep. tec., Gobierno de Chile, 2015.

- [56] Gustafsson, M., “Challenges for decision makers when feed-in tariffs or net metering schemes change to incentives dependent on a high share of self-consumed electricity | IEEE Conference Publication | IEEE Xplore,” en 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), (Washington, DC, USA), pp. 2025–2030, 2017, <https://ieeexplore-ieee-org.e.bibl.liu.se/document/8366092>.
- [57] CHILE. Ministerio de Energía., “Tipos de Autoconsumo - Autogeneración.”, https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=57.
- [58] SEC, “Generación Distribuida para Autoconsumo: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.”, <https://www.sec.cl/gda/>.
- [59] CHILE. Ministerio de Energía., “Ley 20571 - Ley Chile - Biblioteca del Congreso Nacional,” 2012, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>.
- [60] CNE, “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión,” rep. tec., Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2019.
- [61] Guzmán, F., Universidad Técnica Federico Santa María Propuesta regulatoria para Chile de un mercado de servicios complementarios desde una perspectiva de la demanda a la luz de la experiencia internacional. PhD thesis, Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago de Chile, 2021.
- [62] Comisión Nacional de Energía (CNE), “NORMA TÉCNICA DE INDISPONIBILIDAD DE SUMINISTRO Y COMPENSACIONES,” rep. tec., CNE, Santiago, Chile, 2020.
- [63] Datasur, “Los Puertos de Uso Privado y Público en Chile,” 2019, <https://www.datasur.com/en/1463/>.
- [64] CHILE, “Nuestro País.”, <https://www.gob.cl/nuestro-pais/>.
- [65] Nag, O. S., “Countries With The Longest Coastline,” 2020, <https://www.worldatlas.com/articles/countries-with-the-most-coastline.html>.
- [66] International Transport Forum, “Case-Specific Policy Analysis: Ports Policy Review of Chile,” rep. tec., OECD, París, Francia, 2016.
- [67] Portal Portuario, “Aplicarán Encuesta de Consumo Energético y Emisiones a Empresas Portuarias Estatales chilenas - PortalPortuario,” 2021, <https://portalportuario.cl/aplicaran-encuesta-de-consumo-energetico-y-emisiones-a-empresas-portuarias-estatales-chilenas/>.
- [68] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, “Encuesta de Consumo Energético y Emisiones en Puertos,” 2022, <https://bit.ly/3y3vBbY>.
- [69] “Conecta Logística presenta un estudio sobre el consumo energético portuario,” 2022, <http://www.emb.cl/negociosglobales/noticia.mvc?nid=20220512w15&ni=conecta-logistica-presenta-un-estudio-sobre-el-consumo-energetico-portuario>.
- [70] “Resultados de la Primera Encuesta de Consumo Energético en Puertos - YouTube,” 2022, <https://www.youtube.com/watch?v=AYG2ZC0qshY>.
- [71] “Explorador Solar.”, <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.
- [72] “Explorador Eólico.”, <https://eolico.minenergia.cl/exploracion>.
- [73] “Planificación Naviera | EMPORMONTT - Empresa Portuaria Puerto Montt.”, <https://www.empormontt.cl/>.

//www.empormontt.cl/planificacion-naviera.

- [74] Coordinador Eléctrico Nacional, “Antecedentes de cálculo para las Transferencias Económicas | Coordinador Eléctrico Nacional,” 2022, <https://bit.ly/3Robhs5>.
- [75] “Generadoras de Chile - Energía Eólica.”, <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>.
- [76] “Wind Explained - U.S. Energy Information Administration (EIA).”, <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/where-wind-power-is-harnessed.php>.
- [77] “USD CLP Chart — U.S. Dollar to Chilean Peso Rate,” 2021, <https://www.tradingview.com/symbols/USDCLP/>.
- [78] CNE, “Opciones Tarifarias a Usuarios Finales - Comisión Nacional de Energía,” 2020, <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>.
- [79] “Calidad de Servicio - Empresas Eléctricas A.G.”, <https://www.electricas.cl/temas-estrategicos/seccion-calidad-de-servicio/calidad-de-servicio/>.
- [80] “Calidad del Servicio – SAIDI Mensual Regional,” 2019, <http://energiaabierta.cl/?s=saidi&t=datasets-estadisticahttps://3b9x.short.gy/LHxLQJ>.
- [81] CNE, “Norma Técnica de Calidad y Servicio Para Sistemas de Distribución,” 2019, <https://bit.ly/3cBdv8M>.
- [82] “Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile,” 2020, https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/factsheet_idp_fv_2020.pdf.
- [83] “Gaia Wind 11kW Wind Turbine.”, <https://www.renugen.co.uk/gaia-wind-11kw-wind-turbine/>.
- [84] “G-11 and Gaia-Wind 133 Range Replacement Parts.”, <https://www.ryse.energy/shop/product-category/g-range/>.
- [85] “Xzeres ARE442 10kW Wind Turbine,” 2022, <https://www.renugen.co.uk/xzeres-are-442-10kw-wind-turbine/>.
- [86] “Generator.”, <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/generator.html>.
- [87] “The CellCube system - Cellcube.”, <https://www.cellcube.com/the-cellcube-system/>.
- [88] “CellCube: 4-hours is just ‘tip of peaking capacity iceberg’ ,” 2018, <https://www.energy-storage.news/cellcube-4-hours-is-just-tip-of-peaking-capacity-iceberg/>.
- [89] ENF, “Directorio de Convertidores | Leonics GTP-500 .”, https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/6761?utm_source=ENF&utm_medium=inverter_more_series&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=5891.
- [90] Empresa Portuaria Puerto Montt, “Plan Maestro - Empresa Portuaria Puerto Montt,” EMPORMONTT, 2016, https://empormontt.cl/upload/archivo_plan_maestro/plan-maestro-empormontt-91e091bec08dc4efd2982e61547a0a02.pdf.
- [91] Empresa Portuaria San Antonio, “Plan Maestro - Puerto San Antonio,” rep. tec., Empresa Portuaria San Antonio, 2013.
- [92] DP World San Antonio, “Memoria Anual - Puerto Central S.A.,” rep. tec., DP World

San Antonio, 2019.

- [93] “System Control - Dispatch Strategy.”, https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/_system_control.html.
- [94] de la Paz Mellado, V., “Normas urbanísticas aplicables a aerogeneradores (central eólica),” rep. tec., Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2021.
- [95] Canadian Solar Inc., “Canadian Solar - MaxPower CS6X-P Datasheet v5.51,” 2016, www.canadiansolar.com,
- [96] “User Manual CELLCUBE,” 2015, <https://www.vsunenergy.com.au/wp-content/uploads/2017/02/Environmental-Controls.pdf>.
- [97] “Brochure Apollo GTP-500 Inverter.”, www.leonics.com.
- [98] “Renewable Penetration.”, https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/renewable_penetration.html.
- [99] “Levelized Cost of Energy.”, https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/levelized_cost_of_energy.html.
- [100] “Particulate Matter (PM) Pollution | US EPA,” 2022, <https://www.epa.gov/pm-pollution/particulate-matter-pm-basics>.

Anexos

Anexo A

Códigos

A.1. Retiros energéticos

En esta sección se presentan los códigos interactivos utilizados para obtener y graficar los retiros energéticos realizados por los clientes de interés, para cada año entre 2018 y 2022. Cada archivo de Antecedentes para Transferencias Económicas debe ser descargado desde el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.

