



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

PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE DISEÑO DE UNA NANO-RED MODULAR

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

TOMÁS IGNACIO HERRERA MUÑOZ

**PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
FELIPE VALENCIA ARROYAVE**

**SANTIAGO DE CHILE
2018**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Tomás Ignacio Herrera Muñoz
Fecha: 22/enero/2018
PROFESOR GUÍA: Patricio Mendoza Araya**

PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE DISEÑO DE UNA NANO-RED MODULAR

Los últimos años el cambio climático, los avances en tecnología y la creciente explotación de las fuentes renovables de energía han motivado investigación y desarrollo en torno a la incorporación de estas fuentes a los sistemas eléctricos. Dicha incorporación se ha dado a gran escala en el sector de generación, pero también ha tomado fuerza el último tiempo el desarrollo de micro y nano redes. Estas redes más pequeñas que cuentan con generación mediante fuentes renovables pueden operar conectadas al sistema de distribución o también en modo isla, es decir, de forma autónoma. Por otro lado, el desarrollo de la urbanización ha ido creciendo. En este ámbito, para poder llevar energía eléctrica a nuevos lugares se necesitan expansiones en las redes de distribución (y transmisión en caso de ser necesario), las cuales requieren grandes inversiones. Una alternativa a esto es la generación distribuida o generación en los lugares de consumo en MR o NR.

En este trabajo se propone una metodología para diseñar MR y NR, que consta de un modelo matemático para optimizar su tamaño. La metodología se prueba para distintos escenarios geográficos y de consumo. Los resultados, comparados con una herramienta especializada (HOMER), muestran que el modelo funciona correctamente y entrega un resultado cercano al óptimo. Así, se tiene un modelo simple, con pocas variables a considerar y que reduce el tiempo de cálculo considerablemente.

Luego, se propone una estrategia de control para operar la NR y demostrar que el dimensionamiento entrega una solución que es estable. El esquema de control primario está basado en control Droop, con el que se controla tensión y frecuencia de la red. Los casos de estudio muestran que la NR se comporta de buena manera ante variaciones en el consumo y generación.

Con esto se tiene una metodología de diseño simple, rápida y que entrega buenos resultados para dimensionar NR, especialmente de bajo consumo. Se pueden dimensionar los módulos de forma correcta gracias a que, al tener menos unidades de generación y almacenamiento, el error que hay en el cálculo de su desempeño es menor. Dado esto, simplificar ecuaciones sacrificando detalle, permite tener un resultado correcto (similar al de los cálculos más detallados hechos por herramientas especializadas) en menor tiempo.

Dedicatoria

*A todos los que me acompañaron,
me dieron energía
y me hicieron crecer.*

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi profesor guía, Patricio Mendoza, por darme la oportunidad de trabajar en un proyecto que me motivaba y quería desarrollar, y por toda la ayuda brindada en este proceso. También agradecer al profesor Rodrigo Palma, que desde mis inicios en la facultad ha ido guiando mi camino en el mundo de la electricidad, energía y tecnología. Junto a ellos, quiero agradecer por su gran ayuda y paciencia a Felipe Valencia, Gabriel Díaz y Nicolás Mira, quienes fueron piezas clave para poder sacar este proyecto adelante.

Quiero dar las gracias a mi familia, mi mamá y mis tatas que siempre han estado ahí, apoyando, preocupados y bancándose mis facetas en todos mis períodos, especialmente el universitario.

Mi polola, Rosario, merece un agradecimiento especial, ya que sin duda este proceso habría sido mucho más caótico. Sus palabras de ánimo y consuelo cuando las cosas no se daban, su ayuda en los últimos momentos y su gran paciencia conmigo fueron sin duda un gran apoyo para mí.

A lo largo de la carrera conocí muchísima gente y algunos se hicieron parte de mi vida e influyeron en ella. Voy a comenzar por antigüedad, con los cabros de LaPasta, que fueron los primeros con quienes compartí, estudié y empecé a formar mi pensamiento en este mundo de la Universidad de Chile. Luego, los cabros de SíndromeBeauchef con quienes compartí cancha y noche con un sello muy particular. Los tiempos fueron cambiando y la exploración y psicodelia me llevo a la FAE y LaEsquina, con quienes reí, disfruté, aprendí, y volé. Mucho. Finalmente, toda la gente que conocí en el DIE, que algunos se hicieron presentes a lo largo de mi paso por el departamento. Aquí quiero detenerme en los Gabis (Gabi y Gabrielinho), el otro Tomy, Luky y Cata, de quienes aprendí, encontré motivación, apoyo y compartí tardes de relajo/trabajo en nuestra querida terraza.

También quiero agradecer al proyecto Eolian, que fue mi motivación durante casi toda la carrera y me entregó conocimiento, y aprendizaje en áreas de mi vida que no tenía tan desarrolladas. En particular agradecer a las niñas del TeamCeldas del Eolian Fénix, con quienes compartí muchas horas de trabajo, copuchas y amistad y que en el último tiempo tuve que desaparecer. Gracias por la comprensión y apoyo.

Quiero reconocer también a mis amigos de la vida, los cabros de ShenLong y TEI Jr. por estar todos los fines de semana en la cancha distrayéndome y formando amistad con cada partido que pasa. A las Logas, Gola, Leyla, Trini, Gabi, pollo y también a los cabros Diego, Andrés, Kazuela, Palma y el resto de los Campino que han estado esperando este momento conmigo todos estos años

Básicamente, agradecerles a todos con los que tuve la suerte de compartir, disfrutar, aprender y crecer. Especialmente a los que hoy siguen conmigo dando cara a lo que venga, siempre sabiendo disfrutar de la vida!

Por último, agradecer a los proyectos U-inicia UI0010/15 y CONICYT/FONDAP/15110019 por el apoyo que han entregado en esta memoria de título.

Tabla de contenido

1. CAPÍTULO I.....	1
Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos.....	1
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Alcances.....	2
2. CAPÍTULO II.....	4
Definición de Conceptos.....	4
2.1 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).....	4
2.2 Micro y Nano-Redes (MR y NR).....	5
2.3 Demanda Eléctrica.....	7
2.3.1 Características.....	7
2.3.2 Tipos de demanda.....	9
2.3.3 Artefactos eléctricos típicos.....	10
3. CAPÍTULO III.....	13
Diseño de Micro-Redes.....	13
3.1 Métodos Tradicionales.....	13
3.1.1 Técnica de Construcción Gráfica.....	13
3.1.2 Técnicas Iterativas.....	13
3.1.3 Enfoques Probabilísticos.....	14
3.1.4 Enfoques de Trade-off.....	14
3.1.5 Técnicas de Programación Lineal.....	14
3.1.6 Resumen y Comparación.....	15
3.2 Nueva Generación de Métodos de Optimización.....	15
3.2.1 Algoritmo Genético.....	16
3.2.2 Optimización de Enjambre de Partículas.....	16
3.2.3 Optimización de Cristalización Simulada.....	16
3.2.4 Algoritmo de Búsqueda DIRECT.....	16
3.2.5 Otros Enfoques de la Nueva Generación.....	17
3.2.6 Algoritmos Híbridos.....	17
3.2.7 Resumen y Comparación.....	17
3.3 Herramientas Computacionales.....	18

4	CAPÍTULO IV	19
	Metodología de Trabajo.....	19
4.1	Propuesta de metodología de diseño.....	20
4.1.1	Problema de Optimización	20
4.1.2	Datos de Entrada.....	23
4.1.3	Cálculo/Simulación	39
4.2	Validación Propuesta de Metodología de Diseño.....	40
4.2.1	Casos de Estudio.....	40
4.2.2	Operación.....	40
4.2.3	Discusión	44
	CAPÍTULO V	45
	Casos de Estudio.....	45
5.1	Datos de Entrada.....	45
5.1.1	Tecnologías.....	45
5.1.2	Costos	46
5.1.3	Condiciones Climáticas	47
5.1.4	Curvas de Demanda.....	47
5.2	Herramientas de Cálculo.....	49
5.2.1	FICO	49
5.2.2	HOMER.....	49
5.3	Resultados	50
5.3.1	Diego de Almagro	50
5.3.2	El Quisco	52
5.3.3	Vitacura	53
5.4	Operación.....	55
5.4.1	Modelo.....	55
5.4.2	Datos de Entrada.....	56
5.4.3	Resultados.....	57
5.5	Análisis de Resultados	63
	CAPÍTULO VI.....	68
	Conclusiones y Trabajo futuro	68
6.1	Conclusiones	68
6.2	Trabajo Futuro	69
	Bibliografía.....	70

ANEXOS	74
ANEXO A: Radiación solar en las comunas seleccionadas	74
I. Diego de Almagro	74
II. El Quisco	75
III. Vitacura	76
ANEXO B: Temperatura en las comunas seleccionadas	77
I. Diego de Almagro	77
II. El Quisco	78
III. Vitacura	79
ANEXO C: Velocidad de viento en las comunas seleccionadas	80
I. Diego de Almagro	80
II. El Quisco	81
III. Vitacura	82
ANEXO D: Bloques de Matlab/Simulink	83
I. Control de Potencia	83
II. Control de Voltaje	84
III. Control de Corriente	86
IV. Fuente Ideal de Tensión	86
V. Cargas Controladas	87
APÉNDICES	89
APÉNDICE A: Principio de Funcionamiento Panel FV	89
I. Efecto Fotoeléctrico	89
II. Juntura Semiconductora	90
APÉNDICE B: Generación Eólica	92
I. Generadores Eólicos	92
APÉNDICE C: Sistemas de Almacenamiento de Energía (Baterías)	96
I. SoC y SoH	96
II. Tecnologías	99
APÉNDICE D: Control de Micro-Redes	101
I. Control y Requerimientos de Protecciones	101
II. Control Primario (Bajo Nivel)	102
III. Control Secundario (Medio Nivel)	105
IV. Control Terciario (Alto Nivel)	108
V. Clasificación de Convertidores	109

VI. Esquemas de Control.....	113
------------------------------	-----

Índice de Tablas

Tabla 1: Comparación de tecnologías de iluminación.	12
Tabla 2: Resumen de consumo anual de artefactos eléctricos.....	12
Tabla 3: Comparación de algunos métodos tradicionales usados para dimensionamiento de MR [15].	15
Tabla 4: Comparación de algunos métodos de nueva generación para dimensionar MR [15].	17
<i>Tabla 5: Valores de coeficiente de Hellmann</i>	29
Tabla 6: Comunas seleccionadas para los casos de estudio	45
Tabla 7: Parámetros de las distintas tecnologías	46
Tabla 8: Costos unitarios de inversión de cada tecnología.....	46
Tabla 9: Precios de combustible para cada comuna	47
Tabla 10: Consumo residencial promedio por comuna en el año 2016.....	47
Tabla 11: Resultados de FICO y HOMER para la comuna de Diego de Almagro	51
Tabla 12: Resultados de FICO y HOMER para la comuna de El Quisco	52
Tabla 13: Resultados de FICO y HOMER para la comuna de Vitacura	54
Tabla 14: Datos de entrada para modelo en Matlab/Simulink	56
Tabla 15: Técnicas de estimación de estado de carga de una batería.....	96

Índice de Figuras

Figura 1: Representación de un SEP [1].....	5
Figura 2: Perfil de demanda diario residencial. Elaboración propia [6].....	8
Figura 3: Curva de demanda promedio de un grupo de usuarios en el centro de México [7].....	9
Figura 4: Curva de demanda comercial. Medida en Geología, FCFM, Universidad de Chile. Elaboración propia [8].....	10
Figura 5: Categorías de Eficiencia Energética para electrodomésticos en Chile [9]	11
Figura 6: Resumen metodología de trabajo.....	20
Figura 7: Circuito equivalente de la celda fotovoltaica [29].	24
Figura 8: Curva V-P real de una celda fotovoltaica [29].....	25
Figura 9: Curvas V-I teórica y real de una celda fotovoltaica [28] [29].	25
Figura 10: Variabilidad del viento. (A) Instantánea; (B) Diaria; (C) Estacional; (D) Anual [30]	28
Figura 11: Rosa de los vientos [30].....	29
Figura 12: Potencia de entrada (gris), Potencia útil (azul), Potencia de salida (roja) de un aerogenerador [30].....	30
Figura 13: Curva de potencia de Aerogenerador [31]	30
Figura 14: Disco Actuador.	31
Figura 15: Configuración de Acumulador Electroquímico Reversible [32].	33
Figura 16: Circuito Equivalente de Acumulador Electroquímico [32].	34
Figura 17: Conexión de baterías en serie.....	35
Figura 18: Conexión de baterías en paralelo.	35
Figura 19: Conexión de baterías serie-paralelo	35
Figura 20: Estado de carga (SoC) y Capacidad de una batería.	36
Figura 21: Topología de la NR considerada.....	41
Figura 22: Lazo de control del inversor	41
Figura 23: Lazo de control de voltaje.....	43
Figura 24: Lazo de control de corriente	43
Figura 25: Curvas de demanda residencial de un día cualquiera para las tres comunas seleccionadas. Elaboración propia.....	48
Figura 26: Modelo de la red en Matlab/Simulink	55
Figura 27: Esquema de control en Matlab/Simulink	56
Figura 28: Potencia activa y frecuencia en condición de operación 1.....	57
Figura 29: Potencia reactiva y tensión en condición de operación 1.	58
Figura 30: Potencia activa y frecuencia en condición de operación 2.....	59
Figura 31: Potencia reactiva y tensión en condición de operación 2.	59
Figura 32: Potencia activa y frecuencia en condición de operación 3.....	60
Figura 33: Potencia reactiva y tensión en condición de operación 3.	61
Figura 34: Potencia activa de entrada y salida del inversor y frecuencia a lo largo de un día de operación.	62
Figura 35: Potencia reactiva y tensión a lo largo de un día de operación.	62
Figura 36: Tendencia del estado de carga en la solución de HOMER.....	63
Figura 37: Tendencia del estado de carga en la solución del modelo propuesto.	64
Figura 38: Operación de la NR en un día cualquiera.	66
Figura 39: Estado de carga de las baterías en un día de operación.	67

Figura 40: Promedio de la radiación global horizontal para cada mes y cada hora en Diego de Almagro.....	74
Figura 41: Promedio de la radiación global horizontal para cada mes y cada hora en El Quisco.	75
Figura 42: Promedio de la radiación global horizontal para cada mes y cada hora en Vitacura.	76
Figura 43: Promedio de la temperatura para cada mes y hora en Diego de Almagro.	77
Figura 44: Promedio de la temperatura para cada mes y hora en El Quisco.	78
Figura 45: Promedio de la temperatura para cada mes y hora en Vitacura.	79
Figura 46: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora en Diego de Almagro.	80
Figura 47: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora en El Quisco.	81
Figura 48: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora en Vitacura.	82
Figura 49: Bloque de cálculo de potencia y control Droop en Matlab/Simulink.	83
Figura 50: Filtro pasa bajos	83
Figura 51: Control Droop implementado en Matlab/Simulink	84
Figura 52: Control de voltaje implementado en Matlab/Simulink.....	85
Figura 53: Control de corriente implementado en Matlab/Simulink.....	86
Figura 54: Fuente Ideal de Tensión implementada en Matlab/Simulink.....	86
Figura 55: Fuente controlada de tensión implementada en Matlab/Simulink	87
Figura 56: Esquema de cargas controladas implementado en Matlab/Simulink.....	87
Figura 57: Carga controlada	88
Figura 58: Efecto Fotoeléctrico	90
Figura 59: Juntura PN.....	90
Figura 60: Turbina Eólica de eje horizontal con rotor tipo hélice. 1 pala, 2 palas y 3 palas [42].	93
Figura 61: Variación de capacidad en función de la temperatura [46] [47].	97
Figura 62: Número de ciclos de uso en función de profundidad de descarga (DoD) [47].	98
Figura 63: Tiempo de descarga según corriente [46].	98
Figura 64: Relación de potencia y capacidad específica de distintas tecnologías.	99
Figura 65: Niveles de control jerárquico: primario, secundario y terciario [44].	103
Figura 66: Característica droop típica Q-V [44].	104
Figura 67: Característica droop típica P-w [44].	104
Figura 68: Enfoque centralizado del control secundario de micro-redes [44].	107
Figura 69: Estructura interna de un LC [44].	108
Figura 70: Representación simplificada del control de los convertidores. (a) grid-forming, (b) grid-feeding, (c) grid-supporting como fuente de corriente y (d) grid-supporting como fuente de voltaje [45].	109
Figura 71: Estructura básica de control de un convertidor grid-feeding como fuente de corriente [45].	111
Figura 72: Estructura básica de control de un convertidor grid-forming como fuente de voltaje [45].	111
Figura 73: Estructura básica de control de un grid-supporting como fuente de voltaje [45].	112
Figura 74: Estructura básica de control de un grid-supporting como fuente de corriente [45]. ...	113
Figura 75: Circuito equivalente de la conexión a la red de un convertidor [45].	117
Figura 76: Representación fasorial de conexión a la red de un convertidor [45].	117
Figura 77: Diagrama de bloques de lazo de control con impedancia virtual [45].	120

CAPÍTULO I

Introducción

Durante las últimas décadas el cambio climático, los avances en tecnología y la creciente explotación de las fuentes renovables de energía han motivado investigación y desarrollo en torno a la incorporación de estas fuentes a los sistemas eléctricos. Dicha incorporación se ha dado a gran escala en el sector de generación, pese a ello, últimamente también ha cobrado fuerza en el desarrollo de micro y nano-redes, ya que posee ventajas como reducción de pérdidas debido a la cercanía entre la generación y el consumo. Dichas redes cuentan con generación mediante fuentes renovables en media o baja tensión y consumos locales. Pueden operar conectadas al sistema de distribución o también en modo isla, es decir, de forma autónoma.

Otro factor por considerar es el progresivo crecimiento urbano, lo que ha provocado la necesidad de llevar energía eléctrica a nuevos lugares y, por ende, expansiones en las redes de distribución (y transmisión en caso de ser necesario), las cuales requieren grandes inversiones. Una alternativa a esto es la generación distribuida o generación en los lugares de consumo en micro o nano-redes.

Por otro lado, existen consumos flotantes (que existen un tiempo limitado) como ferias, conciertos, eventos, entre otros, que necesitan electricidad. Este tipo de consumos usualmente son alimentados con grupos electrógenos o generadores diésel, dependiendo del tamaño.

1.1 Motivación

Dado lo anterior es que se han desarrollado variadas herramientas de cálculo para dimensionar el tamaño de la MR o NR y determinar su operación. Estas herramientas para diseñar micro-redes óptimas hacen un cálculo muy detallado, lo que se puede traducir en horas e incluso días de simulación y cálculo. Para el caso de las nano-redes que no superan los 3[kW] – 5 [kW] de potencia instalada, es posible que las herramientas existentes estén sobredimensionadas. Es por esto que surge la inquietud de tener una herramienta que, sin pérdida de precisión en el resultado, mejore los tiempos de cálculo para estas redes más pequeñas.

Frente a ello este trabajo busca proponer una metodología para diseñar y controlar micro o nano-redes modulares. Para ello la propuesta se basa en un modelo matemático simple, considerando menos factores, para disminuir la cantidad de cálculos y de esta forma generar una herramienta que ayudará al diseño rápido de micro o nano-redes para consumos temporales, tales como faenas de construcción, ferias y festivales, o para hogares o negocios que estén sin conexión.

1.2 Objetivos

Para llevar a cabo lo antes mencionado, se proponen los siguientes objetivos generales y específicos.

1.2.1 Objetivo general

Esta memoria tiene como objetivo principal disponer una herramienta con bajo requerimiento computacional de libre acceso para diseñar una nano-red modular, que pueda abastecer consumos aislados en todo momento, de forma estable y confiable.

1.2.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos que se abordan en el trabajo son:

- Plantear una metodología para dimensionar una nano-red, que opere en modo isla y abastezca el consumo en todo momento.
- Validar la propuesta a través de casos de estudio, mediante simulaciones y/o implementación de un prototipo.
- Proponer una estrategia de control/gestión de la nano-red.
- Validar esquema de control mediante simulaciones.
- Discutir sobre posibles soluciones para coordinar múltiples nano-redes que formen una micro-red.

Con esto, el documento queda estructurado de la siguiente forma. Primero se hace una definición de conceptos claves para entender el trabajo. Luego se hace una revisión de distintos métodos para diseñar MR y NR, con esto se propone una metodología detallada, que plantea un problema de optimización lineal entera mixta. Se modelan las distintas tecnologías para determinar su aporte, junto con la obtención y estimación de sus parámetros de entrada. Luego se proponen tres casos de estudio para poner a prueba la metodología en distintos escenarios (clima desértico, costero y mediterráneo) con distintas curvas de carga.

Los resultados obtenidos con el modelo planteado se comparan con los resultados obtenidos, para los mismos casos de estudio, con la herramienta especializada HOMER. Una vez se tienen estos resultados, se propone un esquema de control basado en control Droop y control de Voltaje para garantizar la estabilidad del sistema y la eventual conexión de más módulos. La nano-red dimensionada se simula en Matlab/Simulink para aplicar este esquema de control y así demostrar que la metodología propuesta es capaz de dimensionar micro o nano-redes que son estables y capaces de abastecer el consumo en todo momento operando en modo isla.

Finalmente, se discuten estos resultados y se proponen mejoras y trabajo a futuro para complementar este trabajo.

1.3 Alcances

Este proyecto tiene como objetivo generar una herramienta de dimensionamiento de MR y NR, por lo que sólo se concentra en este aspecto y no en la operación de las mismas. Es por ello que, cuando se hace el análisis comparando la propuesta con herramientas profesionales de dimensionamiento (que también consideran operación de la red) sólo se toman en cuenta los

aspectos de dimensionamiento, es decir, cuantas unidades de generación hay que instalar para abastecer el consumo dado.

Así mismo, el esquema de control que se propone busca validar el funcionamiento estable de la NR dimensionada ante diferentes condiciones de operación. La optimización del control y gestión energética de la NR está fuera de los alcances de esta memoria, pero puede ser abordada con herramientas tales como un Energy Management System (EMS) como el propuesto en [1] por ejemplo.

Por último, la metodología y modelo propuesto son de libre acceso, no obstante, no todas las herramientas que realizan el cálculo de optimización son abiertas al público, por lo que queda a criterio, de quien desee usar el material generado en este trabajo, la herramienta de cálculo a utilizar.

CAPÍTULO II

Definición de Conceptos

A continuación, se desarrollan los principales conceptos utilizados durante el trabajo.

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) corresponde al conjunto de instalaciones que permiten generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad [1]. Estos sistemas varían en tamaño y componentes estructurales, sin embargo, todos tienen las mismas características básicas: Utilizan una red de 3 fases en corriente alterna, operando esencialmente a voltaje constante. Los sistemas de generación (G_X) y transmisión (T_X) utilizan equipos trifásicos. Las cargas industriales son invariablemente trifásicas, mientras que las cargas residenciales y comerciales son monofásicas, distribuidas igualmente entre las fases de manera de lograr un sistema trifásico balanceado [2].

Otra característica de los SEP es que utilizan máquinas sincrónicas para la generación de electricidad. Las máquinas rotatorias convierten los recursos primarios de energía en energía mecánica, que luego es traspasada a los generadores para ser transformada a energía eléctrica [2]. Hoy en día, las ERNC (Energías Renovables No Convencionales) están teniendo una creciente incorporación a estos sistemas, utilizando nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica.

En términos de extensión, estos sistemas son vastos, tienen consumidores en lugares muy remotos, por lo que se necesitan extensas redes de transmisión. A la vez, estas redes tienen subsistemas con diferentes niveles de tensión.

Las redes eléctricas pueden clasificarse según su función, la que determina las cantidades de energía y potencia que dicho sistema entregará (o recibirá) y, por ende, el nivel de tensión usado. Se pueden distinguir: Redes de usuarios, Redes industriales, Redes de distribución. Redes de subtransmisión, Redes de transmisión y Redes de interconexión [1]. Otra clasificación es según su nivel de tensión, lo que limita las potencias a transferir y fija las dimensiones de los conductores y equipos. Se pueden distinguir: Redes de baja tensión (inferior a 1 [kV] entre fases), Redes de media tensión (entre 1 y 35 [kV] entre fases) y Redes de alta tensión (de 40 a 300 [kV] entre fases) [1].

En la Figura 1 se muestra una representación de un SEP unilineal y sus equivalentes trifásico y monofásico.

La energía eléctrica es la más fácil de transmitir y controlar, con niveles relativamente altos de confiabilidad y eficiencia. Dado esto, es que los SEP deben cumplir ciertos requisitos [2]:

- El sistema debe poder soportar los continuos cambios en la demanda de potencia activa y reactiva. Debido a la complejidad de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica, es necesario tener ciertos niveles de reserva en giro para poder suplir estos cambios.
- El SEP debe entregar energía al menor costo y con el menor impacto ecológico posible.
- Debe cumplir ciertos estándares de calidad de suministro: Frecuencia dentro de un rango de operación admisible en torno a un punto de operación (50 [Hz] en Chile), Voltaje dentro de un rango de operación admisible en torno a un punto de operación (220 [V_{fn}] en Chile) y Niveles de Confiabilidad.

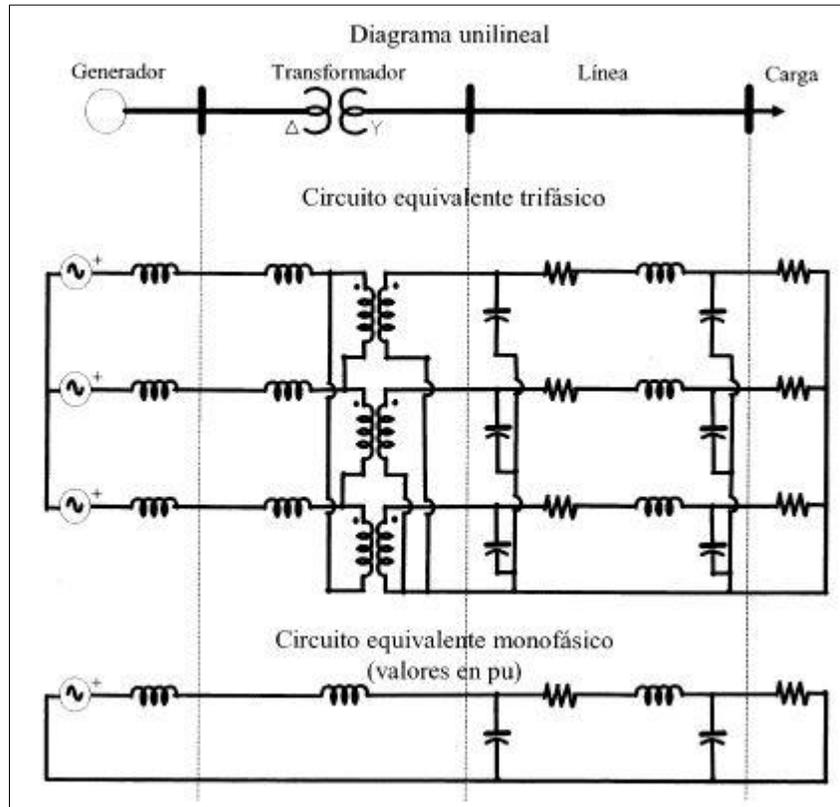


Figura 1: Representación de un SEP [1].

2.2 Micro y Nano-Redes (MR y NR)

Para desarrollar el concepto de Micro-Redes (MR) es necesario abordar ciertos conceptos previamente. Tal es el caso de la *Generación Distribuida* (GD), la que corresponde a centrales generadoras de menor tamaño conectadas a la red a través de un área de generadores en el punto de conexión común. Estas centrales generadoras se reparten la carga, que se ubica lo más próxima posible a ellas. Los *Recursos Distribuidos* (RD) son recursos de energía eléctrica que no están conectados directamente a un sistema de transmisión que lleve pequeños paquetes de energía. Estos recursos pueden ser generadores como así también sistemas de almacenamiento. El *Punto de Conexión Común* (PCC) corresponde al punto donde los generadores locales se conectan con el área de generadores y así quedan conectados a la red. Los *sistemas híbridos* son

aquellos que combinan más de una tecnología para la generación de electricidad, de manera de poder proveer energía de una manera controlada [3].

Dado lo nuevo y contemporáneo del tema, en la literatura existen diversas definiciones de lo que es una MR. Algunos las definen como sistemas de distribución con cargas y GD que pueden ser operados controlada y coordinadamente, estando conectados a la red principal o en modo isla. Otros dicen que son redes de distribución que incluyen generación (GD) y almacenamiento. Además, son capaces de operar en modo isla. Otros autores se refieren a ellas como un subconjunto de un sistema de potencia autosustentable y autónomo que es capaz de operar independiente de la red o conectado a ella [3] [4].

Debido a las diferentes definiciones, este proyecto entenderá como *Micro-Red a un sistema eléctrico de baja escala que está a Media o Baja Tensión, que consta de equipos de generación (coordinados), almacenamiento (opcional) y cargas o consumos, puede operar conectado a la red principal, así como también autónomamente en modo isla.*

Algo importante es no confundir estas definiciones con otras parecidas. Una MR NO es una forma de tecnología como una microturbina conectada a un edificio comercial, por ejemplo, ya que esto sería generación distribuida. Como tampoco lo es un grupo de generadores individuales que no estén coordinados [4], porque una característica fundamental es la coordinación de los agentes participantes. En este caso, una NR tiene las mismas características y funciones que una MR, pero a una escala aún menor.

Algunas características de las MR son: Agrupan consumos y generación, no existe un medio de comunicación explícito, tienen capacidad de Plug&Play, se administran localmente para mejorar la eficiencia y son sistemas escalables [3]. Existen también diversos tipos de MR como industriales y comerciales privadas (son operadas por sus dueños y tienen poca interacción con la red, su principal función es dar soporte a la operación, de manera económica y confiable), organizaciones gubernamentales (bases militares, edificios públicos, municipalidades, entre otros, y buscan mejorar la operación económica operando en paralelo con la red de distribución) y MR de las empresas de distribución (algunas distribuidoras poseen MR para algunos clientes con necesidades especiales o zonas de difícil acceso) [4]. Pueden usarse también, como sistemas de respaldo ante emergencias para consumos críticos (hospitales, centros de datos, entre otros) en zonas urbanas, y en zonas rurales como medios de electrificación de localidades, granjas y prototipos para desarrollo de nuevas tecnologías [3].

Por último, algunas ventajas de la utilización de las MR y NR son [3] [4]:

- La distancia física entre generadores y consumidores es muy corta.
- Proveen servicios de energía adaptados a los usuarios finales, como continuidad de suministro en periodos con fallas en la red principal.
- Perfil de tensión mejorado.
- Las MR operan de manera más eficiente y confiable en comparación a servicios de respaldo típicos.
- Reducción de pérdidas y/o sobrecargas.
- Reducción de infraestructura a gran escala y su impacto en el medio ambiente.
- Proveedor de servicios complementarios.

- Reducción del precio de la energía.
- Mayor participación e involucramiento de la sociedad (o localidad).
- Al operar conectado a la red, mejoran la operación económica y la confiabilidad y seguridad de suministro.
- Fomentan la innovación tecnológica en temas de energía y comunicaciones.

2.3 Demanda Eléctrica

La demanda eléctrica es uno de los elementos más importantes dentro de un sistema eléctrico, ya que es la que determina la capacidad de generación que debe tener el sistema. Además, es el elemento que varía segundo a segundo y hay que abastecerlo en todo momento. Como se verá más adelante, la generación instantánea debe ser igual a la demanda, ni más ni menos. Es por esto que en MR uno de los mayores retos es mantener este balance entre generación y demanda. Dependiendo de la demanda máxima y su proyección en el tiempo se puede realizar el dimensionamiento de la generación requerida en una MR.

A partir de ello, la demanda eléctrica es la potencia promediada en un intervalo corto y específico de tiempo (25, 30 o 60 minutos, por ejemplo) presente en los terminales de un sistema. Se define como la cantidad de energía que pueden ser adquiridos en los diferentes precios del mercado por un consumidor o por el conjunto de consumidores en un momento determinado [1]. La demanda eléctrica varía a lo largo del día, de la semana y del año, dado que es incontrolable (en gran medida) ante interrupciones o cortes, puede resultar muy costosa. La capacidad de generación instalada debe ser capaz de cubrir la demanda máxima, aun que ésta se presente unos pocos minutos en el año. Además, es necesario que haya suficiente capacidad de energía disponible para hacer frente a la incertidumbre en la disponibilidad de generación y el aumento imprevisto de la demanda [5].

2.3.1 Características

Como se mencionó previamente, la demanda eléctrica es variable, dichas variaciones dependen del día de la semana (hábil, fin de semana o festivo), del tipo de cliente (residencial, comercial o industrial), temperatura (estación del año, si es verano o invierno), régimen anual (época de vacaciones o resto del año) e incluso el segmento económico del cliente es determinante en los perfiles de demanda. Existen otros factores que también inciden en la curva de demanda de energía, como el constante desarrollo económico, uso ineficiente de la energía, uso de equipos obsoletos o ineficientes, malos hábitos en el uso de energía, tarifas sin señales de precio, entre otros [5].

En los perfiles de demanda se pueden distinguir tres valores clave: Demanda máxima (Demanda punta) es el valor máximo en un período de tiempo determinado, Demanda mínima (Carga base) es el valor mínimo de la demanda en un período de tiempo determinado y la Demanda media, que es la relación entre la energía consumida en un período de tiempo y la duración del período. La demanda media se define como:

$$D_{med} = \frac{E}{T} = \frac{\int_0^T P(t)dt}{T} [W] \quad (0.1)$$

Además de estos valores, hay ciertos elementos que caracterizan y entregan información sobre la demanda:

- **Perfil de Demanda** → Es la curva de carga, puede ser diaria, semanal o anual, dependiendo del período de tiempo que se considere. En la Figura 2 se muestra un perfil de demanda, de elaboración propia [6], para un consumo residencial en un día. Fue elaborado conociendo el consumo de energía diario (en [kWh]), los equipos que había en el domicilio (a los que se les buscó el consumo de potencia) y los hábitos de la familia residente. En base a estos datos se generó el perfil de la imagen, con una precisión de 6 minutos.

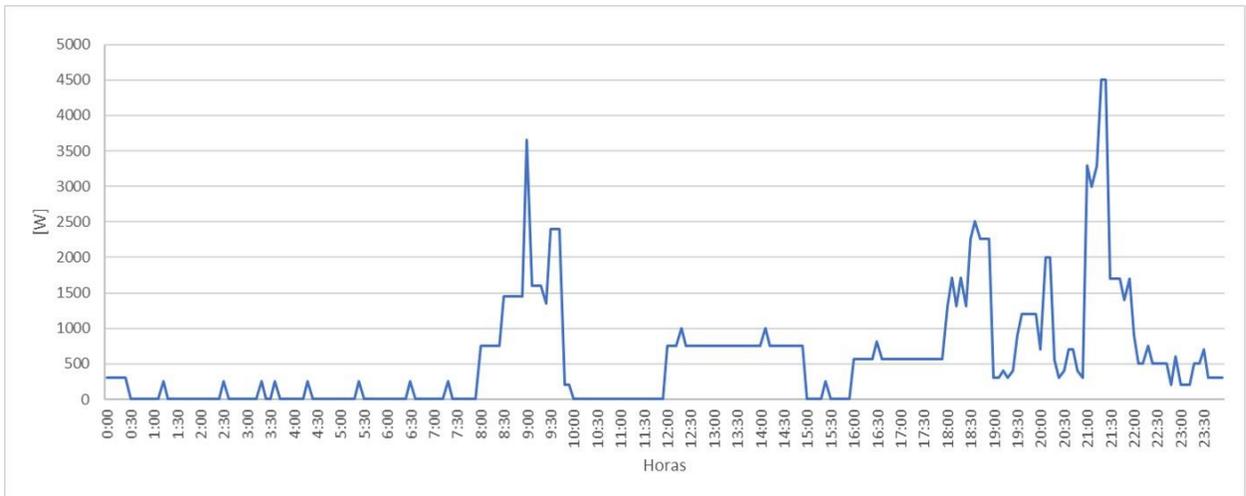


Figura 2: Perfil de demanda diario residencial. Elaboración propia [6].

- **Factor de Carga** → Es la relación entre la demanda media y la demanda máxima, medido en un intervalo de tiempo específico:

$$f_c = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{E}{T \cdot D_{max}} = \frac{\int_0^T P(t)dt}{T \cdot D_{max}} \quad (0.2)$$

- **Factor de Demanda** → Mide la utilización real que se hace del equipo instalado. Es la relación entre la demanda máxima de uno o varios consumidores durante un período de tiempo específico y la potencia eléctrica instalada:

$$f_{dem} = \frac{D_{max}}{P_{instalada}} \quad (0.3)$$

- **Factor de Diversidad** → Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima conjunta:

$$f_{div} = \frac{\sum_i D_{max_i}}{D_{max}} \quad (0.4)$$

Por último, el consumo eléctrico es la energía utilizada en un período T total. Es el área bajo la curva de carga. Los consumos eléctricos además de requerir potencia activa P, también necesitan potencia reactiva Q. Para esto, se identifican las potencias con un factor que relaciona la potencia activa con la potencia aparente, conocido como *factor de potencia*:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad \text{ó} \quad \tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (0.5)$$

2.3.2 Tipos de demanda

Existen tres tipos de clientes dentro del sector eléctrico: residenciales, comerciales o industriales. Los clientes residenciales son los que tienen más marcado el efecto de la estacionalidad y su definición va muy ligado a aspectos sociales, climáticos y económicos [5]. Este tipo de demanda puede cambiar de una casa a otra dependiendo de los equipos eléctricos que posean y los hábitos de uso de los residentes. En la Figura 3 se ve un ejemplo de demanda residencial, con valores reales medidos por un grupo de investigadores mexicanos [7]. Estos datos fueron tomados con equipos de medición en cada artefacto eléctrico, en un grupo de hogares en la zona central de México.

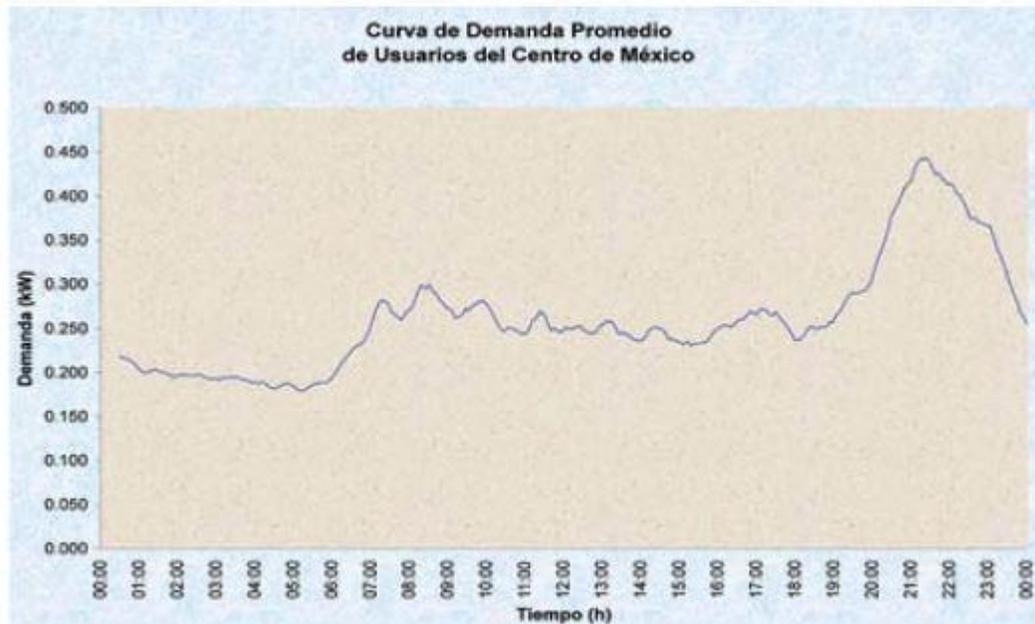


Figura 3: Curva de demanda promedio de un grupo de usuarios en el centro de México [7].

Se puede ver que durante la noche el consumo es bajo, pero a medida que comienza el día, la gente se levanta y empieza con su rutina diaria generando un aumento brusco durante las

primeras horas de la mañana. Durante el día y la tarde la demanda se mantiene más o menos estable. Al llegar la noche se incrementa bruscamente de nuevo, alcanzando los valores máximos. Esto debido a las luces encendidas, el televisor, los microondas para comer, entre otros. En general la curva de demanda depende de los hábitos de las personas, pero el comportamiento típico tiene esta forma. Cabe destacar que los días de semana se parecen más a esta curva y los fines de semana el consumo podría variar un poco, tal como se mencionó previamente.

Los clientes comerciales tienen fluctuaciones estacionales, provocadas generalmente por calentadores o aire acondicionado. En la Figura 4 se muestra un ejemplo de una curva de carga semanal de un cliente comercial. La curva es de elaboración propia [8] y corresponde a datos reales medidos en el edificio de Geología de la FCFM de la Universidad de Chile.

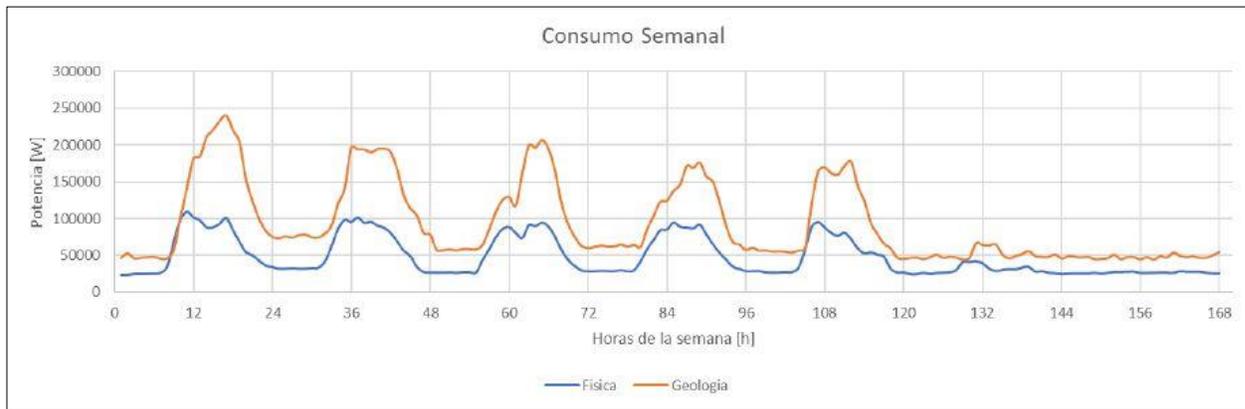


Figura 4: Curva de demanda comercial. Medida en Geología, FCFM, Universidad de Chile. Elaboración propia [8].

En la imagen se ve como los consumos son similares durante los días de la semana y el fin de semana decae. Esto corresponde a todos los equipos, laboratorios, luces, entre otros, que se ocupan en el campus universitario durante la jornada, alcanzando *peaks* en los horarios de medio día y la tarde. Una característica de estos consumos es que son “planos”. Tal como se mencionó previamente, los consumos son muy similares a lo largo del día y de la semana, por lo que modelarlos es un poco más sencillo en comparación a un cliente residencial.

Por último, están los clientes industriales que no tienen muchas variaciones, ya que es un gran consumo funcionando por largos períodos de tiempo. Las curvas dependen del tipo de industria y están correlacionadas con factores macroeconómicos. Estos clientes están fuera del alcance de este trabajo y no se tiene un ejemplo para ilustrar su comportamiento.

2.3.3 Artefactos eléctricos típicos

Los electrodomésticos son la principal fuente de consumo en clientes residenciales y varios comerciales. Toman determinadas categorías de acuerdo a su eficiencia. La clasificación se hace usando letras y colores, que van desde el verde y la letra A para los equipos más eficientes hasta el rojo y la letra G para los equipos menos eficientes (ejemplo en la Figura 5) [9].

En general, los electrodomésticos tienen una vida útil superior a 10 años, salvo los de iluminación. Esto es conveniente, ya que, si se tienen equipos tipo A, en el largo plazo presenta un ahorro significativo en el consumo de electricidad.

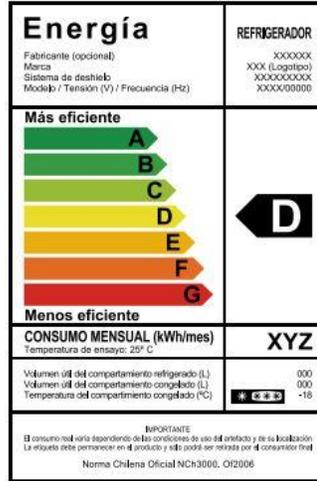


Figura 5: Categorías de Eficiencia Energética para electrodomésticos en Chile [9].

La eficiencia no es lo único que importa en un electrodoméstico, también influyen el tamaño de éstos y las funciones que cumplan, además, pueden ser eficientes, pero si aun así consumen mucho, es preferible darles poco uso. La Comisión Nacional de Energía (CNE) elaboró la *Guía Práctica de la buena energía* donde entregan algunos consejos sobre el uso de estos artefactos para ser más eficiente. También muestran un estudio con estadísticas sobre el consumo de electricidad a nivel residencial en Chile. Los principales artefactos que señala la CNE son [10]:

- **Refrigerador** → En general tienen baja potencia (200 [W]), pero su uso continuo provoca que sea el que más consume. Es el equipo que más consume electricidad en una vivienda, alcanzando el 32% del total.
- **Lavadora de ropa** → Es uno de los equipos que más consume (después del refrigerador y el televisor). En general se usa entre 3 y 5 veces por semana en los hogares chilenos. La mayor parte de la energía la consume en la fase de calentamiento de agua (80% - 85% de la energía).
- **Aire acondicionado** → De a poco ha ido aumentando su uso en Chile, pese a ello, en general no se construyen instalaciones centralizadas de aire acondicionado, lo que provoca la creación de instalaciones independientes, las cuales suelen ser menos eficientes. Existen sistemas compactos, que tienen el evaporador y el condensador dentro de la misma carcasa, sistemas Split, que tienen una unidad exterior (condensador), y otra interior (evaporador) conectados por tuberías para que pueda circular el refrigerante y los transportables, en dos versiones. De todos los anteriores, los de menor eficiencia son los de pared.
- **Ventilador** → Al hacer circular el aire, da una sensación de menor temperatura (entre 3 y 5 [°C] menos) y su consumo es muy bajo.
- **Pequeños electrodomésticos** → Los pequeños electrodomésticos que se limitan a realizar alguna acción mecánica (batir, picar, entre otros.), con excepción de la aspiradora, tienen

por lo general potencias bajas. Sin embargo, los que producen calor (plancha, tostadora, secador de pelo, entre otros) tienen potencias mayores y por tanto consumos importantes.

