



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

**SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA PARA MÚLTIPLES MICRO-REDES
CONECTADAS A LA RED CONSIDERANDO UN MODELAMIENTO
DETALLADO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

BRUNO FELIPE PÉREZ VERA

PROFESOR GUÍA:
Patricio Mendoza Araya

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Rodrigo Moreno Vieyra
Daniel Olivares Quero

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: BRUNO FELIPE PÉREZ VERA
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: Patricio Mendoza Araya

SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA PARA MÚLTIPLES MICRO-REDES CONECTADAS A LA RED CONSIDERANDO UN MODELAMIENTO DETALLADO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Las micro-redes son una forma efectiva para integrar generación de energía renovable en la red, reduciendo emisiones y costos. Se espera un mayor uso de estas en distribución, dando paso a múltiples-micro-redes, agregando un nivel de control para mayor eficiencia y estabilidad. El objetivo de esta tesis es diseñar un sistema de gestión de energía de múltiples-micro-redes, considerando un modelamiento detallado de vehículos eléctricos, incluyendo el tiempo de arribo y salida, distancia de viajes y correlación de hora de salida y distancia, e investigar cuáles son los efectos técnico-económicos de considerar este nivel adicional de control. El sistema de gestión de energía propuesto consiste en una optimización centralizada, llevada a cabo por el controlador de la multi-micro-red, la cual considera todos los recursos energéticos, programas de respuesta de demanda y vehículos eléctricos; tiene como objetivo minimizar los costos operacionales asociados a generadores despachables y el intercambio de energía con la red. Se realiza una comparación con una optimización local, la cual no considera flujos entre micro-redes en la etapa de optimización. Los resultados muestran que, al considerar múltiples micro-redes, se reducen costos operativos y, en algunos casos, mejora la tensión y disminuyen las pérdidas de energía.

*A mi familia,
quienes siempre me han apoyado.*

Los amo mucho

Agradecimientos

Agradezco primeramente a mi madre Claudia, quien se ha encargado desde siempre de asegurarse que sea una buena persona. Ella me brindó todas las herramientas necesarias para superar los desafíos, me inculcó la importancia de esforzarme por mis metas y su sacrificio y dedicación son la base fundamental que me ha permitido alcanzar este punto en mi vida.

Vale, mi amor, tu apoyo fue fundamental en momentos complicados. Tus palabras y abrazos me dieron la fuerza para seguir adelante cuando todo parecía difícil. Gracias por estar ahí cuando más lo necesité.

Agradezco a mis abuelos, Magaly y Miguel, quienes me criaron y desde pequeño me dieron sus consejos y cariño, y me motivaron a perseverar en lo que quisiera en la vida.

También agradezco a mis tías quienes desde temprana edad fomentaron en mí la curiosidad, un aspecto que, creo, influyó en mi inclinación hacia las ciencias.

Por último, pero no menos importante, agradezco a mis amigos, quienes siempre han sido un sostén emocional en mi vida. Su apoyo incondicional y la certeza de poder contar con ellos han sido un regalo invaluable.

Este logro no es solo mío, cada uno de ustedes contribuyó en mi proceso académico y, por eso, les estaré eternamente agradecido. Sin su apoyo, no habría llegado hasta aquí.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcance	4
1.5. Contribución	4
1.6. Estructura del documento	4
2. Marco teórico y Estado del Arte	6
2.1. Micro-redes	6
2.1.1. Conceptos Generales	6
2.1.2. Elementos de una MR	7
2.1.2.1. Generadores despachables	7
2.1.2.2. Generadores no despachables	8
2.1.2.3. Sistemas de almacenamiento de energía	10
2.1.3. Desafíos	11
2.1.4. Control de MR	12
2.1.4.1. Control primario	12
2.1.4.2. Control secundario	13
2.1.4.3. Control terciario	16
2.1.5. Servicios que las MR pueden prestar a la red	17
2.1.6. Situación de las MR y GD en Chile y el mundo	18
2.1.7. Múltiples Micro-redes	20
2.2. Vehículos Eléctricos	22
2.2.1. Funcionamiento	22
2.2.2. Comparación con respecto a vehículos tradicionales	22
2.2.3. Clasificación de VE	23
2.2.4. Situación actual y proyecciones	25
2.2.5. Impactos en la red	29
2.2.6. MR como solución	30
2.3. Estado del Arte de SGEMMR	30
2.3.1. Objetivo de optimización	31
2.3.2. Temporalidad	31
2.3.3. Estructura de optimización	32
2.4. Discusión	33

3. Metodología	35
3.1. Estrategia de optimización y modelo	35
3.1.1. Optimización global	36
3.1.2. Flujo de potencia	37
3.1.3. Optimización local	38
3.2. Elementos	40
3.2.1. Cargas	40
3.2.2. Generación distribuida	40
3.2.2.1. Unidades de generación despachables	40
3.2.2.2. Unidades de generación no despachables	41
3.2.3. Sistemas de almacenamiento de energía	42
3.2.4. Vehículos eléctricos	43
4. Caso de estudio, resultados y análisis	45
4.1. Caso de estudio	45
4.1.1. Datos Generales	45
4.1.2. Comportamiento de vehículos eléctricos	48
4.2. Resultados y análisis MR individual	50
4.2.1. Sensibilidad GND	51
4.2.2. Sensibilidad de número máximo de ciclos	52
4.2.3. Sensibilidad tipo de carga	54
4.2.4. Sensibilidad % de DR	54
4.2.5. Sensibilidad % de VE	54
4.2.6. Sensibilidad Costo GD	55
4.2.7. Análisis MR individual	57
4.3. Resultados y análisis económico	60
4.3.1. Sensibilidad GND	60
4.3.2. Sensibilidad de número máximo de ciclos diarios	60
4.3.3. Sensibilidad de tipo de carga VE	61
4.3.4. Sensibilidad % de DR	61
4.3.5. Sensibilidad % de VE	62
4.3.6. Sensibilidad costo lineal GD	62
4.3.7. Sensibilidad tipo de carga	63
4.3.8. Sensibilidad estación del año	63
4.3.9. Análisis económico	63
4.4. Resultados y análisis técnico	65
4.4.1. Sensibilidad GND	65
4.4.2. Sensibilidad de número máximo de ciclos diarios	66
4.4.3. Sensibilidad % de DR	67
4.4.4. Sensibilidad % de VE	68
4.4.5. Sensibilidad costo lineal GD	68
4.4.6. Análisis técnico	69
5. Conclusiones	72
5.1. Trabajo futuro	73
Bibliografía	74

Anexo A. Datos caso de estudio	81
Anexo B. Resultados análisis diferencial MR y MMR	84

Índice de Tablas

2.1.	Resumen de las investigaciones estudiadas (E: Económico, MA: Medioambiental, T:Técnico, OL: Off-line, RT: Real time, C: Centralizado, D: Distribuido, H: Híbrido)	34
4.1.	Características generales de la MMR	47
4.2.	Características caso base	48
A.1.	Disponibilidad recurso solar y eólico	81
A.2.	Potencia instalada de GND	82
A.3.	Capacidad de almacenamiento y potencia máxima SAE	82
A.4.	Potencia y rampa máxima GD	83
A.5.	Datos VE	83
A.6.	Datos SAE	83
A.7.	Datos GD	83
B.1.	Costos operacionales para MR y MMR y la diferencia	84
B.2.	Potencia vendida para MR y MMR y la diferencia	85
B.3.	Potencia comprada para MR y MMR y la diferencia	85
B.4.	Voltaje máximo para MR y MMR y la diferencia porcentual	86
B.5.	Voltaje mínimo para MR y MMR y la diferencia porcentual	86
B.7.	Porcentaje de ocupación de las líneas para MR y MMR y la diferencia	87
B.6.	Pérdidas en las líneas para MR y MMR y la diferencia	88

Índice de Ilustraciones

2.1.	Esquema Micro-red [41]	7
2.2.	Curva potencia y corriente v/s voltaje de un panel solar PV [42].	9
2.3.	Curva potencia v/s velocidad del viento de un aerogenerador.	9
2.4.	Esquema de control jerárquico [46]	12
2.5.	Curvas control droop [46]	13
2.6.	Esquema de Sistema de gestión de energía	14
2.7.	Porcentaje de capacidad instalada de MR por región [58]	19
2.8.	Proyecciones de capacidad instalada anual de MR por región [59]	19
2.9.	Generación residencial en Chile anual y acumulada [60]	20
2.10.	Topología radial de MMR [30]	21
2.11.	Topología en cadena de MMR [30]	21
2.12.	Topología enmallada de MMR [30]	22
2.13.	VE Toyota Prius [69].	24
2.14.	Bus eléctrico BYD [70].	24
2.15.	Camión eléctrico marca JAC [71].	24
2.16.	Parque automotriz eléctrico (100 % eléctricos e híbridos enchufables) por región [72]	25
2.17.	Proyecciones de VE por tipo de vehículo en el mundo bajo 2 posibles escenarios [72].	26
2.18.	Proyecciones de cantidad y capacidad instalada de cargadores de VE por tipo de cargador bajo 2 posibles escenarios [72].	26
2.19.	Venta de VE eléctricos anuales y acumulado en Chile [68].	27
2.20.	Proyección de venta de VE eléctricos anuales y acumulado en Chile [68].	27
2.21.	Razón de cargadores por VE por país [72].	28
2.22.	Datos históricos y proyección de precios de baterías de Ion-Litio [63].	29
3.1.	Diagrama metodología optimización global	36
3.2.	Diagrama metodología optimización local	39
4.1.	MMR de caso de estudio	46
4.2.	Perfil de carga MMR [39]	46
4.3.	Precios de compra de energía	46
4.4.	Distribución de probabilidad de tiempo de salida de VE [83].	48
4.5.	Distribución de probabilidad de tiempo de arribo de VE [83].	49
4.6.	Distribución de probabilidad de distancia de viajes de VE [83].	49
4.7.	Correlación entre hora de salida y distancia de viaje [84]	50
4.8.	Ingresos y egresos de energía (caso base)	51
4.9.	Ingresos y egresos de energía (GNDx2)	51
4.10.	Ingresos y egresos de energía (GNDx3)	52
4.11.	Ingresos y egresos de energía (2 ciclos)	52

4.12.	Ingresos y egresos de energía (3 ciclos)	53
4.13.	Energía almacenada en SAE para distintos números de ciclos máximos diarios	53
4.14.	Energía almacenada en VE para distintos números de ciclos máximos diarios. .	53
4.15.	Energía almacenada en VE para carga lenta y rápida.	54
4.16.	Carga para distintos % de DR	54
4.17.	Ingresos y egresos de energía (VE 10 %)	55
4.18.	Ingresos y egresos de energía (VE 50 %)	55
4.19.	Ingresos y egresos de energía (Costo GD= 0,05 USD/KWh)	56
4.20.	Ingresos y egresos de energía (Costo GD= 0,033 USD/KWh)	56
4.21.	Energía producida por GD para distintos costos lineales	57
4.22.	Energía producida por GD con y sin costo de partida	57
4.23.	Comparación de energía almacenada en SAE considerando 3 ciclos diarios con el precio de compra de energía	58
4.24.	Comparación de carga después de aplicar DR con un ratio máximo de 50 % con el precio de compra de energía	59
4.25.	Comparación entre distintos costos lineales de GD con el precio de compra de energía	60
4.26.	Costos totales de la MMR para distintos niveles de GND	60
4.27.	Costos totales de la MMR para distintos número máximos de ciclos diarios de SAE y VE	61
4.28.	Costos totales de la MMR para carga lenta y rápida de VE	61
4.29.	Costos totales de la MMR para distintos niveles de DR	62
4.30.	Costos totales de la MMR para distintos % de VE	62
4.31.	Costos totales de la MMR para distintos costos lineales de GD	62
4.32.	Costos totales de la MMR para distintos tipos de carga	63
4.33.	Costos totales de la MMR para distintas estaciones del año	63
4.34.	Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos niveles de GND	66
4.35.	Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos niveles de GND	66
4.36.	Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos número máximos de ciclos diarios de SAE y VE	66
4.37.	Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos número máximos de ciclos diarios de SAE y VE	67
4.38.	Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos niveles de DR	67
4.39.	Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos niveles de DR	67
4.40.	Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos % de VE	68
4.41.	Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos % de VE	68
4.42.	Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos costos lineales de GD .	69
4.43.	Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos costos lineales de GD . . .	69

Nomenclatura

Índices y conjuntos

- Los SAE se denotan como $b \in \{1, 2, 3, \dots, B\}$
- Las unidades de generación despachable se denotan como $g \in \{1, 2, 3, \dots, G\}$
- Las unidades de generación solar se denotan como $i \in \{1, 2, 3, \dots, I\}$
- Las unidades de generación eólica se denotan como $j \in \{1, 2, 3, \dots, J\}$
- Las MR se denotan como $m \in \{1, 2, 3, \dots, M\}$
- Las unidades de tiempo se denotan como $t \in \{1, 2, 3, \dots, T\}$
- Los VE se denotan como $v \in \{1, 2, 3, \dots, V\}$

Constantes

- $\Delta_{v,t}$ → Cambio en la energía remanente de agrupación de VE por el/la arribo/salida del VE v [kWh].
- D_v → Distancia que recorre VE v [km].
- η_b^{B+}, η_b^{B-} → Eficiencia de carga y descarga de SAE b
- $\bar{E}_b, \underline{E}_b$ → Energía instantánea máxima y mínima almacenable en SAE b [kWh].
- \bar{E}_v → Energía máxima remanente de VE v [kWh].
- $\bar{E}_t^{Vtotal}, \underline{E}_t^{Vtotal}$ → Energía máxima y mínima remanente total de la agrupación de VE en instante t [kWh].
- $\underline{E}_{v,t}$ → Energía mínima remanente de VE v en instante t [kWh].
- $SOC_{v,t}^A, SOC_{v,t}^S$ → Estado de carga al momento de arribo y salida de VE v en instante t .
- $\underline{SOC}_{v,t}$ → Estado de carga mínimo de VE v en instante t .
- γ_b^{SD} → Factor de auto-descarga de SAE b .
- K_v → Factor de conversión de distancia recorrida a energía consumida de VE v [$\frac{km}{kWh}$].

- $N_t \rightarrow$ Número de VE presentes en la MR en instante t .
- $N_v^{MCD-V} \rightarrow$ Número máximo de ciclos de carga y descarga de VE v .
- $N_b^{MCD-B} \rightarrow$ Número máximo de ciclos diarios de carga y descarga de SAE b .
- $P_t^{CA} \rightarrow$ Potencia de la carga en instante t antes de aplicar programa de DR [kW].
- $P_t^{PV-pp} \rightarrow$ Potencia en puntos porcentuales de la generación solar en instante t [%]
- $P_t^{WT-pp} \rightarrow$ Potencia en puntos porcentuales de la generación eólica en instante t [%]
- $P_{j,t}^{WT} \rightarrow$ Potencia generada por aerogenerador j en instante t [kW].
- $P_{i,t}^{PV} \rightarrow$ Potencia generada por panel PV i en instante t [kW].
- $P_i^{PV-nom} \rightarrow$ Potencia nominal del panel fotovoltaico i [kW]
- $P_j^{WT-nom} \rightarrow$ Potencia nominal del aerogenerador j [kW]
- $\overline{P}_g^{GD}, \underline{P}_g^{GD} \rightarrow$ Potencia máxima y mínima de generador despachable g [kW].
- $P_t^{GN} \rightarrow$ Potencia total generada por generadores no despachables en tiempo t [kW].
- $Pr_t^{Venta}, Pr_t^{Compra} \rightarrow$ Precios de compra y venta de energía a la red en instante t [$\frac{\$}{kW}$].
- $Pr_g^{SU} \rightarrow$ Precio de partida generador despachable g [\$].
- $Pr_g^{GD} \rightarrow$ Precio lineal de combustible por kW generado [$\frac{\$}{kW}$].
- $R_g^\uparrow, R_g^\downarrow \rightarrow$ Rampa máxima hacia arriba y hacia abajo de generador despachable g [kW].
- $\overline{P}_b^{B+}, \overline{P}_b^{B-} \rightarrow$ Ratio máximo de carga y descarga de SAE b [kW].
- $\overline{P}_v^{V+}, \overline{P}_v^{V-} \rightarrow$ Ratio máximo de carga y descarga de VE v [kW].
- $\overline{R}_t^{DR-}, \overline{R}_t^{DR+} \rightarrow$ Ratio máximo hacia arriba y hacia abajo de DR en instante t .
- $T_g^{ON}, T_g^{OFF} \rightarrow$ Tiempo mínimo de encendido y apagado de generador despachable g [Horas].

VARIABLES CONTINUAS

- $C_{g,t}^{SU} \rightarrow$ Costo asociada a la partida del generador despachable g en instante t [\$].
- $Costo_{Final}$ Costo final después del flujo de potencia [\$].
- $C_m^{GD} \rightarrow$ Costo total asociado a los generadores despachables de la MR m [\$].
- $C_m^{Compra}, G_m^{Venta} \rightarrow$ Costos totales por compra de energía y ganancias por venta de energía a la red de la MR m [\$].
- $E_{b,t} \rightarrow$ Energía instantánea almacenada en SAE b en instante t [kWh].

- $E_{v,t}$ → Energía instantánea almacenada en VE v en instante t [kWh].
- E_t^{Vtotal} → Energía instantánea remanente total del conjunto de VE de la MR [kWh].
- $SOC_{b,t}$ → Estado de carga SAE b en instante t .
- $SOC_{v,t}$ → Estado de carga VE v en instante t .
- $P_{n,m,t}^F$ → Flujos de potencia activa desde MR n a m en instante t [kW].
- P_t^{DR-} , P_t^{DR+} → Potencia aumentada y disminuida por concepto de programa de DR en instante t [kW].
- $P_{b,t}^{B+}$, $P_{b,t}^{B-}$ → Potencia cargada y descargada de SAE b en instante t [kW].
- $P_{v,t}^{V+}$, $P_{v,t}^{V-}$ → Potencia cargada y descargada de VE v en instante t [kW].
- $P_{t,m}^{Compra}$, $P_{t,m}^{Venta}$ → Potencia comprada y vendida a la red en el instante t de la MR m [kW].
- P_t^{CD} → Potencia de la carga en instante t después de aplicar programa de DR [kW].
- $P_{t,m}^{Faltante}$, $P_{t,m}^{Sobrante}$ → Potencia faltante y sobrante en el instante t de la MR m [kW].
- $P_{g,t}^{GD}$ → Potencia generada por generador despachable g en instante t [kW].
- R_t^{DR-} , R_t^{DR+} → Ratios hacia arriba y hacia abajo de DR en instante t .

VARIABLES BINARIAS

- $X_{b,t}^{B+}$ → Indica si la batería b se está cargando en el instante t .
- $X_{b,t}^{B-}$ → Indica si la batería b se está descargando en el instante t .
- $X_{g,t}^{GD}$ → Indica si el generador despachable g está generando en el instante t .
- $X_{v,t}^{V+}$ → Indica si el VE v se está cargando en el instante t .
- $X_{v,t}^{V-}$ → Indica si el VE v se está descargando en el instante t .
- $X_{v,t}^{VA}$ → Indica si el VE v arribó en el instante t .
- $X_{v,t}^{VS}$ → Indica si el VE v salió en el instante t .

Glosario

- CMR → Controlador de la Micro-red
- CMMR → Controlador de la Multi-Micro-red
- DR → Respuesta de demanda
- GD → Generación despachable
- GND → Generación no despachable
- MR → Micro-red
- MMR → Multi-micro-red
- PAC → Punto de acoplamiento común
- PV → Fotovoltaico
- SAE → Sistema de almacenamiento de energía
- SGE → Sistema de gestión de energía
- SGEMR → Sistema de gestión de energía de la MR
- SGEMMR → Sistema de gestión de energía de la MMR
- UC → *Unit commitment*
- VE → Vehículo eléctrico
- WT → Turbina eólica

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En el último tiempo ha aumentado la atención al uso de energías renovables [1], debido a que son una solución viable para combatir el rápido avance del cambio climático, mediante la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero por generación de energía eléctrica. Las micro-redes (MR) son redes de distribución de una escala menor, que entregan suministro a pocos clientes con bajos niveles de demanda (consumidores residenciales, comercios locales, etc.) a través de unidades de generación distribuida y sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Las MR son una forma efectiva de incorporar tecnologías de energías renovables al sistema eléctrico debido a que presentan múltiples beneficios, los cuales la hacen una opción llamativa y escalable.

El primer beneficio que se identifica es el aumento de la confiabilidad del sistema, ya que las MR tienen la capacidad de operar tanto en modo conectado a la red como en modo isla, y entonces al ocurrir una falla en el sistema de distribución, la MR se desconecta de la red principal y comienza a operar en modo isla, y se sigue entregando suministro a los consumidores gracias a la generación local y SAE. Además, la MR se puede aislar intencionalmente en periodos de demanda máxima, con el fin de minimizar los costos por electricidad de los consumidores, así como también disminuir la carga a la cual están sometidos los elementos de transmisión (transformadores y líneas) [2]. De acuerdo a un estudio de la Administración de la Información de la Energía de EE.UU. (EIA) la duración promedio de los apagones en el país ha aumentado de 3.5 horas en 2013 a más de 7 horas en 2021, mientras que la frecuencia aumentó de 1.2 a 1.42 eventos por año [3]. Las causas principales de este fenómeno son los desastres naturales y el envejecimiento de la red eléctrica. Las micro-redes pueden contribuir a la reducción de estos indicadores al ofrecer una red más confiable y resiliente.

En segundo lugar, se rompe el paradigma de grandes plantas que generan grandes bloques de potencia y se transmiten a través de largas distancias, para pasar al mundo de la generación distribuida, lo que trae consigo una disminución de las pérdidas óhmicas en líneas de transmisión y distribución, lo que puede mejorar considerablemente la eficiencia del sistema. Hoy en día la infraestructura es insuficiente para llevar la energía desde las centrales hasta los centros de consumo lo que resulta en vertimientos significativos. Según la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA), en 2022 se registraron pérdidas de US\$ 131 millones debido al vertimiento de 1.400 GWh de generación renovable [4]. Por otro

lado, la EIA señala que las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución promedian un 5 % de la energía transmitida [5]. La implementación de micro-redes podría contribuir a la reducción de ambas cifras, mediante el uso eficiente de recursos distribuidos.

Finalmente, debido a que las MR utilizan en mayor parte tecnologías renovables, esto ayuda a la disminución de costos operacionales y emisiones de gases de efecto invernadero. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) las micro-redes podrían reducir las emisiones de carbono en hasta 2 gigatoneladas en el 2030 [6].

Se dice que las MR son los ladrillos que construirán las redes inteligentes del futuro [7], esto ya que se espera que existan altos niveles de adopción de estas [8]. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA), la generación distribuida podría proveer de energía a más del 70 % de la población global en el 2030 [9]. Esto podría traducirse en un sistema de distribución conformado mayormente por MR en donde en un mismo alimentador de media tensión se podrían conectar varias MR. En este caso, la literatura habla de sistemas de múltiples micro-redes (MMR) [7, 10–32], lo cual agrega un nivel superior de control que trae consigo mayor gestionabilidad, eficiencia y complejidad. El objetivo de agrupar MR es tener un mayor nivel de estabilidad operacional con respecto al análisis individual, debido a que corresponde a un sistema de mayor tamaño [32]. Además, se puede lograr tener una operación más eficiente, ya que se optimiza el intercambio de energía entre MR y así se evita comprar energía a la red a un mayor precio. Las MMR pueden estar sujetas a programas de respuesta de demanda y prestar SSCC a la red, y los usuarios de la micro-red pueden recibir remuneraciones por esto. Si bien es posible que una MR preste servicios a la red para ser remunerados, una MMR por el hecho de mover bloques más grandes de energía, tiene la capacidad de influir mucho más en aspectos técnico-económicos [33].

Los vehículos eléctricos (VE) han sido objeto de estudio debido a diversas razones, entre ellas la importancia del transporte como sector económico y su gran contribución en las emisiones de gases de efecto invernadero [34]. El transporte terrestre representa el 24,1 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Chile, correspondientes a 37 gigatoneladas de CO₂e [35]. El parque automotriz de VE en Chile y el mundo corresponde a un porcentaje muy menor con respecto al total de vehículos, sin embargo, en los últimos años su adopción ha tenido un crecimiento exponencial [36]. Hasta ahora, “la piedra de tope” para la masificación de VE ha sido su costo, ya que siguen siendo más costosos que los vehículos tradicionales [37]; el alto costo se debe en gran parte a las baterías utilizadas, las cuales generalmente son de Ion-Litio, pero según proyecciones, se espera que su precio disminuya notoriamente en los próximos años [38], lo cual se traduciría en una mayor adopción de VE en el futuro.

Desde el punto de vista de las MR, los VE son considerados “baterías móviles” y pueden entregar los mismos servicios que cualquier otro SAE, tales como reserva en giro y regulación de frecuencia [24]. Sin embargo, debe tomarse en consideración que debido a que el número de VE presentes en la MR son variables, la capacidad de almacenamiento agregada no es constante; además, los patrones de conducción (hora de llegada/partida, número y duración de viajes, etc.) pueden afectar severamente los niveles de demanda del sistema de distribución.

Tanto VE como MMR son conceptos que o no están presente actualmente en el sistema eléctrico o su adopción no es tan masiva, sin embargo, como se mencionó anteriormente, se

espera que en el futuro su adopción sea cada vez mayor y por tanto deberán convivir en conjunto. Es por esto que no es posible estudiar estos conceptos por separado, ya que la operación de uno se ve fuertemente afectada por la del otro.

Para una operación estable y económica de MMR es necesario un sistema de gestión de energía de MMR (SGEMMR), para gestionar y coordinar generadores distribuidos despachables, cargas controlables, vehículos eléctricos y el intercambio de energía entre MR y con la red principal. En el presente, las investigaciones sobre sistemas de gestión de energía de MR se enfoca mayormente en el análisis de una MR individual, sin considerar cómo la operación de una MR afecta al sistema distribución y a otras MR. La investigación sobre la gestión coordinada de MMR hace poco ha comenzado a ganar mayor atención. Además, la incorporación de vehículos eléctricos a sistemas de MMR solo ha sido estudiado por unos pocos autores, los cuales se enfocan mayormente en el estudio de flota de VE [7].

Dados los antecedentes expuestos, lo que se busca en este estudio es verificar los beneficios que significan la coordinación de MMR, en términos de costos operacionales e indicadores técnicos.

1.2. Hipótesis

“La incorporación de múltiples-micro-redes al problema de optimización de gestión de energía, trae como consecuencia una disminución de los costos operacionales y una mejora en indicadores técnicos, como el nivel de voltaje en las barras, pérdidas óhmicas y el porcentaje de ocupación de las líneas, con respecto a la optimización de la operación de micro-redes individualmente”.

El término “múltiples-micro-redes” se refiere a un conjunto de micro-redes interconectadas que permiten el intercambio de energía entre sí. Este intercambio no se tiene en cuenta en la optimización local, la cual considera únicamente el intercambio con la red principal, sin contemplar las interacciones entre ellas.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar un modelo de sistema de gestión de energía para micro-redes, con fines económicos, que incluya un modelamiento detallado de vehículos eléctricos con carga residencial, considerando una alta penetración de energías renovables y sistemas de almacenamiento, e investigar cuáles son los efectos técnico-económicos en el sistema que produce el considerar múltiples-micro-redes en el problema de optimización.

1.3.2. Objetivos específicos

- Desarrollar un modelo de sistema de gestión de energía utilizando un acercamiento determinístico, que incluya una optimización con fines económicos, para un sistema de múltiples-micro-redes que cuente con elementos como generadores despachables y no despachables, vehículos eléctricos, respuesta de la demanda y sistemas de almacena-

miento de energía.

- Desarrollar un modelo detallado del comportamiento de los usuarios de vehículos eléctricos, incluyendo horas de arribo y salida, distancia de los viajes y la correlación entre la hora de salida y la distancia.
- Implementar y validar el modelo desarrollado en un caso de estudio de una múltiples-micro-redes referencial, para distintas sensibilidades: capacidad instalada de generación renovable, adopción de vehículos eléctricos, tipo de carga, costos de generación despachable, entre otras.
- Analizar los resultados obtenidos para verificar el cumplimiento de la hipótesis, mediante la evaluación de los costos operacionales e indicadores técnicos, tales como el voltaje en las barras y porcentaje de ocupación de líneas.

1.4. Alcance

El caso de estudio será una multi-micro-red referencial [39] la cual se compone de distintos alimentadores de prueba de la IEEE.

La estocasticidad de los recursos energéticos (sol, viento, etc.), de las demandas fijas y de los precios de la energía no serán objeto de estudio de esta tesis. En su lugar, se utilizan distintos métodos determinísticos para su modelamiento.

En la optimización solo se considerarán costos asociados combustibles y compra de energía a la red, ignorando costos de mantenimiento y costos por degradación de los elementos de la multi-micro-red, entre otros.

Se analiza el comportamiento de la multi-micro-red en régimen permanente, sin considerar problemas transitorios que pudiesen presentarse.

1.5. Contribución

Las principales contribuciones de esta tesis se exponen a continuación:

- Desarrollo de un modelo de SGE con un enfoque determinístico, aplicado a un sistema de MMR, incluyendo GND, GD, VE, SAE y DR.
- Desarrollo de un modelo detallado del comportamiento de conductores de VE, incluyendo tiempo de arribo y salida, distancia de viajes y correlación entre distancia de viaje y hora de salida.

1.6. Estructura del documento

En el capítulo 2 se detallan los conceptos básicos utilizados para la realización de esta tesis, relacionados con MR, VE y SGE. Además, se presenta una revisión bibliográfica de las investigaciones más recientes sobre SGEMMR, las distintas clasificaciones, ventajas y

desventajas, proyecciones, etc. Finalmente, se realiza una discusión sobre cómo se pretende llenar el vacío investigativo encontrado.

En el capítulo 3 se expone el marco metodológico en donde se presenta un modelo de optimización de un SGEMMR. En este modelo se resuelve un problema de optimización de gestión de energía considerando GD, cargas fijas y controlables, VE y el intercambio de energía con la red y entre MR.

En el capítulo 4 se presenta el caso de estudio y se exponen los resultados obtenidos a partir de la implementación del modelo propuesto en el capítulo 3. Los casos de estudios son elegidos de tal manera de visualizar los efectos que se quieren investigar.

En el capítulo 5 se realiza un análisis de los resultados expuestos en el capítulo anterior, dividiéndose en el análisis individual de una MR y análisis técnico-económico de la comparación de MR y MMR.

En el capítulo 6 se exponen las principales conclusiones obtenidas a partir de esta investigación y posibles ideas para el trabajo futuro.

Capítulo 2

Marco teórico y Estado del Arte

En este capítulo se expondrá la base teórica necesaria para la realización y entendimiento de esta tesis. Además, se analiza el estado del arte de SGEMMR.

2.1. Micro-redes

2.1.1. Conceptos Generales

Una Micro-red (MR) corresponde a un sistema de distribución de menor escala, que incluye generación distribuida, tales como paneles fotovoltaicos, celdas de combustible de hidrógeno, micro-turbinas, etc., y cargas que pueden ser fijas o flexibles. También, existen otros elementos, los cuales pueden o no estar presentes en una MR tales como sistemas de almacenamiento (baterías de Ion-Litio, supercondensadores, etc.), vehículos eléctricos (híbridos enchufables, 100 % eléctrico, etc.), entre otros. Una de las principales características de las MR, es que tienen la capacidad de operar tanto en modo conectado a la red como también de manera autónoma o en modo isla. Además, las MR presentan límites eléctricos claramente definidos con respecto a la red de distribución y estos puntos de conexión son llamados punto de acoplamiento común (PAC) [40].

Existen varios tipos de MR, entre ellas MR aisladas o remotas, las cuales se encuentran físicamente aisladas del resto del sistema de distribución y operan todo el tiempo en modo isla, debido a la indisponibilidad de infraestructura de distribución y/o transmisión cercana. Por otro lado, se tienen las MR conectadas a la red, las cuales tienen una conexión física con el sistema de distribución a través de un interruptor en el (los) PAC, el(los) cual(es) se puede(n) abrir y cerrar cuando sea necesario. Además, existe la clasificación por objetivo de la MR, en donde se pueden encontrar MR comerciales, industriales, residenciales, de universidades, hospitales, recintos militares, entre otros.

El concepto de MR tiene una fuerte componente local, ya que se entiende como generadores cercanos que entregan energía a cargas cercanas, es decir, la agregación de generadores en lugares muy apartados, como puede ser el caso de una planta virtual, no constituye una MR. Además, un sistema de distribución local, por solo el hecho de contar con generación distribuida, no constituye necesariamente una MR; esto ya que se requiere un sistema de control el cual pueda administrar los recursos tanto del lado de la demanda como de la generación [40].