Código A.1: Librerías necesarias para obtener retiros.

```
1 import pandas as pd
2 import numpy as np
3 import os
4 import pyodbc
5 import sys
6 from matplotlib import pyplot as plt
7 from pyxlsb import open_workbook
```

Código A.2: Sección interactiva. Selección de año y cliente (puerto).

```
8 puerto_lst= ['EMPRESA PORTUARIA PUERTO MONTT', 'PUERTO CENTRAL', 'MEGAPUERTO', 'TPS', '
   ↳ PUERTO LIRQUÉN']
9 option_lst = ['1','2','3','4','5','6']
10 years_lst = ['2018', '2019', '2020', '2021', '2022']
11
12 #Preguntar si quiere seleccionar año:
13 #     caso A: si quiere -> elegir año
14 #     caso B.1: no quiere -> si ya había base de datos se escoge esa
15 #     caso B.2: no quiere -> si no habia base de datos se carga automático el 2021
16 while True:
17     select_year = int(input('¿Quieres seleccionar un año? (Escribe 1 o 2):\n 1) Sí \n 2) No \n'))
18     if select_year in [1,2]:
19         break
20     else:
21         print("\n Oops! Ese no es un número válido. Escoge 1 o 2.")
22
23 if select_year == 1: # caso A: quiere escoger año
24     while True:
25         anio = input('-> Escoge un año (2018, 2019, 2020 o 2021): ')
26         if anio in years_lst:
```

```

27     cargar_datos=1
28     break
29     else:
30         print("\n Oops! Ese no es un número válido.")
31 else:
32     # caso B: no quiere escoger año
33     try:
34         list_df
35     except NameError:# caso B2: NO había una base de datos cargada
36         cargar_datos=1
37         anio='2021'
38     else:
39         # caso B1: ya había una base de datos cargada
40         cargar_datos=0
41         print('Se usarán los datos del año '+str(anio))
42 while True:
43     option = input('\n ¿Qué puerto deseas seleccionar? \n'+1 - Empresa Portuaria de Puerto Montt \n'+2 -
44             ↪ Puerto Central \n'
45             + '3 - Megapuerto \n'+ '4 - Terminal Pacífico Sur (Valparaíso) \n'
46             + '5 - Puerto de Lirquén \n'+ '6 - Otro \n'+ '-> Escoge un número:')
47     if option in option_lst:
48         port_name=puerto_lst[int(option)-1]
49         break
50     if option == '6':
51         port_name=input("Escribe el nombre como en la base de datos: ")
52         break
53     else:
54         print("\n Oops! Ese no es un número válido.")
55 file_name = str(anio)+'_PUERTO_'+option
56 print('\n Ok! Los datos para '+port_name+' se guardarán en el archivo '+file_name+'.txt')

```

Código A.3: Conexión a base de datos para lectura de archivos.

```

56 # Selecciona las 3 columnas de interés: Hora Mensual, Retiro (el cliente) y Medida_kWh (Energía retirada, con
57     ↪ signo -)
58 def read_sql(path):
59     conn = pyodbc.connect(str(str(r'Driver={Microsoft Access Driver (*.mdb, *.accdb)};DBQ=C:\Users\PC1\
60     ↪ Desktop\Rafaella Canessa')+path))
61     query = "select [Hora Mensual], [Retiro], [Medida_kWh] from Retiros"
62     df = pd.read_sql(query, conn)
63     return df

```

Código A.4: Manejo de datos para los archivos de cada mes obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional.

```

62 if cargar_datos==1:
63     if anio == '2021':
64         db_01 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2101.mdb;')
65         db_02 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2102.mdb;')
66         db_03 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2103.mdb;')
67         db_04 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2104.mdb;')
68         db_05 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2105.mdb;')
69         db_06 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2106.mdb;')
70         db_07 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2107.mdb;')
71         db_08 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2108.mdb;')
72         db_09 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2109.mdb;')
73         db_10 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2110.mdb;')
74         db_11 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2111.mdb;')
75         db_12 = read_sql('\Retiros21\RETIROS_2112.mdb;')
76     if anio == '2020':
77         #así se manejan los meses que tenían los datos separados para norte, centro y sur
78         db_01_n = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2001_NORTE.accdb;')
79         db_01_c = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2001_CENTRO.accdb;')
80         db_01_s = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2001_SUR.accdb;')
81         db_01 = pd.concat([db_01_n,db_01_c,db_01_s,],axis="rows")

```

```

82 db_02 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2002.accdb;')
83 db_03 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2003.mdb;')
84 db_04 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2004.mdb;')
85 db_05 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2005.mdb;')
86 db_06 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2006.mdb;')
87 db_07 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2007.mdb;')
88 db_08 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2008.mdb;')
89 db_09 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2009.mdb;')
90 db_10 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2010.mdb;')
91 # Así se manejan los datos que se encontraban en formato .txt (y no eran .mdb o .accdb)
92 db_11 = pd.read_csv('C:\\Users\\PC1\\Desktop\\Rafaella Canessa\\Retiros20\\Retiros11.txt',sep=';',
↳ encoding = "ISO-8859-1")
93 db_12 = read_sql('\Retiros20\RETIROS_2012.mdb;')
94 if anio == '2019':
95     db_01 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1901.accdb;')
96     db_02 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1902.accdb;')
97     db_03 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1903.accdb;')
98     db_04 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1904.accdb;')
99     db_05 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1905.accdb;')
100    db_06 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1906.accdb;')
101    db_07 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1907.accdb;')
102    db_08 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1908.accdb;')
103    db_09 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1909.accdb;')
104    db_10 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1910.accdb;')
105    db_11 = read_sql('\Retiros19\RETIROS_1911.accdb;')
106    db_12_n = read_sql('\Retiros19\RETIROS_NORTE_1912.accdb;')
107    db_12_c = read_sql('\Retiros19\RETIROS_CENTRO_1912.accdb;')
108    db_12_s = read_sql('\Retiros19\RETIROS_SUR_1912.accdb;')
109    db_12 = pd.concat([db_12_n,db_12_c,db_12_s],axis="rows")
110 if anio == '2018':
111     db_01 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1801.accdb;')
112     db_02 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1802.accdb;')
113     db_03 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1803.accdb;')
114     db_04 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1804.accdb;')
115     db_05 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1805.accdb;')
116     db_06 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1806.accdb;')
117     db_07 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1807.accdb;')
118     db_08 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1808.accdb;')
119     db_09 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1809.accdb;')
120     db_10 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1810.accdb;')
121     db_11 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1811.accdb;')
122     db_12 = read_sql('\Retiros18\RETIROS_1812.accdb;')
123 list_df = [db_01,db_02,db_03,db_04,db_05,db_06,db_07,db_08,db_09,db_10,db_11,db_12];
124 else:
125     print('La base de datos para el año '+str(anio)+' ya ha sido cargada.')