- **Televisor y equipo audiovisual** → Al igual que el refrigerador, su potencia es baja, pero su uso prolongado hace que sea un gran consumidor. Representan cerca del 3% del consumo total.
- **Equipos de oficina** → En los computadores e impresoras, la pantalla es el elemento que más consume energía.
- **Iluminación** → Representa el 27% del consumo en el hogar (en una oficina puede ser más). Existen varios tipos: incandescentes (mayor consumo, más baratas y menor vida útil), halógenas (menor consumo, más caras y duran más) y tubos fluorescentes (más eficientes, más caros y mayor vida útil). En la Tabla 1 se puede ver una comparación de las distintas alternativas que hay para iluminar [10]:

Tabla 1: Comparación de tecnologías de iluminación.

Tipo de lámpara	Potencia [W]	Flujo Luminoso [lm]	Vida Útil [h]
Incandescente	25 a 500	220 a 8200	1000
Halógena	40 a 2000	500 a 50000	2000
Tubo Fluorescente	15 a 48	1150 a 5200	14000 a 18000
Fluorescente Compacta	5 a 55	200 a 4800	8000 a 13000

Según la CNE, en promedio los aparatos que se usan y el consumo que representan se pueden ver en el resumen de la Tabla 2 [10]:

Tabla 2: Resumen de consumo anual de artefactos eléctricos.

Aparato	Potencia [W]	Uso semanal [h]	Consumo anual [kWh]
Refrigerador	400	21	437
Televisor	65	56	189
Lavadora	395	8	164
Aspiradora	1.500	2	156
Ampolleta	100	28	146
Cafetera	850	3	133
Plancha	1.000	2	104
Secador de pelo	400	3	62
Microondas	1.000	1	52
Juguera	350	2	36
DVD	75	4	16

CAPÍTULO III

Diseño de Micro-Redes

El problema de la mejor selección de los elementos que compondrán una MR, previa su construcción es una tarea muy importante y desafiante, dado que existen trade-off entre las diferentes fuentes de generación que pueden ser incorporados en estas [11]. Existen variados criterios que son importantes al momento de diseñar una MR como lo son: el tipo de carga (comercial, residencial o industrial), el modo de operación de la MR (aislada o conectada a la red principal), las tecnologías disponibles (fotovoltaica, eólica, microturbinas diésel, etc.), la seguridad de suministro requerida, costo de capital, el costo de instalación, el costo de operación, entre otros [12].

En la literatura [13] [14] [15] [16] se presentan variados modelos para dimensionar el tamaño óptimo de una MR o NR. Si bien hay diferencias, sobre todo en las variables a considerar, todos tienen una estructura similar. En este capítulo se explican algunas de estas técnicas.

Existen principalmente dos grandes grupos de métodos de optimización, los tradicionales, donde se consideran la Técnica de Construcción Gráfica, Técnicas Iterativas, Enfoques Probabilísticos, Enfoques de Trade-off y Técnicas de Programación Lineal, y la nueva generación, que incluye Algoritmos Genéticos, Optimización de Enjambres de Partículas, Optimización de Cristalización Simulada y métodos de optimización híbridos entre más de un método de los mencionados [13] [15]. Además de estos métodos de optimización, existen herramientas computacionales dedicadas a realizar estos cálculos como lo son HOMER y WebOpt entre otros [16].

3.1 Métodos Tradicionales

3.1.1 Técnica de Construcción Gráfica

Esta técnica busca la combinación óptima de paneles FV y turbinas eólicas basado en datos meteorológicos de largo plazo. Teniendo una curva de demanda y un LPSP deseado, la capacidad del banco de baterías y la cantidad de unidades de generación se calcula basado en el mínimo costo del sistema [15].

Otros autores han usado datos mensuales promedios de energía solar y eólica. Este método es muy sencillo, pero no se usa regularmente debido a que cuenta con muchas aproximaciones y no es flexible.

3.1.2 Técnicas Iterativas

Un método iterativo es un procedimiento matemático que genera soluciones aproximadas para un problema. Este es un proceso recursivo que se detiene cuando se alcanza la mejor configuración, según parámetros previamente definidos. En [17], [18], [19] y [20] se presentan

distintos algoritmos para calcular el tamaño óptimo de una MR. En general, buscan reducir costos, pero lo que los diferencia son la forma de calcular el tamaño óptimo, que puede ser en base al LPSP, capacidad en cada instante del banco de baterías, entre otros indicadores.

3.1.3 Enfoques Probabilísticos

Los modelos probabilísticos son aquellos donde hay múltiples resultados posibles, con distintos grados de certeza de ocurrencia. Estos modelos consideran el efecto de la variabilidad aleatoria de ciertos parámetros, permitiendo que la incertidumbre y variabilidad sean cuantificables, usando principalmente funciones de distribución en lugar de valores exactos. Sin embargo, los modelos probabilísticos no pueden representar la variación dinámica del desempeño de la MR, lo que es su principal desventaja. En la referencia [15] mencionan algunos estudios que utilizan esta técnica.

3.1.4 Enfoques de Trade-off

Este enfoque no es muy utilizado en el dimensionamiento de sistemas híbridos, por lo que no hay mucha literatura al respecto. En [15] mencionan un estudio que usó este método maximizando la confiabilidad del suministro al mismo tiempo que minimizaba el costo del sistema.

La principal desventaja de este método es que el control de emisiones, que tiene una gran influencia en la curva final de trade-off, no se toma en consideración.

3.1.5 Técnicas de Programación Lineal

El método de Programación Lineal fue desarrollado por primera vez por Leonid Kantorovich en 1939 y es una técnica ampliamente utilizada para dimensionamiento y optimización de MR. Este método es una optimización matemática que trata con la minimización o maximización de funciones lineales sujetas a restricciones lineales. Cuando las variables de decisión de un programa lineal están restringidas a ser números enteros se dice que es un problema de programación entera. Cuando no todas las variables de decisión son restringidas a ser números enteros, se habla de una programación lineal entera mixta.

En palabras simples, un problema de programación lineal es resuelto graficando las restricciones para así tener una región conocida como la región de factibilidad donde se puede encontrar cada solución admisible. La ecuación de optimización desarrollada para el problema se usa entonces para probar el punto más óptimo dentro de la región de factibilidad.

En [15] presentan varios estudios realizados utilizando esta técnica, que consiste en plantear un problema de optimización y resolverlo para, usualmente, minimizar el costo del sistema. De los estudios descritos en [15], concluyen que la programación lineal es mejor que otras técnicas, ya que mejora la calidad de la decisión final que se toma. Además, la programación lineal es más flexible que otros métodos y hay un amplio rango de problemas que se pueden resolver fácilmente con esta técnica.

3.1.6 Resumen y Comparación

En la Tabla 3 se muestra un cuadro resumen y comparativo de los métodos tradicionales.

Tabla 3: Comparación de algunos métodos tradicionales usados para dimensionamiento de MR [15].

Técnica	Resumen	Fortalezas	Debilidades
Construcción Gráfica	Presenta soluciones gráficas de los problemas de optimización.	Fácil de usar y entender.	Algunos factores (ángulo de inclinación del panel FV, altura de la turbina eólica, entre otros) no son considerados en estos modelos.
Técnica Iterativa	Es un proceso recursivo que se detiene cuando se alcanza la mejor configuración, según criterios de diseño.	Fácil de entender. Sigue defectos desde etapas tempranas.	Cada fase de iteración es rígida y no tiene superposiciones.
Enfoque Probabilístico	Basado en los efectos de variabilidad aleatoria sobre el rendimiento de cualquier sistema.	Fácil de entender y usar.	No puede representar el cambio dinámico del sistema.
Enfoque de Trade-Off	Basado en una situación que involucre perder en una cualidad o aspecto para ganar en otra cualidad o aspecto.	Fácil de entender.	No se usa mucho en aplicaciones de energía renovable o MR.
Programación Lineal	Basado en un modelo matemático representado por relaciones lineales.	Más adecuado para resolver problemas complejos. Fácil de usar. Más flexible que cualquier otro método. Se puede resolver un amplio rango de problemas.	Linealidad en relación de variables. Suposiciones de programación lineal no son realistas. Hay un cambio en la relación entre entrada, ganancia de salida, pérdidas, etc.

3.2 Nueva Generación de Métodos de Optimización

Estos métodos de optimización son muy utilizados hoy en día en la resolución de problemas de diseño de MR. No se restringen a encontrar un óptimo local, sino que también determinan la configuración óptima global del sistema con una relativa sencillez computacional en comparación con los métodos tradicionales de optimización. A continuación, se presenta una reseña sobre algunos de estos métodos.

3.2.1 Algoritmo Genético

El Algoritmo Genético es un proceso de búsqueda que imita el proceso de la selección natural y fue desarrollado por John Holland en 1960-1970. El algoritmo genético genera soluciones a problemas de optimización usando técnicas inspiradas en la evolución natural, como la herencia, mutación, selección y entrecruzamiento. Esta técnica tiene bastantes ventajas: puede resolver problemas con múltiples soluciones, es fácil de entender y puede ser transferido a modelos de simulación existentes fácilmente. No obstante, tiene algunas limitaciones, como la tendencia a converger al óptimo local o incluso puntos arbitrarios en lugar del óptimo global del problema, no puede asegurar tiempos constantes de optimización, entre otras.

En [21] resuelven un problema multi objetivo (minimizar costos y minimizar LPSP) usando algoritmo genético. En [22] usan algoritmo genético para dimensionar una MR para una casa. Por último, en [15] y [16] mencionan otros trabajos que han usado el algoritmo genético para dimensionamiento del MR.

3.2.2 Optimización de Enjambre de Partículas

La Optimización de Enjambre de Partículas fue desarrollada por Kennedy y Eberhart basada en investigaciones sobre el comportamiento del movimiento de aves y peces. Las ventajas del PSO (por sus siglas en inglés) son: rapidez de la investigación, cálculos en PSO son simples comparados con otros métodos y pueden ser completados fácilmente. Por otro lado, algunas limitaciones de este método son: no puede trabajar con sistemas descoordinados, sufre fácilmente del óptimo parcial, entre otros. Es una técnica nueva, que está en desarrollo y no existe mucha literatura al respecto. En [15] mencionan algunos trabajos realizados utilizando este método.

3.2.3 Optimización de Cristalización Simulada

Esta técnica imita el proceso de cristalización de materiales y fue desarrollada por Kirkpatrick, Gelatt y Vecchi en 1983. Es una técnica para la optimización global que hace una búsqueda aleatoria basada en la trayectoria. La principal ventaja de este método es su habilidad para no quedar atrapada en el mínimo local. La cristalización simulada es una técnica robusta y versátil que puede tratar con modelos altamente no lineales, datos caóticos y ruidosos, y múltiples restricciones. La principal debilidad de este método son que la calidad del resultado puede ser pobre. Hasta ahora existe poca literatura sobre usos de esta técnica para dimensionamiento de MR. En [15] mencionan algunos trabajos que utilizan esta técnica.

3.2.4 Algoritmo de Búsqueda DIRECT

Viene del inglés Dividing Rectangles y es una técnica de optimización global determinística y libre de derivadas que apunta a difíciles problemas de optimización global con restricciones de límite y funciones objetivo con valores reales. El algoritmo DIRECT muestrea puntos en el espacio de búsqueda y refina el dominio de búsqueda en cada iteración basado en las muestras, por lo que no necesita conocimiento del espacio de búsqueda. Es una modificación de la optimización Lipschitziana. En [23] hacen un dimensionamiento usando este método y en [13] mencionan otros trabajos que dimensionan MR usando este método.

3.2.5 Otros Enfoques de la Nueva Generación

Varios algoritmos de inteligencia artificial basados en naturaleza/metaheurísticos/heurísticos inspiraron nuevos algoritmos que fueron formulados y aplicados en los últimos años. Algunos de éstos se usaron para dimensionar MR y en [15] se mencionan algunos trabajos que usaron algunos de estos métodos como: Algoritmo de Colonia de Hormigas, Algoritmo de Forraje Bacterial, Colonia de Abejas Artificial, Algoritmo de Búsqueda de Armónicos, Algoritmo de Búsqueda Gravitacional, entre otros.

3.2.6 Algoritmos Híbridos

En algunos estudios se proponen métodos que combinan las fortalezas de más de un método de los presentados anteriormente en este capítulo, con el fin de lograr mejoras en la eficiencia o calidad de la solución obtenida. Un ejemplo clásico es la combinación de la fortaleza en exploración del Algoritmo Genético con la fortaleza en explotación del algoritmo PSO para formar un algoritmo híbrido GA-PSO (por sus siglas en inglés). En [13] y [15] se muestran algunos ejemplos de algoritmos híbridos.

3.2.7 Resumen y Comparación

En la Tabla 4 se muestra un cuadro resumen y comparativo de la nueva generación de métodos.

Tabla 4: Comparación de algunos métodos de nueva generación para dimensionar MR [15].

Técnica	Resumen	Fortalezas	Debilidades
Algoritmo Genético	Imita el proceso de evolución natural, como herencia, mutación, selección y entrecruzamiento.	Pueden resolver problemas con múltiples soluciones. Se pueden traspasar a modelos y simulaciones existentes fácilmente. Disponible en herramientas de Matlab.	Converge más lento que otros métodos estocásticos. No puede asegurar tiempos constantes de optimización.
Optimización de Enjambre de Partículas	Imita el comportamiento del movimiento de aves y peces.	La velocidad de búsqueda es rápida. El cálculo en PSO es sencillo en comparación a otros métodos. Puede completarse fácilmente.	No puede resolver problemas con sistemas no coordinados. Sufre fácilmente de optimismo parcial.
Cristalización Simulada	Imita una analogía entre la manera que los materiales se enfrían y congelan hasta una estructura cristalina de mínima energía (proceso de cristalización).	Puede tratar con problemas altamente no lineales, datos caóticos y ruidosos y múltiples restricciones. Robusto. Flexible con la habilidad de acercarse al óptimo global. Versátil, ya que no depende de ninguna propiedad restrictiva del modelo.	Trade-off en la calidad de la solución y el tiempo de cálculo. Se requiere trabajo de sastrería para considerar diferentes clases de restricciones. Determinar los parámetros del algoritmo puede ser delicado. Hay un efecto significativo sobre la calidad del resultado.
Algoritmos Híbridos	Usa dos o más algoritmos.	Mayor exactitud en resultados. Toma menos tiempo computacional (en algunos casos). Más competitivo que cualquier método por sí solo.	Aumenta complejidad. Difícil de programar.

3.3 Herramientas Computacionales

Debido al creciente interés e investigación en torno a las MR, varias herramientas computacionales han salido al mercado para dimensionar MR, híbridas o sólo de una tecnología. Entre ellas se encuentra HOMER, que teniendo datos de condiciones climáticas (velocidad de viento, radiación y temperatura) calcula una MR óptima, considerando todo tipo de tecnologías (FV, turbinas eólicas, baterías, generador diésel, red principal, entre otros) y entregando costos de inversión y operación del sistema. Está también PVSyst, que calcula el tamaño óptimo de una planta solar junto con sus inversores y baterías de ser necesario. System Advisor Model (SAM) calcula la energía producida por una planta fotovoltaica de cierta capacidad instalada, más todo el análisis económico que eso conlleva. Con esta herramienta el dimensionamiento de la planta se hace iterando valores de forma manual, hasta que el resultado sea conveniente para el usuario.

Así como las ya mencionadas, existen más herramientas que dimensionan la cantidad de paneles FV, o entregan un resultado final y hay que explorar la solución óptima por tanteo. De todas éstas, se considera que HOMER es la más completa y será utilizada en este trabajo capítulos más adelante.

CAPÍTULO IV

Metodología de Trabajo

Respecto a la forma de responder a los objetivos planteados, es que se propone la siguiente metodología de trabajo.

En primer lugar, se propone una metodología para diseñar NR, que luego será contrastada con la herramienta HOMER con casos de estudio para validar los resultados.

Luego, se propone una estrategia de control de la NR, que se simula en Matlab/Simulink para validar la estabilidad de la NR diseñada previamente.

Por último, se discuten los resultados y se plantean mejoras y trabajos futuros que complementen este trabajo.

La propuesta de metodología de diseño consta del planteamiento de un problema matemático que optimiza el costo anualizado del proyecto. Para esto se modelan los datos de entrada al problema, que son la generación fotovoltaica, eólica, diésel y el comportamiento de las baterías. Luego, se genera una curva tipo de consumo en base a curvas hechas a partir de mediciones y estimaciones.

Luego, se proponen tres casos de estudio para evaluar el desempeño del modelo y la metodología propuesta. Se seleccionan 3 comunas de Chile y se generan las curvas de demanda para cada caso, utilizando datos de la CNE se escala curva tipo construida previamente para adaptarla a los distintos casos de estudio. Los datos de los recursos solar y eólico y condiciones climáticas (temperatura) son obtenidos del Explorador Solar de la Universidad de Chile. El modelo y los datos se ingresan a la herramienta de optimización FICO que minimiza la función objetivo. Estos mismos datos son ingresados también a la herramienta de dimensionamiento de MR HOMER. Finalmente se comparan y analizan los resultados para validar la propuesta de metodología de diseño y el modelo.

Una vez se tiene dimensionado un módulo, se comprueba su correcta operación y estabilidad. Para esto se plantea una estrategia de control Droop. El sistema se ingresa a la herramienta de cálculo Matlab/Simulink y se estudian diferentes condiciones de operación para comprobar la estabilidad del sistema.

En la Figura 6 se muestra un resumen de la metodología de trabajo que se seguirá en este proyecto.



Figura 6: Resumen metodología de trabajo.

En las secciones siguientes se detallan cada uno de los pasos que componen la propuesta de metodología de diseño de NR. Luego, en el siguiente capítulo se muestran los casos de estudio y sus resultados.

4.1 Propuesta de metodología de diseño

Luego de revisar la literatura y estudiar los distintos métodos presentados en el Capítulo III, se plantea un problema de programación lineal. Para definir la función objetivo, junto con los datos de entrada y restricciones, se tomaron como base algunos estudios que se mencionan cuando corresponda.

4.1.1 Problema de Optimización

4.1.1.1 Función Objetivo

Para optimizar el tamaño de la Nano-Red se modela un problema de Programación Lineal Entera Mixta. La función objetivo es:

$$f(N) = C_{inv} + C_{op} \quad (4.1)$$

Donde N es el vector de la cantidad de unidades a instalar por tecnología y:

$$C_{inv} = N_{PV} \cdot C_{PV} + N_W \cdot C_W + N_D \cdot C_D + N_B \cdot C_B \quad (4.2)$$

$$C_{op} = \sum_T CV_D \cdot P_{D_total} \cdot \Delta t \quad (4.3)$$

Donde C_{PV} , C_W , C_D y C_B son los costos de inversión de un panel fotovoltaico, un aerogenerador, un generador diésel y una batería respectivamente. CV_D es el costo variable de operar el generador diésel y viene expresado en $\left[\frac{\$}{kWh}\right]$. En esta función, las variables de decisión son la cantidad de unidades de las distintas tecnologías que se consideran ($N = [N_{PV}, N_W, N_D, N_B]$). Así, el optimizador buscará poder abastecer la demanda en todo momento con el menor costo total. Esto sujeto a las restricciones que se imponen y que se muestran a continuación.

4.1.1.2 Restricciones

Debido a la gran variedad de modelos de optimización del tamaño de una Nano-Red (NR), las restricciones que se encuentran en la literatura son muchas y particulares a su modelo. Para aplicar restricciones en este trabajo, se tomaron como base algunas restricciones planteadas en [17], [13], [19], [20] y [23]. Principalmente se busca que el balance entre la generación y la demanda se cumpla, que la generación de las distintas unidades esté acotada a sus capacidades y que asegure suministro en todo momento. Así, las ecuaciones de restricción son las siguientes:

Balance

$$G_{PV}(t) + G_W(t) + G_D(t) + P_{Descarga}(t) \cdot \Delta t = (Dem(t) + P_{Carga}(t)) \cdot \Delta t \quad (4.1)$$

Esta ecuación garantiza que la energía generada es la misma consumida. Cuando las baterías se cargan no pueden descargarse al mismo tiempo por lo que para un instante t dado, P_{Carga} o $P_{Descarga}$ serán 0 necesariamente. Si no se está cargando ni descargando, ambas serán 0. Las restricciones que aseguran que esto se cumpla se muestran más adelante.

Vertimiento

El modelo admite que se vierta energía renovable en momentos donde el potencial renovable permita generar mucho más que lo que la demanda exige. Para esto se plantean las siguientes ecuaciones:

$$G_{PV}(t) \leq P_{PV_total}(t) \cdot \Delta t \quad (4.2)$$

$$G_W(t) \leq P_{W_total}(t) \cdot \Delta t \quad (4.3)$$

Donde $G_{PV}(t)$ y $G_W(t)$ son la generación efectiva de los paneles y los aerogeneradores respectivamente. Esto permite que la generación efectiva pueda no ser el total generado por las unidades y haya vertimiento. Puede darse el caso en que sea más costo eficiente verter energía renovable en lugar de añadir una(s) batería(s) extra para acumular esa energía.

Operación Diésel

El generador diésel tiene un rango de operación, cuando está encendido tiene que funcionar a un mínimo del 20% de su carga y a un máximo del 100%. Para esto, se plantean las siguientes ecuaciones:

$$X(t) \cdot P_D(t) \cdot \Delta t \leq P_{D_{total}}(t) \cdot \Delta t \quad (4.4)$$

$$G_D(t) \leq X(t) \cdot P_D(t) \cdot \Delta t \quad (4.5)$$

$$G_D(t) \geq X(t) \cdot P_D(t) \cdot \Delta t \cdot D_{min} \quad (4.6)$$

Donde $G_D(t)$ es la generación entregada por la unidad diésel, D_{min} es el mínimo técnico del generador y $X(t)$ es una variable auxiliar que representa cuando el diésel está encendido o no. Si está encendido $X(t)$ será menor o igual a N_D por lo que se limita la potencia máxima en la ecuación (4.4). En la ecuación (4.5) se plantea que la generación debe ser menor o igual a lo máximo posible si está encendido, si no, $X(t) = 0$ y no hay generación diésel. En la ecuación (4.6) ocurre lo mismo, pero limitando el mínimo que puede generar.

Operación Baterías

Para la operación de las baterías hay que limitar la energía entregada. Esta no puede ser mayor que la capacidad máxima que tiene el banco de baterías. Además, hay que asegurar que las baterías no sufran una profundidad de descarga mayor a un límite establecido para así tener más ciclos de carga (no disminuir la vida útil). Entonces las restricciones quedan:

$$SoC(t) \leq SoC_{max} \quad (4.7)$$

$$SoC(t) \geq SoC_{max} \cdot (1 - DoD) = SoC_{min} \quad (4.8)$$

Para la carga y la descarga se tiene que no pueden ser mayores que la capacidad P_B de la batería.

$$G_{Descarga}(t) \leq N_B \cdot P_B \cdot \Delta t \quad (4.9)$$

$$G_{Carga}(t) \leq N_B \cdot P_B \cdot \Delta t \quad (4.10)$$

Además, la batería no puede cargarse y descargarse en el mismo instante t . Para esto se utiliza el método de *Big M* en las ecuaciones ((4.11) y (4.12).

$$G_{Descarga}(t) \leq M \cdot \lambda(t) \quad (4.11)$$

$$G_{Carga}(t) \leq M \cdot (1 - \lambda(t)) \quad (4.12)$$

Para este método se considera un real $M \rightarrow \infty$ que asegure que sea lo suficientemente grande como para que la cota superior sea la capacidad de la batería y no M . Luego, la variable auxiliar

$\lambda(t)$ es binaria, puede ser 0 o 1. Así, para cada instante t la descarga está acotada por un número muy grande o por 0 y la carga es lo opuesto (0 o un número muy grande). De esta forma se asegura que la batería no se cargue y descargue en el mismo instante t .

Continuidad de Suministro

Para garantizar que el consumo va a estar abastecido en todo momento se usa el índice LPSP (Loss of Power Supply Probability) [13].

$$LPS(t) = Dem(t) \cdot \Delta t - (G_{PV_{total}} + G_{W_{total}} + G_{D_{total}} + SoC_{total}(t - 1) - SoC_{min_{total}}) \quad (4.13)$$

$$LPSP = \frac{\sum_T LPS(t)}{\sum_T Dem(t) \cdot \Delta t} \quad (4.14)$$

LPS(t) es la pérdida de suministro e indica cuánta energía no se está abasteciendo en el instante t . Luego, la probabilidad de que haya demanda no abastecida viene dada por el indicador LPSP. Entonces, para asegurar un mínimo de energía entregada se impone que:

$$LPSP \leq \varepsilon \quad (4.15)$$

Donde ε puede ser tan pequeño como se desee para así garantizar, incluso, un 100% de demanda abastecida.

Límite de Potencia

El espíritu de este trabajo es diseñar Nano-redes modulares, por lo que se tiene una restricción de potencia a instalar. Los módulos se pretenden de 5 [kW] y 3 [kW] entre paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y generador diésel. Así, la restricción de potencia viene dada por:

$$N_{PV} \cdot P_{PV} + N_W \cdot P_W + N_D \cdot P_D \leq P_{Max} \quad (4.16)$$

4.1.2 Datos de Entrada

4.1.2.1 Generación Fotovoltaica (FV)

A partir de la radiación que entrega el Sol a la Tierra, se han desarrollado dos tecnologías principalmente, para obtener energía a partir de esta radiación. Estas son la generación *termo solar*, que aprovecha el calor que entrega el Sol, y la generación *fotovoltaica*, que aprovecha la radiación en forma de luz que entrega el Sol¹. Este proyecto se concentra en el uso de generación fotovoltaica, que se explica a continuación:

¹ Para entender cómo se convierte la luz solar en energía eléctrica ver Apéndice A.

Recurso Solar

Este recurso proviene de la estrella del sistema solar en el que se encuentra la Tierra, conocida como Sol. El Sol emite radiación electromagnética cuya intensidad depende de la temperatura de su corteza, según Planck [24]. La superficie del Sol tiene una temperatura aproximada de 5.800 [K] y se encuentra a 150 millones de kilómetros de la Tierra [25].

Dada la temperatura de la superficie del Sol y la distancia de éste con la Tierra, la densidad de potencia radiactiva incidente en un punto inmediatamente exterior a la atmósfera de la Tierra es de $1.381 \left[\frac{W}{m^2} \right]$. Debido a los diferentes gases que componen la atmósfera, varios fotones son absorbidos (cuya frecuencia corresponde a la diferencia de alguno de sus niveles de energía según $e = h\nu$). La energía absorbida se transforma en calor que se traduce en aumento de la temperatura del gas, que luego irradia como cuerpo negro [26]. Como en la atmósfera existe una gran cantidad de gases, la radiación medida a nivel del mar, bajo condiciones estándar de presión, temperatura y humedad, es aproximadamente de $1.000 \left[\frac{W}{m^2} \right]$ en el medio día solar [27].

Celdas FV

Desde la perspectiva eléctrica, una celda fotovoltaica se comporta como una fuente de corriente. En circuito abierto la corriente generada se cierra sobre un diodo virtual equivalente I_D , donde se genera la caída de tensión propia de cada material. Esta diferencia de potencial llega hasta un punto de saturación donde luego se mantiene constante. Cuando se conecta una carga, la corriente fluye hacia el circuito exterior y la tensión en bornes decae producto de la resistencia eléctrica de los contactos y del metal emisor mismo [24]. El circuito equivalente de la celda se ve en la Figura 7.

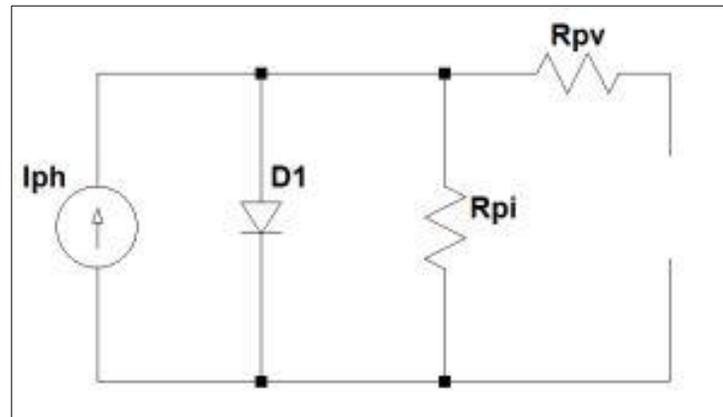


Figura 7: Circuito equivalente de la celda fotovoltaica [29].

El circuito recién expuesto genera una curva de carga típica de las celdas fotovoltaicas. En la Figura 8 se muestra la curva de carga teórica para diferentes niveles de radiación [28] y una curva con mediciones reales de una celda fotovoltaica [29]. Si se multiplica el voltaje por la corriente se obtiene una curva de potencia. Como la corriente cae abruptamente, es posible determinar un

punto donde la potencia es máxima. Este punto se conoce como *MPP* (por sus siglas en inglés Maximum Power Point). En la Figura 9 se muestra la curva de potencia real de una celda fotovoltaica [29]. En la imagen es claro ver que existe un punto donde la potencia se hace máxima. Existen equipos diseñados para que la transferencia de potencia del panel hacia la carga (o batería) se máxima. Estos equipos se conocen como *MPPT* (Maximum Power Point Tracker). Son una fuente de tensión constante que se comporta como una carga de impedancia variable que se ajusta a la relación V-I de la fuente, logrando así operar siempre en el punto de máxima potencia.

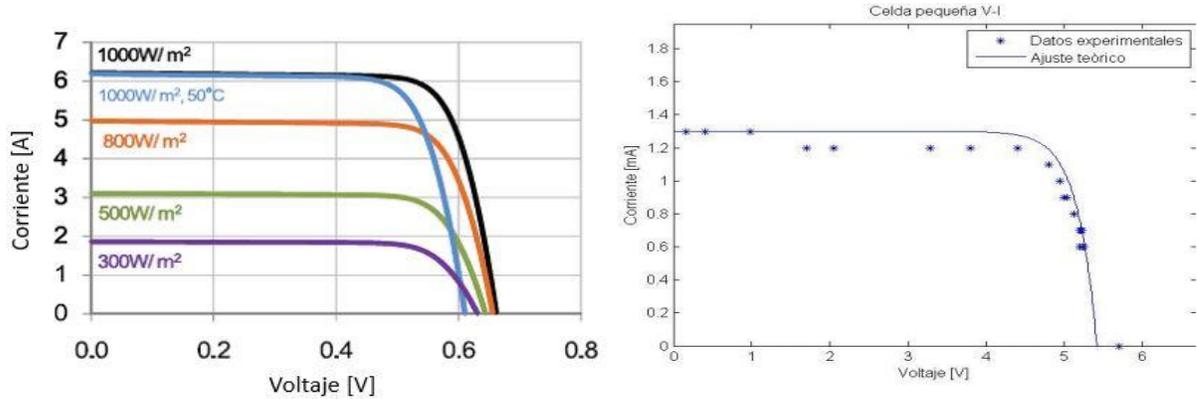


Figura 8: Curvas V-I teórica y real de una celda fotovoltaica [28] [29].

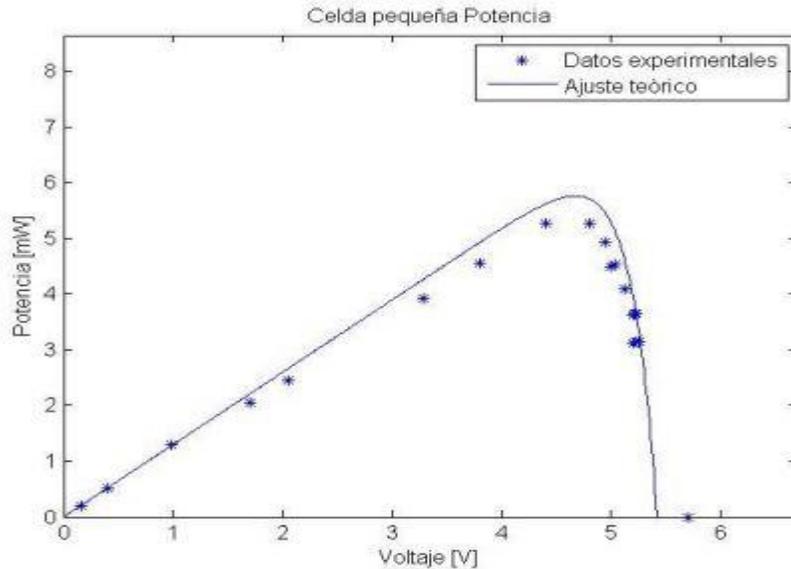


Figura 9: Curva V-P real de una celda fotovoltaica [29].

Existen muchos factores que influyen en cuanto potencia puede entregar una celda fotovoltaica. Como se dijo anteriormente, una celda fotovoltaica consiste en una juntura PN extendida de manera de recibir la luz del Sol en el lado N. Cuando recibe fotones con energía mayor o igual a

1,12 [eV] (E_g , Energy gap necesario para pasar a la banda de conducción en el Silicio) algunos electrones pasan a la banda de conducción y de ellos, una fracción son atraídos por el campo eléctrico de la juntura moviéndose hacia el lado P. El resto se recombina liberando fotones con 1,12 [eV] de energía, haciendo que la temperatura de la celda aumente. Los electrones que logran llegar al campo eléctrico son acelerados por éste y si existe una carga conectada, se genera corriente eléctrica [27]. La fracción de electrones que se recombina es depende del largo del camino promedio que deben recorrer hacia el campo eléctrico y hacia los contactos recolectores. Para disminuir las pérdidas, se necesita que la celda sea lo más pequeña en este sentido y es por eso que son de solo unos pocos micrómetros de ancho [28].

Por otro lado, la probabilidad de que efectivamente un fotón sea absorbido por un electrón también influye en el desempeño de la celda. Esta probabilidad es menor cuando la celda es más delgada. Luego, aparece una discordancia con lo anterior, por lo que existe un compromiso entre pérdidas por recombinación y por pérdidas de fotones. Luego de muchas iteraciones, se ha convergido al tamaño actual [28] de la celda fotovoltaica. Una forma de mejorar la eficiencia de captura de electrones es poner un material reflectante sobre la capa P, de manera de doblar el espesor de la celda y así darle más opciones al fotón de ser absorbido debido a la reflexión.

Como también se mencionó, la potencia entregada depende directamente de la radiación recibida. Entonces, lo ideal es que el panel apunte lo más perpendicular al Sol posible. Los gases de la atmósfera también afectan en la cantidad de fotones que recibe el panel. Dado esto es que la potencia que se puede extraer de un panel viene dada por la siguiente ecuación [24]:

$$P_E = P_S \cdot F_{ATM} \cdot \rho_\lambda \cdot \cos \alpha_i \quad (4.17)$$

Donde:

P_E = Potencia eléctrica útil $\left[\frac{W}{m^2}\right]$.

P_S = Irradiancia solar normal ($\alpha_i = 0$) $\left[\frac{W}{m^2}\right]$.

α_i = Ángulo de incidencia de la luz solar sobre la superficie.

F_{ATM} = Factor de transparencia de la atmósfera.

ρ_λ = Rendimiento medio de la transformación.

Modelo Matemático

Para modelar la generación fotovoltaica se consideraron las propuestas de [14], [20] y [15]. De esta manera, la potencia generada por un panel queda expresada como:

$$P_{PV}(t) = A \cdot \eta_{PV} \cdot I(t) \cdot f_{red} \cdot \left(1 - \beta \cdot (T(t) - T_{ref})\right) \quad (4.18)$$

Donde A es el área del panel en $[m^2]$, η_{PV} es la eficiencia de referencia del panel que viene indicada en el datasheet, $I(t)$ es la radiación incidente (GHI, Global Horizontal Irradiation) en

$\left[\frac{W}{m^2}\right]$, f_{red} es el factor de reducción en el desempeño del panel producto del cableado, polvo en los paneles, sombras, entre otros, β es el coeficiente de eficiencia de generación producto de la temperatura que varía 0,004 por cada °C. En general β se asume constante y para celdas de Silicio se considera 0,004 [14]. Finalmente, $T(t)$ representa la temperatura ambiente y T_{ref} es la temperatura de referencia del panel, que usualmente es 25°C.

Con esto se tiene la potencia de salida de un panel para cada instante. Luego, para N paneles la potencia de salida es:

$$P_{PV_{total}}(t) = N_{PV} \cdot P_{PV}(t) \quad (4.19)$$

4.1.2.2 Generación Eólica

La energía eólica es la que proviene de la fuerza del viento. Esto se originan a partir de la radiación solar, la rotación de la Tierra y las perturbaciones atmosféricas. Para transformar esta energía en energía eléctrica se han desarrollado tecnologías² capaces de aprovechar la energía cinética. A continuación, se detalla cómo se obtiene este recurso y las diferentes tecnologías que hay para aprovecharlo:

Recurso Eólico

La radiación solar calienta de manera no uniforme la superficie terrestre, lo que crea corrientes de aire entre las zonas de menor incidencia (Polos) y las de mayor (Ecuador). Con esto se pueden observar vientos que van desde los trópicos hacia el Ecuador (*alisos*) y vientos que van desde los trópicos hacia los círculos polares (*contra alisos*). Estos vientos no van directamente de norte a sur o viceversa. Esto es debido al efecto de la rotación de la Tierra, la cual cambia el curso de los vientos producto del efecto Coriolis. También, el curso de los vientos se ve afectado por los accidentes geográficos locales, fuentes de agua, diferencias de alturas y el clima [30].

A la vez, la velocidad del viento se puede clasificar según los horizontes de tiempo con los que se hará el estudio. Estas clasificaciones son [30]:

- Variabilidad instantánea → El viento fluctúa constantemente. Las variaciones están en el rango de los segundos y oscilan en torno al 10% del valor promedio.
- Variabilidad diaria → En general el viento es más veloz en el día que en la noche producto del Sol que calienta la Tierra.
- Variabilidad estacional → Las estaciones del año también afectan a la velocidad del viento. En zonas templadas los vientos de verano suelen ser más débiles que los de invierno producto de la acentuación de los gradientes de temperatura.
- Variabilidad entre años → El recurso eólico puede variar año tras años, pero en general estas variaciones son pequeñas y no superan el 10%.

² Para ver los tipos de tecnología ver Apéndice B.

Esto se puede apreciar gráficamente en la Figura 10.

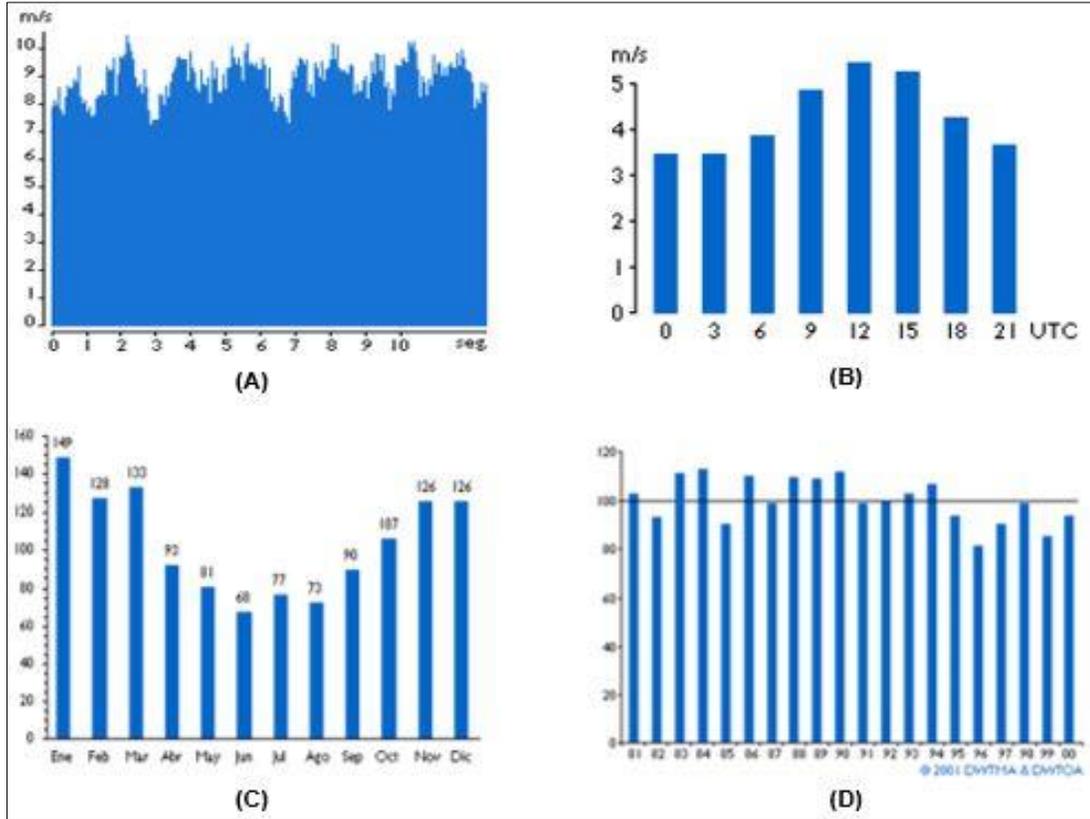


Figura 10: Variabilidad del viento. (A) Instantánea; (B) Diaria; (C) Estacional; (D) Anual [30]

Según diversos estudios y normas, en particular la norma N.Ch. 2946, se acepta que la velocidad del viento aumenta con la altura. De esta forma se puede calcular la velocidad a una altura h_A siguiendo la ecuación exponencial de Hellmann [24]:

$$v = v_A \cdot \left(\frac{h}{h_A}\right)^\alpha \quad (4.20)$$

Donde:

v = Velocidad del viento a la altura h $\left[\frac{m}{s}\right]$.

v_A = Velocidad del viento a la altura h_A $\left[\frac{m}{s}\right]$.

h = Altura medida desde el suelo a la que se quiere conocer la velocidad $[m]$.

h_A = Altura de referencia o de medición (anemómetro) $[m]$.

α = Coeficiente empírico característico del lugar.

Según la norma, si no se tiene información estadística real, se debe asumir que el coeficiente de Hellmann y la altura de referencia corresponden a los de la Tabla 5 [24] [30].

Tabla 5: Valores de coeficiente de Hellmann

Zona	h_A [m]	α
Lugares llanos con hielo o hierba	3	0,08 – 0,12
Lugares llanos (mar, costa)	30	0,14
Terrenos poco accidentados	40	0,13 – 0,16
Zonas rústicas	50	0,2
Terrenos accidentados o bosques	80	0,2 – 0,26
Terrenos muy accidentados o ciudades	1.500	0,25 – 0,4

La dirección se mide con una veleta y se usa para armar una *rosa de los vientos*, la que permite describir hacia dónde se mueve el viento que se muestra en la Figura 11.

Dada la distribución del viento, se puede calcular el valor de la potencia extraíble para intervalos definidos de velocidad de viento, según [30]:

$$P_{viento} = \frac{E_{cin}}{t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{v^2}{t} = \frac{(v \cdot t \cdot A \cdot \rho) \cdot v^2}{2 \cdot t} = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3}{2} \quad (4.21)$$

Donde:

ρ = Densidad del aire $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$.

v = Velocidad del viento $\left[\frac{m}{s}\right]$.

A = Área de barrido de la hélice del aerogenerador $[m^2]$.

Los resultados para las distintas velocidades se ponderan por la frecuencia con que se produce cada intervalo de velocidad. Así, se genera la *Curva de Potencia de entrada*. Usando esta curva se calcula la potencia útil de la turbina, considerando un límite máximo del 59% que el aerogenerador puede transformar en potencia eléctrica. Para conocer la potencia neta generada se toma la curva de potencia del aerogenerador (que entrega el fabricante [31]) y se multiplica por la probabilidad de ocurrencia de las distintas velocidades del viento. Con esto se tiene la potencia de entrada, la potencia útil y la potencia de salida que se muestran en la Figura 12.

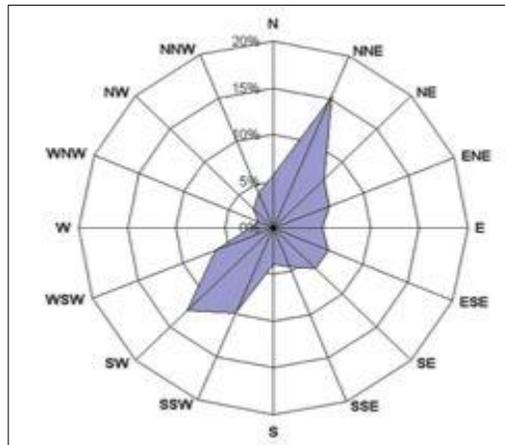


Figura 11: Rosa de los vientos [30]

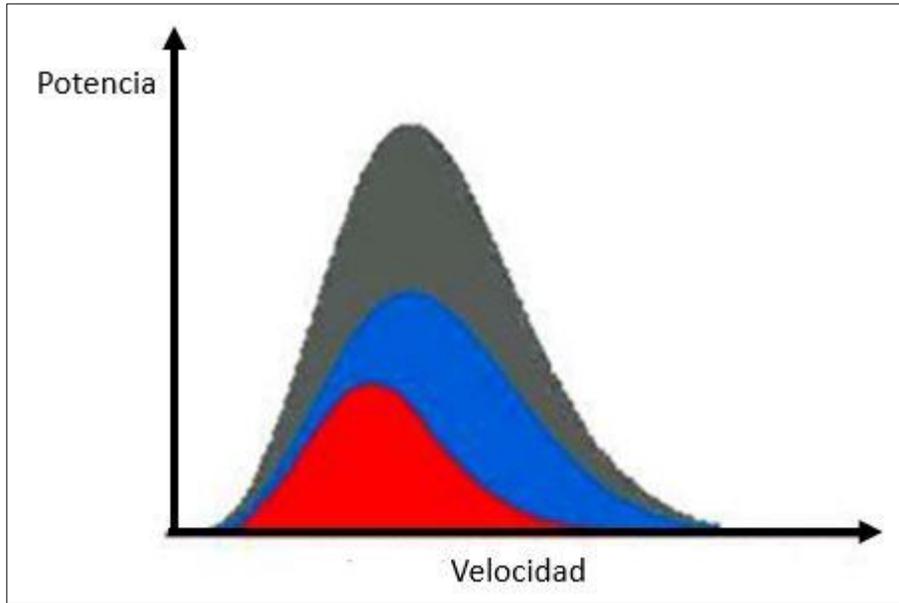


Figura 12: Potencia de entrada (gris), Potencia útil (azul), Potencia de salida (roja) de un aerogenerador [30].



Figura 13: Curva de potencia de Aerogenerador [31].

En la Figura 13 se ve la curva que entrega el fabricante. Esta curva grafica la capacidad de generación de la turbina para distintas velocidades de viento. Se puede ver un tramo inicial hasta la velocidad de *cut-in* donde la generación es nula, luego un tramo casi lineal que abarca un rango determinado de velocidades. Finalmente, para velocidades superiores a la de *cut-out* la turbina se desconecta y deja de generar.