Las MR brindan diversos beneficios no solo para los participantes de la misma, sino que también a la red principal y a la sociedad [2]. En primer lugar, la implementación de una MR supone un aumento en la confiabilidad del sistema ya que estas permiten que las cargas críticas, como los hospitales, u otro tipo de clientes que requieran un suministro más confiable, puedan seguir con sus actividades incluso cuando ocurran fallas en la red principal. Además, frente a diversos desastres naturales que han ocurrido en todo el mundo, tales como huracanes y terremotos, las MR surgen como una solución para aumentar la resiliencia del sistema, evitando largos periodos de corte de suministro que generalmente ocurren después de estos eventos. Por otro lado, mirándolo desde el punto de vista económico, gracias al uso de energías renovables es posible reducir los costos por uso de combustibles y a la vez minimizar la compra de energía a la red; además, la MR se puede aislar intencionalmente en momentos de demanda máxima, lo que se traduce en una disminución de los costos operacionales, como también a la carga a la cual están sometidos los elementos de transmisión (transformadores y líneas) en el momento en el cual se encuentran más demandados, ayudando así, a mejorar los niveles de tensión de la red y también a posponer inversiones de fortalecimiento de la red. Finalmente, desde el punto de vista medioambiental, se puede producir una reducción del CO2 emitido a la atmósfera por generación de electricidad, lo cual se logra mediante el aumento de la eficiencia de generación, mejorando los sistemas de calefacción/aire acondicionado y principalmente utilizando la mayor cantidad de energías renovables posibles.

2.1.2. Elementos de una MR

Como se mencionó anteriormente, una MR se compone de varios elementos, algunos necesarios para el estatus de MR, y otros no. En la figura 2.1 se observa un esquemático de los elementos que pueden ser considerados dentro de una MR, que incluyen generadores despachables y no despachables, SAE y VE. A continuación, se detallan las características de estos elementos. Los VE se describen en una sección por separado más adelante en este capítulo.

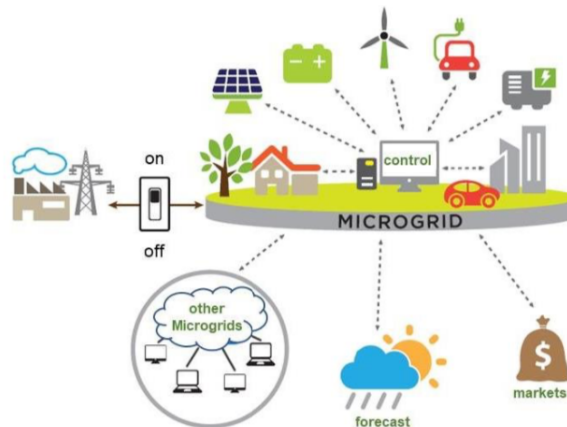


Figura 2.1: Esquema Micro-red [41]

2.1.2.1. Generadores despachables

Se le llama generador despachable a aquellas unidades que pueden entregar la energía requerida por el sistema a cada instante, respetando sus límites técnicos, a partir de un recurso el cual tiene una disponibilidad controlable.

Para el caso de GD, dentro de esta categoría se encuentran tecnologías tales como, ge-

neradores de combustión en base a gasolina o diesel, los cuales se componen de un motor el que es propulsado por la combustión del recurso utilizado, y un alternador el cual genera una corriente alterna por su terminales en base al movimiento del motor; estos son utilizados generalmente en situaciones de emergencia, como es el caso de clientes electrodependientes; sus ventajas son su flexibilidad para entregar energía y que sus combustibles son de fácil acceso; mientras que sus desventajas son sus costos y emisiones. Por otro lado, también se considera como unidad despachable a los generadores que utilizan biomasa como combustible; esta se trata de la única tecnología renovable en esta categoría, y funcionan en base a la combustión de la biomasa para calentar agua y producir vapor a alta presión, el cual hace mover una turbina y se genera energía eléctrica; las ventajas de esta tecnología son sus bajas emisiones y costos de combustible; la desventaja es que es una tecnología aún en proceso de investigación. También, se tienen las pilas de combustible, las cuales generan electricidad mediante una reacción química de reducción por oxidación; su combustible puede ser hidrógeno, gas natural, biogas, etc.; sus ventajas son que presenta una mayor eficiencia respecto a otras tecnologías y que produce bajas emisiones; la principal desventaja de esta tecnología es su alto costo de adquisición.

El costo asociado a estas unidades, por lo general, representa la mayor parte del costo operacional total de una MR (sin contar la generación en base a biomasa), debido a los elevados precios que pueden tener los combustibles, por lo cual se intenta limitar su uso dentro de lo posible. La relación entre la potencia generada y su costo asociado puede modelarse como una ecuación de segundo grado, sin embargo, con el fin de simplificar la gestión de la energía, muchos autores prefieren modelarlo como una función lineal, sin perder mayor exactitud [13, 15, 20, 26, 28].

Dentro de las limitaciones técnicas asociadas a las unidades despachables, se encuentran las restricciones de potencia máxima y mínima de salida, las rampas máximas hacia arriba y hacia abajo, que limitan la diferencia de potencia de salida entre un instante y otro, y los tiempos mínimos de encendido y apagado.

2.1.2.2. Generadores no despachables

Los generadores no despachables son aquellos que dependen de un recurso no constante e impredecible, por lo que no pueden entregar la energía que se necesite en todo momento, sino que solo cuando haya disponibilidad del recurso. Dentro de esta categoría las 2 principales tecnologías que destacan son la energía solar y eólica.

La energía solar es aquella proveniente de la radiación del sol y esta puede ser transformada a energía eléctrica principalmente de 2 maneras, mediante paneles fotovoltaicos (PV) y mediante concentración termosolar, sin embargo, esta última no se utiliza en generación distribuida. Los paneles PV son aquellos que reciben la radiación solar y utilizan semiconductores que, mediante el efecto fotoeléctrico, producen una corriente en sus terminales. Los paneles PV por lo general utilizan un dispositivo llamado rastreador del punto de máxima potencia (MPP), el cual configura el voltaje y corriente en sus terminales de tal manera de entregar la máxima potencia posible. En la figura 2.2 se expone el gráfico de potencia y corriente v/s voltaje, en donde se observa el MPP.

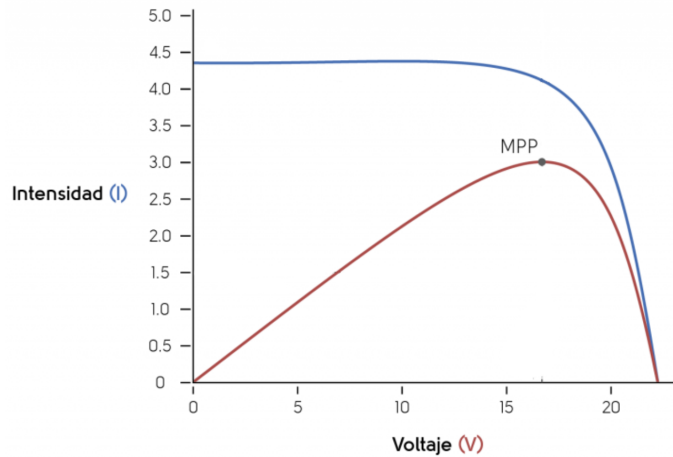


Figura 2.2: Curva potencia y corriente v/s voltaje de un panel solar PV [42].

Otra forma de sacar el máximo provecho a la radiación recibida es través de la instalación de seguidores solares, que corresponden a motores que cambian la inclinación del panel, y tienen el objetivo de orientar los paneles hacia donde se encuentra el sol en cada instante. La eficiencia promedio de un panel PV es cerca del 20% y la energía que producen dependerá de varios factores: la radiación solar, la temperatura ambiental, el área, inclinación y parámetros de los paneles, entre otros. Un punto importante a mencionar es que la corriente que sale del panel solar es continua, por lo que se requiere un convertidor si se quiere conectar a un sistema de corriente alterna.

La energía eólica es aquella proveniente del viento, la cual puede ser transformada a energía eléctrica mediante un aerogenerador, que se compone de unas hélices que giran al correr el viento a través de ellas, y esta hace girar el rotor de una máquina de inducción que genera corriente alterna. La potencia eléctrica de salida del aerogenerador dependerá directamente de la velocidad del viento que pasa por las hélices y se comportará como se expone en la figura 2.3.

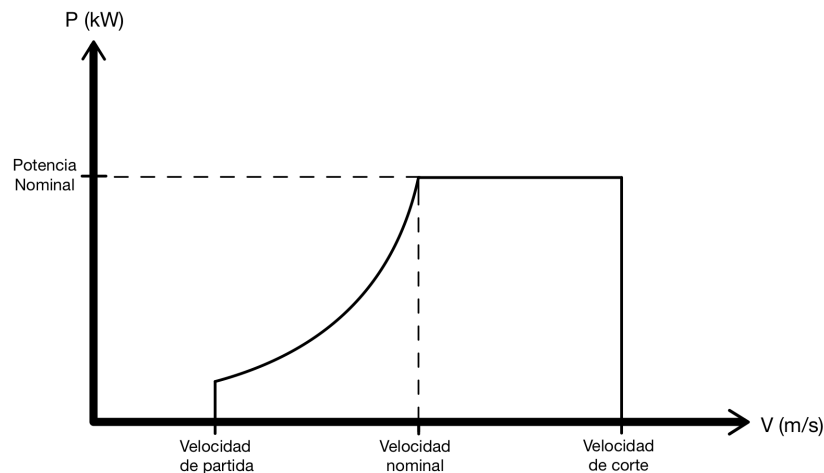


Figura 2.3: Curva potencia v/s velocidad del viento de un aerogenerador.

Se observa una velocidad de partida, la cual corresponde a la velocidad mínima que debe tener el viento para que el aerogenerador comience a generar energía; luego, se puede ver una velocidad nominal, la que una vez alcanzada, de ahí en adelante se genera potencia nominal; finalmente, si el viento sopla muy fuerte, sobrepasando la velocidad de corte, el aerogenerador se apaga y deja de generar.

Dentro de los costos asociados a unidades no despachables, por lo general solo se consideran costos de mantención, ya que no existen costos por combustibles; es por esto que los generadores no despachables significan una gran oportunidad para disminuir los costos operacionales de la MR, sin embargo, cuando existe una alta penetración de unidades en base a recursos intermitentes en el sistema de distribución, esto podría traer como consecuencia problemas técnicos que serán discutidos posteriormente en este capítulo.

2.1.2.3. Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía son aquellos equipos capaces de absorber energía producida por la generación distribuida o desde la red, para luego ser inyectada a los consumos o hacia la red cuando se requiera. Los SAE presentan una gran sinergia con generadores no despachables, ya que pueden almacenar la energía generada en momentos de alta disponibilidad del recurso, para ser consumida en periodos de escasez del recurso.

Actualmente existen múltiples tecnologías utilizadas para el almacenamiento de energía, entre ellas destacan las siguientes:

- **Baterías:** corresponden a almacenamientos electroquímicos que se componen de un electrodo positivo, un electrodo negativo de un material distinto, y un medio para la transferencia de electrones entre ambos electrodos conocido como electrolito. El almacenamiento de la energía se realiza mediante una reacción óxido-reducción, donde los electrones fluyen desde el ánodo al cátodo cuando la batería entrega energía a la MR y ocurre lo contrario cuando la batería se está cargando. Las baterías se pueden clasificar en primarias, las cuales no pueden ser recargadas, por lo que son desechables, y baterías secundarias, que sí pueden ser recargadas. Otra clasificación de las baterías guarda relación con el material del cual están hechos los electrodos y el electrolito utilizado. Las baterías de Plomo-ácido tienen sus electrodos hechos de plomo y el electrolito es una mezcla de agua y ácido; sus ventajas son sus bajos costos y la posibilidad de funcionar en ambientes fríos, mientras que sus desventajas son su baja eficiencia y su corto ciclo de vida. Las baterías de Ion-Litio presentan un ánodo hecho de Litio compuesto y un cátodo de grafito. Además, se le agrega un tercer material ubicado en medio de los electrodos llamado aislante. Este tipo de baterías tiene las ventajas de poseer una alta eficiencia, alta densidad de energía y potencia, gran número de ciclos y bajos niveles de auto-descarga [33]. Existen otro tipo de baterías que son menos utilizadas tales como baterías de Niquel-Cadmio, baterías de Sodio, entre otras.
- **Supercondensadores:** esta tecnología utiliza capacitores para almacenar la energía en el campo eléctrico producido en el material dieléctrico. Su ventaja es que tiene la capacidad de entregar energía rápidamente en un corto plazo, sin embargo, la potencia que puede almacenar es limitada.
- **Volantes de inercia:** en esta tecnología la energía es almacenada en forma de energía cinética rotacional. Al cargarse el volante de inercia comienza a acelerarse hasta llegar

a un umbral, y luego para descargarse se comienza a desacelerar. Las ventajas de este sistema son su eficiencia, su larga vida útil y mantenimiento mínimo, mientras que su desventaja es el alto costo de inversión asociado.

- Centrales de bombeo: consiste en centrales que utilizan energía eléctrica para llevar agua desde una zona baja de altura a una más alta, lo que transforma la energía eléctrica en energía potencial gravitatoria. Luego para descargar este sistema de almacenamiento, se deja correr el agua hacia una turbina que al moverse generará energía eléctrica. Su gran ventaja es que tiene la posibilidad de guardar una gran cantidad de energía y por mucho tiempo.

Algunas tecnologías de SAE presentan ciertos fenómenos naturales, los cuales deben tomarse en consideración con el fin de realizar un modelamiento realista. Entre ellos se encuentra la auto-descarga, la cual corresponde a la energía perdida por el SAE incluso cuando no tiene una carga conectada a sus terminales; también, con el uso del SAE se produce una degradación del mismo, la cual se puede dividir en degradación cíclica, que corresponde al desgaste del equipo por la cantidad de ciclos de carga y descarga, y la degradación calendario, la cual corresponde al envejecimiento del SAE por el paso del tiempo; finalmente, se tiene la ley de Peukert la cual establece que la capacidad total de almacenamiento se verá reducida al descargar la batería a altas corrientes de descarga.

2.1.3. Desafíos

A pesar de las múltiples ventajas que trae la adopción de MR, existen una serie de desafíos de distintos tipos que genera su implementación.

En primer lugar, se tienen desafíos técnicos [43] tales como problemas de tensión, debido a que a diferencia del sector de transmisión en donde la resistencia de las líneas es despreciable con respecto a la inductancia, en sistemas de distribución sus magnitudes son parecidas, por lo tanto, la tensión de las barras pierde su independencia de los flujos de potencia, y entonces como al instalar generación distribuida se inyecta potencia activa, esto podría producir variaciones de voltaje no deseadas; otro problema corresponde a la inyección de armónicos y componente en corriente continua por parte de los equipos de electrónica de potencia, utilizados en paneles fotovoltaicos, baterías, entre otros; también, se generan problemas en la coordinación de protecciones eléctricas debido a la bidireccionalidad de los flujos de potencia, además, cuando la micro-red opera en modo isla, las corrientes de falla son menores, debido a los inversores de los generadores distribuidos, que pueden tener una corriente de falla de 1-1.2 kA mientras que un generador síncrono hasta 7 kA [44], lo que trae como consecuencia el cegamiento de las protecciones.

Por otro lado, se tienen los problemas regulatorios [2]. Como en la mayoría de los casos de tecnologías disruptivas, las MR se han desarrollado más rápido que los marcos regulatorios que las gobiernan. Las micro-redes desafían varios pilares del sistema liberalizado de la energía, el cual necesita algunos ajustes para este tipo de proyectos. Las regulaciones han sido históricamente desarrolladas mayormente para actores operando a un nivel global y centralizado, por lo cual proveen suministro a una gran cantidad de clientes, mientras que las micro-redes son proyectos locales y con pocos clientes. Es por esto que los marcos existentes pueden ser restrictivos respecto a temas específicos como derechos de monopolio, obligaciones

administrativas, etc. Además, se tiene que la desintegración vertical a escala de micro-redes podría traducirse en mayores costos de transacción lo que se traduciría en un desincentivo para el desarrollo de proyectos. Además, la estructura de tarifa de la red generalmente consiste en un cargo fijo y uno variable, lo cual no se adapta para clientes con altos niveles de autoconsumo, ya que se tendrían costos variables bajos y la distribuidora no podría recaudar lo necesario para cubrir sus costos.

2.1.4. Control de MR

Como se mencionó anteriormente, el control de una MR es un aspecto clave del concepto, ya que sin este dejaría de ser una MR y sería solo un conjunto de cargas y generación distribuida [45]. El control de MR tiene como objetivo cumplir con la demanda de energía, a través de una operación económica, sin poner en riesgo los componentes de las MR y entregando un suministro confiable y de calidad a todos los usuarios.

Las MR, al igual que los sistemas eléctricos de potencia tradicionales, presentan una arquitectura de control jerárquica, ya que las opciones completamente centralizada y descentralizada se imposibilitan, por factores como altos niveles de carga computacional y dificultad de coordinación respectivamente [46]. Este control jerárquico consiste en 3 niveles de control: primario, secundario y terciario (figura 2.4), los cuales cumplen distintas funciones en distintas ventanas de tiempo.

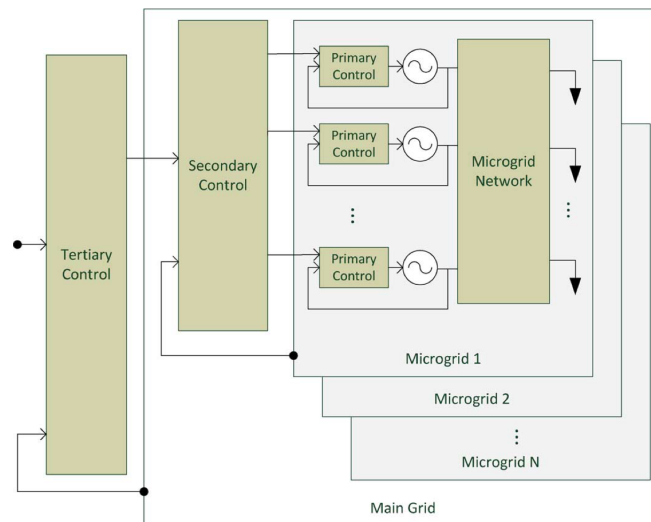


Figura 2.4: Esquema de control jerárquico [46]

2.1.4.1. Control primario

El control primario de MR, también conocido como control local o control interno, corresponde al primer nivel de control y la respuesta más rápida frente a perturbaciones y es llevado a cabo automáticamente por las unidades de generación de la MR.

Existen diversas técnicas de control primario de MR, entre ellas estrategias de control maestro-esclavo [46]; control de modo deslizante [47, 48], control por aumento de inercia mediante máquinas síncronas virtuales [49], por citar algunas. Sin embargo, existe una estrategia llamada control droop, o de caída, la cual corresponde a la estrategia más popular dentro de

la literatura de control primario de MR, y consiste en la repartición del aumento de carga entre las unidades disponibles, tomando en cuenta factores como la potencia nominal de las unidades, entre otros.

En la figura 2.5 se observan las curvas típicas de control droop de potencia activa y reactiva. En el gráfico de la izquierda, cada recta corresponde a una unidad de generación, y su inclinación viene dada por su potencia nominal, es decir, entre mayor sea la potencia nominal, más potencia puede inyectar a la red ante contingencias, y por tanto más inclinada es la recta, y viceversa. En la figura de la derecha se repite lo anterior y se observa que las rectas se intersectan en el eje de las ordenadas, ya que se considera que para tener voltaje nominal no se deben inyectar reactivos.

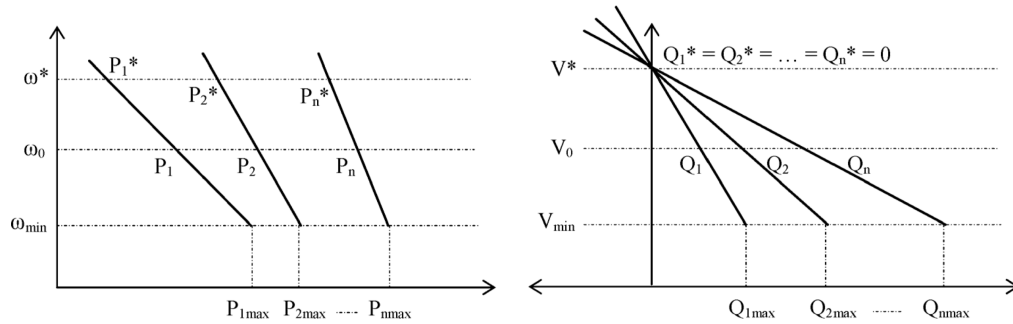


Figura 2.5: Curvas control droop [46]

La ventaja de este método yace en que no se necesita un sistema de comunicación para realizar acciones de control, sino que se basa solo en mediciones locales [46]. Sin embargo, existen problemas de transitorios cuando se implementa este tipo de control, por lo que se hace necesaria una herramienta adicional para contrarrestarlo, lo que ha sido muy investigado en la literatura [50]. En [51] se propone una estrategia de control primario utilizando un modelo de control predictivo finito además de un control droop para una máquina de inducción. En [52], se estudia una estrategia de control droop basada en impedancia virtual para una respuesta rápida ante desbalances.

2.1.4.2. Control secundario

El control secundario de MR, también llamado sistema de gestión de energía (SGE), es el encargado de asegurar una operación confiable, segura y económica [46]. Un SGE es clave para llevar a cabo una operación más eficiente, utilizando todos los recursos disponibles de la mejor manera para encontrar el despacho y UC óptimo de las unidades. Las principales responsabilidades del SGE son entregar las consignas a cada generador despachable y coordinar las cargas controlables con el fin de mantener el balance de generación y demanda en el mediano plazo [30].

En la figura 2.6 se expone un diagrama con las entradas y salidas de un SGE. Como entrada se tienen las predicciones de demanda, de generación de recursos intermitentes (radiación solar, viento, etc.) y de los precios de la energía de los siguientes periodos (minutos, horas, etc.); además, se tienen los parámetros de los elementos de la red (líneas, eficiencia de BESS, límites técnicos de generadores, comportamientos de VE, etc.) y su topología; finalmente se tiene el estado de carga de los SAE y los posibles contratos contraídos por parte de la MR

(DR, SSCC). De salida se tienen las consignas para el siguiente periodo de los SAE, VE, generadores y cargas controlables.

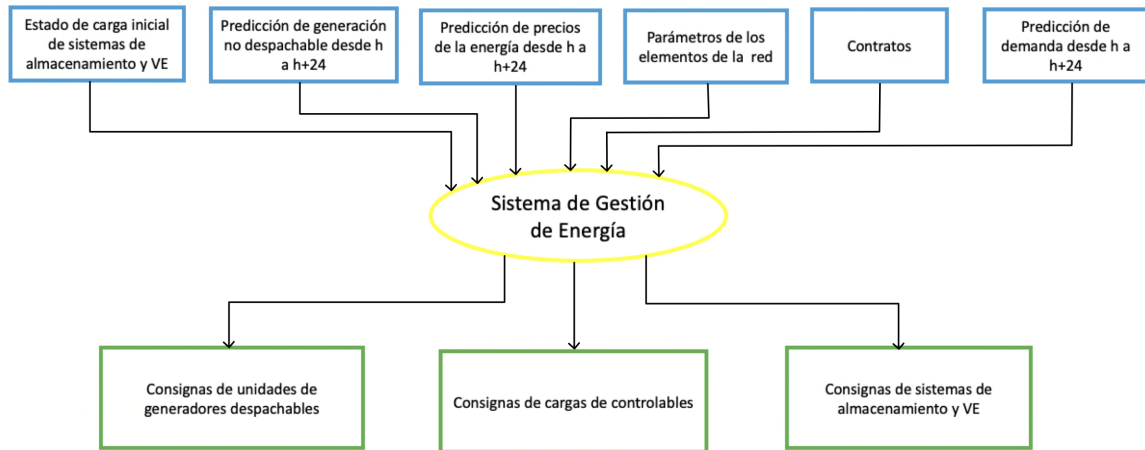


Figura 2.6: Esquema de Sistema de gestión de energía

Existen distintos tipos de SGE, según distintas clasificaciones, que se exponen a continuación.

Estructura de control

Existen 3 posibles estructuras de control: centralizada, descentralizada e híbrida, las cuales presentan diversas ventajas y desventajas bajo ciertas condiciones.

La principal característica del control centralizado es que las decisiones son tomadas por un solo agente, el controlador de la MR (CMR). Este está encargado de entregar las consignas a cada uno de los controladores, informar precios de mercado, capacidad de participación de la demanda (si es que se participa del/de la desplazamiento/interrupción del suministro), entre otros. Las ventajas de esta estructura es que su implementación y estandarización es sencilla, se minimizan posibles conflictos y se reduce el intercambio de energía con la red. Sus desventajas guardan relación con la dependencia de un control central, lo que se traduce en una gran carga computacional, gran sensibilidad a fallas, falta de adaptabilidad y flexibilidad, y no considera la privacidad de los consumidores [31].

En un SGE descentralizado los distintos agentes toman sus propias decisiones y el CMR puede entregar incentivos, señales de precio o políticas de operación, pero la negociación se realiza de manera descentralizada. Una ventaja de este tipo de control, a diferencia del caso anterior, es que, como cada agente optimiza de acuerdo a sus intereses, es posible satisfacer los objetivos de todos los actores involucrados, entregándoles una mayor autonomía. Además, los requerimientos de infraestructura de comunicación y computación de datos son menores respecto al caso centralizado. Por otra parte, si se piensa en un futuro con alto niveles de penetración de GD, VE, SAE, etc., mediante un control descentralizado es posible facilitar la incorporación a la red de nuevos agentes. Otra ventaja de esta estructura es que hay una fuerte protección de la privacidad de los usuarios, ya que no se requiere de un ente central que agrupe toda la información. Uno de los problemas que presenta esta arquitectura es la

definición de como interactúan los distintos agentes participantes, ya que para que exista una comunicación efectiva, todos deben “conversar en un mismo idioma”, es decir se debe estandarizar la forma de comunicarse de todos los agentes [53].

Finalmente, se tiene la estructura híbrida, en la cual existe un controlador central de la MR, y a la vez controladores locales. Esta arquitectura de control combina ambas estructuras previamente mencionadas, con el fin de obtener lo mejor de ambas, y así superar las desventajas que estas tienen por separado. Hay una menor dependencia del controlador central, ya que gran parte del trabajo lo realizan los controles locales, además de preservar la privacidad de los usuarios, facilitar la incorporación de nuevos agentes y tener un sistema altamente redundante [31].

Objetivo de optimización

Se pueden identificar 4 tipos de objetivos de optimización: económicos, técnicos, medioambientales y combinaciones de estos, los cuales serán utilizados dependiendo de cuál es el agente que está realizando la optimización [40].

El objetivo de optimización más común es el económico, en donde lo que se busca es minimizar los costos asociados a la operación y/o planificación de la MR, o bien maximizar las ganancias por conceptos de ventas y/o prestación de servicios por parte de la MR a la red principal, tomando en consideración solo restricciones físicas, y no los posibles impactos en la red. Existen diversas investigaciones con variedades de objetivos de optimización económica, entre ellas minimización de costos de generación, de inversión, de costos de mantención, de costos de partida y apagado, de importación de energía, de costos de SAE, entre otros [54]. Este tipo de optimización puede ser llevada a cabo por múltiples actores, tales como propietarios de GD y sistemas de almacenamiento, el operador del sistema de distribución, etc.

Una optimización técnica tiene como objetivo minimizar las posibles condiciones que pudiesen afectar el correcto funcionamiento del sistema, tales como variaciones de tensión en las barras, desviaciones de frecuencia, pérdidas en las líneas, entre otras. Esta optimización es generalmente realizada por el operador del sistema de distribución, el cual debe tomar en consideración las restricciones que impone el ente regulador.

Debido a la creciente conciencia por un desarrollo sustentable, la optimización con fines medioambientales ha tenido cada vez más atención por parte de investigadores. Esta optimización le entrega mayor prioridad a unidades de bajas emisiones y se realiza sin tomar en cuenta aspectos técnico-económicos. En esta se incluyen minimización de emisiones de gases de efecto invernadero y de penalidades por emisiones. Los entes reguladores son aquellos que generalmente utilizan este tipo de optimización.

Finalmente, la opción híbrida combina los 3 objetivos anteriores, mediante una optimización multi-objetivo, y toma en consideración restricciones tanto físicas, como de la red y la regulación ambiental. Esta opción se utiliza ampliamente, ya que por ejemplo una optimización puramente técnica, al no considerar aspectos económicos, pudiese llevar a una solución con un costo más elevado en comparación a sí considerar ambos objetivos.

Temporalidad

Esta clasificación hace referencia a la frecuencia con la que se realizan mediciones y se ejecutan decisiones. Se identifican 2 tipos de SGE bajo esta clasificación: en primer lugar fuera de línea, en la cual se realiza una optimización típicamente el día anterior (*day-ahead optimization*) con los pronósticos de los siguientes periodos, y se entregan las consignas para el próximo día, por lo que la frecuencia de mediciones y toma de decisiones es una vez cada 24 horas; por otro lado, en los SGE en tiempo real se realizan optimizaciones con mayor frecuencia, pudiendo ser de una cada una hora, o cada 5 minutos, o cada 60 segundos, etc., esto con el fin de contar con la información más actualizada de la MR y poder realizar acciones frente errores de pronósticos.

Manejo de incertidumbre

Como se mencionó anteriormente, el SGE tiene como entrada varios parámetros, los cuales, la mayoría pueden presentar una incertidumbre asociada, tales como los pronósticos de demanda, radiación, viento, precios de la energía, etc., además, estas variables están altamente correlacionadas, lo que trae como consecuencia un desafío importante para el balance de energía. Esta correlación se puede ver por ejemplo en el caso de la intensificación del uso de equipos de aire acondicionado al aumentar la temperatura ambiental (o mayor radiación); también, se verifica en el aumento del precio de la energía por el aumento de la demanda, entre otros.

La herramienta con la cual se maneje esta incertidumbre impacta directamente en la viabilidad económica de la MR, por lo cual es un aspecto crucial que considerar. Su importancia aumenta en un contexto de MR aislada, ya que en una MR conectada a la red si es que existe un desbalance por error de pronóstico, se puede comprar energía a la red, mientras que en MR remotas esta opción no es posible.

En la literatura se identifican diversas herramientas para el manejo de la incertidumbre, entre ellas la optimización robusta [16, 18, 28, 33], en la cual se obtiene una solución sub-óptima considerando el peor escenario de las variables de incertidumbre. La ventaja de este método es que no se necesita la distribución de probabilidad de escenarios exacta, ya que con un intervalo basta; además, esta optimización entrega una solución robusta, es decir, está preparada para cualquier eventualidad; las desventajas de este método se relacionan con que se no se obtiene el punto de operación óptimo. Otra técnica para el manejo de la incertidumbre es la optimización estocástica [19, 27, 29], en la cual se utiliza el método de Montecarlo para estimar la distribución de probabilidad de las variables de incertidumbre. Su ventaja es que se puede encontrar el punto óptimo de operación, sin embargo, esto se logra a expensas de una mayor carga computacional y un diseño más complejo, en comparación a un enfoque determinístico.

2.1.4.3. Control terciario

El control terciario corresponde al nivel de control más alto [46], y tiene como objetivo coordinar la operación de MMR, y además incluye otros elementos como cargas, GD y SAE no pertenecientes a alguna MR, subestaciones HV/MV, entre otros. Esta labor la realiza el controlador de la MMR (CMMR), el cual debe mantener comunicación directa con todas las MR que la componen, con el fin de contar con toda la información de la MMR relacionada con niveles de generación y consumo, desviaciones de voltaje y frecuencia, etc. El CMMR

también debe mantener estrecha comunicación con el operador del sistema de distribución, para informarse mutuamente de posibles alteraciones de la operación normal.

El control terciario se encarga, entre otras cosas, de la gestión de activos entre MR y con la red, a través del CMMR el cual informa al operador del sistema de distribución sobre inyecciones y retiros de energía durante el día; también, se encarga de comunicar posibles consignas de demanda o generación a los usuarios de MR que se encuentren dentro de programas de respuesta de demanda.

Al igual que en la operación de una MR, para el caso de las MMR existen 2 modos de operación [55]. El primero corresponde al modo de operación normal, en el cual la MMR opera conectada a la red y el CMMR asiste al operador del sistema de distribución mediante la asignación de consignas de las unidades de generación de la MR. El segundo modo corresponde al modo de operación de emergencia, el cual se materializa cuando varias MR perteneciente a la MMR operan en modo isla o también cuando existe un apagón, y entonces el CMMR contribuye a restaurar el suministro.

Si bien el control terciario de MR a veces no es considerado dentro de la planificación de MR, esto se debe a que hoy en día la capacidad instalada de GD y la implementación de MR es reducida, por lo tanto no se necesita un ente controlador de MMR, sin embargo, ya que se espera que los niveles de GD y MR aumente considerablemente en el futuro, en algún momento se hará necesario este agente que coordine la operación de MR y actúe de intermediario con el operador del sistema de distribución.

2.1.5. Servicios que las MR pueden prestar a la red

Como se mencionó anteriormente, las MR pueden posibilitar una operación económica, segura y confiable de la red a través de la coordinación con el operador del sistema de distribución. Esto se realiza mediante la prestación de servicios complementarios (SSCC), los cuales se definen como “aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema eléctrico”, de tal manera de cubrir “las necesidades de seguridad y calidad del sistema eléctrico” y considerando “las características tecnológicas de estos servicios y los requerimientos de flexibilidad operacional del sistema eléctrico, que permitan el adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalance” [56]. Estos servicios son de gran importancia ya que de estos dependen mantener la estabilidad, confiabilidad y resiliencia de la operación del sistema eléctrico.