```

Código A.5: Modificación de la base de datos.

```

126 #Reduce el tamaño de los elementos
127 for element in list_df:
128     element[['Hora Mensual']] = element[['Hora Mensual']].astype('int16')
129     element[['Retiro']] = element[['Retiro']].astype('category')
130     element[['Medida_kWh']] = element[['Medida_kWh']].astype('float32')
131     element.sort_values(by=['Hora Mensual'],inplace=True)
132
133 a=[]
134 for element in list_df:
135     mylist=element['Retiro'].to_list()
136     mylist = list(dict.fromkeys(mylist))
137     a.append(mylist)
138
139 #Obtener clientes con el mismo nombre todos los meses
140 for first, second in zip(a, a[1:]):
141     lst_clientes=list(set(first).intersection(second))
142
143 #CONSULTAR CLIENTES: escribir palabras de interés en lst_palabras

```

```

144 #print('Para el año '+str(ano)+' , los clientes que contienen las palabra de interés son: ')
145 lst_palabras=['PUERTO','Puerto','puerto','MONTT','TERMINAL','TPS','PORTUAR']
146
147 PUERTOS_ano=[]
148 for i in range(len(lst_palabras)):
149     palabra=lst_palabras[i]
150     str_puerto = list(filter(lambda x: palabra in x, lst_clientes))
151     PUERTOS_ano=PUERTOS_ano+str_puerto
152     print(' -> '+palabra+ ' : '+str(str_puerto))

```

Código A.6: Orden de datos y verificación de cantidad de medidas horarias para cada mes.

```

153 # cantidad de días por mes (en feb mar abr may jun jul ago sep oct nov)
154 hr_nobisiesto=[744,672,744,720,744,720,744,744,720,744,720,744];
155 hr_real=[];
156 hr_postmod=[];
157
158 # iniciar escritura desde cero
159 with open(file_name+'.txt', 'w') as f:
160     f.truncate(0)
161
162 print('--> PARA EL '+port_name+' '+str(ano)+' LOS RESULTADOS SON: '+'\n')
163 print('PROMEDIO DE CADA MES es:')
164
165 mes=['Enero ', 'Febrero ', 'Marzo ', 'Abril ', 'Mayo ', 'Junio ', 'Julio ', 'Agosto ', 'Septiembre ', 'Octubre ', 'Noviembre ',
      ↪ 'Diciembre ']
166 ind=-1
167 prom=[]
168 for element in list_df:
169     #ESCOGER CLIENTES: en 2021 a lo largo de los meses cambia la forma de escribir "puerto"
170     datames_prepromedio = element[ element['Retiro']==port_name]
171     datames_20=datames_prepromedio.groupby('Hora Mensual')['Medida_kWh'].mean()
172     pre_df=datames_20.to_frame()
173     #SIGNO: Cambiar el signo del consumo energético (era negativo porque es un retiro)
174     pre_df['Medida_kWh'] = pre_df['Medida_kWh']*[-1]
175     #len(pre_df) es la cantidad de datos en ese mes
176     #hr_nobisiesto[ind] es la cantidad de datos que debería haber ese mes
177     #missing_hr es la cantidad de datos que faltan
178     ind+=1
179     missing_hr=(hr_nobisiesto[ind]-len(pre_df))
180     hr_real.append(len(pre_df))
181     if hr_real[ind] == 0:
182         #si no hay ningún dato ese mes, se rellenan las mediciones con 0
183         pre_df.loc[len(pre_df.index)] = [0]
184         pre_df.index += 1
185         df=(pd.concat([pre_df]*hr_nobisiesto[ind], ignore_index=True))
186     if missing_hr ==0:
187         #si la cantidad de datos está bien, no hacer nada
188         df = pre_df
189     if missing_hr <0:
190         #si sobran datos, borrar los primeros X datos
191         print(' (!) El mes de '+str(mes[ind])+ 'tenía '+str(missing_hr*-1)+' dato(s) extra' )
192         borrar=list(range(abs(missing_hr)))
193         df = pre_df.drop( pre_df.index[borrar])
194     else:
195         #si faltan datos, rellenar con el promedio de los datos existentes
196         media_mes=float(pre_df.mean())
197         list_serie=pd.Series([media_mes], index=pre_df.columns )
198         #agrega 'list_serie', 'missing_hr' veces a 'new_rows'
199         new_rows = (missing_hr) * ([list_serie])
200         df = pre_df.append(new_rows,ignore_index=True)
201     prom.append(float(pre_df.mean()))
202     print(' '+str(mes[ind])+str(round(prom[ind],3)))
203     df_to_string = df.to_string(index=False,header=False)
204     output_file = open(file_name+'.txt','a')

```

```

205 output_file.write(df_to_string)
206 output_file.write("\n")
207 output_file.close()
208 hr_postmod.append(len(df))
209
210
211 print('El PROMEDIO DEL AÑO '+str(anio)+' fue: '+str(round(sum(prom)/len(prom),3))+ ' y el mes con
    ↪ MAYOR PROMEDIO fue: '+str(mes[prom.index(max(prom))])+'\n')
212 print('Datos requeridos (hr/mes): '+str(hr_nobisiesto))
213 print('Datos registrados(al mes): '+str(hr_real))
214 print('Datos tras modificación : '+str(hr_postmod))

```

Código A.7: Creación de figura con perfil horario anual para el puerto y año escogidos.

```

215 data = pd.read_csv(file_name+'.txt',sep='\s+',header=None)
216 data = pd.DataFrame(data)
217 y = data[0]
218
219 plt.title('Consumo Energético '+port_name+' (año '+anio+')')
220 plt.xlabel('Mes')
221 plt.ylabel('Consumo [kWh]')
222
223 #toma las horas por mes (y crea la suma acumulada para ir seleccionando los marcadores por mes)
224 #luego se inicia en cero, para que el marcador de enero empiece al inicio del mes y no al final
225 # el -1 es para no tener marcador al final (si quisiera ver ener 2022 se saca eso y se agrega enero a la lista mes)
226
227 marcastemporales = np.array([*[0]*(np.cumsum(hr_nobisiesto))])
228 mes_axis=['Enero ', 'Febrero ', 'Marzo ', 'Abril ', 'Mayo ', 'Junio ', 'Julio ', 'Agosto ', 'Septiembre ', 'Octubre ',
    ↪ 'Noviembre ', 'Diciembre ', ' ']
229 axis_limit=[[None, None, -15, 230],[None, None, -170, 6600],[None, None, -700, 3550],[None, None, -160, 5400],[
    ↪ None, None, -50, 1620]]
230 new_m=[]
231 for m in mes_axis:
232     new_m.append('          %s' %m) #Centra los nombres añadiendo espacios antes del texto
233
234
235 plt.xticks(marcastemporales, new_m)
236 color_lst=['tab:blue', 'tab:purple', 'tab:olive', 'tab:red', 'tab:green']
237 for x in range(len(puerto_lst)):
238     if port_name in puerto_lst:
239         plt.axis(axis_limit[puerto_lst.index(port_name)])
240         color = color_lst[puerto_lst.index(port_name)]
241     else:
242         color='k'
243
244 plt.plot(y,color)
245 plt.gcf().set_size_inches(16, 6)
246 plt.show()