Para calcular el límite de Betz, se consideran algunos supuestos. El fluido debe seguir su curso, es decir, no se puede quedar inmóvil detrás de la turbina. Transfiere parte de su energía cinética a la turbina y así pierde velocidad, por lo que se ralentiza. Luego, al pasar por la turbina, el fluido

mantiene su densidad y presión. Por último, no se producen cavitaciones, turbulencias o pérdidas por efecto del roce en la superficie de las aspas [24] [30], que se puede ver en el disco actuador de la Figura 14.

A partir de estos supuestos, se plantean las ecuaciones y al resolverlas se llega a un coeficiente de potencia. Este coeficiente representa el porcentaje de la potencia presente en el aire que puede extraer la hélice [30]:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_3 \cdot A_2} = 4 \cdot a \cdot (1 - a)^2 \quad (4.22)$$

Donde:

P = Potencia en el disco actuador [W].

ρ = Densidad del aire $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$.

v_3 = Velocidad del viento en zona 3 del disco actuador $\left[\frac{m}{s}\right]$.

A_2 = Área de la sección del tubo $[m^2]$.

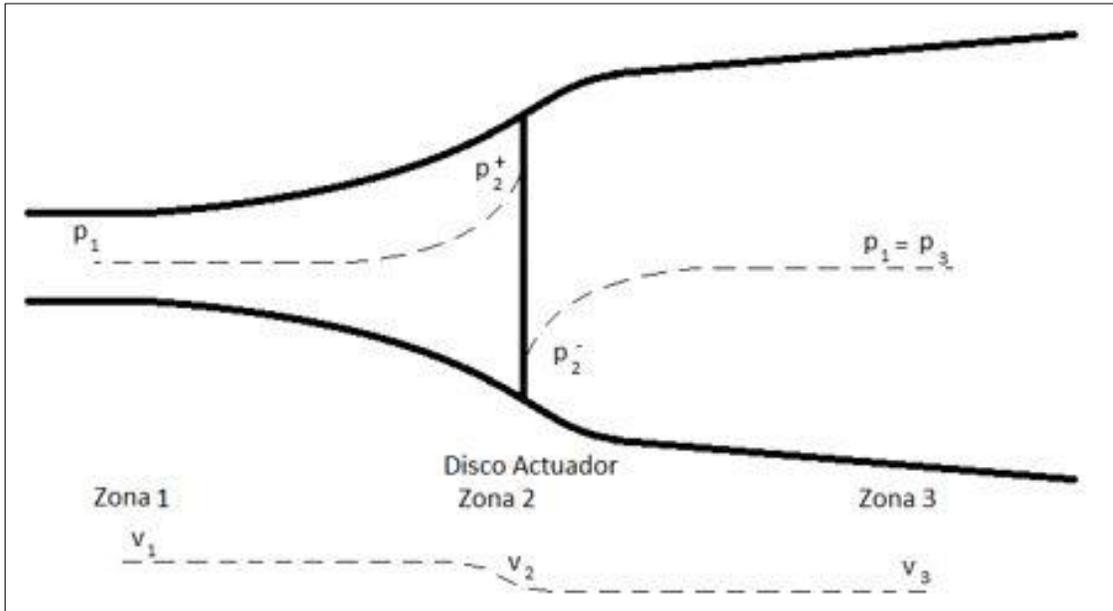


Figura 14: Disco Actuador.

Entonces, para obtener el límite máximo (Límite de Betz) se calcula derivando:

$$\frac{dC_p}{dt} = 4 \cdot (1 - a) \cdot (1 - 3 \cdot a) = 0 \quad (4.23)$$

Donde se obtiene un valor de $a = \frac{1}{3}$, lo que entrega el límite de Betz [24] [30]:

$$C_{p_{m\acute{a}x}} = 0,593 \quad (4.24)$$

Este es el valor máximo obtenido teóricamente y se debe a la expansión del aire antes de pasar por el disco actuador, donde pierde velocidad. En la práctica, el coeficiente de potencia es menor debido a que el diseño de las hélices produce pérdidas.

Modelo Matemático

En la modelación de la generación eólica se consideraron las propuestas planteadas en [17], [14], [18] y [20]. Con esto se tiene que la potencia de salida de 1 aerogenerador viene dada por:

$$P_W(t) = \begin{cases} P_r \cdot \frac{V(t) - V_{ci}}{V_r - V_{ci}} & V_{ci} \leq V(t) \leq V_r & (4.25) \\ P_r & V_r \leq V(t) \leq V_{co} & (4.26) \\ 0 & V(t) \leq V_{ci} \text{ y } V(t) \geq V_{co} & (4.27) \end{cases}$$

Donde P_r es la potencia nominal del aerogenerador, V_{ci} es la velocidad de cut-in, V_{co} es la velocidad de cut-off, $V(t)$ es la velocidad del viento en cada instante y V_r es la velocidad nominal del aerogenerador. De esta forma se tiene una aproximación a una curva de la forma que se muestra en la Figura 13. Así, para N aerogeneradores la potencia de salida es:

$$P_{W_{total}}(t) = N_W \cdot P_W(t) \quad (4.28)$$

4.1.2.3 Generación Diésel

Funcionamiento

Los generadores diésel son máquinas sincrónicas que pueden imponer tensión y frecuencia cuando no hay referencias. La ventaja de este tipo de generadores es que tienen grandes rampas de potencia, es decir, pueden dar grandes saltos como pasar del mínimo al máximo en muy pocos instantes. Esto permite darle confiabilidad y respaldo a un sistema que cuenta con fuentes de energía variables y demanda variable en el tiempo.

Este proyecto busca diseñar una NR con fuentes de energía renovable, pero aún así se considera un pequeños generador diésel para aportar confiabilidad al sistema.

Modelo Matemático

El espíritu de este proyecto es que la Nano-Red opere en isla. Con el fin de tener un equipo de generación controlable y despachable es que se considera una unidad de generación en base a diésel para aportar en la estabilidad. La energía $P_D \cdot \Delta t$ que genera esta unidad es una variable del

problema. Al ser controlable, la potencia instantánea será lo que se necesite para cumplir con la ecuación de balance. Así, la potencia del generador diésel será:

$$P_{D_{total}}(t) = N_D \cdot P_D(t) \quad (4.29)$$

4.1.2.4 Sistema de Almacenamiento de Energía (Baterías)

Funcionamiento

Los acumuladores electroquímicos son sistemas reversibles que están compuestos por un contenedor de electrolito y dos polos (o placas) de polaridad inversa que están inmersos en el electrolito. Se pueden distinguir dos circuitos que componen estos sistemas. Por un lado, se tiene el circuito eléctrico interior, que consta de una sustancia química activa en el polo negativo, una sustancia química activa en el polo positivo y una sustancia química activa del electrolito (soluto disuelto en un solvente inerte). Por otro lado, se tiene el circuito eléctrico externo, que consta de conductores que soportan el material químico activo de los polos, bornes de conexión eléctrica al circuito exterior, cableado, resistencia de carga representativa a los consumos y el equipo cargador (rectificador) como lo muestra la Figura 15 [32]. En general, estos acumuladores son utilizados para obtener elementos puros, galvanoplastia y/o purificación de metales y para acumular energía.

El funcionamiento de estos sistemas se basa en la diferencia de tensión que se establece entre dos sustancias químicas diferentes, debido a las diferencias entre sus respectivos niveles de electronegatividad. Al introducir en un electrolito dos sustancias diferentes, dadas las diferencias entre sus niveles de electronegatividad y energía de ionización, es posible medir una diferencia de potencial entre ellas.

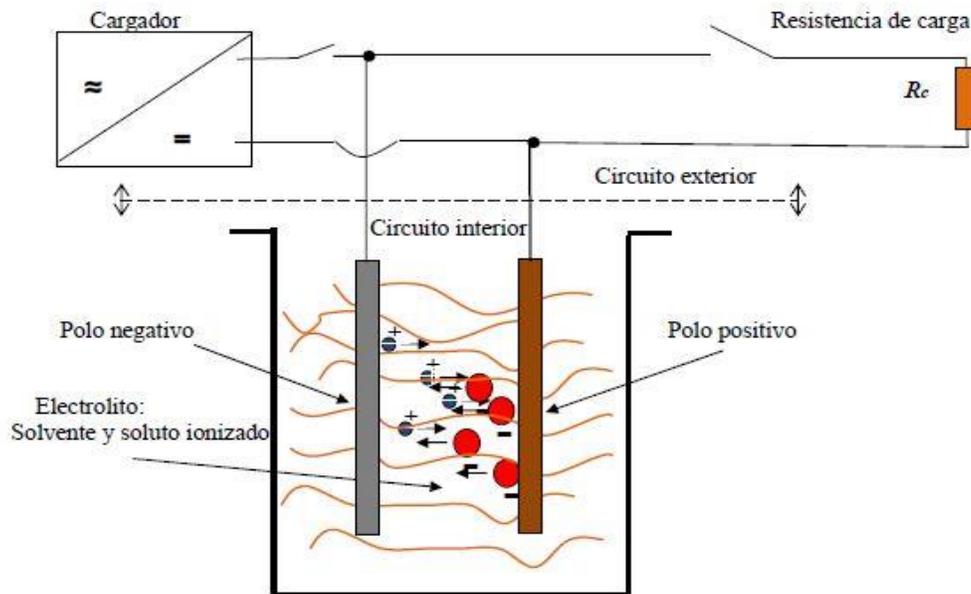


Figura 15: Configuración de Acumulador Electroquímico Reversible [32].

Los electrones de valencia acumulados en el polo negativo no tienen la energía necesaria para superar la barrera potencial. Debido al mayor nivel energético de las sustancias activas originales (comparado con las degradadas en los polos) al reaccionar liberan su energía. Para esto es necesario un circuito eléctrico exterior con una resistencia. La circulación de electrones por el circuito exterior y la circulación de iones por el circuito interior se mantendrán mientras haya una conexión eléctrica entre los polos y material activo disponible que aún no haya reaccionado. Según la polaridad de la tensión y/o la dirección física del campo eléctrico asociado, este proceso puede ocurrir en ambas direcciones. Es decir, es un proceso *reversible* [32].

Estos acumuladores pueden representarse eléctricamente como el circuito equivalente simplificado de la Figura 16. Con esto, se pueden formular ecuaciones que representen la operación y comportamiento eléctrico de sistemas electroquímicos comerciales.

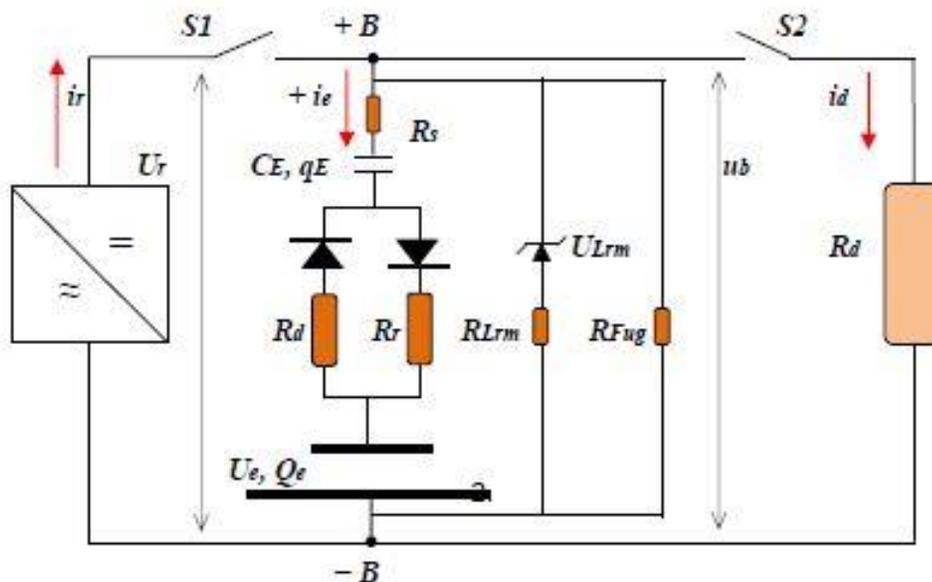


Figura 16: Circuito Equivalente de Acumulador Electroquímico [32].

Para el uso de acumulación de energía, se usan varios de estos sistemas, por lo que se denominan *baterías*. Independiente del tipo de batería³, todas se conectan y operan de una manera similar. La conexión puede ser en serie (Figura 17), donde la corriente se mantiene constante y la tensión aumenta con cada elemento en serie conectado. Si uno de los elementos tiene una falla y su tensión es menor a la del resto, reducirá la tensión del string. Esto provoca que la celda defectuosa se estrese más, por lo que se deteriorará más rápido y provocará un corte temprano del string completo, ya que tendrá menor tensión total.

Otra alternativa es conectarlas en paralelo (Figura 18), donde la tensión es la misma para todas las celdas, pero la corriente se va sumando con cada elemento en paralelo. Si una celda presenta falla, disminuirá la corriente del string.

³ Para conocer algunas tecnologías de Baterías ver Apéndice C-II.

Una tercera alternativa es combinar estos tipos de conexiones en una conexión serie-paralelo (Figura 19). La mayoría de los paquetes de baterías tienen configuraciones en serie-paralelo. Para que esta configuración funcione correctamente, las celdas deben estar parejas, es decir, tener un nivel de tensión y capacidad de corriente similar.

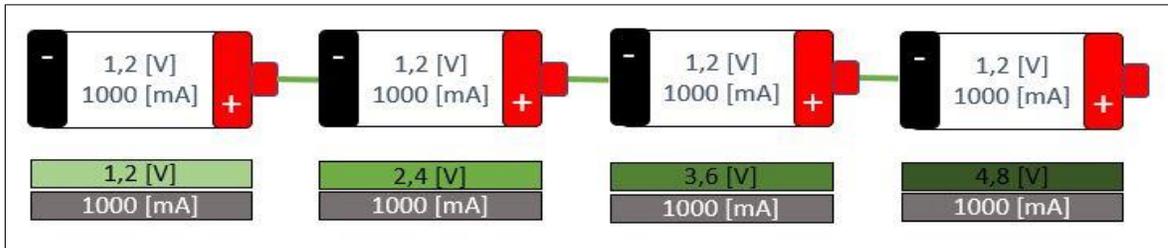


Figura 17: Conexión de baterías en serie.

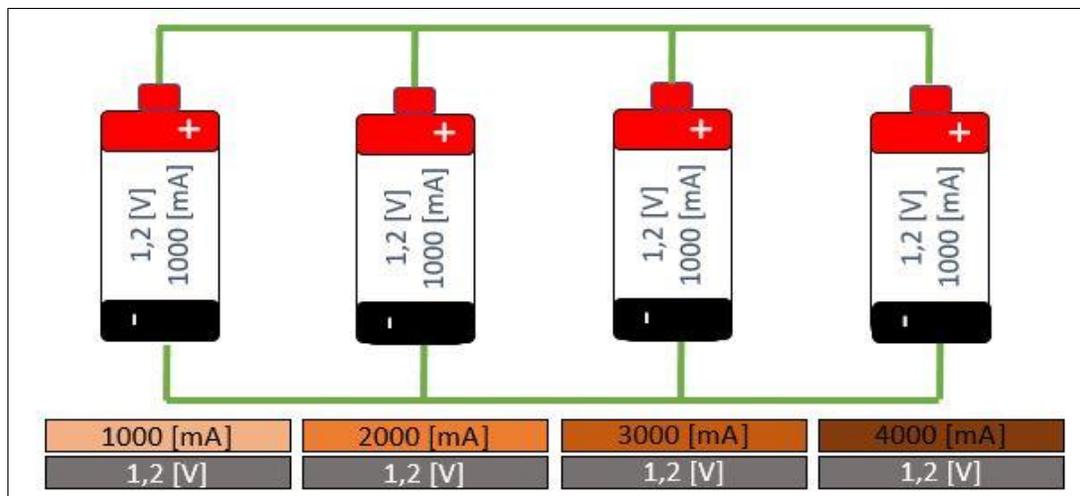


Figura 18: Conexión de baterías en paralelo.

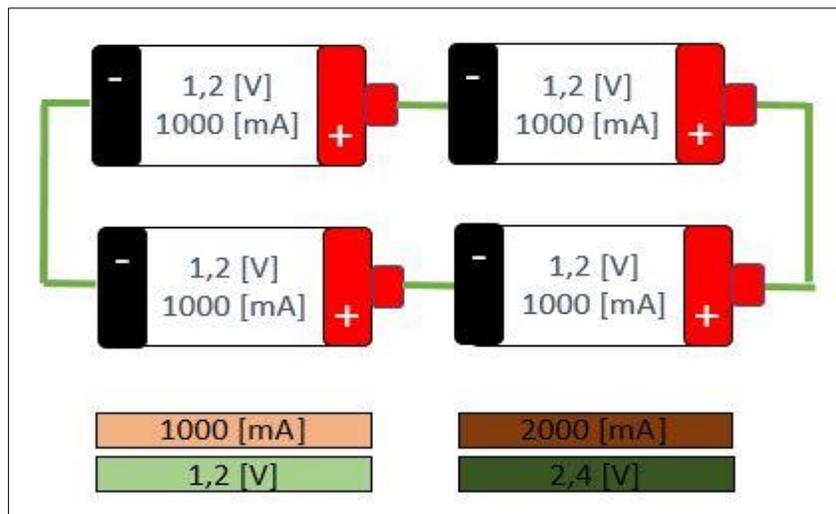


Figura 19: Conexión de baterías serie-paralelo

SoC y SoH

Existen dos indicadores que describen el estado de una batería. Estos son el *Estado de Carga* (State of Charge en inglés) y el *Estado de Salud* de la batería (State of Health). El SoC determina el tiempo de operación de la batería, incluye la energía almacenada y la parte inactiva. Si bien la capacidad de una batería también determina el tiempo de operación de ésta, no es lo mismo que el SoC. La capacidad nominal (se entrega en [Ah] o [mAh]) incluye el espacio vacío en la batería, la energía almacenada y la parte inactiva como muestra la Figura 20. La capacidad disponible por su lado representa la energía disponible que puede entregar la batería. Y el SoC corresponde a la energía almacenada más la parte inactiva [33].

Conocer el estado de carga de una batería no es trivial⁴, por lo que en la literatura se pueden encontrar múltiples métodos de estimación del SoC. Algunos de estos métodos se pueden ver en la Tabla 15 [33].

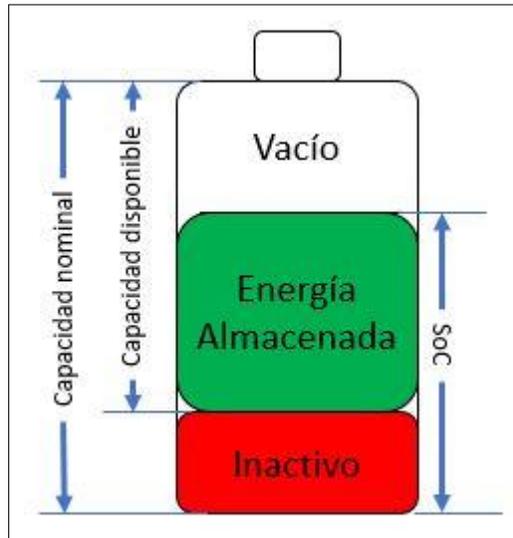


Figura 20: Estado de carga (SoC) y Capacidad de una batería.

Modelo Matemático

Existen muchas formas para modelar la carga y descarga de baterías. Tanto es así, que hay investigaciones de doctorado que proponen distintos modelos. Para este trabajo se consideran las propuestas planteadas en [14], [18], [23] y [15]. Así, las ecuaciones que representan la energía almacenada en la batería y la carga y descarga de ésta son las siguientes:

⁴ Ver métodos de estimación en Apéndice C-I.

$$SoC(t) = SoC(t - 1) + \left[(P_{PV_{total}}(t) \cdot \Delta t + P_{W_{total}}(t) \cdot \Delta t + P_{D_{total}}(t) \cdot \Delta t) - \frac{Dem(t)}{\eta_{inv}} \right] \cdot \eta_c \quad (4.30)$$

Esta ecuación se puede escribir como:

$$SoC(t) = SoC(t - 1) - P_{descarga}(t) \cdot \Delta t + P_{carga}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{inv} \quad (4.31)$$

Donde $SoC(t - 1)$ es la energía almacenada en el instante anterior, $Dem(t)$ es la demanda, η_{inv} es la eficiencia del inversor, η_c es la eficiencia de carga de la batería, $P_{descarga}(t)$ es la potencia que entrega la batería en la descarga y $P_{carga}(t)$ es la potencia con la que se carga la batería.

De esta última ecuación y de la ecuación de balance que se muestra más adelante se obtienen los valores para la carga y descarga de la batería. Este modelo considera la carga que había en el instante anterior, por lo que para $t=1$ hay que definir la carga del instante anterior. Para este trabajo se considera que la carga inicial de la batería es la mínima permitida, lo que va a depender de la profundidad de descarga (DoD) que se quiera aplicar. Así, la carga inicial viene dada por:

$$SoC_0 = SoC_{m\acute{a}x} \cdot (1 - DoD) \quad (4.32)$$

Con estas ecuaciones se tiene el estado de carga de 1 batería. Para N baterías se tiene que la capacidad del banco es:

$$SoC_{total}(t) = N_B \cdot SoC(t) \quad (4.33)$$

4.1.2.5 Curva de Carga

Caracterización de la Demanda

La caracterización de la demanda es un desafío que requiere principalmente una amplia base de datos. Algunos proyectos enfocan su investigación en la demanda eléctrica, para poder implementar control de demanda. Para esto primero obtienen un registro de datos de potencia, factor de potencia, temperatura dentro y fuera de los recintos, muestreados minuto a minuto durante cuatro semanas, usando varios usuarios como muestra. Luego, realizan una primera interpretación del perfil de demanda. Mediante encuestas identifican el tipo de vivienda, tamaño, patrones de comportamiento, ingresos económicos, etc. Y, por otro lado, obtienen datos de consumo a través de medidores instalados, potencia máxima, factor de carga, duración de la demanda, carga promedio del día, principales artefactos usados, aparatos de menor consumo, factor de influencia de la demanda, etc. Con estos datos se obtienen distintos perfiles de usuario, destacando los grupos donde hay personas todo el día en el hogar y en los que la gente pasa casi todo el día fuera [5].

Otros trabajos realizan la construcción de un perfil de carga virtual (VLP en inglés). Aseguran que la reconstrucción o generación de perfiles virtuales de carga requiere fundamentalmente registros o bases de datos, por lo que instalan medidores en algunos hogares para tener muestras. Algunos de estos medidores toman datos cada quince minutos (ARM en inglés) y otros toman datos mensuales de consumo (nARM en inglés). Ambos son muy importantes en la creación de perfiles de carga virtual, ya que en función de los perfiles registrados por los medidores que tomaban datos en espacio de minutos, se pueden construir los perfiles para las casas cuyos consumos se conocen mensualmente. El procedimiento para la generación del VLP de los hogares con medidores nARM usa las mediciones de las casas con ARM y el consumo mensual de las nARM. Primero se ejecuta un pre procesamiento de los datos, donde se filtran muestras erróneas y normalizándolos. Luego, hacen una clasificación de tipos de consumos mensuales y se establecen grupos. Finalmente, de los datos de las casas con ARM se identifica un perfil típico del grupo y se genera el VLP total de la zona [5].

Como muestra la literatura, para tener un buen perfil de demanda y poder caracterizarla bien, es necesario tener algunos datos reales. Si no se tienen mediciones, es posible crear un perfil a través de hábitos de consumo de algún cliente en particular y con los datos de los artefactos eléctricos, puede fabricarse un perfil de demanda aproximado. De una u otra forma, es necesario tener información sobre cómo vive la gente para poder modelar bien la demanda y así poder tener un control y dimensionamiento de unidades de generación adecuados.

Construcción de la Curva de Demanda

Como se mencionó anteriormente, la modelación de la demanda no es trivial y se requiere tener datos medidos para poder hacer una buena estimación. Existen trabajos de investigación netamente dedicados a estimar demanda, sin embargo, eso escapa de los objetivos de este trabajo por lo que la modelación de la demanda se ha simplificado bastante.

Para modelar una demanda residencial se toma como base 3 curvas de demanda, una medida en el centro de México [7], otra medida en comunidades aisladas (Huatacondo) [5] y la tercera a partir de hábitos de consumo y energía consumida diaria [6]. Con esto se hace un cruce entre las tres curvas para tener una curva con la forma típica residencial (curva “Pato”). Esta es la base para tener la forma de la curva diaria, a la que luego se le ponderan distintos factores. La curva base consta de datos horarios, es decir, tiene una potencia asociada a cada hora del año (8760 horas), por lo que se tienen 8760 datos de potencia a lo largo de un año.

Para tener el consumo diario se consideran meses de 30 días, así todos estos consumos corresponden a promedios. La curva base mencionada anteriormente representa un consumo diario de 7,95 [kWh] (debido a las mediciones hechas en los respectivos estudios). Así, se calcula la relación entre consumos diarios del lugar donde se hará la NR y la curva base y se genera un factor, que se pondera a cada dato de la curva base para así tener la curva base de un día cualquiera en el lugar definido. Una vez se tiene la curva base de la ubicación del proyecto, se aplica estacionalidad y diferenciación de días hábiles y fines de semana.

En [34] establecen tres segmentos de clientes según sus consumos anuales, donde cada segmento tiene un aumento de demanda típico en invierno. Luego, según el consumo anual que se tenga para la NR, para los días entre el 12 de Mayo y el 12 de Agosto se aplica este factor para que la

demanda aumente en el período de invierno. Posteriormente, en [35] se hacen mediciones de transformadores de distribución en Medellín y se modelan las curvas de demanda con Redes Neuronales y en [36] se analiza el efecto que genera el cambio de temperatura en el consumo eléctrico en algunas localidades de Argentina. En ambos casos se muestra que el fin de semana el consumo disminuye, pero no se pudo identificar segmentos de clientes. Para tener un factor se promedió las diferencias que se generaban los días de fin de semana versus los días hábiles. De esta manera se tiene que el consumo disminuye un 15% el fin de semana, por lo que los días sábados y domingos se ponderan por un factor de 0,85. Finalmente, en la herramienta de diseño HOMER se aplica una variabilidad diaria de un 13,264%, por lo que todos los días del año se ponderan por un número aleatorio entre 1,13 y 0,87 para así tener variabilidad durante el año.

4.1.3 Cálculo/Simulación

4.1.3.1 Costos

El cálculo que se realiza se hace para un año, es decir 8760 horas. Como la mayoría de los equipos tienen vida útil mayor a un año, el costo de cada equipo se anualiza. El costo anualizado de cada equipo se calcula según:

$$CA = \frac{C_i \cdot r}{\left(1 - \left(\frac{1}{1+r}\right)^n\right)} \quad (4.34)$$

Donde C_i es el costo de inversión de los distintos equipos, r es la tasa de descuento (10%) y n son los años de vida útil que tiene cada equipo. La vida útil y otros valores técnicos de interés de los equipos se encuentran en sus hojas de datos.

Costos de Inversión

Para la elección de paneles solares, aerogeneradores, baterías y generador diésel, se propone cotizar en tiendas vía internet con stock en Chile. (i.e. que no se deba importar). En el caso de paneles solares, generador diésel y baterías el objetivo es obtener mejor relación entre costo y potencia (capacidad en el caso de baterías) nominal $\left[\frac{\$}{W}\right]$. Y para los aerogeneradores se debe considerar que la generación eólica a pequeña escala aún no está tan desarrollada en Chile (como lo está la generación fotovoltaica), por lo que la elección debe considerar la complejidad de ello.

Costos de Operación

El costo variable depende del costo de la bencina en cada localidad. Lo que se obtiene a través del Sistema de Información en Línea de la CNE, sitio que entrega los datos sobre el precio que tiene el litro de bencina por comuna del país [37].

4.2 Validación Propuesta de Metodología de Diseño

Para validar la propuesta de metodología de diseño, se diseñan varias NR usando la metodología propuesta y así evaluar los resultados obtenidos. Estos resultados se comparan con los obtenidos en la herramienta de diseño de MR HOMER utilizando los mismos datos de entrada. De esta forma se puede concluir que tan confiable es el dimensionamiento entregado por la metodología de diseño propuesta.

4.2.1 Casos de Estudio

Para evaluar la propuesta de metodología de diseño se seleccionaron tres zonas de Chile para tener así diferentes condiciones de clima y consumos típicos. Se estudiará la propuesta de metodología en un ambiente desértico (Diego de Almagro), costero (El Quisco) y mediterráneo (Vitacura).

Para realizar los cálculos, se seguirán los pasos propuestos en la sección 4.1. Se plantea el problema de optimización en la herramienta de cálculo FICO y se ingresan las restricciones. Para tener un resultado acertado es necesario poder trabajar con datos lo más cercanos a la realidad posible. Para los valores de entrada al modelo se usan varios datos tomados de mediciones reales y otros se aproximaron a partir de datos reales para así tener valores representativos de los distintos escenarios a evaluar. Para analizar los resultados, estos datos también se ingresan a la herramienta de diseño de MR HOMER, lo que se considera como soluciones base. Así, se comparan los resultados obtenidos con la metodología de diseño propuesta y los obtenidos con HOMER.

Ya que el trabajo propone una metodología de diseño de NR modulares, primero se hacen los cálculos sin restricciones de potencia instalada, para así tener la noción de cuál es el tamaño de NR óptimo para abastecer los determinados consumos. Luego, según los resultados obtenidos se determina la cantidad de módulos necesarios para abastecer el consumo y su respectiva potencia instalada (3 [kW] ó 5 [kW]).

4.2.2 Operación

Una vez se tienen dimensionadas las distintas NR se selecciona una para estudiar la estabilidad de ésta. Como se dijo anteriormente, se tendrá el tamaño óptimo de la NR y luego se determinan los módulos. Así, para estudiar la estabilidad, primero se trabaja con un módulo, bajo distintas condiciones de operación como: aumento de demanda, disminución de demanda, y un día completo con la variabilidad de la generación. Con esto se pretende analizar el comportamiento en condiciones que se dan durante el día de operación. Para controlar la NR se propone un esquema de control primario basado en control Droop⁵ basado en el propuesto en [38] que será simulado en Matlab/Simulink. La operación del día se basará en las condiciones entregadas por FICO, por lo que solo se estudiará el control de frecuencia y tensión. Para fijar los nuevos puntos de operación y hacer gestión de la energía (decidir cuándo cargar, por ejemplo) es necesario implementar un lazo de control secundario.

⁵ Para más información sobre métodos de control de MR ver Apéndice D.

Se considera una topología en que todas las unidades van conectadas a un bus DC, el generador diésel mediante un rectificador para evitar problemas de sincronización, los paneles FV a través del MPPT y las baterías a través del regulador de carga. En la Figura 21 se muestra la topología de la red. Luego, al inversor se le aplica el lazo de control que se muestra en la Figura 22. Se modela un inversor formador de red, que pueda fijar tensión y frecuencia estando en modo isla. En el esquema el bloque de PLL entrega la frecuencia de la red para pasarla a ejes $dq0$. Los otros bloques se explican a continuación.

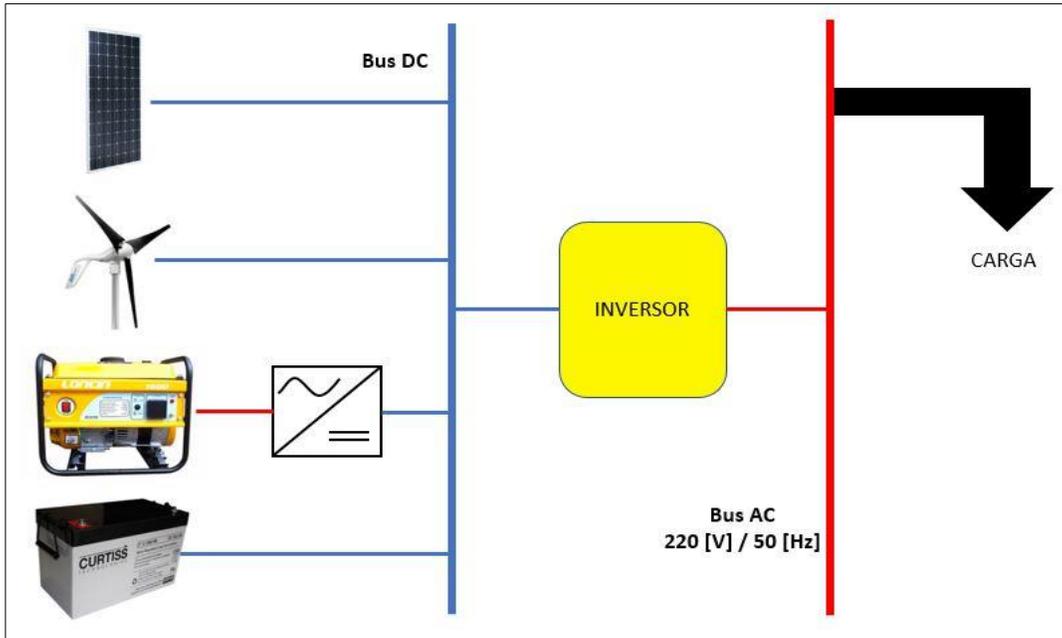


Figura 21: Topología de la NR considerada

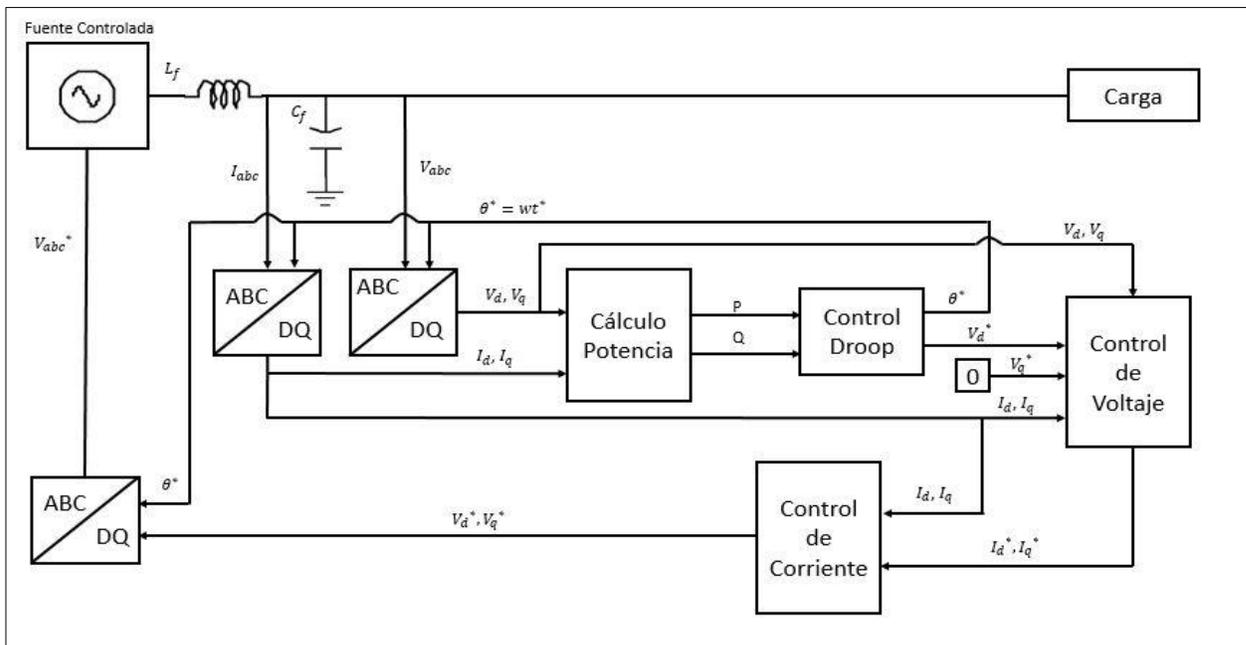


Figura 22: Lazo de control del inversor

4.1.1.1 Cálculo de Potencia

Para realizar el cálculo de la potencia, primero se pasan los valores de tensión y corriente de la red a ejes $dq0$. Luego se aplican las ecuaciones (4.35) y (4.36) para determinar P y Q respectivamente.

$$P = V_d \cdot I_d + V_q \cdot I_q \quad (4.35)$$

$$Q = V_q \cdot I_d - V_d \cdot I_q \quad (4.36)$$

4.2.2.1 Control Droop

Luego de que se tienen las potencias P y Q del sistema, éstas se utilizan para el control Droop. Usando la relación P-f y Q-V se definen referencias de frecuencia y tensión para el sistema según las ecuaciones (4.37) y (4.38) respectivamente [38].

$$\omega^* = \omega_0 - m \cdot P \quad (4.37)$$

$$V^* = V_0 - n \cdot Q \quad (4.38)$$

Donde ω_0 y V_0 son los valores nominales de la red de frecuencia y tensión (50 [Hz] y 220 [V_{fn}]) respectivamente, m y n son las pendientes Droop que se calculan según (4.39) y (4.40) respectivamente y P_0 y Q_0 las potencias nominales del inversor.

$$m = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{max}} \quad (4.39)$$

$$n = \frac{V_{dmax} - V_{dmin}}{Q_{max}} \quad (4.40)$$

4.2.2.2 Control de Voltaje

En el control de voltaje se calcula el error de la tensión medida con la de referencia proveniente del control Droop. Luego, este error pasa por un controlador PI y cuya salida se suma con la influencia del capacitor y la corriente de la red escalada. Este resultado corresponde a la corriente de referencia para el controlador de corriente. En la Figura 23 se muestra el lazo de control utilizado.

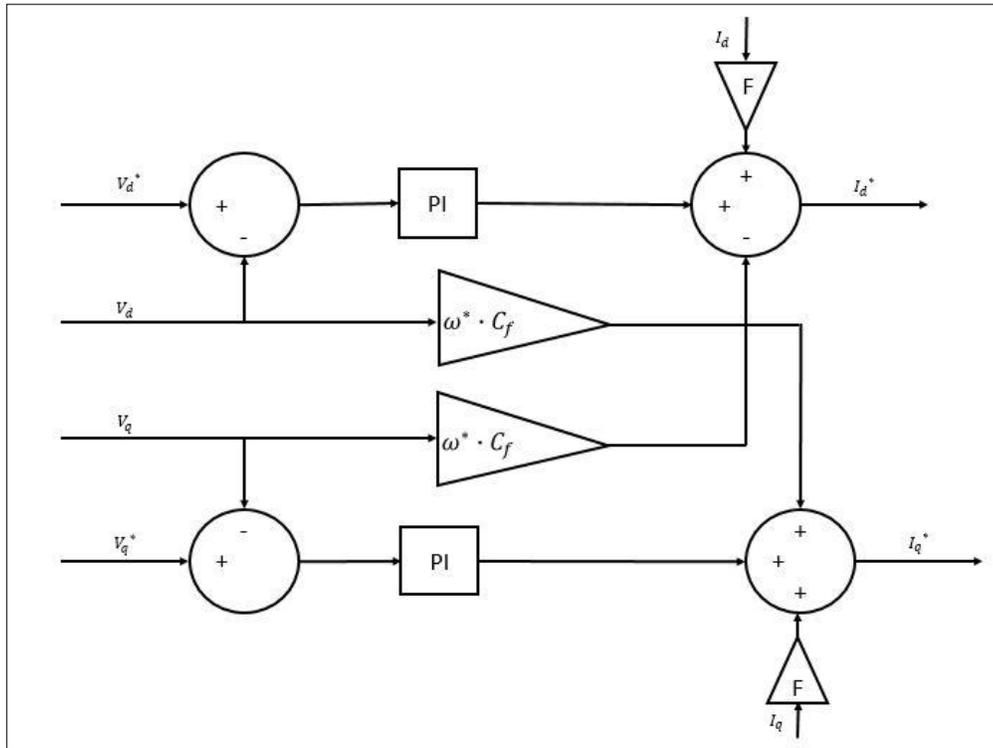


Figura 23: Lazo de control de voltaje

4.1.1.1 Control de Corriente

El control de corriente funciona de manera similar al de voltaje. Se calculan los errores de las referencias y lo medido de la red (en los ejes d y q) y luego son controlados con un controlador PI. Luego se considera la influencia del inductor y con esto se tiene la tensión de referencia para la fuente controlada. En la Figura 24 se muestra el lazo de control utilizado.

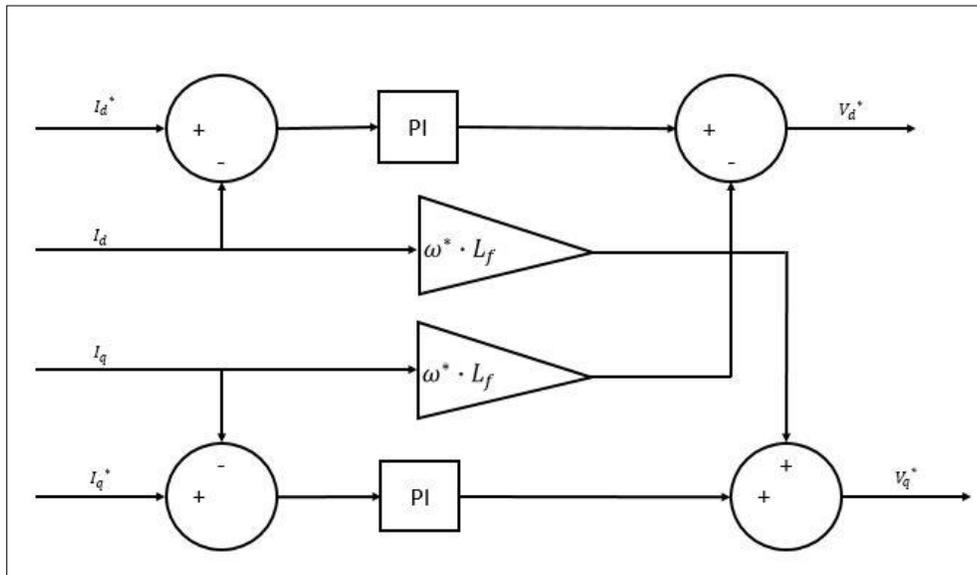


Figura 24: Lazo de control de corriente

4.2.2.3 Fuente de Tensión Controlada

Para aplicar el control de frecuencia y tensión, se le entregan las señales de referencia a las fuentes controladas. Se hace la transformación de $dq0$ a abc y se tienen las señales de tensión de referencia para las fuentes, que es lo que se muestra al final del ciclo en la Figura 22.

4.2.3 Discusión

Por último, se hace un análisis y discusión de los resultados obtenidos. Se comenta sobre la precisión de la metodología propuesta y si entrega resultados que deriven en NR estables. También se proponen mejoras al trabajo realizado y trabajos a futuro que puedan complementar este proyecto.

CAPÍTULO V

Casos de Estudio

En este capítulo se presentan los casos de estudio para validar la propuesta de metodología de diseño de NR. La idea consiste en seguir los pasos mencionados en la sección 4.1 y luego comparar los resultados con la herramienta de diseño de MR HOMER. Finalmente, una vez se tiene el diseño de una NR óptima, se estudia su estabilidad ante ciertas condiciones de operación, que serán explicadas más adelante.

El estudio se realizará para tres comunas del país que se detallan a continuación.

Tabla 6: Comunas seleccionadas para los casos de estudio

Comuna	Latitud	Longitud	Clima
Diego de Almagro	26,3902° S	70,0563° O	Desértico
El Quisco	33,4166° S	71,6906° O	Costero
Vitacura	33,3825° S	70,5371° O	Mediterráneo

5.1 Datos de Entrada

Para poder realizar el cálculo y obtener resultados al problema planteado en la sección 4.1.1 es necesario ingresar valores como datos de entrada para las distintas tecnologías, curvas de demanda y configurar las herramientas que harán el cálculo. En esta sección se muestran los valores que se utilizaron y cómo se obtuvieron.

5.1.1 Tecnologías

En la sección 4.1.2 se mencionan las diferentes variables que se modelan matemáticamente que se ingresan al problema de optimización. Cada uno de estos modelos tiene ciertos parámetros que se detallan a continuación.

Tabla 7: Parámetros de las distintas tecnologías

Tecnología	Parámetro	Valor	Unidad
Paneles FV	Marca	CSUN	-
	P_{nom}	310	[W]
	Área	1.94	[m ²]
	η_{PV}	16	[%]
	f_{red}	88	[%]
	β	0.004	[%/°C]
Aerogeneradores	Marca	Primus WindPower	-
	P_{nom}	400	[W]
	V_{ci}	3.58	[m/s]
	V_{nom}	12	[m/s]
	V_{co}	15	[m/s]
Generador Diésel	Marca	Loncin	-
	P_{nom}	1000	[W]
	Tensión	220	[V]
	Consumo	1.11	[l/h]
Baterías	Marca	Curtiss	-
	Capacidad	1.8	[kWh]
	Tensión	12	[V]
	η_C	96	[%]
	η_{inv}	96	[%]

5.1.2 Costos

Estos equipos vienen con costos de inversión asociados y en el caso de generador diésel, también con costos variables. Se cotizaron valores dentro de Chile y se seleccionaron los con mejor relación⁶ entre potencia y precio. A continuación, se muestran los costos unitarios de inversión de cada tecnología.

Tabla 8: Costos unitarios de inversión de cada tecnología

Tecnología	Costo [CLP]	Costo anualizado [CLP]	Vida Útil [años]
Panel FV	\$ 159.460	\$ 18.730	20
Aerogenerador	\$ 1.374.450	\$ 161.442	20
Generador Diésel	\$ 159.990	\$ 26.039	10 ⁷
Batería	\$ 199.000	\$ 32.549	10

⁶ En general las páginas no tienen publicados sus precios en internet, hay que pedir una cotización. Por lo que se escogió dentro de las que tenían sus precios visibles en internet.

⁷ La vida útil viene dada en horas. Para el generador seleccionado son 10.000 horas de vida útil. Se estimó que se usaría aproximadamente 1.000 horas al año, por lo que da un total de 10 años.

El caso del costo variable depende sólo del precio del combustible que se use para el generador diésel. Se buscan los valores promedio de bencina de 93 octanos en cada comuna en la página de Bencina en Línea [37]. Hay que considerar que FICO utiliza el valor de $\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ mientras que HOMER usa el valor de $\left[\frac{\$}{l}\right]$. Así, estos valores, para cada comuna, se muestran a continuación.

Tabla 9: Precios de combustible para cada comuna

Comuna	$\left[\frac{\$}{kWh}\right]$	$\left[\frac{\$}{l}\right]$
Diego de Almagro	\$ 829	\$ 747
El Quisco	\$ 836	\$ 753
Vitacura	\$ 857	\$ 772

5.1.3 Condiciones Climáticas

Las tecnologías de generación con fuentes renovables necesitan tener datos de las condiciones climáticas de la zona donde se ubicará el proyecto. Para esto, existe una herramienta desarrollada por la Universidad de Chile llamada Explorador Solar (y Explorador Eólico). De esta herramienta se obtienen datos históricos horarios de cualquier zona de Chile. Se extraen en formato *csv* y se pueden operar con Excel. Para este proyecto se consideraron los datos horarios de radiación global horizontal (GHI), radiación normal directa (DNI), velocidad del viento (WINDVEL) y temperatura (TEMP) de cada comuna (Diego de Almagro, El Quisco y Vitacura) del año 2016. Así se puede estudiar el comportamiento del modelo propuesto ante condiciones reales de operación. En los Anexos⁸ se pueden ver las tablas resúmenes que arroja el Explorador Solar con los datos de cada comuna.

