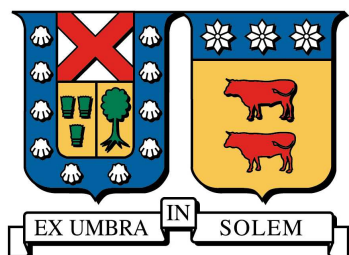


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO - CHILE



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y DESARROLLO DE
ALGORITMO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
PARA MICRO-REDES, EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA

CARLOS OSVALDO CÁRDENAS GOLSIO

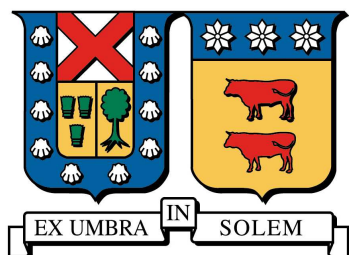
MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PROFESORES GUÍAS: **SR. ALDO BARRUETO.**
 SR. ANTONIO SÁNCHEZ.

CORREFERENTE: **SR. HANS ROTHER.**

AGOSTO 2018

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO - CHILE



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y DESARROLLO DE
ALGORITMO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
PARA MICRO-REDES, EN UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA

CARLOS OSVALDO CÁRDENAS GOLSIO

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

PROFESORES GUÍAS: **SR. ALDO BARRUETO.**
 SR. ANTONIO SÁNCHEZ.

CORREFERENTE: **SR. HANS ROTHER.**

AGOSTO 2018

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución

Resumen

El concepto de las micro redes nace con el objetivo de integrar las fuentes de energía renovable y coordinar de manera eficiente las generaciones distribuidas y los sistemas de almacenamiento de la red. Dado que Chile es un país largo y angosto, es difícil poder abastecer a las localidades remotas a través de un único gran sistema. Ante esto, si una localidad alejada de la red principal desea suministro, debe contar con sus propias fuentes de energías distribuidas, ya sean convencionales o no convencionales, y en algunos casos con sistemas de almacenamiento para poder contar con un servicio a tiempo completo o 24/7. De esta forma, las micro redes se posicionan como una solución factible para dar suministro a estas localidades de manera económica y segura.

Considerando lo anterior, en ésta memoria se definen las especificaciones técnicas de las micro redes y del sistema de gestión de energía en base a las características de la micro-red. Para esto, se define el concepto de micro red y se explican los elementos que la componen. También se detallan modos de operación, sistemas asociados a la seguridad y se presenta la micro-red en estudio de la localidad de Ollagüe, la cual cuenta con medición inteligente de energía eléctrica.

Aparte, se diseña un algoritmo de gestión de energía en la micro-red que responda a criterios económicos. Se busca que este algoritmo sea versátil, tanto para la inclusión de nuevas unidades, obtener beneficio de la medición inteligente o cambios de estrategias. Esto permite que se pueda optimizar el problema sin dejar de lado otros criterios, tales como los técnicos (hojas técnicas de las unidades), criterios de seguridad y calidad de servicio (valores de tensión de barras o frecuencia del sistema), criterios ambientales (emisiones de gases contaminantes). Para esto, se muestra información acorde a los algoritmos implementados en sistemas de gestión de energía, seleccionándose el que obtenga el mejor desempeño según los criterios antes mencionados.

Por último, se analiza el desempeño del algoritmo en 3 casos distintos que se diferencian en la ventana de tiempo y objetivos de la simulación. Cada caso cuenta con sus propias peculiaridades, ya sea distintas funciones objetivos en el sistemas de gestión de energía, o variaciones fuera de pronóstico tanto climático como de demanda.

Abstract

The microgrid concept is conceived with the objective to integrate renewable energy sources, and efficiently coordinate the distributed generations and energy storage systems of the network. Since Chile is a long and narrow country, it is difficult to supply remote location through a single large system. Given this, if a distant location from the main network wants supply, it must have its own distributed energy sources, whether conventional or non-conventional, and in some cases with energy storage systems in order to have full-time service or 24/7. In this way, microgrids are positioned as feasible solution to supply, economically and safely, these locations.

Considering this, present work defines the technical specifications of the microgrids and the energy management system based on the characteristics of the microgrids. To this, the concept of microgrid is defined, and the elements that compose it are explained. It also details operation modes, safety systems associated and presents Ollagüe's microgrid under study, which has electrical energy smart metering.

In addition, an energy management algorithm was designed in the microgrid that meets economic criteria. It is sought a versatile algorithm to inclusion of new units, to exploit smart meters measurement or to strategy changes. This allows optimize the problem without leaving aside other criteria, such as the technical ones (units's data-sheets), safety and quality service criteria (voltage bus's values or system frequency), environmental criteria (greenhouse gases). For this, different information is shown according to used algorithms in energy management systems, selecting the one that obtains the best performance according to aforementioned criteria.

Finally, the algorithm's performance is analyzed in 3 different cases that differ in lapse and aim of simulation. Each case has its own peculiarities, be it different objective functions in energy management systems, or variations outside of both climatic and demand forecasts.

Glosario

GHG	Greenhouse Gas.
ERNC	Energía Renovable No Convencional.
MG	Microgrid.
DER	Distributed Energy Resources.
DG	Distributed Generation.
REDOX	Reducción Oxidación.
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage.
FES	Flywheel Energy Storage.
CAES	Compressed Air Energy Storage.
PHS	Pumped Hidro Storage.
TES	Thermal Energy Storage.
SGE	Sistema de Gestión de Energía.
EMS	Energy Management Sistem.
LR	Lagrange Relaxation.
GA	Genetic Algorithm.
PSO	Particle Swarm Optimization.
LP	Linear Programming .
MILP	Mixed Integer Linear Programming .
DP	Dynamic Programming.
SOC	State of Charge.
FLC	Fuzzy Logic Control.
MPC	Model-Based Predictive Control.
pu	Por Unidad.
GAMS	General Algebraic Modeling System.
PNS	Potencia no Suministrada.
MPPT	Maximum Power Point Tracking.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.2. Estructura del trabajo	2
2. Especificaciones Técnicas	3
2.1. ¿Que es una Micro Red?	3
2.2. Elementos de una Micro Red	4
2.2.1. Tecnologías de Generación Distribuida	4
2.2.2. Demanda Local	5
2.2.3. Almacenamiento de Energía	5
2.2.4. Centros de Comando y Elementos de Eficiencia Energética	5
2.3. Modos de Operación de una Micro Red	6
2.3.1. “On-Grid”	6
2.3.2. “Off-Grid”	6
2.4. Sistema de Puesta a Tierra	6
2.5. Pararrayos	7
2.6. Micro Red de Ollagüe	8
2.6.1. Ubicación	8
2.6.2. Modalidad de Energía Prepago	10
2.6.3. Datos de la Planta Fotovoltaica	10
2.6.4. Datos del Aerogenerador	10
2.6.5. Recursos Renovables	12
2.6.6. Datos del Banco de Baterías	12
2.6.7. Datos del Inversor	14
2.6.8. Datos del Generador	14

2.6.9. Datos del Transformador	16
2.6.10. Datos de la Línea	16
2.6.11. Datos de la Demanda	16
2.7. Derrateo por Altura	17
3. Estado del arte	18
3.1. Micro redes	18
3.2. Algoritmos	20
4. Modelamiento	26
4.1. Panel solar	26
4.1.1. Modelo Célula Solar	26
4.1.2. Modelo de la Planta Fotovoltaica	29
4.2. Aerogenerador	30
4.2.1. Modelo del Aerogenerador	31
4.3. Banco de baterías	32
4.3.1. Modelo Estático	33
4.3.2. Modelo Dinámico	33
4.3.3. Consideraciones	34
4.4. Inversor	35
4.5. Generador Diésel	36
4.5.1. Modelo Generador	36
4.6. Transformador	36
4.6.1. Modelo Transformador	36
4.7. Línea	37
4.7.1. Modelo Línea	37
4.8. Demanda	39
4.8.1. Modelo de Demanda Sin Proyección	39
4.8.2. Modelo de Demanda Con Proyección	39
5. Optimización	40
5.1. Estrategias	40
5.1.1. Estrategia I	44
5.1.2. Estrategia II	44

5.1.3. Estrategia III	44
5.1.4. Estrategia IV	44
5.2. Formulación del Problema de Optimización	45
5.2.1. Parámetros y Variables	45
5.2.2. Restricciones	46
5.2.3. Función Objetivo	48
5.3. GAMS	49
5.3.1. GAMS en el Mercado Eléctrico	50
5.4. Casos de Estudio	50
5.5. Caso 1	51
5.6. Caso 2	51
5.7. Caso 3	52
6. Resultados	53
6.1. Caso 1	53
6.2. Caso 2	56
6.3. Caso 3	59
7. Conclusiones	70
Bibliografía	73
Anexos	78
A. Resultados Caso 1	79
B. Resultados Caso 2	88
C. Resultados Caso 3	93

Índice de tablas

2.1. Parámetros eléctricos relevantes del panel solar NS-F130G5 bajo condiciones estándar.	11
2.2. Valores de los parámetros necesarios para modelar la planta fotovoltaica.	11
2.3. Curva de potencia estándar y personalizada del aerogenerador Ropatec T30 <i>pro</i>	13
2.4. Valores de los parámetros necesarios para modelar la batería.	14
2.5. Valores de los parámetros necesarios para modelar el generador.	15
2.6. Costo del generador diésel para distintos niveles de carga.	15
5.1. Parámetros de entrada para la optimización.	46
5.2. Variables de entrada para la optimización.	47
5.3. Factores que multiplican la predicción histórica para cada escenario.	51
6.1. Tabla de resultados del caso 1 concernientes al generador.	54
6.2. Tabla de resultados del caso 1 concernientes a la batería.	54
6.3. Resultados para el predespacho con ventana de 2 días.	59
6.4. Resultados para el despacho de 2 días y ventana de 2 días del MPC.	69

Índice de figuras

2.1. Ubicación geográfica y vista aérea de la localidad de Ollagüe.	9
2.2. Diagrama unilineal de la MG de Ollagüe.	9
2.3. Curvas de potencia estándar y personalizada del aerogenerador Ropatec T30 “pro”. .	12
2.4. Costo por hora del generador diésel en función de la potencia generada.	15
4.1. Modelo eléctrico de una célula solar.	26
4.2. Modelo eléctrico equivalente de N_{CS} células solares en serie y N_{CP} en paralelo. . .	29
4.3. Modelo eléctrico de una batería con dinámica de primer orden.	34
4.4. Modelo eléctrico de un transformador en pu en base propia.	37
5.1. Estructura de control del SGE.	40
5.2. Simbología utilizada en los diagramas de flujo.	41
5.3. Diagrama de flujo del SGE.	42
5.4. Estructura de control del SGE considerando MPC.	42
5.5. Estructura de control del SGE considerando MPC.	43
5.6. Diagrama de flujo del subproceso MPC.	43
5.7. Esquema de la MG de Ollagüe.	45
6.1. Estado de carga de la batería, Estrategia I	57
6.2. Estado de carga de la batería, Estrategia II	57
6.3. Estado de carga de la batería, Estrategia III	58
6.4. Estado de carga de la batería, Estrategia IV	58
6.5. Pronóstico de radiación futuro vs real, escenario 1	60
6.6. Pronóstico de radiación futuro vs real, escenario 2	61
6.7. Pronóstico de radiación futuro vs real, escenario 3	62
6.8. Pronóstico de demanda futura vs real, escenario 1	63

6.9. Pronóstico de demanda futura vs real, escenario 2	64
6.10. Pronóstico de demanda futura vs real, escenario 3	65
6.11. Estado de carga de la batería, escenario 1	66
6.12. Estado de carga de la batería, escenario 2	67
6.13. Estado de carga de la batería, escenario 3	68
7.1. Estados de carga de la batería para cada escenario para la estrategia IV	79
7.2. Estados de carga de la batería para cada estrategia en el escenario 2	80
7.3. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 1	81
7.4. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 2	82
7.5. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 3	83
7.6. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 4	84
7.7. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia I en el escenario 2	85
7.8. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia II en el escenario 2	86
7.9. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia III en el escenario 2	87
7.10. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia I	88
7.11. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia II	89
7.12. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia III	89
7.13. Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV	90
7.14. Balance de potencia para la estrategia I	90
7.15. Balance de potencia para la estrategia II	91
7.16. Balance de potencia para la estrategia III	91
7.17. Balance de potencia para la estrategia IV	92
7.18. Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 1	93
7.19. Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 2	94
7.20. Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 2	94
7.21. Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 3	95
7.22. Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 3	95
7.23. Balance de potencia para el escenario 1	96
7.24. Balance de potencia para el escenario 2	96
7.25. Balance de potencia para el escenario 2	97
7.26. Balance de potencia para el escenario 3	97
7.27. Balance de potencia para el escenario 3	98

Capítulo 1

Introducción

Dado el avance tecnológico en materia de energías renovables y su consecuente aporte a la disminución de emisiones de GHG al medio ambiente, se consideran una fuente de energía importante para la sociedad, al punto que se espera que para el año 2025, al menos un 20 % de la generación en Chile sea en base a ERNC [1]. Es por esto que últimamente se ha implementado una forma coordinada, eficiente e inteligente de integrar estas energías renovables, llamada “*Smart grid*” o redes inteligentes [2]. Éstas poseen sendos sistemas de comunicación y capacidad de almacenamiento de energía de diversas naturalezas, siendo esencial el criterio utilizado para almacenar o disponer de la energía. El término “*Smart grid*” describe un amplio rango de tecnologías, conceptos de diseño y operatividad, el cual se asoma como el futuro de las redes eléctricas. Sin embargo, sus costos de desarrollo e implementación son elevados, ante lo cual surgen como opción alternativa las “microgrids” o micro redes, las cuales son menos costosas dado que involucran menores potencias de generación, capacidad de almacenamiento y consumo [3]. Cabe destacar que una micro red no es equivalente a una red inteligente de menor escala, ya que son conceptos diferentes.

Las micro redes operan de forma eficiente a través de centros de comando, o controlador de la micro red [4]. Éste identifica cuál es la operación óptima a través de un algoritmo el cual esta basado en una o varias estrategias [4–6], ya sea minimizar costos de operación de la micro red, minimizar los contaminantes emitidos al ambiente, entre otras. Por otra parte, Chile se encuentra en medio de un cambio de tecnología en la medición de energía, de acuerdo a las políticas energéticas del país [7], llevada a cabo mediante medidores inteligentes. De esta forma se dispondrá de mayor información en tiempo real, y su gestión eficiente determinará el control óptimo de la micro red en términos económicos. Esto conlleva a incluir esta nueva información en el algoritmo para mejorar el desempeño de la red.

1.1. Objetivos

Los objetivos principales de este trabajo son:

1. Estudiar la red en diversos modos de operación, bajo diferentes estrategias propuestas, considerando diversos sistemas de almacenamiento, consumos y distintas tecnologías de generación.
2. Definir las especificaciones técnicas del sistema de gestión en base a las características de la micro red y el nivel de instrumentación necesario.
3. Diseñar un algoritmo de gestión de energía en la micro red que responda a criterios económicos.
4. Analizar la respuesta de la micro red en base a datos obtenidos de medidores inteligentes.