```

Anexo B

Perfiles de consumo y recursos

B.1. Consumos horarios de algunos puertos en Chile

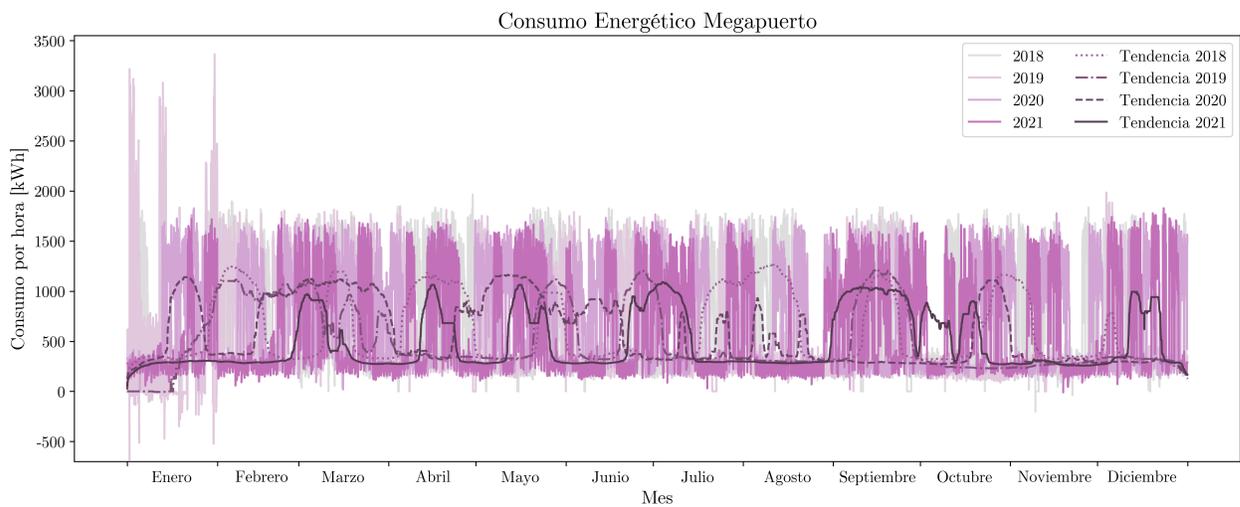


Figura B.1: Consumo energético horario para el Megapuerto. Elaboración propia en base a [74].

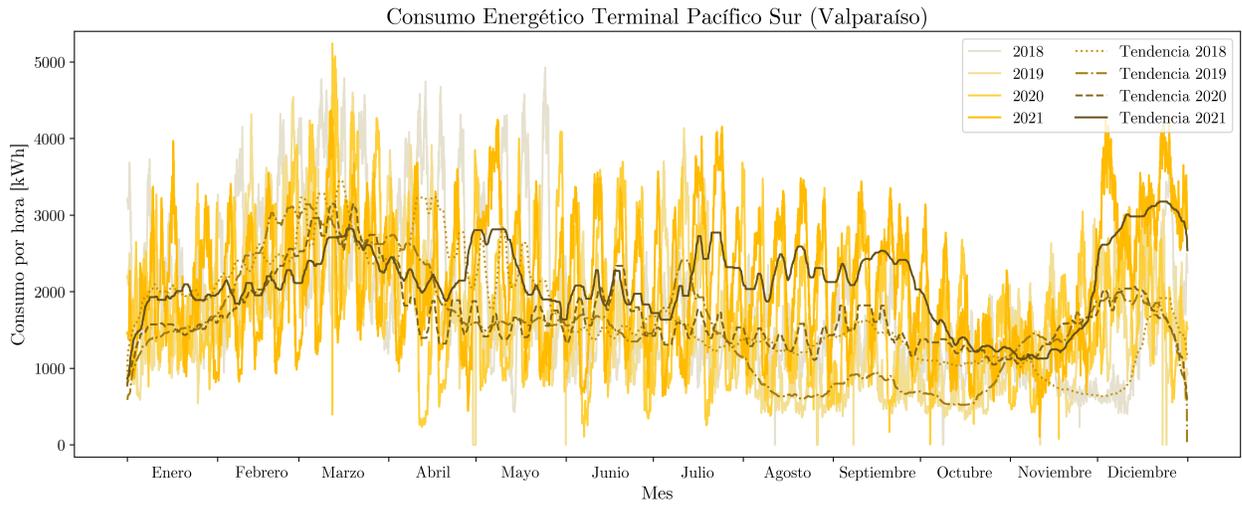


Figura B.2: Consumo energético horario para el Terminal Pacífico Sur (TPS). Elaboración propia en base a [74].

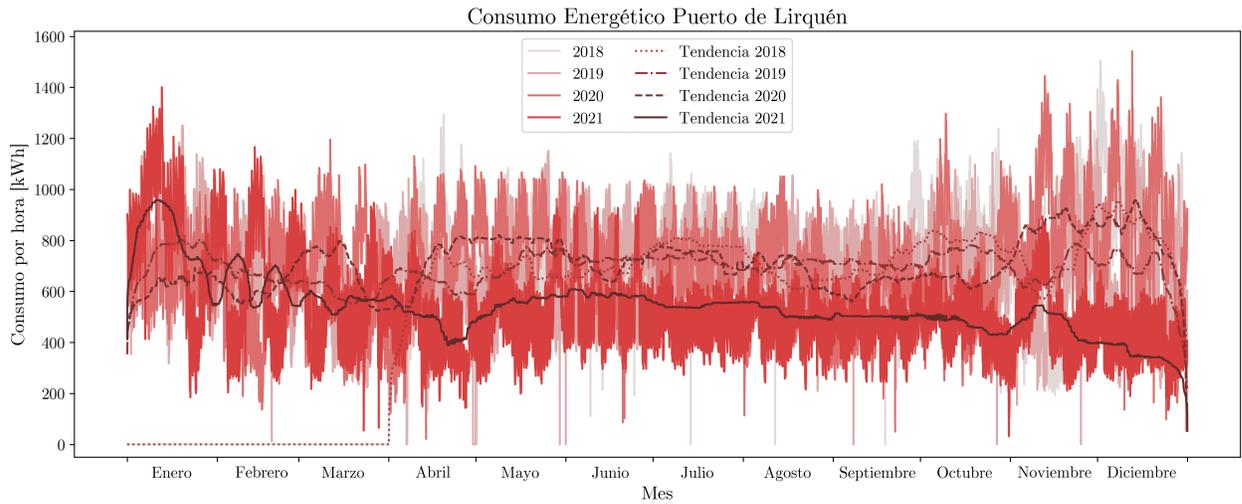


Figura B.3: Consumo energético horario para el Puerto de Lirquén. Elaboración propia en base a [74].

B.2. Consumos promedio mensuales de algunos puertos en Chile

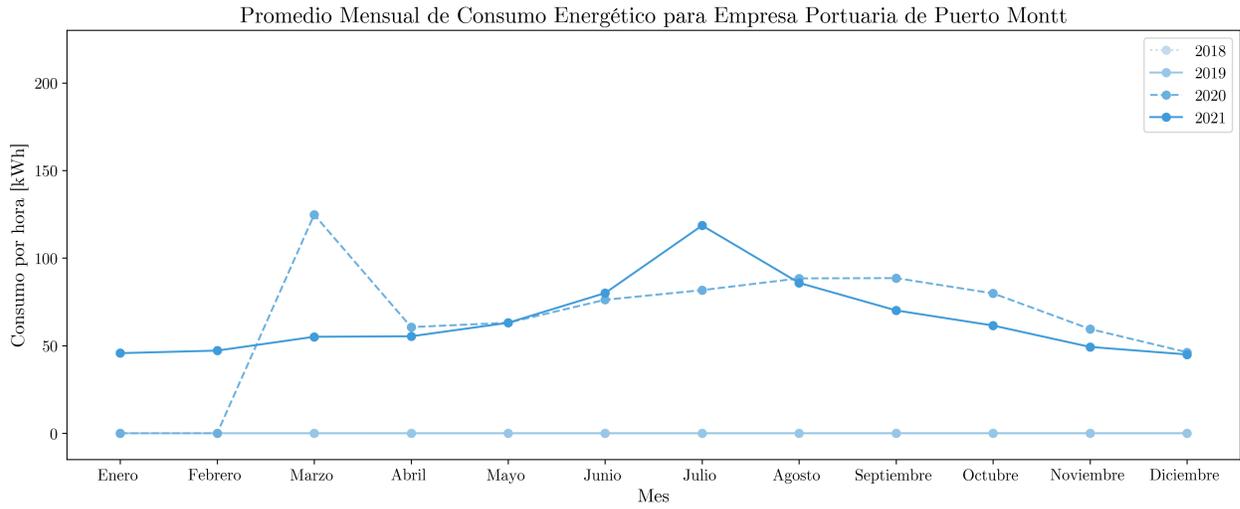


Figura B.4: Consumo energético mensual promedio para el puerto de Puerto Montt. Elaboración propia en base a [74].