5.1.4 Curvas de Demanda

Para generar las curvas de demanda de las distintas comunas, se siguió el procedimiento descrito en 4.1.2.5. Para ello, se buscaron datos de consumo correspondientes al año 2016 de las distintas comunas en la página de la CNE, Energía Abierta [39]. Así, los datos de consumo para clientes residenciales en las distintas comunas son los que se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10: Consumo residencial promedio por comuna en el año 2016

Año	Región	Comuna	Consumo Diario	Consumo Mensual	Factor
2016	Atacama	Diego de Almagro	4,73 [kWh]	142,02 [kWh]	0,595
2016	Valparaíso	El Quisco	3,52 [kWh]	105,66 [kWh]	0,443
2016	Metropolitana	Vitacura	10,81 [kWh]	324,22 [kWh]	1,360

Luego, para aplicar estacionalidad se aplican los factores según [34], así, en Diego de Almagro y el Quisco en invierno el consumo aumenta un 12%, mientras que en Vitacura aumenta un 27%.

⁸ Anexo A: Radiación Solar, Anexo B: Temperatura, Anexo C: Velocidad de viento

Estos factores se ponderan a los datos correspondientes a los días entre el 12 de Mayo y 12 de Agosto. Y para considerar los fines de semana, se aplica una reducción del consumo de 15% los días sábado y domingo. Finalmente, para aplicar variación en el día a día, se considera el factor que aplica HOMER que corresponde a un 13%. De esta manera, se generan números aleatorios entre $[0,87 - 1,13]$ para aplicar la variabilidad. Estos factores se ponderan por cada valor horario que se tiene. Así, las curvas de demanda, para un día cualquiera, de cada comuna se muestran en la Figura 25.

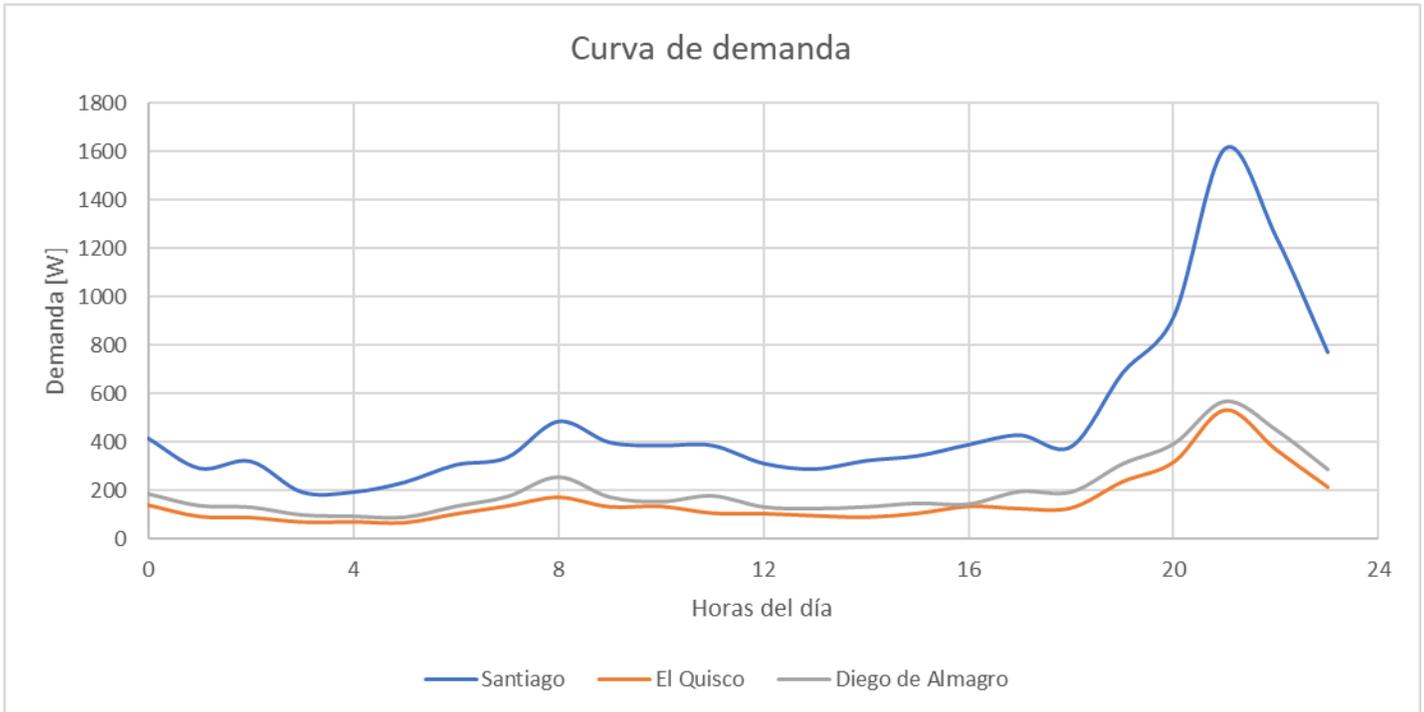


Figura 25: Curvas de demanda residencial de un día cualquiera para las tres comunas seleccionadas. Elaboración propia.

Se puede ver que en las horas de noche y madrugada se tiene un consumo bastante plano y a medida que se acerca la mañana las curvas comienzan a crecer, debido principalmente a que las personas inician su día. Se ve un pequeño peak en estas horas y luego el consumo comienza a decaer para estar relativamente plano en las horas de medio día y tarde. Cerca de las 18:00 hrs. El consumo comienza a crecer nuevamente, producto de que la gente comienza a llegar a sus hogares. El consumo se incrementa hasta alcanzar el peak del día cerca de las 21:00 hrs. Cuando la vida en el hogar está al máximo, ya sea con televisores, microondas, hervidores, refrigerador, luces, o algún otro electrodoméstico. Luego de eso, el consumo decae nuevamente para volver a la zona plana de la noche. Este es un consumo típico promedio de un cliente del tipo residencial en días hábiles. En días festivos y fines de semana, estas curvas pueden variar. Para este proyecto se consideraron los factores previamente mencionados, pero manteniendo la forma de la curva a lo largo de los 365 días del año.

5.2 Herramientas de Cálculo

Antes de comenzar la simulación, hay que ajustar ciertos parámetros en cada herramienta para que estén bajo condiciones lo más similares posible. A continuación, se mencionan las consideraciones que hay que tener con cada herramienta.

5.2.1 FICO

Esta herramienta está diseñada para resolver problemas de optimización. Mediante iteraciones va buscando el resultado óptimo, dentro de un margen dado. Para esto, hay que fijar la tolerancia que se desea, de lo contrario, puede iterar mucho más tiempo del necesario intentado encontrar una solución más óptima. Para este caso se consideró una tolerancia del 1%, con lo que se tuvieron los resultados en poco tiempo.

Por otro lado, esta herramienta hace el cálculo para un año, por lo que los valores entregados deben ser proyectados en la vida útil del proyecto (20 años). Dado esto, es que se consideraron los valores de demanda y condiciones climáticas para el año 2016. También, los costos de los equipos deben ir anualizados, con lo que se usó la ecuación (4.34) como se menciona en la sección 4.1.3.1. En la Tabla 8 se muestran los valores utilizados para los costos de inversión y los costos variables se considera el precio por [kWh] de la Tabla 9.

Para este tipo de aplicaciones, usualmente se consideran bancos de baterías de 24 [V] o 48 [V]. Para fijar esto, en FICO se ingresan los valores de la batería multiplicados por 2, para de esta forma, tener un número par de baterías y poder armar strings de las tensiones mencionadas. Así, si el resultado de FICO indica que hay que instalar 2 baterías, en la realidad son 4, porque las baterías que considera FICO son el doble de costosas y tienen el doble de capacidad que la de la Tabla 7.

Por último, los valores deben contenerse en un archivo Excel para que FICO los lea y calcule. Luego, guarda los resultados que se especifiquen en el mismo (u otro) archivo Excel. En general, los cálculos que se hagan para análisis es mejor realizarlos en Excel. Es decir, es mejor que FICO solo arroje las condiciones de operación y valores de potencia de cada unidad y luego se hacen los análisis energéticos y económicos en Excel.

5.2.2 HOMER

Esta herramienta está diseñada para dimensionar MR y ser lo más amigable con el usuario posible. De esta forma hay que ingresar algunos valores y el resto de los cálculos los efectúa HOMER.

En primer lugar, los costos de inversión se ingresan en valor total (Tabla 8) y HOMER los anualiza. Hay que definir la vida útil de los equipos y la tasa de descuento. Además de esto, el resto de los indicadores económicos que utiliza HOMER hay que fijarlos en 0. Los costos variables HOMER los considera como precio por litro (Tabla 9) y hay que ingresar una curva de consumo del generador diésel, que se asume constante.

Para el caso de las tecnologías, HOMER tiene varios parámetros que se pueden fijar o considerar los valores por defecto. Para el caso de los paneles FV, es necesario tener la ubicación exacta del proyecto (Tabla 6) y así HOMER define los ángulos de elevación (mismo que latitud) y azimuth (180° ya que apunta al norte, ángulo recomendado para el hemisferio sur). También se considera que tienen tecnología MPPT y estos valores se asumen por defecto. Para los aerogeneradores se debe ingresar la curva de potencia. Esto se hace ingresando los valores de la curva que se encuentra en la hoja de datos del aerogenerador. En el caso de las baterías, como se emncionó anteriormente, deben ser de una tensión determinada. En HOMER se puede fijar el nivel de tensión que se desee para el banco, por lo que para estas simulaciones se consideraron bancos de baterías de 24 [V] (al igual que en FICO), ya que dada la potencia y potencial uso de la NR modular, es el nivel de tensión más adecuado. Por último, el inversor (que FICO no considera) se fija con costo 0 y potencia muy alta para que no afecte en el cálculo.

El resto de los parámetros, que FICO no considera se fijan en 0 para que así el cálculo sea lo más parecido posible. Una vez fijados los parámetros e ingresados los valores previamente mencionados, se ejecuta el cálculo.

5.3 Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos con ambas herramientas de cálculo para luego poder hacer una comparación. Los resultados se presentan por comuna, donde se muestra la cantidad de unidades por tecnología junto al costo asociado. Luego los indicadores económicos de interés, como el costo total anual (función objetivo), costo variable anual y LCOE. Finalmente se muestran resultados energéticos, producción por cada tecnología y consumo abastecido. Hay que mencionar que FICO entrega solo una solución óptima, mientras que HOMER entrega un conjunto de soluciones con diferentes combinaciones. Se seleccionaron las mejores dos soluciones de HOMER para realizar una mejor comparación.

5.3.1 Diego de Almagro

Los resultados obtenidos para la comuna de Diego de Almagro se muestran a continuación. El modelo en FICO tardó 12 minutos aproximadamente en entregar el resultado, mientras que HOMER se demoró 2 horas.

Tabla 11: Resultados de FICO y HOMER para la comuna de Diego de Almagro

Diego de Almagro		Modelo Propuesto	HOMER	
PV	Cantidad	5	5	6
	Potencia	1,55 [kW]	1,55 [kW]	1,86 [kW]
	Costo Anual	\$ 93.650	\$ 93.651	\$ 112.381
WT	Cantidad	0	0	0
	Potencia	0 [kW]	0 [kW]	0 [kW]
	Costo Anual	\$ -	\$ -	\$ -
Diésel	Cantidad	1	1	0
	Potencia	1 [kW]	1 [kW]	0 [kW]
	Costo Anual	\$ 26.039	\$ 18.794	\$ -
Baterías	Cantidad	4	4	4
	Capacidad	7,2 [kWh]	7,2 [kWh]	7,2 [kWh]
	Costo Anual	\$ 130.196	\$ 130.196	\$ 130.196
Costo Equipos Año		\$ 249.885	\$ 242.641	\$ 242.577
Costo Variable		\$ 34.146	\$ 28.696	\$ -
Costo Total Anual	Suma	\$ 284.031	\$ 271.337	\$ 242.577
	Objetivo	\$ 282.032	\$ 268.788	\$ 242.577
LCOE [\$/kWh]		\$ 152,59	\$ 145,42	\$ 132,33
Demanda Anual		1.848 [kWh]	1.848 [kWh]	1.833 [kWh]
PV	Producción Anual	3.273 [kWh]	3.371 [kWh]	4.045 [kWh]
	Potencia Promedio	0.37 [kW]	0,38 [kW]	0,46 [kW]
	Vertimiento	43,2%	41,1%	50,9%
Diésel	Horas de Uso Anual	104	44	0
	Producción Anual	38,7 [kWh]	30,8 [kWh]	0 [kWh]
	Potencia Promedio	0,37 [kW]	0,70 [kW]	0 [kW]
Baterías	Carga Anual	1.215 [kWh]	1.340 [kWh]	1.325 [kWh]
	Descarga Anual	1.165 [kWh]	1.284 [kWh]	1.269 [kWh]

Como se mencionó previamente, se consideraron las dos mejores soluciones de HOMER. Una consiste en un mix de paneles FV, generador diésel y baterías y la otra solución consta de un mix de paneles FV y baterías. Por otro lado, la solución óptima de FICO consiste en un mix de paneles FV, generador diésel y baterías.

En la Tabla 11, en la sección de color azul, se muestra la cantidad de paneles, aerogeneradores, generadores diésel y baterías, junto con la potencia instalada que ello implica (capacidad en el caso de baterías) y el costo de inversión anualizado por el total de unidades de cada tipo de tecnología.

Luego, en la sección de color verde, se presentan los resultados económicos, que es la suma de los costos de inversión anualizados de los equipos, el costo variable (costo del combustible) en un año y el costo total (función objetivo) que se desglosa en dos ítems: Suma, que corresponde a la suma de los equipos y el costo variable y Objetivo, que corresponde al valor que entregan las herramientas como resultado de la optimización (el valor mínimo buscado). En HOMER hay una diferencia entre estos últimos dos valores y es debido a que al final del proyecto el generador diésel tiene un costo de salvamento, es por eso que en la columna donde no hay generador diésel no se produce esta diferencia. Por otro lado, en la columna del modelo propuesto se generan

pequeñas diferencias debido a las aproximaciones hechas en los costos anualizados de los equipos.

Finalmente, en la sección de color amarillo, se muestran los resultados energéticos obtenidos. La demanda varía levemente entre el modelo propuesto y en HOMER debido a que cada vez que se corría el cálculo en HOMER aplicaba cierta variabilidad aleatoria y la demanda cambiaba su valor.

5.3.2 El Quisco

Los resultados para la comuna de El Quisco se muestran a continuación. El modelo en FICO tardó 54 minutos aproximadamente en entregar el resultado, mientras que HOMER se demoró 2 horas.

Tabla 12: Resultados de FICO y HOMER para la comuna de El Quisco

El Quisco		Modelo Propuesto	HOMER	
PV	Cantidad	7	7	8
	Potencia	2,17 [kW]	2,17 [kW]	2,48 [kW]
	Costo Anual	\$ 131.110	\$ 131.111	\$ 149.841
WT	Cantidad	0	0	0
	Potencia	0 [kW]	0 [kW]	0 [kW]
	Costo Anual	\$ -	\$ -	\$ -
Diésel	Cantidad	1	1	0
	Potencia	1 [kW]	1 [kW]	0 [kW]
	Costo Anual	\$ 26.039	\$ 18.794	\$ -
Baterías	Cantidad	2	4	4
	Capacidad	3,6 [kWh]	7,2 [kWh]	7,2 [kWh]
	Costo Anual	\$ 65.098	\$ 130.196	\$ 130.196
Costo Equipos Año		\$ 222.247	\$ 280.101	\$ 280.037
Costo Variable		\$ 88.284	\$ 24.137	\$ -
Costo Total Anual	Suma	\$ 310.531	\$ 304.238	\$ 280.037
	Objetivo	\$ 310.533	\$ 301.640	\$ 280.037
LCOE [\$/kWh]		\$ 225,26	\$ 218,79	\$ 204,65
Demanda Anual		1.379 [kWh]	1.379 [kWh]	1.368 [kWh]
PV	Producción Anual	3.335 [kWh]	3.510 [kWh]	4.011 [kWh]
	Potencia Promedio	0,38 [kW]	0,40 [kW]	0,46 [kW]
	Vertimiento	60,8%	57,7%	63,0%
Diésel	Horas de Uso Anual	337	35	0
	Producción Anual	105,6 [kWh]	26,4 [kWh]	0 [kWh]
	Potencia Promedio	0,31 [kW]	0,75 [kW]	0 [kW]
Baterías	Carga Anual	809 [kWh]	997 [kWh]	988 [kWh]
	Descarga Anual	777 [kWh]	954 [kWh]	945 [kWh]

El mix óptimo calculado por el modelo propuesto consta de paneles FV, generador diésel y baterías, mientras que los de HOMER una solución tiene un mix similar y la otra sólo tiene paneles FV y baterías.

En la Tabla 12Tabla 11, en la sección de color azul, se muestra la cantidad de paneles, aerogeneradores, generadores diésel y baterías, junto con la potencia instalada que ello implica (capacidad en el caso de baterías) y el costo de inversión anualizado por el total de unidades de cada tipo de tecnología.

Luego, en la sección de color verde, se presentan los resultados económicos, que es la suma de los costos de inversión anualizados de los equipos, el costo variable (costo del combustible) en un año y el costo total (función objetivo) que se desglosa en dos ítems: Suma, que corresponde a la suma de los equipos y el costo variable y Objetivo, que corresponde al valor que entregan las herramientas como resultado de la optimización (el valor mínimo buscado). En HOMER hay una diferencia entre estos últimos dos valores y es debido a que al final del proyecto el generador diésel tiene un costo de salvamento, es por eso que en la columna donde no hay generador diésel no se produce esta diferencia. Por otro lado, en la columna del modelo propuesto se generan pequeñas diferencias debido a las aproximaciones hechas en los costos anualizados de los equipos.

Finalmente, en la sección de color amarillo, se muestran los resultados energéticos obtenidos. La demanda varía levemente entre el modelo propuesto y en HOMER debido a que cada vez que se corría el cálculo en HOMER aplicaba cierta variabilidad aleatoria y la demanda cambiaba su valor.

5.3.3 Vitacura

Los resultados para la comuna de Vitacura se muestran a continuación. El modelo en FICO tardó 7 minutos aproximadamente en entregar el resultado, mientras que HOMER se demoró 4 horas. En este caso, FICO llegó al resultado final en 7 minutos, pero continuó iterando a ver si encontraba una solución mejor. Debido a la configuración de tolerancia que había, el programa corrió cerca de 4 horas sin encontrar una solución mejor, por lo que se terminó.

Tabla 13: Resultados de FICO y HOMER para la comuna de Vitacura

Vitacura		Modelo Propuesto	HOMER	
PV	Cantidad	22	21	27
	Potencia	6,82 [kW]	6,51 [kW]	8,37 [kW]
	Costo Anual	\$ 412.060	\$ 393.332	\$ 505.713
WT	Cantidad	0	0	0
	Potencia	0 [kW]	0 [kW]	0 [kW]
	Costo Anual	\$ -	\$ -	\$ -
Diésel	Cantidad	1	1	0
	Potencia	1 [kW]	1 [kW]	0 [kW]
	Costo Anual	\$ 26,039	\$ 18.794	\$ -
Baterías	Cantidad	8	10	12
	Capacidad	14,4 [kWh]	18 [kWh]	21,6 [kWh]
	Costo Anual	\$ 260.392	\$ 325.491	\$ 390.589
Costo Equipos Año		\$ 698,491	\$ 737.617	\$ 896.302
Costo Variable		\$ 182.776	\$ 159.234	\$ -
Costo Total Anual	Suma	\$ 881.267	\$ 896.851	\$ 896.302
	Objetivo	\$ 881.270	\$ 895.515	\$ 896.302
LCOE [\$/kWh]		\$ 208,38	\$ 214,10	\$ 212,31
Demanda Anual		4.229 [kWh]	4.218 [kWh]	4.186 [kWh]
PV	Producción Anual	11.178 [kWh]	11.219 [kWh]	14.425 [kWh]
	Potencia Promedio	1,28 [kW]	1,28 [kW]	1,65 [kW]
	Vertimiento	63,1%	59,9%	68,5%
Diésel	Horas de Uso Anual	530	261	0
	Producción Anual	213,3 [kWh]	153 [kWh]	0 [kWh]
	Potencia Promedio	0,40 [kW]	0,59 [kW]	0 [kW]
Baterías	Carga Anual	2.681 [kWh]	2.971 [kWh]	3.035 [kWh]
	Descarga Anual	2.573 [kWh]	2.846 [kWh]	2.904 [kWh]

Los resultados obtenidos con el modelo propuesto indican que se tiene un mix de paneles FV, generador diésel y baterías, mientras que HOMER, una de sus soluciones es similar y la otra sólo consta de paneles FV y baterías.

En la Tabla 13, en la sección de color azul, se muestra la cantidad de paneles, aerogeneradores, generadores diésel y baterías, junto con la potencia instalada que ello implica (capacidad en el caso de baterías) y el costo de inversión anualizado por el total de unidades de cada tipo de tecnología.

Luego, en la sección de color verde, se presentan los resultados económicos, que es la suma de los costos de inversión anualizados de los equipos, el costo variable (costo del combustible) en un año y el costo total (función objetivo) que se desglosa en dos ítems: Suma, que corresponde a la suma de los equipos y el costo variable y Objetivo, que corresponde al valor que entregan las herramientas como resultado de la optimización (el valor mínimo buscado). En HOMER hay una diferencia entre estos últimos dos valores y es debido a que al final del proyecto el generador diésel tiene un costo de salvamento, es por eso que en la columna donde no hay generador diésel no se produce esta diferencia. Por otro lado, en la columna del modelo propuesto se generan pequeñas diferencias debido a las aproximaciones hechas en los costos anualizados de los equipos.

Finalmente, en la sección de color amarillo, se muestran los resultados energéticos obtenidos. La demanda varía levemente entre el modelo propuesto y en HOMER debido a que cada vez que se corría el cálculo en HOMER aplicaba cierta variabilidad aleatoria y la demanda cambiaba su valor.

5.4 Operación

Dados los resultados obtenidos en la sección anterior, en esta sección se estudia la estabilidad de estos sistemas. En primer lugar, se estudia la estabilidad para un módulo de 3 [kW]. Para este caso, se trabajará con la NR diseñada para la comuna de Diego de Almagro y se somete el sistema a distintos escenarios de operación para simular los casos que se tienen durante un día típico, como lo son el aumento y disminución de la generación renovable y el aumento y disminución de la demanda. En particular se estudió el caso en que aumenta la demanda, disminuye la demanda, aumenta y disminuye la demanda y finalmente un día completo de operación considerando la variabilidad de generación.

5.4.1 Modelo

El esquema propuesto en la sección 4.2.2 se ingresó en la herramienta de simulación Matlab/Simulink como muestran las Figura 26 y Figura 27. Para ver el contenido de cada bloque ver el ANEXO.

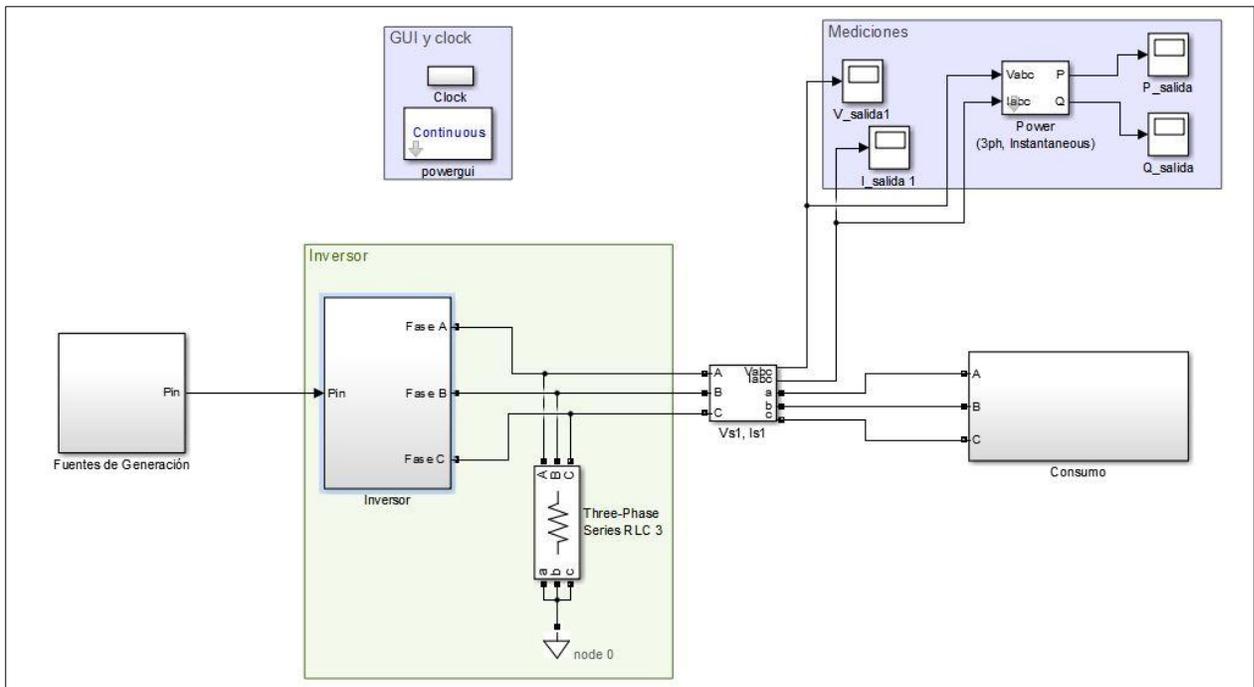


Figura 26: Modelo de la red en Matlab/Simulink

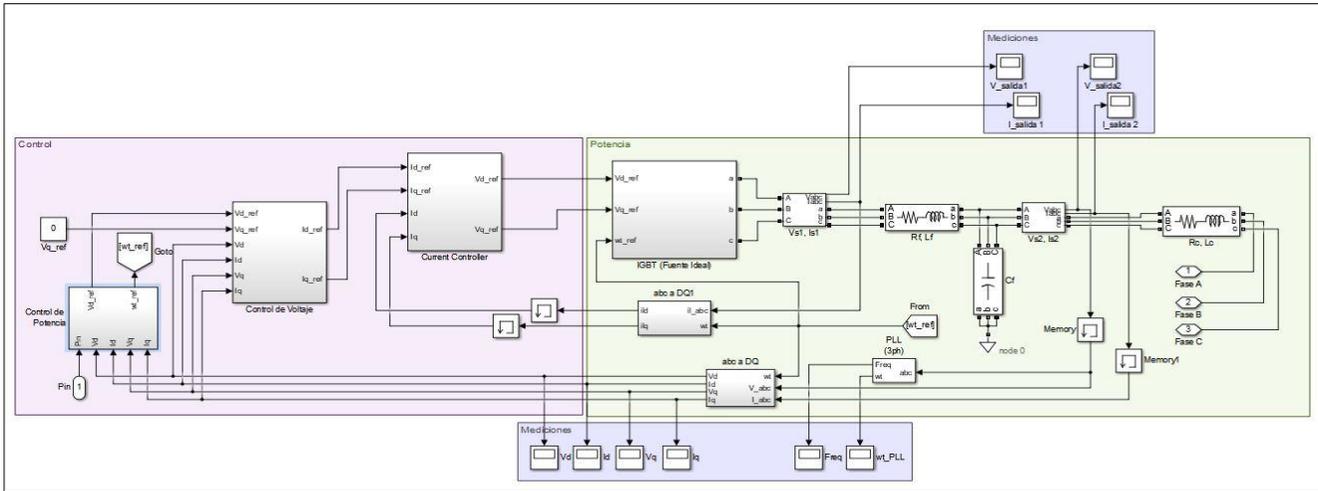


Figura 27: Esquema de control en Matlab/Simulink

5.4.2 Datos de Entrada

Como se mencionó, se estudió un módulo de 3 [kW] de potencia instalada, con un inversor SMA SUNNY ISLAND 4.4M de 3,3[kW] de potencia nominal. Los valores de los capacitores e inductores utilizados para filtros y la constante para el filtro ω_c fueron obtenidos del caso de estudio planteado en [38]. El resto, fueron calculados según las ecuaciones descritas en la sección 4.2.2 y la hoja de datos del inversor. A continuación, se muestra un resumen de estos valores.

Tabla 14: Datos de entrada para modelo en Matlab/Simulink

Parámetro	Valor	Unidad
R_f	0,1	$[\Omega]$
C_f	1,4	$[\mu F]$
L_f	50	$[mH]$
R_c	0,03	$[\Omega]$
L_c	0,35	$[mH]$
R_g	0,22	$[\Omega]$
L_g	26,9	$[\mu H]$
ω_0	$2 \cdot \pi \cdot 50$	$[rad/s]$
V_0	$220 \cdot \sqrt{2}$	$[V_{fn}]$
P_0	3300	$[W]$
Q_0	0	$[VAr]$
m	0,0016	-
n	0,0117	-
ω_c	31,41	-
K_{pv}	0,05	-
K_{iv}	390	-
F	0,75	-
K_{pc}	10,5	-
K_{ic}	16000	-

En el último caso de estudio, para considerar la potencia disponible según las fuentes de generación, se consideró la potencia que ingresó al inversor el día considerado (19/mar/16) y se usó la diferencia de generación y consumo como P para la ecuación (4.37) del control Droop.

5.4.3 Resultados

A continuación, se muestran los resultados para las distintas condiciones de operación estudiadas.

5.4.3.1 Caso 1: Aumento en la demanda

En este escenario se consideró una demanda base de 500 [W] y luego de 2 segundos, se conectó otra carga de 1000 [W]. La respuesta de la frecuencia con respecto a la variación de potencia activa se muestra en la Figura 28. En la Figura 29 se ve el comportamiento de la tensión producto de la potencia reactiva. Se observa que en el instante que se conecta la segunda carga, la frecuencia cae inmediatamente y luego se estabiliza al cabo de unos milisegundos. Por otro lado, la tensión tiene una leve perturbación en el momento que se conecta la carga, para luego seguir operando normalmente.

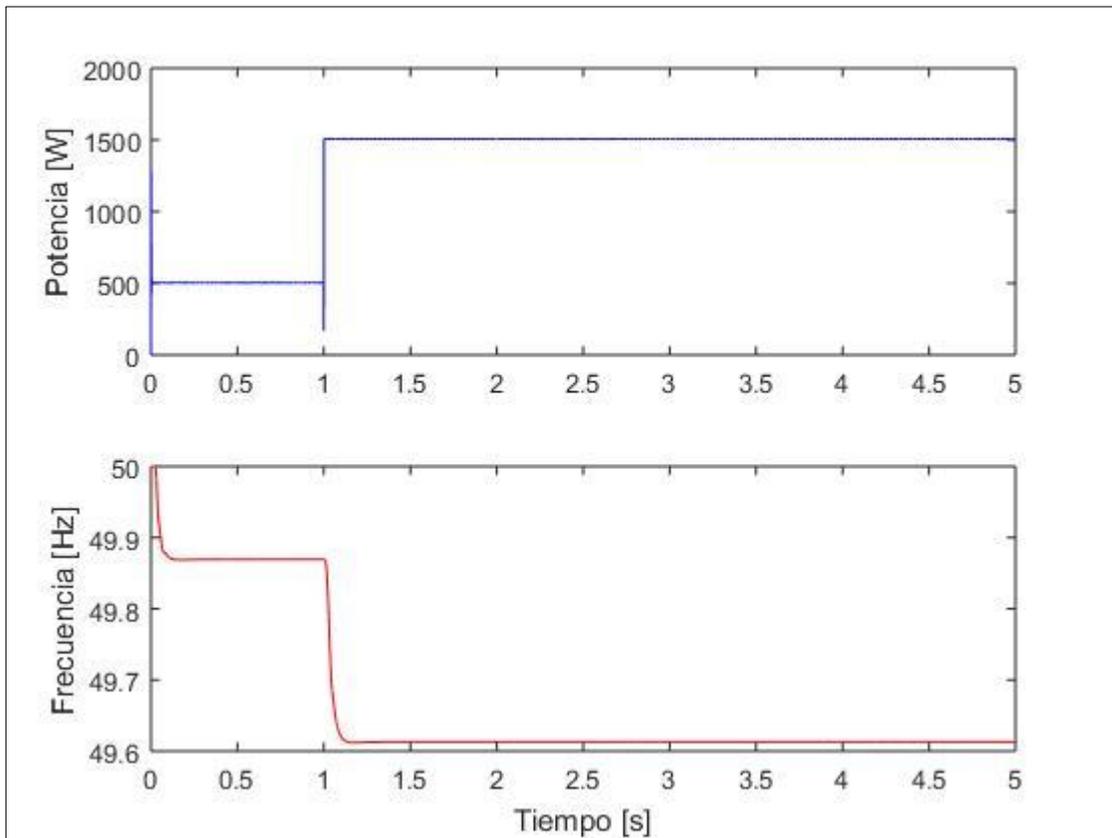


Figura 28: Potencia activa y frecuencia en condición de operación 1.

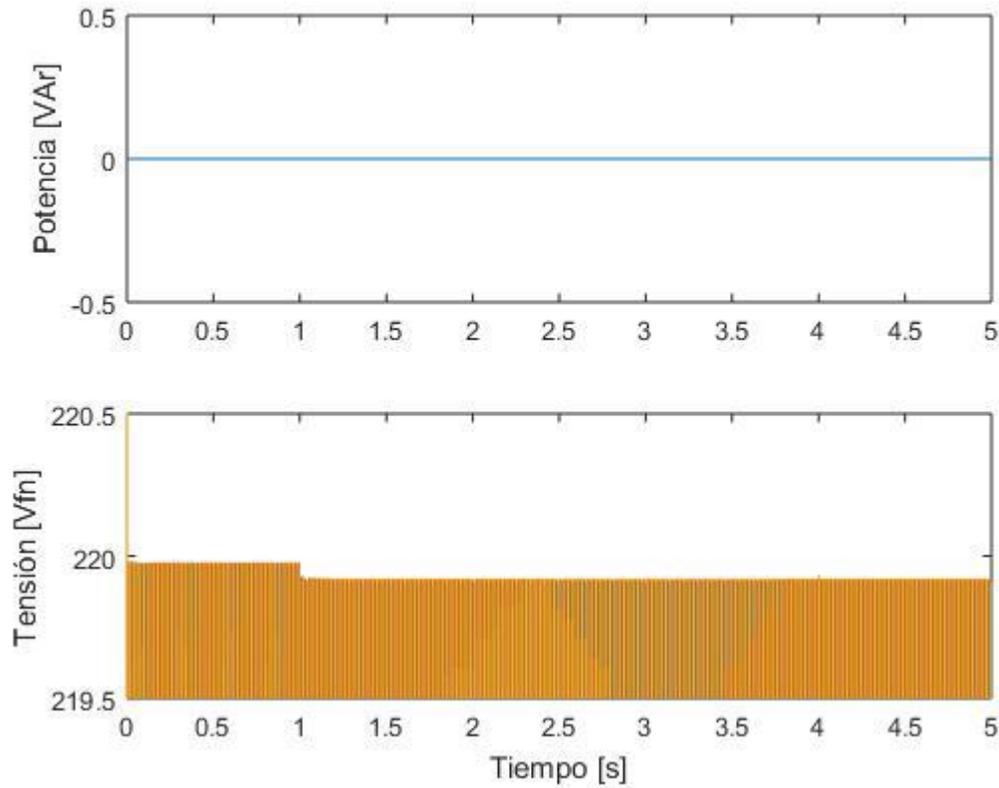


Figura 29: Potencia reactiva y tensión en condición de operación 1.

5.4.3.2 Caso 2: Disminución de la demanda

En este escenario se consideró una demanda base de 1500 [W] y luego de 2 segundos, se desconectó 1000 [W] de carga. La respuesta de la frecuencia con respecto a la potencia activa se muestra en la Figura 30 y la respuesta de la tensión con respecto a la potencia reactiva en la Figura 31. Se observa que en el instante que se desconecta la segunda carga, la frecuencia sube inmediatamente y luego se estabiliza al cabo de unos milisegundos. Por otro lado, la tensión tiene una leve perturbación en el momento que se desconecta la carga, para luego seguir operando normalmente.

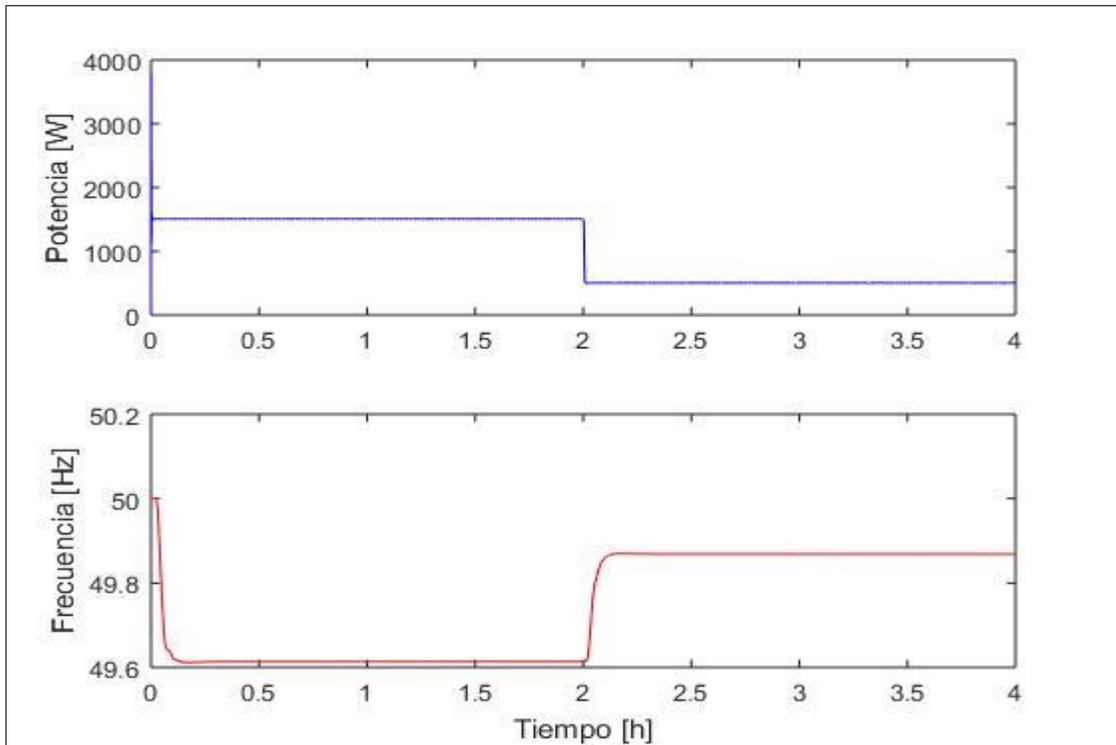


Figura 30: Potencia activa y frecuencia en condición de operación 2.

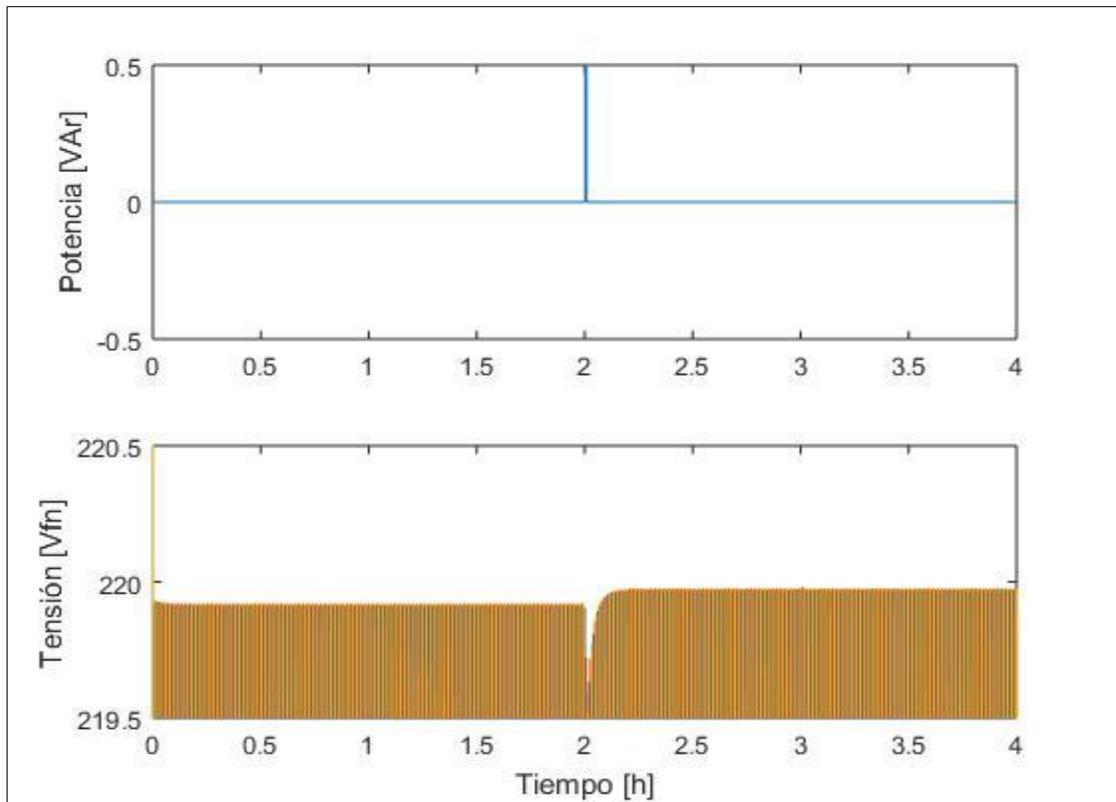


Figura 31: Potencia reactiva y tensión en condición de operación 2.

Caso 3: Aumento y disminución de la demanda

En este escenario se consideró una demanda base de 500 [W], luego de 2 segundos se conectó otra carga de 1000 [W] y al segundo 4 se desconectó la carga de 1000 [W]. La respuesta de la frecuencia con respecto a la potencia activa se ve en Figura 32 y la tensión respecto a la potencia reactiva en la Figura 33. Se observa que en el instante que se conecta la segunda carga, la frecuencia cae inmediatamente, luego se estabiliza al cabo de unos milisegundos y cuando se desconecta la carga sube deliberadamente para estabilizarse de nuevo al cabo de unos milisegundos. Por otro lado, la tensión tiene una leve perturbación en el momento que se conecta la carga y baja su nivel un poco, y cuando se desconecta la carga se ve perturbada nuevamente y retoma el nivel en que había quedado.

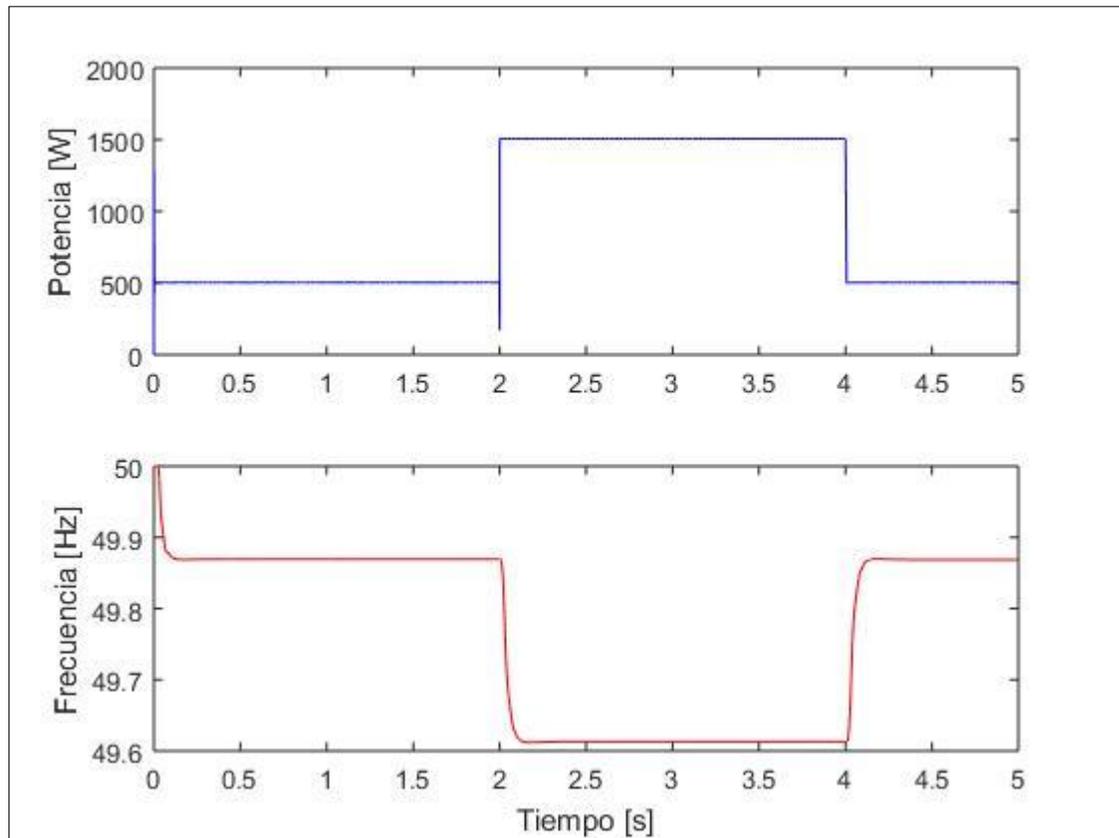


Figura 32: Potencia activa y frecuencia en condición de operación 3.