1.2. Estructura del trabajo

Para cumplir con los objetivos, este trabajo consta de 6 capítulos más la introducción, los cuales a grandes rasgos se presentan a continuación:

Especificaciones Técnicas: Se consideran las especificaciones técnicas correspondientes de una MG. Para esto, se define el concepto de MG y los elementos que la componen. También se presenta la MG de Ollagüe y los parámetros que la representan.

Estado del Arte: Se muestra la información de vanguardia referente a las MGs y a los algoritmos en los SGE's.

Modelamiento: Se plantea el modelo matemático o las características de cada componente de la MG estudiada con sus respectivas representaciones en SIMULINK®.

Optimización: Se formula el problema de optimización estudiado y se presenta la herramienta GAMS.

Resultados: Se presentan los resultados de diversas simulaciones en distintos casos, con distintos escenarios en cada uno y se analizan los datos obtenidos.

Conclusiones: Se concluye sobre el desempeño del algoritmo desarrollado en base al análisis de los resultados obtenidos y se proponen posibles mejoras para otorgar mayor precisión en las soluciones obtenidas.

Capítulo 2

Especificaciones Técnicas

2.1. ¿Que es una Micro Red?

Existen muchas definiciones de micro red. A continuación se muestran algunas de éstas.

- “Es un grupo de DER y cargas interconectadas dentro de límites eléctricos bien definidos, que actúan como una única entidad controlable respecto a la red. Una micro red puede estar conectada o desconectada de la red de manera de permitir la operación en ambos casos, en modo conectado y en modo isla” [8]
- “Es una única unidad controlable constituida por DG y cargas en el sistema. La DG puede incluir celdas fotovoltaicas, turbinas eólicas, microturbinas, “*fuel cells*” o celdas de combustible, acumuladores eléctricos o “*flywheels*” o volantes de inercia, entre otros. Usualmente, la micro red opera paralelamente con la red de distribución. Existen dos modos típicos de operación, el conectado a la red y el modo isla” [9].
- “Es un conjunto de cargas y generadores que actúan como una entidad controlable e independiente y que pueden operar conectados a la red principal o desconectados de la misma” [10].
- “Se entiende como microrred eléctrica a aquel sistema de generación eléctrica que permite la distribución de electricidad, favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. Los elementos de los que consta una micro red inteligente son: sistemas de generación distribuida; sistemas de almacenamiento de energía; técnicas para la gestión de cargas; sistemas de monitorización y control del flujo de potencia; y técnicas y procedimientos de mantenimiento preventivo.” [11].

- “Es un sistema eléctrico constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor” [12].

La definición que se considera en este trabajo corresponde a ENEL, donde una micro red consta de “fuentes de energía distribuida y cargas que pueden ser operadas de una forma controlada y coordinada, ya sea conectada a una red de poder o aislada de ésta. Pueden ser de media o baja tensión sin capacidad de transmisión y pueden típicamente estar separados geográficamente” [13]. Además, sugiere que para operar una micro red eficientemente hay dos tareas que debieran llevarse a cabo:

- 1.- Optimizar el desempeño de la micro red con estrategias de control.
- 2.- Operar y controlar la micro red en tiempo real satisfaciendo las restricciones de operación.

2.2. Elementos de una Micro Red

En general, todas las definiciones anteriores tienen en común los principales componentes de las micro redes, los cuales corresponden a la generación distribuida, y la carga a la cual se encuentra cercana a la generación. Al ahondar en la definición se encuentran otros elementos importantes como los sistemas de almacenamiento de energía, sistemas de comunicaciones entre elementos, sistemas de control para optimizar el desempeño de la micro red. De esta manera se puede decir que una micro red esta conformada por:

- Tecnologías de generación distribuida.
- Demanda local.
- Almacenamiento de energía.
- Centros de comando y elementos de eficiencia energética.

2.2.1. Tecnologías de Generación Distribuida

La DG se puede definir como la fuente de energía eléctrica conectada directamente a la red distribución o en el lado del medidor del cliente. No se especifica un rango de potencia en la definición, aunque se sugiere tratarlas como micro DG si su potencia se encuentra entre $1[W]$ y $5[kW]$, pequeña

DG si su potencia se encuentra entre $5[kW]$ y $5[MW]$, mediana DG si su potencia se encuentra entre $5[MW]$ y $50[MW]$, y gran DG si su potencia es mayor a $50[MW]$ [14].

La DG puede ser generada por motores de combustión interna, turbinas y microturbinas de gas, cogeneración, como también pueden ser a través de ERNC como la energía solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, biomasa, geotérmica, entre otras.

2.2.2. Demanda Local

Corresponde a los clientes o consumo cercano a la generación distribuida, la cual puede ser de tipo residencial, industrial, público e inclusive una combinación entre los anteriores.

2.2.3. Almacenamiento de Energía

El ingreso de las fuentes renovables en el sistema aumenta los requerimientos de instrumentación, gestión y control, debido a la variabilidad que presentan dichas fuentes. Es por esto que se incluyen sistemas de almacenamiento de energía, ya que brindan la confiabilidad, disponibilidad y calidad del servicio que se requiere. En [15] se muestra que la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en una micro red, mejora los transitorios que existen en la conexión y desconexión con la red, mejora la capacidad, aumenta la potencia instantánea y permite la introducción de sistemas renovables de energía.

Algunos tipos de almacenamiento de energía son baterías (Plomo-ácido, Li-ion, NiCd, NaS), baterías de flujo (o REDOX, por sus reacciones de reducción-oxidación), supercondensadores, celdas de combustibles (o en inglés “*Fuel Cell*”), supercondensadores magnéticos (en inglés “*Superconducting Magnetic Energy Storage*” o SMES), volantes de inercia (en inglés “*Flywheel Energy Storage*” o FES), mediante aire comprimido (en inglés “*Compressed Air Energy Storage*” o CAES), sistema de almacenamiento de bombeo hidráulico (en inglés “*Pumped Hidro Storage*” o PHS) y almacenamiento de energía térmica (en inglés “*Thermal Energy Storage*” o TES).

2.2.4. Centros de Comando y Elementos de Eficiencia Energética

Los centros de comando y elementos de eficiencia energética son los que permiten la gestión de la demanda y la reducción del consumo. Por ejemplo, los medidores inteligentes, que a diferencia de la mayoría de los medidores presentes en Chile, permiten una comunicación bidireccional entre cliente y distribuidora, registrando la información diaria del consumo de energía. Esto trae como beneficio a la distribuidora el conocer de forma más precisa el comportamiento de la demanda, con lo que puede

tomar medidas necesarias para influir en ésta. Por otra parte, le permite al cliente conocer el detalle de su consumo de manera detallada, para así optimizarlo y ahorrar dinero. Los datos almacenados por los medidores inteligentes son analizados en el centro de comando, en el cual, a través de un algoritmo, se realizan los procesos de gestión.

2.3. Modos de Operación de una Micro Red

Una micro red puede estar conectada a la red o en isla, considerando también las transiciones que existen entre un modo y otro. Las transiciones deben ser suaves y no se debe cambiar la topología de los inversores mientras se lleven a cabo. La conexión a la red debe ser lenta debido a la sincronización de tensión y frecuencia, mientras que la desconexión debe ser lo mas rápida posible [16].

2.3.1. “On-Grid”

Se dice que una micro red se encuentra “On-grid”, cuando ésta opera conectada a una red de distribución o red principal. Al estar conectada a alguna de éstas redes, la MG debe ser capaz de optimizar la operación económica, entregar el soporte necesario a la integración de energías renovables y apoyar la participación en el mercado de las DER [8].

2.3.2. “Off-Grid”

Por otra parte, cuando la micro red opera desconectada de la red o en modo isla se dice que está “Off-grid”. En este caso, la MG debe ser capaz de abastecer la demanda constantemente, administrando las cargas críticas con la generación disponible, aumentar la vida útil de la red en operación isla, lo cual se logra optimizando el uso de combustibles y maximizando las energías renovables, lo que conlleva a que sea necesaria una alta penetración de estas energías [8]. Este modo de operación se justifica cuando existe una falla en la red principal o se quiere dar una solución de suministro a localidades alejadas de dicha red principal.

2.4. Sistema de Puesta a Tierra

Al estar operando el sistema, las personas cercanas corren el riesgo de quedar sometidas a tensiones peligrosas ya sea por contactos directos, indirectos o a tensiones de paso [17, 18] y las micro redes no son la excepción.

Los sistemas de puesta a tierra consisten de un elemento (electrodo) o conjunto de elementos (malla de puesta a tierra) conductores conectados entre sí, los cuales se conectan directamente a tierra, con la intención de formar una conexión lo más equipotencial posible.

Su objetivo fundamental es proporcionar seguridad a personas y equipos, garantizar la operación de protecciones, estabilizar la tensión al establecer un potencial de referencia, proporcionar una trayectoria para la conducción de descargas atmosféricas, limitar sobretensiones transitorias y drenar cargas estáticas .

Los factores que influyen en los sistemas de puesta a tierra son la resistividad de la tierra, el material y calibre de los electrodos, de los elementos que componen la malla de puesta a tierra y de la superficie de contacto entre los electrodos y la tierra.

Para garantizar la seguridad de las personas y de los equipos se sugiere que todas las partes metálicas y masas de los equipos eléctricos se encuentren conectados al sistema de puesta a tierra. De no existir, se recomienda conectar individualmente cada equipo a tierra.

2.5. Pararrayos

Es importante proteger a los equipos y personas que se encuentren vulnerables a descargas atmosféricas. Si bien las puestas a tierra se encargan de proporcionar la trayectoria de estas descargas a tierra, es el pararrayo la herramienta que permite que la descarga no afecte a personas ni equipos, al atraer los rayos debido a presentarse como el camino de menor oposición o el “más corto”, de acuerdo a normas establecidas [20].

Desde el punto de vista de las MG, se presentan los elementos que requieren una mayor atención [21].

Plantas Fotovoltaicas

Necesitan protección porque:

- Poseen gran superficie de captura, estructuras metálicas que favorecen la atracción del rayo.
- Ubicación en zonas aisladas.
- Elevada cantidad de descargas.
- Daños en equipos altamente sensibles. Puede producir pérdidas en el servicio.

- Disponer de protección puede ser condición indispensable para las compañías aseguradoras para cubrir los gastos de un siniestro, o puede reducir el precio de la póliza.

Parques Eólicos

Necesitan protección porque:

- Son estructuras metálicas de gran altura, situada en zonas aisladas.
- Son estructuras con un número elevado de incidencias de rayos.
- Poseen componentes altamente sensibles a las sobretensiones y a impulsos electromagnéticos.
- Instalaciones de difícil acceso, no disponen de personal “*in situ*”.
- Necesidad de control remoto sobre ellos.

Telecomunicaciones

Necesitan protección por las mismas razones que los parques eólicos, pero además, es necesario mantenerlas protegidas dado que la ausencia de las telecomunicaciones puede conllevar a grandes pérdidas en el servicio.

2.6. Micro Red de Ollagüe

2.6.1. Ubicación

En el altiplano de la región de Antofagasta se encuentra la localidad de Ollagüe, perteneciente a la comuna de Ollagüe, que se encuentra ubicada específicamente en los $21^{\circ} 13'$ de latitud sur y los $68^{\circ} 43'$ de longitud oeste. El área geográfica de la comuna tiene una extensión de $2192[km^2]$, que representa el 2,30 % de la superficie regional. La localidad de Ollagüe se encuentra a $215[km]$ al noreste de Calama, la ciudad más cercana, y a una elevación de $3660[m.s.n.m.]$. En la figura 2.1 se puede apreciar la ubicación geográfica del área de trabajo de la localidad, y una vista aérea de la misma.

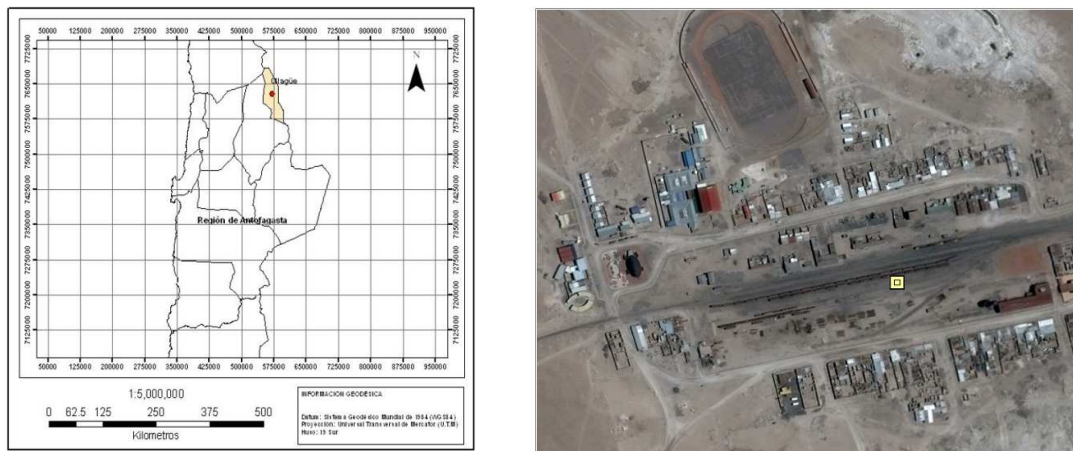


Figura 2.1: Ubicación geográfica y vista aérea de la localidad de Ollagüe.

La micro red de Ollagüe está formada por una planta de energía solar, un aerogenerador, un banco de baterías, un generador diésel de respaldo, una línea de transmisión que une la generación renovable con la demanda y la generación convencional, transformadores asociados a la línea de transmisión e inversores. Además cuenta con medición inteligente de energía en la demanda, la cual si es bien gestionada, permite aprovechar eficientemente los recursos renovables de la zona. En la figura 2.2 se muestra el diagrama unilineal de la MG de Ollagüe y sus elementos. Por otra parte, cerca de la localidad de Ollagüe se pretende instalar una central de generación geotérmica, por lo que es propicio un control fácil de adaptar para incluir una nueva central.