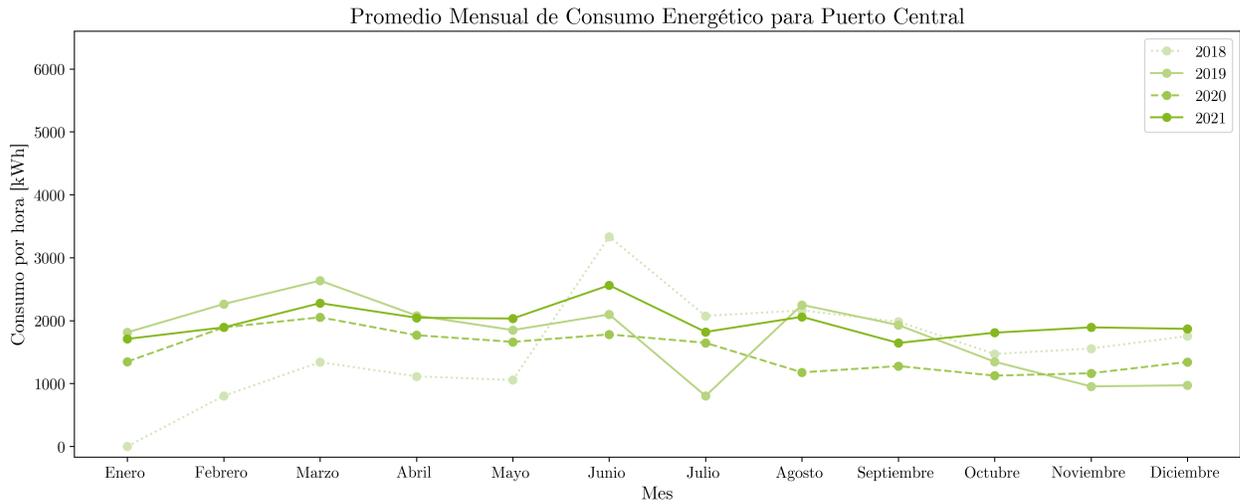


Figura B.5: Consumo energético mensual promedio para el Puerto Central. Elaboración propia en base a [74].

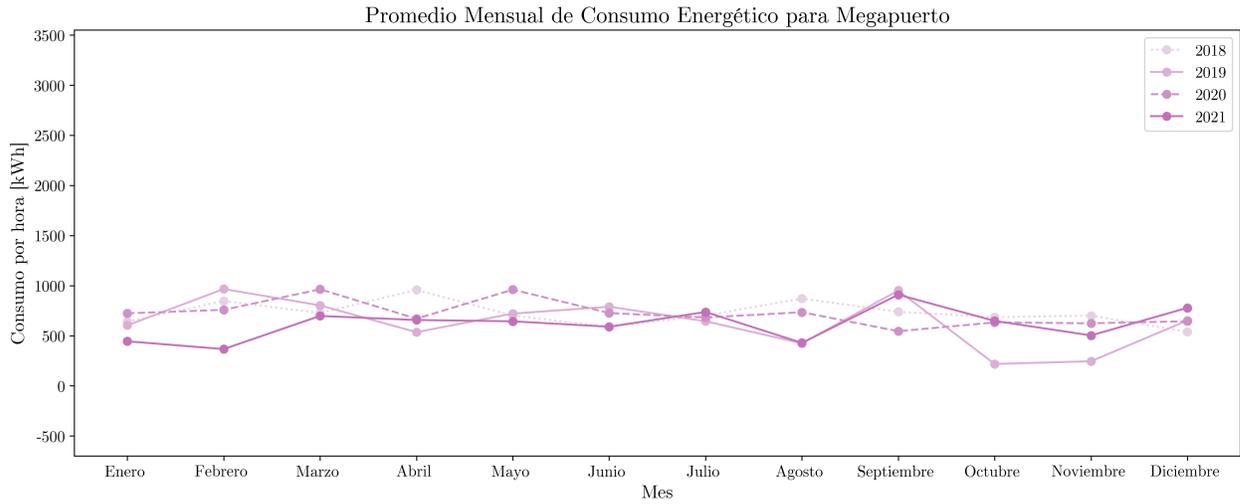


Figura B.6: Consumo energético mensual promedio para el Megapuerto. Elaboración propia en base a [74].

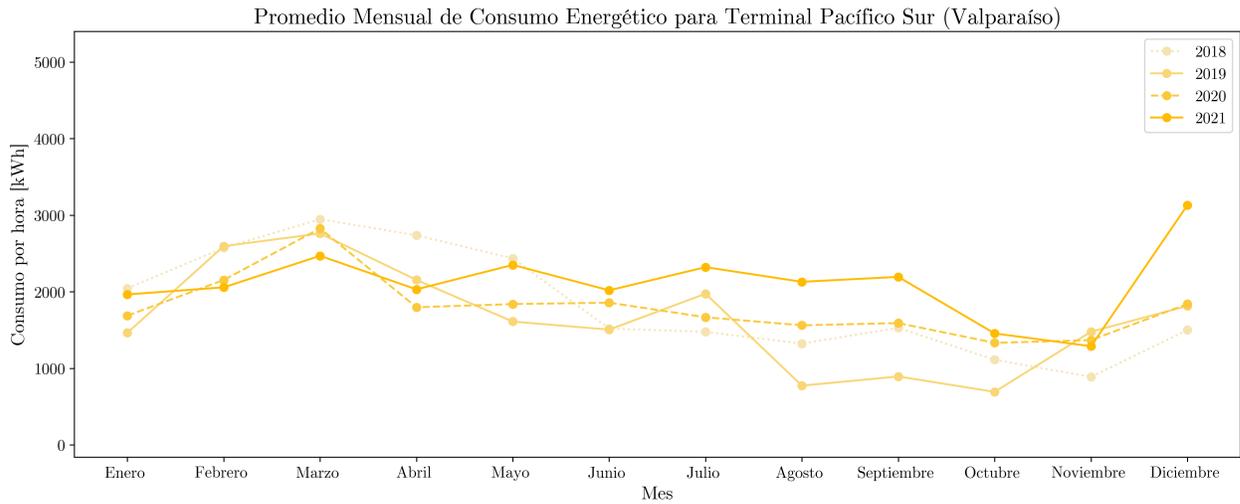


Figura B.7: Consumo energético mensual promedio para el Terminal Pacífico Sur (TPS). Elaboración propia en base a [74].