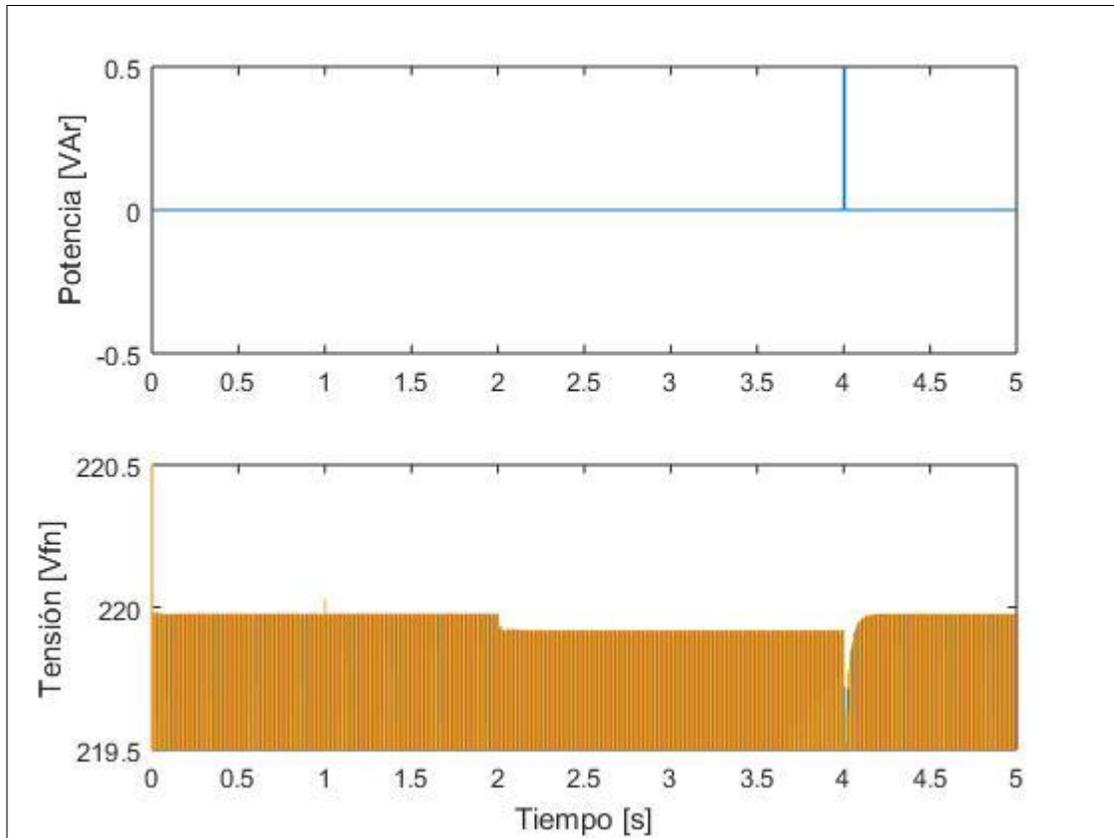


Figura 33: Potencia reactiva y tensión en condición de operación 3.

Caso 4: Operación en día completo

En este escenario se usaron los valores de demanda y potencia ingresada al inversor entregados por FICO para el día 19/marzo/2016, escogido aleatoriamente. En la Figura 34; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se ve la potencia que entra y sale del inversor a lo largo del día y como varía la frecuencia con respecto a las diferencias que se producen entre las potencias. Como FICO hizo un cálculo horario, se tiene que los consumos son escalones, mientras que la generación tiene forma de rampa a medida que se va ajustando para abastecer el consumo. Cuando la generación es mayor que la demanda, la frecuencia tiene a subir y cuando la generación es menor que la demanda, la frecuencia cae. Se observa también que en los instantes en que la generación e igual al consumo, la frecuencia permanece estable.

La tensión de la red a lo largo del día de operación con respecto a la potencia reactiva se muestra en la Figura 35; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** En ella se ve que sufre varias perturbaciones producto de la variación tanto de consumo como de generación. No obstante, estas perturbaciones son del orden de 0,2 [V] aproximadamente.

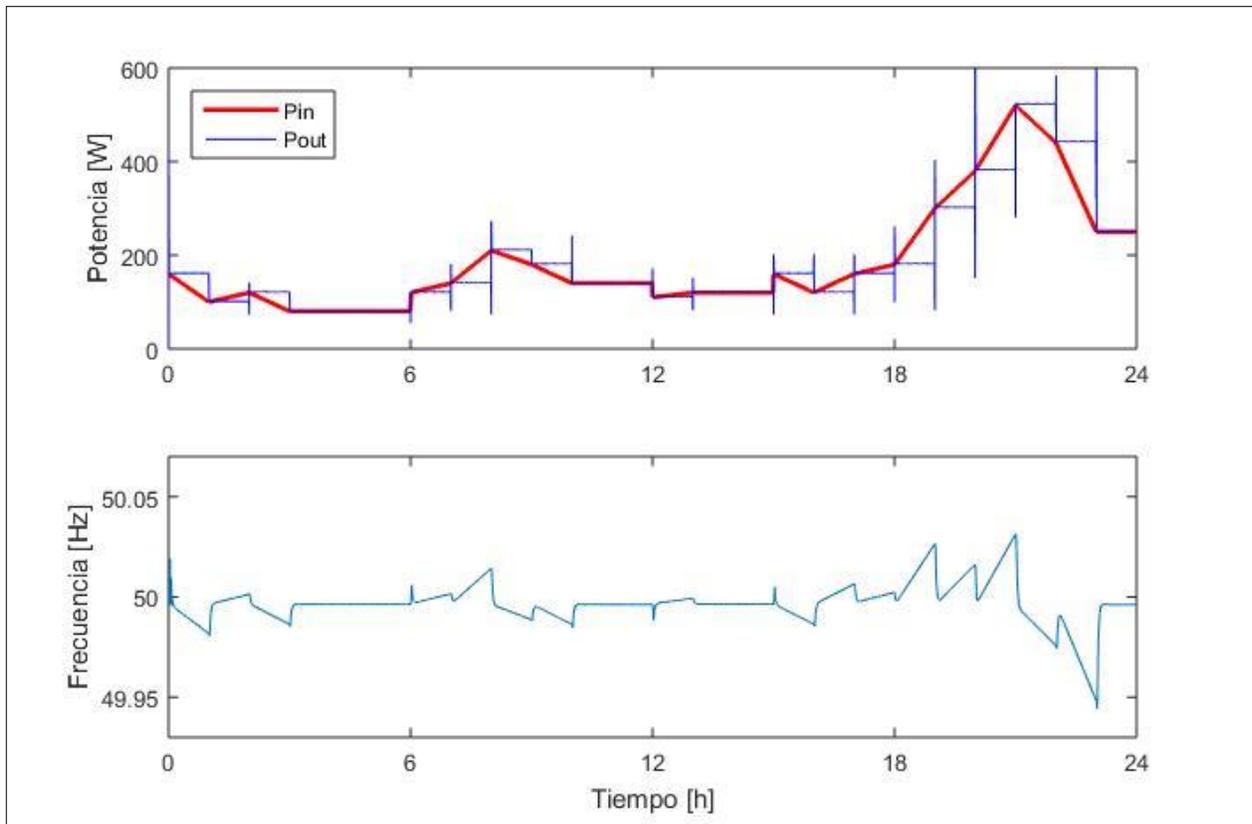


Figura 34: Potencia activa de entrada y salida del inversor y frecuencia a lo largo de un día de operación.



Figura 35: Potencia reactiva y tensión a lo largo de un día de operación.

5.5 Análisis de Resultados

En primer lugar, se analiza el desempeño de la metodología propuesta para dimensionar la NR. En la comuna de Diego de Almagro la cantidad de paneles FV es la misma que entrega HOMER, así como también la cantidad de generadores diésel y baterías. Puede verse una diferencia en los costos de los equipos de \$ 7.000 aproximadamente. Esta diferencia se debe a la forma de calcular los valores anualizados, ya que HOMER considera la vida útil del generador como 10.000 horas y en FICO se consideran 10 años, como se mencionó previamente. También existe diferencia en los costos variables, que se debe a la cantidad de combustible usado que, dado la forma de modelar el problema, es directamente proporcional a la energía generada por el generador diésel. Hay 8 [kWh] aproximadamente de diferencia, que multiplicado por los 829 $\left[\frac{\$}{kWh}\right]$ dan aproximadamente la diferencia de costos que existe. En cuanto al LCOE, en HOMER es más bajo debido a que el costo anualizado del sistema es menor, por las razones ya descritas. En cuanto al ítem energético, pese a que se usan las mismas condiciones de radiación y temperatura ambiente, existe una diferencia en cuanto a la producción de energía fotovoltaica, que es aproximadamente de 100 [kWh] en el año, lo que se traduce a 0,27 [kWh] en un día, por lo que se considera una diferencia aceptable, teniendo en cuenta que se tiene un consume de 4,73 [kWh] en promedio al día. Hay que mencionar que HOMER tiene un algoritmo llamado *Cycle Charching*, que intenta que las baterías se vayan cargando periódicamente, es por esto que se puede ver que el vertimiento en la solución de HOMER es 2% menor que la del modelo propuesto y que la cantidad de energía que entra en las baterías es 125 [kWh] más aproximadamente. En la Figura 37 se puede ver la tendencia del estado de carga en la solución entregada por el modelo propuesto. Notoriamente las baterías pasan más veces en el mínimo que en cualquier otro estado de carga y luego la tendencia es más o menos similar hasta el 74% de carga, luego se tienen los estados en los que la batería está menos tiempo, que es con mayor carga. Por otro lado, en la solución entregada por HOMER (Figura 36) se ve una tendencia a estar la mayor parte del tiempo en el máximo estado de carga, seguido en menor medida de un estado de carga entre 50% y 65% aproximadamente. A pesar de las diferencias mencionadas en este párrafo, se puede decir que, para este caso de estudio, el modelo propuesto se comportó de manera correcta, entregando un resultado adecuado, similar al que entrega HOMER. Se debe recordar, que lo que busca el proyecto es generar una herramienta para dimensionar NR, no operarlas, por lo que el resultado obtenido es positivo.

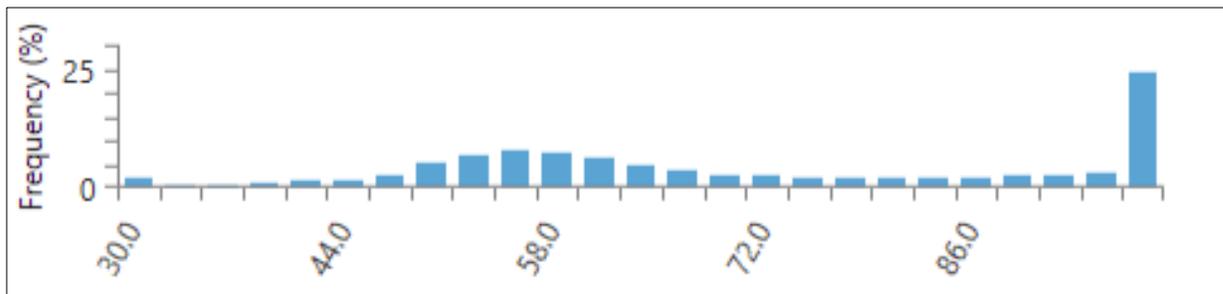


Figura 36: Tendencia del estado de carga en la solución de HOMER.

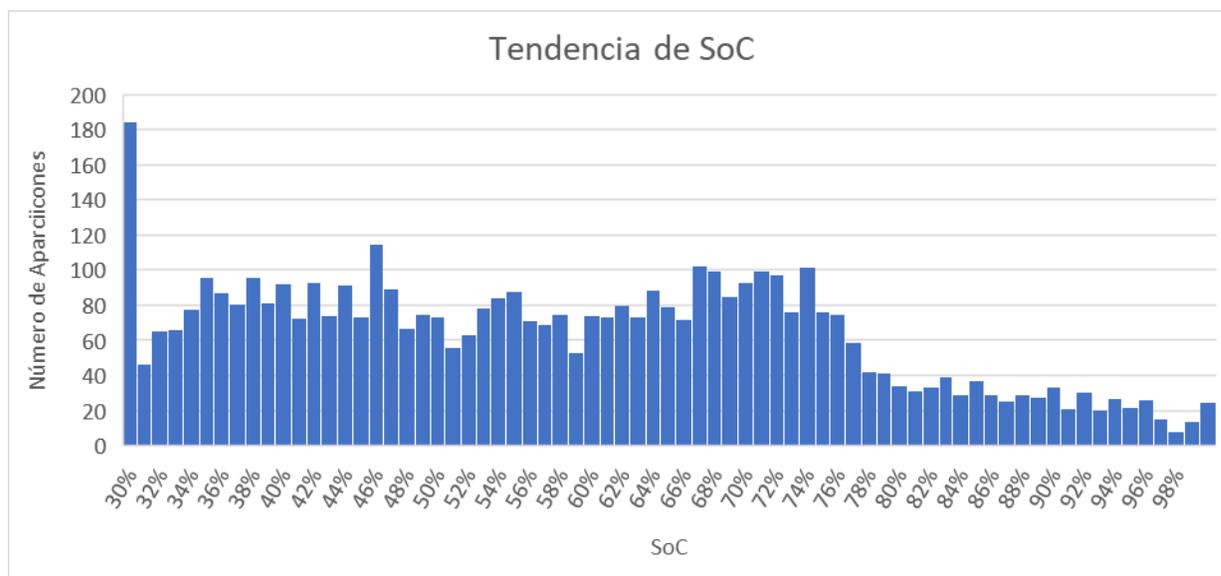


Figura 37: Tendencia del estado de carga en la solución del modelo propuesto.

Para el caso de la comuna de El Quisco la cantidad de paneles FV es la misma al igual que la cantidad de generadores diésel, pero en el número de baterías hay una diferencia de 2 unidades. Esto afecta directamente al costo anual de los equipos, que en el modelo propuesto es caso \$60.000 menos. Por otro lado, el costo variable es casi \$60.000 mayor en el modelo propuesto que en HOMER, por lo que al final, la función objetivo es similar y sólo tiene una diferencia de \$6.000 al año. Debido a esto es que se produce también la diferencia en el LCOE, ya que el modelo propuesto resultó ser más caro en el año. La gran diferencia en la operación se debe a que, al haber menos baterías, en horas en que no hay generación FV el generador diésel entra para apoyar y eso se ve en que se utiliza 337 horas en el año en el modelo propuesto, en comparación con las 35 horas que lo opera HOMER.

En cuanto al ítem energético, los resultados de HOMER entregan una producción de energía FV aproximadamente 180 [kWh] más que el modelo propuesto, con una misma potencia instalada, lo que se traduce en 0,47 [kWh] más en un día. A pesar de tener menor consumo promedio que Diego de Almagro, El Quisco tiene menor radiación, sobre todo el invierno. Es por esto que para abastecer el consumo en esa época se necesita más potencia instalada. De esta manera se puede ver que se produce más energía, que es vertida (61% en modelo propuesto y 58% en HOMER) principalmente en los meses de verano. Como se mencionó en el párrafo anterior, el generador diésel contribuyó mucho más en el modelo propuesto que en HOMER, esto para compensar la menor cantidad de baterías. A pesar de tener menor capacidad en baterías, la diferencia de energía ingresada al banco es de 190 [kWh], cercano a lo que se tiene en el caso de Diego de Almagro.

Con estos dos casos se puede ver que el modelo entrega dimensiones óptimas, al tener la misma cantidad de unidades que HOMER, salvo en el caso de El Quisco con las baterías, donde el costo de las dos baterías que no consideró lo usó para operar el diésel, por lo que, si se pudiera tener acceso a las mejores 3 o 5 soluciones del modelo propuesto, se tendría la misma solución que entregó HOMER. No obstante, si bien se tiene diferencia en la capacidad del banco, el balance energético es muy similar, con lo que se puede asegurar que el consumo estará abastecido en todo momento.

Para el caso de Vitacura, el consumo diario promedio es mucho mayor que el de los otros casos de estudio, pero, además cuenta con mejor radiación (en verano) que los otros casos de estudio. En este caso se tiene que el modelo propuesto considera 22 paneles FV mientras que HOMER 22, el modelo propuesto 8 baterías y HOMER 10 y ambos un generador diésel. Esto se traduce a \$40.000 de diferencia en costos de equipos y \$20.000 en costo variable. Haciendo el balance, la función objetivo del modelo propuesto es \$20.000 más barato que el de HOMER, siendo así el LCOE menor que el de HOMER. En los dos casos anteriores se dio que el modelo propuesto era más caro, pero esta vez es más barato.

En el ítem energético se tiene que la demanda en el modelo propuesto es cerca de 10 [kWh] más que en HOMER, en los dos casos anteriores se tuvo la misma demanda para ambas herramientas. La producción de energía fotovoltaica tiene una diferencia de 40 [kWh] aproximadamente, la menor en los tres casos de estudio. No obstante, se tiene una diferencia de 3% en vertimiento, el mayor de los tres casos y la diferencia de energía ingresada al banco de baterías es de aproximadamente 300 [kWh]. En la generación diésel también se tuvo una diferencia considerable de 100 [kWh] en comparación a los otros casos. Que el modelo propuesto tenga menor energía ingresadas a baterías y mayor energía generada con diésel (en comparación a HOMER) se relacionan con la baja diferencia de producción fotovoltaica y el aumento en la diferencia de vertimiento. A fin de cuentas, ambas herramientas abastecieron el consumo, pero con distintas configuraciones.

Como se dijo, la finalidad de este proyecto es proponer una herramienta para dimensionar NR, es decir, entregar la cantidad de unidades y equipos a instalar. En los casos de estudio presentados se ve que para consumos bajos (menores a 5 [kWh] diarios) el modelo se comporta bien, entregando configuraciones aceptables y con un pequeño margen de diferencia con HOMER. Para consumos mayores (como el de Vitacura), la diferencia no es tan abultada (un panel más y dos baterías menos que HOMER), pero podría provocar un error que se traduciría en no abastecer el consumo en algún período de tiempo. Estas diferencias recaen principalmente en la manera de modelar la producción de energía fotovoltaica, que es a fin de cuentas lo que define la cantidad de paneles a instalar y, por otra parte, la forma de modelar la operación de las baterías a lo largo del año, ya que influye en la capacidad de almacenamiento que requiera el sistema. El modelo propuesto las opera mayormente al mínimo, por lo que no se necesita tanta capacidad, mientras que HOMER las opera mayormente al máximo, por lo que en algunas ocasiones requiere de mayor capacidad.

Considerando la NR dimensionada con el modelo propuesto, se estudió la estabilidad en la operación de un módulo en la comuna de Diego de Almagro. Como se vio en los casos de estudio 1, 2 y 3 la tensión no sufre mayores cambios, son imperceptibles, lo que asegura un buen desempeño del módulo (y el esquema de control) en este ámbito. Por otra parte, en estos mismos casos se ve que la frecuencia varía entre 0,4 [Hz] y 0,5 [Hz] aproximadamente. Esto se debe a que se consideró que la generación se mantenía constante, es decir, la potencia que tenía el inversor para entregar era limitada. Por esto se ve que la frecuencia cae abruptamente, sin embargo, logra estabilizarse al cabo de unos milisegundos, lo que muestra que el sistema es robusto a la hora de responder frente a variaciones en la operación. Además, la frecuencia sigue manteniéndose dentro de los rangos admitidos por la Norma Técnica en Chile.

En el caso de la operación de un día, se considera que tanto la potencia de entrada como de salida del inversor varían, por lo que sus efectos en la frecuencia se notan. Como muestra la Figura 34, la variación es sólo de 0,05 [Hz] tanto para arriba como para abajo, por lo que se puede considerar que es muy estable. La tensión por su parte sufre varias perturbaciones, las que siguen siendo de 0,2 [V], por lo que también son imperceptibles para el sistema. Hay que destacar que el esquema de control no cuenta con sistema de gestión de la energía, por lo que el inversor entrega la energía que tiene disponible. Dicha energía viene dada por la “operación” que calculó FICO para el dimensionamiento. Como se mencionó en párrafos anteriores, FICO no calcula una operación óptima y por lo tanto no se tiene una buena gestión de la energía. En la Figura 38 se ve la operación a lo largo del día. Es posible notar con claridad cómo la energía del sol no se aprovecha para cargar las baterías y se vierte. Confirmando lo expuesto en la Figura 37, el estado de carga de las baterías se muestra en la Figura 39, donde claramente el SoC no supera el 70% y demuestra que se tiene mucha energía vertida.

Dado todo lo anterior, el análisis muestra que la metodología propuesta de diseño es efectiva, dimensionando NR de características similares a los que entrega una herramienta especializada como HOMER, tardando menos tiempo en llegar al resultado y además, son NR estables, que son capaces de abastecer un consumo en un día promedio.

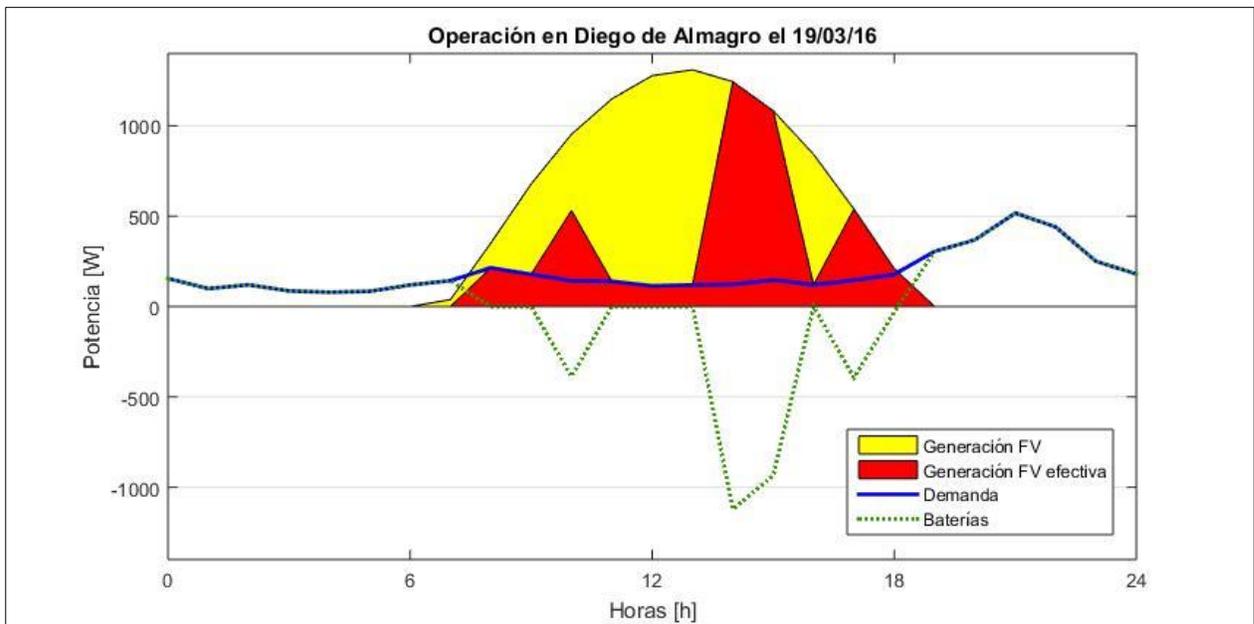


Figura 38: Operación de la NR en un día cualquiera.

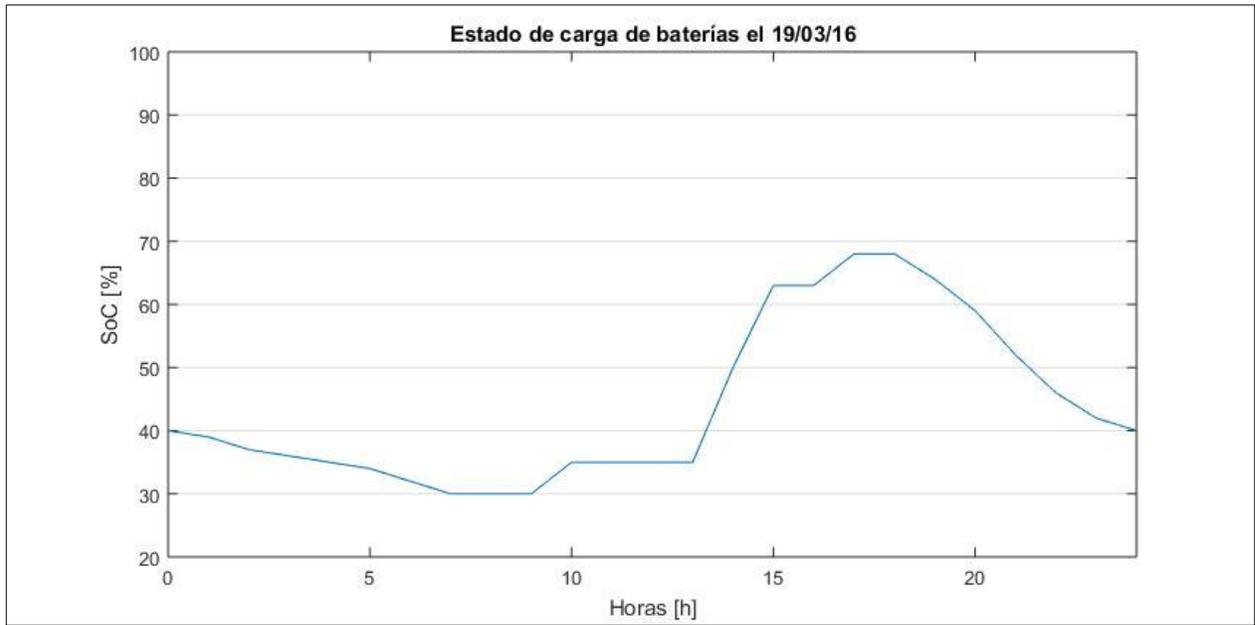


Figura 39: Estado de carga de las baterías en un día de operación.

CAPÍTULO VI

Conclusiones y Trabajo futuro

6.1 Conclusiones

El objetivo de este trabajo es proponer un modelo para diseñar MR y/o NR modulares que sea simple y con poco tiempo de cálculo. En la literatura existen variados modelos y algoritmos para dimensionar MR. Algunos son simples y tienen bajo tiempo de cálculo, pero no consideran la operación en sus modelos. Dado esto se consideran las propuestas de distintos trabajos y se construye un modelo adaptado a las necesidades que busca cubrir este trabajo. Para validar el modelo propuesto se ejecutan simulaciones en FICO y se comparan con las simulaciones en HOMER, herramienta de dimensionamiento de MR. Los resultados obtenidos con el modelo propuesto difieren en la producción de energía entre 3-5% en comparación con los obtenidos con HOMER con la misma cantidad de unidades de generación. No obstante, esta diferencia también se observa en el vertimiento de energía en la misma proporción, por lo que el consumo es abastecido completamente y hay energía que no se utiliza debido a la diferencia en la operación (carga y descarga) de las baterías. Para los casos en que la demanda es menor, los resultados obtenidos son similares (misma cantidad de unidades de generación y almacenamiento), con la diferencia de generación ya mencionada, por lo que el modelo funciona correctamente, abasteciendo el consumo en todo momento. Para los casos en que la demanda es mayor (Vitacura) la diferencia en la producción de energía se hace más relevante, haciendo que la cantidad de unidades de generación a instalar sean distintas. Sin embargo, como la cantidad de unidades es alta (para una NR), una unidad de diferencia (22 paneles FV con el modelo propuesto y 21 con HOMER) es un error aceptable. Se identifica entonces que el problema y sus restricciones cumplen su función de buena manera, pero que la modelación de las tecnologías de almacenamiento y generación de energía presentan diferencias con los resultados obtenidos con un cálculo más detallado. Pese a las diferencias y los análisis hechos en la sección 5.5 se puede afirmar que la metodología cumple su objetivo de dimensionar NR óptimamente, que pueden operar de manera estable en un día promedio. Si se quiere lograr mayor precisión, se recomienda detallar más el cálculo de la producción de energía de cada tecnología. Dado el enfoque del proyecto, esta herramienta es útil, ya que para consumos bajos se desempeña de buena manera, entregando los mismos resultados que una herramienta más compleja y especializada.

Considerando todo lo anterior, se tiene un modelo simple, que considera las variables más generales y con poco tiempo de cálculo que dimensiona el tamaño óptimo de una NR. De esta forma se puede afirmar que se pueden complejizar los cálculos, considerando todo tipo de detalles, pero se sacrifica en tiempo de simulación, mientras que, al simplificarlos se logran resultados más rápidos que no varían o están cercanos. En otras palabras, se tiene un modelo que se aproxima de buena manera al valor óptimo del tamaño de una NR que requiere bajos recursos computacionales. Cabe destacar que al ser un problema entero mixto permite que se puedan dejar de lado algunas variables y reduce el espacio de soluciones considerablemente.

Una vez que se tiene el tamaño de la nano-red, hay que operarla. Para esto, se propone una estrategia de control Droop. Así se logra que el módulo pueda imponer tensión y frecuencia en la red y operar de forma autónoma (modo isla) siguiendo los balances de energía horarios (generación, almacenamiento y consumo) que el modelo propuesto calculó. Este esquema de control responde al control primario de sistemas de potencia, por lo que para fijar las nuevas consignas de operación es necesario un esquema de control secundario, como el propuesto en [40]. Con esto se consigue la característica Plug&Play de la NR modular, ya que operan varios inversores en paralelo compartiendo carga.

Con este trabajo se busca contribuir al desarrollo de las MR y NR en el país y el mundo. Se tiene un modelo simple y rápido para el dimensionamiento de éstas. Esto con el fin de que se tenga una herramienta sencilla y de libre acceso.

6.2 Trabajo Futuro

Este trabajo es una iniciativa que busca poder desarrollar NR modulares en gran escala. Al tener un modelo que reduce el tiempo de cálculo y entrega un tamaño óptimo (o cercano al óptimo) el trabajo que queda por realizar es una interfaz con el usuario, para así ingresar los datos necesarios y que los resultados se muestren en forma más amigable con el usuario.

En el ámbito del control, se consideró e implementó el control primario propuesto en [39]. Ante perturbaciones en la frecuencia, el sistema logra estabilizarse, pero no puede volver al punto óptimo de operación (50 [Hz]). Para esto hay que desarrollar un esquema de control secundario que se encargue de este tema, por ejemplo, el propuesto en [41]. Luego de esto se puede armar un prototipo de módulo para hacer pruebas del controlador y el sistema completo.

Por otro lado, se pueden explorar otras alternativas de control, como, por ejemplo, explotar todas las funcionalidades y capacidades que tienen los medidores inteligentes, ya que además de medir flujos de potencia, también tienen funciones controlables lo que podría ser una solución al prototipo de controlador. Esto podría aplicarse luego en micro-redes en condominios o agrupación de vecinos.

Con esto se deja propuesto desarrollar un esquema de control de más alto nivel para poder así operar los módulos en paralelo y poder abastecer demandas más grandes.

Bibliografía

- [1] R. Palma B., W. Brokering C. y L. Vargas D., "Ñom Lüfke" Los Sistemas Eléctricos de Potencia, 2008.
- [2] P. Kundur, Power System Stability and Control, 1994.
- [3] P. Mendoza y G. Jiménez, «Introducción al concepto de sistemas híbridos y micro-redes,» de *Apuntes del curso EL7045 "Micro-redes y Generación distribuida"*, Universidad de Chile, 2017.
- [4] L. Schmitt, J. Kumar, D. Sun, S. Kayal y S. Venkata, «Ecocity Upon a Hill,» *IEEE power & energy magazine*, pp. 59-70, 2013.
- [5] J. Llanos P., «Método para la generación de perfiles de demanda en comunidades aisladas y predicción de demanda de corto plazo, para Micro-redes basadas en energías renovables,» Universidad de Chile, 2012.
- [6] G. Arancibia C., G. Díaz A. y T. Herrera M., «Paneles Fotovoltaicos para una instalación residencial,» de *Curso EL5004 "Taller de Diseño"*, Universidad de Chile, 2017.
- [7] M. Maqueda Z. y L. Sánchez V., «Curvas de Demanda de energía eléctrica en el sector doméstico de dos regiones de México,» IIE, México, 2008.
- [8] T. González L. y T. Herrera M., «Diseño de Micro-red para el campus Beauchef, FCFM,» de *Curso EL7045 "Micro-redes y Generación Distribuida"*, Universidad de Chile, 2017.
- [9] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Manual Etiquetado Energético para las empresas,» de *Programa País Eficiencia Energética*, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2007.
- [10] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Guía Práctica para la buena energía,» de *Programa País Eficiencia Energética*, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, 2009.
- [11] N. Saito, T. Nümura, K. Koyanagi y R. Yokoyama, «Trade-off Analysis of Autonomous Microgrids Sizing with PV, Diesel and Battery Storage,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [12] P. Gupta, M. Pandit y D. Kothari, «A Review on Optimal Sizing and Siting of Distributed Generation System,» *Integrating distributed generation into the grid*, 2014.
- [13] V. Okinda y N. Odero, «A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems,» *IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology*, 2015.
- [14] F. Hocaoglu, «A Review of Wind-PV Sizing Algorithms and a Case Study,» *JESTR: Journal of Engineering Science and Technology Review*, 2012.
- [15] S. Sinha y S. Chandel, «Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems,» *Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015.
- [16] C. Cruz y T. Herrera M., «Estrategias de Dimensionamiento de Fuentes de Generación Distribuída Para una Micro-Red,» de *Curso EL4103 "Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos"*, Universidad de Chile, 2015.
- [17] H. Yang, L. Lu y W. Zhou, «A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system,» *Elsevier Solar Energy*, 2006.
- [18] J. Li, W. Wei y J. Xiang, «A Simple Sizing Algorithm for Stand- Alone PV/Wind/Battery Hybrid Microgrids,» *College of Electrical Engineering, Zheijang University, China*, 2012.

- [19] F. Zhang, X. Chen, X. Yin y Z. Wang, «An Improved Capacity Ratio Design Method Based on Complementary Characteristics of Wind and Solar,» IEEE International Conference on Electrical Machines and Systems, 2013.
- [20] L. Xu, X. Ruan, C. Mao, B. Zhang y Y. Luo, «An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System,» IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013.
- [21] B. O. Bilal, V. Sambou, P. Ndiaye, C. Kébé y M. Ndongo, «Optimal design of a hybrid solar-wind-battery system using the minimization of the annualized cost system and the minimization of the loss power supply probability (LPSP),» Elsevier Renewable Energy, 2010.
- [22] N. Tutkun, N. Celebi y N. Bozok, «Optimum Unit Sizing of Wind-PV-Battery System Components in a Typical Residential Home,» IEEE, 2016.
- [23] R. Belfkira, O. Hajji, C. Nichita y G. Barakat, «Optimal sizing of stand-alone hybrid wind/PV system with battery storage,» Electrotechnique et Automatique du Havre, University of Le Havre, France, 2007.
- [24] E. Bianchi S., «Sistemas de Generación de la Energía Eléctrica,» de *Apuntes del Curso EL6026 "Sistemas de Generación y Acumulación de la Energía Eléctrica"*, Universidad de Chile, 2017.
- [25] P. Rojo, «Estrellas,» de *Apuntes del curso AS2001 "Astronomía General"*, Universidad de Chile, 2015.
- [26] P. Rojo, «Energía y Sol,» de *Apuntes del curso AS2001 "Astronomía General"*, Universidad de Chile, 2015.
- [27] C. Vergara R., «Adaptador de Impedancia Para Fuentes Fotovoltaicas,» Universidad de Chile, 2008.
- [28] SunPower Corporation, «C60 solar cell datasheet,» 2010.
- [29] T. Herrera M., D. Guiraldes D. y C. Ortega, «Celdas Fotovoltaicas,» de *Curso EL3003 "Laboratorio de Ingeniería Eléctrica"*, Universidad de Chile, 2015.
- [30] P. Mendoza, R. Moreno y P. Medina, «Energía Eólica,» de *Apuntes del curso EL5203 "Laboratorio de Energía"*, Universidad de Chile, 2016.
- [31] EnerNaval Ibérica S.L., «Aerogenerador Air X especificaciones técnicas,» 2016.
- [32] E. Bianchi, «Acumuladores Electroquímicos Reversibles,» de *Apuntes del curso EL6026 "Sistemas de Generación y Acumulación de la Energía Eléctrica"*, Universidad de Chile, 2017.
- [33] P. Mendoza y G. Jiménez, «Almacenamiento en base a baterías secundarias,» de *Apuntes del curso EL7045 "Micro-redes y Generación Distribuida"*, Universidad de Chile, 2017.
- [34] D. Gómez Sagner, «Análisis de Estacionalidad de la Curva de Demanda para Clientes BT-1,» Universidad de Chile, 2007.
- [35] L. Agudelo, E. Velilla y J. M. López, «Estimación de la Carga de Transformadores de Potencia Utilizando Una Red Neuronal Artificial,» Universidad de Antioquia, 2014.
- [36] L. Mastronardi, M. A. Sfeir y S. Sánchez, «La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos,» Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación, 2016.
- [37] Comisión Nacional de Energía, «Sistema de Información en Línea de Precios de

- Combustibles en Estaciones de Servicio,» Noviembre 2017. [En línea]. Available: www.bencinaenlinea.cl.
- [38] N. Pogaku, M. Prodanovic y T. Green, «Inverter-based microgrids: Small-signal modelling and testing».
- [39] Comisión Nacional de Energía, «Catálogo de Estadísticas: Electricidad,» 2017. [En línea]. Available: www.energiaabierta.cne.cl.
- [40] S. Wang, J. Liu, Z. Liu, T. Wu, X. Meng y B. Liu, «A Hierarchical Operation Strategy for Parallel Inverters for Efficiency Improvement and Voltage Stabilization in Microgrids,» *IEEE*, 2016.
- [41] M. Díaz, «Semiconductores y Juntas,» de *Apuntes del curso EL3004 "Circuitos Electrónicos y Analógicos"*, Universidad de Chile, 2011.
- [42] A. Calo García, «Simulación del Funcionamiento de una Turbina Eólica con Generador de Inducción Doblemente Alimentado,» Universidad de Sevilla, 2015.
- [43] L. Vargas, Y. del Valle y J. Romo, *Apuntes EL42C "Conversión Electromecánica de la Energía"*, Universidad de Chile, 2003.
- [44] C. Cañizares, R. Palma Behnke, G. Jiménez, D. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. Etemadi, R. Iravani, M. Kazerani, A. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard y N. Hatziargyriou, «Trends in Microgrid Control,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 4, pp. 1905-1919, 2014.
- [45] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg y P. Rodríguez, «Control of Power Converters in AC Microgrids,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, n° 11, 2012.
- [46] Trojan Battery Company, «T-105 Deep Cycle Flooded Battery datasheet,» 2016.
- [47] Trojan Battery Company, «T-105 RE Deep Cycle Flooded Battery datasheet,» 2016.
- [48] Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, «Explorador Solar,» Ministerio de Energía, 2017. [En línea]. Available: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>.
- [49] Heliplast, «Lista de precios,» 2017.
- [50] SolarShop, «Productos: Baterías,» SolarShop, 2017. [En línea]. Available: www.solarshop.cl.
- [51] Easy, «Herramientas Estacionarias: Generadores,» 2017. [En línea]. Available: www.easy.cl.
- [52] A. Vargas, D. Saez, L. Reyes, B. Severino, R. Palma y R. Cárdenas, «Design and Experimental Validation of a Dual Mode VSI Control System for a Micro-grid with Multiple Generators,» *IEEE*, 2012.
- [53] A. Vargas, «Diseño e Implementación de un Prototipo de Inversor Trifásico Orientado a Redes de Distribución,» Universidad de Chile, 2010.
- [54] K. De Bradandere, K. Vanthournout, J. Driesen, G. Deconick y R. Belmans, «Control of Microgrids,» *IEEE*, 2007.
- [55] T. Caldognetto, S. Buso, P. Tenti y D. Iglesias, «Power-Based Control of Low-Voltage Microgrids,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, n° 4, 2015.
- [56] G. Cavraro, T. Caldognetto, R. Carli y P. Tenti, «A Master/Slave Control of Distributed Energy Resources in Low-Voltage Microgrids,» University of Padova, Italy, 2015.

- [57] P. Tenti, T. Caldognetto, A. Costabeber y P. Mattavelli, «Microgrids operation based on Master-Slave Cooperative Control,» University of Padova, Italy, 2013.
- [58] M. Xia, X. He y X. Zhang, «Design and Implementation of a Control Strategy for Microgrid Containing Rewable energy Generations and Electric Vehicle,» *Hindawi Publishing Co.: Mathematical Problems in Engineering*, 2013.
- [59] M. Mahmoud y O. Al-Buraiki, «Two-Level Control for Improving the Performance of MicroGrid in Island Mode,» IEEE, 2014.
- [60] M. Babazadeh y H. Karimi, «Robust Decentralized Control for Islanded Operation of a Microgrid,» IEEE, 2011.
- [61] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. Khambadkone y H. Aung, «Multi-Agent System (MAS) for Short-Term Generation Scheduling of a Microgrid,» IEEE, 2010.
- [62] W.-D. Zheng y J.-D. Cai, «A Multi-Agent System for Distributed Energy Resources Control in Microgrid,» IEEE, 2010.
- [63] T. Logenthiran, D. Srinivasan y D. Wong, «Multi-Agent Coordination for DER in Microgrid,» IEEE, 2008.
- [64] C. Wang, T. Zhang y F. Ma, «A Multi-Agent based Hierarchical Control System for DERs Management in Islanded Micro-Grid,» IEEE, 2015.
- [65] M. Chandorkar, D. Divan y R. Adapa, «Control of Parallel Connected Inverters in Standalone ac Sypply Systems,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, n° 1, 1993.
- [66] J. He, Y. Li, C. Wang, Y. Pan, C. Zhang y X. Xing, «A Hybrid Microgrid with Parallel and Series Connected Micro-Converters,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2016.
- [67] J. Guerrero, J. Vásquez y R. Teodorescu, «Hierarchical Control of Dropp-Controlled DC and AC Microgrids- A General Approach Towards Standarization,» IEEE, 2009.
- [68] K. Nakayama y R. Sharma, «An Autonomous Energy Management Platform for Resilient Operation of Microgrids,» *IEEE International Conference on Smart Grid Comunications: Control and Operation for Smart Grids, Microgrids and Distributed Resources*, 2016.
- [69] A. Küzükler, T. Kamal, S. Z. Hassan, H. Li, G. M. Mufti y M. H. Waseem, «Design and Control of Photovoltaic/Wind/Battery based Microgrid System,» IEEE, 2017.
- [70] F. Katiraei y M. Iravani, «Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generations Units,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n° 4, 2006.
- [71] Y. Li, D. M. Vilathgamuwa y P. C. Loh, «Design, Analysis, and Real-Time Testing of a Controller for Multibus Microgrid System,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, n° 5, 2004.
- [72] D. Pal, H. Koniki y P. Bajpai, «Central and Micro Inverters for Solar Photovoltaic Integration in AC Grid,» IEEE, 2016.
- [73] IEEE PES, «Microgrid Controllers: The Heart and Soul of Microgrid Automation,» *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 15, n° 4, 2017.

ANEXOS

ANEXO A: Radiación solar en las comunas seleccionadas

I. Diego de Almagro

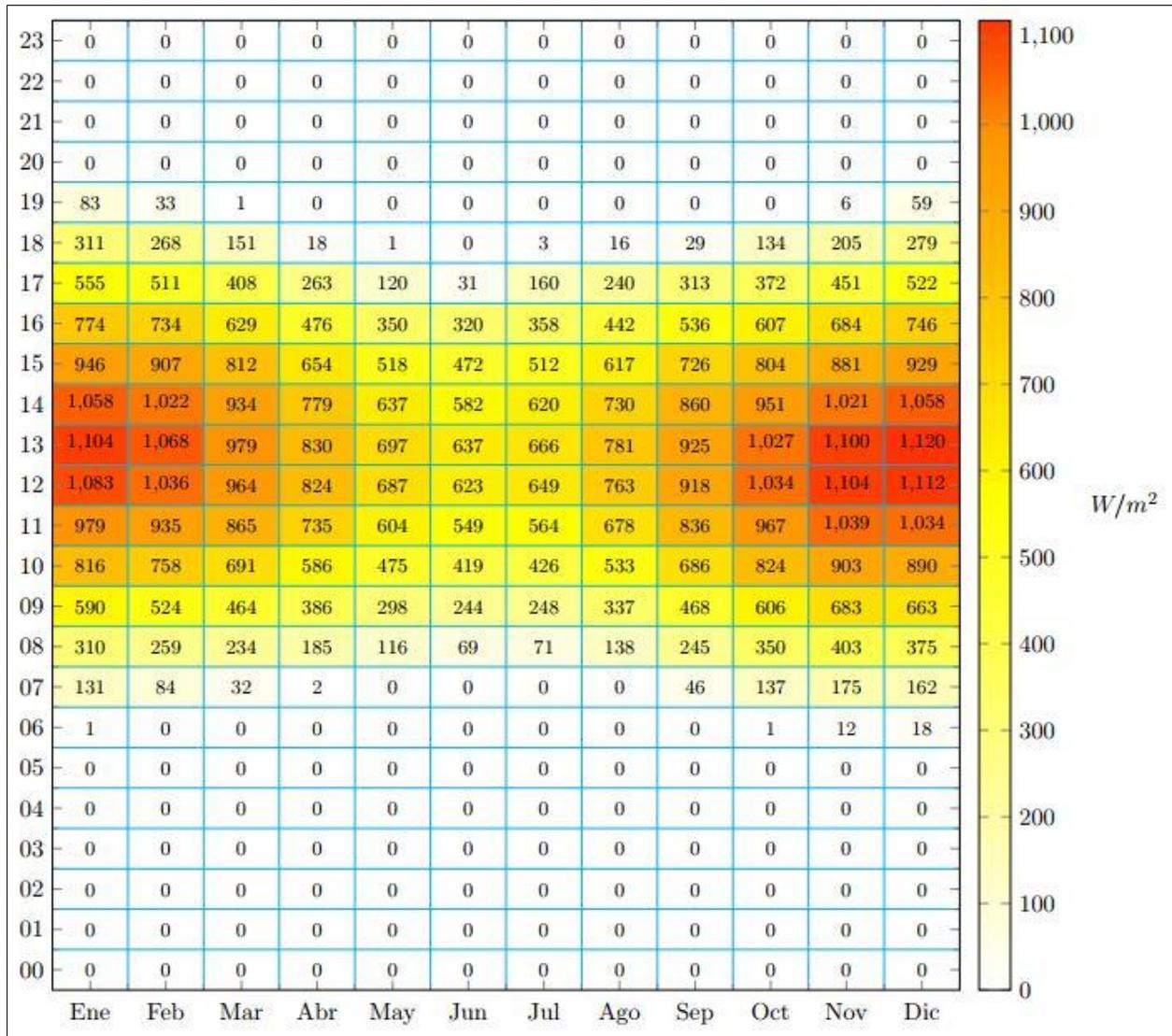


Figura 40: Promedio de la radiación global horizontal para cada mes y cada hora en Diego de Almagro.