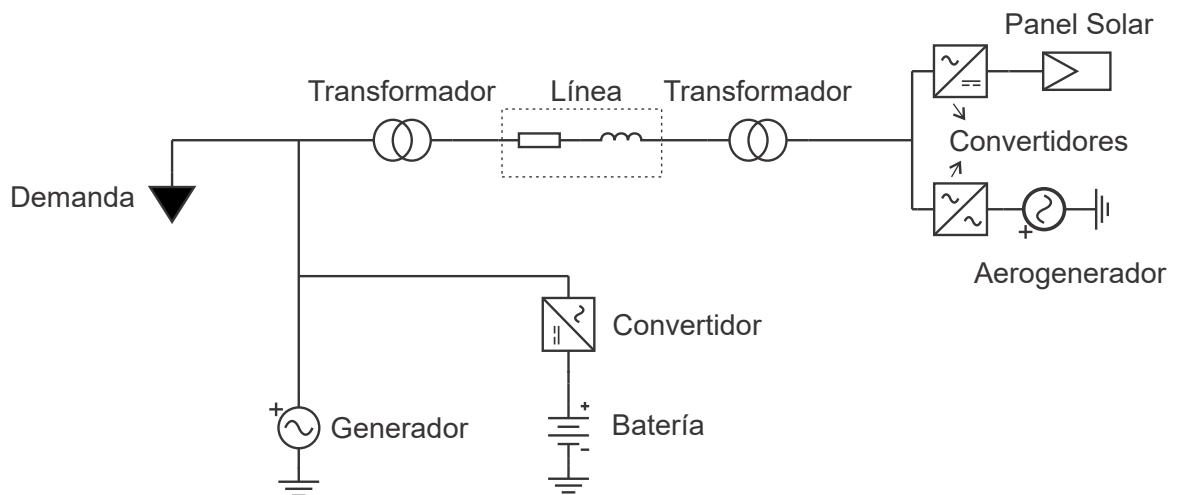


Figura 2.2: Diagrama unilineal de la MG de Ollagüe.

En la demanda se consideran 141 puntos de consumo proporcionados por la municipalidad para

ser atendidos que consta de casas particulares, comerciales, oficinas municipales, aduanas, colegio y otros servicios, de los cuales 127 son monofásicos y 12 trifásicos.

Es en estos puntos de consumo donde se encuentran los medidores inteligentes que permiten tomar lecturas de consumo a distancia, garantizando más comodidad y confianza. Con esto aumenta la seguridad de la información y reduce el costo por toma de lecturas. Por otra parte, el medidor cuenta con la posibilidad de comprar la energía de manera prepago.

2.6.2. Modalidad de Energía Prepago

Si bien la solución prepago nace destinada para usuarios de pocos recursos o sin cuentas bancarias, se ha vuelto un método atractivo dado que permite gestionar el consumo y controlar los gastos. Es por esto que muchos negocios de alojamientos como alquileres, hoteles, hostales, entre otros, ocupen esta modalidad dado que así evitan que los inquilinos o turistas usen la energía irresponsablemente y en caso de que ocurra el costo es traspasado a ellos.

Mientras que para la distribuidora esta modalidad de pago se traduce en la eliminación de los morosos, dado que el consumo se cobra por adelantado, para el consumidor representa una incomodidad en las recargas, pero le permite tomar conciencia del consumo eléctrico del hogar, fraccionar el pago a conveniencia y anular cobros por corte y reposición, que actualmente se encuentra incluida dentro de la tarifa general de acuerdo a la ley de equidad tarifaria [22].

De esta manera, se observa que la modalidad prepago corresponde a una posible herramienta de gestión de la demanda donde la distribuidora disminuye costos de operación y el riesgo, lo que implica menores costos para los consumidores finales.

2.6.3. Datos de la Planta Fotovoltaica

En la tabla 2.1 se muestran los datos relevantes para el modelo que son entregados por los fabricantes correspondientes al panel NS-F130G5, y en la tabla 2.2 se muestra el resumen de los parámetros correspondientes al tipo de semiconductor y a los calculados para modelar la planta fotovoltaica.

2.6.4. Datos del Aerogenerador

La hoja técnica del aerogenerador Ropatec T30 *pro* entrega la curva característica de la potencia eléctrica en función de la velocidad del viento para condiciones de trabajo ideales. La curva de potencia se puede apreciar en la figura 2.3 y los valores entregados en la tabla 2.3.

Parámetro	Nombre	Valor	Unidad
P_{max}	Potencia máxima	130	[W]
V_{oc}	Tensión de circuito abierto	60,4	[V]
I_{sc}	Corriente de cortocircuito	3,41	[A]
V_{mp}	Tensión a máxima potencia	46,1	[V]
I_{mp}	Corriente a máxima potencia	2,82	[A]
β_{oc}	Coef de T° para tensión en circuito abierto	-0,30	[%/°C]
α_{isc}	Coef de T° para corriente en cortocircuito	0,07	[%/°C]
B_{Std}	Radiación estándar	1000	[kW/m ²]
T_{Std}	Temperatura estándar	25	[°C]

Tabla 2.1: Parámetros eléctricos relevantes del panel solar NS-F130G5 bajo condiciones estándar.

Parámetro	Nombre	Valor	Unidad
E_{g0}	Energía del “gap” a 0°C	1,508	[eV]
α_{gap}	Cte Térmica del semiconductor	$0,665e - 3$	[%/°C]
β_{gap}	Cte Térmica del semiconductor	669,7	[%/°C]
N_P	Cantidad de células en paralelo	1	[cantidad]
N_S	Cantidad de células en serie	180	[cantidad]
R_S	Resistencia serie	0,5555	[Ω]
R_P	Resistencia paralelo	174,2144	[Ω]
N	Factor de calidad del Diodo	1,2289	[—]
I_{SStd}	Corriente de saturación en condiciones estándar	$7,4797e - 05$	[A]
I_{LStd}	Corriente fotogenerada en condiciones estándar	3,4209	[A]
Pan_S	Cantidad de paneles en serie	21	[cantidad]
Pan_P	Cantidad de paneles en paralelo	75	[cantidad]

Tabla 2.2: Valores de los parámetros necesarios para modelar la planta fotovoltaica.

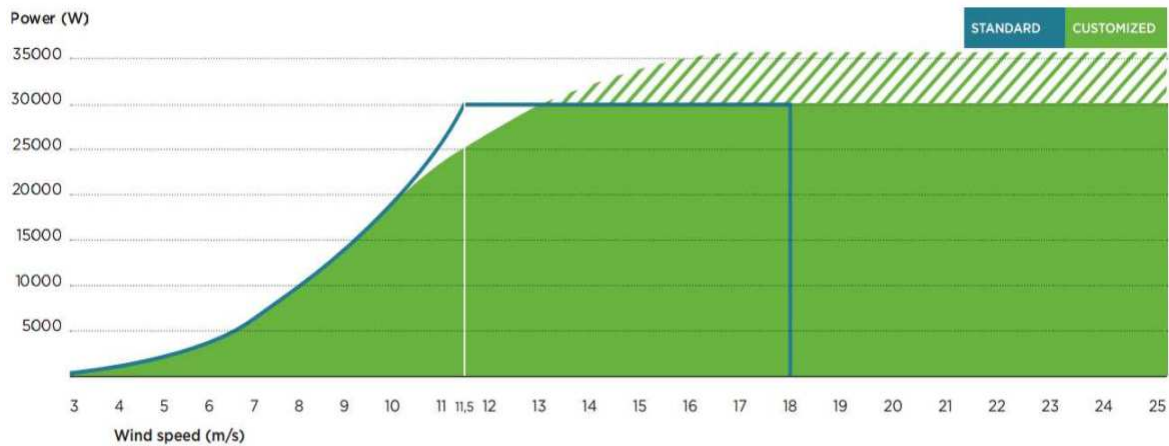


Figura 2.3: Curvas de potencia estándar y personalizada del aerogenerador Ropatec T30 “pro”.

Considerando que la potencia máxima del aerogenerador en operación personalizada es de $35[kW]$, al aplicar el derrateo por altura (el cual se presenta en 2.7), se tiene que la potencia máxima que puede alcanzar en la zona donde está operando es de $25,69[kW]$.

2.6.5. Recursos Renovables

Los recursos renovables considerados son datos históricos obtenidos mediante el explorador solar del ministerio de energía [24]. De aquí, se pueden obtener registros en función de la posición geográfica, tanto de radiación solar, ya sea directa, difusa, global horizontal, entre otras, como la velocidad del viento, la temperatura ambiente, la probabilidad de nubes y sombras, datos relevantes a la hora de considerar las proyecciones de generación ERNC.

2.6.6. Datos del Banco de Baterías

De la batería se sabe que su capacidad máxima es de $520[kWh]$ y que su potencia de descarga máxima es de $250[kW]$ lo que se considerará tanto para carga como para descarga. También se consideran factores de eficiencia de carga y descarga típicos correspondientes a 90 % y 95 % respectivamente.

Además, considerando que las baterías pierden vida útil más rápidamente cuando se utiliza cerca de sus límites de capacidad y velocidad de carga es que se estiman los siguientes parámetros de cuidado de la batería.

Potencia de carga/descarga límite: Corresponde a la máxima velocidad con la cual se puede car-

Velocidad del Viento [m/s]	Potencia Estándar [W]	Potencia Personalizada [W]
3	61	61
4	760	760
5	2013	2013
6	4038	4038
7	6860	6860
8	10440	10440
9	15039	15039
10	20780	19963
11	26474	23504
11.5	30000	25000
12	30000	27496
13	30000	30000
14	30000	30000
15	30000	30000
16	30000	30000
17	30000	30000
18	30000	30000
19	-	30000
20	-	30000
21	-	30000
22	-	30000
23	-	30000
24	-	30000
25	-	30000

Tabla 2.3: Valores de la curva de potencia estándar y personalizada del aerogenerador Ropatec T30 *pro*.

gar/descargar la batería sin sufrir una reducción de su vida útil. En este caso, se considera que tanto la potencia de carga como de descarga son iguales a $150[kW]$, los cuales son estimados a partir de “datasheets” de otras baterías.

Rango SOC óptimo: Corresponde al rango del estado de carga en la cual la batería opera sin dañar su vida útil. Este rango generalmente se contempla desde el 0,2 hasta el 0,8.

Por último, para evitar fallas por sobrecarga o por descarga profunda, el estado de carga de la batería se verá limitado entre 0,1 y 0,9.

De esta manera, los datos necesarios de la batería con el factor de derrateo por altura aplicado se encuentran en la tabla 2.4.

Parámetro	Nombre	Valor	Unidad
E_{max}	Capacidad	520	$[kWh]$
$P_{maxcarga}$	Potencia máxima de carga	183,5	$[kW]$
$P_{maxdescarga}$	Potencia máxima de descarga	183,5	$[kW]$
$P_{limcarga}$	Potencia límite de carga	150	$[kW]$
$P_{limdescarga}$	Potencia límite de descarga	150	$[kW]$
η_{carga}	Eficiencia carga	0,9	$[-]$
$\eta_{descarga}$	Eficiencia descarga	0,95	$[-]$
SOC_0	Estado de carga inicial	0,5	$[-]$

Tabla 2.4: Valores de los parámetros necesarios para modelar la batería.

2.6.7. Datos del Inversor

Los datos que se tienen de los distintos inversores involucrados son la potencia máxima DC, la potencia nominal AC, el rango de tensiones DC y la tension nominal AC, el factor de potencia máximo y la eficiencia máxima. Considerando estos valores, el inversor se modela con su eficiencia máxima incorporada a los equipos. Por simplicidad, en algunos casos se considera que el inversor es ideal, es decir, tiene una eficiencia del 100 %, mientras que en otros casos se considera una eficiencia constante igual a la máxima de 98 %.

2.6.8. Datos del Generador

En la tabla 2.5 se muestran los parámetros necesarios del generador aplicando el factor de derrateo en la potencia máxima.

Parámetro	Nombre	Valor	Unidad
P_{max}	Potencia máxima	330,3	$[kW]$
P_{min}	Potencia mínima	100	$[kW]$

Tabla 2.5: Valores de los parámetros necesarios para modelar el generador.

En la tabla 2.6 se muestra el costo en $[CLP]$ de acuerdo al nivel de generación en $[kW]$ en una hora [23], y en la figura 2.4 se muestra la curva de costos asociada los valores de la tabla 2.6. Para los datos de la curva de costos se consideró un 30 % extra en el cargo del precio del diésel, por conceptos de transporte y eficiencia.

Rango	Valor	Unidad
0,25* Potencia máxima	140,73	$[CLP/kW]$
0,5* Potencia máxima	118,10	$[CLP/kW]$
0,75* Potencia máxima	112,44	$[CLP/kW]$
Potencia máxima	113,68	$[CLP/kW]$

Tabla 2.6: Costo del generador diésel para distintos niveles de carga.

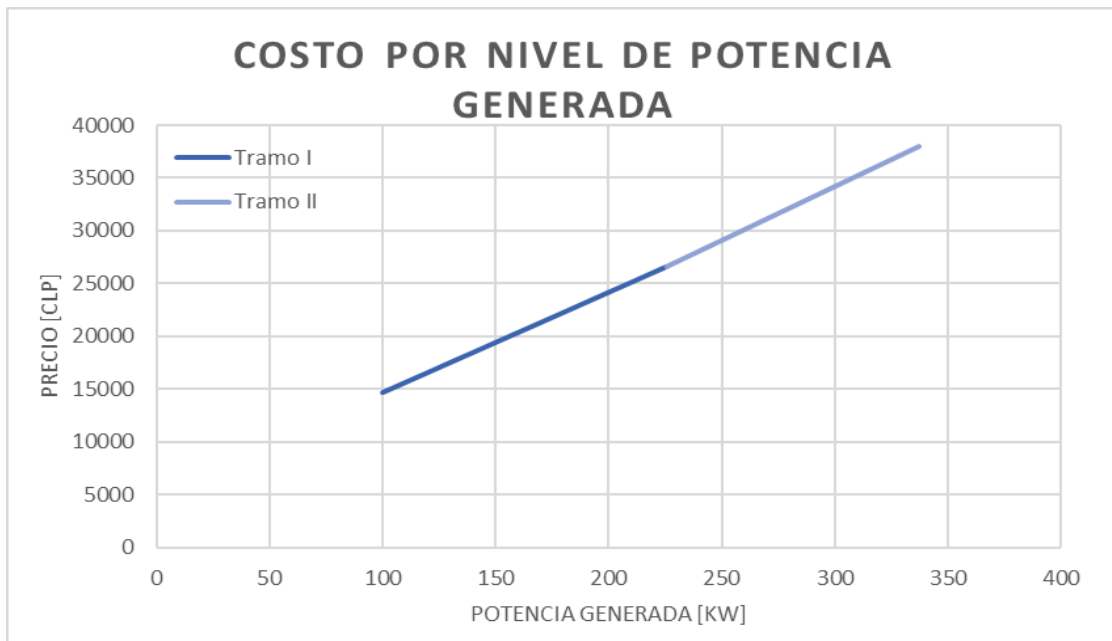


Figura 2.4: Costo por hora del generador diésel en función de la potencia generada.

En la figura 2.4, las ecuaciones que rigen al tramo I y al tramo II se encuentran en el arreglo de

ecuaciones 2.1.

$$Costo_d(P_d) = \begin{cases} \text{Tramo I: } 95,468 * P_d + 5091,6 & 50[kW] \leq P_d \leq 225[kW] \\ \text{Tramo II: } 101,13 * P_d + 3818,7 & 225[kW] \leq P_d \leq 337,5[kW] \end{cases} \quad (2.1)$$

Cabe destacar que el tramo III, que correspondería al ubicado entre 337,5[kW] y 450[kW] no es considerado dado que por el derrateo no se puede operar en ese rango.