Los SSCC históricamente han sido prestados por grandes plantas de generación, debido a que era la única alternativa. Sin embargo, gracias a los avances en el desarrollo e investigación de MR, se ha replanteado la posibilidad de que sistemas distribuidos puedan prestar estos servicios de una manera más eficiente, ya que por ejemplo, se pueden disminuir las pérdidas asociadas a la transmisión.

La remuneración de SSCC se puede realizar de diferentes maneras, entre ellas pagos fijos, pagos por disponibilidad, pagos por frecuencia de uso o pagos por pérdida de costo de oportunidad [33]. Particularmente en la regulación chilena, los SSCC se materializan a través de subastas y licitaciones, y dependiendo de que tipo de servicio se preste a la red, la remuneración por SSCC se realiza por concepto de disponibilidad del servicio, así como también se

considera una componente por activación de este.

En la literatura se identifica que las MR pueden prestar los siguientes servicios [46, 56]:

- Servicios de balance: Estos servicios son aquellos que permiten mantener la frecuencia del sistema dentro de márgenes permitidos, a través del balance entre la energía activa generada y consumida. Dentro de estos servicios se incluye el control primario de frecuencia, el cual tiene como objetivo contener las desviaciones de frecuencia; también se incluye el control secundario de frecuencia, el cual intenta llevar la frecuencia a su valor nominal; además, el control terciario de frecuencia busca restablecer las reservas de control secundario y reorganizar las consignas para conseguir una operación más económica; finalmente, se tienen los servicios relacionados con programas de respuesta de demanda (DR), en los que se incluye el servicio de cargas interrumpibles, que consiste en la reducción de demanda de los usuarios con el fin de disminuir la carga a la cual están sometidos los elementos de la red durante periodos de alta demanda; y esquemas de desconexión automático de carga/generación (EDAC/EDAG) los cuales se accionan automáticamente en situaciones anormales de operación.
- Servicios de control de voltaje: Otro parámetro importante para la seguridad de la operación es la tensión de las barras, la cual se debe mantener dentro de una banda predeterminada, lo cual se logra mediante la inyección y consumo de reactivos.
- Servicios de recuperación de suministro: Estos servicios se requieren en situaciones de apagones parciales o totales del sistema eléctrico. En estos se incluyen la partida autónoma o partida en negro, que corresponde al proceso mediante el cual una unidad de generación o SAE puede comenzar a generar energía sin contar con un suministro externo; además, se incluye el servicio de vinculación, el cual se utiliza para sincronizar 2 áreas del sistema eléctrico que operen de manera independiente.
- Otros servicios: Existen otro tipo de servicios que no se clasifican dentro de los tipos anteriores, tales como reducción de emisiones, arbitraje de energía, entre otros.

Las MR pueden participar perfectamente en la prestación de SSCC, de todas las categorías recién presentadas. Las MR al actuar como una entidad única controlable, se facilita la organización y entonces es posible prestar servicios de control primario, secundario y terciario de frecuencia como también estar sujetos a programas de DR. El problema de controlar la tensión de las barras al ser de naturaleza local, las MR pueden sacar provecho de esto y prestar este servicio. Particularmente los servicios de restauración de suministro prestados por el lado de la distribución han sido de gran interés, ya que esto podría ayudar a reducir los tiempos de reposición y disminuir la energía no suministrada [33].

2.1.6. Situación de las MR y GD en Chile y el mundo

Las MR de a poco han comenzado a implementarse en todo el mundo, siendo cada vez mas adoptadas debido a los beneficios pueden traer (Sección 2.1.1).

De acuerdo a un reporte de Guidehouse [57], actualmente la capacidad instalada de MR en el mundo es de casi 23 GW. En la figura 2.7 se puede ver la distribución por regiones, en donde se observa que Norteamérica es la región que más aporta a este total, con 9.1 GW instalados, seguido por Asia Pacifico y Latinoamérica con 4,6 y 3,7 GW instalados respectivamente.

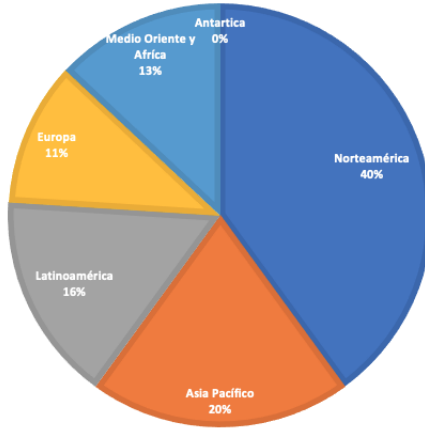


Figura 2.7: Porcentaje de capacidad instalada de MR por región [58]

En la figura 2.8 se observan las proyecciones de la capacidad instalada anual de MR y gastos de implementación por regiones, del cual se desprende que Latinoamérica es una de las regiones que se prevé un mayor crecimiento de MR, pasando de 194 MW anuales en 2019 a 2,9 GW anuales en 2028.

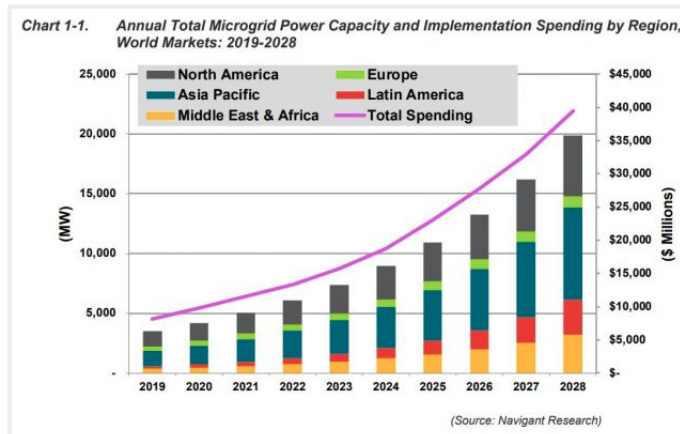


Figura 2.8: Proyecciones de capacidad instalada anual de MR por región [59]

Si bien no existen estadísticas de las MR presentes en Chile, sí se pueden encontrar estadísticas sobre la GD, lo cual podría entregar ideas sobre las tendencias de MR. En la regulación chilena se considera como generación residencial hasta 300 [KW] de capacidad instalada. En la figura 2.9 se observa lo reportado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible [60] respecto a la generación residencial en el periodo desde 2015 a Junio de 2021, en donde se puede ver que ha existido un aumento sostenido en los últimos 6 años de la instalación de GD y que hoy en día existe una capacidad instalada de más de 90 MW.



Figura 2.9: Generación residencial en Chile anual y acumulada [60]

En Chile han existido algunos proyectos de MR, tal como la MR de la apartada comunidad quechua Huatacondo [33] [61], la cual se emplaza en la comuna de Pozo Almonte, región de Tarapacá, a 230 km al sureste de Iquique. Desde el año 2010 abastece de suministro eléctrico a aproximadamente 100 habitantes; previo a la instalación de la MR, la comunidad solo tenía suministro durante 8-10 horas al día mediante un generador diesel, por lo que la instalación de una MR se vio como una gran oportunidad para electrificar la zona. La MR cuenta con paneles PV, generadores diesel y una batería de Plomo-ácido. Gracias al gran potencial solar de la zona, es posible entregar suministro durante las 24 horas. El proyecto fue financiado principalmente por la empresa minera Collahuasi.

Otra MR en Chile corresponde al proyecto de MR urbana solar [62], ubicado en la comuna de Providencia, Región Metropolitana, el que corresponde a una MR compuesta de 12 hogares que cuentan con paneles PV en sus techos. Este proyecto fue financiado por fondos estatales, privados y por los mismos usuarios. Cada hogar tiene la posibilidad de conectarse/-desconectarse cuando lo deseen, además de 2 interruptores comunes para que la MR entera pueda conectarse/desconectarse de la red principal. Los paneles son capaces de cubrir cerca del 73 % de la demanda total.

2.1.7. Múltiples Micro-redes

El concepto de Múltiples Micro-redes (MMR) hace referencia a la agrupación de 2 o más MR cercanas geográficamente. Este concepto se comienza a utilizar debido a las proyecciones de capacidad instalada de MR (figura 2.8), y por tanto, a la real posibilidad de que en el sistema de distribución exista una alta penetración de MR y que la mayoría de las redes de distribución de bajo voltaje se conviertan en MMR.

La agrupación de MR trae consigo múltiples beneficios, entre ellos la disminución de la incertidumbre asociada a los pronósticos de demanda, ya que la variación de la demanda en un sistema pequeño es más difícil de predecir, en cambio, al aumentar la cantidad de clientes, la curva de demanda más se acerca a la curva típica [63]. Además, por el hecho de mover bloques de energía mayores, pueden prestar servicios a la red de manera más efectiva, ya que tienen la capacidad de influir más directamente en aspectos técnico-económicos. Sin embargo, al existir una operación coordinada de MMR, se aumenta considerablemente la

complejidad y dimensiones de la operación del sistema, por lo que se hacen necesarias nuevas herramientas para la gestión y control de MMR. Una solución a esta problemática es la descentralización parcial en el control de la MMR, en donde se delegan ciertas decisiones al CMR, mientras que el CMMR toma otro tipo de decisiones en base a lo informado por los CMR, lo que puede ayudar considerablemente a disminuir la complejidad del problema [55]. Esta descentralización también puede ser total, es decir que el CMMR no tome decisiones como tal, sino que a través de distintos mecanismos entregue incentivos para que cada MR tome o no tome cierta decisión.

De acuerdo a los autores en [30], existen 3 posibles topologías de sistemas de MMR, las cuales se exponen en las figuras 2.10 - 2.12. En la figura 2.10 se observa la topología radial, la cual tiene la particularidad que cada MR solo intercambia energía e información con el sistema de distribución, y no existen canales entre MR, por lo que en caso de existir excedentes/faltantes de energía, solo será posible vender/comprar energía a la red. En la figura 2.11 se observa la topología en cadena, en la cual existen flujos de energía entre MR contiguas y con la red, lo que abre la posibilidad de estrategias colaborativas entre MR, en donde los excedentes de una MR pueden ser comprados por otra. Finalmente, en la figura 2.12 se expone la topología enmallada, en donde existen flujos de energía no solo entre MR contiguas, sino que con cualquier MR que forme parte de la MMR, lo cual le entrega mayor flexibilidad al sistema, y con esto menores costos. Se puede observar que, desde la topología radial a la enmallada, cada vez se complejizan más las interacciones entre los agentes de la MMR y con esto también se complejiza el modelamiento del SGE.

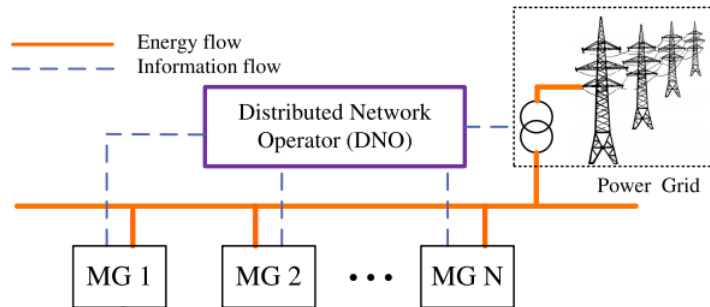


Figura 2.10: Topología radial de MMR [30]

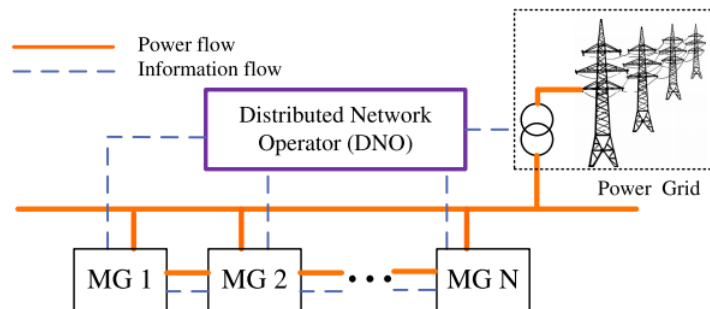


Figura 2.11: Topología en cadena de MMR [30]

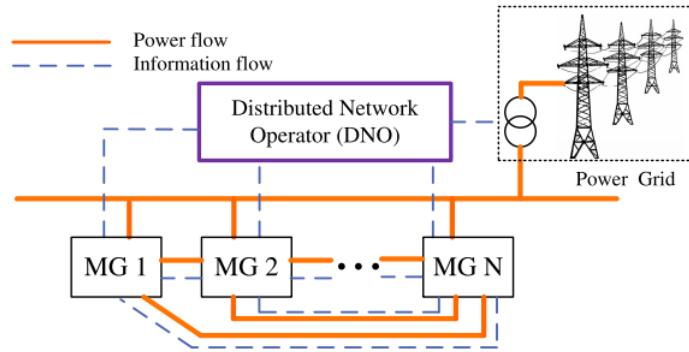


Figura 2.12: Topología enmallada de MMR [30]

2.2. Vehículos Eléctricos

2.2.1. Funcionamiento

Los VE son un medio de transporte el cual tiene como característica principal el ser propulsados por uno o más motores eléctricos de corriente alterna o continua, el cual obtiene la energía a partir de una batería. Para este último, generalmente se utilizan batería de Ion-Litio, debido a que es una tecnología bien investigada y desarrollada, además de que presenta altos niveles de rendimiento, presenta un peso bajo y requiere poca mantención [64].

2.2.2. Comparación con respecto a vehículos tradicionales

Los VE presentan múltiples ventajas con respecto a los vehículos en base a combustión, entre ellas [65]:

- Precio de combustible: el costo por concepto de combustible es mucho menor para el caso de la electricidad, siendo aproximadamente una quinta parte del costo de la gasolina.
- Eficiencia: los motores eléctricos son más eficientes energéticamente que los motores a combustión; la eficiencia media de los motores eléctricos es de 90 %, alcanzando incluso hasta 95 %, mientras que los motores a combustión no superan el 30 %. Esto se ve beneficiado por tecnologías como el frenado regenerativo.
- Mantención: debido a que el motor de un VE no presenta partes que tengan roce entre sí, la mantención es menos frecuente y costosa. Además, no requieren cambios de aceite, filtros, correas de distribución, bujías, etc.
- Emisiones: los VE no generan ningún tipo de contaminación a la atmósfera, además de la emitida indirectamente por la generación de la electricidad utilizada.
- Impuestos e incentivos: en muchos países existen diversos programas y excepciones tributarias para la adquisición de VE y la instalación de puertos de cargas residenciales y comunitarios.
- Otros: los VE son más silenciosos, pueden servir para almacenar excedentes generados por la generación despachable, pueden prestar servicios a la red, etc.

Por otro lado, los vehículos tradicionales tienen ciertas características que la hacen una opción más viable, tales como:

- Precio de adquisición: los VE son más costosos que los vehículos a gasolina, lo que se debe principalmente a las baterías utilizadas.
- Autonomía: este es uno de los mayores problemas de los VE; la autonomía de los VE aún es limitada en comparación con los vehículos tradicionales. Si bien existen VE de gran autonomía, sus costos son muy elevados.
- Tiempo de recarga: dependiendo del tipo de carga que se realiza, un VE puede tardar en cargar su batería entre 15 minutos y 8 horas, mientras que llenar un tanque de combustible demora no más de 5 minutos.
- Puntos de recarga: un punto a tener en cuenta es que debido a que se trata de una tecnología relativamente nueva, hay una menor cantidad de puntos de recarga en la ciudad.

2.2.3. Clasificación de VE

Existen diversos tipos de VE, los cuales tienen distintos funcionamientos y objetivos. En primer lugar, se tiene la clasificación por origen energético, en donde destacan los VE a batería, los cuales obtienen el 100 % de la energía para mover el auto a partir de una batería eléctrica, la cual puede ser cargada directamente a través de la red de distribución. Esta opción resulta ser la ideal ya que no genera ninguna emisión.

También, se tienen los VE híbridos, los cuales cuentan con un motor eléctrico y además un motor de combustión interna, y este último se utiliza una vez se descarga la batería. Esta tecnología se utiliza para contrarrestar el problema de autonomía de los VE y se considera como una tecnología de transición antes de la opción 100 % eléctrica [66]. Se pueden dividir en convencionales, los cuales solo pueden cargar sus baterías a través de ruedas, frenos y motor, y los enchufables, que además pueden absorber energía desde la red de distribución [67]. (También existen VE microhíbridos, los cuales tienen un pequeño motor eléctrico, que asiste a la conducción en momentos puntuales y sirve también como motor de arranque [68].)

El siguiente tipo corresponde a los VE con celdas de combustible de hidrogeno, los cuales utilizan una pila de combustible de hidrógeno que no requiere energía de una batería, sino la procedente de una reacción química que se produce en su interior. El hidrógeno se oxida perdiendo electrones que son capturados para generar una corriente eléctrica que impulsa el motor. Una gran ventaja de este tipo de vehículos se relaciona con que pueden llegar a tener una autonomía similar a la de vehículos convencionales, pudiendo ser aplicados a transporte de carga y viajes interurbanos [66].

Finalmente, el VE con batería extendida, al igual que el híbrido, cuenta con un motor eléctrico y uno de combustión interna, sin embargo, este último solo se utiliza para cargar la batería y no para mover el auto. Este tipo de VE es tecnológicamente complejo, lo que se traduce en que haya pocos modelos disponibles en el mercado.

En segundo lugar, se tiene la clasificación por tipo de transporte, entre los que se encuentran los VE para uso particular; en estos se incluyen city car, sedan, SUV, entre otros. En

la figura 2.13 se presenta un VE híbrido particular de la marca Toyota, modelo Prius. Este cuenta con paneles solares y una autonomía eléctrica de 45km [69];

Además, existen los VE para carga de pasajeros, tales como buses, taxis, colectivos, entre otros. En la figura 2.14 se observa un bus eléctrico de pasajeros de la marca BYD, el cual pertenece a una flota implementada en Santiago de Chile, la cual cuenta con más de 650 unidades, lo que equivale a un 10 % de la flota total aproximadamente [70].

Finalmente, se tienen los VE para transporte de carga, tales como camionetas, camiones, entre otros. En la figura 2.15 se expone el camión N55 de la marca JAC, el cual es un vehículo de carga 100 % eléctrico y su torque nominal llega a los 1200 Nm [71].



Figura 2.13: VE Toyota Prius [69].



Figura 2.14: Bus eléctrico BYD [70].



Figura 2.15: Camión eléctrico marca JAC [71].

2.2.4. Situación actual y proyecciones

Con el fin de contextualizar respecto a la situación actual y las proyecciones de VE en Chile y el mundo, a continuación, se presentan las principales estadísticas del número de VE y estaciones de carga, además de los precios asociados.

De acuerdo un estudio realizado por la Agencia Internacional de Energía [72] hasta el año 2022 había más de 25 millones de VE en las calles de todo el mundo (entre vehículos 100 % eléctricos e híbridos enchufables), siendo China, Europa y EEUU los líderes del mundo en esta materia (figura 2.16).

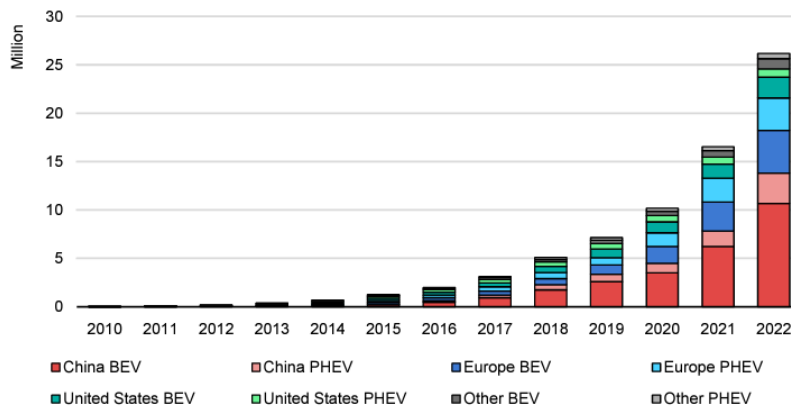


Figura 2.16: Parque automotriz eléctrico (100 % eléctricos e híbridos enchufables) por región [72]

Las proyecciones de la cantidad de VE en el mundo son bastante auspiciosas. En el mismo reporte anterior, se estudian 3 escenarios posibles. En primer lugar se tiene el “Escenario de Políticas Existentes” (*Stated Policies Scenario (STEPS)*), que corresponde al escenario considerando solo políticas actuales ya anunciadas por gobiernos del mundo, así como también los efectos que se espera tengan a futuro. El segundo es el “Escenario de Compromisos Anunciados” (*Announced Pledges Scenario - APS*), donde se considera el cumplimiento total y a tiempo de las medidas prometidas por los gobiernos, como los acuerdos firmados durante la COP26, entre otros. Además, existe un tercer escenario más optimista conocido como el “Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050” (*Net Zero Emissions by 2050 Scenario - NZE*), el cual plantea la meta de alcanzar emisiones netas de CO₂ nulas a nivel mundial para el año 2050. Como se puede observar en la figura 2.17, bajo los 3 escenarios se proyecta un aumento importante en la cantidad de VE, llegando a más de 350 millones en el año 2030 en el mejor escenario, donde la mayor parte corresponde a vehículos ligeros de pasajeros 100 % eléctricos.

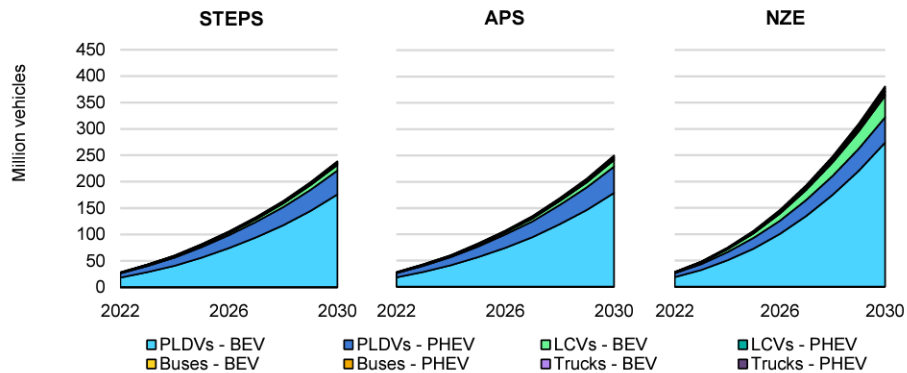


Figura 2.17: Proyecciones de VE por tipo de vehículo en el mundo bajo 2 posibles escenarios [72].

De acuerdo a un estudio de Bloomberg de 2023 [73] se espera que para el 2030 el 44% de las ventas de vehículos, incluyendo automóviles, autobuses, motocicletas, camiones, entre otros, serán vehículos eléctricos. Asimismo, se estima que esta cifra aumentará al 75% para el año 2040. Eso con respecto a la venta de vehículos, mientras que a lo que se refiere al parque automotriz en general, de acuerdo a la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA) [74], se espera que en 2050 el 31% de la flota global de vehículos serán eléctricos, lo que habla de un camino lento para deshacerse totalmente de los vehículos a combustión.

Otro aspecto importante de la implementación de VE, es la instalación de infraestructura para cargar las baterías de los vehículos. En el 2022 existían alrededor de 27 millones de puntos de carga para vehículos ligeros, y las proyecciones bajo el escenario de compromisos anunciados sostienen que se podrían superar los 200 millones de puntos de carga y los 2 TWh de capacidad instalada en 2030. De este total, más del 50% corresponderán a cargadores privados residenciales. Sin embargo, en cuanto a capacidad instalada, se observa que los cargadores residenciales serán similares con los cargadores públicos de carga rápida.

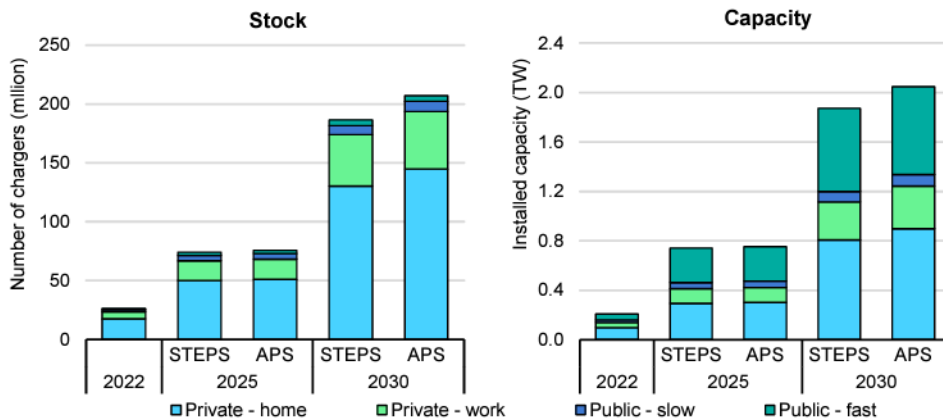


Figura 2.18: Proyecciones de cantidad y capacidad instalada de cargadores de VE por tipo de cargador bajo 2 posibles escenarios [72].

En Chile el panorama no es distinto al resto del mundo. De acuerdo a un reporte de la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC) [68], a finales de 2022 había 3567 VE livianos en las calles de todo el país, entre vehículos 100 % eléctricos e híbridos enchufables. En la figura 2.19 se puede ver la evolución histórica de los VE comprados cada año y el total acumulado; se observa un aumento sostenido desde el año 2017 al año 2020, lo cual se hubiese mantenido en esa tendencia, sin embargo, debido a la pandemia del COVID-19, se produjo una baja en la venta de todo tipo de vehículos [75]. A pesar de la caída en las ventas, la industria logró recuperarse después de ese período.

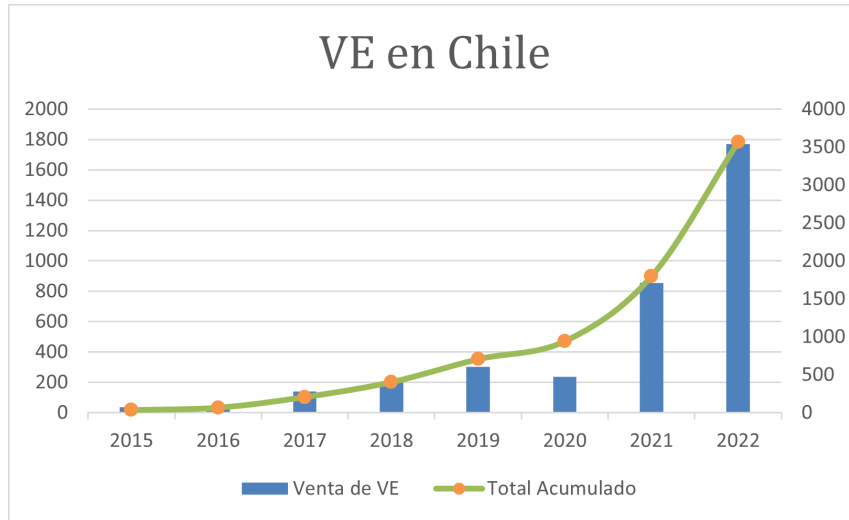


Figura 2.19: Venta de VE eléctricos anuales y acumulado en Chile [68].

De acuerdo al mismo reporte anterior, se prevé que para el año 2025 circularán aproximadamente 45.000 VE livianos en Chile (figura 2.20), esto considerando que existan las medidas necesarias para incentivar la adquisición de esta tecnología.

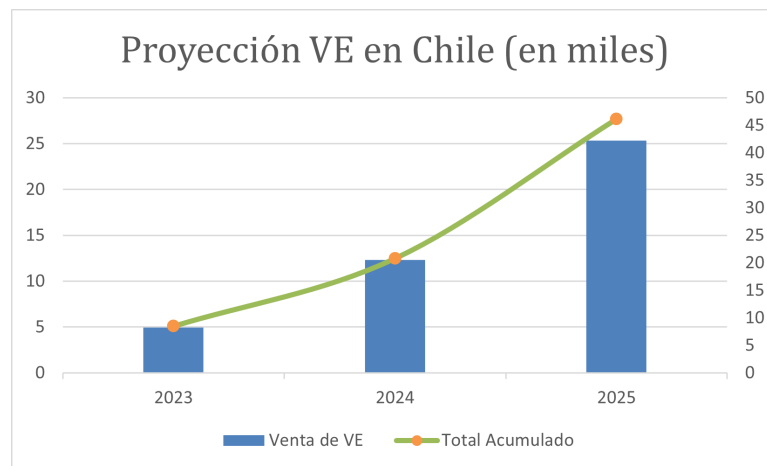


Figura 2.20: Proyección de venta de VE eléctricos anuales y acumulado en Chile [68].

Según la empresa Enel [76], para poder satisfacer en el futuro la demanda de energía para VE, se necesitarán 2300 puntos de carga, de los cuales la misma empresa ya está planificando 1200.

Un dato interesante es que Chile ocupa el segundo lugar en capacidad instalada de cargadores por VE (figura 2.21), llegando a casi 5 kW/VE, lo que habla de que existe la infraestructura necesaria para que la flota de VE pueda crecer aún más. En contraste, en países europeos, la capacidad instalada no supera 1 kW, lo que se explica por la gran adopción de vehículos eléctricos y la instalación de cargadores residenciales.

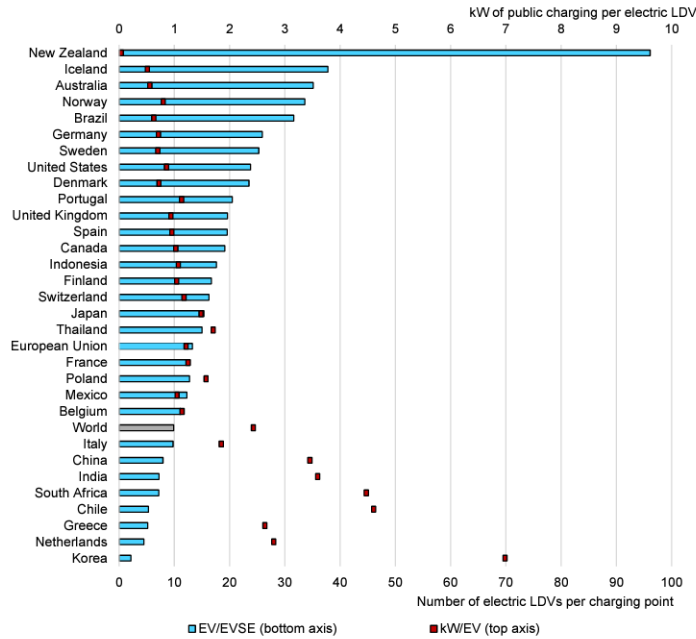


Figura 2.21: Razón de cargadores por VE por país [72].

Finalmente, debido a que el precio de adquisición es una de las “piedras de tope” para los VE, y que además las baterías que utilizan los VE corresponden a aproximadamente el 50% de su costo total [63], es importante mirar los datos de los precios de baterías de Ion-Litio (mayormente usadas en VE). En la figura 2.22 se pueden ver los precios históricos y proyecciones de baterías de Ion-Litio, donde se observa que se espera que en el año 2030 llegue a 70 USD por kWh, lo que se traduciría en menores precios de los VE y por tanto mayor competitividad con respecto a vehículos tradicionales.

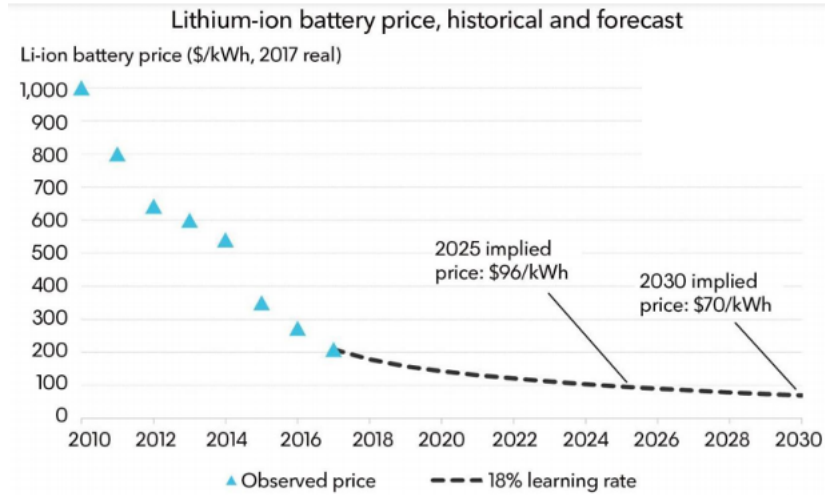


Figura 2.22: Datos históricos y proyección de precios de baterías de Ion-Litio [63].

2.2.5. Impactos en la red

La incorporación de VE a la red se traducirá en una serie de impactos técnico-económicos al sistema de distribución debido al aumento de la carga promedio a la cual estarán sometidos los elementos de transmisión tales como líneas y transformadores. Este aumento de la carga además de afectar la infraestructura puede producir variaciones de frecuencia y voltaje.