II. El Quisco

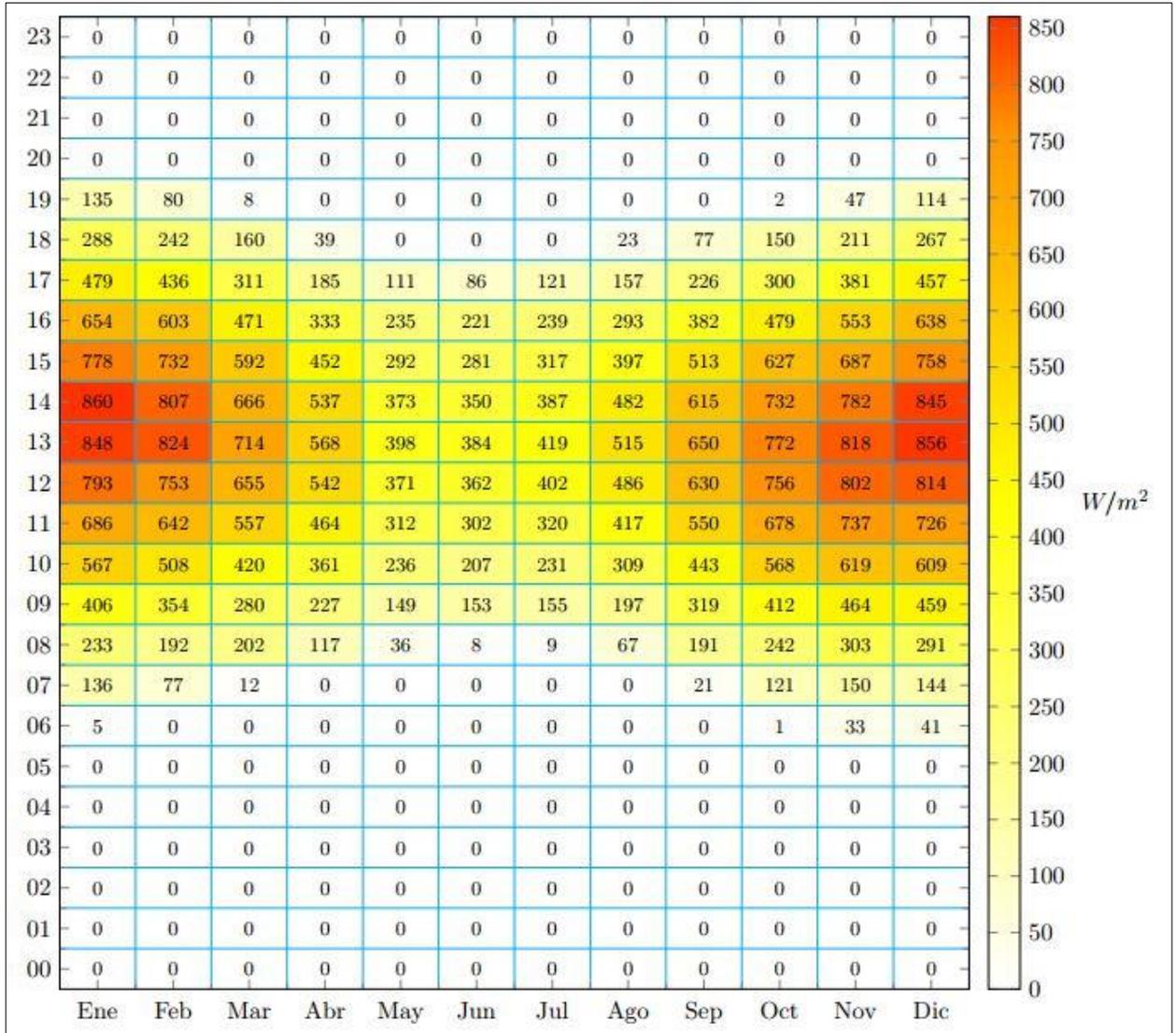


Figura 41: Promedio de la radiación global horizontal para cada mes y cada hora en El Quisco.

III. Vitacura

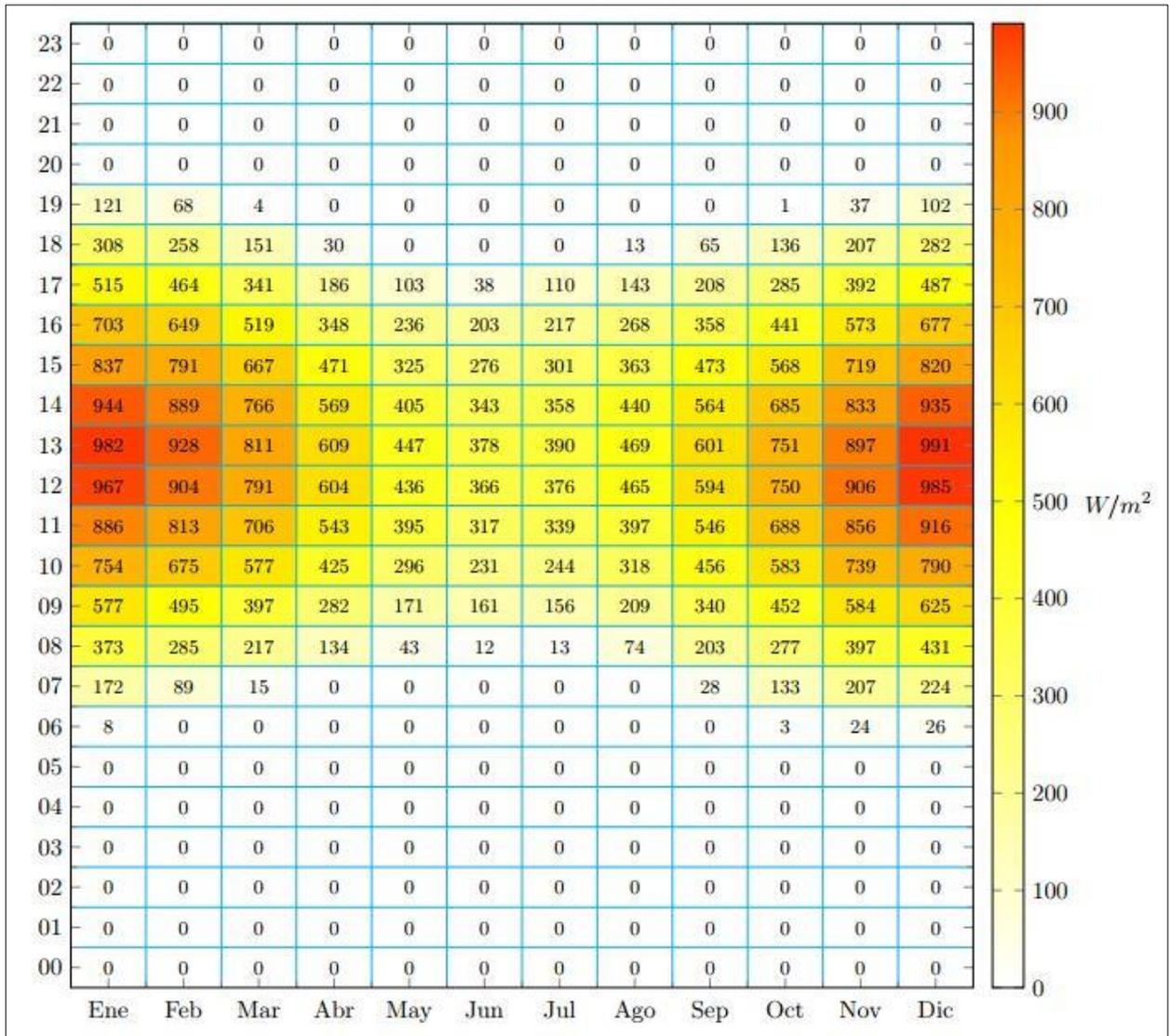


Figura 42: Promedio de la radiación global horizontal para cada mes y cada hora en Vitacura.

ANEXO B: Temperatura en las comunas seleccionadas

I. Diego de Almagro

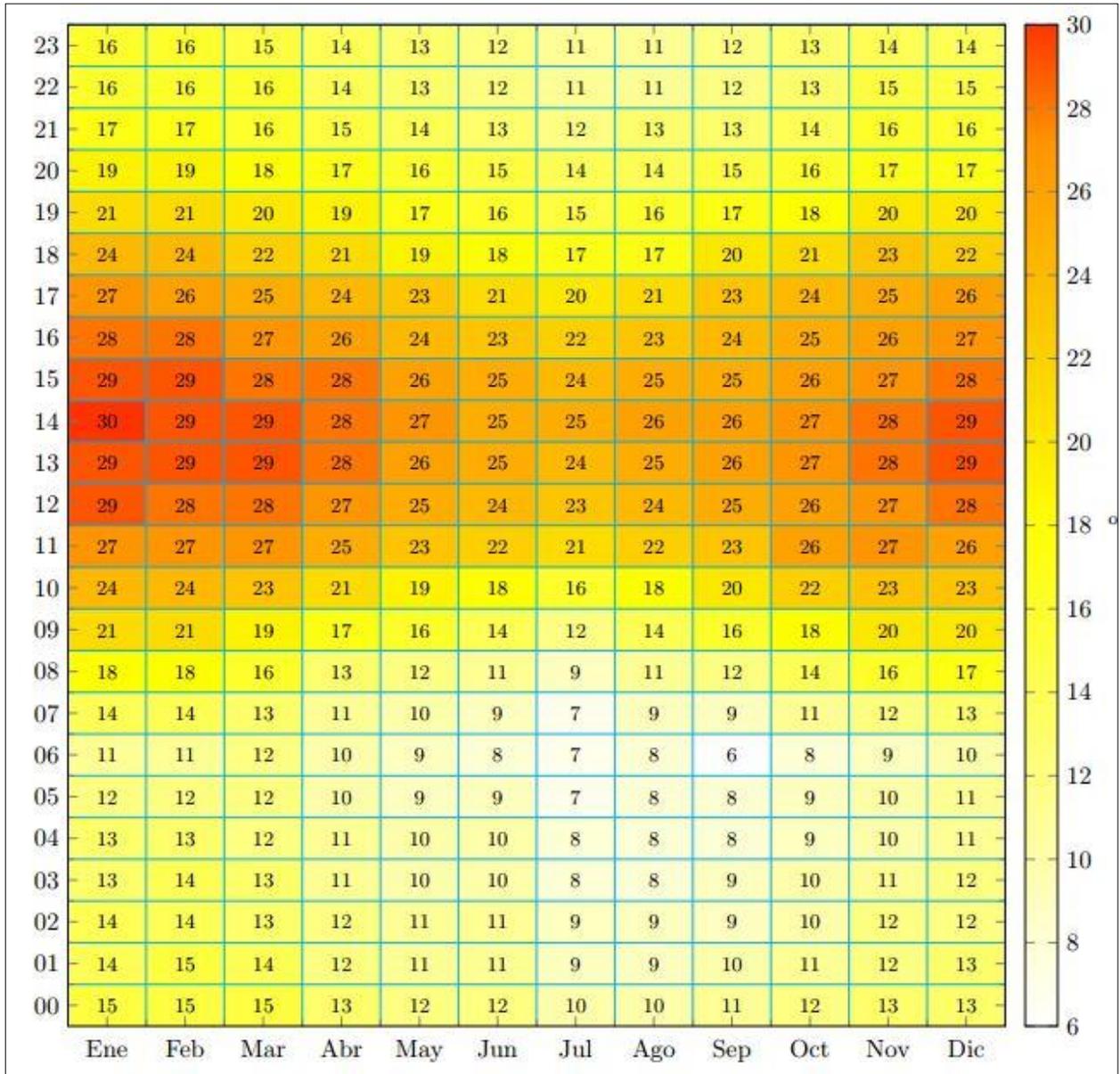


Figura 43: Promedio de la temperatura para cada mes y hora en Diego de Almagro.

II. El Quisco

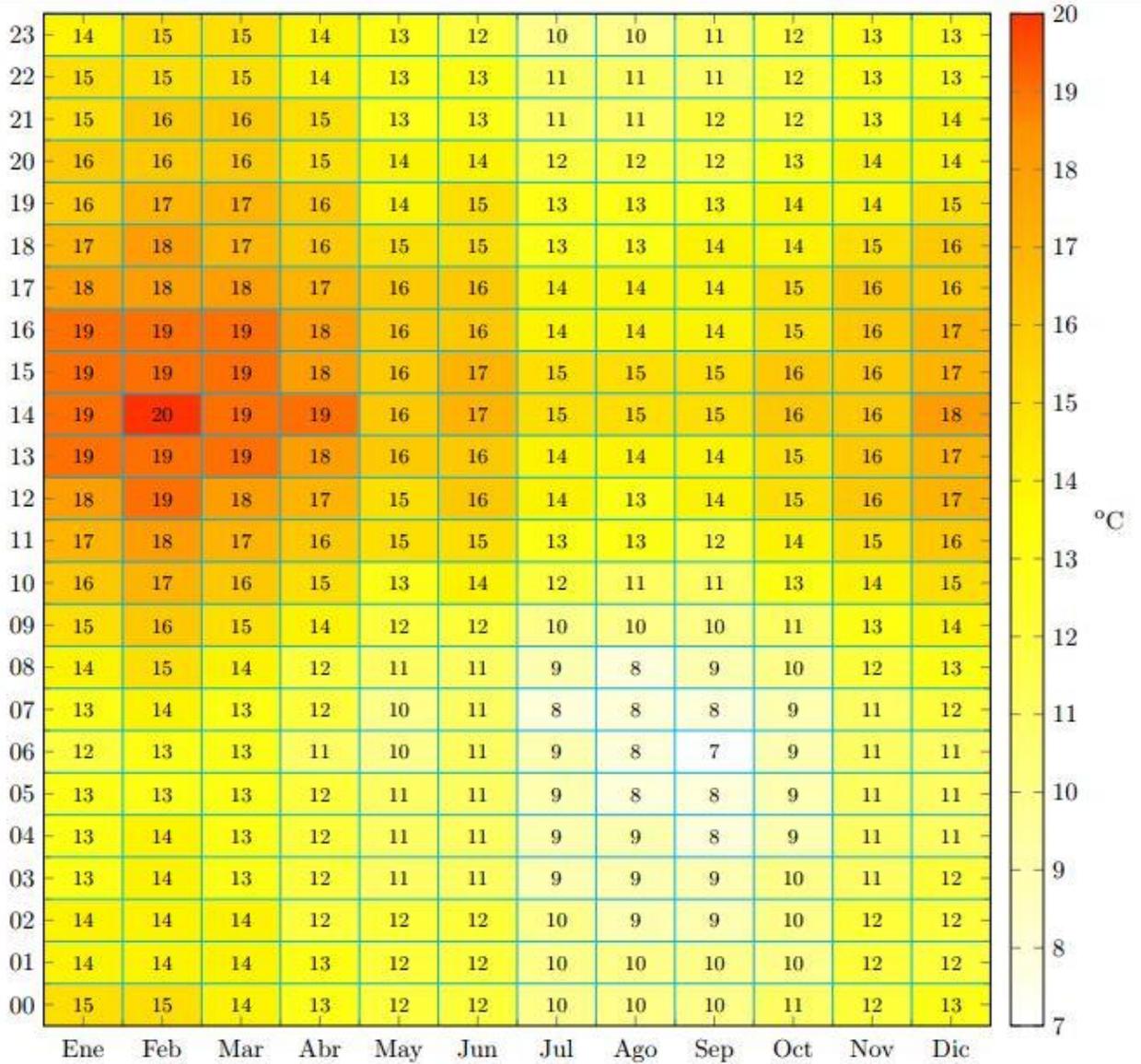


Figura 44: Promedio de la temperatura para cada mes y hora en El Quisco.

III. Vitacura

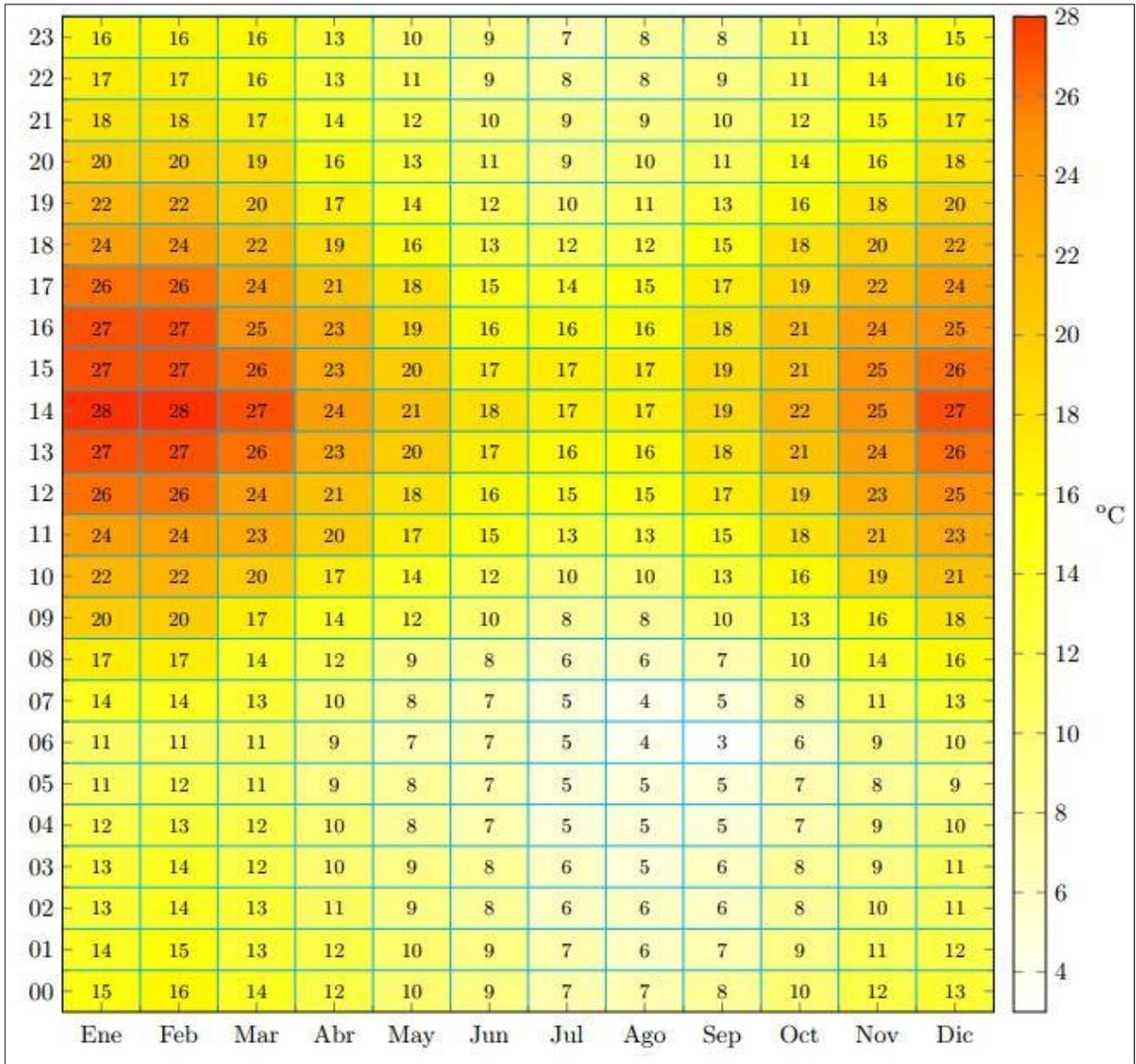


Figura 45: Promedio de la temperatura para cada mes y hora en Vitacura.

ANEXO C: Velocidad de viento en las comunas seleccionadas

I. Diego de Almagro

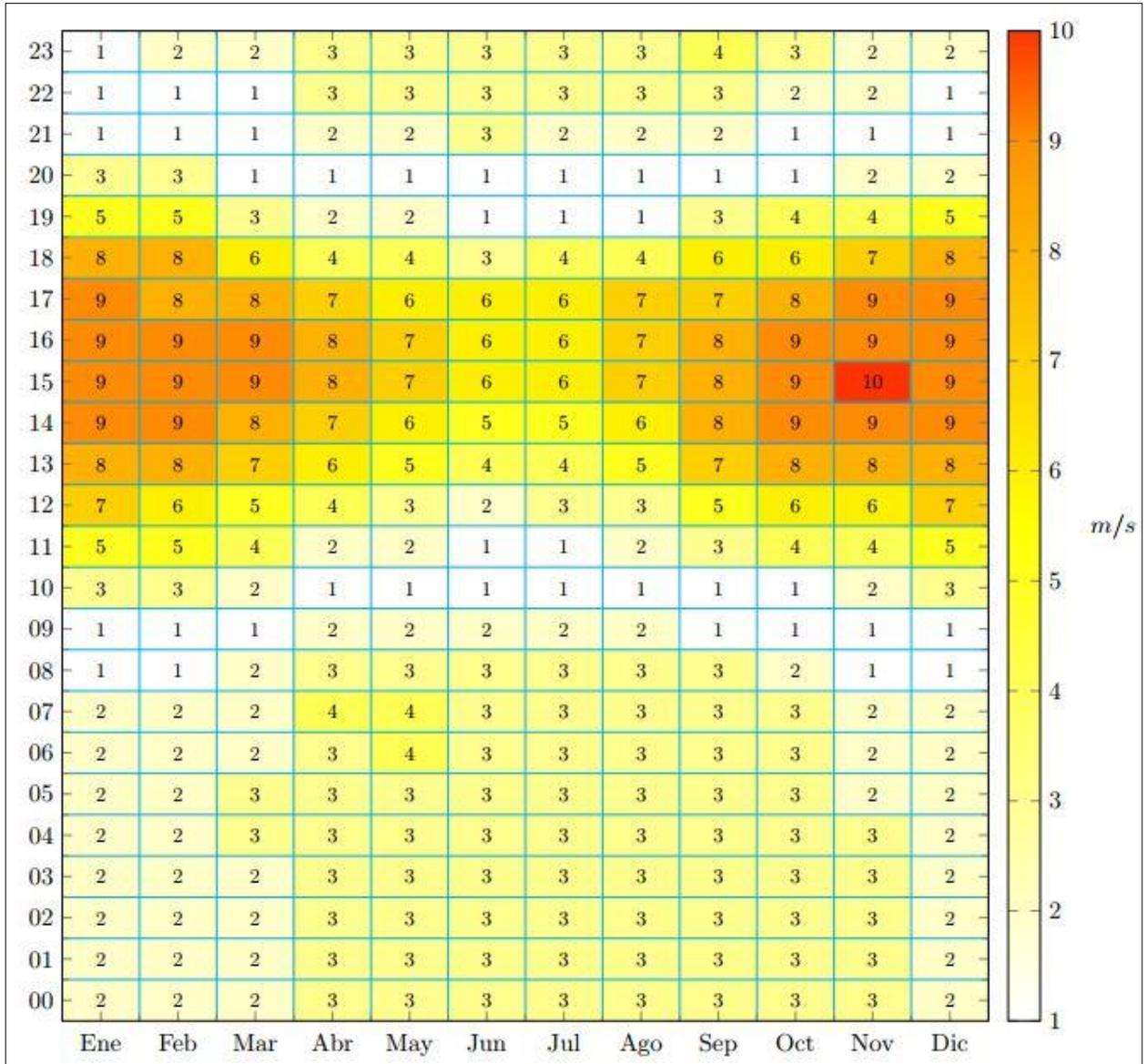


Figura 46: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora en Diego de Almagro.

II. El Quisco

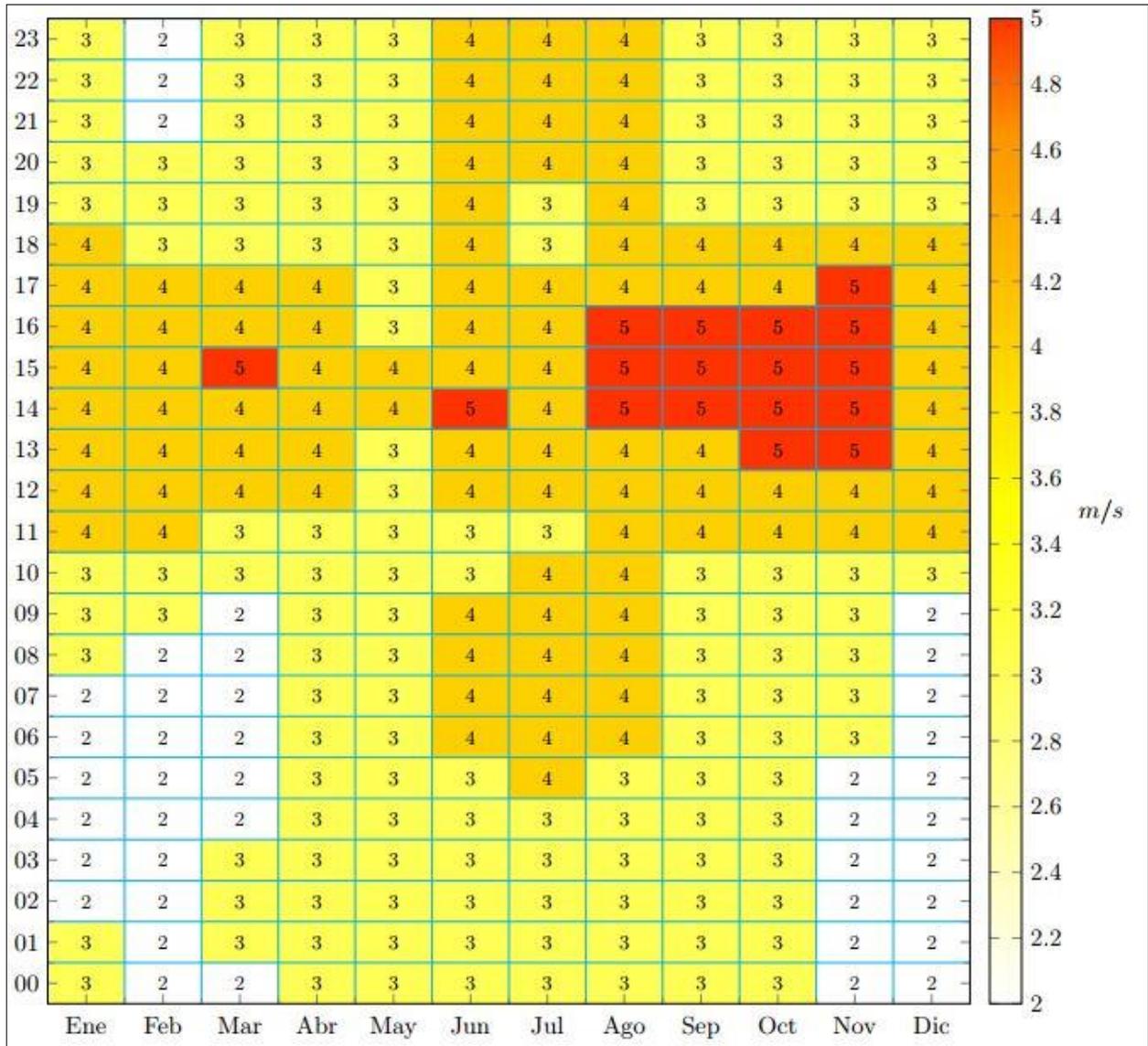


Figura 47: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora en El Quisco.

III. Vitacura

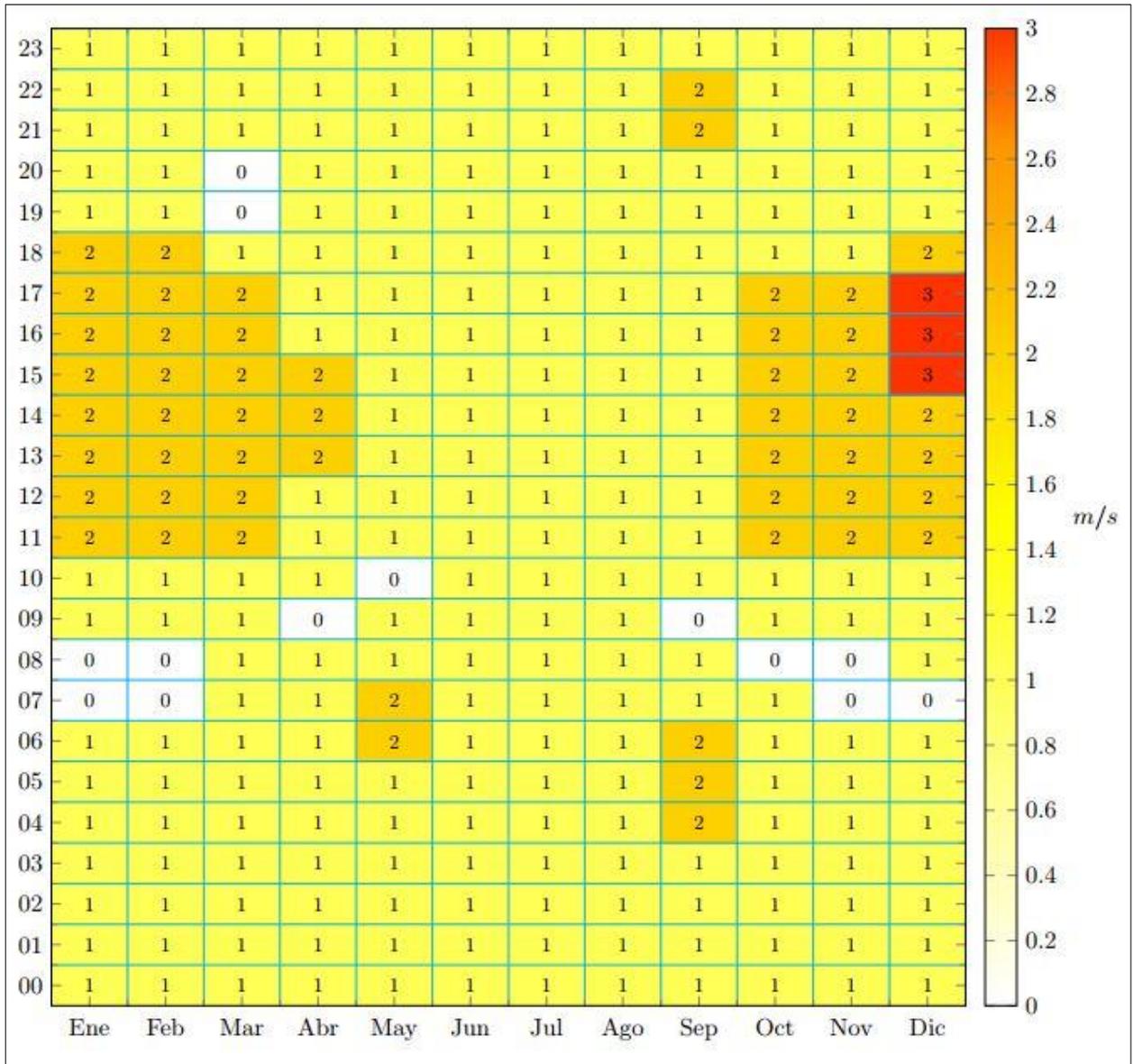


Figura 48: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora en Vitacura.

ANEXO D: Bloques de Matlab/Simulink

I. Control de Potencia

Este bloque sólo lleva este nombre para diferenciarse de los otros y poder agrupar el cálculo de potencia más el control Droop. En ningún caso se controló potencia con este inversor.

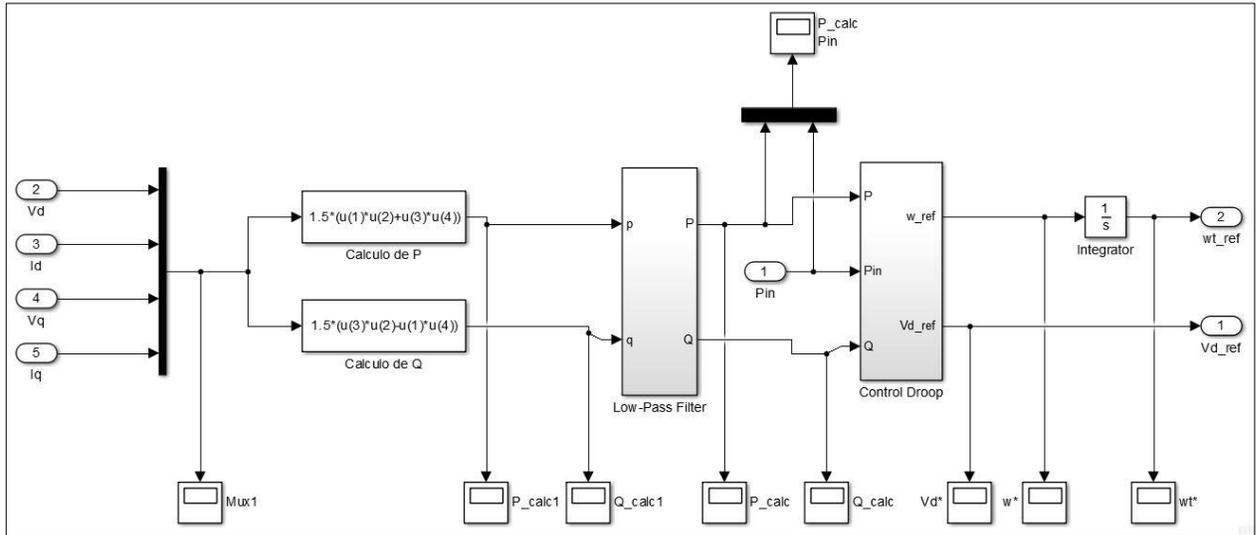


Figura 49: Bloque de cálculo de potencia y control Droop en Matlab/Simulink.

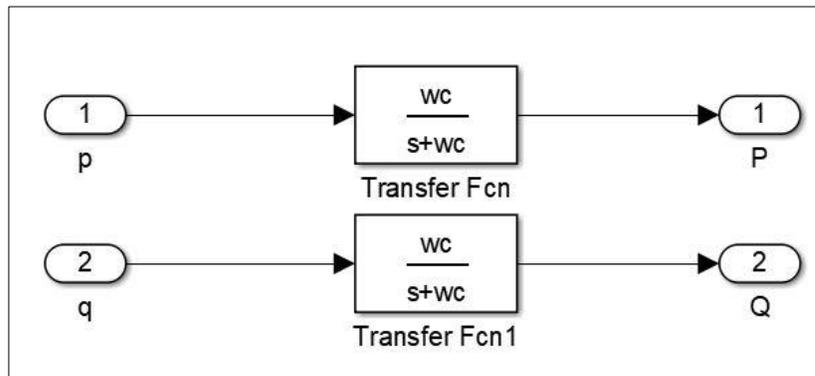


Figura 50: Filtro pasa bajos

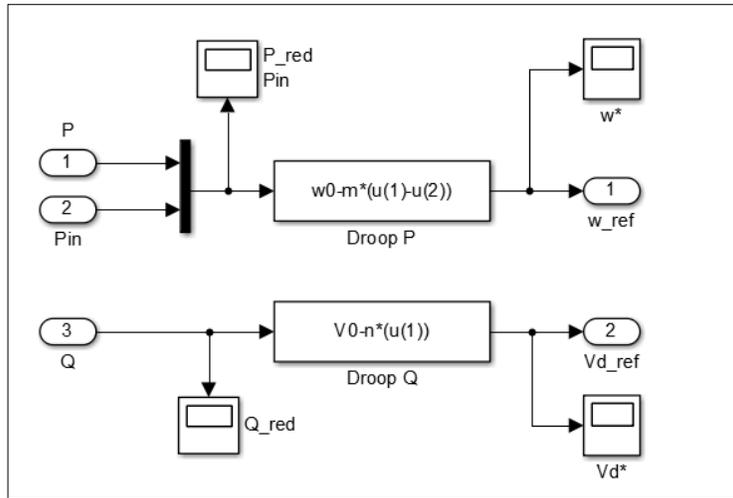


Figura 51: Control Droop implementado en Matlab/Simulink

II. Control de Voltaje

III. Control de Corriente

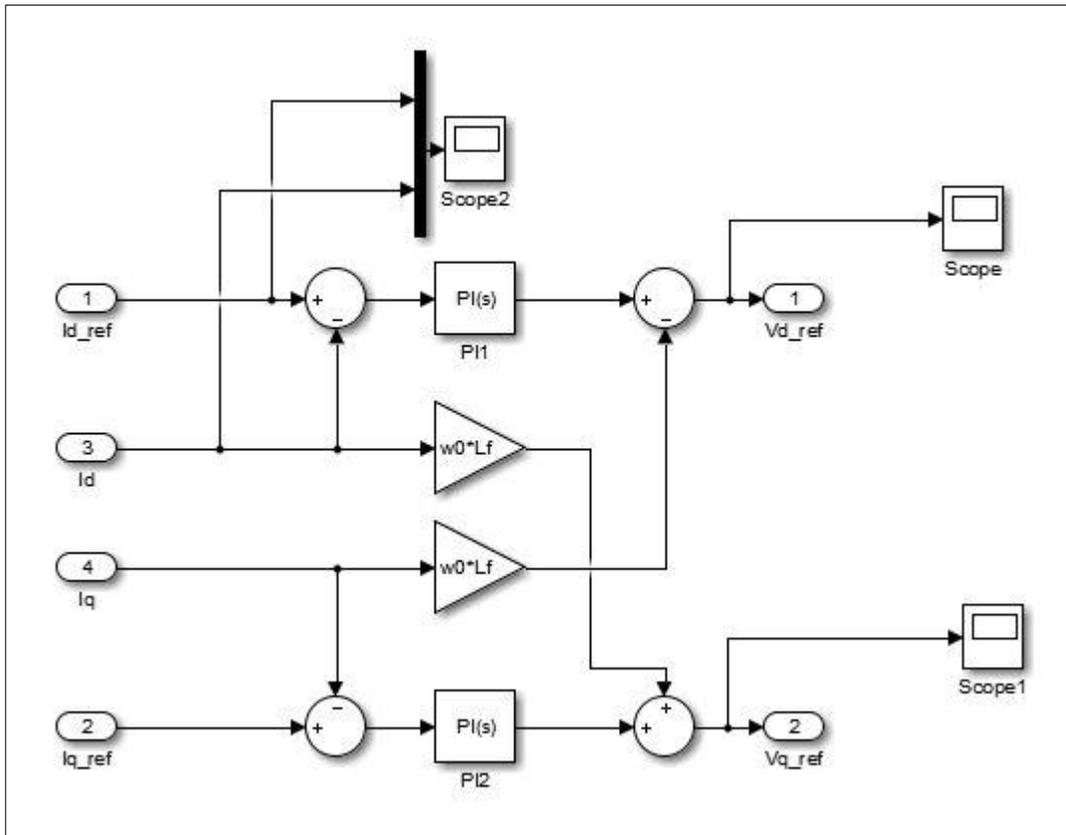


Figura 53: Control de corriente implementado en Matlab/Simulink

IV. Fuente Ideal de Tensión

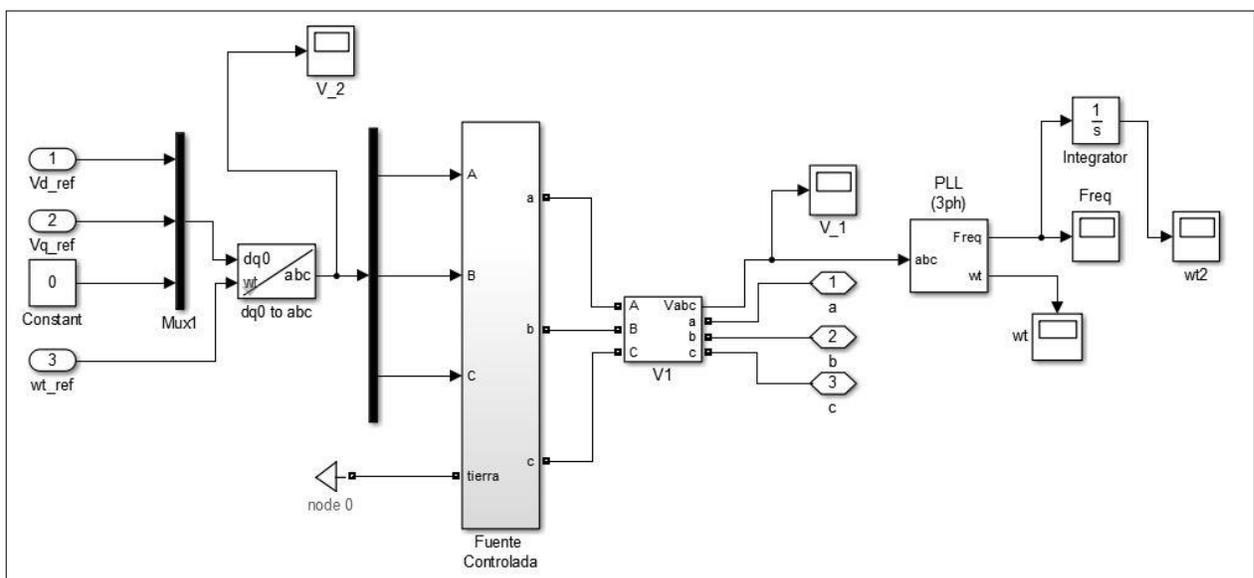


Figura 54: Fuente Ideal de Tensión implementada en Matlab/Simulink

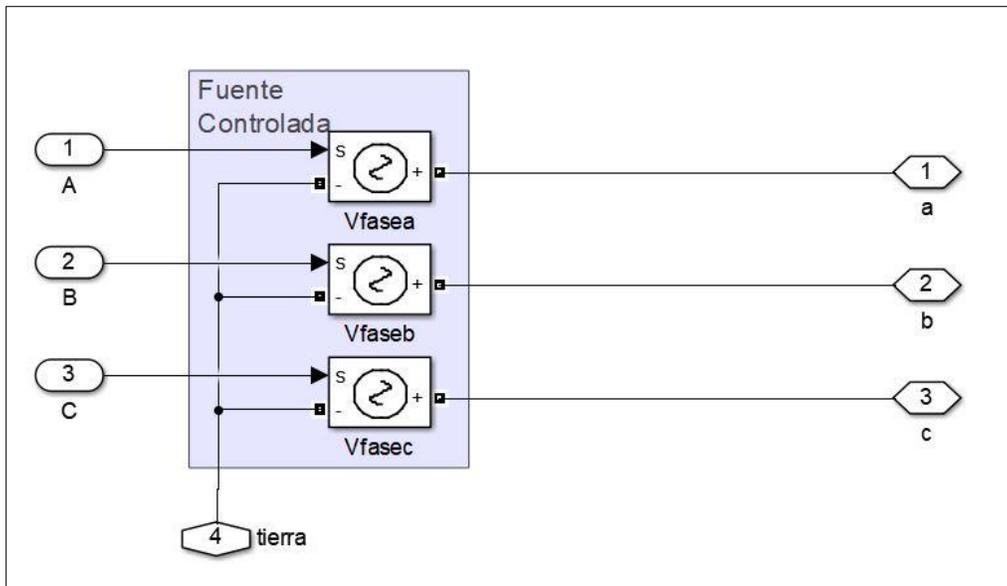


Figura 55: Fuente controlada de tensión implementada en Matlab/Simulink

V. Cargas Controladas

Este esquema permite la conexión y desconexión controlada de cargas, mediante señales de control a los interruptores.

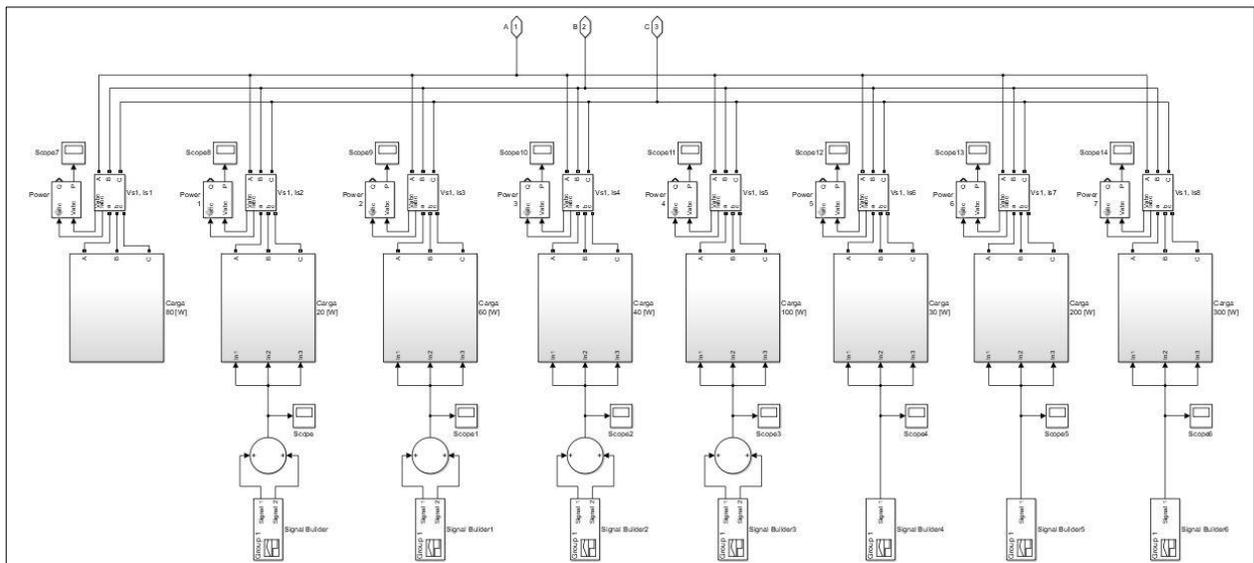


Figura 56: Esquema de cargas controladas implementado en Matlab/Simulink

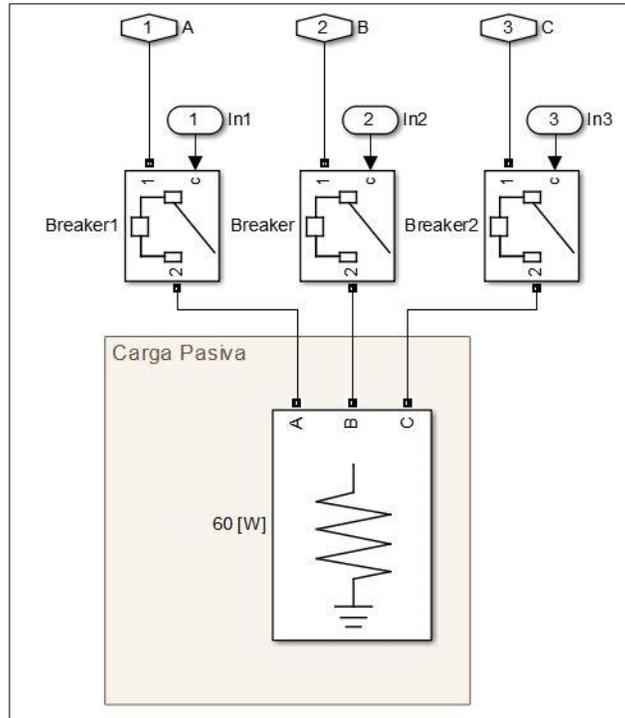


Figura 57: Carga controlada

APÉNDICES

APÉNDICE A: Principio de Funcionamiento Panel FV

I. Efecto Fotoeléctrico

En 1887 Heinrich Hertz fabricó un tubo al vacío con dos placas metálicas enfrentadas en su interior y comunicadas externamente con una fuente de tensión. Al aplicar distinta tensión a las placas e irradiar una de ellas, notó que existía corriente entre los conductores. Como el tubo estaba al vacío, este tenía que deberse a electrones viajando de una placa a la otra. Además, observó que al variar la luz con la que irradiaba sobre las placas, la distancia que alcanzaba el arco variaba también. Con esto concluyó que, de alguna manera, la luz ultravioleta (mayor radiación) les daba mayor energía cinética a los electrones [24] [27].