2.6.9. Datos del Transformador

Dado que no se dispone del dato de placa del transformador, se considera un dato extraído de una tabla con los valores típicos de los transformadores según potencia y niveles de tensión. Este valor corresponde a $Z_{PS} \% = 4 \%$. Además, se considera una relación de X_σ/R_P de 4, donde X_σ representa la reactancia de dispersión y R_P a la resistencia que representa las pérdidas. La impedancia del transformador en por unidad se muestra en 2.2.

$$(Z_{PS}) = \frac{Z_{PS} \%}{100} \angle \arctan \left(\frac{X_\sigma}{R_P} \right)^\circ = 0,04 \angle 75,96^\circ \quad (2.2)$$

2.6.10. Datos de la Línea

La línea posee un largo de 900[m] y el conductor “Alloy Aluminium Conductor” de calibre “8AWG” o “AAC 8AWG”, corresponde a uno de aluminio con área transversal efectiva de 8,36[mm²]. Posee un RMG de 0,001268[m], una resistividad de 0,0326[Ωmm²/m] y coeficiente de temperatura de 0,0035[1/°C]. Se asume que la distancia entre fases corresponde a 1,12[m] entre las fases a y b, 1,12[m] entre las fases b y c, y 2,24[m] entre las fases a y c, lo que corresponde a un DMG de 1,4111[m]. La impedancia de la línea por fase se muestra en 2.3.

$$Z_{línea} = 3,8564 + j0,4407 \quad [\Omega] \quad (2.3)$$

2.6.11. Datos de la Demanda

El promedio de las demandas máximas medidas durante el mes de noviembre de 2016 fue de 105[kW] mientras que la demanda media fue de 78[kW]. Además, se cuenta con la curva de demanda de dicho mes.

2.7. Derrateo por Altura

Lo primero a tener en cuenta para las simulaciones, es el efecto que tiene la zona sobre los elementos presentes en la MG. Dado que se encuentra a 3660[m.s.n.m], los equipos eléctricos se ven mermados en su potencia máxima, debido a que mayor altura, las condiciones de aislación y propiedades de enfriamiento del aire disminuyen.

Se considera un derrateo del 1 % por cada 100[m.s.n.m] sobre los 1000[m.s.n.m] a las potencias máximas [25], concordante con las sugerencias de derrateo de tensión y corriente de la norma ANSI C37.20.2. Eso implica que para los 3660[m.s.n.m] de Ollagüe, todas las potencias máximas serán multiplicadas por un factor de $FD = 0,734$, a menos que se indique lo contrario.

Capítulo 3

Estado del arte

3.1. Micro redes

En la actualidad, existen una gran cantidad de MG's instaladas en el mundo. Algunos ejemplos de estas son la micro red de Kythnos en Grecia (generación de $15[kW]$ y almacenamiento de $53[kWh]$) [26], la MG de Hachinohe en la prefectura de Aomori (generación de $710[kW]$ y almacenamiento de $100[kW]$), Japón [27], incluso la micro red de Huatacondo en Chile (generación de $143[kw]$ y almacenamiento de $129[kWh]$) [28]. Si bien están compuestas principalmente de RES, y algunas exclusivamente de éstas, es usual encontrar generadores diésel instalado como respaldo.

A continuación, se analiza el presente de las micro redes de acuerdo a diversos campos de interés [2, 5, 6, 9, 10, 12, 13].

Mercado Eléctrico: En general, debido a su tamaño, las MG's por sí solas son muy pequeñas para participar en el mercado eléctrico, aunque es posible que grandes MG's o conjuntos de varias MG's más pequeñas se agrupen para unirse al mercado. Por otra parte, muchas de las MG's son la solución para dar electricidad a comunidades alejadas del sistema eléctrico, por lo que una conexión con éste no es económicamente viable.

Estabilidad del Sistema: La inercia de las MG's es muy pequeña, prácticamente despreciable. Esto se debe a que generalmente presentan pocos generadores y pequeñas potencias. Esto implicaría que, por ejemplo ante un desbalance importante, se presente una desviación en la frecuencia del sistema. Ante esto, las MG's pueden operar sincronizados a los inversores de manera que la frecuencia no dependa de la inercia del sistema. Con esto, el centro de control debe actuar rápidamente ante un desbalance en el sistema, cargando sistemas de almacenamiento cuando la

generación es mayor, y descargándolos cuando la demanda es mayor. Si la relación del sistema de almacenamiento con respecto a la micro red es baja, cargas flexibles o vertimiento de RES será necesario ante una mayor generación, y programas de desprendimiento de cargas en caso de una mayor demanda.

Confiabilidad: Debido a la posibilidad que ofrece una MG de operar por separado de la red o en modo isla, en el momento que ocurra una falla en la red, la MG puede desconectarse y continuar en operación, lo cual implica un aumento en el grado de confiabilidad del sistema. Este comportamiento es de importancia para unidades críticas tales como hospitales o centros de datos, los cuales requieren de suministro constante. Para aumentar la seguridad del sistema en modo isla aún más, es posible incluir redundancia en unidades de respaldo.

Pronóstico: Es crucial pronosticar con cierta precisión la radiación solar para obtener una estimación de generación fotovoltaica razonablemente acertada. Así mismo, se requiere un buen pronóstico de la velocidad y dirección del viento para estimar la generación eólica. Estas estimaciones son necesarias para optimizar el despacho de la MG y, en contraste con las mediciones actuales, tomar decisiones futuras. En la actualidad, para mitigar el efecto de la variabilidad en la generación, las micro redes deben contar con almacenamiento suficiente o con equipos de respaldo.

Perspectiva de la demanda: La gestión de la demanda es un punto importante en la operación de una MG, y permite influir en la carga de manera de minimizar el costo o la emisión de gases contaminantes. Esto es, cuando no existe suministro suficiente, las cargas prescindibles son desconectadas. Para ello es que actualmente se realiza una clasificación de cargas en 3 grupos, las sensibles, las ajustables y las vertibles.

Sensibles: Son aquellas de mayor importancia y deben encontrarse siempre con suministro.

Ajustables: Pueden ser controladas dentro de un rango de potencia programado.

Prescindibles: Son aquellas que se pueden desconectar cuando existe insuficiente potencia en el sistema.

Otro mecanismo para influir en la demanda son las baterías móviles enchufables, ya que corresponden a la capacidad de almacenamiento y control adicional en el sistema. Ejemplo de esto es el auto eléctrico, el cual será parte de las redes en un futuro. De esta forma se hace indispensable gestionar desde el lado de la demanda junto con la generación para asegurar un uso óptimo del sistema. Además, en algunas micro redes pueden existir cargas que se encuentren en la misma escala que las unidades de generación, tales como los aires acondicionados. Estos pueden provocar grandes variaciones en la frecuencia de la MG. Por esta razón, actualmente este tipo de cargas se encuentra clasificada como prescindible.

Perspectiva Ambiental: Desde el punto de vista ambiental, las MG's reducen la emisión de dióxido de carbono al ambiente debido a la penetración de RES y al aumento de la eficiencia en el uso de los combustibles a través de la cogeneración o CHP, lo que conlleva a disminuir las emisiones. Un estudio en Japón muestra que el consumo de energía primaria puede ser menor cuando la MG reduce la compra de energía de la red, pero a su vez aumenta las emisiones de GHG, por lo que sería conveniente desde este punto de vista comprar mayor cantidad de energía a la red en lugar de generarla en la MG. Un punto en contra que tienen las RES, en general, es la baja potencia generada por metro cuadrado, lo que implica un mayor impacto visual, siendo no tan influyente en lugares desiertos o alejados de la civilización.

Área de Aplicación: Por temas de seguridad las MG's se deben implementar en áreas pequeñas, dado que a mayor envergadura de la MG, mayor será la probabilidad de una falla dentro de ésta. Esto puede evitar que la MG opere en modo isla. Para tratar esto es que actualmente una MG con más unidades debe poseer un nivel de redundancia mayor dependiendo de la cantidad de unidades, aunque optimizada para mantener la confiabilidad.

Ámbito Legal: Legalmente hablando, el concepto de micro red corresponde a un término el cual no se encuentra bien definido, ya que abre las puertas a posibilidades que antes no estaban consideradas, por lo que no se encuentran normadas. Es por esto que en todo el mundo se está trabajando en este tema debido a la implementación de las de las MG's.

A modo de resumen, se aprecia que la presencia de las MG's permite encontrar soluciones locales eficientes, mejora la confiabilidad de suministro, disminuye la emisión de gases contaminantes (GHG) y es una posible solución estandarizada para emergencias. Es además, una posibilidad para localidades remotas de poseer suministro eléctrico, en cuyo caso es necesario considerar los efectos de la zona en el desempeño de los equipos eléctricos. También hay que considerar que a medida que aumenta el tamaño de la MG, ésta se vuelve más compleja y aumenta el riesgo de ocurrencia de fallas internas que operando “*off-grid*”, puede presentar problemas de frecuencia cuando se conectan o desconectan grandes cargas comparadas con la potencia del sistema. Además, al estar en proceso de legislación, es posible que existan modificaciones desfavorables, ya sea técnicas o económicas para la micro-red.

3.2. Algoritmos

Las MG's deben suplir la demanda de forma económica teniendo en cuenta las distintas restricciones ya sean de seguridad, de emisiones, de mercado, entre otras. El “cerebro” encargado de esta tarea es el sistema de gestión de energía o SGE, de inglés “*Energy Management System*” o EMS.

Las técnicas empleadas en los SGE típicas son la relajación Lagrangiana (del inglés “*Lagrange Relaxation*” o LR), los algoritmos genéticos (del inglés “*Genetic Algorithm*” o GA), los algoritmos de enjambre (del inglés “*Particle Swarm Optimization*”), la programación lineal (del inglés “*Linear Programming*” o LP) y la programación dinámica (del inglés “*Dynamic Programming*” o DP) [30].

Relajación Lagrangiana: Consiste en relajar un problema de optimización, removiendo las restricciones complejas o complicadas e incluyéndola en la función objetivo como una penalización para resolver el problema con mayor facilidad, sujeta a restricciones sencillas. Se le asigna un peso a la penalización con el multiplicador de Lagrange. Su uso principal es en problemas de optimización discreta y en problemas de redes [31, 32].

Ventajas:

- Se aplica a cada descomposición de un modelo y llega a una solución aproximada.
- Resuelve núcleos de sub-problemas como modelos independientes.
- La solución aproximada puede tomar ventajas de varios algoritmos conocidos.
- Permite desarrollar límites sobre el valor de la función objetivo óptima de manera rápida.

Desventajas:

- El problema relajado debe ser más sencillo de resolver que el original, puesto que podría ser necesario resolverlo muchas veces.
- La relajación debe ser buena en el sentido de que el valor de la solución del problema relajado debe ser suficientemente cercano al original.
- El agregar un nuevo elemento al problema conlleva replantearlo y sintonizar nuevamente los multiplicadores de Lagrange.

Algoritmos Genéticos: Son métodos de búsqueda que imitan a la teoría de la evolución de Darwin. Para la resolución del problema se parte de una población inicial, de la cual se seleccionan los individuos más capacitados de acuerdo a la evaluación de cada uno de los cromosomas generados. Los individuos seleccionados se reproducen y se mutan para obtener una nueva generación de individuos más aptos que la generación anterior. Este proceso iterativo puede ser detenido de acuerdo diversas condiciones de terminación, ya sea cantidad máxima de iteraciones o cuando no se produzcan mayores cambios en la población (convergencia del algoritmo) [33, 34].

Ventajas:

- Son intrínsecamente paralelos, es decir, trabajan de forma simultánea con varias soluciones en vez de trabajar de forma secuencial como las técnicas tradicionales. Esto conlleva a que si se encuentra con una solución subóptima, en vez de abandonar el trabajo realizado y empezar de nuevo, simplemente desechan ésta solución subóptima y siguen por otros caminos.
- Resultan menos afectados por los máximos locales o falsas soluciones que las técnicas tradicionales.
- Poseen la habilidad de manipular muchos parámetros simultáneamente, lo que resulta atractivo en caso de tener varios objetivos a resolver.
- No necesitan conocimientos específicos sobre el problema que intentan resolver, realizando cambios aleatorios en sus soluciones candidatas y luego utilizando la función de aptitud para determinar si esos cambios producen una mejora o no.
- Usan operadores probabilísticos, en vez de los típicos operadores determinísticos de las otras técnicas.

Desventajas:

- Al definir una representación del problema, el lenguaje utilizado para especificar soluciones candidatas debe ser robusto y capaz de tolerar los cambios aleatorios, para que no produzcan constantemente errores fatales o resultados sin sentido.
- Pueden tardar mucho en converger, dependiendo en cierta medida de los parámetros que se utilicen (tamaño de la población, número de generaciones, etc.).
- Pueden converger prematuramente debido a una serie de problemas, como es el caso de un individuo que es mucho más apto que los otros y emerge muy pronto, puede mermar la diversidad de la población, provocando que el algoritmo converja hacia el óptimo local que representa ese individuo.

Algoritmos de Enjambre: Es una inteligencia de enjambre meta-heurística inspirada en el comportamiento de un grupo de animales, como por ejemplo los enjambres, las bandadas o los cardúmenes. Es un método basado en una población, la cual representa el estado del algoritmo, y es modificada iterativamente hasta un criterio de terminación. Ésta población es llamada enjambre, mientras que sus individuos son llamados partículas. A diferencia de los GA's, los PSO's no cambian la población de generación en generación, sino que mantienen la misma población, pero los miembros de la población o partículas cambian sus posiciones en el espacio sin mutaciones, recombinaciones o selección del más apto. Las posibles soluciones de éste método corresponden al espacio que ocupa la población y las iteraciones corresponden al movimiento

de las partículas en ese espacio, considerando el bienestar tanto de la partícula como del enjambre. A la función optimizar se le llama función de aptitud o “*fitness function*”. Para problemas prácticos se suele elegir entre 10 y 50 partículas [35, 36].

Ventajas:

- No es sensible al tamaño de las variables de diseño.
- Es de fácil implementación.
- Fácil de paralelizar, es decir, puede realizar procesos simultáneos.
- Libre de derivadas.
- Pocos parámetros definen al algoritmo.
- Búsqueda eficiente del óptimo global.

Desventajas:

- Tendencia a una rápida y prematura convergencia en puntos sub-óptimos.
- Convergencia lenta en etapas refinadas de búsqueda (débil capacidad de búsqueda local).
- Agregar una nueva variable al problema implica una re-estructuración completa.