Los conceptos claves para analizar los impactos en la red son los lugares y momentos de carga. El primero es muy importante, porque se predice que haya problemas técnicos en donde exista una alta concentración de VE, además de un aumento en las tarifas de la distribuidora, ya que estas no fueron diseñadas para este tipo de carga [77]. De acuerdo a un estudio realizado por McKinsey&Company [78], las áreas suburbanas será en donde inicialmente se van a adquirir más VE, y por tanto sus sistemas de distribución requerirán una pronta actualización. El segundo también es crucial, ya que resulta ser un desafío predecir en qué momento del día los usuarios van a cargar sus VE. Podría pensarse que los usuarios cargarán sus VE tan pronto como lleguen del trabajo, lo cual generalmente coincide con las horas de mayor demanda por energía eléctrica, lo que dificultaría considerablemente el trabajo del operador del sistema [77].

Una solución posible para aminorar los impactos sería actualizar la infraestructura actual de manera que pudiese soportar el aumento de la energía demanda, sin embargo, esta solución podría resultar muy costosa y tomar mucho tiempo. Otra solución más viable es coordinar el comportamiento de los usuarios de tal manera que no todos absorban energía de la red simultáneamente y de manera concentrada, sino que exista una programación para evitar la sobrecarga de los elementos de la red. A pesar de que esta segunda opción sea más viable, de todas maneras, se necesita una actualización de la infraestructura, tales como los sistemas de comunicación y puntos de carga. Según un estudio de Boston Consulting Group [79], en un escenario hipotético en que el parque automotriz sea un 15% eléctrico, es decir aprox. 1.1 M de VE, y si el proceso de carga se realiza de manera coordinada, se necesitaría una inversión de 1700 USD por cada VE con el fin de actualizar la red, sin embargo, si no existe una coordinación este valor aumentaría a más del triple llegando a 5800 USD. Esto indica la

importancia que tiene la gestión de VE para aminorar los impactos que generan.

Estudios sugieren que no se necesitaría infraestructura adicional para cargar VE hasta una adopción de un 15 % respecto al parque automotriz completo [80]. De acuerdo a la proyección de crecimiento de la electromovilidad [72], esto no ocurriría hasta el año 2035, por lo que en el corto plazo no se producirían aumentos considerables de la demanda en los sistemas de distribución. Esto demuestra que aún hay tiempo para preparar la red para un escenario de alta penetración de VE. En países con infraestructura operando muy cerca de límites de operación, esto podría suceder antes.

Los problemas descritos podrían retrasar considerablemente el uso de VE, por lo cual se hace necesario buscar posibles soluciones que aminoren estos impactos.

2.2.6. MR como solución

Considerando los impactos descritos en la sección anterior, las MR podrían significar una opción para aminorarlos, de tal manera que la energía necesaria para cargar las baterías sea generada localmente, y con esto, que no sea necesaria una actualización considerable de la red.

Los conceptos de VE y MR presentan una gran sinergia, debido a que ambos necesitan de un control que programe su operación, con el fin de optimizar los recursos disponibles. Esto puede aprovecharse para tener un controlador que organice la operación de ambos, y se beneficien mutuamente.

Los VE pueden ser vistos como un SAE con capacidad variable por parte del controlador de la MR, y con esto incorporarlo al problema de optimización. Esto favorece la operación de la MR, ya que aumenta su capacidad de almacenar la energía generada por la GD, y así cubrir la demanda local y prestar servicios a la red de la manera más económica posible. También beneficia a los VE, ya que la coordinación necesaria para su masificación (Sección 2.2.5), puede ser prestada por el controlador de la MR y así disminuir los costos asociados a su implementación.

2.3. Estado del Arte de SGEMMR

El estudio de SGEMMR hace poco tiempo ha comenzado a ganar mayor atención, esto debido, entre otras cosas, a las proyecciones que existen respecto a la cantidad y capacidad instalada de MR (Sección 2.1.6), y también a todos los beneficios que podría traer el considerarlas como un conjunto en lugar de por separado (Sección 2.1.7). Hasta ahora, las investigaciones sobre sistemas de gestión de energía de MR se enfocan mayormente en el análisis de una MR individual, por lo que la exploración de este tópico recién se está iniciando.

Los SGEMMR pueden ser considerados como una combinación de control secundario y terciario de MR, ya que por un lado se optimiza la operación de cada MR, y a la vez se observa el panorama general de MMR para obtener los menores costos de operación, cumpliendo con las limitaciones técnicas de la red y las unidades.

Existen diversas clasificaciones de SGEMMR, según su objetivo de optimización, su temporalidad, su estructura, entre otras. A continuación, se presentan algunas de estas clasificaciones y las investigaciones realizadas de cada una de ellas.

2.3.1. Objetivo de optimización

En [7, 12, 13, 16–18, 26, 27, 29] se realizan optimizaciones con fines económicos, ya sea minimización de costos operacionales, por mantenimiento, etc., como también maximización de ganancias por venta de energía y prestación de servicios a la red. En [26] se propone una gestión óptima de la energía a través de una minimización de costos operacionales de 2 pasos, en donde en el primer paso cada MR realiza una optimización local, y en el segundo paso el SGEMMR toma la información generada en el primer paso y realiza una optimización global, considerando intercambios de energía entre MR y con la red principal. En [18] se estudia un SGEMMR en donde se busca optimizar el costo operacional total utilizando una técnica robusta para manejar la incertidumbre del precio de la energía y recursos naturales como la radiación y el viento.

En [11, 20, 22, 24, 25] se tiene como objetivo de optimización distintos parámetros técnicos tales como minimización de pérdidas en las líneas, de variaciones de voltaje y frecuencia, entre otros. En [25] se investiga una programación óptima de MMR considerando la participación de VE, la cual se compone de 2 optimizaciones, una por parte del operador del sistema de distribución el cual utiliza una minimización de las desviaciones de voltaje de los nodos, de pérdidas en las líneas y del costo operacional, mientras que en la segunda capa la MMR realiza una minimización de costos. En [11] se estudia una estructura de mercado jerárquica de MMR en donde en el nivel de MR se realiza una optimización puramente económica, mientras que un nivel superior, el operador del sistema de distribución realiza una optimización minimizando los costos por pérdidas y por desviaciones de la potencia intercambiada, incluyendo restricciones de potencia reactiva y límites de tensión.

También, existen investigaciones centradas en objetivos medioambientales [12, 15, 23], entre ellas la optimización de la utilización de los recursos renovables y la minimización de emisiones contaminantes. En [12] se propone una estrategia jerárquica de gestión de energía de MMR para la maximización del consumo de energías renovables, en donde se minimiza el costo operacional y se incluye un factor de penalización y restricciones por emisiones de gases de efecto invernadero.

2.3.2. Temporalidad

En [7, 16–18, 20, 22, 24–27, 29] se realizan optimizaciones fuera de línea, es decir son estrategia de optimización para la operación de todo el día siguiente. En [16] se propone un SGEMMR robusto para determinar el despacho de unidades del día siguiente en donde se busca minimizar el costo operacional total, y se basa en un sistema de subastas cooperativas. En [20] se estudia un SGEMMR de 2 niveles y considera restricciones de punto común de acoplamiento; en el primer nivel cada MR optimiza el despacho para el día siguiente basado en la maximización de ganancias y en el segundo nivel se busca dividir justamente las ganancias para cada MR basado en su aporte de potencia y energía.

En [11] [12] [21] [13] se estudian estrategias para la operación en tiempo real, es decir con la capacidad de tomar mediciones y realizar acciones frecuentemente. En [21] se investiga un SGEMMR con el fin de minimizar los costos operacionales, a través de un algoritmo difuso basado en intercambio peer-to-peer (P2P) para posibilitar la transferencia de energía entre MR y con el sistema de distribución, utilizando una señal de precio dinámico en tiempo real.

2.3.3. Estructura de optimización

Los SGEMMR pueden presentar una estructura centralizada o descentralizada, sin embargo, la mayoría utiliza una estructura híbrida, en donde cada MR realiza una optimización con ciertos objetivos y luego un controlador de la MMR coordina las MR a través de una segunda optimización con otros objetivos.

En [27] se propone un algoritmo de operación de MMR heurístico en donde se realiza una optimización central de los costos operacionales, utilizando funciones de densidad de probabilidad para las variables de incertidumbre, y luego se realiza una evaluación de la confiabilidad de la MMR, basada en índices como capacidad de pérdida de carga y penetración de energías renovables.

En [17] se estudia un SGEMMR distribuido con plantas de potencia virtuales; cada MR realiza una minimización de costos sin considerar intercambio entre MR solo con la planta virtual y la red de distribución, y la planta virtual agrupa la demanda/generación de la MMR. En [24] se estudia un sistema centralizado de programación de intercambio de energía de MMR con VE, el cual consiste en una minimización de costos operacionales promedio y tiene la particularidad de considerar los patrones de conducción de usuarios de VE, modelando horas de partida, llegada y la distancia y tiempo de cada viaje a través de funciones de probabilidad; además, se desarrolla un sistema de señal de precio el cual utiliza los valores de las variables duales del problema de optimización, con el fin de que cada MR siga la estrategia de gestión de energía.

En [22] se propone un SGEMMR jerárquico e híbrido, a través de una optimización bi-nivel; el nivel de cada MR individual se modela como una optimización robusta multi-estado y el nivel de la MMR se realiza un flujo óptimo de potencia. En [12] se presenta un SGEMMR jerárquico y multi-agente, en donde inicialmente se realiza una optimización local la cual busca minimizar la energía comprada a la red y utilizar solo fuentes renovables; luego se realiza una optimización global por parte del controlador de la MMR en donde se optimiza la utilización de los SAE para maximizar el consumo de energías renovables. En [13] se estudia un SGEMMR basado en una estrategia multi-agente, el cual tiene la particularidad de considerar potencia ajustable y respuesta de demanda para desplazar peaks de demanda; la estrategia consiste en 3 pasos: 1) optimización local por parte de MR con el objetivo de minimizar costos operacionales. 2) el controlador de la MMR realiza una optimización global considerando excedentes, faltas de energía y potencia ajustable obtenidos en paso 1, además del intercambio entre MR, también minimizando costos operacionales. 3) Las MR reciben el despacho de unidades y realizan una tercera optimización interna para cumplir con la consigna de la manera más económica.

2.4. Discusión

En este capítulo se presentaron los principales conceptos necesarios para el entendimiento de esta tesis. A continuación, se realiza un análisis crítico de las materias expuestas, además de las investigaciones actuales de SGEMMR.

Como se pudo ver, las MR pueden cumplir distintas funciones, desde prestación de servicios a la red (sección 2.1.5), como programas de respuesta de demanda, hasta organización de VE para la disminución de su impacto en la red (sección 2.2.6); también, se detallaron los desafíos que implican la incorporación de MR y VE a la red, tales como problemas relacionados con las protecciones eléctricas, problemas de tarificación, entre otros (sección 2.1.3). Además, se describieron las ventajas que posee la agrupación de MMR, y el por qué no se puede abordar el problema de gestión de energía de MMR mediante las mismas estrategias utilizadas en MR (sección 2.1.7). Es por todo esto que el estudio de SGEMMR de a poco ha comenzado a ser cada vez más atractivo para investigadores. (sección 2.3), abordando distintas perspectivas del tema, tales como diversos objetivos, elementos, estructuras, estrategias, etc. Sin embargo, aún existe mucho camino por recorrer, en el sentido de proponer modelos más detallados y realistas, a través de la incorporación de elementos que sí están presentes en la realidad, y que sí pueden tener incidencia en los resultados obtenidos.

En la literatura actual de SGEMMR se centran mayormente en optimizaciones solo analizando los costos operacionales ([7, 13, 16–18, 26, 27, 29]), perdiendo de vista importantes parámetros técnicos, que pueden afectar directamente la operación del sistema, tales como fluctuaciones de voltaje, límites técnicos de la líneas, entre otros. Los resultados de estas investigaciones por lo general presentan costos de operación menores a las cuales sí toman en consideración las restricciones descritas, sin embargo, estas soluciones podrían ser técnicamente infactibles, por lo cual es crucial que se analicen estos aspectos en el SGEMMR.

Como se pudo evidenciar en las secciones 2.1.6 y 2.2.4, tanto MMR como VE son conceptos que tendrán una gran presencia en un futuro cercano, por lo que se puede afirmar con seguridad que ambos deberán convivir en conjunto; es por esto que se hace necesario considerar VE en SGEMMR, pues la operación de uno ve fuertemente afectada por la del otro, y el no considerarlo podría significar un escenario poco realista. Son pocas las investigaciones de SGEMMR que incluyen VE, y su modelamiento no es tan detallado ([24, 25, 29]).

En la tabla se detallan las investigaciones analizadas sobre sistemas de gestión de energía de MMR junto a sus características. Predomina un enfoque de optimización económica en la mayoría de estos estudios. Además, la mayoría no considera el modelamiento de VE, aspecto que, como se ha mencionado previamente, resulta fundamental al considerar el futuro del sistema eléctrico.

En esta tesis se propone abordar algunas de las deficiencias identificadas en las investigaciones actuales. A diferencia de la mayoría, aquí se contempla un modelado detallado de VE. Entre las investigaciones que sí consideran VE, en [7] se estudia una flota de VE, mientras que esta tesis se centra en VE particulares con cargas residenciales. Por su parte, en [24] aborda un modelamiento detallado del comportamiento de los VE, aunque omite considerar la correlación entre la distancia de viaje y la hora de salida, aspecto que podría tener un impacto

significativo en los resultados, dado que impacta directamente en los recursos de almacenamiento con los que cuenta el CMMR. Esta investigación también carece de la consideración de SAE y de un análisis técnico de los resultados obtenidos. En [25], los VE se modelan según el nivel de satisfacción de los usuarios, lo que representa un enfoque simplificado. Por otro lado, en [29] no incluye un modelado detallado de los VE.

El objetivo principal de esta tesis es proponer un SGEMMR, centralizado y jerárquico, que tome en cuenta GD, GND, SAE, así como también un modelamiento detallado de VE. Esto implica considerar tiempos de llegada y salida, distancias recorridas y la correlación entre el tiempo de llegada y la distancia del viaje, además de llevar a cabo un análisis técnico-económico de los resultados obtenidos.

Tabla 2.1: Resumen de las investigaciones estudiadas (E: Económico, MA: Medioambiental, T:Técnico, OL: Off-line, RT: Real time, C: Centralizado, D: Distribuido, H: Híbrido)

	[7]	[10]	[11]	[12]	[13]	[14]	[15]	[16]	[17]	[18]
Objetivo de optimización	E	E	T	E/MA	E	E	E	E	E	E
Temporalidad	OL	OL	RT	RT	RT	RT	OL	OL	OL	OL
Estructura de optimización	C	C/D	H	H	H	C	H	C	D	H
Incertidumbre	Sí	No	No	No	No	No	No	Sí	No	Sí
VE	Sí	No	No	No	No	No	No	No	No	No

	[19]	[20]	[21]	[22]	[23]	[24]	[25]	[26]	[27]	[28]	[29]
Objetivo de optimizacion	E	T	E	T	MA	T	T/E	E	E	E	E
Temporalidad	RT	OL	RT	OL	OL	OL	OL	OL	OL	C	OL
Estructura de optimización	H	H	D	H	H	C	H	H	C	H	C
Incertidumbre	Sí	No	Sí	No	No	No	No	No	Sí	Sí	Sí
VE	No	No	No	No	No	Sí	Sí	No	No	No	Sí

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se expone la metodología utilizada para la corroboración de la hipótesis planteada al inicio de esta tesis.

Primeramente se define la estrategia de optimización, explicando los 2 niveles de optimización, sus objetivos, entradas y salidas. Luego, se establecen las ecuaciones del modelo, sus funciones objetivo y restricciones. Finalmente, se definen las restricciones de los elementos de la MR: cargas, unidades de generación despachables y no despachables, SAE y VE.

3.1. Estrategia de optimización y modelo

Para llevar a cabo la optimización del sistema, se utiliza una estrategia que consiste en 2 optimizaciones [11–13, 20, 22, 24, 25], una global a nivel de MMR y un flujo de potencia, todo esto llevado a cabo por el CMMR.

En el primer nivel lo que se busca es minimizar los costos operacionales de la MMR, incluyendo costos de generadores despachables y la compra de energía a la red, además de maximizar las ganancias por venta de energía a la red. En este nivel se toman como entrada los pronósticos de demanda, viento, radiación solar, precios de la energía y patrones de conducción de los VE (hora de arribo/salida y distancia de viajes) de las siguientes 24 horas. Además, se debe contar con los parámetros de los elementos que componen la MR, como límites técnicos, eficiencias, ratios máximos de aumento y disminución de carga por DR, etc. Dentro de las restricciones a considerar en este nivel se encuentran las siguientes: restricciones de balance, de límites técnicos de generadores, baterías y VE, del programa de DR, de la potencia remanente de VE, entre otros. Los parámetros de interés que se obtienen a partir de esta primera optimización son la potencia faltante y sobrante de cada MR para cada intervalo de tiempo ($P_{t,m}^{Faltante}$ y $P_{t,m}^{Sobrante}$), los cuales son utilizados en el flujo de potencia.

En el segundo nivel, el CMMR realiza un flujo de potencia el cual toma como entrada los resultados obtenidos en el nivel anterior, además de los parámetros de la red como resistencias y reactancias de las líneas, reactivos consumidos, entre otros. El objetivo de este nivel es decidir la potencia que se debe intercambiar con la red y entre MR, además de obtener los costos operacionales totales e indicadores técnicos como voltaje y ángulos de las barras, ocupación de las líneas, etc.

En la figura 3.1 se expone un diagrama resumiendo el proceso de optimización global.

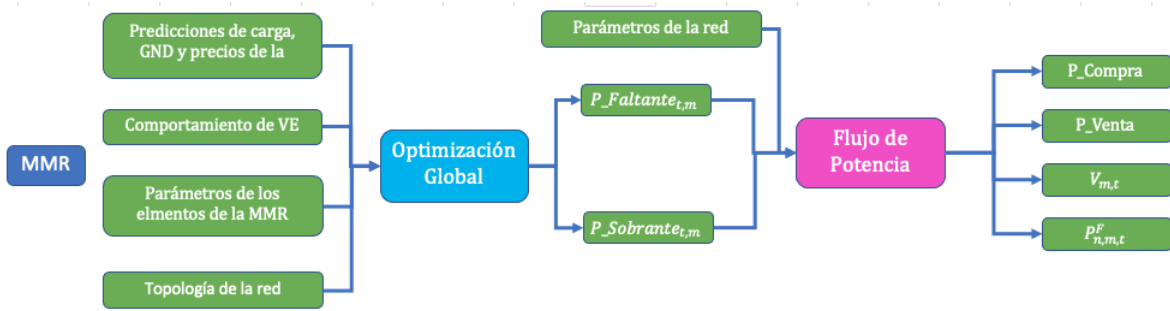


Figura 3.1: Diagrama metodología optimización global

A continuación se detalla el modelo matemático a utilizar para la llevar a cabo la estrategia recién descrita. Se definirá la función objetivo de la optimización, así como también las restricciones a las cuales están sometidos sus elementos.

3.1.1. Optimización global

Como se mencionó anteriormente, se comienza con una optimización global, la cual tiene como función objetivo la ecuación 3.9; esta busca minimizar los costos operacionales de la MR, en donde se incluyen los costos asociados a los generadores despachables (por combustibles y partida), y los costos de compra de energía al sistema. El último término se incluye para maximizar las ganancias de ventas de energía.

$$\min \sum_m^M C_m^{GD} + C_m^{Compra} - G_m^{Venta} \quad (3.1)$$

En las ecuaciones 3.2 y 3.3 se definen los/las costos/ganancias asociados/as a la potencia faltante/sobrante.

$$C_m^{Compra} = \sum_t^T Pr_t^{Compra} \cdot P_{t,m}^{Faltante} \quad (3.2)$$

$$G_m^{Venta} = \sum_t^T Pr_t^{Venta} \cdot P_{t,m}^{Sobrante} \quad (3.3)$$

La restricción de balance del sistema está definida por la ecuación 3.4. En el lado izquierdo de la igualdad se puede ver la potencia generada por unidades de generación despachables y no despachables, la potencia descargada desde el SAE y VE, además de la potencia faltante (a comprar a la red) y flujos desde otras MR. En el lado izquierdo de la igualdad se observa la potencia de la carga después de haber realizado el ajuste por el programa de DR, la potencia cargada en el SAE y VE y finalmente la potencia sobrante (a vender a la red) y flujos hacia otras MR.

$$\begin{aligned}
P_{t,m}^{GND} + P_{t,m}^{GD} + \sum_b^B P_{b,t,m}^{B-} + \sum_v^V P_{v,t,m}^{V-} + P_{t,m}^{Faltante} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq m}}^M P_{n,m,t}^F \\
= P_{t,m}^{CD} + \sum_b^B P_{b,t,m}^{B+} + \sum_v^V P_{v,t,m}^{V+} + P_{t,m}^{Sobrante} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq m}}^M P_{m,n,t}^F
\end{aligned} \tag{3.4}$$

También, en la ecuación 3.5 se restringe el flujo máximo por las líneas entre MR.

$$P_{m,n,t}^F \leq \bar{P}_{m,n}^F \tag{3.5}$$

Adicional a estas restricciones, se deben incorporar las restricciones correspondiente a los elementos que se expondrán en la siguiente sección.

En el modelo propuesto, la presencia de una MMR se manifiesta mediante el modelamiento de los flujos entre las MR (ecuación 3.4). Esto se realiza a través del controlador de la MMR, que posee información detallada de todos los elementos de las MR y se encarga de llevar a cabo el modelo propuesto. Con estos datos, es capaz de ajustar las consignas de los generadores, sistemas de almacenamiento y vehículos eléctricos, y asegura el intercambio óptimo de energía tanto entre las MR como entre la MMR y la red principal.

En el escenario de optimizar una MR con el mismo equipamiento que la MMR, el modelo se simplificaría a una optimización uninodal. Esto se traduce en un escenario equivalente a un gran nodo único con todo el equipamiento que normalmente se distribuiría entre las MR de la MMR. Esta simplificación representa un enfoque más concentrado y unidimensional en comparación con la complejidad de la MMR.

3.1.2. Flujo de potencia

Este proceso tiene como objetivo determinar cómo se comporta la MMR, en términos económicos y técnicos, al importar y exportar la energía definidas en la optimización anterior. Las entradas de este modelo son $P_{t,m}^{Compra}$ y $P_{t,m}^{Venta}$, la cuales se definen en la ecuaciones 3.6 y 3.7.

$$P_{t,m}^{Venta} = P_{t,m}^{Sobrante} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq m}}^M P_{m,n,t}^F \tag{3.6}$$

$$P_{t,m}^{Compra} = P_{t,m}^{Faltante} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq m}}^M P_{n,m,t}^F \tag{3.7}$$

En el flujo de potencia se considera que cada MR es una barra, y la carga y generación de cada barra es $P_{t,m}^{Compra}$ y $P_{t,m}^{Venta}$ respectivamente. Además de estos valores, el flujo toma como entrada las características de las líneas, entre ellas la resistencia, inductancia y flujos máximos.

El costo final no lo entrega directamente el flujo de potencia, sino que se calcula mediante la ecuación 3.8.

$$Costo_{Final} = \sum_{n=1}^M P_{0,n,t}^F \cdot P_{r_t}^{Compra} - P_{n,0,t}^F \cdot P_{r_t}^{Venta} \quad (3.8)$$

En donde la barra 0 corresponde a la red principal.

3.1.3. Optimización local

Con el fin de comparar la optimización coordinada y descoordinada, se define una optimización local que realiza cada MR. La función objetivo de las optimizaciones que llevan a cabo cada MR se expone en la ecuación 3.9.

$$\min C_m^{GD} + C_m^{Compra} - G_m^{Venta} \quad (3.9)$$

En este caso no se consideran flujos entre MR, por lo que su balance es la ecuación 3.10.

$$\begin{aligned} P_{t,m}^{GND} + P_{t,m}^{GD} + \sum_b^B P_{b,t,m}^{B-} + \sum_v^V P_{v,t,m}^{V-} + P_{t,m}^{Faltante} \\ = P_{t,m}^{CD} + \sum_b^B P_{b,t,m}^{B+} + \sum_v^V P_{v,t,m}^{V+} + P_{t,m}^{Sobrante} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Se consideran las misma restricciones de los elementos utilizadas en la optimización global.

En la figura 3.2 se expone un diagrama resumiendo el proceso de optimización local.

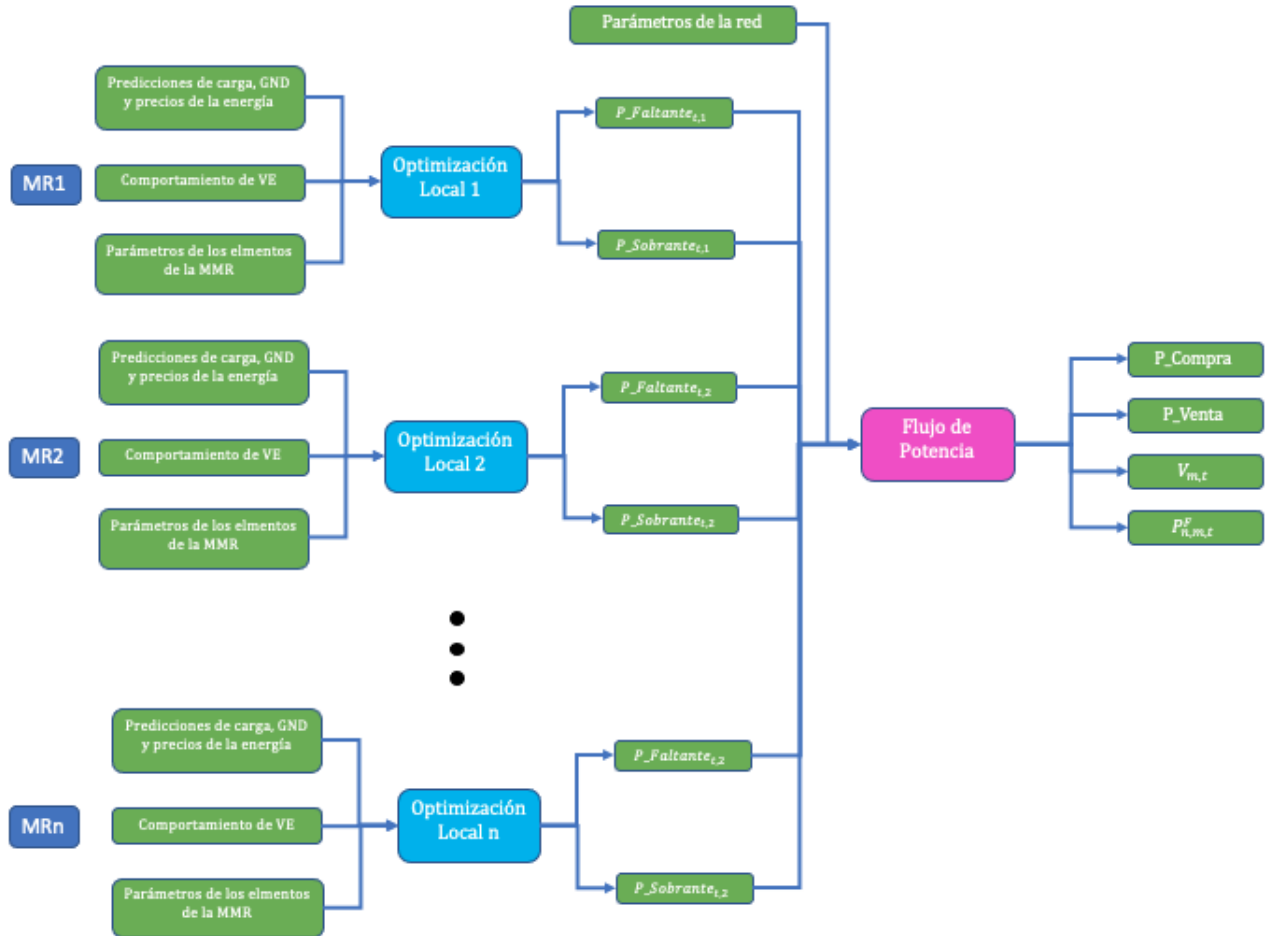


Figura 3.2: Diagrama metodología optimización local

En resumen, las diferencias principales entre la optimización local y global radican en su enfoque y alcance. En la optimización local se llevan a cabo N optimizaciones, una para cada MR, sin considerar la interconexión con otras MR. En contraste, la optimización global realiza una única optimización para todas las MR, teniendo en cuenta los flujos entre ellas. Ambos enfoques generan como resultado la potencia sobrante o faltante en cada MR, sin embargo, en la optimización global, se garantiza que no haya simultáneamente potencia sobrante y faltante, ya que se prioriza la transferencia de energía entre MR en lugar de comprar a la red. Posteriormente, en ambas estrategias se lleva a cabo un flujo de potencia que toma como entrada los resultados de la optimización local o global. Es en este proceso donde, en el caso de la optimización local, se permite el intercambio entre las MR. No realizar este paso generaría una comparación injusta, ya que una estrategia consideraría la posibilidad de compartir energía entre MR mientras que la otra no lo haría. Finalmente, el flujo de potencia proporciona los resultados finales, incluyendo el costo total, las tensiones de barras, las pérdidas y la ocupación de líneas.

3.2. Elementos

En esta sección se definen las restricciones que deben cumplir los elementos pertenecientes a la MR. Estos elementos son las cargas, las unidades de generación, los SAE y los VE.

3.2.1. Cargas

Para la obtención de los perfiles de demanda se utiliza el modelo de demanda CREST [81] el cual toma como entrada el número de clientes, coordenadas geográficas y día y mes del año, y como resultado entrega el perfil de demanda de energía eléctrica, térmica y radiación solar para el día completo. De esto solo se considera la demanda eléctrica y este parámetro se define como carga antes de aplicar programa de DR y se denota como P_t^{CA} .

Luego de obtener el perfil de demanda se procede a aplicar el programa de respuesta de demanda, con el fin de trasladar la demanda punta a otros horarios.

En la ecuación 3.11 se muestran las definiciones de la potencia aumentada/disminuida por concepto de programas de respuesta de demanda (P_t^{DR-} y P_t^{DR+}) para cada periodo, la cual corresponde a un porcentaje de la carga pronosticada (P_t^{CA}), y este porcentaje es el ratio de respuesta de demanda (R_t^{DR+} y R_t^{DR-}).

$$P_t^{DR-} = R_t^{DR-} \cdot P_t^{CA}, \quad P_t^{DR+} = R_t^{DR+} \cdot P_t^{CA} \quad (3.11)$$

El ratio de DR no debe superar lo estipulado en el contrato de programa de DR acordado por los clientes y el operador del sistema de distribución, lo cual es limitado por la ecuación 3.12.

$$0 \leq R_t^{DR-} \leq \bar{R}_t^{DR-}, \quad 0 \leq R_t^{DR+} \leq \bar{R}_t^{DR+} \quad (3.12)$$

En la ecuación 3.13 se define la potencia de la carga después de haber considerado el programa de DR (P_t^{CD}).

$$P_t^{CD} = (1 - R_t^{DR-}) \cdot P_t^{CA} + R_t^{DR+} \cdot P_t^{CA} \quad (3.13)$$

Finalmente, para asegurar que la potencia consumida sea la misma antes y después de aplicar el programa de DR, se estipula la ecuación 3.14, la cual establece que la suma de las potencias aumentadas debe ser igual a la suma de las potencias disminuidas a lo largo del día. Esto se realiza con el fin de que exista un movimiento de la carga de un periodo a otro y no un recorte o aumento de demanda.

$$\sum_t^T P_t^{DR-} = \sum_t^T P_t^{DR+} \quad (3.14)$$

3.2.2. Generación distribuida

3.2.2.1. Unidades de generación despachables

Para las unidades de generación despachables de las MR se utilizan las típicas restricciones utilizadas en la mayoría de la literatura de SGE.

En la ecuación 3.15 se expone la restricción de límites técnicos de los generadores. Además, se agrega una variable binaria ($X_{g,t}^{GD}$), la cual indica el *unit commitment* de la unidad de generación para cada periodo.

$$\underline{P}_g^{GD} \cdot X_{g,t}^{GD} \leq P_{g,t}^{GD} \leq \overline{P}_g^{GD} \cdot X_{g,t}^{GD} \quad (3.15)$$

En la ecuación 3.16, se calculan los costos asociados a la partida de cada unidad.

$$C_{g,t}^{SU} = (X_{g,t}^{GD} - X_{g,t-1}^{GD}) \cdot Pr_g^{SU} \quad (3.16)$$

En la ecuación 3.17 se puede ver el costo total de la MR por concepto de generación despachable, lo que incluye costos de combustibles, el cual, por motivos de simplicidad, es modelado como un precio lineal e invariable para cada unidad, y también se incluyen los costos de partida.

$$C^{GD} = \sum_g^G \sum_t^T Pr_g^{GD} \cdot P_{g,t}^{GD} + C_{g,t}^{SU} \quad (3.17)$$

En las ecuaciones 3.18 y 3.19 se observa la restricciones respecto al tiempo mínimo de encendido (T_g^{ON}) y apagado (T_g^{OFF}) de las unidades.

$$(X_{g,t}^{GD} - X_{g,t-1}^{GD}) \cdot T_g^{ON} + \sum_{\tau=t-T_g^{ON}-1}^{t-1} X_{g,\tau}^{GD} \geq 0 \quad (3.18)$$

$$(X_{g,t-1}^{GD} - X_{g,t}^{GD}) \cdot T_g^{OFF} + \sum_{\tau=t-T_g^{OFF}-1}^{t-1} (1 - X_{g,\tau}^{GD}) \geq 0 \quad (3.19)$$

Finalmente, en las ecuaciones 3.20 y 3.21 se exponen las restricciones de rampa hacia arriba (R_g^\uparrow) y hacia abajo (R_g^\downarrow) de las unidades.

$$P_{g,t}^{GD} - P_{g,t+1}^{GD} \leq R_g^\downarrow \quad (3.20)$$

$$P_{g,t+1}^{GD} - P_{g,t}^{GD} \leq R_g^\uparrow \quad (3.21)$$

3.2.2.2. Unidades de generación no despachables

Dentro de las unidades de generación no despachables, para esta tesis se considera la energía solar y eólica.