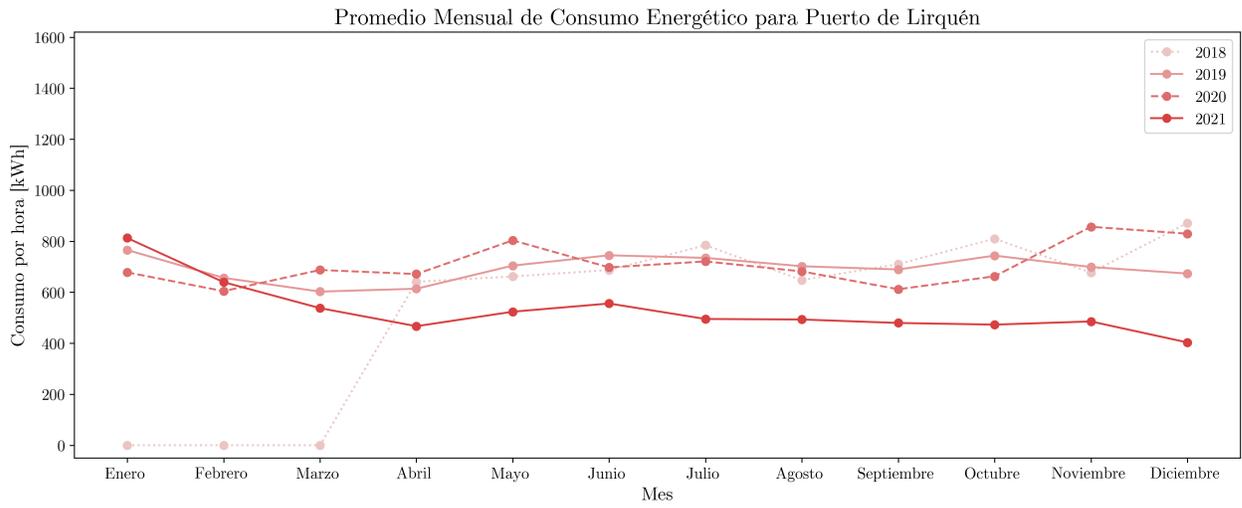


Figura B.8: Consumo energético mensual promedio para el Puerto de Lirquén. Elaboración propia en base a [74].

B.3. Perfil de viento y radiación solar

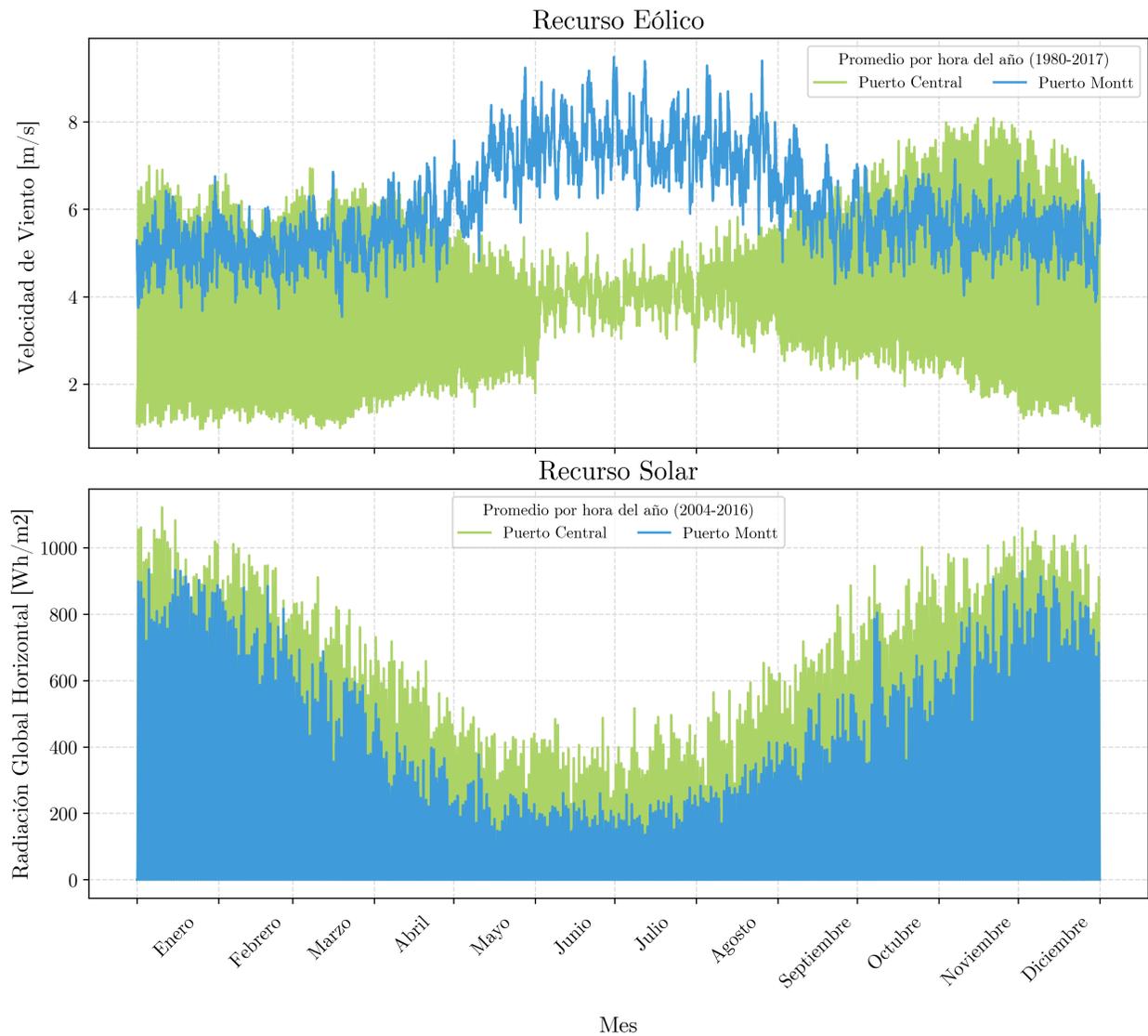


Figura B.9: Detalle horario de perfiles de recurso solar y eólico utilizados. Elaboración propia en base a [71, 72].

Anexo C

Tablas completas de resultados

C.1. Resultados escenario 1

Tabla C.1: Detalle de resultados para el escenario 1.

Caso	1a-NPC	1a-CAPEX	1b-NPC	1b-CAPEX	1c-NPC	1c-CAPEX	1d-NPC	1d-CAPEX	
Consumo de barcos alimentado	100 %	100 %	50 %	50 %	25 %	25 %	0 %	0 %	
Arquitectura	Solar FV (kW)	6.763	0	3.234	0	1.581	0	343	0
	Eólico (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)		4.900		2.600		1.400		240
	Baterías	30	0	15	0	8	0	1	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	1.909	0	960	0	523	0	97	0
	Despacho	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD
Costo	COE (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0
	NPC (USD)	9.894.669	15.743.560	5.148.514	8.703.345	2.815.911	5.163.022	691.288	1.638.627
	Costo Operación (USD/año)	247.925	1.028.315	142.702	572.681	84.626	345.234	24.037	117.472
	Capital Inicial (USD)	6.689.613	2.450.000	3.303.735	1.300.000	1.721.913	700.000	380.552	120.000
Sistema	Renovables (%)	85	0	83	0	82	0	83	0
	Consumo de Combustible (L/año)	0	8.344	0	4.421	0	2.407	0	416
Generador	Operación (horas/año)	0	18	0	18	0	18	0	18
	Producción (kWh)	0	28.650	0	14.940	0	8.014	0	1.240
	Combustible (L)	0	8.344	0	4.421	0	2.407	0	416
	Costo O&M (USD/año)	0	2.646	0	1.404	0	756	0	130
	Costo Combustible (USD/año)	0	8.344	0	4.421	0	2.407	0	416
Solar FV	Costo Capital (USD)	3.968.207	0	1.941.645	0	992.688	0	281.682	0
	Producción (kWh/año)	15.311.040	0	7.320.975	0	3.579.551	0	776.291	0
Eólico	Costo (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Producción (kWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Costo O&M (USD/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
Batería	Autonomía (horas)	52	0	47	0	41	0	15	0
	Rendimiento Anual (kWh/año)	2.945.153	0	1.588.137	0	937.422	0	327.096	0
	Capacidad Nominal (kWh)	37.149	0	18.575	0	9.906	0	1.238	0
	Capacidad Nominal Usable (kWh)	29.719	0	14.860	0	7.925	0	991	0
Inversor	Promedio Salida del Rectificador (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio Salida del Inversor (kW)	484	0	263	0	157	0	54	0
Red	Energía Comprada (kWh)	775.210	4.993.005	483.497	2.780.098	303.087	1.673.644	98.069	567.190
	Energía Vendida (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0