Programación Lineal: Un problema de programación lineal puede ser definido como un problema de maximización o minimización de una función lineal llamada función objetivo, sujeta a restricciones lineales, las cuales pueden ser igualdades o desigualdades. El problema de LP puede ser factible (limitado e ilimitado) e infactible (no existen soluciones que satisfagan las restricciones). En ocasiones el problema requiere variables que son estrictamente enteras o binarias [37, 38]. Estos problemas híbridos se denominan programación lineal entera mixta (MILP del inglés “*Mixed Integer Linear Programming*”). Al agregar las variables enteras, se utiliza el algoritmo “*Branch and Cut*”, que consiste en agregar restricciones para evitar las soluciones no enteras, y subdivide el problema ajustando una de las variables enteras para ir eliminando las soluciones infactibles (parte del algoritmo “*Branch and Bound*”).

Ventajas:

- Requiere un tiempo menor.
- Permite una rápida identificación de las expectativas esperadas.
- Reducen los riesgos asociados con la experimentación real.

Desventajas:

- Se pierde información del fenómeno estudiado.

- Las diferentes interpretaciones de la información pueden ocasionar resultados que estén lejos de la realidad.
- Sensibilidad ante errores de medición.

Programación Dinámica: Método que determina de manera eficiente decisiones en forma secuencial que optimizan el comportamiento de un sistema que evoluciona a lo largo de una serie de etapas. Éstas son completadas con uno o más estados, enlazándolas a través de cálculos recursivos [39,40]. La etapa corresponde a la parte del problema que posee un conjunto de alternativas mutuamente excluyentes de las cuales se seleccionará la mejor. Por otra parte, el estado es el que refleja la condición de las restricciones que enlazan las etapas, de tal manera que cuando cada etapa se optimiza por separado, la decisión resultante es automáticamente factible para el problema completo.

Ventajas:

- Eficaz para resolver problemas de gran complejidad al dividirlo y secuenciarlo.
- Resuelve cada sub problema de una sola vez.
- Los cálculos de cada etapa se organizan y se guardan de manera eficiente, facilitando su consulta para posteriores análisis.

Desventajas:

- Si la red es muy grande se vuelve laborioso.
- No es aplicable a todo tipo de problemas.
- Puede llegar a ser un método menos eficiente.

Para poder mejorar el desempeño del algoritmo ante la variabilidad de las ERNC's, metodologías como la lógica difusa (FLC del inglés "*Fuzzy Logic Control*") o el algoritmo de horizonte deslizante, también llamado control predictivo por modelo (MPC del inglés "*Model Predictive Control*"), son considerados.

El FLC busca tratar con variables de carácter subjetivo, con incertidumbre e imprecisiones, los cuales son ajustados por medio de conjuntos difusos de manera de cuantificar los criterios cualitativos. En el caso del sistema difuso del tipo Mamdani, esto se logra con un módulo fusificador, encargado de transformar las variables de entrada numéricas en valores difusos, un módulo de inferencia difusa, encargado de realizar las operaciones lógicas en lenguaje difuso, y por último un módulo defusificador, encargado de cuantificar la salida difusa obtenida a un valor numérico [41, 42].

Por otra parte, la idea del MPC es resolver el problema de control óptimo dentro de un horizonte futuro finito. Basándose en las mediciones obtenidas, el controlador predice el comportamiento dinámico futuro en el horizonte dado y optimiza. En cada tiempo de muestreo, el estado actual se vuelve el nuevo estado inicial, volviendo a predecir el comportamiento dinámico futuro y optimizando hasta completar el horizonte [43, 44].

Capítulo 4

Modelamiento

A continuación se presenta el marco teórico, o en su defecto la operación característica de los elementos presentes en la MG estudiada, junto con las consideraciones y aproximaciones que se estimen convenientes de acuerdo a las condiciones a las cuales se encuentren sometidos [45–58].

4.1. Panel solar

La unidad principal de una planta solar es el panel solar, el cual a su vez esta compuesto por un conjunto de células fotovoltaicas en serie y en paralelo con sus protecciones correspondientes.

4.1.1. Modelo Célula Solar

El modelo eléctrico que determina a una célula solar se muestra en la figura 4.1.

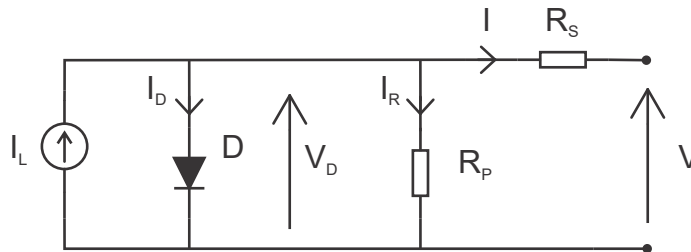


Figura 4.1: Modelo eléctrico de una célula solar.

En la figura 4.1, I_L representa la corriente fotogenerada por la célula, I_D es la corriente por el diodo y representa la variabilidad en la generación de corriente de acuerdo al nivel de tensión V_D a la

cual se encuentra sometida la célula. I es la corriente que entrega la célula solar a una tensión V en sus bornes. R_S y R_P son resistencias serie y paralelo respectivamente, que se incluyen para modelar los efectos de pérdidas que se dan en las células. Mientras R_S representa la resistencia que existe entre los contactos metálicos y el semiconductor, la resistencia R_P representa fugas de corriente debido a posibles cortocircuitos metálicos en los bordes de la célula.

De esta manera, al realizar el análisis del circuito de la figura 4.1, se obtiene que la corriente entregada por la célula solar es:

$$I = I_L - I_D - \frac{V_D}{R_P} \quad (4.1)$$

Además, la tensión del diodo y la corriente que circula por éste, se pueden expresar como 4.2 y 4.3 respectivamente.

$$V_D = V + I * R_S \quad (4.2)$$

$$I_D = I_S * \left(e^{\frac{V_D}{V_t}} - 1 \right) = I_S * \left(e^{\frac{V + I * R_S}{N * V_t}} - 1 \right) \quad (4.3)$$

Donde I_S es la corriente de saturación, N es el factor de calidad del diodo, V_t es la tensión térmica que se define como 4.4, en la cual, k es la constante de Boltzmann, T es la temperatura en Kelvin y q es la carga del electrón en eV . V_{Std} corresponde a la tensión térmica evaluada a la temperatura estándar T_{Std} .

$$V_t = V_t(T) = \frac{k * T}{q} \quad ; \quad V_{tStd} = V_t(T_{Std}) \quad (4.4)$$

El valor de la corriente de saturación varía con la temperatura de operación como se muestra en la ecuación 4.5.

$$I_S(T) = I_{SStd} * \left(\frac{T}{T_{Std}} \right)^3 * \frac{e^{-\frac{E_g}{V_t}}}{e^{-\frac{E_{gStd}}{V_{tStd}}}} \quad (4.5)$$

Donde I_{SStd} es la corriente de saturación para condiciones estándar de operación, E_g es la energía del “gap” que se define como 4.6 en la cual E_{g0} es la energía del “gap” a $0^\circ C$, α_{gap} y β_{gap} son constantes térmicas del semiconductor de la célula solar. E_{gStd} corresponde a la energía del “gap”

evaluada a la temperatura estándar T_{Std} .

$$E_g(T) = E_{g0} - \frac{\alpha_{gap} * T^2}{\beta_{gap} + T} \quad ; \quad E_{gStd} = E_g(T_{Std}) \quad (4.6)$$

Por otra parte la corriente fotogenerada, que depende tanto de la radiación como de la temperatura, se puede expresar como se muestra en la ecuación 4.7.

$$I_L(B, T) = I_{LStd} * \frac{B}{B_{Std}} * [1 + \alpha_{isc} * (T - T_{Std})] \quad (4.7)$$

Donde I_{LStd} es la corriente fotogenerada en condiciones estándar, B es la radiación que incide en el panel, B_{Std} es la radiación estándar y α_{isc} es el coeficiente de temperatura para corriente en cortocircuito.

La temperatura de la célula se puede estimar como 4.8.

$$T = \frac{(T_{Std} - 293)}{f(v_w)} * \frac{B}{B_{Std}} + T_a \quad (4.8)$$

Donde $f(v_w)$ corresponde a una función que depende de la velocidad del viento y representa la ventilación del panel, y T_a la temperatura ambiente.

Cabe destacar que el derrateo en el caso del panel (obviando la aislación) será representada en la función $f(v)$, siendo mostrada en la ecuación 4.9.

$$f(v_w) = 4e - 6 * v^3 - 0,0004 * v^2 + 0,011 * v + 0,1588 \quad (4.9)$$

Así, reemplazando 4.2 y 4.3 en 4.1, se obtiene que la corriente entregada por la célula solar se puede expresar como la ecuación 4.10, la cual, junto con las ecuaciones 4.5 y 4.7, definen el comportamiento de la célula solar.

$$I = I_L(B, T) - I_S(T) * \left(e^{\frac{V + I * R_S}{N * V_t}} - 1 \right) - \frac{V + I * R_S}{R_P} \quad (4.10)$$

Conexión de Células

El panel solar está compuesto por un arreglo de varias células fotovoltaicas conectadas en serie para aumentar la tensión de operación, y en paralelo, para aumentar la corriente de salida. Se asume que las células solares son iguales y se encuentran sometidas a las mismas condiciones de radiación

y temperatura. Con esto se puede mostrar que el modelo equivalente de conectar N_{CS} células solares en serie y N_{CP} en paralelo corresponde al de la figura 4.2 [45].

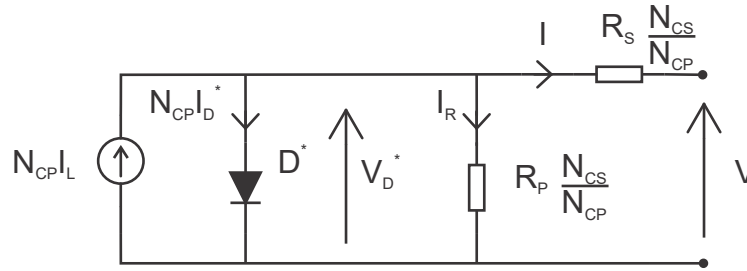


Figura 4.2: Modelo eléctrico equivalente de N_{CS} células solares en serie y N_{CP} en paralelo.

De la figura 4.2, se obtiene que la corriente fotogenerada por N_{CS} celdas en serie y N_{CP} en paralelo, es N_{CP} veces mayor a la de una sola célula. Por otra parte las resistencias R_S y R_P son $\frac{N_{CS}}{N_{CP}}$ veces mayores. Para analizar el comportamiento del diodo equivalente del modelo, se debe considerar su ecuación característica (ecuación 4.3) donde la corriente del diodo equivalente es N_{CP} veces mayor a la del diodo de una sola celda, y la tensión sobre el diodo es $V_D = V/N_{CS}$, por lo que se evalúa como se muestra en la ecuación 4.11.

$$I_D^*(V) = N_{CP} * I_D \left(\frac{V}{N_{CS}} \right) = N_{CP} * I_S * \left(e^{\frac{V}{N_{CS} * N * V_t}} - 1 \right) \quad (4.11)$$

Donde 4.11 corresponde a la ecuación 4.3 con una corriente de saturación N_{CP} veces mayor, evaluada en V/N_{CS} , lo que se puede interpretar como una tensión térmica N_{CS} veces mayor para una tensión V en bornes del arreglo de células. Así, con las consideraciones anteriores el modelo del panel solar es el mismo que el de una célula solar. Por extensión, una planta solar con una disposición de N_S paneles en serie y N_P en paralelo se analiza de forma análoga y se llega a la misma conclusión.

4.1.2. Modelo de la Planta Fotovoltaica

Para el modelo del panel es necesario conocer los parámetros mencionados anteriormente. Sin embargo, las hojas técnicas entregadas por los fabricantes no siempre traen toda la información necesaria. La tabla 2.1 muestra los datos relevantes para el modelo que son entregados por los fabricantes, correspondientes al panel NS-F130G5.

Además, cuenta con los detalles físicos del panel, tales como su dimensión, y el material del que se encuentra hecho, en este caso “*amorphous silicon*”.

Se observa que en la tabla 2.1 no se encuentran todos los parámetros necesarios que modelan

el panel solar (ecuaciones 4.5, 4.7 y 4.10). Es por esto que es necesario desarrollar un método para calcular los parámetros restantes de acuerdo a los entregados por el fabricante [45].

Al evaluar los 3 puntos importantes en la ecuación 4.10 para condiciones ambientales estándar, considerando que en el punto de máxima potencia la derivada debe ser cero, y que la pendiente de la curva característica en condiciones estándar es aproximadamente $-1/R_P$ cuando $I = I_{sc}$, se tiene 5 ecuaciones y 5 incógnitas [46].

Lo anterior se puede expresar como el siguiente sistema de ecuaciones.

Ecuación 4.10 evaluada en $V = V_{oc}$; $I = 0$

Ecuación 4.10 evaluada en $V = 0$; $I = I_{sc}$

Ecuación 4.10 evaluada en $V = V_{mp}$; $I = I_{mp}$

$$\left. \frac{\partial P}{\partial V} \right|_{V=V_{mp}; I=I_{mp}} = 0$$

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=0; I=I_{sc}} = -\frac{1}{R_P}$$

Donde la derivada parcial de la potencia puede expresarse como 4.12, y la derivada de la curva característica como 4.13

$$\frac{\partial P}{\partial V} = \frac{\partial(V * I)}{\partial V} = I_{mp} + V_{mp} * \left. \frac{dI}{dV} \right|_{V=V_{mp}; I=I_{mp}} \quad (4.12)$$

$$\frac{dI}{dV} = - \frac{\frac{R_P * I_S}{V_t} * e^{\frac{(V+I*R_S)}{V_t}} + 1}{R_P + R_S + \frac{R_P + R_S * I_S}{V_t} * e^{\frac{(V+I*R_S)}{V_t}}} \quad (4.13)$$

Al resolver el sistema de ecuaciones anterior se pueden calcular los parámetros restantes para modelar el panel solar. Estos se muestran en la tabla 2.2.

4.2. Aerogenerador

Existen 2 tipos de aerogeneradores, los de eje vertical y los de eje horizontal. Los de eje vertical presentan ciertas ventajas sociales sobre los de eje horizontal, entre las cuales destacan los siguientes.

- Son silenciosos
- Tienen menor impacto visual
- Son omnidireccionales
- Pueden aprovechar vientos de baja intensidad
- Las torres son de menor altura
- Son más seguras

En desmedro de esto, poseen un menor rendimiento ante vientos de mayor intensidad, a diferencia de los aerogeneradores de eje horizontal. La potencia eléctrica generada depende de la velocidad del viento principalmente, siendo afectada por otros parámetros externos tales como la temperatura, altitud, presión atmosférica, nivel de turbulencia y presencia de obstrucciones.

4.2.1. Modelo del Aerogenerador

La hoja técnica del aerogenerador Ropatec T30 *pro* entrega la curva característica de la potencia eléctrica en función de la velocidad del viento para condiciones de trabajo ideales. La curva de potencia se puede apreciar en la figura 2.3, y los valores entregados en la tabla 2.3.