Tanto para la energía solar como eólica se utiliza un enfoque determinístico, en el cual mediante el porcentaje de la capacidad instalada total presente en el momento se calcula la potencia eléctrica total. Esto se refleja en las ecuaciones 3.22 y 3.23.

$$P_{i,t}^{PV} = P_t^{PV-pp} \cdot P_i^{PV-nom} \quad (3.22)$$

$$P_{j,t}^{WT} = P_t^{WT-pp} \cdot P_j^{WT-nom} \quad (3.23)$$

La potencia total generada por los generadores no despachables se define en la ecuación 3.24

$$P_t^{GN} = \sum_i^I \sum_j^J P_{i,t}^{PV} + P_{j,t}^{WWT} \quad (3.24)$$

3.2.3. Sistemas de almacenamiento de energía

El modelo de los SAE de esta tesis es aplicable en general para cualquier tecnología, sin embargo, se centra mayormente en baterías, que es la tecnología más utilizada y con mejores proyecciones.

En la ecuación 3.25 se puede observar el balance del SAE, en donde se incluye el fenómeno de autodescarga, mediante la constante de autodescarga γ_{SD} , además de las eficiencias de carga y descarga η^{B+} y η^{B-} . En la ecuación 3.26 se define el balance para el primer periodo.

$$E_{b,t} = (1 - \gamma_b^{SD}) \cdot E_{b,t-1} + \left(\frac{P_{b,t}^{B+}}{\eta_b^{B+}} - P_{b,t}^{B-} \cdot \eta_b^{B-} \right) \cdot \Delta t \quad (3.25)$$

$$E_{b,1} = (1 - \gamma_b^{SD}) \cdot E_{0b} + \left(\frac{P_{b,1}^{B+}}{\eta_b^{B+}} - P_{b,1}^{B-} \cdot \eta_b^{B-} \right) \cdot \Delta t \quad (3.26)$$

En la ecuación 3.27 se restringe la energía máxima y mínima almacenable del SAE.

$$\underline{E}_b \leq E_{b,t} \leq \overline{E}_b \quad (3.27)$$

En las ecuaciones 3.28 y 3.29 se restringen los ratios de carga y descarga del SAE, y además, se definen las variables binarias de carga y descarga ($X_{b,t}^{B+}$ y $X_{b,t}^{B-}$).

$$0 \leq P_{b,t}^{B+} \leq \overline{P}_b^{B+} \cdot X_{b,t}^{B+} \quad (3.28)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{B-} \leq \overline{P}_b^{B-} \cdot X_{b,t}^{B-} \quad (3.29)$$

En la ecuación 3.30 se expone la restricción para que el SAE no esté en proceso de carga y descarga simultáneamente, pudiendo solo uno de las 2 variables binarias estar activas, o ninguna de ellas.

$$X_{b,t}^{B+} + X_{b,t}^{B-} \leq 1 \quad (3.30)$$

Para asegurar que energía al inicio del horizonte de análisis sea igual a la energía al final de este, se incluye la restricción expuesta en la ecuación 3.31.

$$E_{b,1} = E_{b,T} \quad (3.31)$$

Para modelar el envejecimiento cíclico del sistema de almacenamiento, se limita el número máximo de cargas y descargas en el día. Esto se refleja en la ecuación 3.32.

$$\sum_t^T (P_{b,t}^{B+} + P_{b,t}^{B-}) \leq 2 \cdot N_b^{CMD-B} \cdot N_{dias} \cdot (\overline{E}_b - \underline{E}_b) \quad (3.32)$$

Cabe mencionar que considerando que se planea estudiar un horizonte de tiempo corto

(una semana), la degradación calendaria puede despreciarse.

3.2.4. Vehículos eléctricos

Esta parte del modelo toma como entrada el comportamiento de los VE, el cual se modela a través de funciones de probabilidad que representan los hábitos de los conductores en términos de hora de salida y arribo, distancia recorrida y correlación entre hora de salida y distancia de viajes.

Una vez se cuenta con los parámetros de los patrones de conducción de los usuarios e VE, se procede a enunciar las ecuaciones que modelan los VE.

En la ecuación 3.33 y 3.34 se presentan los límites de carga y descarga de los VE y se definen las variables binarias $X_{v,t}^{V+}$ y $X_{v,t}^{V-}$ que indican si se están cargando o descargando.

$$0 \leq P_{v,t}^{V+} \leq \bar{P}_v^{V+} \cdot X_{v,t}^{V+} \quad (3.33)$$

$$0 \leq P_{v,t}^{V-} \leq \bar{P}_v^{V-} \cdot X_{v,t}^{V-} \quad (3.34)$$

En la ecuación 3.35 se expone el balance de energía, en donde se incluye tanto la potencia cargada y descargada, así como también el/la aumento/disminución de la energía remanente por arribo/salida de VE ($\Delta_{v,t}$).

$$E_{v,t} = E_{v,t-1} + (P_{v,t}^{V+} - P_{v,t}^{V-}) \cdot \Delta t + \Delta_{v,t} \quad (3.35)$$

La ecuación 3.36 se limita la energía remanente de los VE.

$$\underline{E}_{v,t} \leq E_{v,t} \leq \bar{E}_v \quad (3.36)$$

En la ecuación 3.37 se define el estado de carga de cada vehículo y en la ecuación 3.38 se restringen sus límites.

$$SOC_{v,t} = \frac{E_{v,t}}{\bar{E}_v} \quad (3.37)$$

$$\underline{SOC}_{v,t} \leq SOC_{v,t} \leq 1 \quad (3.38)$$

En la ecuación 3.39 se define el cambio de energía remanente por el arribo y salida de VE. Para esto se definen las variables binarias $X_{v,t}^{VA}$ y $X_{v,t}^{VS}$ las cuales indican si el VE v arriba/sale en el periodo t y además, el estado de carga del VE al momento de arribo/salida $SOC_{v,t}^A$ y $SOC_{v,t}^S$.

$$\Delta_{v,t} = (X_{v,t}^{VA} \cdot SOC_{v,t}^A - X_{v,t}^{VS} \cdot SOC_{v,t}^S) \cdot \bar{E}_v \quad (3.39)$$

En la ecuación 3.40 se define la energía mínima remanente del VE, la cual se define en base a la energía necesaria en el siguiente periodo, en caso de que el VE deba salir, más su estado de carga mínimo.

$$\underline{E}_{v,t} = (X_{v,t+1}^{VS} \cdot SOC_{v,t}^S + \underline{SOC}_v) \cdot \bar{E}_v \quad (3.40)$$

En la ecuación 3.41 se restringe el estado de carga mínimo que debe tener el VE al momento de salir de la MR que es igual a la distancia del viaje sobre una constante que relaciona los kilómetros recorridos con la energía utilizada en el viaje.

$$SOC_{v,t}^S \geq \frac{D_v}{k_v \cdot \bar{E}_v} \cdot X_{v,t+1}^{VS} \quad (3.41)$$

En la ecuación 3.42 se calcula el número de VE presentes en la MR en el instante t.

$$N_t = N_{t-1} + \sum_v^V (X_{v,t}^{VA} - X_{v,t}^{VS}) \quad (3.42)$$

Las ecuaciones 3.43-3.45 corresponden a los valores agregados de todos los VE de la MR de la energía instantánea, máxima y mínima.

$$E_t^{Vtotal} = \sum_v^V E_{v,t} \quad (3.43)$$

$$\underline{E}_t^{Vtotal} = \sum_v^V \underline{E}_{v,t} \quad (3.44)$$

$$\bar{E}_t^{Vtotal} = N_t \cdot \bar{E}_v \quad (3.45)$$

En la ecuación 3.46 se restringe el número máximo de ciclos diarios de carga y descarga de VE.

$$\sum_v^V \sum_t^T (P_{v,t}^{V+} + P_{v,t}^{V-}) \leq \frac{2 \cdot N_v^{CMD-V} \cdot N_{dias}}{T} \cdot \sum_t^T \bar{E}_t^{Total} - \underline{E}_t^{Total} \quad (3.46)$$

Finalmente, la ecuación 3.47 se utiliza para asegurar que la batería de los VE no se puede estar cargando y descargando simultáneamente.

$$X_{m,v,t}^{V+} + X_{m,v,t}^{V-} \leq 1 \quad (3.47)$$

Capítulo 4

Caso de estudio, resultados y análisis

Con el fin de validar la metodología propuesta en el capítulo 3, se procede a exponer el caso de estudio a utilizar y los resultados obtenidos a partir de las simulaciones. El horizonte de estudio es una semana completa, con resolución horaria (168 horas). Los softwares utilizados son FICO Xpress para resolver la optimización del SGEMMR, Matlab para llevar a cabo el flujo de potencia y Microsoft Excel para los parámetros y resultados.

4.1. Caso de estudio

4.1.1. Datos Generales

La MMR utilizada corresponde a la propuesta en [39], la cual se compone de 4 MR, cada una con tamaños, cargas y recursos energéticos distintos. La topología de la MMR se expone en la figura 4.1, en donde se observa que la MR 1 y 4 son del tipo enmalladas, mientras que las MR 2 y 3 son radiales; también, se observa que no todas las MR están conectadas entre ellas, ni tampoco todas están conectadas con la red principal.

En [39] se presentan todos los datos necesarios para llevar a cabo el modelo, tales como impedancias de líneas, potencias nominales de generadores despachables y no despachables, potencias de cargas, disponibilidad de recursos solar y eólico, datos de sistemas de almacenamiento, entre otros. Todos estos datos se presentan en el anexo A.

Para los precios horarios de compra y venta de energía, se utilizan los costos marginales reales promedio de los últimos 4 años, otorgados por el coordinador eléctrico nacional [82] de la subestación Pajaritos 12.5 kV; se utiliza esta referencia ya que corresponde a un lugar de gran densidad demográfica, además de ser altamente residencial, lo que podría traducirse en la posible instalación de MMR en el futuro. Se considera que el precio de venta de energía es un 80 % del de compra.

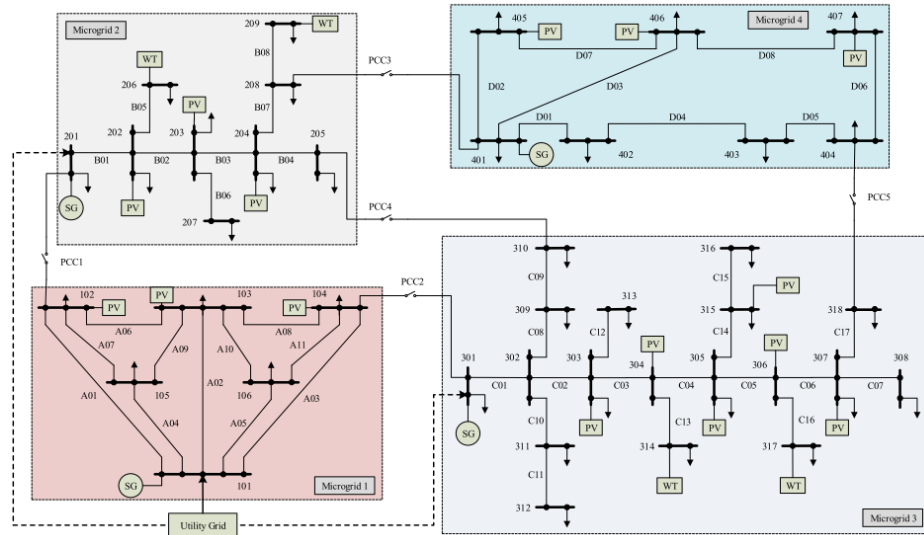


Figura 4.1: MMR de caso de estudio

En las figuras 4.2 y 4.3 se puede observar el perfil de carga de la MMR y los precios de compra de energía respectivamente, tanto del invierno como del verano.

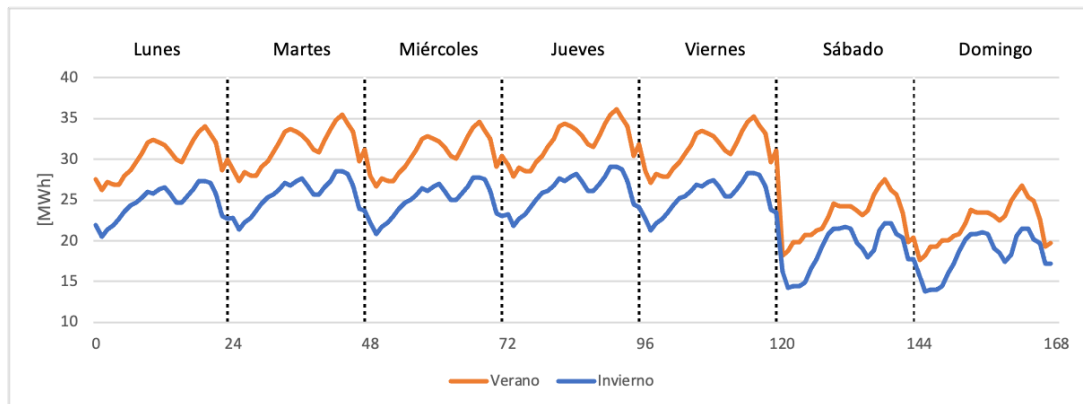


Figura 4.2: Perfil de carga MMR [39]

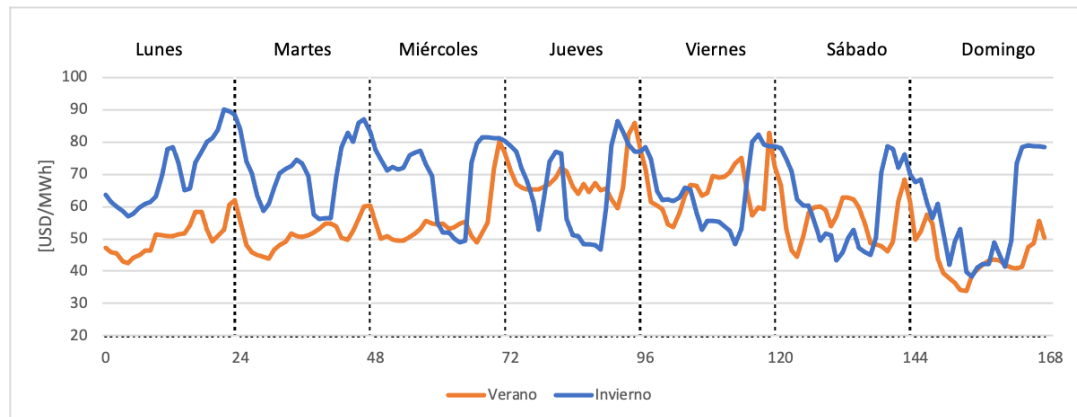


Figura 4.3: Precios de compra de energía

En la tabla 4.1 se exponen las características generales de la MMR.

Tabla 4.1: Características generales de la MMR

#	MR1	MR2	MR3	MR4
Sistemas PV	3	3	6	3
Sistemas WT	0	2	2	0
SAE	3	3	6	3
Clientes	2099	1361	1719	1143

Con el objetivo de poner a prueba el SGEMMR propuesto frente a distintos escenarios, se investigarán las siguientes sensibilidades:

- Estación del año: se analizará una semana de verano (6^a semana) y una de invierno (28^a semana).
- % de vehículos eléctricos: basado en las proyecciones de penetración de VE (sección 2.17), se estudiarán adopciones de 10 a 50 % de los clientes de la MMR.
- Potencia nominal de GND: se investigará el escenario en que se aumente la potencia instalada de GND (doble y triple).
- N^o máximo de ciclos de SAE y VE: se analizará cómo afecta la restricción de carga y descarga de SAE y VE, con el fin de aumentar su vida útil (1, 2 y 3 ciclos diarios).
- Potencia de carga y descarga de VE: se considerarán 2 tipos de carga y descarga para VE: lenta (3,5 kW) y rápida (10 kW).
- Costo variable GD: se analizará cómo se comporta el sistema frente a cambios en el costo variable de GD, lo cual se relaciona directamente con el costo del combustible utilizado.
- % de DR máximo: se estudiará el efecto de modificar el porcentaje de clientes que están dispuestos a participar de programas de respuesta de demanda (20-50 %)
- Tipo de carga: se consideran cargas residenciales e industriales.

Se considera un caso base que presenta las características de la tabla 4.2. Carga mixta se refiere a que la MR1 se considera una carga industrial nocturna, mientras que el resto son residenciales.

Tabla 4.2: Características caso base

Caso Base	
GND	x1
Costo Variable GD (USD/kW)	0,1
Nº Ciclos diarios SA	1
Nº Ciclos diarios VE	1
Pot. máxima carga VE (kW)	10
DR	20 %
% de VE	30 %
Estación	Verano
Tipo de carga	Mixta

4.1.2. Comportamiento de vehículos eléctricos

Basándose en la metodología utilizada en [83], se define la función de probabilidad del tiempo de salida del VE como una función Chi cuadrado (χ^2). La función se expone en la ecuación 4.1 y su gráfica en la figura 4.4.

$$P_{DEP}(t_{depn,i}) = \frac{t_{depn,i}^{(v-2)/2} \cdot e^{-t_{depn,i}/2}}{2^{v/2} \cdot \Gamma(v/2)} \quad (4.1)$$

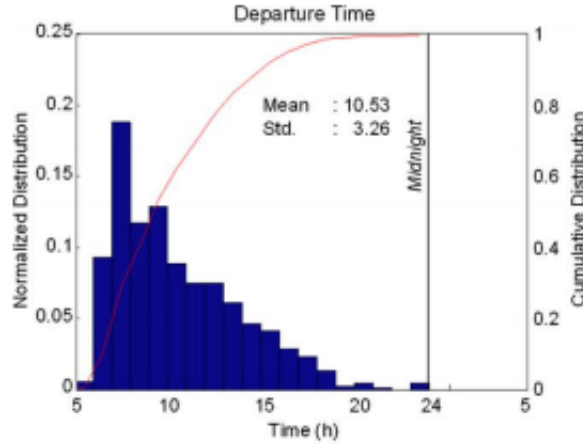


Figura 4.4: Distribución de probabilidad de tiempo de salida de VE [83].

El tiempo de arribo se modela como un evento condicionado por la salida previa del VE, y su función de probabilidad corresponde a una distribución normal. La ecuación 4.2 denota la función de probabilidad del tiempo de arribo y su gráfica se observa en la figura 4.5.

$$P_{ARR|DEP}(t_{arr} | t_{depn,i}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_i^2}} \cdot e^{-\frac{(t_{arr}-\mu_i)^2}{2\sigma_i^2}} \quad (4.2)$$

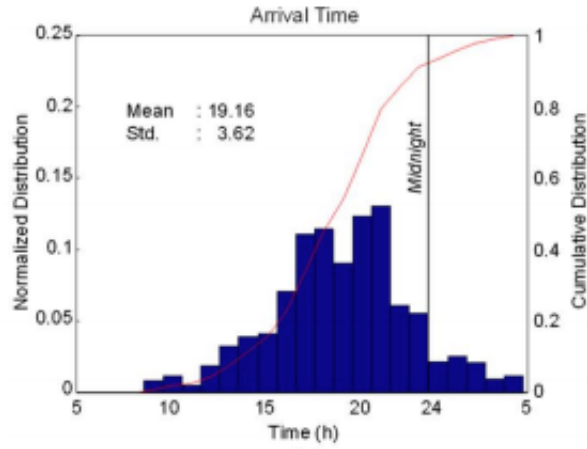


Figura 4.5: Distribución de probabilidad de tiempo de arribo de VE [83].

La distancia de los viajes se comporta como una función Chi cuadrado (χ^2), la cual se puede observar en la ecuación 4.3 y su gráfico en la figura 4.6.

$$P_{Dist}(x_{i,n}) = \frac{x_{i,n}^{(v-2)/2} \cdot e^{-x_{i,n}/2}}{2^{v/2} \cdot \Gamma(v/2)} \quad (4.3)$$

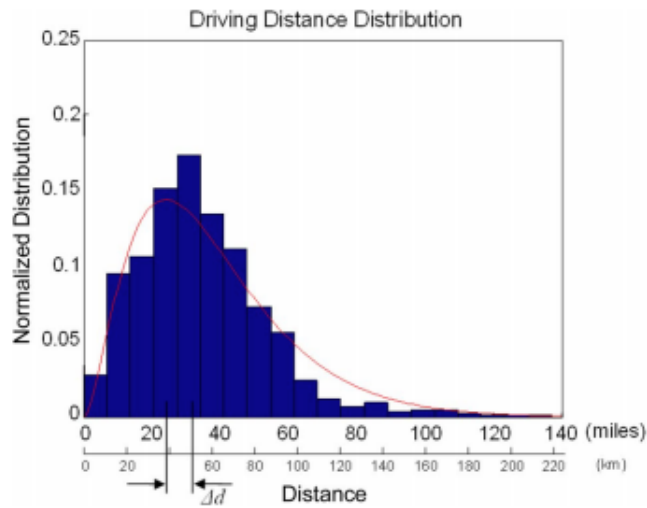


Figura 4.6: Distribución de probabilidad de distancia de viajes de VE [83].

Finalmente, se necesita conocer la correlación entre la hora de salida de los VE y la distancia de su viaje. Para esto se utilizan los resultados presentados en [84], los cuales se observan en la figura 4.7

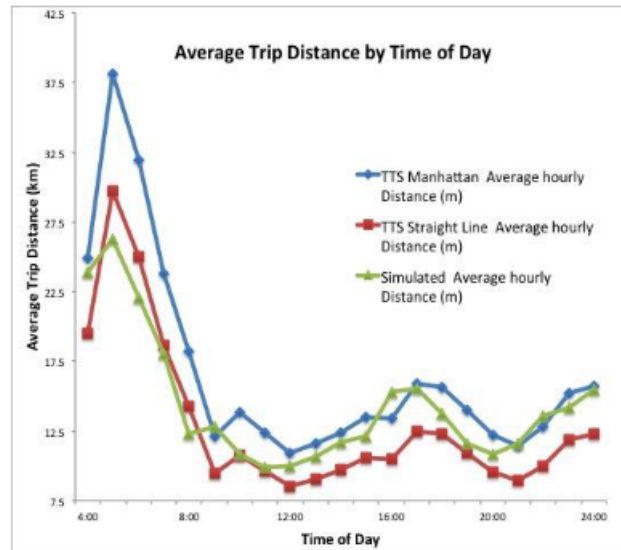


Figura 4.7: Correlación entre hora de salida y distancia de viaje [84]

Cabe mencionar que si bien se utilizan las funciones de probabilidad recién mencionadas para calcular el número de VE presentes en la MMR, energías mínimas de salida de VE, entre otros, no se considera un enfoque estocástico, sino que se ajustan los parámetros de tal manera que se comporten como la funciones expuestas.

4.2. Resultados y análisis MR individual

En este apartado se exponen los resultados de cómo se comporta el SGE desde la perspectiva de cada MR. Cabe mencionar que este análisis se realiza para la MR 2. Para exhibir los resultados se utilizan gráficos de barras apilados, los cuales exponen los ingresos y egresos de energía, y su composición, para todo el periodo de evaluación; además, se exponen gráficos circulares para identificar los porcentajes de energía generada y consumida por los distintos elementos de la MMR. Además, se realiza un análisis de los resultados obtenidos.

En primer lugar se exponen los resultados del caso base en la figura 4.8.

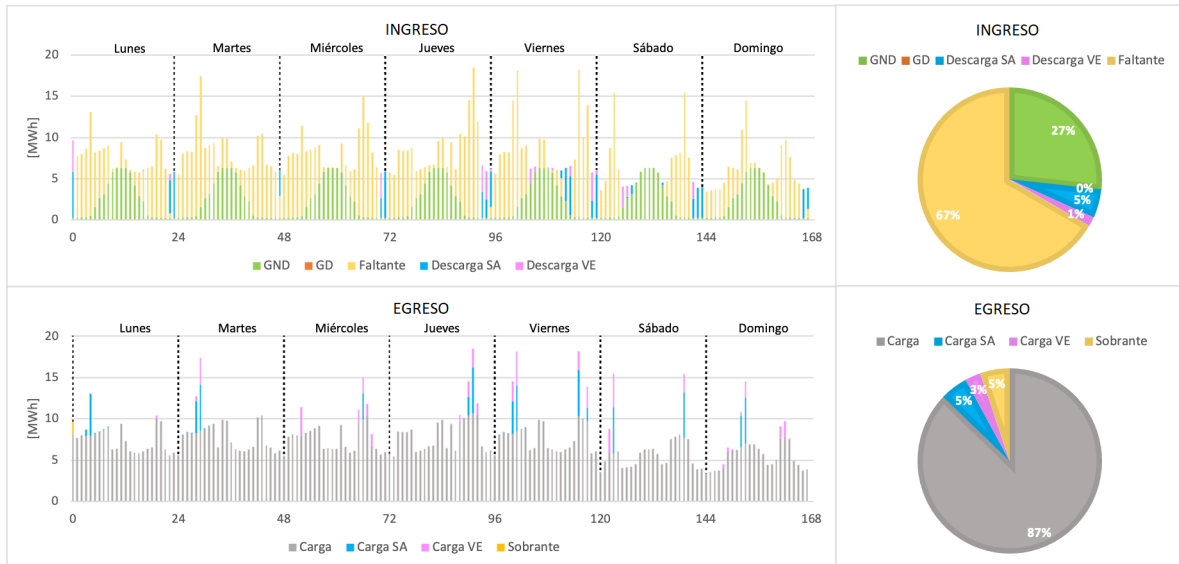


Figura 4.8: Ingresos y egresos de energía (caso base)

4.2.1. Sensibilidad GND

En las figuras 4.9 y 4.10 se exponen los ingresos y egresos de energía al duplicar y triplicar respectivamente la capacidad instalada de GND.



Figura 4.9: Ingresos y egresos de energía (GNDx2)

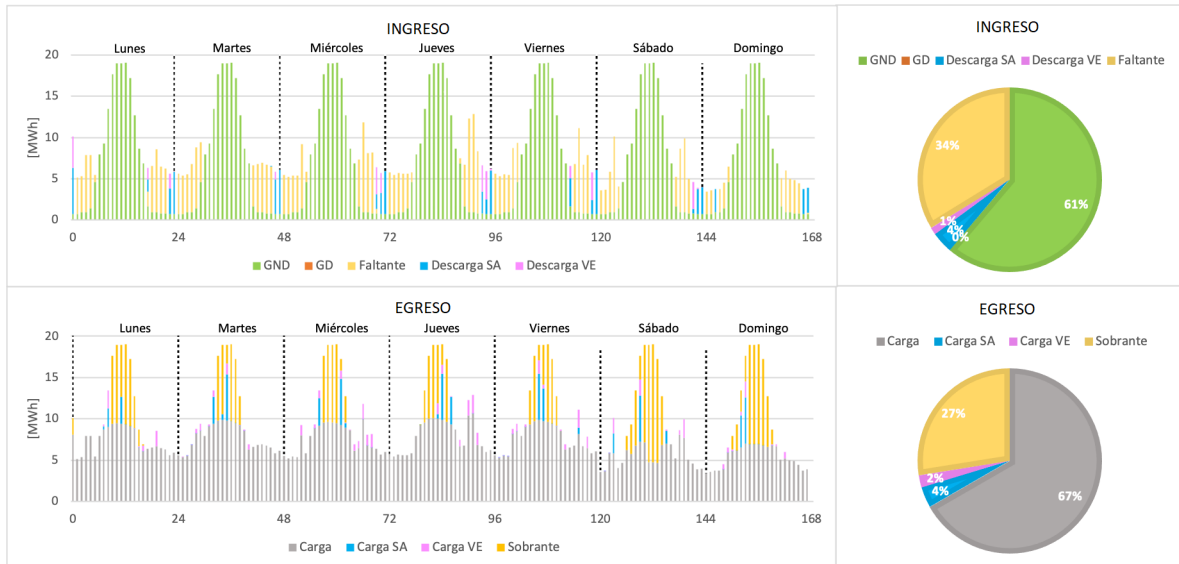


Figura 4.10: Ingresos y egresos de energía (GNDx3)

4.2.2. Sensibilidad de número máximo de ciclos

En las figuras 4.11 y 4.12 se pueden observar los ingresos y egresos de energía al considerar 2 y 3 ciclos máximos diarios respectivamente para SAE y VE.



Figura 4.11: Ingresos y egresos de energía (2 ciclos)

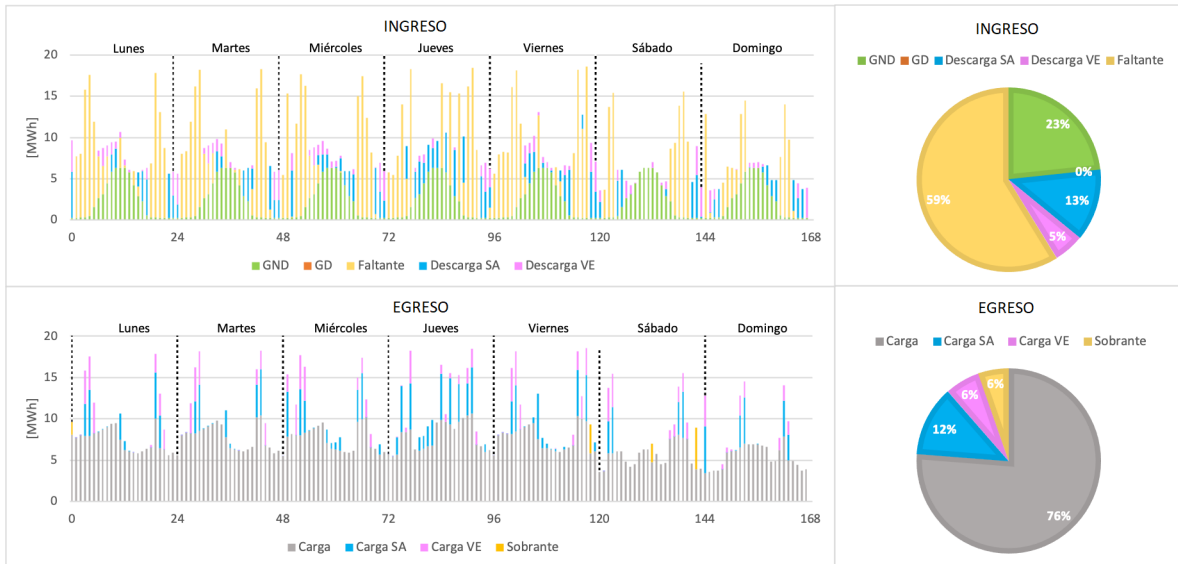


Figura 4.12: Ingresos y egresos de energía (3 ciclos)

En las figuras 4.13 y 4.14 se muestra la energía almacenada instantánea del SAE y VE respectivamente, para distintos números de ciclos máximos diarios.

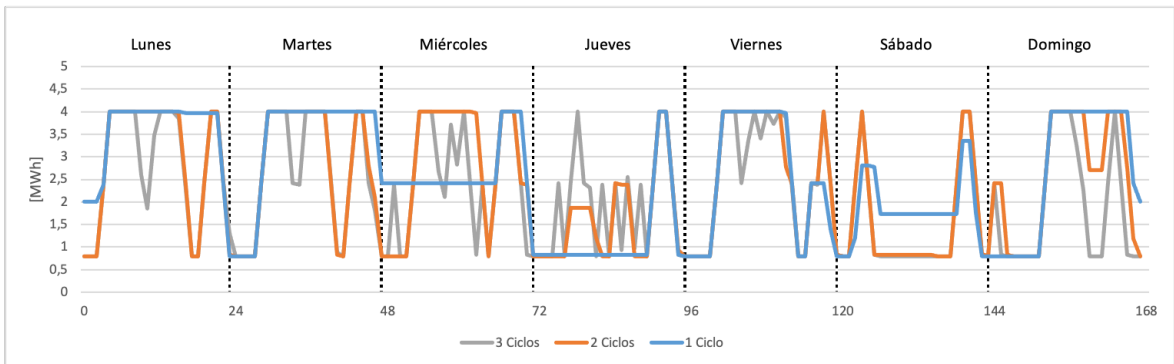


Figura 4.13: Energía almacenada en SAE para distintos números de ciclos máximos diarios

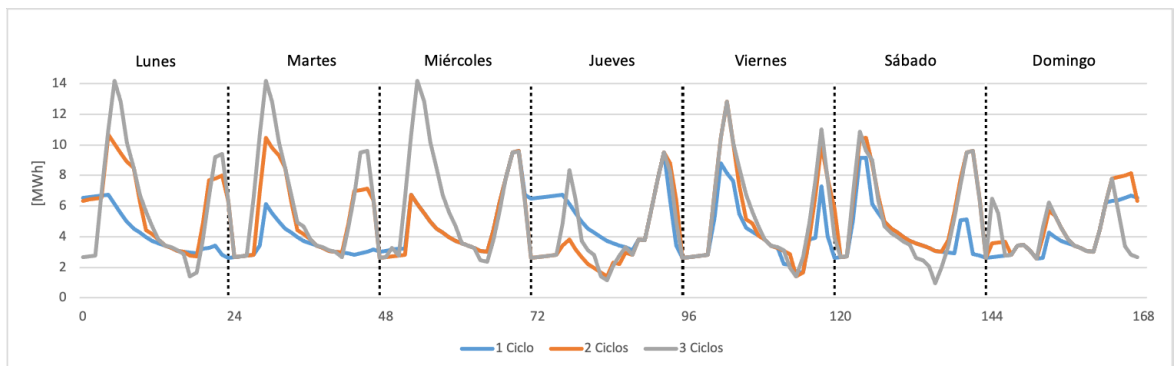


Figura 4.14: Energía almacenada en VE para distintos números de ciclos máximos diarios.