El fenómeno quedó sin explicación hasta 1905, cuando Albert Einstein propuso un modelo teórico matemático que explicaba este fenómeno, basado en la predominancia de la naturaleza corpuscular de la luz y la teoría cuántica de la energía (existencia de niveles discretos de energía) propuesto por Max Planck. Según Einstein, a escala atómica la luz se comporta como onda (radiación) o partícula (fotón), cuya energía Γ es proporcional a la frecuencia f de la onda y a la constante h de Planck [24]:

$$\Gamma = hf \quad (9.1)$$

Cuando un fotón incide sobre un electrón de las órbitas periféricas de los átomos, éste adquiere toda o parte de la energía del fotón. Con esto, el electrón puede moverse a niveles superiores de energía. Los electrones que pueden moverse a través de la red cristalina (están en niveles de energía más altos) se les conoce como *electrones libres de conducción*. Si bien están en niveles altos de energía, no es suficiente para abandonar la red cristalina, es decir, pueden moverse libremente dentro de la red, pero no escapar.

Cuando el nivel de energía es tal que le permite al electrón escapar de las fuerzas que lo mantienen unido a la estructura cristalina, puede ser capturado por el campo eléctrico externo, siendo impulsado a un circuito eléctrico exterior (a la otra placa en el experimento de Hertz). La energía mínima necesaria para que puedan escapar se conoce como *función de trabajo* Γ_{FT} . Estas bandas de energía están descritas por la Función de Fermi. Para que la energía eléctrica Γ_E de los electrones emitidos pueda circular y “consumirse” en el circuito exterior, es necesario que la energía del fotón Γ sea mayor que la función de trabajo Γ_{FT} . Esto implica que la frecuencia de la onda de luz (color) debe ser mayor que cierta frecuencia umbral, a partir de la cual se puede tener efecto fotoeléctrico. Se puede comprobar experimentalmente que para frecuencias en torno al azul y ultravioleta se tiene efecto fotoeléctrico y para frecuencias menores, no hay [24] como se ve en la Figura 58.

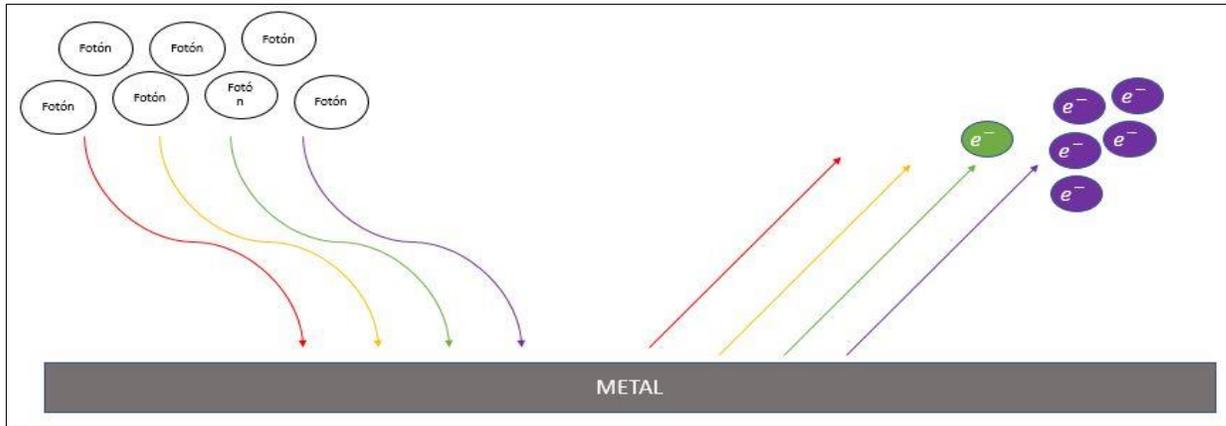


Figura 58: Efecto Fotoeléctrico

II. Juntura Semiconductora

Un material tipo P es aquel que tiene exceso de huecos y el tipo N el que tiene exceso de electrones libres. Cuando se tiene un cristal que en una cara es tipo P y en la otra es tipo N, se forma una juntura PN como la que muestra la Figura 59. Los electrones del lado N se difunden hacia el lado P generando un campo eléctrico en la juntura debido al gradiente de carga inducido por la difusión. El sistema quedará en equilibrio cuando la fuerza del campo eléctrico iguale a la fuerza del gradiente de concentración de huecos y electrones [41].

El campo eléctrico de equilibrio para una juntura de Silicio corresponde a una diferencia de potencial de 0,7 [V] aproximadamente. Para que los electrones salten de la banda de valencia hacia la de conducción necesitan un aumento de energía de 1,12 [eV]. Esto se puede lograr con una fuente de tensión externa, dejando el lado N a mayor potencial que el P. Con esto los electrones libres de N y los huecos de P son atraídos lejos de la juntura, aumentando la zona des poblada y así quedar en equilibrio. Al no haber portadores en la zona media, no fluye corriente por la juntura. Por otro lado, si se conecta el lado P a mayor potencial que N, ambos tipos de portadores serán empujados hacia el otro lado de la juntura, eliminando así la barrera de potencial y generando un flujo de corriente a través de la juntura [41].



Figura 59: Juntura PN

Una celda fotovoltaica es fundamentalmente una juntura semiconductor de gran área. La introducción de materiales semiconductores, como el Silicio tipo P y N, permitió la creación de junturas PN. El Silicio tipo P se forma agregando átomos de Boro, Aluminio o Galio (debido a su ubicación en la tabla periódica) en una pequeña porción, los que capturan el último electrón libre del Silicio. Esto provoca que quede un *hueco* que puede ser ocupado por un electrón, permitiendo así un flujo de corriente. Para formar Silicio tipo N se agregan átomos de Antimonio, Arsénico o Fósforo (por su ubicación en la tabla periódica). Con esto se logra tener electrones ligados débilmente o electrones libres.

APÉNDICE B: Generación Eólica

I. Generadores Eólicos

Los generadores eólicos pueden clasificarse según varios criterios. El primero que se abordará en esta sección es el tipo de eje que tengan. Luego, se clasificarán según el tipo de máquina eléctrica que usan y el control de éstas.

Tipos de ejes

Los aerogeneradores pueden ser de eje vertical o eje horizontal. Los de eje vertical son aquellos que tienen su eje de rotación perpendicular al suelo, que se conocen como VAWT (Vertical Axis Wind Turbine en inglés). Algunas características de estos aerogeneradores son que pueden situarse más cerca unos de otros, ya que no producen el efecto de frenado del aire. Además, son omnidireccionales, es decir, no necesitan orientarse según la dirección del viento. También, pueden colocarse más cerca del suelo, ya que son capaces de funcionar con menores velocidades de viento. Son altamente recomendables para instalaciones pequeñas (menores a 10 [kW]) gracias a la facilidad de instalación, disminución de ruido y menor tamaño. No obstante, estos modelos tienen menor eficiencia y menor estabilidad, así como también problemas de fiabilidad. Para empezar a moverse requieren conexión a la red y que el generador actúe como motor, una vez en movimiento, pueden empezar a generar electricidad. Por último, al ser más bajos, no pueden aprovechar las mayores velocidades de viento que hay en zonas más altas [42].

Por otro lado, están los aerogeneradores de eje horizontal. Son aquellos que tienen su eje de rotación paralelo al suelo y se conocen como HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine en inglés). Estas turbinas tienen alta eficiencia, confiabilidad y capacidad de adaptarse a diferentes potencias. Existen dos tipos de turbinas de eje horizontal, las con rotor *multipala* (lentas) y rotor tipo *hélice* (rápidas). Los rotores tipo hélice al girar más rápido son muy apropiados para la generación de energía eléctrica. Presentan un par de arranque que es suficiente para hacer girar el rotor durante la conexión. Las turbinas de eje horizontal con rotor tipo hélice pueden tener una, dos o tres palas como muestra la Figura 60. En general, los de tres palas son los más usados debido a su mejor estabilidad estructural y aerodinámica, menor emisión de ruido y mayor rendimiento energético [42].

Por último, estas turbinas pueden enfrentar el viento de dos formas, *barlovento* o *sotavento*. Las máquinas en posición barlovento necesitan un sistema de orientación activo ya que la velocidad del viento inicialmente incide sobre el rotor y luego sobre la torre. Por otro lado, las máquinas en disposición sotavento usan un sistema de orientación pasivo que se basa en inclinar las palas de forma que en su movimiento de rotación describan un cono. Cuando el rotor no está orientado, las palas que están más a favor del viento reciben un empuje aerodinámico que tiene a variar la orientación del rotor hasta el equilibrio [42].

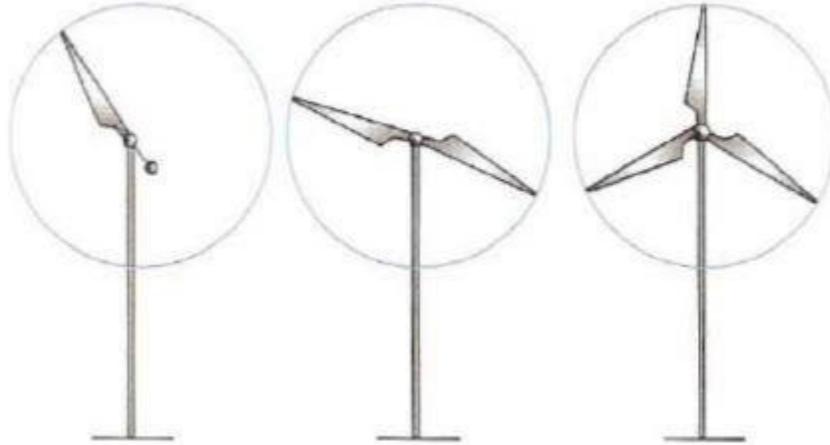


Figura 60: Turbina Eólica de eje horizontal con rotor tipo hélice. 1 pala, 2 palas y 3 palas [42].

En la actualidad, las turbinas con 3 palas alcanzan peaks de hasta 75% - 80% del límite de Betz [42].

Tipo de Máquina Eléctrica utilizada

En esta sección se detallan las máquinas eléctricas usadas para generar electricidad a partir de las turbinas de eje horizontal. Las máquinas de inducción han sido utilizadas mucho más que las síncronas, ya que es difícil mantener el generador a velocidad de sincronismo debido a la naturaleza variable de la velocidad del viento. También, se pueden usar convertidores electrónicos para regular la velocidad del rotor del generador y así controlar la inyección de potencia activa y reactiva (P y Q). Según el Global Wind Energy Council (GWEC) y la literatura las turbinas se pueden clasificar en los siguientes conjuntos [24] [42]:

- **Turbinas de velocidad fija** → Es la más básica de todas. Usan una máquina de inducción de jaula de ardilla conectada directo a la red, con el rotor cortocircuitado. Se utiliza un arrancador suave para sincronizarla a la red. Si bien son económicas y robustas, no son elegidas. Esto porque es necesario compensar reactivos y no aprovechan del todo la energía del viento, ya que funcionan óptimamente cuando están en torno a su velocidad nominal. Además, la calidad de la onda de tensión que entregan estas máquinas es baja debido a las variaciones en la velocidad del viento que repercute directamente en el rotor del generador, lo que se traduce en fluctuaciones de potencia. También estas máquinas necesitan consumir reactivos para magnetizarse, tanto en vacío como a plena carga. Esto hace necesario el uso de banco de condensadores. Cuando hay una falla la máquina consume más potencia reactiva mientras la inyección de reactivos por parte del banco de condensadores disminuye con el cuadrado de la tensión. Es decir, inyecta menos reactivos cuando más se necesitan, comprometiendo la estabilidad de tensión del sistema. Para regular potencia activa en estos sistemas se usan mecanismos mecánicos, como variar el ángulo de la pala o la pérdida aerodinámica (activa o pasiva). A veces se utilizan generadores con dos devanados, con distinto número de pares de polos para poder trabajar a dos velocidades distintas.

- **Turbinas con deslizamiento variable** → Estas turbinas están diseñadas para trabajar en un rango amplio de velocidades del rotor. Normalmente pueden variar el ángulo del pitch y controlar la velocidad y potencia de la turbina para aprovechar mejor la energía proveniente del viento. La energía que entregan a la red tiene mejor calidad (no transmite fluctuaciones producidas por cambios de velocidad) que las de velocidad fija. Las turbinas de deslizamiento variable (VS en inglés) o las de resistencia rotórica dinámica (DRR e inglés) controlan la resistencia del circuito rotórico. Esto permite un amplio rango de variación del deslizamiento (velocidad) de hasta 10%. Sin embargo, la resistencia rotórica emana mucho calor, lo que se traduce en una disminución de potencia inyectada. Este tipo de turbinas usan generadores asíncronos de rotor bobinado para poder modificar las resistencias en el circuito rotórico y el estator se conecta directamente a la red. También usan un arrancador suave para sincronizarse a la red.
- **Turbinas con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)** → Este tipo de turbinas tiene el estator del generador conectado directamente a la red, pero utiliza un convertidor AC/DC/AC (*back-to-back converter*) que conecta el rotor del generador con la red. Al controlar las corrientes del rotor se puede desacoplar las potencias activa y reactiva, maximizar la potencia extraída del viento y minimizar las tensiones mecánicas del sistema. El tamaño requerido para el convertidor en esta configuración hace que sea una alternativa muy atractiva económicamente. No obstante, el uso de escobillas y la necesidad de protección extra en caso de fallas en la red son desventajas que presenta este tipo de turbinas. Una caída de tensión en la red provoca un aumento en la corriente del estator y, debido al acoplamiento magnético entre estator y rotor, esta corriente también fluirá por el rotor y el conversor pudiendo dañarlo. Para mitigar esto, se utiliza un equipamiento suplementario conocido como *crowbar activo*. Una máquina asíncrona cuyo estator está conectado a la red trifásica, su campo magnético girará a una velocidad ω_s proporcional a la frecuencia de la red f_s . Si además se alimenta el rotor con un sistema trifásico de frecuencia f_r , el rotor también tendrá un campo magnético, que girará a una velocidad ω_r distinta del estator (suponiendo $f_s \neq f_r$). Si el rotor de la máquina está girando a una velocidad ω_m (velocidad mecánica del eje), la velocidad del campo rotórico respecto a un observador fijo será $\omega_m + \omega_r$. Para que la máquina esté sincronizada a la red, los campos magnéticos del estator y rotor deben girar a la misma velocidad [43]:

$$\omega_s = \omega_m + \omega_r \quad (9.2)$$

La velocidad ω_m del rotor puede ser mayor o menor que ω_s , si la máquina está en estado supersíncrono o subsíncrono respectivamente. El sentido de giro del campo magnético creado por un devanado depende de la secuencia en que se conecten las fases. Así, cambiando la tensión, intensidad y frecuencia del devanado rotórico se puede controlar la velocidad del rotor [42].

El DFIG puede generar una tensión constante, aunque su eje esté con velocidad variable producto de los cambios en el viento, debido a que el rotor de la máquina está alimentado por el convertidor back-to-back. El convertidor en el lado del rotor regula la amplitud, frecuencia y fase de la tensión aplicada al circuito rotórico, lo que permite controlar el

factor de potencia del generador en un amplio rango de velocidades de giro. Por otro lado, el convertidor del lado de la red permite regular de forma independiente la potencia activa y reactiva. Esto permite inyectar y extraer potencia activa en el rotor de la máquina y controlar la potencia reactiva intercambiada en el convertidor y la red.

- **Turbinas *Full Converter*** → En este tipo de turbinas el convertidor back-to-back es el único camino de flujo de potencia de la turbina a la red, es decir, no hay conexión directa entre la máquina y la red. Esto hace que el convertidor deba ser más grande y, por lo tanto, más caro. Estas turbinas usan generadores síncronos o de inducción y permiten control independiente de potencia activa y reactiva. También permiten control de velocidad en todo su rango. Algunos diseños incluyen una máquina de imanes permanentes que presentan la ventaja de eliminar el sistema de excitación y la caja multiplicadora, pero su costo es muy elevado.

De las tecnologías recién mencionadas, la más utilizada en la actualidad es el DFIG [42] gracias a la cantidad de ventajas que se mencionaron anteriormente. Además, estos sistemas al ser variables también requieren un sistema MPPT, como los paneles FV, para poder entregar la máxima potencia posible [24].

APÉNDICE C: Sistemas de Almacenamiento de Energía (Baterías)

I. SoC y SoH

Conocer el estado de carga de una batería no es trivial, por lo que en la literatura se pueden encontrar múltiples métodos de estimación del SoC. Algunos de estos métodos se pueden ver en la Tabla 15 [33]:

Tabla 15: Técnicas de estimación de estado de carga de una batería.

Técnica	Campo de aplicación	Ventajas	Desventajas
Prueba de descarga	Usada para la determinación de capacidad al principio de la vida de la batería.	Fácil y preciso; independiente del SoH.	Offline, tiempo intensivo, modifica el estado de la batería, hay pérdidas de energía.
Conteo de Coulomb	Todos los sistemas de baterías, la mayoría de las aplicaciones.	Es preciso si hay suficientes puntos de re-calibración con buenas medidas de corriente.	Sensible a reacciones parásitas; necesita regular los puntos de re-calibración.
OCV	Plomo, Litio, Zn/Br	Online, barato, predicción OCV	Necesita tiempos de descanso largos (corriente = 0)
EMF	Plomo, Litio	Online, barato, predicción EMF	Necesita tiempos de descanso largos (corriente = 0)
Modelos lineales	Plomo fotovoltaico	Online, fácil	Necesita datos de referencia para parámetros de ajuste.
Espectroscopía de impedancia	Todos los sistemas.	Da información del SoH y calidad.	Sensible a la temperatura, costos intensivos
Resistencia interna DC	Plomo, NiCd	Da información del SoH; posibilidad de mediciones online.	Buena precisión, pero por períodos de tiempo cortos.
Redes neuronales	Todos los sistemas de baterías.	Online	Necesita datos de otra batería similar para entrenamiento, la implementación es cara.
Lógica difusa	Todos los sistemas de baterías.	Online	Demanda mucha memoria en aplicaciones del mundo real.
Filtros de Kalman	Todos los sistemas de baterías, fotovoltaicos, aplicaciones dinámicas.	Online, dinámico.	Es difícil implementar el algoritmo de filtrado que considera (como ejemplo) no normalidades y no linealidades.

Por otro lado, el estado de salud (SoH) corresponde a la capacidad y/o disminución de potencia por ciclo basado en la capacidad nominal/potencia de la batería [33]. El SoH varía más lento si la batería se deja guardada sin uso, pero disminuye de todas formas. Por el contrario, si se le da uso, el SoH disminuirá mucho más rápido, en función del uso que se le dé. A medida que el acumulador es sometido a múltiples procesos de carga y descarga, con el tiempo aumenta la resistencia intrínseca de las placas. Esto aumenta la caída de tensión interna y disminuye su capacidad útil efectiva.

El estado de salud de una batería se puede ver afectado por diversos factores:

- Diseño → Tipo de celda, sistema de enfriamiento.
- Ambiental → Temperatura, humedad, presión, vibraciones.
- Operación → Profundidad de descarga (DoD en inglés), corriente, voltaje.

Existen varias maneras de predecir el SoH. Según la literatura la más efectiva es medir regularmente la resistencia interna (con el acumulador completamente cargado). El valor estadístico de este parámetro permite evaluar cómo aumenta con el tiempo y uso. Lo anterior permite predecir a largo plazo las caídas de tensión y en el momento en que la tensión en bornes al final de las descargas llegará al valor mínimo aceptable para la operación. También es posible predecir el estado de salud a partir de estadísticas reales de operación mediante modelos matemáticos. Se miden permanente y sistemáticamente todos los parámetros relevantes (tensión, corrientes, tiempo, etc.). A partir de estas informaciones es posible predecir las tendencias estadísticas, lo que permite predecir el SoH [32].

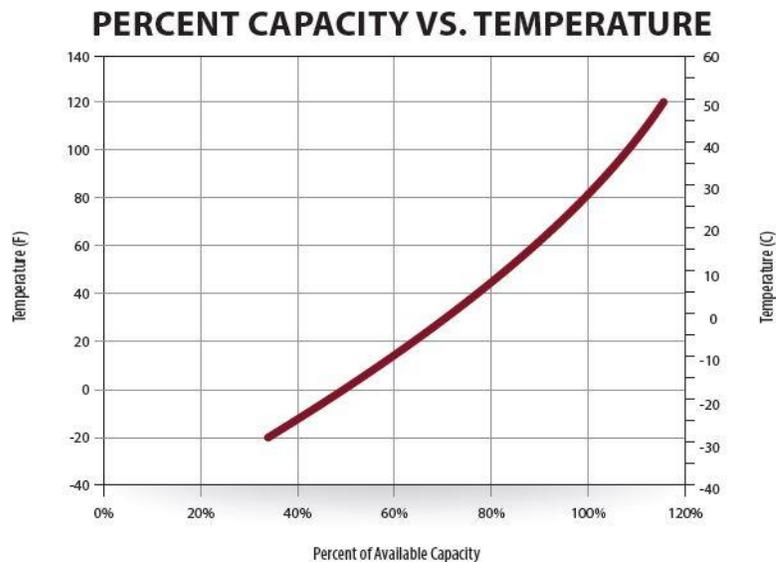


Figura 61: Variación de capacidad en función de la temperatura [46] [47].

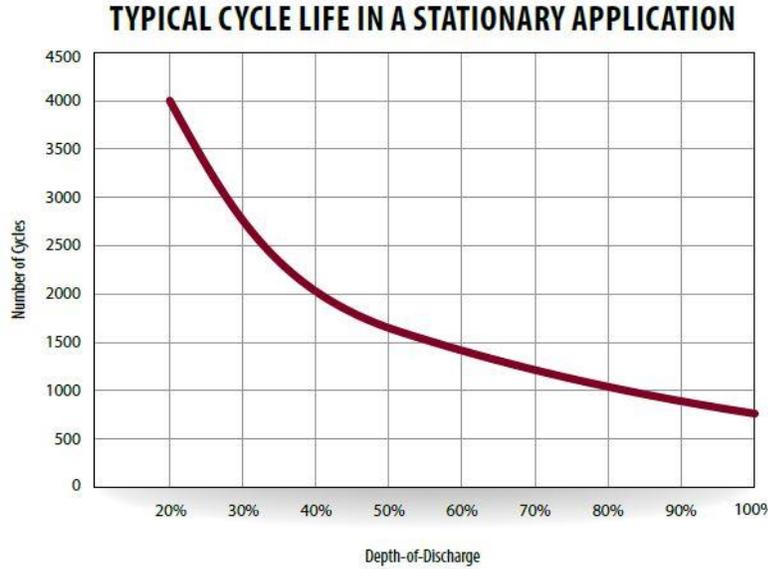


Figura 62: Número de ciclos de uso en función de profundidad de descarga (DoD) [47].

El fabricante entrega una curva donde muestra cómo varía el estado de la batería según algunos factores. Por ejemplo, la temperatura (Figura 61) si es muy baja, disminuirá considerablemente la capacidad de la batería si está en ambientes muy fríos, mientras que su óptimo está en torno a los 40 [°C]. La profundidad de descarga mientras mayor sea (más se descargue la batería en cada ciclo) menos ciclos podrá completar la batería como se muestra en la Figura 62. Y la corriente de descarga, mientras menor sea más tiempo durará la descarga de la batería (Figura 63).

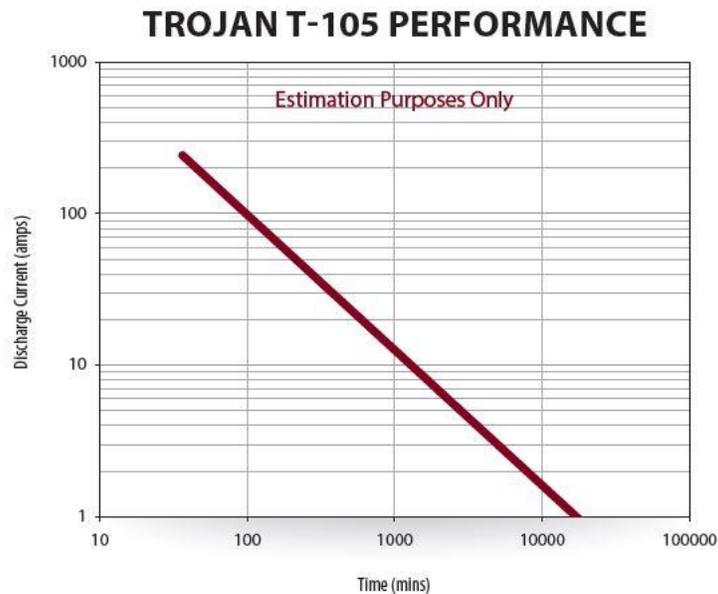


Figura 63: Tiempo de descarga según corriente [46].

II. Tecnologías

Desde que se descubrió la pila eléctrica en el siglo XIX, se han desarrollado muchísimos tipos y variedades de pilas y acumuladores reversibles basados en diversas combinaciones de materiales activos. Debido a la gran variedad que existe, lo que interesa a la hora de elegir un tipo de tecnología es la densidad energética ($\frac{\text{Energía}}{\text{Masa}}$), la vida útil (número de ciclos de carga/descarga en función de la profundidad de descarga) y el costo unitario de la energía y/o la potencia unitaria ($\frac{\text{Costo total anual}}{\text{Energía total procesada anual}}$) del equipo elegido según su aplicación [32].

En la Figura 64; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la relación entre energía y potencia para las distintas tecnologías existentes. Donde la *capacidad específica* es la capacidad de almacenamiento de una batería por peso en $\left[\frac{Wh}{kg}\right]$ y la *potencia específica* es la capacidad de entregar potencia por peso en $\left[\frac{W}{kg}\right]$ [33].

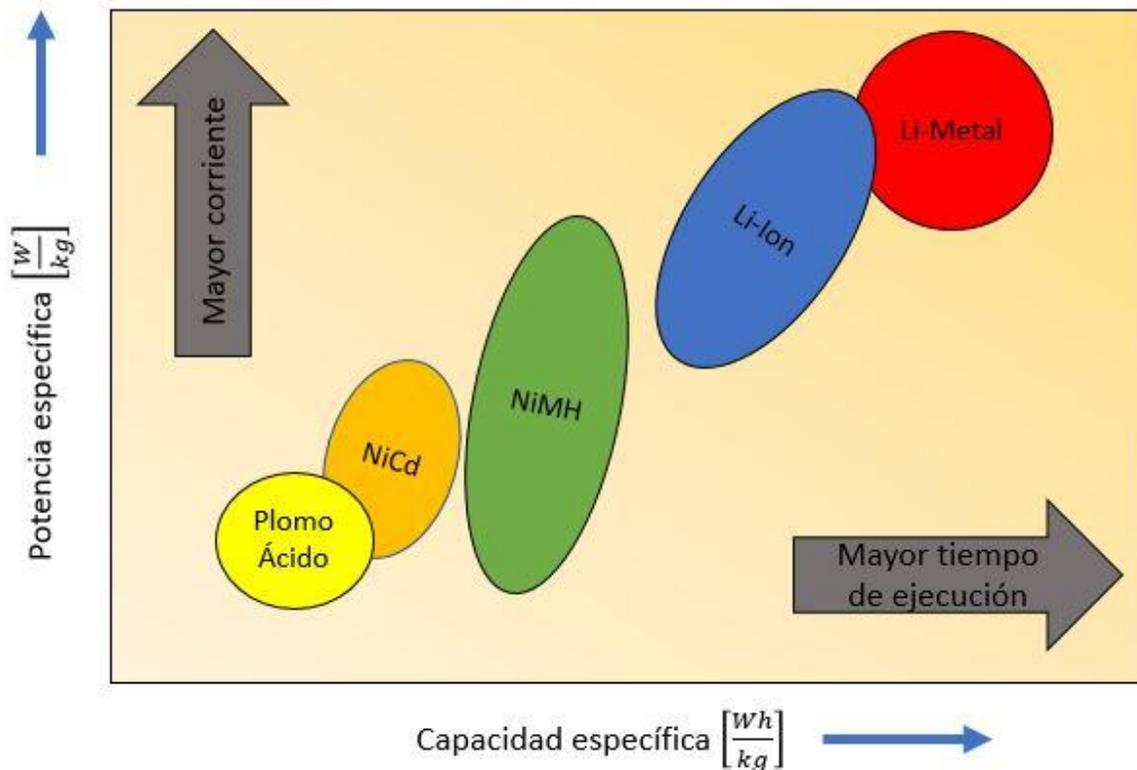


Figura 64: Relación de potencia y capacidad específica de distintas tecnologías.

A continuación, se detallan algunas de las principales tecnologías mostradas en la gráfica.

Batería de Plomo-Ácido

Durante la descarga, en el polo negativo un átomo de plomo se combina para formar sulfato de plomo. En el polo positivo una molécula de dióxido de plomo se combina para formar sulfato de plomo y en el electrolito, dos moléculas de ácido sulfúrico son reemplazadas por dos moléculas de agua. Durante la descarga, estas reacciones se realizan en la dirección contraria [32].

Son de las baterías recargables más antiguas. Se caracterizan por ser robustas, seguras y baratas. Se pueden usar en un amplio rango de temperaturas (la Figura 61 corresponde a una batería de Plomo-Ácido). No obstante, tienen una baja energía específica, además de un ciclo de vida limitado y poca tolerancia a descargas completas. Para almacenarlas de hacerse con carga para evitar el deterioro. Por último, este tipo de baterías emite gases. Dichos gases están en la proporción necesaria para reaccionar entre sí. Con sólo una chispa, un golpe o sobre temperatura puede explotar. Es por esto que deben mantenerse en lugares ventilados por motivos de seguridad [32] [33].

Algunas aplicaciones de este tipo de baterías son autos, barcos, carritos de golf, sillas de ruedas eléctricas y centrales y subestaciones eléctricas. Existen distintos tipos: *flooded* (electrolito líquido, necesita agua), *gel* (electrolito gelificado, no necesita mantenimiento) y *AGM* (fibra de vidrio absorbente, libre de mantenimiento). Además de esto, existen dos tipos de formato: baterías estacionarias (menos ciclos) y de ciclo profundo (más ciclos).

Batería de Litio

El electrolito de este tipo de acumuladores está compuesto por $Li(PF_6)$ disuelto en un solvente orgánico. Dado que la reacción del fósforo (P) con el aluminio (Al) es muy activa, si la carcasa está hecha con este material, existe un peligro potencial de que al tomar contacto con este material reaccionen violentamente, con emisión de calor y metales fundidos [32].

La necesidad de disponer de acumuladores más ligeros y durables ha impulsado fuertemente la investigación y desarrollo de la aplicación de materiales activos más livianos, que presenten mejores características electroquímicas que los de plomo-ácido. Debido a que el Litio es el metal más liviano en la Tabla Periódica y presenta una gran diferencia de electronegatividad con el Oxígeno, su aplicación ha permitido el desarrollo de acumuladores de mayor densidad energética. Están las baterías de Litio (metálico) que no son recargables. Se usan para marcapasos cardíacos, instrumentación y extracción de petróleo. Por otro lado, están las baterías de Ion-Litio (compuesto de Litio intercalado) que son recargables. Se usan para baterías de celulares, computadores personales y herramientas eléctricas (taladro, atornillador, etc.).

APÉNDICE D: Control de Micro-Redes

El creciente interés en integrar fuentes de energía intermitente en las micro-redes presenta retos mayores desde la perspectiva de la operación confiable y control. La alta penetración de generadores distribuidos, conectados a la red a través de procesadores de potencia altamente controlables basados en electrónica de potencia, junto con la incorporación de equipos de almacenamiento de energía, tecnologías de comunicación y cargas controlables abren nuevos horizontes para la expansión efectiva de las aplicaciones de micro-redes integradas a sistemas de potencia.

Existen varias estrategias de control que serán presentadas en esta sección. También, se pueden definir tres niveles de control: Primario (bajo nivel), Secundario (medio nivel) y Terciario (alto nivel) [44]. El nivel primario y secundario están asociados a la operación de la micro-red en sí y el terciario a la operación coordinada de la micro-red y la red principal. Estos niveles serán explicados en esta sección junto con las estrategias de control asociadas a cada nivel. Finalmente, se hace un análisis sobre de los principales modos de operación y control a nivel de convertidores de potencia. Se detallan principalmente *grid-forming*, *grid-feeding* y *grid-suporting*. Este análisis se extiende también al control jerárquico de micro-redes basados en control primario, secundario y terciario mencionados previamente.

I. Control y Requerimientos de Protecciones

Las micro-redes y la integración de GD introducen desafíos operacionales que hay que considerar en el diseño de control y sistemas de protección para asegurar que los niveles de confiabilidad no se vean afectados. Algunos desafíos provienen de suposiciones inválidas, generalmente aplicadas a sistemas de distribución típicos, mientras que otros son el resultado de problemas de estabilidad observados previamente a nivel de sistemas de transmisión. Algunos de estos desafíos en control y protección de micro-redes son: Flujos de potencia bidireccionales, Problemas de estabilidad, Modelamiento, Baja inercia, e Incertidumbre [44].

El sistema de control de la micro-red debe ser capaz de asegurar la operación confiable y económica de la micro-red, mientras supera todos los desafíos previamente mencionados. En particular, las características deseables del sistema de control incluyen: Control de salidas (voltajes y corrientes), Balance de potencia, Demand Side Management (controlar la curva de demanda), Despacho económico y Transición entre modos de operación (conectado a la red- isla) [44].

Las micro-redes se caracterizan por tener cambios frecuentes en topología. Robustez y adaptabilidad de los controladores son rasgos que se esperan tener. La disponibilidad de mediciones, comunicaciones y herramientas de cómputo de alta velocidad son desafíos adicionales a los ya mencionados. Por esta razón, hay que apuntar a reducir la necesidad de comunicaciones y herramientas computacionales de alta velocidad para tareas críticas. En este sentido, aplicar estrategias de control jerárquico son las más llamativas, debido a las diferentes constantes de tiempo que se manejan, dinámicas rápidas en los controles de salida y dinámicas lentas en los despachos económicos.

La arquitectura de los sistemas de control puede abordarse desde dos grandes perspectivas: Centralizado y Descentralizado. Un control completamente centralizado se basa en la información recolectada en un controlador central que realiza los cálculos y determina las acciones de control para todas las unidades en un punto, necesitando comunicación extensiva entre el controlador central y cada unidad controlada. Por otro lado, un control completamente descentralizado, cada unidad es controlada por su controlador local, que sólo recibe información local y no tiene conocimiento de las variables del sistema ni de las acciones de control de otros controladores [44].

Al usar sistemas centralizados es necesario tener una gran infraestructura para comunicaciones y computación, por lo que se hace difícil de implementar. Mientras que con un sistema descentralizado también es difícil de implementar debido al acoplamiento que existe entre la operación de varias unidades, necesitando un nivel mínimo de coordinación entre ellas, que no se puede lograr usando sólo variables locales. Dado lo anterior es que se puede lograr un mix entre control centralizado y descentralizado a través de control jerárquico, que consiste en tres niveles: primario, secundario y terciario. Estos niveles se diferencian en la rapidez de respuesta y el marco de tiempo en que actúan y en la infraestructura requerida. Un esquema del control jerárquico se muestra en la Figura 65, donde el control primario actúa localmente, el control secundario entrega referencias al primario y el terciario hace el despacho económico y le entrega referencias al control secundario. A continuación, se detallan cada uno de estos niveles.

II. Control Primario (Bajo Nivel)

El control primario es el primer nivel en el control jerárquico, que corresponde al que actúa más rápido. Este control se basa exclusivamente en mediciones locales y no requiere comunicaciones. Dada su velocidad de actuación la detección de modo isla, control de salidas (voltaje y corriente) y control de balance de potencia son las acciones que se llevan a cabo en este nivel [44].

Los inversores de voltaje (VSI por sus siglas en inglés) requieren un control especialmente diseñado para simular la inercia característica de las máquinas rotatorias y proveer una regulación de frecuencia apropiada. Para este propósito, los VSI están compuestos de dos etapas: Controlador de inyección de potencia del GD, que se encarga de repartir adecuadamente la potencia activa y reactiva para equilibrar las diferencias que se generan en la micro-red y el controlador de la salida del inversor, que se encarga de regular las corrientes y voltajes de salida. Generalmente el control de la salida consiste en un lazo externo para el control de voltaje y un lazo interno para el control de la corriente. El control de potencia no necesita comunicaciones, ya que usa el control droop de potencia activa-frecuencia y potencia reactiva-voltaje para emular las características droop de una máquina rotatoria [44].

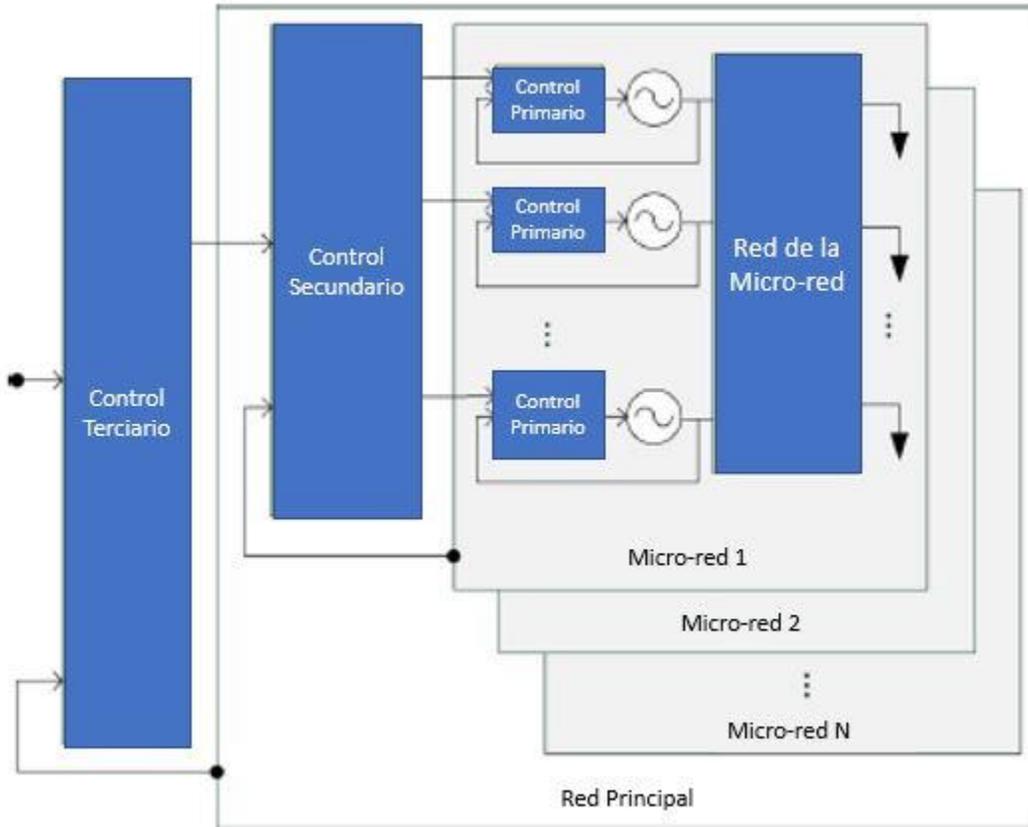


Figura 65: Niveles de control jerárquico: primario, secundario y terciario [44].

Controlador de Inyección de Potencia

Estos controladores se pueden categorizar según si están basados o no en métodos droop. Los que usan controlador centralizado pueden caer en el nivel de control secundario. A continuación, se explican estas dos categorías.

- **Métodos basados en control Droop** → Los métodos droop se originan en el principio de balance de potencia de un generador síncrono en grandes sistemas interconectados. Un desbalance entre la potencia mecánica del generador y la potencia activa eléctrica de salida provoca cambios en la velocidad del rotor, lo que se traduce en desviaciones en la frecuencia. Similarmente, variaciones en la potencia reactiva provocan desviaciones en la magnitud de la tensión. En control droop, la relación entre potencia activa-frecuencia y potencia reactiva-voltaje se expresa:

$$D \quad \omega_0 = \omega^* - K_P \cdot (P_0 - P^*) \quad (9.3)$$

$$o \quad V_0 = V^* - K_Q \cdot (Q_0 - Q^*) \quad (9.4)$$

d
e

los valores de ω^* y V^* corresponden a los valores de referencia de la frecuencia angular y voltaje respectivamente, y ω_0 y V_0 corresponden a la frecuencia de salida medida y el voltaje del GD respectivamente. La misma convención se aplica para la potencia activa P y la potencia reactiva Q . Los coeficientes K_P y K_Q son los coeficientes droop y se determinan en base al criterio de operación en régimen permanente [44]. La curva típica de la característica droop de $Q - V$ se muestra en la Figura 66, mientras que la curva típica de la característica de $P - \omega$ se muestra en la Figura 67. A modo de ejemplo, se asume que a voltaje nominal las unidades de GD no entregan potencia reactiva a la red, lo que implica que trabajan con factor de potencia 1.

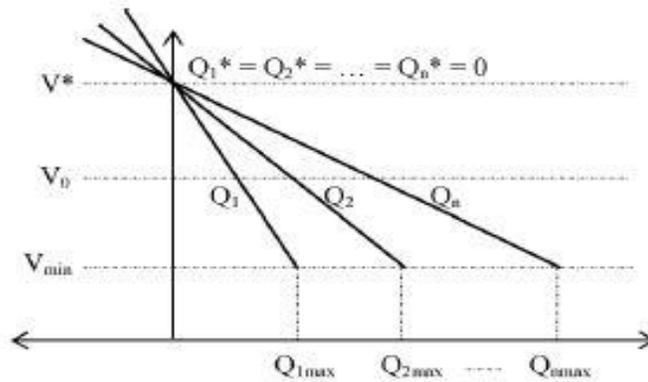


Figura 66: Característica droop típica $Q-V$ [44].

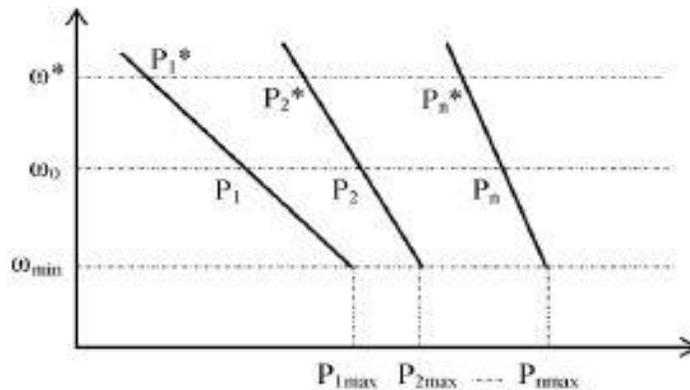


Figura 67: Característica droop típica $P-w$ [44].

La principal ventaja del control droop es que elimina la necesidad de comunicaciones y las acciones de control son basadas en mediciones locales. Esta característica le da flexibilidad, siempre que el balance entre la generación y la demanda se pueda mantener, no hay interdependencia de los controladores locales. No obstante, el control droop tiene algunas desventajas: Problemas de estabilidad en transientes, Ignora las dinámicas de las cargas lo que puede resultar en una falla debida a cambios bruscos en la demanda, no puede hacer partida en negro luego de una contingencia, bajo rendimiento cuando se emplea para redes de distribución debido a su bajo coeficiente X/R , no puede trabajar con

cargas no lineales ya que no considera corrientes armónicas y no puede fijar frecuencia independiente de las condiciones de consumo del sistema.

Junto con todo lo anterior, existen muchas investigaciones que buscan alternativas o mejoras al control droop. Una reseña sobre algunas investigaciones hechas puede verse en [44].

- **Métodos no basados en control Droop** → Los siguientes métodos de control abordan el control primario de micro-redes con múltiples unidades de GD desde una perspectiva centralizada. Hay investigaciones que proponen un control centralizado donde la corriente total de la carga es medida y se transmite a un controlador central. Luego, basado en las características de cada unidad, la contribución de cada unidad se determina y se envía de vuelta referencias de corriente de salida. Este método permite mitigación rápida de transientes, sin embargo, los sistemas de comunicaciones son cruciales y si estos fallan, el sistema colapsa. Otras investigaciones proponen un control maestro-esclavo, donde una unidad asume el rol dominante y mantiene el voltaje de la red en un rango admisible y el resto inyecta potencia. Este método se basa en la operación típica de un SEP, donde se tiene una barra Slack y el resto son PQ. Este método es flexible con la conexión y desconexión de unidades de generación y cargas. Sin embargo, la unidad maestra es crucial. Otros métodos, que usan distintos sistemas de comunicaciones se han investigado y se detallan en [44].

Controlador de Salida (Voltaje y Corriente)

Los controladores se pueden categorizar basados en su marco de referencia: síncronos (dq), estacionarios ($\alpha\beta$) y naturales (abc). La referencia síncrona está asociada a variables DC y controladores proporcionales integradores (PI). La referencia estacionaria está asociada a variables sinusoidales y controladores proporcionales resonantes (PR). La referencia natural usa controladores basados en PI, PR, histéresis o tiempo muerto [44].

Típicamente, los lazos de control (voltaje y frecuencia) son diseñados usando controladores PI con una compensación *feed-forward* para mejorar el desempeño de los reguladores de corriente.

También existen métodos de control multivariable. Buscan mejorar la respuesta dinámica de la micro-red y asegurar la estabilidad robusta frente a incertidumbre en los parámetros de los consumos en presencia de cargas no lineales. Las investigaciones se han enfocado en la regulación de una micro-red con un único GD con su carga RLC, donde los parámetros son perturbados en torno a sus valores nominales o en un rango pre definido [44].

III. Control Secundario (Medio Nivel)

El control secundario, también conocido como el que gestiona la energía (EMS en inglés) es responsable de la operación confiable, segura y económica, ya sea conectada a la red o en modo isla. Esta tarea se vuelve compleja cuando se opera en modo isla, ya que se tienen recursos con gran variabilidad, donde la tasa de actualización del despacho de cada unidad tiene que ser lo suficientemente alto para compensar los cambios repentinos de demanda y unidades no despachables. El objetivo del EMS consiste en encontrar el despacho económico óptimo y

despachar las unidades de generación disponibles. Los errores permanentes de voltaje y frecuencia producidos por el control primario también son regulados por el control secundario.

Existen dos grandes arquitecturas para el EMS, centralizada y descentralizada. El control secundario es el nivel jerárquico más alto en una micro-red operando autónomamente (modo isla) y opera en un rango de tiempo más lento que el control primario. Esto para poder desacoplar el control primario del secundario, reducir el ancho de banda de la comunicación usando medidas muestreadas de las variables de la micro-red y para tener suficiente tiempo para realizar cálculos complejos. Usualmente las micro-redes ocupan poco espacio geográfico, por lo que las redes de comunicación no son complejas y basta con protocolos simples de banda angosta, que sirven para variables que cambian lento en el tiempo, como referencias de potencia activa y reactiva.

El uso de un enfoque centralizado permite la implementación de rutinas de optimización en línea, ya que toda la información relevante es recopilada al mismo tiempo. Sin embargo, no tiene la capacidad deseada de Plug&Play. Por otro lado, el enfoque descentralizado puede incorporar nuevas unidades de GD fácilmente sin necesidad de hacer cambios a los controladores, pero tiene dificultades para operar la micro-red con altos niveles de coordinación. En general, enfoques centralizados son más recomendables para micro-redes que operan autónomas, mientras que el descentralizado es más apto para micro-redes conectadas a la red, multi agentes y con cambios rápidos en la cantidad de unidades de generación.