Cabe destacar que el aerogenerador puede ser usado de forma estándar, o configurado de manera personalizada, obteniendo distintos perfiles de potencia en función de la velocidad del viento.

Dado el eje vertical, la dirección del viento no es relevante. Si bien la generación eléctrica depende cúbicamente de la velocidad del viento, fueron llevadas a cabo interpolaciones cuadráticas por tramos para modelar el aerogenerador. De esta manera, las ecuaciones que modelan la curva de potencia estándar y personalizada del aerogenerador son las que se muestran en 4.14 y 4.15, respectivamente.

$$P_{Std} = \begin{cases} 277v^2 - 1240 + 1288 & 3[m/s] \leq v \leq 5[m/s] \\ 398,5v^2 - 2358v + 3843 & 5[m/s] \leq v \leq 7[m/s] \\ 509,5v^2 - 4062v + 10332 & 7[m/s] \leq v \leq 9[m/s] \\ 242,5v^2 + 950,5v - 13120 & 9[m/s] \leq v \leq 11,5[m/s] \\ 30000 & v \geq 11,5[m/s] \end{cases} \quad (4.14)$$

$$P_{Cstm} = \begin{cases} 277v^2 - 1240 + 1288 & 3[m/s] \leq v \leq 5[m/s] \\ 398,5v^2 - 2358v + 3843 & 5[m/s] \leq v \leq 7[m/s] \\ 509,5v^2 - 4062v + 10332 & 7[m/s] \leq v \leq 9[m/s] \\ -691,5v^2 + 18063v - 91512 & 9[m/s] \leq v \leq 11[m/s] \\ -494,5v^2 + 15217v - 84191 & 11[m/s] \leq v \leq 13[m/s] \\ 30000 & v \geq 13[m/s] \end{cases} \quad (4.15)$$

Considerando el derrateo, las ecuaciones anteriores se saturan en la potencia máxima del aerogenerador mostrada en 2.6.4, lo cual se alcanza para una velocidad del viento de 10,84 y 11,57 para la forma estándar y personalizada respectivamente. Para las simulaciones se considerará al aerogenerador operando de forma estándar, dado que para las velocidades a las cuales se encuentra la máxima potencia ambos modelos no presentan mayor diferencia.

4.3. Banco de baterías

Existen muchos modelos de baterías, unos más precisos que otros, pero con un mayor grado de complejidad. Además, las fuentes de generación renovables que se encuentren en el sistema influyen en el modelo de la batería, siendo este un conflicto aún sin resultado satisfactorio. Es por esto que se debe elegir un modelo que posea un buen nivel de precisión, pero que no sea extremadamente complejo, y que estén desarrollados especialmente para trabajar con energías renovables, principalmente con paneles fotovoltaicos [48, 49, 53, 54].

Se presentan dos posibles modelos, uno estático que es modelado en base a las potencias de entrada y salida de la batería con su correspondiente eficiencia de carga y descarga. Por otra parte, se muestra el modelo dinámico que depende tanto de las corrientes de carga y de descarga, como de la capacidad de carga y la tensión a la cual opera la batería.

4.3.1. Modelo Estático

El modelo estático es el más simple, y aún así bastante preciso. Consta netamente del balance energético en la batería, es decir, el estado de carga corresponde al estado inicial más la energía de la batería en el tiempo. Se dice estático dado que la tensión del modelo se mantiene constante para cualquier nivel de potencia. Los inconvenientes de este modelo son que es necesario conocer o estimar el estado inicial de carga de la batería y que debido al envejecimiento de ésta y reacciones internas no deseadas el modelo pierde precisión. Otro factor que influye en el error de estimación con el tiempo son los posibles errores de lectura o precisión de los medidores. Esto puede ser contrarrestado al combinarlo con otros métodos de estimación.

Para este modelo, se considera el estado de carga en función de la potencia, como se muestra

$$SOC(t) = SOC_0 + \frac{1}{3600 * E_{max}} \int_0^t (P_{carga}(t) - P_{descarga}(t)) dt \quad (4.16)$$

Donde $SOC(t)$ es el estado de carga de la batería en el tiempo t , SOC_0 es el estado de carga inicial, E_{max} es la capacidad máxima de la batería y la potencia de la batería $P_{bat}(t)$ ha sido separada en potencia de carga y de descarga tal que:

$$P_{bat}(t) = \begin{cases} \eta_{carga} * P_{carga}(t) & si \ P_{bat}(t) > 0 \\ \frac{P_{descarga}(t)}{\eta_{descarga}} & si \ P_{bat}(t) < 0 \end{cases} \quad (4.17)$$

Cabe destacar que tanto $P_{carga}(t)$ como $P_{descarga}(t)$ son valores mayores o iguales que cero, y que cuando uno es positivo, el otro es forzosamente cero. Para darle una mayor precisión al modelo se incorporan las eficiencias de carga y de descarga η_{carga} y $\eta_{descarga}$, respectivamente.

4.3.2. Modelo Dinámico

En el modelo dinámico tanto la corriente como la tensión de la batería varían según el estado de carga. En este caso, es la corriente de la batería la que se separa en corriente de carga ($I_{carga}(t)$) y de descarga ($I_{descarga}(t)$), las cuales son análogas a la potencia de carga y de descarga del modelo anterior, por lo que el estado de carga para este modelo se calcula a través de la corriente como se muestra en la ecuación 4.18.

$$SOC(t) = SOC_0 + \frac{1}{3600 * C_{max}} \int_0^t (I_{carga}(t) - I_{descarga}(t)) dt \quad (4.18)$$

Donde C_{max} corresponde a la capacidad máxima de la batería en función de la corriente.

En la figura 4.3, se muestra el circuito eléctrico de primer orden que representa la batería. Cabe destacar que entre mayor es el orden mayor es la precisión del modelo, pero más complejo es ajustar los parámetros. El orden se reconoce con la cantidad de ramas RC paralelo que se encuentren en serie con la tensión interna.

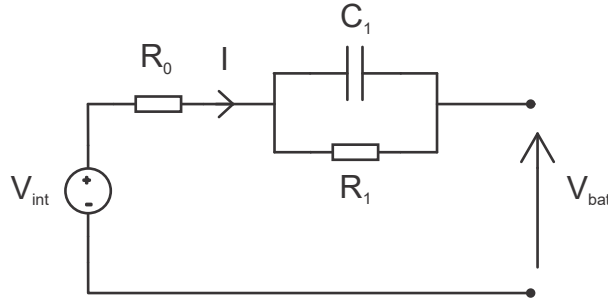


Figura 4.3: Modelo eléctrico de una batería con dinámica de primer orden.

De la figura 4.3 se tiene que la ecuación 4.19 es la que define al modelo.

$$V_{bat} = V_{int} - \left(R_0 + \frac{R_1}{1 + sR_1C_1} \right) I \quad (4.19)$$

Donde V_{int} es la tensión interna que depende del estado de carga, R_0 representa la resistencia interna R_1 y C_1 son parámetros que representan la dinámica de la batería, I_{bat} es la corriente de la batería y V_{bat} es la tensión en los bornes de la batería.

$$I_{bat}(t) = \begin{cases} \eta_{carga} * I_{carga}(t) & \text{si } I_{bat}(t) > 0 \\ \frac{I_{descarga}(t)}{\eta_{descarga}} & \text{si } I_{bat}(t) < 0 \end{cases} \quad (4.20)$$

4.3.3. Consideraciones

Considerando que no se puede realizar ensayos en el banco de baterías y que no se dispone de información más precisa de éste a la expresada en 2.6.6, se opta por modelarla de acuerdo a las ecuaciones 4.16 y 4.17.

Lo que se trata de lograr con los parámetros de cuidado de la batería es que nunca opere mas allá de límites que disminuyan la vida útil. Para lograr esto, se le asocian costos extras cuando tales límite son superados, estimados en proporción al precio por vida útil perdido [49].

Cabe destacar que el estado inicial de la batería SOC_0 es igual a 0,5. Si bien podría depender del

momento en el día en el cual comience la simulación, se considera como si se estuviera conectando después de un periodo de tiempo sin uso. En esta condición, el estado de carga debe encontrarse entre el 0,8 si se conecta cerca del punto de almacenamiento, o el 0,5 considerando las fugas asociadas a la batería. De esta manera, la simulación tiene en cuenta el peor de los casos.

4.4. Inversor

El objetivo del inversor es transformar las señales continuas en alternas. En el caso de las microrredes permite unir a la red la generación renovable y además los sistemas de almacenamiento, los cuales operan en continua. La tecnología clásica de los inversores actuales consta de la modulación de ancho de pulso o PWM (*“Pulse width modulation”*) con la cual se controla los interruptores del inversor para obtener la magnitud y la frecuencia deseada en la salida. Para el caso del inversor trifásico, una misma señal triangular se compara con tres senoidales desfasadas entre si 120° para conseguir en la salida un sistema de tensiones trifásico equilibrado. Las técnicas de modulación PWM no generan señales de tensión y corriente perfectamente sinusoidales, principalmente a causa de la conmutación de los semiconductores. Este efecto puede disminuirse instalando filtros a la salida del inversor, y aumentando la frecuencia de conmutación, mejorando con ello el factor de potencia y disminuyendo el contenido armónico.

Los inversores pueden clasificarse según su forma de onda como inversores de onda cuadrada, inversores de onda cuasi senoidal e inversores de onda senoidal. También pueden clasificarse según su forma de conmutación ya sean conmutados de línea o autoconmutados, donde se encuentran en fuente de corriente (CSI) o en fuente de tensión (VSI). Por último se pueden clasificar por su topología, ya sea monofásica de medio puente o puente completo, o trifásica de tres ramas o cuatro ramas con conexión a neutro.

Considerando los datos disponibles en 2.6.7, y dado que la planta fotovoltaica es de mayor potencia que el aerogenerador y la batería, tanto el inversor de la batería como el convertidor del aerogenerador serán considerados ideales, es decir con una eficiencia del 100 %, mientras que para la potencia de salida de la planta solar se considera una ganancia en la potencia de salida igual a la máxima eficiencia, correspondiente al 98 %.

Los inversores para la conexión a la red de los sistemas fotovoltaicos están equipados por equipos electrónicos que permiten obtener la máxima potencia de la planta. Tienen una entrada de potencia variable de manera de extraer en todo momento la máxima potencia de la planta. Estos reguladores son conocidos como MPPT o *“Maximum Power Point Tracking”*. En este caso, el efecto del regulador MPPT se encuentra incluido en el modelo del panel fotovoltaico.

4.5. Generador Diésel

4.5.1. Modelo Generador

Para el modelo, el generador diésel es considerado como uno sincrónico donde el par mecánico será relacionado con el consumo de combustible de acuerdo a su eficiencia. Para simplificar el modelo, se considera que el consumo de diésel por nivel de potencia es constante e igual al promedio del consumo a plena carga, del 75 % de la carga, del 50 % de la carga y del 25 % de la carga [23]. Estos valores fueron obtenidos interpolando cada uno de esos parámetros para generadores de $400[kW]$ y $500[kW]$. Estos datos son multiplicados por el precio de combustible de la zona [29], por un factor de 1,3 para incluir el transporte del combustible u otros extras y por el nivel de generación. Los datos son expuestos en 2.6.8.

4.6. Transformador

4.6.1. Modelo Transformador

Para poder modelar un transformador hay que tener en cuenta los efectos físicos presentes en estos. Los principales corresponden a la relación de transformación, la dispersión del flujo enlazado, las pérdidas por efecto Joule y por corrientes parásitas en los núcleos y la corriente magnetizante. En los transformadores bien diseñados, los dos últimos elementos que corresponden a la rama magnetizante del transformador, son despreciables.

Los efectos restantes son representados por una impedancia en serie a un transformador ideal. Cabe destacar que esta impedancia se compone de una resistencia, que representa las pérdidas por efecto Joule, y una reactancia, que representa el flujo de dispersión del transformador. Dado que los parámetros de impedancia de los transformadores en general se encuentran en “por unidad” (pu) en base propia, el modelo es llevado a pu . La ventaja de trabajar un transformador en pu en base propia, es que el transformador ideal que representa la relación de tensión ya no es considerado, y el modelo queda como se muestra en la figura 4.4.

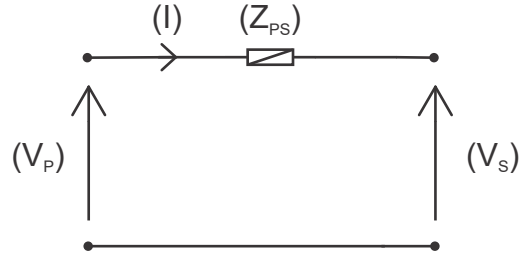


Figura 4.4: Modelo eléctrico de un transformador en pu en base propia.

De la figura se obtiene que el transformador se representa por la ecuación 4.21.

$$(V_S) = (V_P) - (Z_{PS})(I) \quad (4.21)$$

De esta forma, el transformador queda definido con la impedancia de dispersión y la relación de transformación. Cabe destacar que cambios de “*taps*” de los transformadores bajo carga no quedan definidos en este modelo y serán despreciados. La impedancia del transformador en pu queda definida como 2.2.

4.7. Línea

4.7.1. Modelo Línea

Los modelos que existen para representar una línea se basan en el largo que ésta posea y el nivel de tensión en el cual opera. Dado que el largo de la línea es menor a un kilómetro, y opera a $5[kV]$, el modelo a utilizar será el de línea corta.

La ecuación que representa dicho modelo se muestra en 4.22.

$$V_r = V_e - Z_{\text{línea}} * I \quad (4.22)$$

Donde V_r es la tensión en el lado receptor en $[V]$, V_e es la tensión en el lado emisor en $[V]$, $Z_{\text{línea}}$ es la impedancia de la línea en $[\Omega]$, e I es la corriente por la línea en $[A]$ que circula desde el lado emisor hacia el receptor. Cabe destacar que en este modelo la corriente que sale del emisor es la misma que llega al receptor.

Así, para modelar la línea se requiere del parámetro $Z_{\text{línea}}$, el cual se define como se muestra en

4.23.

$$Z_{\text{línea}} = R_{\text{línea}} + jX_{\text{línea}} \quad (4.23)$$

Donde $R_{\text{línea}}$ corresponde a la resistencia de la línea y $X_{\text{línea}}$ a su reactancia.

Resistencia de la Línea

Las pérdidas en el conductor son representadas por la resistencia. Ésta puede variar de acuerdo a la temperatura como se muestra en la ecuación 4.24.

$$R_{\text{línea}} = \rho \frac{l}{A} * (1 + \alpha * \Delta T) \quad (4.24)$$

Donde ρ es la resistividad del material en $[\Omega mm^2/m]$, A es el área transversal del conductor en $[mm^2]$, α es el coeficiente de temperatura del material que está hecho el conductor en $[1/^\circ C]$ y ΔT es la variación de temperatura con respecto a los $20^\circ C$.