4.2.3. Sensibilidad tipo de carga

En la figura 4.15 se muestra la energía almacenada en VE para carga lenta y rápida.

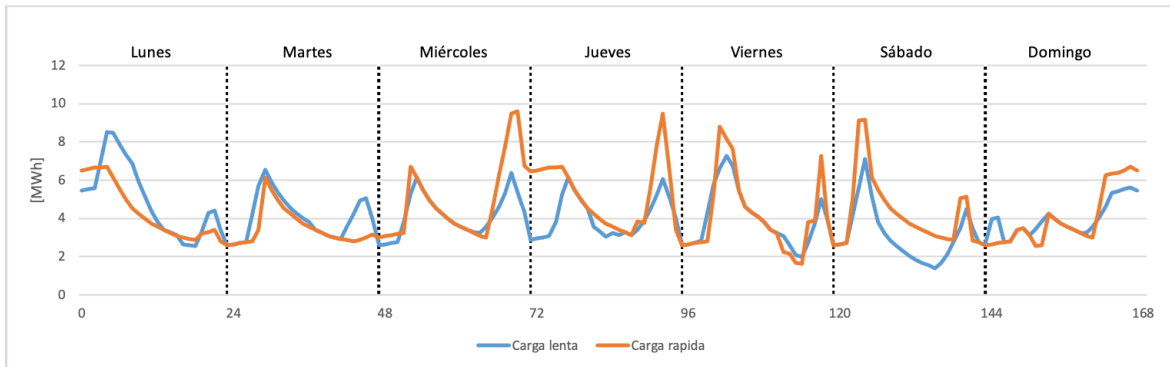


Figura 4.15: Energía almacenada en VE para carga lenta y rápida.

4.2.4. Sensibilidad % de DR

En la figura 4.16 se puede observar la carga eléctrica a la cual está sometida la MR para distintos % máximos de DR.

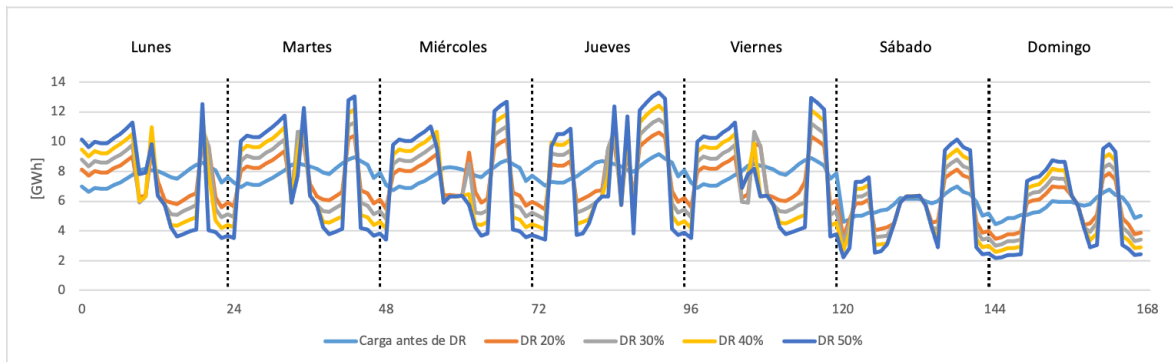


Figura 4.16: Carga para distintos % de DR

4.2.5. Sensibilidad % de VE

En las figuras 4.17 y 4.18 se exponen los ingresos y egresos de energía para adopciones del 10 y 50 % de los clientes respectivamente.

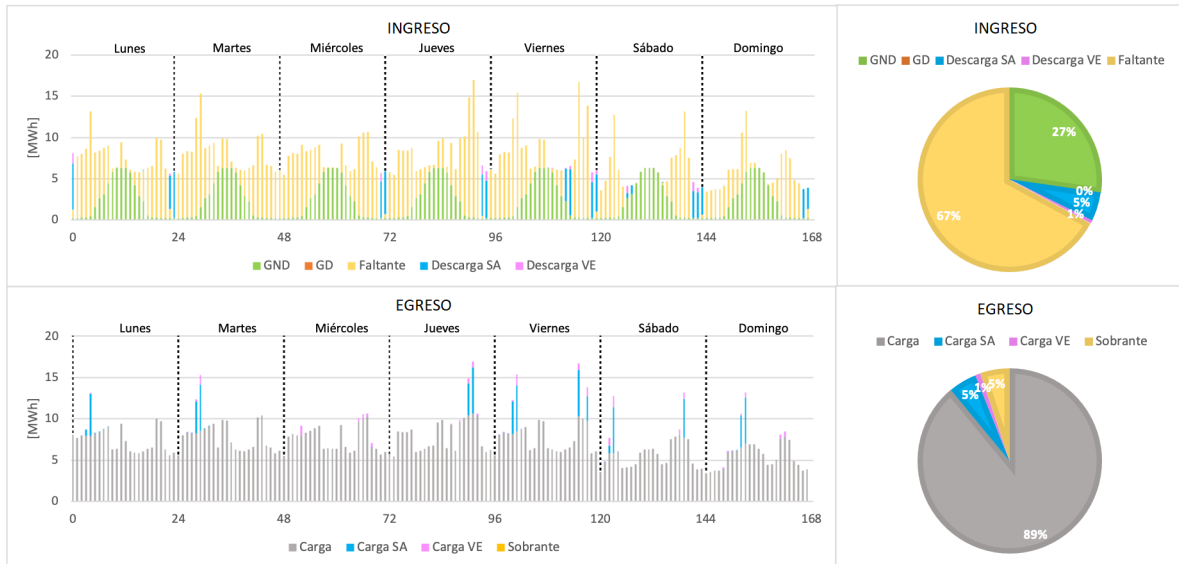


Figura 4.17: Ingresos y egresos de energía (VE 10%)



Figura 4.18: Ingresos y egresos de energía (VE 50%)

4.2.6. Sensibilidad Costo GD

En las figuras 4.19 y 4.20 se muestran los ingresos y egresos de energía al considerar costos lineales de GD de 0,05 y 0,03 [USD/KWh].

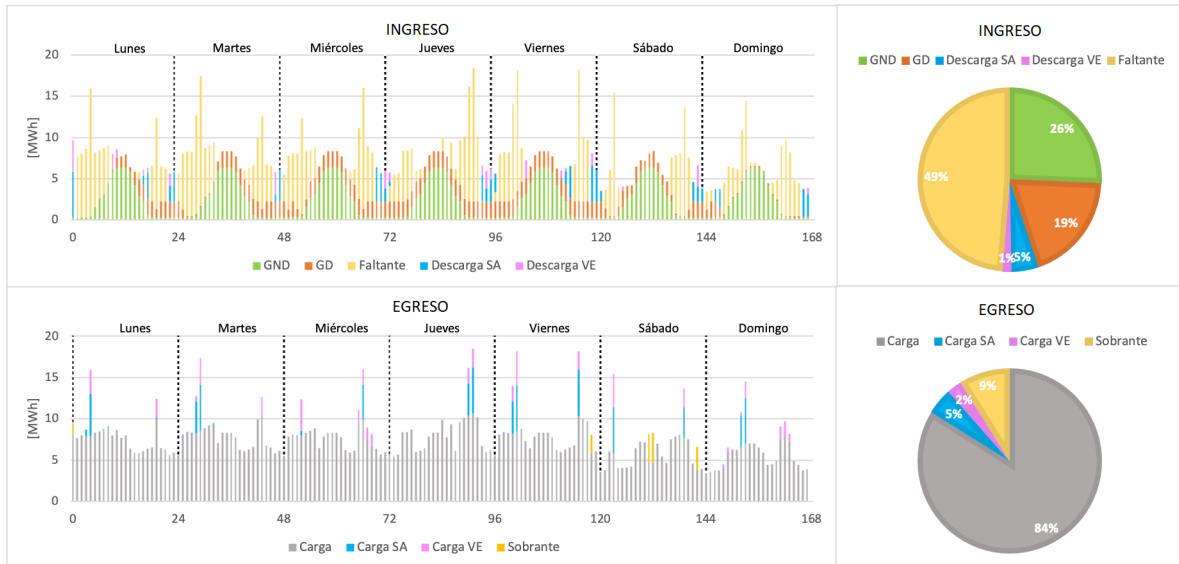


Figura 4.19: Ingresos y egresos de energía (Costo GD= 0,05 USD/KWh)

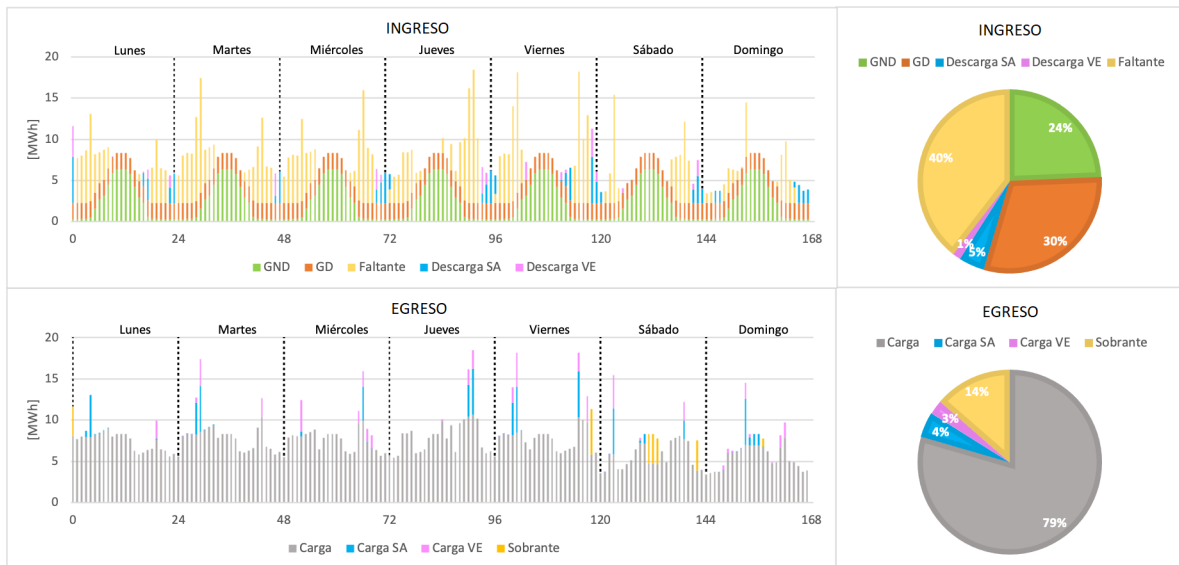


Figura 4.20: Ingresos y egresos de energía (Costo GD= 0,033 USD/KWh)

En la figura 4.21 se puede observar la energía producida por GD para distintos costos lineales.

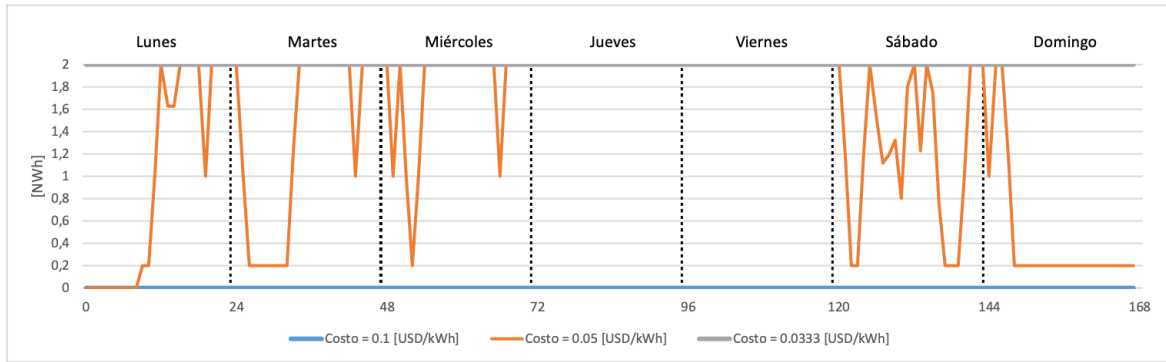


Figura 4.21: Energía producida por GD para distintos costos lineales

Finalmente, en la figura 4.22 se expone la energía producida por GD con y sin costo de partida.

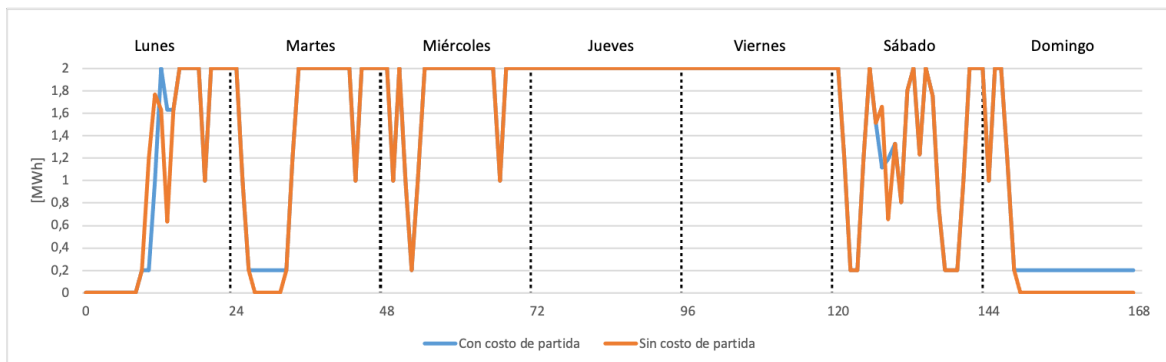


Figura 4.22: Energía producida por GD con y sin costo de partida

4.2.7. Análisis MR individual

El análisis de una MR individual tiene como objetivo el verificar el correcto funcionamiento del modelamiento de los distintos elementos que componen cada MR.

En la figura 4.8 se pueden ver los resultados del caso base en donde se logra apreciar un alto nivel de potencia faltante y bajos niveles de potencia sobrante. También, se puede observar que la energía cargada de VE es mayor que la descargada, lo cual se debe a que los VE se cargan para luego utilizar esa energía fuera de la MMR y luego volver para cargarse.

El caso base se contrasta con lo expuesto en las figuras 4.9 y 4.10, en donde la GND representa más del 50 % de ingresos de energía. Además, se logra ver un importante aumento en la potencia sobrante; al duplicar la GND la potencia sobrante se concentra durante las tardes del fin de semana, mientras que al triplicarla se inyecta potencia al sistema durante toda la semana.

En las figuras 4.11 y 4.12 se observa que, al aumentar el número de ciclos máximos diarios, tanto VE como SAE tienen una mayor participación en el intercambio de energía, triplicándose incluso en el caso del SA. Los VE se cargan principalmente en la noche y madrugada, con el fin de tener energía en la mañana que es cuando más VE salen de la MMR. De la figura 4.13

se observa como afecta el aumento del número de ciclos máximos a la energía almacenada en los SA, y se aprecia que los procesos de carga y descarga se realizan más frecuentemente. Ya que la ecuación que restringe el número de ciclos máximos (ecuación 3.32) no lo restringe diariamente, sino que semanalmente, se logra apreciar que los ciclos totales no se reparten equitativamente en la semana, sino que hay días como el jueves, en los que el ciclado es más frecuente. Esto se relaciona directamente con el precio de la energía, como se observa en la figura 4.23.

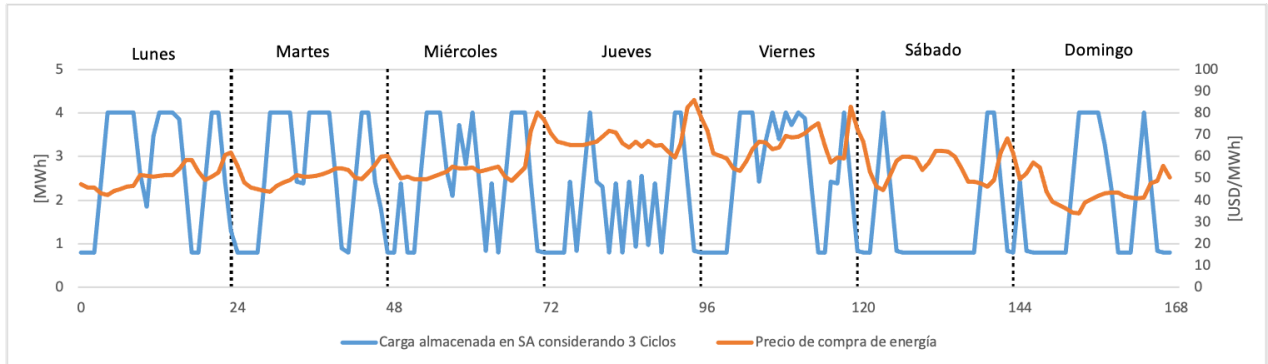


Figura 4.23: Comparación de energía almacenada en SAE considerando 3 ciclos diarios con el precio de compra de energía

Esto concluye que, al dar la flexibilidad semanal, el SGE escoge estratégicamente los momentos para ciclarse de tal manera de cargarse cuando bajan los precios y viceversa, también conocido como arbitraje de energía. Además, se concluye que aumentar el horizonte de análisis aumenta la flexibilidad operacional y con esto se obtienen resultados más óptimos. Mediante el ajuste de este parámetro es posible evaluar los efectos técnico-económicos que producen en el sistema, y compararlos con las pérdidas de vida útil asociadas a más ciclos de carga y descarga.

En la figura 4.14 se observa la energía almacenada en VE para distintos números máximos de ciclos diarios, en la cual se puede ver que al aumentar los ciclos máximos se obtienen peaks de energía almacenada mucho mayor, llegando a más de 14 [MWh] almacenados para el caso de 3 ciclos diarios, en contraste con el caso de 1 ciclo diario, el cual no alcanza más de 10 [MWh] almacenados. Llama la atención que no necesariamente aumentan los ciclos de carga y descarga, sino que aumenta la profundidad de estos ciclos, lo cual se debe a la naturaleza variable de la capacidad de almacenamiento de los VE.

El gráfico de la figura 4.15 muestra la energía almacenada en VE para carga lenta y rápida; se observa que al considerar carga rápida se logra una mayor movilidad de la energía almacenada. Esto ayuda enormemente a que VE puedan aportar a flexibilizar la operación del sistema, ya que al tener una energía máxima y mínima almacenable que cambia constantemente, es necesario tener la capacidad de inyectar y consumir energía rápidamente, antes que las condiciones cambien.

De la figura 4.16 se puede observar cómo afecta al patrón de carga el cambiar el valor del ratio máximo de DR, incluyendo la carga antes de aplicar el DR hasta asumir que el 50% de los clientes están dispuestos a modificar sus hábitos usuales de consumo energético. Al

aumentar este porcentaje se logra ver un cambio del patrón cada vez más acentuado, aunque solo en magnitud, ya que la forma permanece prácticamente igual. Gracias a la restricción de la ecuación 3.14, se observa que dentro de un mismo día la energía consumida se equilibra, es decir, que en un día hay momentos en los que se consume más que la carga original y otros en los que se consume menos, y entonces no ocurren fenómenos como que toda la carga se desplaza a cierto día en particular. Otro análisis importante es el comparar estos cambios de cargas con el precio de la energía, con el fin de observar si tiene una incidencia. En la figura 4.24 se exhibe esta comparación.

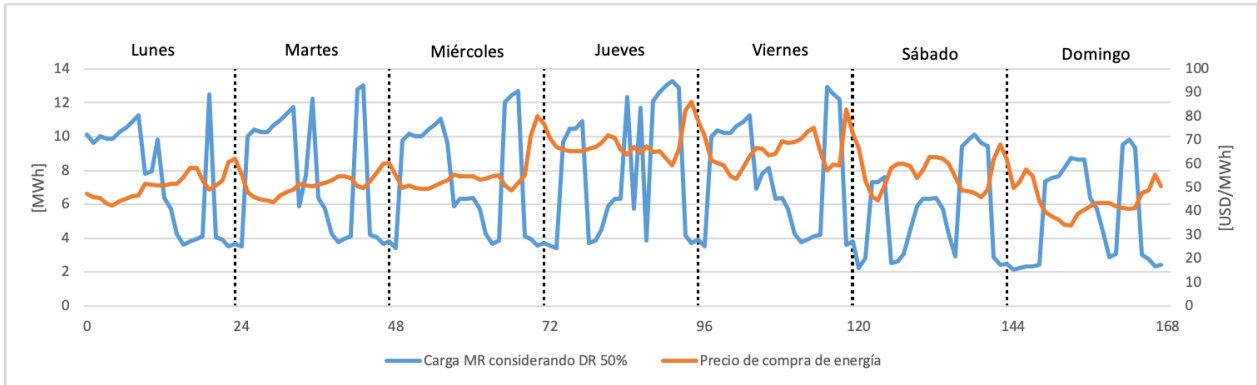


Figura 4.24: Comparación de carga después de aplicar DR con un ratio máximo de 50 % con el precio de compra de energía

Es posible observar que los aumentos y disminuciones con respecto a la carga original tienen directa relación con los precios de la energía, ya que al aumentar los precios la carga baja y viceversa. Con esto se verifica que las ecuaciones planteadas en la sección 3.2.1 cumplen su función de desplazar la carga desde periodos con precios más altos hacia periodos con precios menores.

En las figuras 4.17 y 4.18 es posible observar que al aumentar el parque vehicular la transacción energética entre VE y la MMR aumenta considerablemente, tanto su carga como descarga. Nuevamente la carga de VE se concentra en las noches y madrugadas.

Los gráficos de las figuras 4.19, 4.20 y 4.21 muestran claramente como afecta el costo lineal de GD a la energía producida, en donde se concluye que entre 0,033 y 0,1 [USD/MWh] se produce el punto de inflexión de estar apagada todo el tiempo a estar a plena carga. Esto nuevamente se debe a los precios de la energía, ya que, si el costo lineal es más alto que el precio de compra de energía a la red, el generador simplemente no se enciende, ya que se opta por esta segunda opción, y viceversa. en la figura 4.25 se muestra la comparación entre estos valores.

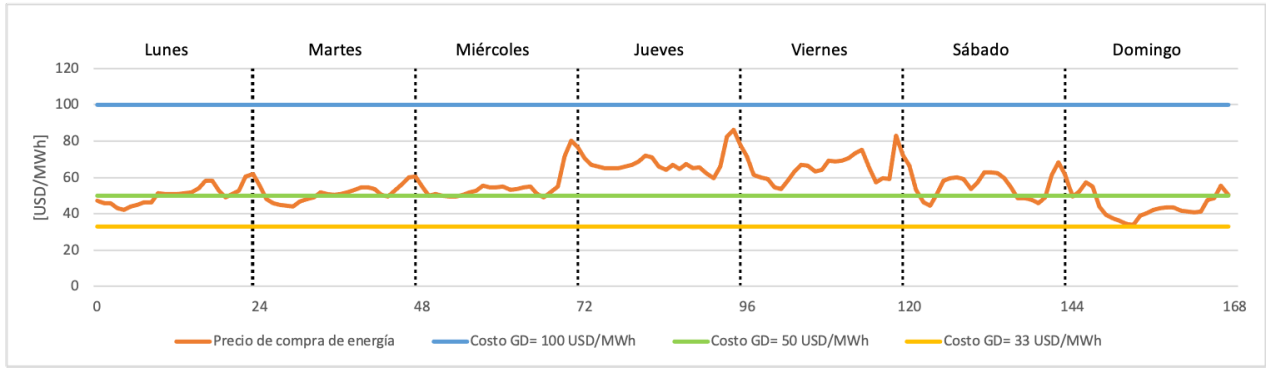


Figura 4.25: Comparación entre distintos costos lineales de GD con el precio de compra de energía

En la figura 4.22 se puede observar la energía producida por GD considerando y no considerando un costo de partida; en general las curvas son muy parecidas, a excepción de los martes y domingo, en los que para el caso sin costo de partida el GD se apaga completamente, sin embargo, al considerar este costo, con el fin de ahorrarlo, el GD sigue operando en mínimo técnico. Con esto se comprueba el correcto funcionamiento de la restricción de costo de partida (ecuación 3.16).

4.3. Resultados y análisis económico

En esta sección se exponen los resultados económicos asociados a la comparación entre la optimización de la MMR en conjunto y la optimización de cada MR individualmente.

4.3.1. Sensibilidad GND

En la figura 4.26 se observan los costos operacionales para distintos valores de adopción de GND.

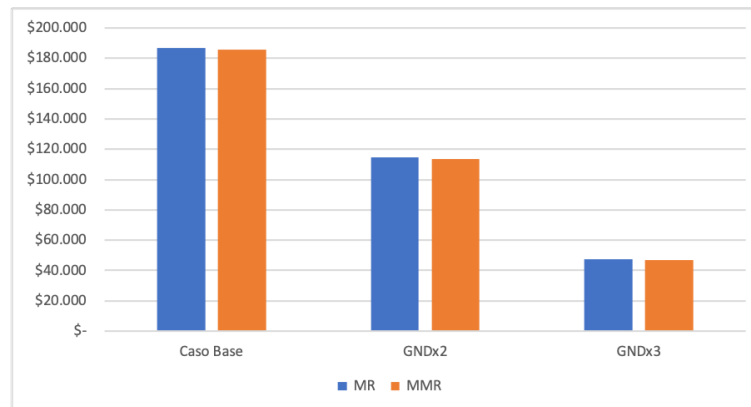


Figura 4.26: Costos totales de la MMR para distintos niveles de GND

4.3.2. Sensibilidad de número máximo de ciclos diarios

En la figura 4.27 se pueden ver los costo operacionales para distintos números máximos de ciclos diarios de VE y SA.

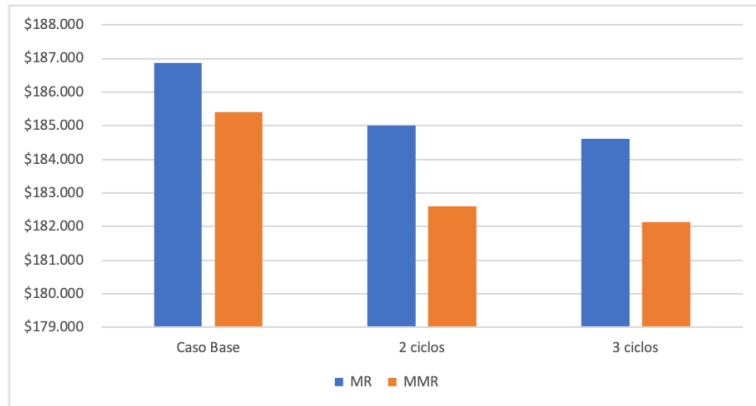


Figura 4.27: Costos totales de la MMR para distintos número máximos de ciclos diarios de SAE y VE

4.3.3. Sensibilidad de tipo de carga VE

En la figura 4.28 se observan los costos asociados a la operación del sistema utilizando carga lenta y rápida de VE.

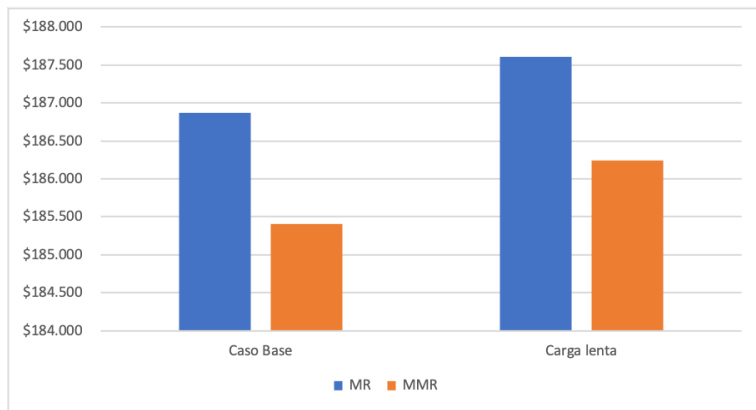


Figura 4.28: Costos totales de la MMR para carga lenta y rápida de VE

4.3.4. Sensibilidad % de DR

En la figura 4.29 se pueden ver los costos totales para distintos niveles de adopción de DR.

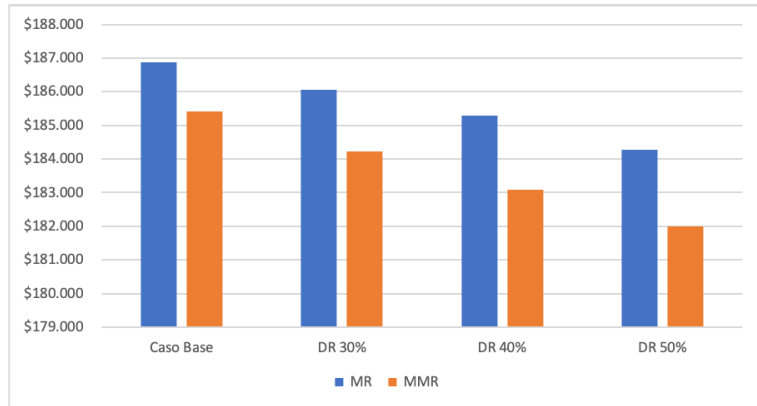


Figura 4.29: Costos totales de la MMR para distintos niveles de DR

4.3.5. Sensibilidad % de VE

En la figura 4.30 se exponen los resultados de los costos operacionales para distintos porcentajes de adopción de VE.

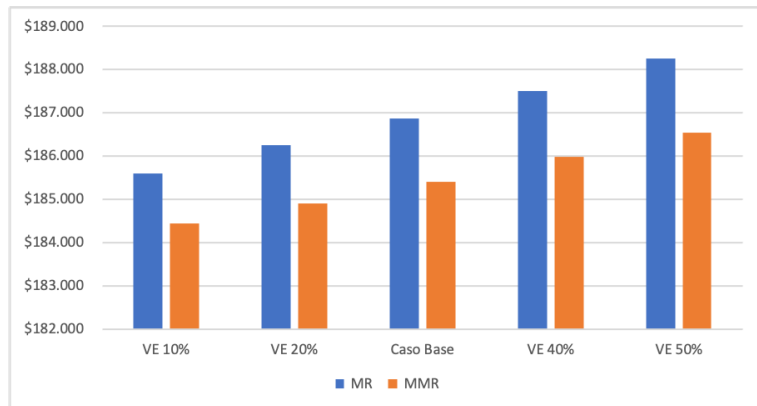


Figura 4.30: Costos totales de la MMR para distintos % de VE

4.3.6. Sensibilidad costo lineal GD

En la figura 4.31 se puede observar los costos operacionales al considerar distintos cotos lineales de GD.

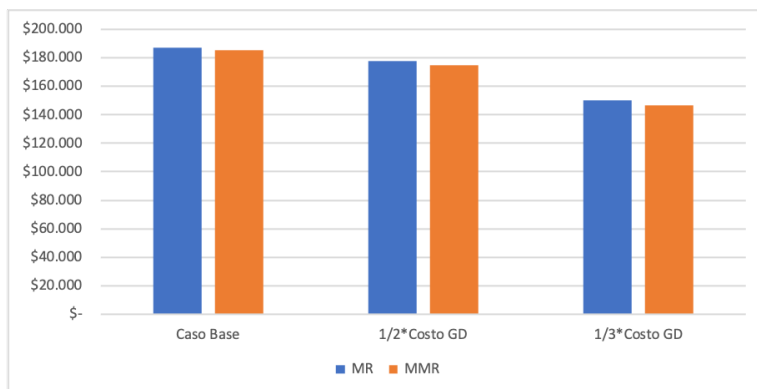


Figura 4.31: Costos totales de la MMR para distintos costos lineales de GD

4.3.7. Sensibilidad tipo de carga

En la figura 4.32 se muestran los resultados de los costos operacionales considerando una carga mixta y otra residencial.

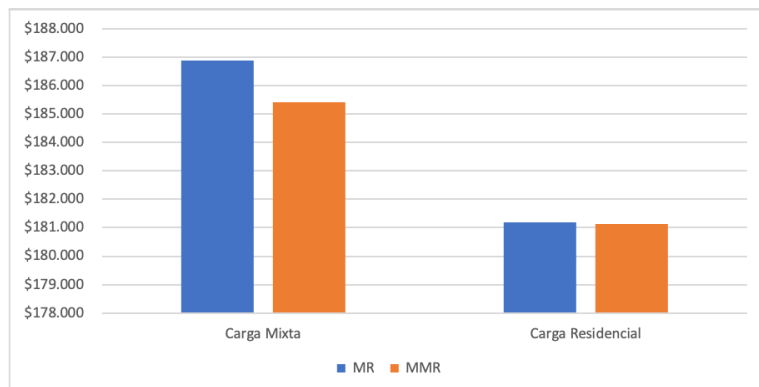


Figura 4.32: Costos totales de la MMR para distintos tipos de carga

4.3.8. Sensibilidad estación del año

Finalmente, en la figura 4.33 se exponen los costos operacionales para el invierno y el verano.