C.2. Resultados escenario 2

Tabla C.2: Detalle de resultados para el escenario 2.

Caso	2a NPC	2b NPC	2c NPC	2d NPC	2e NPC	2f NPC	2g NPC	2h NPC	
Costo de la energía (USD/kWh)	0,05	0,06	0,10	0,15	0,21	0,40	0,60	0,80	
Arquitectura	Solar FV (kW)	0	46	1.310	4.106	7.014	8.756	9.433	9.652
	Eólico (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	4.900	4.900	4.900					
	Baterías	0	0	4	33	29	30	33	34
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	0	34	765	2.152	1.858	2.083	2.130	2.306
	Despacho	CCD	CCD	LFD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD
Costo	COE (USD)	0	0	0	0	0	0	0	
	NPC (USD)	5.250.123	5.887.794	7.818.944	9.260.553	10.006.390	11.491.740	12.478.990	13.260.730
	Costo Operación (USD/año)	216.602	261.728	312.736	294.865	252.215	279.625	307.634	349.217
	Capital Inicial (USD)	2.450.000	2.504.303	3.776.042	5.448.678	6.745.873	7.876.884	8.502.048	8.746.215
Sistema	Renovables (%)	0	2	35	72	85	91	94	94
	Consumo de Combustible (L/año)	8.344	8.320	6.509	0	0	0	0	0
Generador	Operación (horas/año)	18	18	14	0	0	0	0	
	Producción (kWh)	28.650	28.555	22.360	0	0	0	0	
	Combustible (L)	8.344	8.320	6.509	0	0	0	0	
	Costo O&M (USD/año)	2.646	2.646	2.058	0	0	0	0	
	Costo Combustible (USD/año)	8.344	8.320	6.509	0	0	0	0	
Solar FV	Costo Capital (USD)	0	45.943	837.096	2.442.122	4.111.861	5.112.286	5.501.058	5.626.629
	Producción (kWh/año)	0	104.424	2.966.105	9.294.189	15.877.420	19.821.760	21.354.560	21.849.650
Eólico	Costo (USD)	0	0	0	0	0	0	0	
	Producción (kWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	
	Costo O&M (USD/año)	0	0	0	0	0	0	0	
Batería	Autonomía (horas)	0	0	7	57	50	52	57	59
	Rendimiento Anual (kWh/año)	0	0	913.289	2.216.113	2.991.099	3.283.705	3.402.361	3.427.271
	Capacidad Nominal (kWh)	0	0	4.953	40.864	35.911	37.149	40.864	42.102
	Capacidad Nominal Usable (kWh)	0	0	3.963	32.691	28.729	29.719	32.691	33.682
Inversor	Promedio Salida del Rectificador (kW)	0	0	0	0	0	0	0	
	Promedio Salida del Inversor (kW)		11	200	413	486	523	536	540
Red	Energía Comprada (kWh)	4.993.005	4.896.052	3.240.899	1.394.023	751.230	426.440	319.462	285.305
	Energía Vendida (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0

C.3. Resultados escenario 3

El caso base es el mismo para todos los casos del escenario 3 (corresponde a la opción con menor costo de inversión).

Tabla C.3: Detalle de resultados para el escenario 3, casos sin *Net-Billing*.

Caso	3a NPC	3b NPC	3c NPC	3d NPC	3e NPC	3 CAPEX	
Net-Metering / Precio de venta a la red (USD/kWh)	No / 0,00	No / 0,04	No / 0,05	No / 0,06	No / 0,10	No / 0,10	
Arquitectura	Solar FV (kW)	7.327	14.474	29.769	39.640	39.666	0
	Eólico (kW)	0	3	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	0	0	4.900	4.900	4.900	4.900
	Baterías	28	32	7	30	30	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	1.624	2.052	18.903	18.903	18.903	0
	Despacho	CCD	CCD	LFD	LFD	LFD	CCD
Costo	COE (USD)	0	0	0	-0	-0	0
	NPC (USD)	9.033.039	8.107.171	740.849	-7.565.810	-42.902.640	15.743.560
	Costo Operación (USD/año)	173.279	-257.861	-1.862.732	-3.077.146	-5.811.785	1.028.315
	Capital Inicial (USD)	6.792.978	11.440.670	24.821.350	32.214.040	32.229.300	2.450.000
Sistema	Renovables (%)	91	98	95	97	97	0
	Consumo de Combustible (L/año)	0	0	5.483	5.483	5.483	8.344
Generador	Operación (horas/año)	0	0	12	12	12	18
	Producción (kWh)	0	0	18.785	18.785	18.785	28.650
	Combustible (L)	0	0	5.483	5.483	5.483	8.344
	Costo O&M (USD/año)	0	0	1.764	1.764	1.764	2.646
	Costo Combustible (USD/año)	0	0	5.483	5.483	5.483	8.344
Solar FV	Costo Capital (USD)	4.291.962	8.395.339	17.177.310	22.845.000	22.860.250	0
	Producción (kWh/año)	16.587.500	32.765.760	67.390.170	89.736.000	89.796.140	0
Eólico	Costo (USD)	0	138.600	0	0	0	0
	Producción (kWh/año)	0	57.391	0	0	0	0
	Costo O&M (USD/año)	0	2.772	0	0	0	0
Batería	Autonomía (horas)	48	55	12	52	52	0
	Rendimiento Anual (kWh/año)	3.059.095	12.177.200	2.953.036	12.489.150	12.488.030	0
	Capacidad Nominal (kWh)	34.672	39.626	8.668	37.149	37.149	0
	Capacidad Nominal Usable (kWh)	27.738	31.700	6.934	29.719	29.719	0
Inversor	Promedio Salida del Rectificador (kW)	0	0	0	0	0	0
	Promedio Salida del Inversor (kW)	892	1.889	6.901	8.098	8.099	0
Red	Energía Comprada (kWh)	773.746	380.586	2.861.283	2.398.414	2.397.190	4.993.005
	Energía Vendida (kWh)	3.574.732	11.973.590	58.315.560	68.336.900	68.347.240	0

Tabla C.4: Detalle de resultados para el escenario 3, casos con *Net-Billing*.