Reactancia de la Línea

Por otra parte, el efecto del enlace de flujo que presenta la línea es representada por la reactancia. Ésta depende de la frecuencia del sistema, del radio del conductor y de la separación que exista entre conductores, como se observa en la ecuación 4.25.

$$X_{\text{línea}} = f * \mu * \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \quad (4.25)$$

Donde f es la frecuencia del sistema en $[Hz]$, μ es la permeabilidad magnética del elemento en $[H/m]$, la cual se puede considerar igual a la de vacío $\mu_0 = 4 * \pi * 10^{-7} [H/m]$, DMG es el diámetro medio geométrico y RMG el radio medio geométrico del conductor. El DMG corresponde a la media geométrica de todas las distancias que separan a los distintos conductores, mientras que el RMG corresponde a un radio ficticio menor al radio del conductor original, que solo posee flujos magnéticos en el exterior del conductor.

Por simplicidad, se asume que la frecuencia del sistema será $50 [Hz]$ constantes y que la temperatura del conductor será siempre la de régimen permanente que corresponde a $48,7^\circ C$. De esta forma y considerando los parámetros 2.6.10, la impedancia de la línea es constante e igual a 2.3.

4.8. Demanda

4.8.1. Modelo de Demanda Sin Proyección

La demanda puede ser modelada con el bloque “*signal builder*” de SIMULINK® . Esta función debe cumplir con ciertos requisitos de manera que sea representativa de la demanda real, tales como demanda media y máxima, entre otros. Por efectos de simplicidad se puede asumir que no existirán conexiones o desconexiones de grandes cargas de manera de no alterar en demasía la frecuencia del sistema. Esto corresponde a que no existan cambios abruptos de gran magnitud en la demanda. Para efectos de simulación se considerará una señal con valor medio igual a la demanda media y con “*peaks*” alrededor de las demandas máximas 2.6.11. Además, se le suma una señal aleatoria de manera de aumentar el dinamismo de la demanda.

4.8.2. Modelo de Demanda Con Proyección

En este caso, al modelo anterior se le considera el aumento de puntos de consumo en el año. Esto se traduce en sumar una señal aleatoria de valor medio mayor a cero y creciente en el tiempo. Este modelo es útil para la planificación de la microrred.

Capítulo 5

Optimización

5.1. Estrategias

De lo presentado en el capítulo 3, y dadas las condiciones de la MG de Ollagüe y sus futuras intenciones, se opta por modelar el problema como uno MILP. De esta manera la estructura de control del SGE implementado se muestra en 5.1.

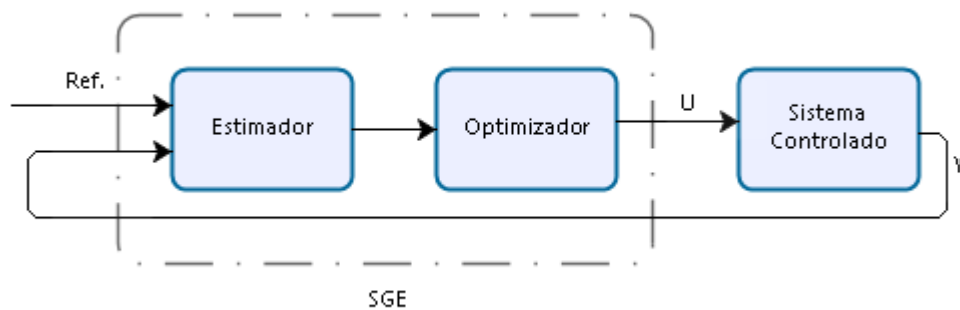


Figura 5.1: Estructura de control del SGE.

Los módulos “Estimador” y “Optimizador” en conjunto conforman al SGE, mientras que el módulo “Sistema Controlado” es la planta, correspondiente a la operación de la MG, o en este caso a la simulación de ésta.

Con el objetivo de mostrar el diagrama de flujo del algoritmo, en la figura 5.2 se muestra la simbología utilizada.

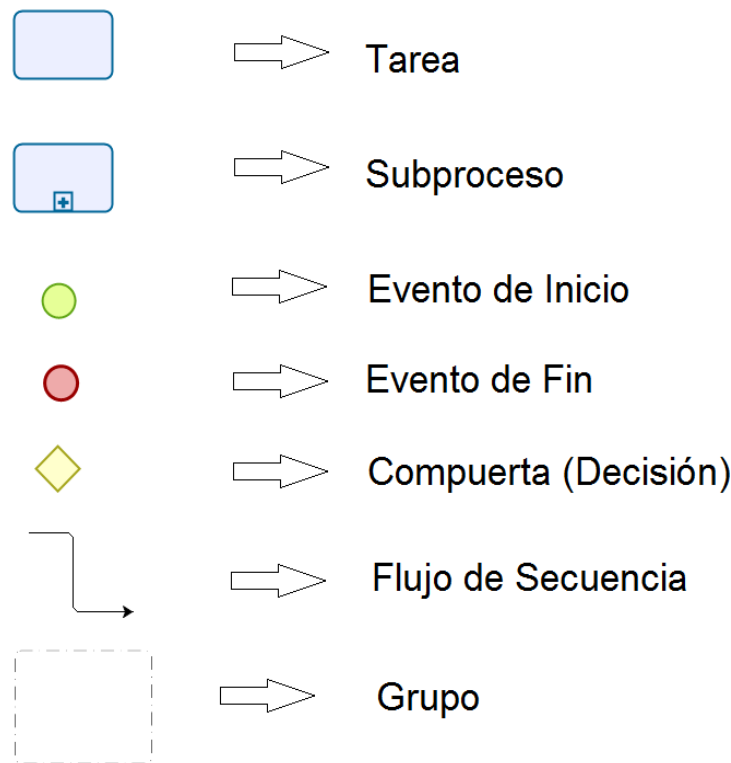


Figura 5.2: Simbología utilizada en los diagramas de flujo.

Tarea: Es una actividad atómica que es incluida dentro de un proceso. Una tarea es usada cuando el trabajo en el proceso no es descompuesto. Generalmente, un usuario final y/o una aplicación son los encargados de ejecutar la tarea.

Subproceso: Es una actividad que contiene otras actividades (proceso). El proceso dentro del proceso es dependiente del proceso padre y tiene visibilidad de los datos globales del padre. No es requerido mapeo de datos.

Evento de Inicio: Indica donde un proceso comenzará. En términos de flujos de secuencia, el evento de inicio comienza el flujo del proceso, y por tanto, no tendrá ningún flujo de secuencia de entrada. Ningún flujo de secuencia puede conectarse a un evento de inicio.

Evento de Fin: Indica donde un proceso terminará. en términos de flujo de secuencia, el evento de fin termina el flujo del proceso, y por lo tanto, no se tendrán flujos de secuencia de salida. No se puede conectar un flujo de secuencia de salida en un evento de fin.

Decisión: Son ubicaciones dentro de un proceso donde un flujo de secuencia puede tomar dos o más caminos alternativos.

Flujo de Secuencia: Es usado para mostrar el orden en que las actividades serán ejecutadas en un proceso. cada flujo tiene un solo origen y un solo destino.

Grupo: El grupo es un artefacto que provee un mecanismo visual (5.2) para agrupar elementos de un diagrama informalmente.

El diagrama de flujo del SGE implementado se muestra en la figura 5.3.

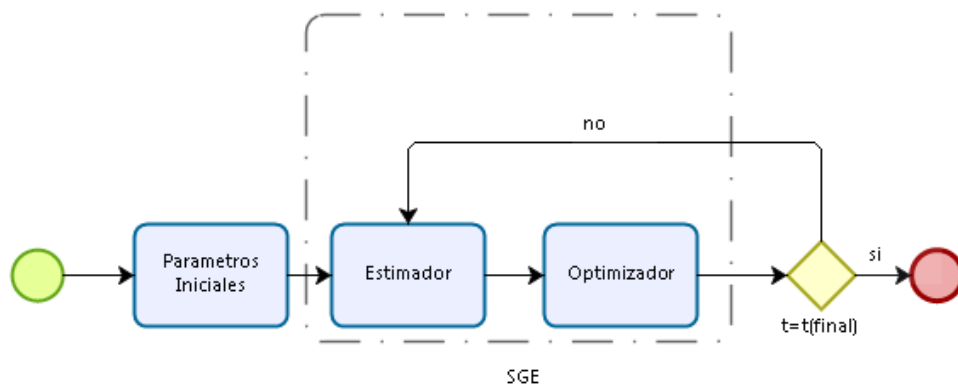


Figura 5.3: Diagrama de flujo del SGE.

En algunos sistemas de gestión, al momento de despachar se opta por modificar las predicciones futuras en función de las mediciones reales para obtener mejores resultados, como por ejemplo a través del MPC. La figura 5.4 muestra el esquema de control considerando la modificación de predicciones. Por otra parte en la figura 5.5 se muestra el diagrama de flujo asociado.

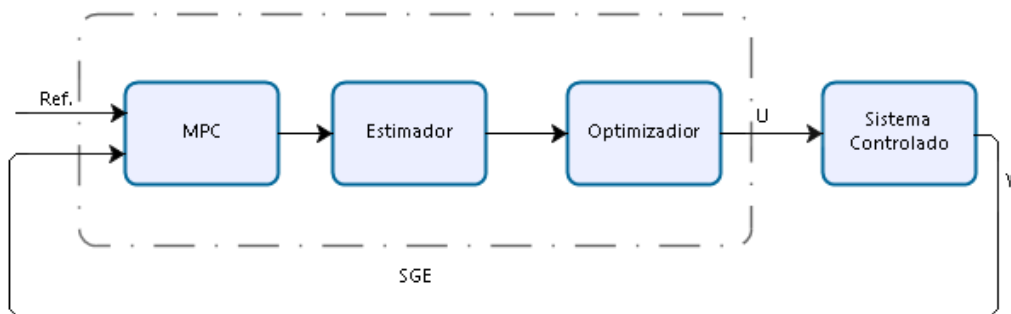


Figura 5.4: Estructura de control del SGE considerando MPC.

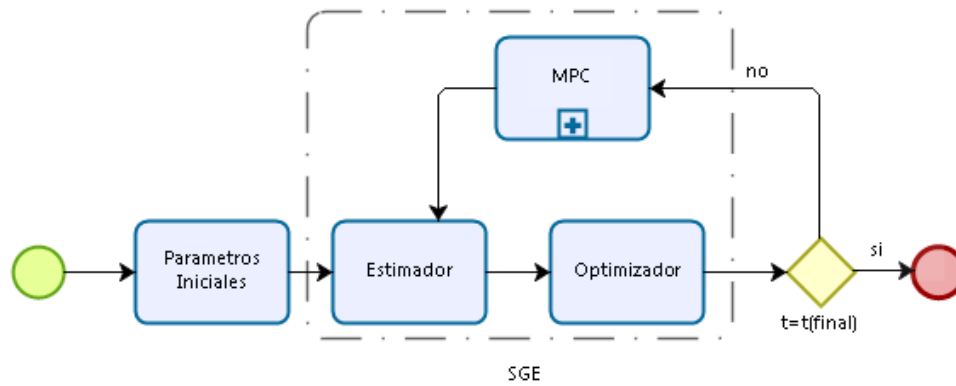


Figura 5.5: Estructura de control del SGE considerando MPC.

El módulo “MPC” se encarga de replantear las predicciones antes de cada estimación y optimización, considerando la diferencia existente entre las mediciones y las predicciones anteriores o históricas. En algunos casos, la acción de control es también ingresada como entrada al MPC. La figura 5.6 muestra el diagrama de flujo correspondiente al subproceso del módulo “MPC”.

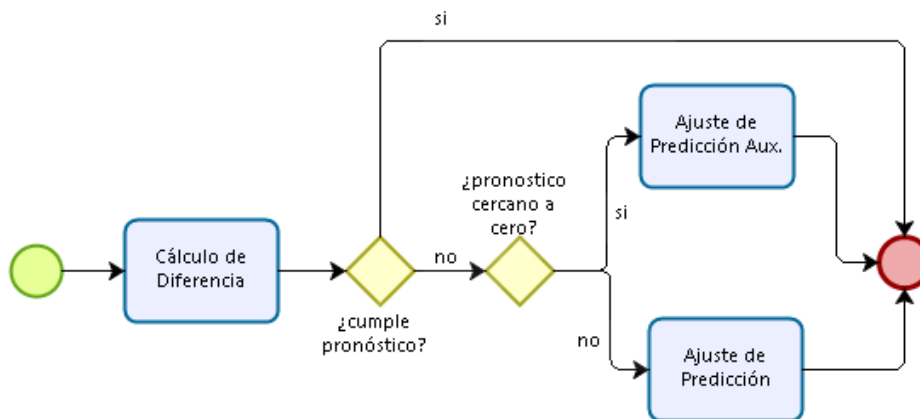


Figura 5.6: Diagrama de flujo del subproceso MPC.

Se observa que la re estimación de las predicciones depende de cuan cerca esté la predicción actual de cero. Esto es porque la función asociada al cálculo de la nueva predicción es un escalamiento sobre este valor, lo que puede conllevar a una predicción imposible o a una indeterminación (valor

muy grande o división por cero). Es por esto que, para aquellos casos se re estime en función del pronóstico de un día estándar o auxiliar. Esto trae beneficios tanto con los pronósticos de recursos renovables como con la estimación de la demanda.

Se implementan cuatro estrategias diferentes, las cuales son analizadas en dos casos distintos. A continuación se describe cada una.

5.1.1. Estrategia I

Es la estrategia base y su función objetivo consta de minimizar el consumo de combustible, sin considerar su curva de rendimiento ni los arranques. Esto significa que el costo de generación por $[kWh]$ es el mismo independiente de la potencia generada.

5.1.2. Estrategia II

Corresponde a considerar los arranques del generador en la función objetivo de la estrategia base. El propósito es ver el impacto que tiene la consideración de los arranques en el cálculo del óptimo.

5.1.3. Estrategia III

En esta estrategia se considera que el costo del generador corresponde a una linealización, como se muestra en el sistema de ecuaciones 2.1, pero sin considerar los arranques. Además, valoriza en la función objetivo los desgastes en la batería. El propósito en este caso es nuevamente comparar el impacto del arranque con la estrategia IV, pero esta vez con otras variables en juego y como afectan estas.

5.1.4. Estrategia IV

Es la estrategia propuesta para el SGE la cual considera todos los efectos mencionados anteriormente, es decir, es la estrategia III pero agregando el costo de los arranques a la función objetivo.

A continuación se formula el problema de optimización presentándose todas las ecuaciones que rigen al SGE, es decir, a las estrategias mencionadas.

5.2. Formulación del Problema de Optimización

Al formular el problema de optimización hay que tener en cuenta que existen infinitas maneras para representar el mismo problema, y que la forma en la cual sea representado impacta directamente en el tiempo de procesamiento. Cabe destacar, que dada las dimensiones de la MG, la diferencia en el tiempo de procesamiento no debiera diferir demasiado, siempre que no se caiga en restricciones redundantes.