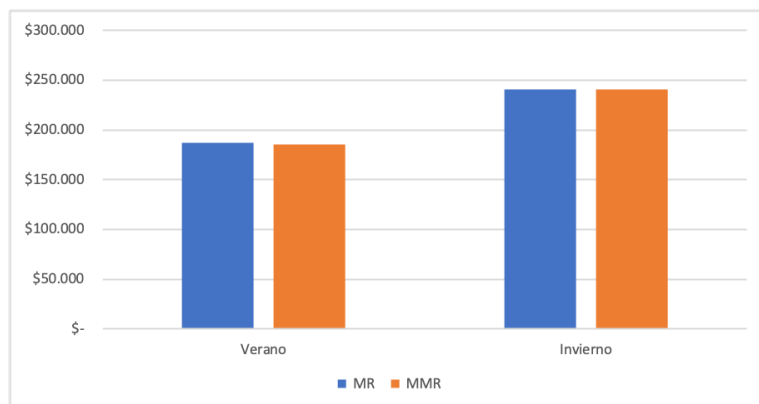


Figura 4.33: Costos totales de la MMR para distintas estaciones del año

4.3.9. Análisis económico

Una de las partes más importantes de un SGE es el costo operacional que resulta luego de realizar la optimización, ya que de esto (y otros factores) depende si es que la optimización es considerada exitosa. En las tablas B.1, B.2 y B.3 se muestran las diferencias de costos operacionales, potencia vendida y comprada respectivamente entre ambos escenarios.

En la figura 4.26 se observa el decrecimiento de los costos totales al aumentar la capacidad instalada de GND, lo cual es lo que se esperaría. Esta disminución llega al 75 % al triplicar la capacidad de GND, lo cual habla de diferencias importantes y una opción efectiva para bajar los costos.

El aumento del número de ciclos máximos diarios permitidos de SAE y VE se traduce en

menores costos, lo cual se puede observar en la figura 4.27. Esto se debe a que aumenta la flexibilidad operacional al poder cargar y descargar más energía de los almacenamientos, y con esto trasladar excedentes de energía a otros periodos de escasez, así como también hacer arbitraje de energía.

En la figura 4.28 se logra apreciar que al disminuir la carga y descarga máxima de los VE se produce un aumento en los costos operacionales, esto debido a que se le resta flexibilidad al sistema al no poder inyectar o consumir energía a una tasa mayor.

Como se mencionó en la sección anterior, al aumentar el porcentaje de DR se produce un traslado de bloques más grandes de energía hacia periodos con periodos con precios de la energía más bajo, y esto se traduce en menores costos operacionales, lo cual se ve reflejado en la figura 4.29.

Un resultado que no es tan directamente deducible es el expuesto en la figura 4.30, ya que se podría pensar que el aumento del número de VE presentes en la MMR sería equivalente a aumentar la capacidad del sistema de almacenamiento en conjunto, y esto se traduciría en mayor flexibilidad y menores costos, sin embargo, al tener más VE en la MMR también se tiene una carga mayor, ya que los VE deben ser cargados para que los usuarios puedan utilizarlos, por lo que, sí es cierto que aumenta la flexibilidad del sistema, este aumento no es suficiente comparado con el costo asociado a cargar los VE, por lo cual el neto es un aumento de costos totales.

De acuerdo a lo que se observa en la figura 4.31, y como era razonable pensar, al disminuir los costos lineales de GD se produce una disminución en los costos totales del sistema, ya que se reemplaza la energía comprada a la red por energía producida por GD de menor costo.

En la figura 4.32 se observa la comparación entre una carga mixta y otra puramente residencial. Se observa una disminución al ser solo residencial lo que podría deberse a que la industria nocturna consume energía durante periodos de precios más altos. Sin embargo, se puede ver una diferencia entre MR y MMR mucho mayor para el caso de la carga mixta; esto se debe a que existe una menor coincidencia de carga, y con esto aumenta a posibilidad de compartir energía entre MR. Con esto se comprueba que el SGE propuesto presenta un mejor rendimiento con cargas mixtas que tengan menor coincidencia en los perfiles de carga.

Finalmente, el gráfico de la figura 4.33 muestra la diferencia de los costos para las estaciones de inviernos y verano. Son múltiples los factores que influyen en el costo final, entre ellos la carga de la MMR, precios de la energía y la disponibilidad de viento y radiación solar. Es esta última la que en este caso es principalmente crítica, ya que como se puede observar en la tabla A.1, la diferencia es considerable, lo que trae como consecuencia los costos obtenidos.

Cabe subrayar que para todas las sensibilidades, tanto la potencia comprada como vendida es mayor para el caso del análisis individual de MR; esto habla de que al realizar un análisis coordinado de la MMR, las transacciones de energía entre la MMR y la red principal son menores, ya que se tiene la posibilidad de compartir la energía sobrante y a la vez recibir energía faltante.

A pesar de abordar la incertidumbre de ciertos parámetros como la generación, cantidad de VE, costo de GD, entre otros, a través del análisis de sensibilidades, es importante reconocer que al efectivamente considerar la incertidumbre en la optimización, los resultados podrían mostrar variaciones. La no consideración de la incertidumbre puede conducir a soluciones sub-óptimas, aumentando la probabilidad de desviarse de las predicciones establecidas. No obstante, esto podría implicar la necesidad de reservas adicionales para escenarios de alta demanda o baja generación, lo que podría traducirse en costos más altos. Se observa que dentro de las variables más susceptibles al cambio se encuentra la GND, bajo la cual al triplicar la potencia instalada disminuye el ahorro en un 48,7%. Al contrario, al disminuir el costo de GD se observa un aumento en el ahorro de un 115%.

Realizando un análisis global de los resultados expuestos en la sección 4.3, se obtiene que para el 100% de las sensibilidades analizadas, se logra que el análisis en conjunto de la MMR presenta costos operacionales menores con respecto a la optimización individual de cada MR. La diferencia entre ambas optimizaciones para las distintas sensibilidades se expone en la tabla B.1. En promedio se obtiene una diferencia entre ambos casos de \$1.649, lo que representa un 1,12%.

Las diferencias entre los resultados de las optimizaciones globales y locales se origina debido a que en la optimización global al considerar desde el inicio el intercambio de energía entre MR, se logra incrementar la flexibilidad del sistema. Esto permite optimizar las consignas para generadores, SAE y VE de todas las MR. Sobre todo los últimos dos elementos los cuales permiten trasladar la generación entre periodos de tiempo, y así compartir almacenamiento entre MR. Por otro lado, se encuentra la optimización local, que restringe el intercambio entre MR exclusivamente durante la etapa del flujo de potencia. Esta limitación impide aprovechar la oportunidad de compartir generación, demanda y almacenamiento en el despacho económico, dejando esta posibilidad exclusivamente para la etapa de flujo de potencia, la cual no corresponde a una optimización económica.

4.4. Resultados y análisis técnico

En esta sección se exponen los resultados técnicos asociados a la comparación entre la optimización de la MMR en conjunto y la optimización de cada MR individualmente. A la vez, se realiza un análisis detallado de lo obtenido. Cabe mencionar que todos los valores expuestos corresponden al promedio de todas las barras o líneas según corresponda.

4.4.1. Sensibilidad GND

En las figuras 4.34 y 4.35 se observa el efecto en los voltajes máximos y mínimos, además de la ocupación y pérdidas en las líneas, el aumento de la potencia instalada de GND.

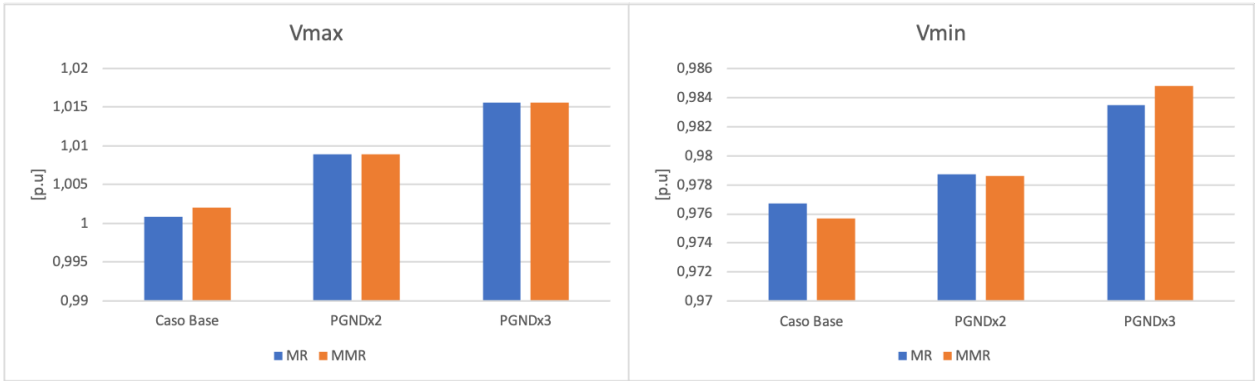


Figura 4.34: Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos niveles de GND

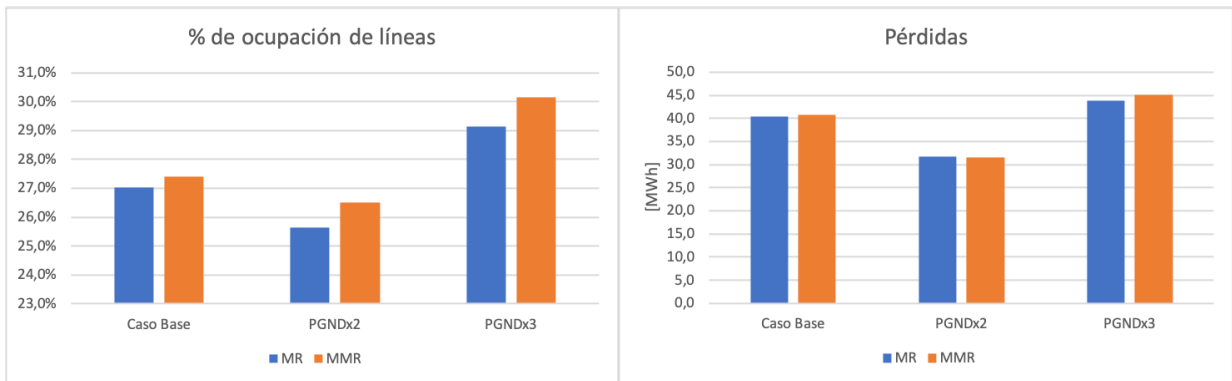


Figura 4.35: Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos niveles de GND

4.4.2. Sensibilidad de número máximo de ciclos diarios

En los gráficos de las figuras 4.36 y 4.37 se exponen los resultados de los voltajes de la barras y la ocupación y pérdidas en las líneas, al aumentar el número máximo de ciclos diarios de SAE y VE.

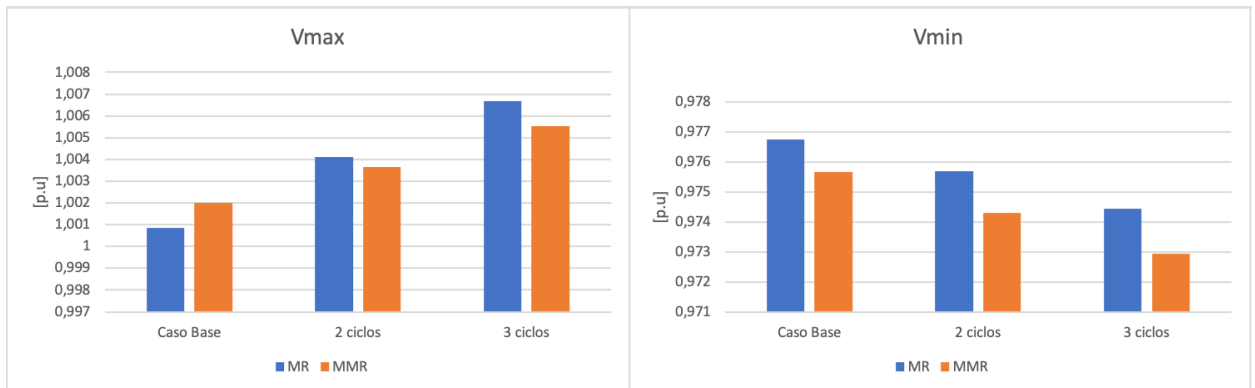


Figura 4.36: Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos número máximos de ciclos diarios de SAE y VE

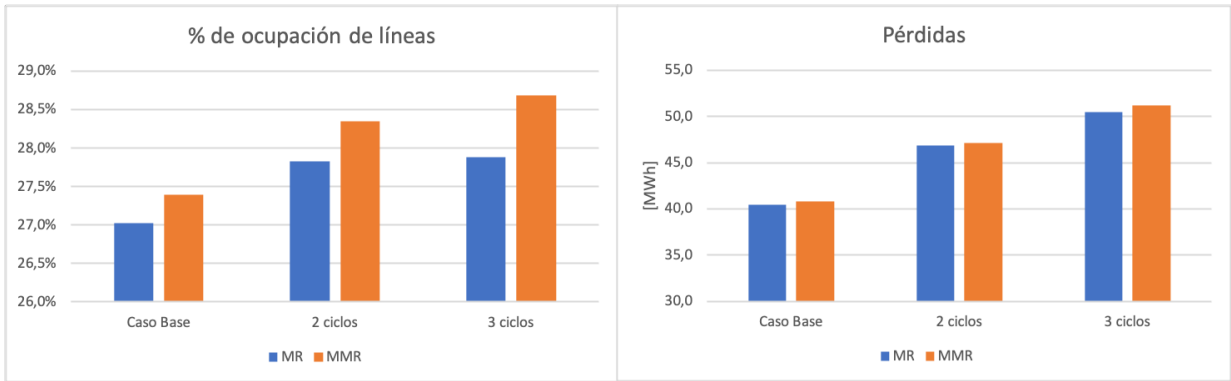


Figura 4.37: Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos número máximos de ciclos diarios de SAE y VE

4.4.3. Sensibilidad % de DR

En las figuras 4.38 y 4.39 se muestran los resultados obtenidos de voltajes de los nodos de la MMR y la ocupación y pérdidas en las líneas al aumentar el porcentaje de clientes dispuestos a participar de un programa de demanda.

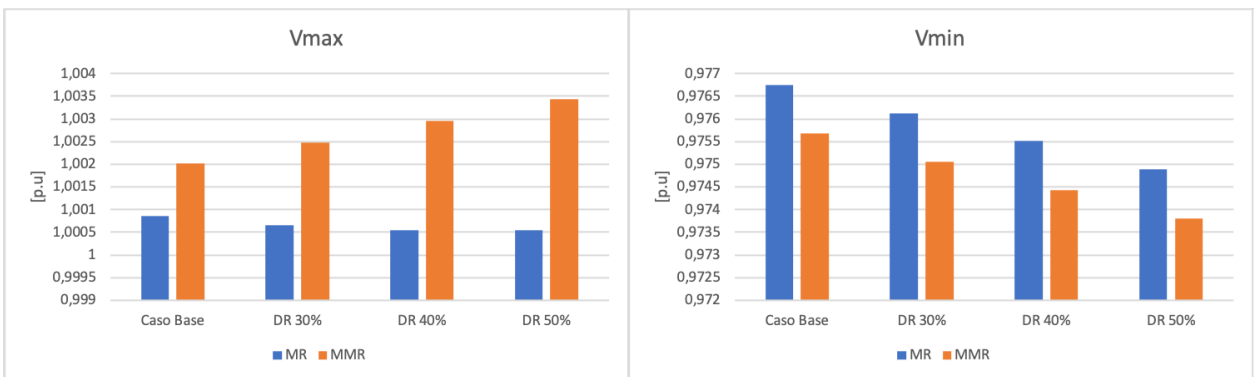


Figura 4.38: Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos niveles de DR

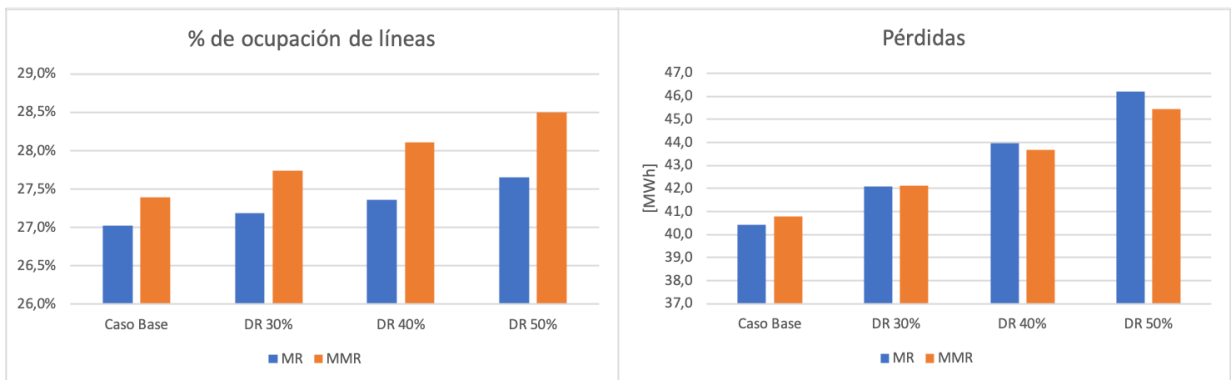


Figura 4.39: Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos niveles de DR

4.4.4. Sensibilidad % de VE

En la figuras 4.40 y 4.41 se observan como se ven afectados los voltajes máximos y mínimos, además de la ocupación y pérdidas de las líneas al aumentar el % de clientes que cuentan con un VE.

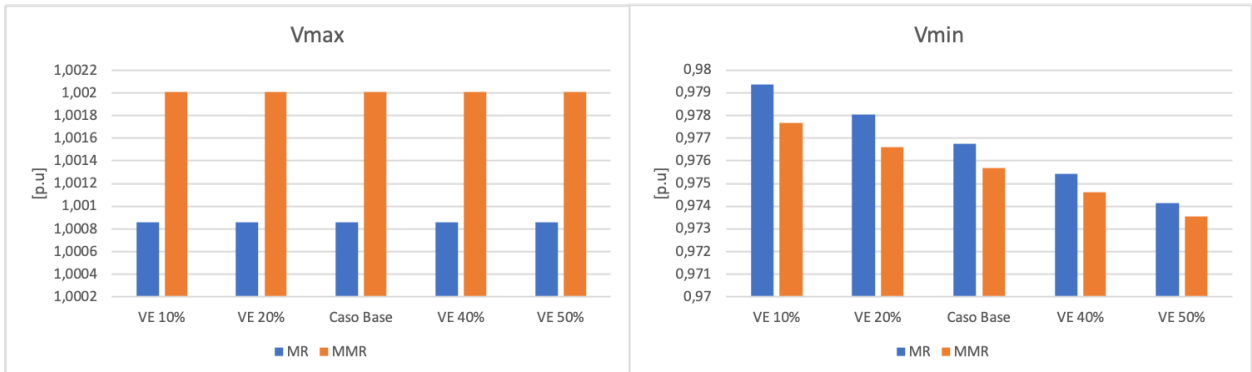


Figura 4.40: Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos % de VE

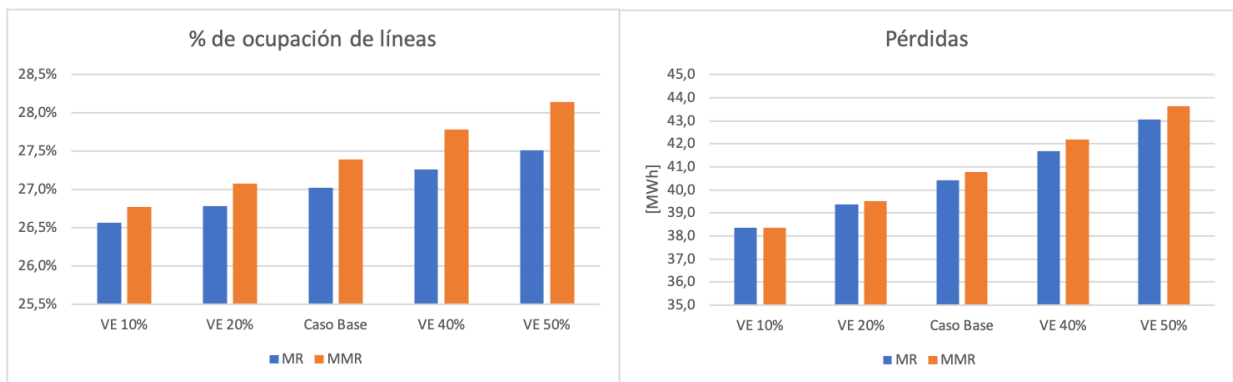


Figura 4.41: Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos % de VE

4.4.5. Sensibilidad costo lineal GD

Finalmente, en las figuras 4.42 y 4.43 se muestran los resultados obtenidos de los voltajes de las barras y la ocupación y pérdidas de las líneas.

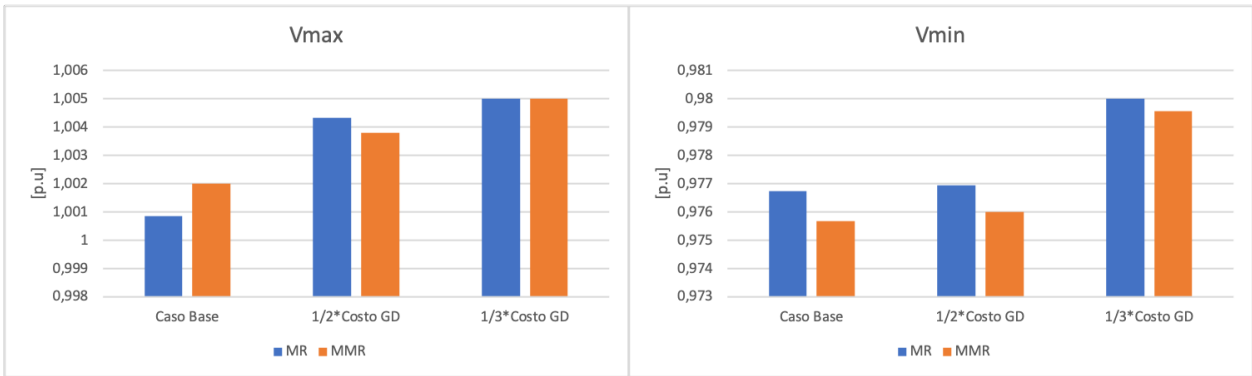


Figura 4.42: Voltajes máximos y mínimos de la MMR para distintos costos lineales de GD

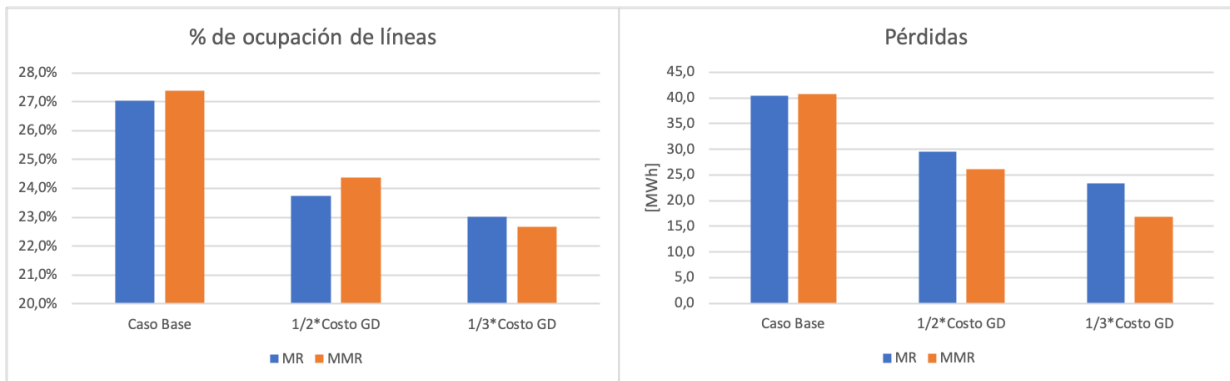


Figura 4.43: Pérdidas y % de ocupación de líneas para distintos costos lineales de GD

4.4.6. Análisis técnico

Este apartado tiene como objetivo comparar distintos indicadores técnicos del sistema entre la operación coordinada de MMR e individual de MR. Estos indicadores son los voltajes máximos y mínimos de las barras, el porcentaje promedio de ocupación y pérdidas de las líneas.

De la figura 4.34 se puede concluir que al aumentar la GND aumentan tanto los voltajes máximos como mínimos, por lo que el rango se permanece casi constante. Esto se debe a que existe un mayor flujo de activos por las líneas, y como se mencionó en la sección 2.1.3 al tener resistencias y reactancias de orden parecido, se pierde la independencia entre activos y voltaje, y se produce lo que se observa. La diferencia en voltajes entre MR y MMR es mínima, llegando a ser nula al duplicar y triplica la GND.

Algo interesante ocurre en el gráfico de la figura 4.35, ya que al duplicar la capacidad de GND se produce una disminución de las pérdidas y del porcentaje de ocupación, sin embargo, al triplicar la capacidad ocurre lo contrario. Esto se debe a que al duplicar la capacidad se genera una disminución en la compra de energía, lo que se traduce en menos uso de la red, pero al triplicar la capacidad se genera un aumento en la energía vendida y con esto un aumento en las pérdidas.

En la figura 4.36 se observa que a diferencia de la sensibilidad anterior, se produce un aumento en el rango del voltaje al aumentar el número de ciclos máximos. Esto se debe a que al tener más ciclos disponibles hay más carga y descarga de SAE y VE, por lo tanto, más consumo y más generación, lo que se traduce en mayores voltajes máximos y menores voltajes mínimos. Se observa que al aumentar los ciclos el análisis de la MMR presenta menor niveles de voltajes máximos, sin embargo, se producen menores voltajes mínimos, lo que habla de que bajo el análisis coordinado se producen más cargas y en el análisis descoordinado se producen más descargas.

Como se mencionó anteriormente, al aumentar el número máximo de ciclos diarios, se produce mayor cargas y descargas de SAE y VE, y es por esto que aumenta el porcentaje de ocupación y pérdidas de las líneas, tal como se muestra en la figura 4.37. La diferencia entre el porcentaje de ocupación de las líneas entre MR y MMR crecen al aumentar los ciclos.

Llama la atención lo que ocurre en la figura 4.38 ya que el voltaje máximo de la MMR presenta un comportamiento ascendente, mientras que el de la MR es descendente. Respecto al voltaje mínimo, para ambos análisis desciende este valor, lo cual se debe a que, si bien el consumo de energía es el mismo, se reparte de tal manera que la carga máxima aumenta (figura 4.16), y entonces se genera una caída de voltaje mayor.

En la figura 4.39 se observa un aumento en la ocupación y pérdidas de las líneas, debido a que se produce mayor compra y venta de energía (tablas B.2 y B.3), y por tanto más transacciones de energía. Para los casos de 40 y 50 % se produce una inversión de la diferencia de pérdidas entre MR y MMR, es decir que al aumentar los clientes bajo un programa de DR el SGEMMR propuesto presenta una mejor eficiencia en términos de pérdidas en las líneas. Llama la atención que en los último 2 casos el porcentaje de ocupación es mayor para la MMR, pero la MR presenta mayores pérdidas. Esto se debe a que es el promedio de ocupación de todas las líneas, y además, para el caso de MMR existe una mayor ocupación de las líneas con menor resistencia (y por tanto menos pérdidas), que corresponden a las líneas entre MR, y para el caso de MR hay más uso de las líneas que conectan a la red principal, por lo tanto al tomar el promedio general se produce lo observado.

Se observa en la figura 4.40 que el aumento del número de VE no afecta en nada los voltajes máximos, mientras que se ve una tendencia decreciente de los voltajes mínimos. Esto se debe a que la venta de energía permanece constante, mientras que la compra aumenta, y esto último ya que se necesita más energía para cargar los VE.

En la figura 4.41 es posible observar el aumento de ocupación y pérdidas de líneas al aumentar el número de VE y esto, al igual que el análisis anterior, se debe a la mayor exigencia de energía para cargar los VE.

En el gráfico de la figura 4.42 se observa que tanto voltajes máximos como mínimos aumentan al aumentar el costo lineal de GD, lo cual se debe, al igual que en la primera sensibilidad, a que la energía comprada es menor y la vendida mayor, lo que trae consigo un aumento en los niveles de tensión.

En la figura 4.43 se puede ver que disminuyen las pérdidas al disminuir el costo lineal de

GD. Esto se debe a que, al estar encendidas las máquinas, se disminuye considerablemente la compra de energía a la red y con esto las pérdidas asociadas. También se puede observar que la optimización de MMR es mucho más eficiente en términos de pérdidas al disminuir el costo lineal de GD, siendo esta la sensibilidad en la que más se disminuyen las pérdidas (28 %). La razón de esto es que, al tener la opción de intercambiar energía con otras MR, se prefiere esto antes que comprar a la red, y esto sumado a que la resistencia de líneas entre MR es menor a la resistencia de líneas entre MR y red principal se traduce en menores pérdidas.

Como comentario general, se observa que ninguna de la desviaciones de voltajes obtenidas supera el 2,71 %, lo cual se considera dentro de los rangos aceptados de acuerdo a la regulación de Chile [85]. Con esto se puede concluir que bajo las sensibilidades estudiadas los niveles de voltaje no son un problema, sin embargo, al extremar algunos parámetros es posible que si se convierta en un problema; se observa que particularmente al aumentar el número de ciclos de VE y SAE, y al aumentar la potencia instalada de GND se generan diferencias de voltaje mayores, por lo que es un tema que considerar. Solo en el 23 % de las sensibilidades estudiadas el análisis coordinado de MMR presenta un mejor desempeño que el análisis individual, aunque el máximo de la diferencia es apenas un 0,29 %. Respecto a las pérdidas de las líneas, se observa un mejor rendimiento del análisis coordinado para el 44 % de las sensibilidades estudiadas, sin embargo, solo en el 7 % hay una menor ocupación de las líneas; esto se debe a que para el caso de la MMR se utilizan mucho más las líneas entre MR, esto con el fin de minimizar la energía comprada, por lo que en promedio si hay una mayor utilización de las líneas.

Capítulo 5

Conclusiones

En esta tesis se llevó a cabo una investigación sobre un sistema de gestión de energía de MMR conectadas a la red, incluyendo un modelamiento detallado del comportamiento de VE. Se realizó una comparación entre la optimización coordinada entre MMR y la optimización individual de cada MR. Se analizaron distintas sensibilidades, incluyendo la capacidad instalada de GND, número de ciclos máximos diarios de carga y descarga de VE y SAE, número de VE, costo lineal de GD, entre otros. El caso de estudio analizado corresponde a una MMR conectada a la red, compuesta de 4 MR, las cuales presentan diferentes topologías y recursos energéticos.

Como parte de la revisión del estado del arte, es posible concluir que los SGEMMR es un campo aún poco estudiado. Si bien existen investigaciones realizadas, estas no reúnen los elementos necesarios para modelar de la manera más realista la operación de la MMR. Es en esta dirección en la que intenta avanzar esta tesis, modelando lo más fiel posible los componentes de la MMR.

Gracias a la utilización del SGEMMR propuesto, se logran disminuir los costos con respecto al análisis individual de MR en todas las sensibilidades analizadas, lo cual se debe a que al considerar MMR se le agrega un nivel de control mayor y con esto más flexibilidad al sistema.

Respecto al análisis técnico, cada una de las sensibilidades estudiadas presentan comportamientos distintos, sin embargo, en general se observan mejores indicadores para el caso descoordinado. Esto se debe principalmente a que la optimización global no presenta un objetivo técnico, por lo cual se opta por disminuir los costos, a expensas de disminuir el rendimiento técnico; cabe destacar que esta disminución es ínfima (en promedio 0,09 % para niveles de voltaje y 0,53 % del porcentaje de ocupación de líneas).

Una conclusión importante que se obtiene a partir de los resultados expuestos es que al ser un sistema conectado a la red, el comportamiento de la MMR se ve muy afectado por los precios de compra de energía, por tanto es importante analizar este parámetro. También se concluye que al aumentar el número de ciclos de VE y SAE se produce una mejora en términos económicos, sin embargo, afecta su vida útil, por lo que es necesario evaluar los pro y contra de esta opción. Otro punto a destacar es que la agregación de MMR puede significar que esta pase a ser un actor importante en el mercado eléctrico, pudiendo tener

un alto impacto en el sistema en general. También, se concluye que el impacto de una alta penetración de VE dependerá de su gestión, ya que de no coordinarse esto podría tener efectos técnico-económicos negativos, mientras que si se coordinan se podría producir lo contrario.

En síntesis, se comprueba parcialmente la hipótesis planteada en el inicio de esta tesis, en el sentido de que se logra verificar que disminuyen los costos en hasta un 3,5 % al realizar una operación coordinada de MMR, sin embargo, en ciertas ocasiones, algunos indicadores técnicos como la ocupación de las líneas o el voltaje de las barras presentan mejores valores para el caso descoordinado.