Enfoque Centralizado

El enfoque centralizado consiste en un controlador central que recibe la información relevante de cada unidad de generación GD y carga en la micro-red y la red en sí misma, así como la información de pronóstico de los recursos (radiación, viento, etc.) para determinar el despacho óptimo. El controlador central puede tomar decisiones usando cálculos en línea para la operación óptima o bien, bases de datos pre definidas y actualizadas continuamente con la información de las condiciones de operación adecuadas, que viene de cálculos fuera de línea u otras aproximaciones heurísticas.

La estructura general del control secundario con enfoque centralizado se puede ver en la Figura 68, donde las variables/parámetros de entrada son: Potencia de salida pronosticada de cada unidad generadora no despachable para N períodos, Pronóstico de la demanda local para N períodos, Estado de carga del sistema de almacenamiento de energía (ESS en inglés), Límites operacionales de unidades despachables y ESS, Restricciones de seguridad y confiabilidad, Estado de interconexión con la red principal y Pronóstico de los precios de energía de la red.

Las variables de salida del controlador secundario son los valores de referencia para el controlador primario para cada unidad despachable, junto con las variables de decisión para controlar las cargas.

En [44] definen el *Despacho Óptimo, Ofertas, Enfoque No Basado en Modelos, Consideraciones del ESS, MPC y Comunicaciones*. Hablan sobre investigaciones que se enfocan en cada uno de estos puntos, que hay que considerar en el control secundario centralizado.

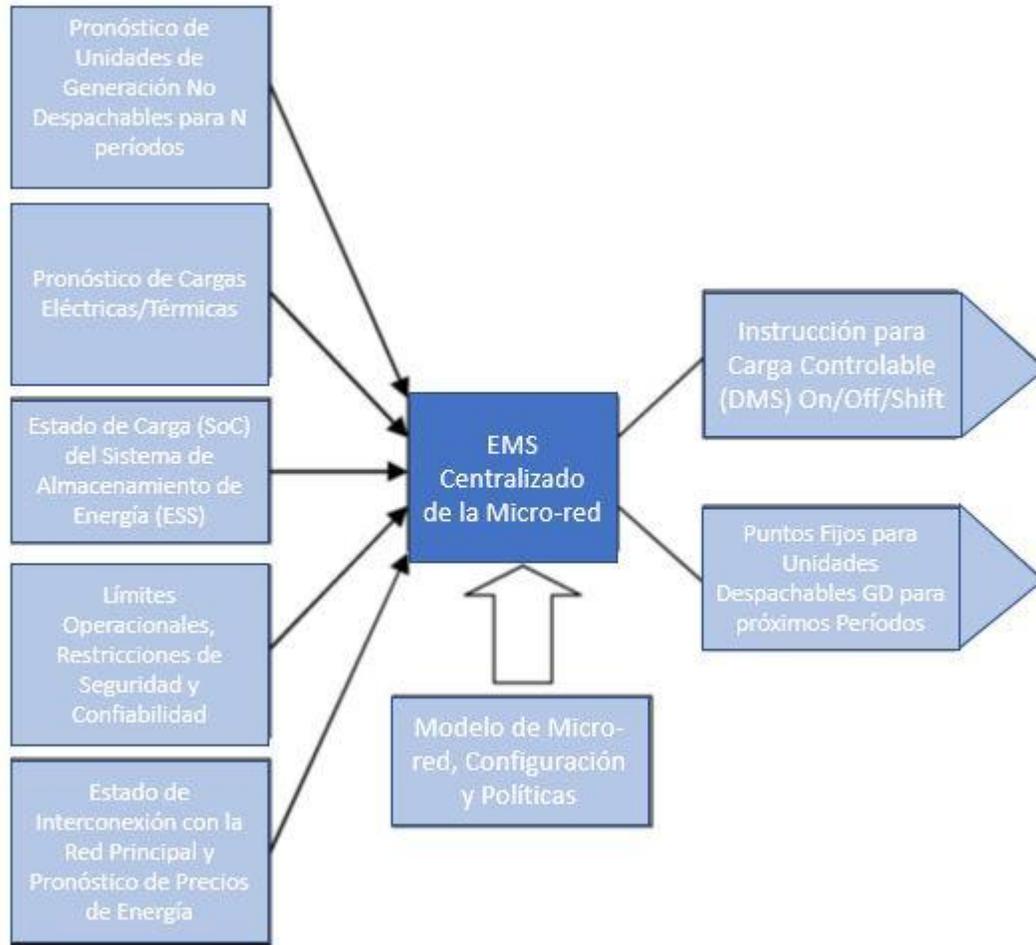


Figura 68: Enfoque centralizado del control secundario de micro-redes [44].

Enfoque Descentralizado

El enfoque descentralizado busca resolver el problema de gestión de energía de una micro-red al tiempo que provee la mayor autonomía posible a las distintas unidades de generación y cargas. Si bien este enfoque puede usar una estructura jerárquica para el intercambio de información las decisiones sobre las variables de control se hacen localmente. La autonomía se logra usando tres niveles de jerarquía: Operador de la red de distribución (DNO en inglés), Controlador central de la micro-red (MGCC en inglés) y Controlador Local (LC en inglés). El DNO se encarga de la interacción de la micro-red con la red principal u otras micro-redes (control terciario), el MGCC coordina la operación agregada de las unidades de generación y cargas en la micro-red y es responsable por la operación económica y confiable junto con la interacción con la red principal. Finalmente, el LC controla su unidad de generación en la micro-red o un agregado de éstas, interactuando con controladores de niveles más altos y tratando de alcanzar los objetivos locales y globales. En la Figura 69 se muestra la estructura interna de un LC.

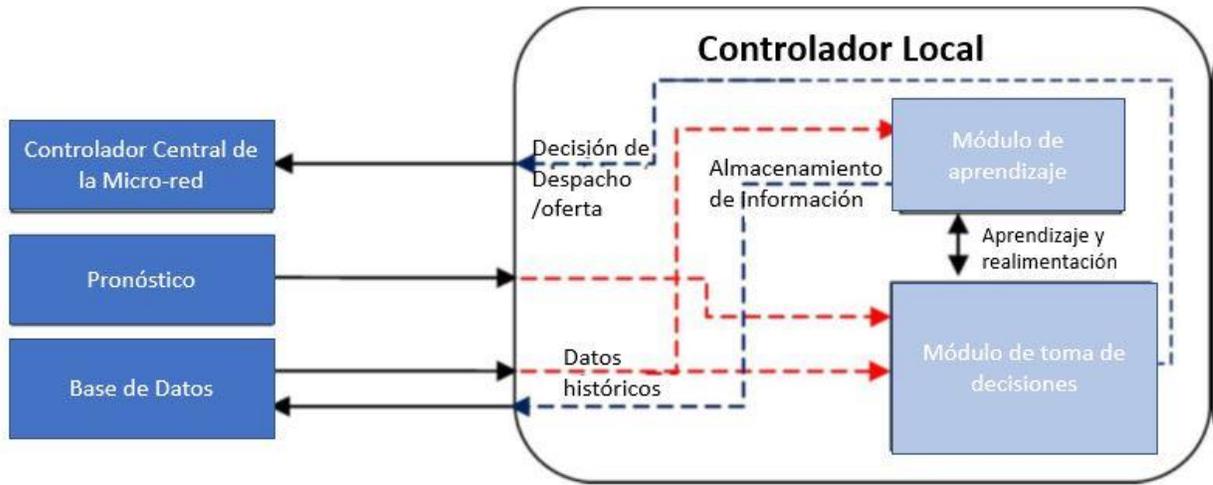


Figura 69: Estructura interna de un LC [44].

Dadas sus características, el control secundario descentralizado ha sido primeramente referido al marco de MAS (Multi Agent Systems). Un MAS puede ser descrito como un sistema compuesto por múltiples agentes inteligentes, provistos con información local, que interactúan entre ellos para alcanzar múltiples objetivos globales y locales. Como es de esperar, la conectividad de los agentes, las funcionalidades y responsabilidades asignadas a cada agente, y las características de la información que los agentes pueden compartir, juegan un rol importante en el desempeño del sistema. Los agentes son entidades que actúan en el entorno y tienen capacidad de comunicación, un nivel de autonomía basado en sus propias metas y un conocimiento limitado del entorno. Un agente inteligente, que es distinguible de un elemento convencional de sistemas de potencia (como un relé), ya que posee características de reacción (reacciona a cambios en el entorno), por actividad (busca iniciativas) y habilidad social (basándose en la comunicación). Si bien los agentes se pueden comunicar, una gran parte del control está basado en su autonomía y se efectúa localmente [44].

En [44] resumen algunas investigaciones hechas en base MAS y las distintas alternativas propuestas.

IV. Control Terciario (Alto Nivel)

El control terciario es el nivel jerárquico más alto y fija puntos fijos de largo plazo y típicamente óptimos dependiendo de los requerimientos de la red principal. El control terciario es responsable de coordinar la operación de múltiples micro-redes interactuando entre ellas y comunicándose necesidades o requerimientos de la red principal. Este nivel de control opera típicamente en el orden de varios minutos, entregando señales a controladores de medio nivel en las micro-redes y otros subsistemas que conforman la red principal.

El control terciario puede considerarse como parte de la red principal y no de la micro-red como se ve en la Figura 65. Dado esto, no se ahondará más en este nivel de control, ya que este trabajo se enfoca en el control de la micro-red como tal. No obstante, hay un factor clave que afecta tanto

al control secundario como al terciario, la gestión de la demanda (DMS en inglés). Involucrar a la comunidad es importante, ya que con un buen diseño de DMS se le permite a la comunidad responder a las necesidades de la micro-red. También, las actividades de supervisión y mantención llevadas a cabo por la comunidad tendrán un impacto en los parámetros de entrada del control secundario y terciario [44].

V. Clasificación de Conversores

Dependiendo de su operación en micro-red en AC, los convertidores de potencia se pueden clasificar en *grid-forming*, *grid-feeding* y *grid-supporting* [45]. Los convertidores tipo *grid-forming* (“formador de red”) se pueden representar como una fuente ideal de voltaje AC, con una baja impedancia de salida. Usando un lazo de control como el de la Figura 70 (a) se puede fijar la amplitud del voltaje E^* y la frecuencia ω^* de la red.

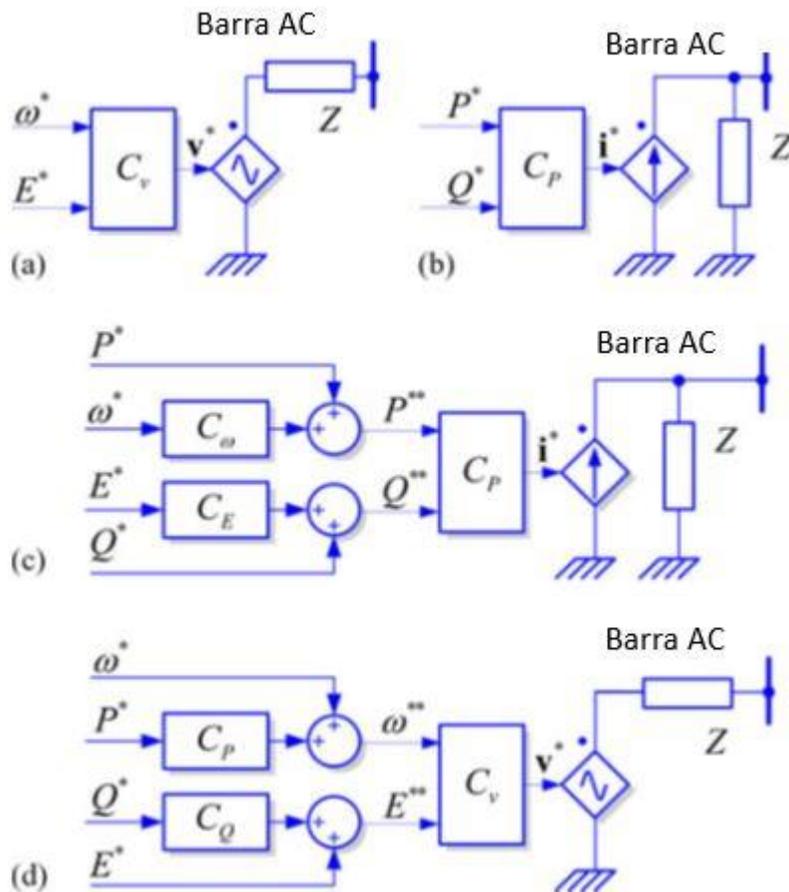


Figura 70: Representación simplificada del control de los convertidores. (a) *grid-forming*, (b) *grid-feeding*, (c) *grid-supporting* como fuente de corriente y (d) *grid-supporting* como fuente de voltaje [45].

Por otro lado, los convertidores tipo *grid-feeding* (“alimentador de red”) son diseñados para que entreguen potencia a la red principalmente. Se pueden representar como una fuente de corriente

ideal conectada a la red en paralelo con una impedancia alta. El esquema simplificado se muestra en la Figura 70 (b), donde P^* y Q^* son la potencia activa y reactiva a inyectar. Hay que destacar que en esta configuración la fuente de corriente debe estar perfectamente sincronizada con el voltaje AC en el punto de conexión para tener una regulación precisa de la potencia activa y reactiva intercambiada con la red.

Por último, los convertidores grid-supporting (“apoyo a la red”) se pueden representar ya sea como una fuente de corriente ideal controlada en paralelo con una impedancia alta, (Figura 70 (c)) o como una fuente de voltaje ideal en serie con una impedancia de enlace baja (Figura 70 (d)). Estos convertidores regulan su corriente/voltaje de salida para mantener los valores de frecuencia y voltaje de la red dentro de un rango admisible. A continuación se hace una breve revisión de cada uno.

Convertidores Tipo Grid-Forming

Estos convertidores son controlados con lazos cerrados para trabajar como fuentes de voltaje ideales con una amplitud de voltaje E^* y frecuencia ω^* dadas. Al ser fuentes de voltaje, tienen una baja impedancia de salida, por lo que necesitan una sincronización con la red precisa para poder operar con otros convertidores grid-forming en paralelo. La distribución de carga entre convertidores grid-forming en paralelo es en función de sus impedancias de salida. En una micro-red, el voltaje AC generado por el grid-forming será usado como referencia para el resto de los convertidores grid-feeding.

En la Figura 72 se muestra un ejemplo de un controlador de un convertidor grid-forming, el que se implementa con dos controladores síncronos en cascada trabajando en los ejes dq . Las entradas para el sistema de control son la amplitud E^* y frecuencia ω^* del voltaje que se tiene que formar en la salida, en el punto de conexión común (PCC). El lazo de control externo controla que el voltaje esté cercano al valor de referencia, mientras que el lazo interno controla la corriente suministrada por el convertidor. Así, la corriente controlada que fluye por la inductancia L_F carga el capacitor C_F para que mantenga el voltaje de salida cercano a la referencia que se le entrega al lazo de control de voltaje.

Convertidores Tipo Grid-Feeding

Estos convertidores son controlados como fuentes de corriente, con altas impedancias de salida en paralelo. Son adecuados para operar en paralelo con otros convertidores grid-feeding para abastecer a la red.

Actualmente, la mayoría de los convertidores utilizados en GD operan como grid-feeding, así como en plantas solares o eólicas. Estos convertidores pueden participar en el control de la amplitud del voltaje y frecuencia de la micro-red ajustando, en un nivel más alto de control, las referencias de potencia activa P^* y reactiva Q^* a inyectar [45]. Los convertidores grid-feeding no pueden operar en modo isla por sí solos, es decir, si no hay un grid-forming, grid-supporting o un generador síncrono conectado a la red imponiendo tensión y frecuencia. En la FIGURA se muestra una estructura de control típica de un grid-feeding. La operación de estos convertidores es regulada generalmente por un controlador de nivel más alto, como un MPPT o un controlador de una planta, quienes fijan las referencias de P^* y Q^* .

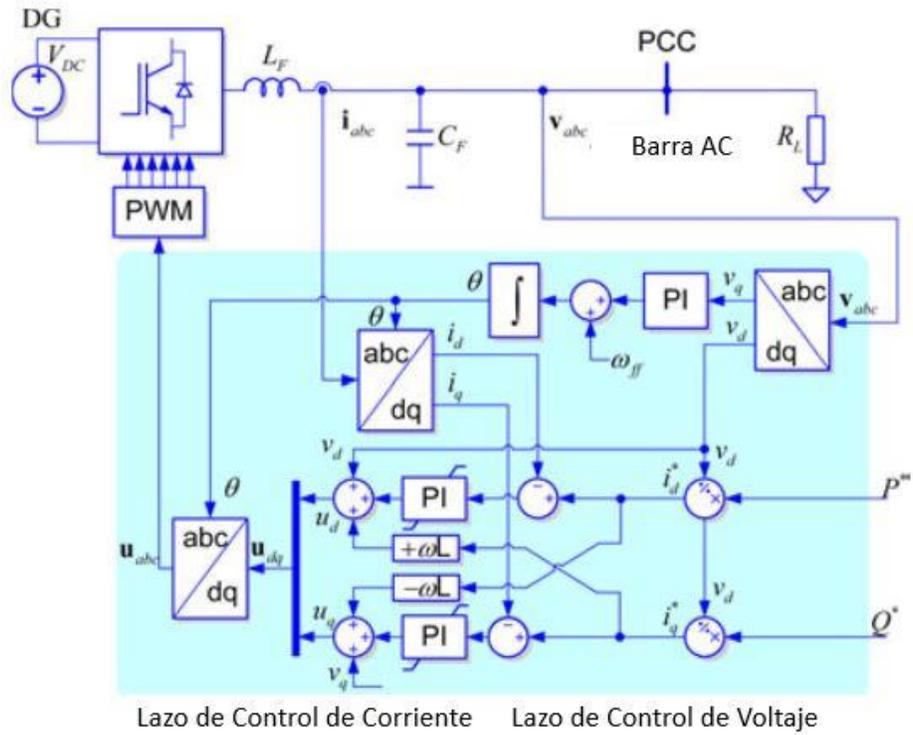


Figura 71: Estructura básica de control de un convertor grid-feeding como fuente de corriente [45].

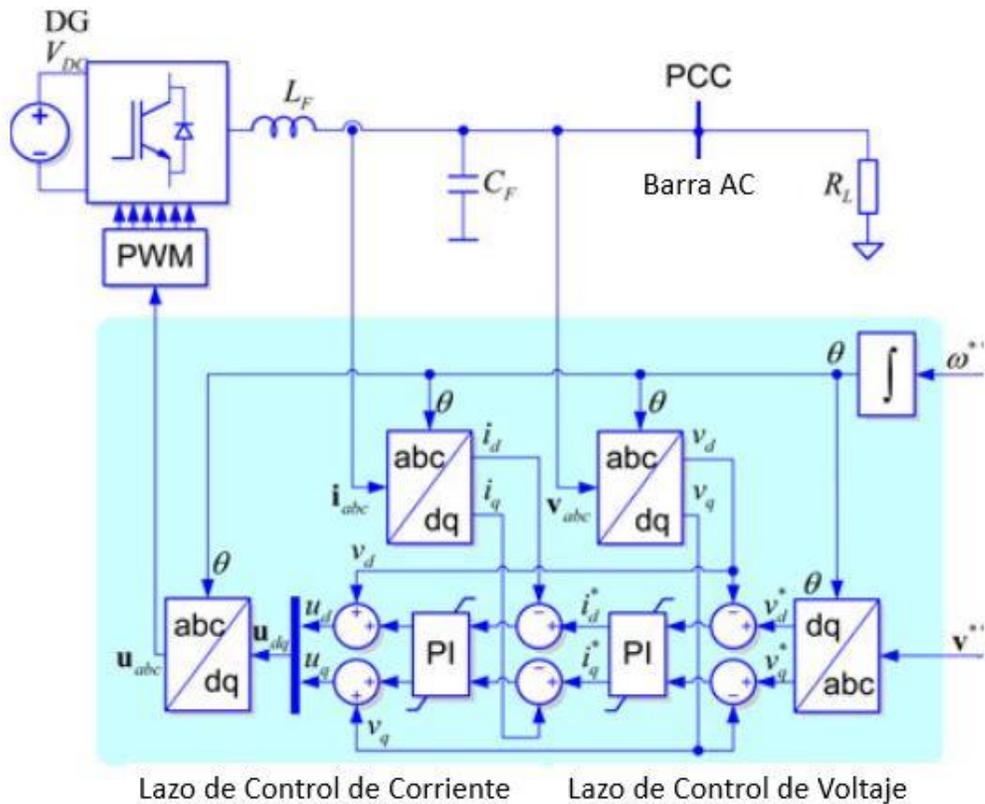


Figura 72: Estructura básica de control de un convertor grid-forming como fuente de voltaje [45].

Convertidores Tipo Grid-Supporting

Estos tipos de convertidores pueden ser controlados como una fuente de voltaje con una impedancia de enlace (Figura 70 (d)) o como una fuente de corriente con una impedancia en paralelo (Figura 70 (c)). En ambos casos su objetivo principal es participar en la regulación de la amplitud del voltaje de la red E^* y frecuencia ω^* controlando la potencia activa y reactiva a inyectar a la red [45]. Entonces, en estos modos de operación se tiene:

- **Como fuente de corriente** → Su principal objetivo es, no solo abastecer la demanda, sino que también a contribuir a regular la amplitud del voltaje y la frecuencia tanto de la micro-red como de la red principal. En la Figura 74 se muestra un ejemplo de este esquema de control.
- **Como fuente de voltaje** → El convertidor es controlado emulando el comportamiento de una fuente de voltaje AC como en la Figura 73, donde se conecta a la red con una impedancia de enlace como en el esquema simplificado de un generador síncrono [45]. En estos esquemas de control la potencia activa y reactiva entregada por el convertidor es una función del voltaje AC de la red, el voltaje AC de la fuente de voltaje emulado y de la impedancia de enlace. Las impedancias de enlace pueden ser dispositivos físicos conectados entre el VSI y la red o un componente virtual, emulado dentro del lazo de control de corriente. Estos tipos de convertidores pueden participar en la regulación de amplitud y frecuencia del voltaje de la red, ya sea conectado a la red principal o en modo isla, sin necesidad de que haya algún grid-forming conectado en la micro-red. Estos convertidores pueden operar en paralelo en una micro-red, regulando la distribución de carga sin necesidad de líneas de comunicación, implementando controladores droop y de impedancias virtuales de salida, que modifican dinámicamente sus parámetros de operación según los requerimientos de la micro-red.

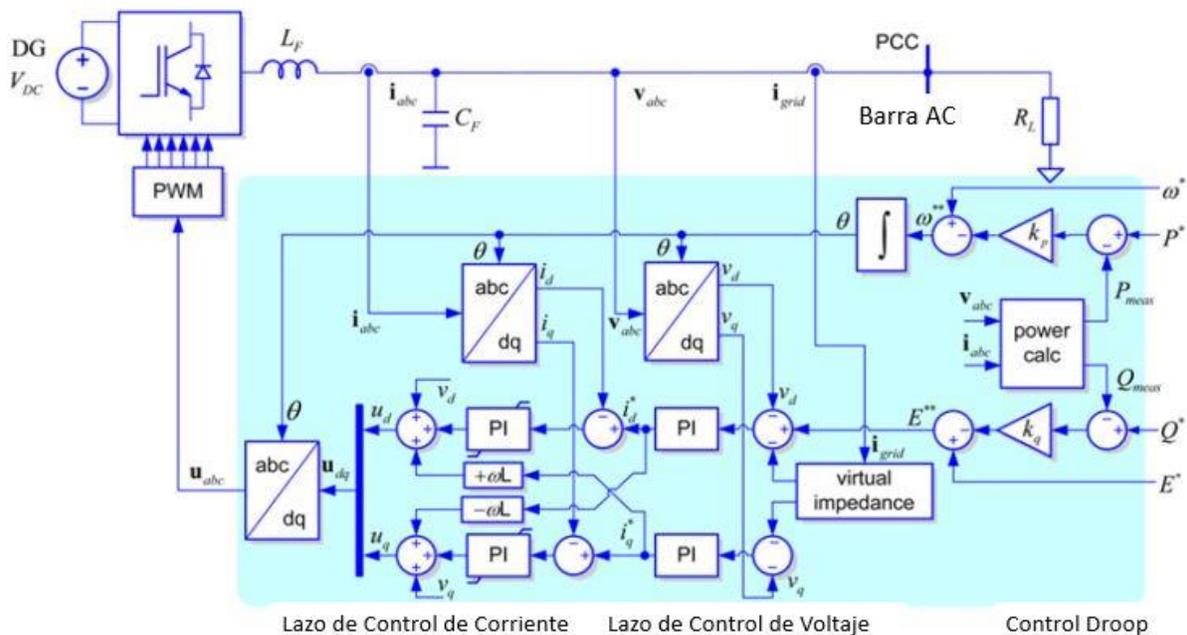


Figura 73: Estructura básica de control de un grid-supporting como fuente de voltaje [45].

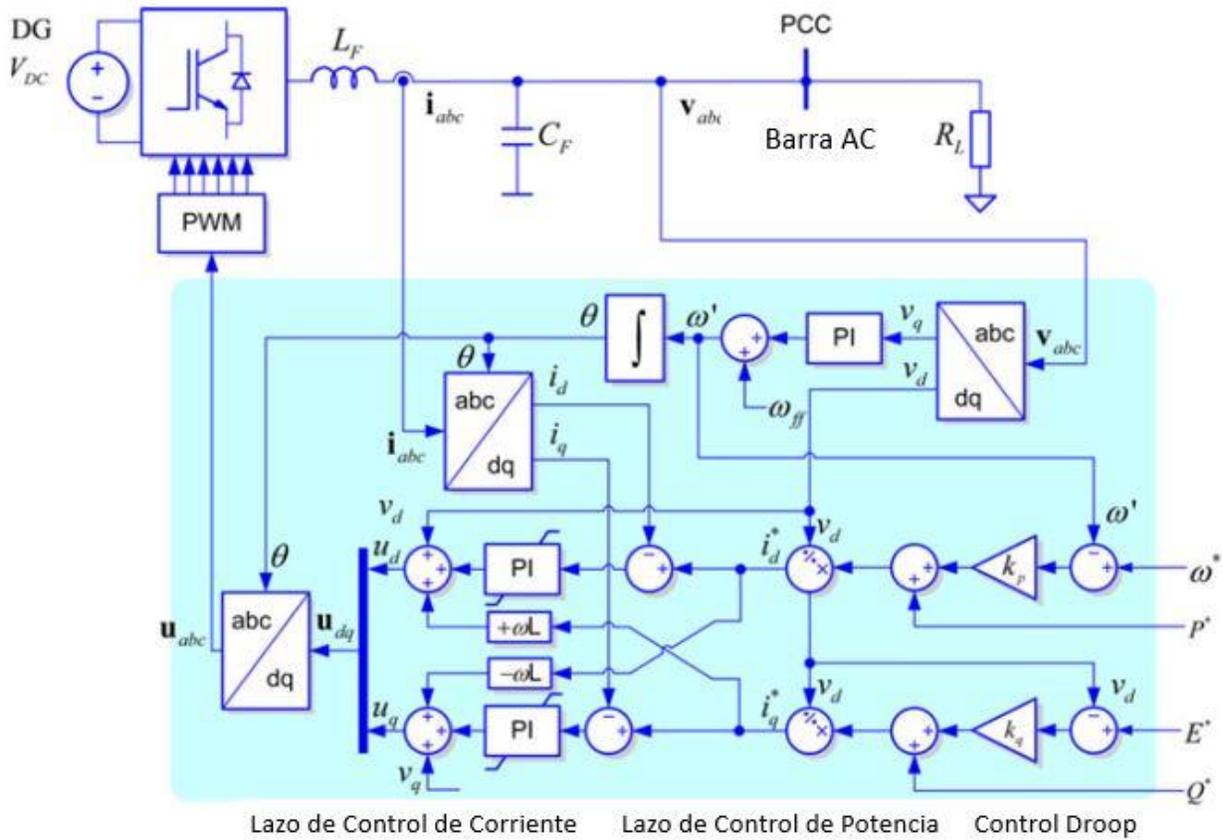


Figura 74: Estructura básica de control de un grid-supporting como fuente de corriente [45].

VI. Esquemas de Control

Los controladores de bajo voltaje y corriente son responsables de regular localmente las variables de salida del convertidor. Estos controladores deben tener un alto ancho de banda y rendimiento para asegurar una respuesta rápida en condiciones de operación genéricas. En los niveles altos de control, los controladores primarios se ocupan de la estabilidad de la micro-red. Estos controladores administran la distribución de carga entre las unidades de generación usando control droop y emulando impedancias virtuales en la salida del convertidor (opcional). Los controladores primarios no necesitan sistemas de comunicación entre los convertidores de la micro-red. A continuación se describen los distintos tipos de controladores.

Convertidores Tipo Grid-Feeding

El controlador interno corresponde a un lazo de control de corriente rápido que regula la corriente inyectada a la red. Un controlador externo fija la referencia de corriente para regular la potencia entregada a la red [45]. Esta referencia de corriente usualmente es una señal feed-forward calculada como función de las referencias de potencia P^* y Q^* .

Las soluciones más usadas para implementar un controlador de corriente lineal en sistemas trifásicos son aquellos basados en controladores PI trabajando en sistemas de referencia síncronas con ejes dq , o los basados en la implementación de controladores resonantes trabajando en sistemas de referencia estacionarios con ejes $\alpha\beta$. Además de estos, otras estructuras de control no lineares son usadas, como las basadas en histéresis o control predictivo, pueden ser usadas para seguir referencias sinusoidales de corriente en una forma rápida y robusta [45].

- *Controlador de Corriente basado en el Sistema de Referencia Síncrono dq* . Este sistema de control ha sido ampliamente usado. Se basa en la transformación de Park, donde las corrientes sinusoidales a controlar se representan como valores DC en ejes ortogonales dq , que rotan en sincronismo con la frecuencia fundamental de la red. En este sistema de referencia, dos lazos de control independientes se encargan de regular las componentes *directa* y en *cuadratura* de la corriente. En el caso de los controladores de convertidores grid-feeding, las corrientes de referencia i_d^* y i_q^* son entregadas, generalmente, por un controlador de potencia que regula la potencia activa y reactiva inyectada a la red. Las componentes instantáneas de potencia se calculan como:

$$p = v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q \quad (9.5)$$

$$q = v_d \cdot i_q - v_q \cdot i_d \quad (9.6)$$

En la Figura 71 se muestra la estructura del control de corriente basada en ejes dq . Incluye el voltaje de la red feed-forward y la red de desacoplamiento usada para mejorar el desempeño del controlador. Sin embargo, en esta estructura, el controlador PI es incapaz de regular las oscilaciones que aparecen en las señales dq bajo condiciones desbalanceadas de operación. Para solucionar esto, dos controladores síncronos dq se pueden implementar para regular independientemente las componentes positiva y negativa de la corriente inyectada [45]. Así mismo, múltiples sistemas de referencia rotando a múltiples frecuencias fundamentales se pueden implementar para controlar adecuadamente los armónicos de corriente inyectados a la red.

- *Controlador de Corriente Resonante basado en el Sistema de Referencia Estacionario $\alpha\beta$* . Estos controladores trabajan con variables AC expresadas en ejes estacionarios $\alpha\beta$. En este caso, los controladores PI se reemplazan por controladores proporcionales resonantes (PR), cuya frecuencia de resonancia se ajusta a la frecuencia fundamental de la red detectada por el sistema de sincronización a la red [45]. La función de transferencia de un controlador PR se expresa como:

$$G_{PR}^{\alpha\beta}(s) = k_p + \frac{k_R \cdot s}{s^2 + \omega_0^2} + \sum_{h=2}^n \frac{k_{ih} \cdot s}{s^2 + (h \cdot \omega_0)^2} \quad (9.7)$$

Donde k_p es la ganancia proporcional, k_R es la ganancia resonante a frecuencia de la red, k_{hi} es la ganancia resonante en la h -ésima armónica a ser controlada y ω_0 es la frecuencia fundamental detectada. Como en el caso anterior, las corrientes de referencia son calculadas por el controlador de potencia. Las potencias instantáneas activa y reactiva se calculan como:

$$p = v_\alpha \cdot i_\alpha + v_\beta \cdot i_\beta \quad (9.8)$$

$$q = v_\beta \cdot i_\alpha - v_\alpha \cdot i_\beta \quad (9.9)$$

Existe una ventaja considerable en la implementación de controladores PR en un sistema estacionario, comparado con controladores PI en sistemas síncronos, al momento de controlar corrientes sinusoidales desbalanceadas. Esto ya que, para aplicaciones con PR no se necesitan redes de desacoplamiento, ni secuencias independientes de control, debido a que los controladores pueden controlar las secuencias positiva y negativa de la corriente con un único bloque PR. Esta característica hace a los controladores PR una buena opción a la hora de regular la corriente inyectada por convertidores grid-feeding bajo condiciones de operación genéricas y fallas [45].

En términos de control jerárquico, el control local puede fijar las referencias de potencia activa y reactiva para maximizar la energía, según un algoritmo MPPT, ya sea conectado a la red o en modo isla. Sin embargo, estos convertidores también pueden entregar niveles potencia P_I^* y Q_I^* fijados como referencia para el control secundario. En ese caso, el control secundario fija los puntos de operación de cada inversor como función de su capacidad y fuente de energía primaria, con el objetivo de disminuir las desviaciones de corriente y voltaje. En operación en isla, el control secundario actúa estableciendo las referencias de potencia P_{II}^* y Q_{II}^* , tratando de distribuir la potencia entregada entre las unidades de generación. El control terciario fija la operación óptima del sistema desde una perspectiva económica, tomando en cuenta diferentes variables, como el costo de las fuentes de energía, la disponibilidad de los recursos, costo de comprar energía y los objetivos de utilidades.

Convertidores Tipo Grid Forming: Lazos de Control de Corriente y Voltaje

Los convertidores grid-forming están encargados de fijar el voltaje que será suministrado a las cargas. La estructura principal de control consiste en dos lazos en cascada como el de la Figura 72. El lazo externo está encargado de regular el voltaje de salida. En este lazo, el error entre el voltaje medido y el de referencia es la entrada al controlador cuya salida establece la corriente i^* de referencia a ser inyectada en la red. Hay que mencionar que el lazo de control de voltaje estará disponible solo cuando la micro-red esté desconectada de la red principal y opere en modo isla.

Por otro lado, el lazo interno regula la corriente entregada por el convertidor, siguiendo la referencia entregada por el lazo externo de voltaje [45].

La calidad del voltaje en la micro-red no depende exclusivamente del desempeño del convertidor grid-forming, ya que la conexión de cargas y otras unidades de generación modifica sustancialmente el voltaje a lo largo del tiempo. No obstante, la presencia de convertidores grid-supporting contribuye positivamente a mejorar la calidad del voltaje a lo largo de la línea, ya sea en modo isla o conectado a la red.

Los convertidores grid-forming pueden ser controlados tanto en sistemas de referencia síncronos dq como en sistemas estacionarios $\alpha\beta$ [45].

En términos de control jerárquico, el control secundario del controlador central solo actuará en la transición entre modo isla y conectado a la red. Bajo esas condiciones de operación, las referencias de voltaje y frecuencia de la micro-red E^* y ω^* tendrán variaciones pequeñas y lentas, δE y $\delta\omega$, para resincronizarse en ángulo de fase, frecuencia y amplitud de voltaje con la red principal antes de reconectarse.

Convertidores Tipo Grid-Supporting: Lazos de Control de Potencia Activa y Reactiva

Diferentes estrategias de distribución de carga se han propuesto para inversores en paralelo de baja potencia, como controladores centralizados, maestros-esclavos, reparto de carga promedio, entre otros. Estas soluciones están pensadas para sistemas que tienen sus unidades una cerca de las otra, conectadas con un canal de comunicación de gran ancho de banda. Estas soluciones no son las más adecuadas cuando se tienen unidades separadas por algunos kilómetros de distancia. Para este caso los algoritmos de control droop se usan para controlar la distribución de carga ya que no necesita comunicaciones. Los controles droop se usan para regular el intercambio de potencia activa y reactiva con la red, para mantener los niveles de voltaje y frecuencia en un rango admisible.

Influencia de la Impedancia de la Red en el Control Droop: Considerando el convertidor como una fuente de voltaje ideal conectada a la red a través de una impedancia, como en la Figura 75. La potencia activa y reactiva que se inyectarán a la red se pueden escribir como:

$$P_A = \frac{V_A}{R^2 + X^2} \cdot [R \cdot (V_A - V_B \cdot \cos \delta) + X \cdot V_B \cdot \sin \delta] \quad (9.10)$$

$$Q_A = \frac{V_A}{R^2 + X^2} \cdot [-R \cdot V_B \cdot \sin \delta + X \cdot (V_A - V_B \cdot \cos \delta)] \quad (9.11)$$

Donde P_A y Q_A son las potencias activa y reactiva fluyendo desde la fuente A (convertidor) a la fuente B (red), V_A y V_B son los voltajes de las fuentes, δ corresponde a la diferencia de ángulo entre los dos voltajes, $Z = R + jX$ es la impedancia de enlace y θ es el ángulo de la impedancia. Como $R = Z \cdot \cos \theta$ y $X = Z \cdot \sin \theta$, el desempeño de este sistema simplificado se puede representar vectorialmente como en la Figura 76 [45].

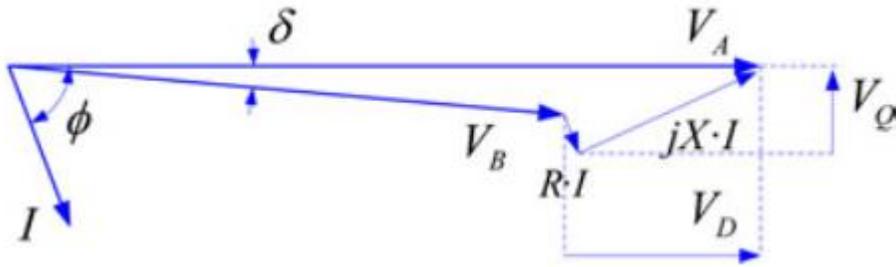


Figura 76: Representación fasorial de conexión a la red de un convertidor [45].

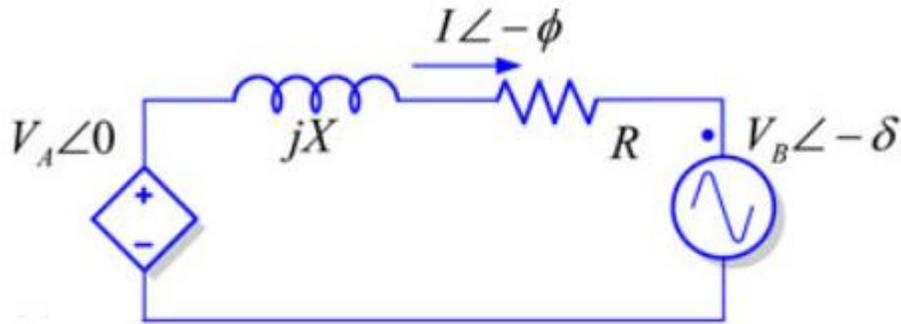


Figura 75: Circuito equivalente de la conexión a la red de un convertidor [45].

- **Red inductiva** → En general, la componente inductiva de las impedancias de línea en AT y MT son mucho mayores que la componente resistiva, por lo que puede ser eliminada. Además, el ángulo de la potencia es pequeño, por lo que se puede hacer la aproximación $\sin \delta \approx \delta$ y $\cos \delta \approx 1$ [45]. De esta forma, las ecuaciones (9.10) y (9.11) se pueden escribir como:

$$P_A \approx \frac{V_A}{X} \cdot (V_B \cdot \sin \delta) \Rightarrow \delta \approx \frac{X \cdot P_A}{V_A \cdot V_B} \quad (9.12)$$

$$Q_A \approx \frac{V_A}{X} \cdot (V_A - V_B \cdot \cos \delta) \Rightarrow V_A - V_B \approx \frac{X \cdot Q_A}{V_A} \quad (9.13)$$

Estas ecuaciones muestran una relación directa entre el ángulo δ y la potencia activa P y entre la diferencia de voltaje $V_A - V_B$ y la potencia reactiva Q. Estas relaciones permiten regular la frecuencia y el voltaje de la red controlando los niveles de potencia. Así, se obtienen las ecuaciones del control droop (9.3) y (9.4).

- **Red resistiva** → En el caso contrario a las redes de AT y MT, las redes de BT tienen impedancias principalmente resistivas, por lo que la parte inductiva se puede eliminar. De esta forma, asumiendo que δ es pequeño, las ecuaciones (9.10) y (9.11) quedan:

$$P_A \approx \frac{V_A}{R} \cdot (V_A - V_B \cdot \cos \delta) \Rightarrow V_A - V_B \approx \frac{R \cdot P_A}{V_A} \quad (9.14)$$

$$Q_A \approx -\frac{V_A \cdot V_B}{R} \cdot \sin \delta \Rightarrow \delta \approx -\frac{R \cdot Q_A}{V_A \cdot V_B} \quad (9.15)$$

De esta forma, la amplitud el voltaje depende del flujo de potencia activa y la frecuencia depende de la potencia reactiva. De aquí se tiene que las funciones de control droop quedan:

$$V - V_0 = -k_p \cdot (P - P_0) \quad (9.16)$$

$$f - f_0 = k_q \cdot (Q - Q_0) \quad (9.17)$$

- **Caso general** → En el caso genera, el efecto combinado de las componentes inductiva y resistiva de la impedancia deben considerarse para las ecuaciones de control droop. Para ello, se utiliza una matriz de rotación para transformar las potencias P y Q en potencias rotatorias P' y Q'. De esta forma, se tiene que el ángulo δ se puede controlar regulando P' y la diferencia de voltaje $V_A - V_B$ se controla regulando Q'. Así, la contribución a la compensación del voltaje y la frecuencia hecha por cada unidad grid-supporting se puede ajustar variando los valores de k_p y k_q . Para ver en detalle esta transformación se puede revisar [45].
- **Control con Impedancia Virtual** → El control droop es una buena solución para redes de AT y MT. Como se explicó previamente, en redes de BT se tiene un cambio debido a la característica resistiva de la línea. En este sentido, no es posible aplicar un control droop general a todo tipo de líneas, a menos que se tenga un algoritmo sofisticado que haga el cálculo para las transformaciones rotacionales mencionadas previamente.

Una solución efectiva a este problema, es la incorporación de un efecto virtual de la impedancia de enlace, adaptando el lazo de control del convertor para que incluya este efecto. Consiste en tener una impedancia variable virtual para regular la distribución de carga entre las unidades generadoras y limitar las corrientes en casos de falla. Hay que

destacar que el valor de la impedancia virtual tiene que ser mayor que el de la línea, de otro modo no tendrá un efecto predominante en las ecuaciones de flujo de potencia [45].

La impedancia virtual modifica la referencia de voltaje de salida como:

$$V_{ref} = V_{ref}^* - Z_V \cdot i_{red} \quad (9.18)$$

Donde el voltaje modificado V_{ref} es obtenido restándole la caída de voltaje virtual en la impedancia virtual $Z_V \cdot i_{red}$ al voltaje de referencia dado por las ecuaciones droop V_{ref}^* . El valor de Z_V fija la dinámica del controlador, ya que debe ser considerada como variable de control y debe ser elegida de acuerdo a la potencia nominal del convertor. Un ejemplo de aplicación de la impedancia virtual se ve en la Figura 77.

En términos de control jerárquico, el lazo de control primario, junto con la técnica de impedancia virtual, fijan la amplitud, frecuencia y fase del voltaje de referencia en los lazos internos. El control primario permite múltiples convertidores grid-supporting trabajando juntos, manteniendo la estabilidad del voltaje y la frecuencia. El control secundario ajusta los coeficientes droop característicos k_p y k_q para regular tensión y frecuencia, cambiando los valores de referencia P_I^* y Q_I^* . Las desviaciones de frecuencia y voltaje se traducen en cambios en P_I^* y Q_I^* para cada inversor a través de la acción de control droop primario. El objetivo del control primario, en este caso, es balancear la potencia inyectada por cada unidad de GD. Bajo cualquier desviación de voltaje o frecuencia, una acción de control secundaria se aplica a múltiples unidades para restaurar sus valores nominales. El control terciario, actúa sobre el control secundario, con el objetivo de restaurar sus referencias de reserva, así como también fijar los valores de frecuencia y voltaje a sus valores nominales, en el caso que la reserva secundaria no sea suficiente [45].

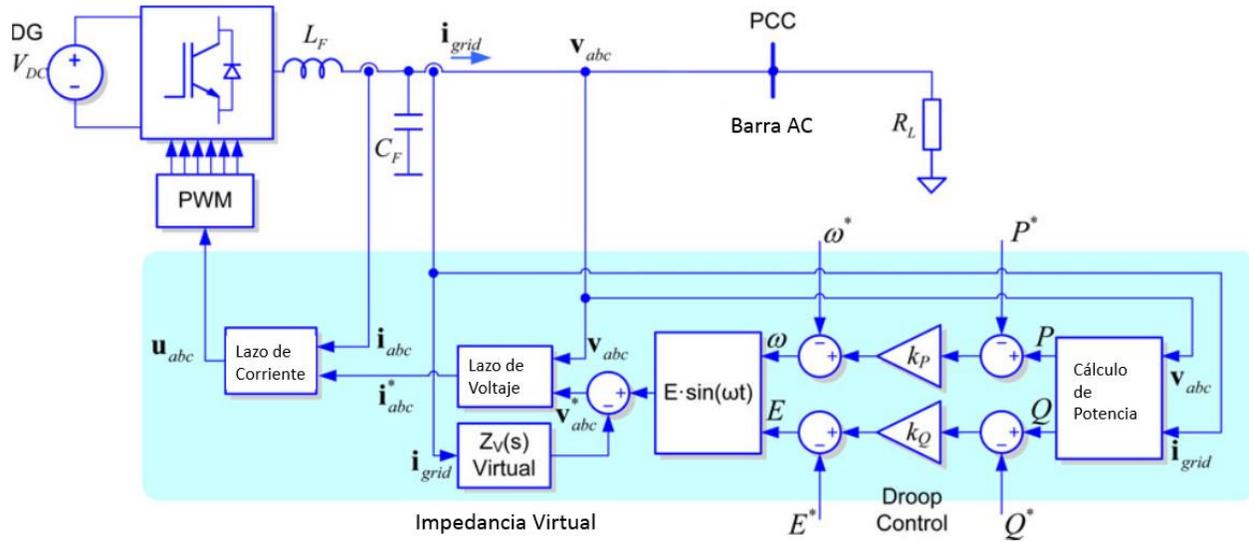


Figura 77: Diagrama de bloques de lazo de control con impedancia virtual [45].