Caso		3f NPC	3g NPC	3h NPC	3 CAPEX
Net-Metering / Precio de venta a la red (USD/kWh)		Sí / 0,00	Sí / 0,05	Sí / 0,06	No / 0,10
Arquitectura	Solar FV (kW)	7.327	13.738	13.738	0
	Eólico (kW)	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	0	4.900	4.900	4.900
	Baterías	28	0	0	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	1.624	10.414	10.570	0
	Despacho	CCD	CCD	CCD	CCD
Costo	COE (USD)	0	0	-0	0
	NPC (USD)	9.033.039	1.926.135	-1.399.616	15.743.560
	Costo Operación (USD/año)	173.279	-856.224	-1.116.476	1.028.315
	Capital Inicial (USD)	6.792.978	12.994.980	13.033.640	2.450.000
Sistema	Renovables (%)	91	91	91	0
	Consumo de Combustible (L/año)	0	6.598	6.598	8.344
Generador	Operación (horas/año)	0	15	15	18
	Producción (kWh)	0	22.460	22.460	28.650
	Combustible (L)	0	6.598	6.598	8.344
	Costo O&M (USD/año)	0	2.205	2.205	2.646
	Costo Combustible (USD/año)	0	6.598	6.598	8.344
Solar FV	Costo Capital (USD)	4.291.962	7.972.804	7.972.804	0
	Producción (kWh/año)	16.587.500	31.099.840	31.099.840	0
Eólico	Costo (USD)	0	0	0	0
	Producción (kWh/año)	0	0	0	0
	Costo O&M (USD/año)	0	0	0	0
Batería	Autonomía (horas)	48	0	0	0
	Rendimiento Anual (kWh/año)	3.059.095	0	0	0
	Capacidad Nominal (kWh)	34.672	0	0	0
	Capacidad Nominal Usable (kWh)	27.738	0	0	0
Inversor	Promedio Salida del Rectificador (kW)	0	0	0	0
	Promedio Salida del Inversor (kW)	892	3.379	3.390	0
Red	Energía Comprada (kWh)	773.746	2.972.698	2.972.698	4.993.005
	Energía Vendida (kWh)	3.574.732	27.573.120	27.676.250	0

C.4. Resultados escenario 4

Tabla C.5: Detalle de resultados para el escenario 4.

Caso		4a	4b	4c	4d	4e	4
		NPC	NPC	NPC	NPC	NPC	CAPEX
Costo aerogenerador (USD/unidad)		15.000	14.500	14.000	13.000	10.530	10.530
Arquitectura	Solar FV (kW)	6.763	6.481	5.767	5.621	5.762	0
	Eólico (kW)	0	6	62	72	169	0
	G. Diésel (kW)	0	0	0	0	4.900	4.900
	Baterías	30	30	25	24	27	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999		999.999
	Inversor (kW)	1.909	1.925	1.607	1.572	2.545	0
	Despacho	CCD	CCD	CCD	CCD	LFD	CCD
Costo	COE (USD)	0	0	0	0	0	0
	NPC (USD)	9.894.669	9.891.304	9.868.274	9.822.619	13.168.020	15.743.560
	Costo Operación (USD/año)	247.925	253.150	257.760	259.141	279.725	1.028.315
	Capital Inicial (USD)	6.689.613	6.618.703	6.536.078	6.472.570	9.551.871	2.450.000
Sistema	Renovables (%)	85	84	84	84	90	0
	Consumo de Combustible (L/año)	0	0	0	0	146.251	8.344
Generador	Operación (horas/año)	0	0	0	0	318	18
	Producción (kWh)	0	0	0	0	501.537	28.650
	Combustible (L)	0	0	0	0	146.251	8.344
	Costo O&M (USD/año)	0	0	0	0	46.746	2.646
	Costo Combustible (USD/año)	0	0	0	0	146.251	8.344
Solar FV	Costo Capital (USD)	3.968.207	3.806.275	3.396.180	3.312.323	3.393.118	0
	Producción (kWh/año)	15.311.040	14.672.600	13.055.730	12.725.110	13.043.660	0
Eólico	Costo (USD)	0	87.000	868.000	972.000	1.055.143	0
	Producción (kWh/año)	0	164.578	1.700.635	1.974.931	3.233.043	0
	Costo O&M (USD/año)	0	1.524	15.252	17.064	10.549	0
Batería	Autonomía (horas)	52	52	43	42	47	0
	Rendimiento Anual (kWh/año)	2.945.153	2.814.496	2.409.476	2.338.967	2.205.678	0
	Capacidad Nominal (kWh)	37.149	37.149	30.958	29.719	33.434	0
	Capacidad Nominal Usable (kWh)	29.719	29.719	24.766	23.775	26.747	0
Inversor	Promedio Salida del Rectificador (kW)	0	0	0	0	0	0
	Promedio Salida del Inversor (kW)	484	463	380	367	346	0
Red	Energía Comprada (kWh)	775.210	804.010	813.482	822.042	0	4.993.005
	Energía Vendida (kWh)	0	0	0	0	0	0

C.5. Resultados escenario 5

Tabla C.6: Detalle de resultados para el escenario 5.

Caso	5a NPC	5a CAPEX	5b NPC	5b CAPEX	5c NPC	5c CAPEX	5d NPC	5d CAPEX	
Consumo del puerto considerado (%)	100 %	100 %	110 %	110 %	120 %	120 %	130 %	130 %	
Arquitectura	Solar FV (kW)	9.592	0	10.524	0	11.667	0	12.610	0
	Eólico (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0
	G. Diésel (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Baterías	33	0	36	0	40	0	43	0
	Red (kW)	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999	999.999
	Inversor (kW)	2.181	0	2.371	0	2.603	0	2.826	0
Costo	Despacho	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD	CCD
	COE (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0
	NPC (USD)	13.346.060	21.388.190	14.669.940	23.527.010	16.002.200	25.665.830	17.323.930	27.804.650
	Costo Operación (USD/año)	366.646	1.654.470	406.644	1.819.917	431.281	1.985.364	469.990	2.150.811
Sistema	Capital Inicial (USD)	8.606.237	0	9.413.050	0	10.426.800	0	11.248.120	0
	Renovables (%)	86	0	85	0	86	0	86	0
Generador	Consumo de Combustible (L/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Operación (horas/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Producción (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Combustible (L)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Costo O&M (USD/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Costo Combustible (USD/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar FV	Costo Capital (USD)	5.592.462	0	6.127.420	0	6.783.854	0	7.325.136	0
	Producción (kWh/año)	21.714.940	0	23.824.100	0	26.412.200	0	28.546.300	0
Eólico	Costo (USD)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Producción (kWh/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Costo O&M (USD/año)	0	0	0	0	0	0	0	0
Batería	Autonomía (horas)	17	0	16	0	17	0	17	0
	Rendimiento Anual (kWh/año)	10.121.400	0	11.110.430	0	12.257.900	0	13.239.460	0
	Capacidad Nominal (kWh)	40.864	0	44.579	0	49.532	0	53.247	0
	Capacidad Nominal Usable (kWh)	32.691	0	35.663	0	39.626	0	42.598	0
Inversor	Promedio Salida del Rectificador (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio Salida del Inversor (kW)	1.686	0	1.849	0	2.032	0	2.198	0
Red	Energía Comprada (kWh)	2.462.626	17.219.060	2.757.538	18.940.970	2.874.350	20.662.870	3.140.823	22.384.780
	Energía Vendida (kWh)	0	0	0	0	0	0	0	0