5.1. Trabajo futuro

Basándose en la tesis presentada, es posible definir algunos lineamientos con el fin de conducir el trabajo futuro:

- Un aspecto importante no considerado en esta tesis es la incertidumbre asociada a parámetros como las cargas, generación renovable, precios de la energía y comportamiento de VE. Con el fin de realizar un análisis más realista que tome en consideración distintos escenarios, es necesario realizar un análisis estocástico de estas variables. En particular se determinó que las variables más susceptibles a cambios son la GND y los precios de la GD, por ende, sería crucial considerar la incertidumbre asociada a estas variables en el futuro.
- Es posible expandir el horizonte de análisis con el fin de poner a prueba el SGEMMR y ver verificar si es que esto pudiese ayudar a disminuir aún más los costos operacionales.
- Considerando que hoy en día existen distintas tecnologías de VE, y se espera que estas en el futuro tengan una penetración cada vez mayor, sería interesante explorar otras tecnologías, como el hidrógeno verde, lo cual se traduciría en mayor autonomía y flexibilidad para el sistema.
- Con el fin de darle escalabilidad al SGEMMR propuesto, es necesario encontrar alguna manera de simplificar el trabajo computacional, a través de técnicas como descomposición en problemas más pequeños, por ejemplo.

Bibliografía

- [1] Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), “Renewable capacity statistics 2020 International Renewable Energy Agency,” Irena, p. 66, 2020, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf.
- [2] Aurelio, M. y Castro, L., “Urban microgrids: benefits, challenges, and business models,” en *The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions*, cap. 9, pp. 153–172, 2020.
- [3] Scientific American, “Increasing Power Outages Don’t Hit Everyone Equally,” 2023, <https://www.scientificamerican.com/article/increasing-power-outages-dont-hit-every-one-equally1/> (visitado el 01/12/2023).
- [4] BNamericas, “La transmisión es el principal desafío que enfrenta el sector eléctrico chileno,” 2023, <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/la-transmision-es-el-principal-desafio-que-enfrenta-el-sector-electrico-chileno> (visitado el 01/12/2023).
- [5] Administración de la Información de la Energía de EE.UU. (EIA), “How much electricity is lost in electricity transmission and distribution in the United States?,” 2023, <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=105&t=3> (visitado el 01/12/2023).
- [6] Energy 5, “The Economics of Microgrids Benefits and Challenges,” 2023, <https://energy5.com/the-economics-of-microgrids-benefits-and-challenges> (visitado el 01/12/2023).
- [7] Liu, Y., Gooi, H. B., Li, Y., Wang, Y., y Xin, H., “Multi-Agent Based Optimal Scheduling and Trading for Multi-Microgrids Integrated with Urban Transportation Networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2197–2210, 2020, [doi:10.1109/TPWRS.2020.3040310](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3040310).
- [8] Lindsay Funicello-Paul, B., “Navigant Research Report Shows Global Microgrid Capacity Is Expected to Experience a Compound Annual Growth Rate of 21% Over the Next Decade,” 2019, <https://www.businesswire.com/news/home/20191114005037/en/Navigant-Research-Report-Shows-Global-Microgrid-Capacity-Is-Expected-to-Experience-a-Compound-Annual-Growth-Rate-of-21-Over-the-Next-Decade> (visitado el 30/05/2022).
- [9] Utilities One, “Empowering Communities through Distributed Power Generation,” 2023, <https://utilitiesone.com/empowering-communities-through-distributed-power-generation> (visitado el 01/12/2023).
- [10] Khavari, F., Badri, A., Zangeneh, A., y Shafiekhani, M., “A comparison of centralized and decentralized energy-management models of multi-microgrid systems,” *IEEE Proceedings 2017 Smart Grid Conference, SGC 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2018, [doi:10.1109/SGC.2017.8308837](https://doi.org/10.1109/SGC.2017.8308837).

- [11] Du, Y. y Li, F., “A Hierarchical Real-Time Balancing Market Considering Multi-Microgrids with Distributed Sustainable Resources,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 72–83, 2020, [doi:10.1109/TSTE.2018.2884223](https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2884223).
- [12] Jiang, W., Yang, K., Yang, J., Mao, R., Xue, N., y Zhuo, Z., “A Multiagent-Based Hierarchical Energy Management Strategy for Maximization of Renewable Energy Consumption in Interconnected Multi-Microgrids,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 169931–169945, 2019, [doi:10.1109/ACCESS.2019.2955552](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2955552).
- [13] Bui, V. H., Hussain, A., y Kim, H. M., “A multiagent-based hierarchical energy management strategy for multi-microgrids considering adjustable power and demand response,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1323–1333, 2018, [doi:10.1109/TSG.2016.2585671](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2585671).
- [14] Zhang, Y., Zhang, T., Wang, R., Liu, Y., y Guo, B., “An innovative real-time price based distributed optimal energy management of multi-microgrids in a smart distribution system,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, pp. 341–346, 2016, [doi:10.1109/ISGT-Asia.2016.7796409](https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2016.7796409).
- [15] Lv, T., Ai, Q., Sun, S., y Cheng, Y., “An interactive operation model for distribution network with multi-microgrids to optimize wind power integration,” *IET Conference Publications*, vol. 2015, no. CP679, pp. 23–26, 2015, [doi:10.1049/cp.2015.0364](https://doi.org/10.1049/cp.2015.0364).
- [16] Purage, M. I. S. L., Krishnan, A., Foo, E. Y., y Gooi, H. B., “Cooperative Bidding-Based Robust Optimal Energy Management of Multimicrogrids,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 9, pp. 5757–5768, 2020, [doi:10.1109/TII.2019.2955991](https://doi.org/10.1109/TII.2019.2955991).
- [17] Wang, L., Ding, G., Zhang, Y., Wang, Z., Han, K., y Li, G., “Distributed optimal scheduling of virtual power plants with multi-micorgrid,” *Proceedings of the 31st Chinese Control and Decision Conference, CCDC 2019*, pp. 4220–4224, 2019, [doi:10.1109/CCDC.2019.8832972](https://doi.org/10.1109/CCDC.2019.8832972).
- [18] Liu, Y., Li, Y., Gooi, H. B., Jian, Y., Xin, H., Jiang, X., y Pan, J., “Distributed Robust Energy Management of a Multimicrogrid System in the Real-Time Energy Market,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 396–406, 2019, [doi:10.1109/TSTE.2017.2779827](https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2779827).
- [19] Marzband, M., Parhizi, N., Savaghebi, M., y Guerrero, J. M., “Distributed Smart Decision-Making for a Multimicrogrid System Based on a Hierarchical Interactive Architecture,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 2, pp. 637–648, 2016, [doi:10.1109/TEC.2015.2505358](https://doi.org/10.1109/TEC.2015.2505358).
- [20] Khavari, F., Badri, A., y Zangeneh, A., “Energy management in multi-microgrids considering point of common coupling constraint,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115, no. June 2018, p. 105465, 2020, [doi:10.1016/j.ijepes.2019.105465](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105465).
- [21] Thirugnanam, K., Moursi, M. S. E., Khadkikar, V., Zeineldin, H. H., y Al Hosani, M., “Energy Management of Grid Interconnected Multi-Microgrids Based on P2P Energy Exchange: A Data Driven Approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 2, pp. 1546–1562, 2021, [doi:10.1109/TPWRS.2020.3025113](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3025113).
- [22] Zhao, B., Wang, X., Lin, D., Calvin, M. M., Morgan, J. C., Qin, R., y Wang, C., “Energy management of multiple microgrids based on a system of systems architecture,” *IEEE*

- Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 6410–6421, 2018, [doi:10.1109/TPWR.S.2018.2840055](https://doi.org/10.1109/TPWR.S.2018.2840055).
- [23] Jiang, W., Yang, K., Yang, J., Xue, N., y Zhuo, Z., “Energy management strategy for maximization of renewable energy consumption in multi-microgrids,” 2019 6th International Conference on Systems and Informatics, ICSAI 2019, no. Icsai, pp. 325–329, 2019, [doi:10.1109/ICSAI48974.2019.9010441](https://doi.org/10.1109/ICSAI48974.2019.9010441).
- [24] Wang, D., Guan, X., Wu, J., Li, P., Zan, P., y Xu, H., “Integrated Energy Exchange Scheduling for Multimicrogrid System with Electric Vehicles,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 4, pp. 1762–1774, 2016, [doi:10.1109/TSG.2015.2438852](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2438852).
- [25] Tang, W. y Qin, H., “Multi-Microgrid Optimal Scheduling Considering Electric Vehicle Participation,” 2019 3rd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration: Ubiquitous Energy Network Connecting Everything, EI2 2019, pp. 2026–2031, 2019, [doi:10.1109/EI247390.2019.9061789](https://doi.org/10.1109/EI247390.2019.9061789).
- [26] Song, N. O., Lee, J. H., Kim, H. M., Im, Y. H., y Lee, J. Y., “Optimal energy management of multi-microgrids with sequentially coordinated operations,” Energies, vol. 8, no. 8, pp. 8371–8390, 2015, [doi:10.3390/en8088371](https://doi.org/10.3390/en8088371).
- [27] Nikmehr, N. y Najafi Ravadanegh, S., “Optimal Power Dispatch of Multi-Microgrids at Future Smart Distribution Grids,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 4, pp. 1648–1657, 2015, [doi:10.1109/TSG.2015.2396992](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2396992).
- [28] Sang, B., Liu, L., Zhang, T., Liu, Y., y Zhu, J., “Two-stage Robust Economic Dispatch of Multi-microgrids under Expected Scenario,” 2020 4th International Conference on HVDC, HVDC 2020, pp. 1263–1269, 2020, [doi:10.1109/HVDC50696.2020.9292683](https://doi.org/10.1109/HVDC50696.2020.9292683).
- [29] Vosoogh, M., Rashidinejad, M., Abdollahi, A., y Ghaseminezhad, M., “An Intelligent Day Ahead Energy Management Framework for Networked Microgrids Considering High Penetration of Electric Vehicles,” IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 17, no. 1, pp. 667–677, 2021, [doi:10.1109/TII.2020.2977989](https://doi.org/10.1109/TII.2020.2977989).
- [30] Zou, H., Mao, S., Wang, Y., Zhang, F., Chen, X., y Cheng, L., “A Survey of Energy Management in Interconnected Multi-Microgrids,” IEEE Access, vol. 7, pp. 72158–72169, 2019, [doi:10.1109/ACCESS.2019.2920008](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2920008).
- [31] Zhou, B., Zou, J., Chung, C. Y., Wang, H., Liu, N., Voropai, N., y Xu, D., “Multi-microgrid Energy Management Systems : Architecture, Communication, and Scheduling Strategies,” vol. XX, no. Xx, pp. 1–14, 2020, [doi:10.35833/MPCE.2019.000237](https://doi.org/10.35833/MPCE.2019.000237).
- [32] Gross, S., Ponci, F., y Monti, A., “Multi-microgrid energy management system in times of 5G,” 2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids, SmartGridComm 2019, 2019, [doi:10.1109/SmartGridComm.2019.8909711](https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2019.8909711).
- [33] Lanás, F., Design of a Robust Energy Management System for a Grid-Connected Microgrid Providing Services. Tesis de magister, Universidad de Chile, 2019.
- [34] Energía y Sociedad, “¿Por qué el vehículo eléctrico?,” 2020, <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/4-1-por-que-el-vehiculo-electrico/> (visitado el 30/05/2022).
- [35] Plataforma de Electromovilidad, “Introducción,” 2023, <https://energia.gob.cl/electromovilidad/introduccion/categorias-vehiculares> (visitado el 01/12/2023).

- [36] Moreno, R., Bezerra, B., Rudnick, H., Suazo-Martinez, C., Carvalho, M., Navarro, A., Silva, C., y Strbac, G., “Distribution Network Rate Making in Latin America: An Evolving Landscape,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, no. 3, pp. 33–48, 2020, [doi:10.1109/MPE.2020.2972667](https://doi.org/10.1109/MPE.2020.2972667).
- [37] Revista Electricidad, “Precio de vehículos eléctricos en Chile registra rango de \$20 a \$25 millones,” 2019, <https://www.revistaei.cl/2019/08/02/precio-de-vehiculos-electricos-en-chile-registra-rango-de-20-a-25-millones/#> (visitado el 30/05/2022).
- [38] Ziegler, M. S. y Trancik, J. E., “Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline,” *Energy and Environmental Science*, vol. 14, no. 4, pp. 1635–1651, 2021, [doi:10.1039/d0ee02681f](https://doi.org/10.1039/d0ee02681f).
- [39] Alam, M. N., Chakrabarti, S., y Liang, X., “A Benchmark Test System for Networked Microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 10, pp. 6217–6230, 2020, [doi:10.1109/TII.2020.2976893](https://doi.org/10.1109/TII.2020.2976893).
- [40] Schwaegerl, C. y Tao, L., “The Microgrid Concept,” en *Microgrid: Architectures and Control*, cap. 1, pp. 1–24, 2013.
- [41] Stadler, M. y Naslé, A., “Planning and implementation of bankable microgrids,” *Electricity Journal*, vol. 32, no. 5, pp. 24–29, 2019, [doi:10.1016/j.tej.2019.05.004](https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.05.004).
- [42] Saclima Solar Fotovoltaica, “Como optimizar una instalación con reguladores MPPT,” 2016, <http://www.saclimafotovoltaica.com/reguladores-mppt/> (visitado el 30/05/2022).
- [43] Mendoza, P., “Clase 3: Problemática de la integración de generación distribuida,” *Curso EL7045 - Micro-redes y Generación Distribuida*, Universidad de Chile, 2020.
- [44] Masaud, T. M. y Mistry, R. D., “Fault current contribution of renewable distributed generation: An overview and key issues,” pp. 229–234, 2016, [doi:10.1109/SusTech.2016.7897172](https://doi.org/10.1109/SusTech.2016.7897172).
- [45] Dimeas, A., Tsikalakis, A., Kariniotakis, G., y Korres, G., “Microgrids control issues,” *Microgrids: Architectures and Control*, pp. 25–80, 2013, [doi:10.1002/9781118720677.ch2](https://doi.org/10.1002/9781118720677.ch2).
- [46] Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jiménez-Estévez, G. A., y Hatziargyriou, N. D., “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014, [doi:10.1109/TSG.2013.2295514](https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514).
- [47] Li, Z., Cheng, Z., Si, J., Zhang, S., Dong, L., Li, S., y Gao, Y., “Adaptive Power Point Tracking Control of PV System for Primary Frequency Regulation of AC Microgrid with High PV Integration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3129–3141, 2021, [doi:10.1109/TPWRS.2021.3049616](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3049616).
- [48] Raeispour, M., Atrianfar, H., Baghaee, H. R., y Gharehpetian, G. B., “Robust Sliding Mode and Mixed H_2/H_∞ Output Feedback Primary Control of AC Microgrids,” *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 2, pp. 2420–2431, 2020, [doi:10.1109/jsyst.2020.2999553](https://doi.org/10.1109/jsyst.2020.2999553).
- [49] Khodabakhsh, J., Mohammadi, E., y Moschopoulos, G., “Primary Frequency Control in Islanded Microgrids Using a Novel Smart Load,” *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, vol. 2020-Augus, pp. 8–11, 2020, [doi:10.1109/CCECE47787.2020.9255760](https://doi.org/10.1109/CCECE47787.2020.9255760).

- [50] Mendoza, P., “Clase 9 : Control primario en micro-redes,” Curso EL7045 - Micro-redes y Generación Distribuída, Universidad de Chile, pp. 3–4, 2020.
- [51] Gomez, L. A., Lourenço, L. F., Grilo, A. P., Salles, M. B., Meegahapola, L., y Sguarezi Filho, A. J., “Primary frequency response of microgrid using doubly fed induction generator with finite control set model predictive control plus droop control and storage system,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 189298–189312, 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.3031544.
- [52] Eggers, M., Yang, H., Just, H., y Dieckerhoff, S., “Virtual-Impedance-Based Droop Control for Grid-Forming Inverters with Fast Response to Unbalanced Grid Faults,” 2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2020, pp. 122–129, 2020, doi:10.1109/PEDG48541.2020.9244440.
- [53] Mendoza, P., “Clase 8 : Arquitectura de control de micro-redes,” Curso EL7045 - Micro-redes y Generación Distribuída, Universidad de Chile, 2020.
- [54] Ahmad Khan, A., Naeem, M., Iqbal, M., Qaisar, S., y Anpalagan, A., “A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1664–1683, 2016, doi:10.1016/j.rser.2015.12.259.
- [55] Lopes, J. A. P., Madureira, A., Gil, N., y Resende, F., “Operation of Multi-Microgrids,” *Microgrids*, no. Cam C, pp. 165–205, 2013, doi:10.1002/9781118720677.ch05.
- [56] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Informe de Definición de Servicios Complementarios,” 2018.
- [57] Guidehouse Insights, “Microgrid Deployment Tracker 1Q21,” 2021, <https://guidehouseinsights.com/subscription-services/microgrids-tracker>.
- [58] Asmus, P., “California wildfires spur re-examination of regulatory barriers to widespread microgrids,” 2021, <https://www.utilitydive.com/news/california-wildfires-spur-re-examination-of-regulatory-barriers-to-widespread/597229/> (visitado el 30/05/2022).
- [59] Asmus, P., “Microgrids Ramp Up in Latin America but Asia Pacific Remains the Global Leader,” 2019, <https://microgridknowledge.com/microgrids-navigant/> (visitado el 30/05/2022).
- [60] Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), “Resumen Mensual de Junio de de la Industria Energética,” 2021.
- [61] Vallejos, C. F. R., Desarrollo de Software de Evaluación de Sistemas de Almacenamiento Basado en Baterías Enfocado en Modelos de Envejecimiento para su uso en un EMS. Memoria de título, Universidad de Chile, 2018.
- [62] Agencia de Sostenibilidad Energética, “Microred Urbana Solar, Municipalidad de Providencia,” 2014, <https://www.comunaenergetica.cl/producto/microred-solar-urbana/> (visitado el 30/05/2022).
- [63] Navarro, A., “Clase 1,” EL7055: Modelos Avanzados de Sistemas Distribución y Redes Inteligentes, 2020.
- [64] Kumar, G. V. y Palanisamy, K., “A review of energy storage participation for ancillary services in a microgrid environment,” *Inventions*, vol. 5, no. 4, pp. 1–39, 2020, doi:10.3390/inventions5040063.

- [65] Bernaldo de Quirós, I., “Ventajas e inconvenientes del vehículo eléctrico,” pp. 1–59, 2018, <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/18630>.
- [66] Ministerio de Energía, “Tipos de vehículos eléctricos,” 2020, <https://energia.gob.cl/electromovilidad/infografias?info=24> (visitado el 30/05/2022).
- [67] Clement-Nyns, K., Haese, E., y Driesen, J., “The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid,” *Klinicheskaia meditsina*, vol. 30, no. 3, p. 86, 2010, <https://ieeexplore.ieee.org/document/5356176>.
- [68] Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC), “Resultados a Mayo de Vehículos Cero y Bajas Emisiones,” 2022.
- [69] Soto, D. B., “Comparación Del Sistema Híbrido Estándar Y Enchufable En Un Toyota Prius,” pp. 26–35, 2019.
- [70] Ministerio de Energía, “Plataforma de Electromovilidad,” 2020, <https://energia.gob.cl/electromovilidad/transporte-de-pasajeros/buses-electricos-red> (visitado el 30/05/2022).
- [71] Beher, J., “JAC presenta en Chile su primer camion electrico,” 2020, <https://noticias.utocosmos.cl/2020/11/24/jac-presenta-en-chile-su-primer-camion-electrico> (visitado el 30/05/2022).
- [72] Agencia Internacional de la Energía (IEA), “Global EV Outlook 2023. Catching up with climate ambitions,” 2023, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/dacf14d2-eabc-498a-8263-9f97fd5dc327/GEVO2023.pdf>.
- [73] BloombergNEF, “Electric Vehicle Outlook 2023,” 2023, https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/2431510_BNEFElectricVehicleOutlook2023_ExecSummary.pdf.
- [74] Electrek, “Electric vehicles projected to make up 31 % of the global fleet by 2050,” 2021, <https://electrek.co/2021/10/26/electric-vehicles-projected-to-make-up-31-of-the-global-fleet-by-2050/> (visitado el 2022-05-30).
- [75] Cabello, C., “Industria automotriz cierra su peor año: venta de autos nuevos cayó 30%,” <https://www.latercera.com/pulso/noticia/venta-de-vehiculos-cierra-2020-con-la-mayor-caida-anual-desde-que-se-tiene-registro/DM2OFI3HL5CTBFZSBINUOAFEU4/> (visitado el 30/05/2022).
- [76] Enel, “1.200 cargadores para autos eléctricos unirán Chile de norte a sur,” 2020, <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/electromovilidad-a-fondo/1200-cargadores-para-autos-electricos-uniran-chile-de-norte-a-sur.html> (visitado el 30/05/2022).
- [77] Proctor, D., “Driving Change on the Grid—The Impact of EV Adoption,” 2020, [https://www.powermag.com/driving-change-on-the-grid-the-impact-of-ev-adoption/#:\\$\sim\\$:text=Utilitiesandotherpowergenerators,EV\)infrastructureandcustomerengagement.](https://www.powermag.com/driving-change-on-the-grid-the-impact-of-ev-adoption/#:\sim:text=Utilitiesandotherpowergenerators,EV)infrastructureandcustomerengagement.) (visitado el 30/05/2022).
- [78] Layzell, D. B. y Straatman, B., “The Potential Impact of Electric Vehicles on Alberta’s Energy Systems,” *McKinsey and Company*, vol. 1, no. Exhibit 1, p. 32, 2016, <https://www.cesarnet.ca/sites/default/files/pdf/CESAR-Scenarios-Potential-Impact-EVs.pdf>.
- [79] Sahoo, A., Mistry, K., y Baker, T., “The Costs of Revving Up the Grid for Electric Vehicles,” 2019, <https://www.bcg.com/ja-jp/publications/2019/costs-revving-up-the-grid-for-electric-vehicles.aspx> (visitado el 30/05/2022).
- [80] Wired, “Electric Cars Could Destroy the Electric Grid—or Fix It Forever,” 2018, s:

- [//www.wired.com/story/electric-cars-impact-electric-grid/](http://www.wired.com/story/electric-cars-impact-electric-grid/) (visitado el 30/05/2022).
- [81] McKenna, E., Thomson, M., y Barton, J., “CREST Demand Model,” 2020.
- [82] Coordinador eléctrico Nacional, “Costos marginales- Gráficos y datos,” 2021, <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/> (visitado el 30/05/2022).
- [83] Lee, T. K., Bareket, Z., Gordon, T., y Filipi, Z. S., “Stochastic modeling for studies of real-world PHEV usage: Driving schedule and daily temporal distributions,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 61, no. 4, pp. 1493–1502, 2012, [doi:10.1109/TVT.2011.2181191](https://doi.org/10.1109/TVT.2011.2181191).
- [84] Weiss, A., Mahmoud, M. S., Kucirek, P., y Habib, K. N., “Issues and strategies involved in developing agent-based multimodal network simulation model for transportation planning: Lessons from a case study on the Greater Toronto and Hamilton area,” 2013 TAC Conference and Exhibition - Transportation: Better - Faster - Safer, TAC/ATC 2013, 2013, <http://conf.tac-atc.ca/english/annualconference/tac2013/session23/weiss.pdf>.
- [85] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio 2019,” Comisión Nacional de Energía, p. 158, 2019, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/NTSyCS-Dic2019.pdf>.

Anexo A

Datos caso de estudio

Tabla A.1: Disponibilidad recurso solar y eólico

Hora	Viento verano (%)	Sol verano (%)	Viento invierno (%)	Sol Invierno (%)
1	19	0	0	0
2	19	0	0	0
3	24	0	0	0
4	24	0	0	0
5	37	0	0	0
6	37	19	0	0
7	40	38	0	0
8	40	46	0	0
9	52	68	0	6
10	52	93	0	12
11	56	100	0	18
12	56	100	0	20
13	58	100	0	14
14	58	89	0	11
15	46	65	0	7
16	46	41	0	0
17	43	31	19	0
18	43	0	19	0
19	24	0	0	0
20	24	0	0	0
21	21	0	0	0
22	21	0	0	0
23	18	0	0	0
24	18	0	0	0

Tabla A.2: Potencia instalada de GND

GND	Tipo	Potenica nominal (kW)
MR1	PV	2000
	PV	2400
	PV	2000
MR2	PV	1600
	PV	1600
	PV	2400
	WT	800
	WT	500
MR3	PV	2000
	PV	400
	PV	800
	PV	800
	PV	800
	WT	500
	PV	800
	WT	1200
MR4	PV	1600
	PV	2400
	PV	1600

Tabla A.3: Capacidad de almacenamiento y potencia máxima SAE

SA	Capacidad de almacenamiento (kWh)	Potencia máxima (kW)
MR1	3000	2000
	4000	2400
	3000	2000
MR2	4000	1600
	4000	1600
	4000	2400
MR3	3600	2000
	800	400
	2000	800
	2000	800
	2000	800
	2000	800
MR4	3000	1600
	6000	2400
	3000	1600

Tabla A.4: Potencia y rampa máxima GD

GD	Potencia máxima (kW)	Rampa máxima (kW)
MR1	5000	2500
MR2	2000	1000
MR3	2000	1000
MR4	2000	1000

Tabla A.5: Datos VE

Factor SD (%)	$6,94 \cdot 10^{-5}$
Eficiencia carga/descarga (%)	99
E _{max} (kWh)	35
SOC _{min}	0,2
K(kWh/km)	0,14

Tabla A.6: Datos SAE

Factor SD (%)	$6,94 \cdot 10^{-5}$
Eficiencia carga/descarga (%)	99
SOC_{min}	0,2

Tabla A.7: Datos GD

Tiempo mínimo de encendido/apagado (horas)	1
Costo de encendido (USD)	5

Anexo B

Resultados análisis diferencial MR y MMR

Tabla B.1: Costos operacionales para MR y MMR y la diferencia

Sensibilidad	MR	MMR	Delta
Caso Base	\$ 186.866	\$ 185.410	\$ 1.456
GNDx2	\$ 114.732	\$ 113.604	\$ 1.128
GNDx3	\$ 47.453	\$ 46.707	\$ 746
2 ciclos	\$ 185.010	\$ 182.599	\$ 2.412
3 ciclos	\$ 184.614	\$ 182.144	\$ 2.469
Carga lenta	\$ 187.613	\$ 186.246	\$ 1.367
DR 30 %	\$ 186.058	\$ 184.225	\$ 1.833
DR 40 %	\$ 185.295	\$ 183.075	\$ 2.220
DR 50 %	\$ 184.272	\$ 182.007	\$ 2.266
VE 10 %	\$ 185.592	\$ 184.442	\$ 1.150
VE 20 %	\$ 186.243	\$ 184.900	\$ 1.343
VE 40 %	\$ 187.505	\$ 185.980	\$ 1.525
VE 50 %	\$ 188.251	\$ 186.550	\$ 1.701
1/2*Costo GD	\$ 122.501	\$ 119.824	\$ 2.677
1/3*Costo GD	\$ 89.881	\$ 86.747	\$ 3.134

Tabla B.2: Potencia vendida para MR y MMR y la diferencia

Sensibilidad	MR [MW]	MMR [MW]	Delta
Caso Base	163,72	61,85	-101,87
PGNDx2	802,43	732,20	-70,23
PGNDx3	1943,84	1918,31	-25,53
2 ciclos	249,14	82,63	-166,51
3 ciclos	279,59	92,32	-187,27
Carga lenta	166,86	55,71	-111,15
DR 30 %	187,68	68,29	-119,39
DR 40 %	208,11	73,97	-134,14
DR 50 %	222,36	82,41	-139,94
VE 10 %	158,12	58,66	-99,46
VE 20 %	163,30	59,80	-103,50
VE 40 %	165,93	69,59	-96,33
VE 50 %	173,02	73,21	-99,81
1/2*Costo GD	406,11	135,74	-270,37
1/3*Costo GD	626,98	254,35	-372,64

Tabla B.3: Potencia comprada para MR y MMR y la diferencia

Sensibilidad GND	MR [MW]	MMR [MW]	Delta
Caso Base	3581,66	3480,15	101,51
PGNDx2	2744,75	2674,26	70,50
PGNDx3	2431,37	2407,10	24,27
2 ciclos	3665,88	3499,66	166,22
3 ciclos	3692,37	3505,86	186,51
Carga lenta	3591,83	3480,48	111,35
DR 30 %	3607,26	3487,93	119,33
DR 40 %	3629,58	3495,16	134,43
DR 50 %	3646,07	3505,37	140,70
VE 10 %	3532,82	3433,35	99,47
VE 20 %	3559,73	3456,36	103,37
VE 40 %	3605,29	3509,50	95,79
VE 50 %	3634,06	3534,86	99,20
1/2*Costo GD	2711,11	2438,49	272,62
1/3*Costo GD	2207,38	1820,06	387,32

Tabla B.4: Voltaje máximo para MR y MMR y la diferencia porcentual

Sensibilidad	MR [p.u.]	MMR [p.u.]	Delta
Caso Base	1,00085785	1,00200971	-0,12 %
PGNDx2	1,00886867	1,00886867	0,00 %
PGNDx3	1,01555969	1,01555969	0,00 %
2 ciclos	1,00410015	1,00366363	0,04 %
3 ciclos	1,00668894	1,00554049	0,11 %
Carga lenta	1,00054316	1,00200971	-0,15 %
DR 30 %	1,00065992	1,00248489	-0,18 %
DR 40 %	1,00054316	1,00295919	-0,24 %
DR 50 %	1,00054316	1,0034326	-0,29 %
VE 10 %	1,00085785	1,00200971	-0,12 %
VE 20 %	1,00085785	1,00200971	-0,12 %
VE 40 %	1,00085785	1,00200971	-0,12 %
VE 50 %	1,00085785	1,00200971	-0,12 %
1/2*Costo GD	1,00431503	1,00380935	0,05 %
1/3*Costo GD	1,00500253	1,00500253	0,00 %

Tabla B.5: Voltaje mínimo para MR y MMR y la diferencia porcentual

Sensibilidad	MR [p.u.]	MMR [p.u.]	Delta
Caso Base	0,97674488	0,97567249	0,11 %
PGNDx2	0,97870655	0,97863114	0,01 %
PGNDx3	0,98350786	0,98482926	-0,13 %
2 ciclos	0,97569116	0,97431231	0,14 %
3 ciclos	0,9744402	0,97293584	0,15 %
Carga lenta	0,97893525	0,97743587	0,15 %
DR 30 %	0,97612614	0,97504839	0,11 %
DR 40 %	0,97550587	0,97442276	0,11 %
DR 50 %	0,97488408	0,97379556	0,11 %
VE 10 %	0,97934463	0,97767093	0,17 %
VE 20 %	0,97804306	0,97661957	0,14 %
VE 40 %	0,97543997	0,97459788	0,08 %
VE 50 %	0,9741219	0,97353788	0,06 %
1/2*Costo GD	0,97693084	0,97600202	0,09 %
1/3*Costo GD	0,98000811	0,97955627	0,05 %

Tabla B.7: Porcentaje de ocupación de las líneas para MR y MMR y la diferencia

Sensibilidad	MR	MMR	Delta
Caso Base	27,02 %	27,39 %	-0,37 %
PGNDx2	25,65 %	26,49 %	-0,85 %
PGNDx3	29,12 %	30,13 %	-1,01 %
2 ciclos	27,83 %	28,35 %	-0,52 %
3 ciclos	27,88 %	28,68 %	-0,80 %
Carga lenta	26,86 %	27,18 %	-0,32 %
DR 30 %	27,18 %	27,73 %	-0,55 %
DR 40 %	27,36 %	28,11 %	-0,75 %
DR 50 %	27,66 %	28,49 %	-0,84 %
VE 10 %	26,56 %	26,77 %	-0,21 %
VE 20 %	26,78 %	27,08 %	-0,29 %
VE 40 %	27,26 %	27,78 %	-0,52 %
VE 50 %	27,51 %	28,13 %	-0,62 %
1/2*Costo GD	23,75 %	24,37 %	-0,62 %
1/3*Costo GD	23,01 %	22,66 %	0,35 %

Tabla B.6: Pérdidas en las líneas para MR y MMR y la diferencia

Sensibilidad	MR [MW]	MMR [MW]	Delta [MW]
Caso Base	40,4205733	40,7698314	-0,3492581
PGNDx2	31,7841668	31,5228085	0,26135839
PGNDx3	43,9027633	45,1555347	-1,2527714
2 ciclos	46,8346086	47,1290799	-0,2944713
3 ciclos	50,4539559	51,2004942	-0,7465383
Carga lenta	39,8846893	39,6862553	0,19843401
DR 30 %	42,0747294	42,110084	-0,0353546
DR 40 %	43,9685623	43,6636952	0,30486711
DR 50 %	46,2022275	45,4297646	0,77246288
VE 10 %	38,3584197	38,3417131	0,01670656
VE 20 %	39,3836042	39,5082495	-0,1246452
VE 40 %	41,6726945	42,2031669	-0,5304724
VE 50 %	43,0394787	43,6285487	-0,5890699
1/2*Costo GD	29,4592116	26,0791122	3,38009932
1/3*Costo GD	23,4108665	16,9328875	6,47797905