Para plantear el problema de optimización de la MG de Ollagüe, se considerará la figura 5.7.

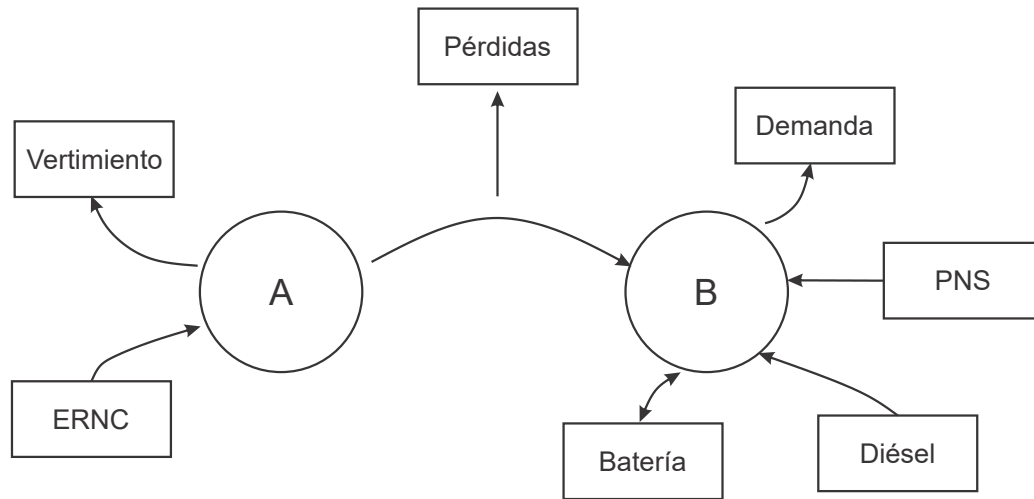


Figura 5.7: Esquema de la MG de Ollagüe.

En la figura 5.7 se reconocen 2 nodos, el nodo “A” donde se encuentra la generación renovable, y el nodo “B” donde se encuentra el generador diésel, la batería y la demanda. Además, se estiman las pérdidas entre el nodo A y el nodo B en función de la simulación de la línea y el nivel de generación. Para cumplir con los casos límite del balance de energía, exceso o falta de generación, se incluyen las variables de vertimiento en el nodo “A” y la potencia no suministrada en el nodo “B” respectivamente. En este caso no es necesario ubicar ambas variables en los 2 nodos, dado que el nodo “A” es solo generador.

5.2.1. Parámetros y Variables

Para presentar el problema, se deben tener en consideración las siguientes variables y parámetros del sistema.

Parámetros

Los parámetros utilizados se muestran en la tabla 5.1.

Parámetro	Nombre	Valor	Unidad
$P_a(t)$	Estimación renovable, solar más eólica	Vector ^a	[kW]
$\alpha(t)$	Estimación de pérdidas	Vector ^b	[kW]
$Demanda(t)$	Estimación de demanda	Vector ^c	[kW]
K_d	Costo asociado al generador diésel	$121,2e - 6$	[MCLP/kWh]
$\eta_{batcarga}$	Rendimiento de la batería en carga	0,9	[—]
$\eta_{batdescarga}$	Rendimiento de la batería en descarga	0,95	[—]
FP	Factor de penalización por abuso de la batería	$45,44e - 3$	[MCLP/uso]
P_{Drapid}	Límite de potencia de descarga de penalización	150	[kW]
P_{Crapid}	Límite de potencia de carga de penalización	150	[kW]
P_{Cmax}	Potencia de carga máxima de la batería	183,5	[kW]
P_{Dmax}	Potencia de descarga máxima de la batería	183,5	[kW]
K_{vert}	Costo asociado al vertimiento	$10e - 3$	[MCLP/kWh]
P_{dmax}	Potencia máxima del diésel	330,3	[kW]
P_{dmin}	Potencia mínima del diésel	100	[kW]
t_{max}	Valor de tiempo máximo	Valor ^d	[—] ^d
SOC_0	Estado inicial de la batería	0,5	[—]
C_{arrd}	Costo de arranque del generador diésel	$1e - 3$	[MCLP/kWh]
E_{max}	Capacidad de carga de la batería	520	[kWh]
k_{PNS}	Costo asociado a la potencia no suministrada	$10e - 3$	[MCLP/kWh]

Tabla 5.1: Parámetros de entrada para la optimización.

Variables

Las variables del problema se muestran en la tabla 5.2

5.2.2. Restricciones

Las restricciones del problema representan límites para las variables independientes tales que al considerarlas todas, se obtiene un conjunto solución factible para el problema. A continuación, se presentan las restricciones de la microrred de Ollagüe en función de los parámetros y las variables presentadas en las tablas 5.1 y 5.2.

^aDepende del largo de la simulación y de la radiación estimada

^bDepende del largo de la simulación y de la generación

^cDepende del largo de la simulación y las consideraciones de la demanda

^dDepende del largo de la simulación

Variable	Nombre	Rango	Unidad
U	Costo de operación total de la MG	R_0^+	$[MCLP/kWh]$
$SOC(t)$	Estado de carga de la batería	R_0^+	$[-]$
$Vert(t)$	Potencia Vertida	R_0^+	$[kW]$
$P_d(t)$	Generación diésel	R_0^+	$[kW]$
$P_b(t)$	Generación de la batería	R_0^+	$[kW]$
$bat(t)$	Carga de la batería	R_0^+	$[kW]$
$P_{aux}(t)$	Variable de generación auxiliar	R_0^+	$[kW]$
$PNS(t)$	Potencia no suministrada	R_0^+	$[kW]$
$ArrD(t)$	Arranque del diésel	$[0, 1]$	$[-]$
$AbusoCapT(t)$	Abuso de capacidad de la batería por sobrecarga	$[0, 1]$	$[-]$
$AbusoCapB(t)$	Abuso de capacidad de la batería por descarga profunda	$[0, 1]$	$[-]$
$AbusoVelC(t)$	Sobrepaso del límite de potencia de carga	$[0, 1]$	$[-]$
$AbusoVelD(t)$	Sobrepaso del límite de potencia de descarga	$[0, 1]$	$[-]$
$DieselEncendido(t)$	Diésel encendido	$[0, 1]$	$[-]$

Tabla 5.2: Variables de entrada para la optimización.

Restricción 1: Balance de potencia.

$$P_a(t) + P_d(t) + P_b(t) + PNS(t) = Demanda(t) + \alpha(t) + bat(t) + Vert(t) \quad (5.1)$$

Restricción 2: Rango de operación de la unidad diésel.

$$P_d(t) = 0 \quad \vee \quad P_{dmin} \leq P_d(t) \leq P_{dmax} \quad (5.2)$$

Restricción 3: Rango de operación de la batería.

$$0 \leq bat(t) \leq P_{Cmax} \quad \wedge \quad 0 \leq P_b(t) \leq P_{Dmax} \quad (5.3)$$

$$bat(t) \geq 0 \quad \implies \quad P_b(t) = 0 \quad (5.4)$$

$$P_b(t) \geq 0 \quad \implies \quad bat(t) = 0 \quad (5.5)$$

Restricción 4: Estado de carga de la batería.

$$0,1 \leq SOC(t) \leq 0,9 \quad (5.6)$$

Restricción 5: Arranque del generador diésel.

$$P_d(t) \geq P_{dmin} \implies DieselEncendido(t) = 1 \quad (5.7)$$

$$DieselEncendido(t-1) < DieselEncendido(t) \implies ArrD(t) = 1 \quad (5.8)$$

Restricción 6: Aplicar factor de penalización por abusar de la capacidad de la batería.

$$SOC(t) \leq 0,2 \implies AbusoCapT(t) = 1 \quad (5.9)$$

$$SOC(t) \geq 0,8 \implies AbusoCapB(t) = 1 \quad (5.10)$$

Restricción 7: Aplicar factor de penalización por cargar muy rápido la batería.

$$bat(t) \geq P_{C_{rapid}} \implies AbusoVelC(t) = 1 \quad (5.11)$$

Restricción 8: Aplicar factor de penalización por descargar muy rápido la batería.

$$P_b(t) \geq P_{D_{rapid}} \implies AbusoVelD(t) = 1 \quad (5.12)$$

5.2.3. Función Objetivo

El problema consta de minimizar el costo total de operación de la MG de Ollagüe, para esto se define la función en 5.13, donde se aprecia que tanto para la estrategia I como para la estrategia II, no solo se consideran los factores antes mencionados, sino que penalizaciones por el no suministro de potencia y el vertimiento de energía son incluidas.

$$U = \begin{cases} \sum_1^T (C_d(t) + C_{PNS}(t) + C_{Vert}) & \text{Estrategia I} \\ \sum_1^T (C_d(t) + C_{bat}(t) + C_{PNS}(t) + C_{Vert}) & \text{Estrategia II} \end{cases} \quad (5.13)$$

El costo del generador diésel consta solo de la potencia generada para la estrategia I. En el caso de la estrategia II, es agregado un costo extra cada vez que arranca. De esta forma el costo queda representado por 5.14.

$$C_d(t) = \begin{cases} \delta_t * k_d * P_d(t) & \text{Estrategia I} \\ \delta_t * Costo_{qd}(P_d(t)) + Arr_d(t) * k_{arr_d} & \text{Estrategia II} \end{cases} \quad (5.14)$$

Donde $Costo_{qd}(P_d(t))$ es la ecuación 2.1 evaluada en el nivel de generación $P_d(t)$ y δ_t representa

la fracción horaria de la ventana de la simulación. Si el lapso es horario, entonces δ_t es uno.

El costo de la batería corresponde a las penalizaciones mencionadas en 2.6.6, y queda representada en 5.15.

$$C_{bat}(t) = FP * (AbusoCapT(t) + AbusoCapB(t) + AbusoVelC(t) + AbusoVelD(t)) \quad (5.15)$$

El costo de la potencia no suministrada se muestra en 5.16.

$$C_{PNS}(t) = \delta_t * PNS(t) * k_{PNS} \quad (5.16)$$

Cabe destacar que desde el punto de vista de las simulaciones en SIMULINK® , la potencia no suministrada puede ser abordada con esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), de manera de cumplir con los requisitos de la demanda.

Por último el costo de verter la energía excedente se muestra en 5.17.

$$C_{Vert}(t) = \delta_t * Vert(t) * k_{Vert} \quad (5.17)$$

Para la optimización de este problema se decide utilizar el programa GAMS .

5.3. GAMS

GAMS (“*General Algebraic Modeling System*”) es un entorno para definir, analizar y resolver problemas de optimización. GAMS posee un portafolio de más de 25 “*solvers*” para optimizar, siendo CPLEX® el elegido para el problema. CPLEX® de IBM® ILOG® es un “*software*” de optimización que ofrece bibliotecas C, C++, Java, .NET y Phyton que solucionan LP y relacionados (como el MILP). Resuelve de forma lineal o cuadrática problemas restringidos donde el objetivo a optimizar, se puede expresar como una función lineal o cuadrática convexa [59].

Dentro de las ventajas de GAMS se puede encontrar [60]:

1. Tiene la capacidad para resolver problemas de docenas de variables y restricciones, a miles de variables y restricciones.
2. Dispone de una forma compacta y eficiente de escribir bloques de ecuaciones similares con solo

escribir “una de ellas”.

3. Separa la definición del modelo de la técnica de resolución. El usuario de GAMS formula el modelo consistentemente, y uno de los programas disponibles se encarga de generar la solución, de manera que el usuario no es perturbado por problemas técnicos de los algoritmos de resolución.
4. Reproduce la descripción del problema de programación matemática, consiguiendo que el código GAMS es casi auto explicativo para los lectores que tengan una mínima formación en optimización.
5. Suministra mecanismos que permiten resolver colecciones de problemas de optimización estructurados, tales como los de técnicas de descomposición.

5.3.1. GAMS en el Mercado Eléctrico

En Alemania existe un caso de estudio de 50[H z] que busca tener una base de RES del 40 %–45 % al 2025 y de 55 % – 60 % al 2035, y para lograrlo se requiere una coincidencia alta y eficiente de la generación con la demanda [61].

Un elemento importante para lograrlo son los servicios auxiliares, que corresponden a generadores de respuesta rápida para suavizar los desequilibrios. Los proveedores potenciales colocan ofertas relacionadas y los operadores del sistema deben seleccionar la combinación de ofertas más rentable que cubra los requisitos.

El programa GAMS fue elegido como una solución técnica para tener soluciones oportunas y robustas de las ofertas en el mercado de los servicios auxiliares. El mercado se traduce en un problema de optimización de enteros mixtos donde cada país tiene una cierta demanda de reserva, y se selecciona una combinación de ofertas, tal que se cubra la demanda de todos los países a mínimo costo.

5.4. Casos de Estudio

Se optimizan 3 casos de estudio diferentes los cuales tienen objetivos totalmente distintos. Cada caso presenta horizontes y consideraciones diferentes, los cuales son explicados a continuación.

5.5. Caso 1

Corresponde a una optimización con una ventana de un año, donde el primer día de la simulación corresponde al primero de enero. Permite visualizar a grandes rasgos los meses del año de mayor penetración de ERNC y de menor uso del generador diésel, por lo que se puede estimar fechas óptimas para programar mantenimientos de los equipos. También permite analizar, si es necesaria, una expansión de la MG en función de la proyección de demanda.

Si bien por sí sola no es una herramienta de planificación, entrega valores de entrada para la evaluación económica de proyectos, tales como una nueva central (caso geotérmica) o un nuevo sistema de almacenamiento de energía (ampliación de banco de baterías).

Se considerarán 4 escenarios que dependen de una predicción de recursos renovables (radiación solar y velocidad del viento) igual a la predicción histórica multiplicada por un factor. Los escenarios y sus factores se muestran en la tabla 5.3.

Escenario	Factor
[—]	[Veces]
1	1,1
2	1
3	0,9
4	0,8

Tabla 5.3: Factores que multiplican la predicción histórica para cada escenario.

5.6. Caso 2

Corresponde a una optimización con una ventana de entre 1 a 7 días, con el objetivo de establecer el predespacho. Con esto se tiene una noción de las actuaciones óptimas en caso de mantenimientos, falla de operación de la comunicación del SGE en el despacho (operar con la actuación del predespacho en su lugar), o de preparar unidades de encendido o apagado demoroso (en caso de contar con ese tipo de unidades) y tenerlas funcionales para cuando sean necesarias (tiempos mínimos de partida y parada), entre otras.

Si bien en la MG de Ollagüe no se presentan unidades con estas características, debe ser considerado en caso de que ingresen centrales que las requieran. En este caso se considerará una predicción de recursos renovables igual a la histórica.

5.7. Caso 3

Corresponde a la optimización “en línea”, con una ventana horizonte de 2 días para el MPC. En este caso se optimiza considerando la estrategia IV para cada paso de simulación con la ventana horizonte fija, representando así el despacho de la MG, tanto con y sin MPC. En este caso se trabaja con una predicción de recursos renovables iniciales igual a la histórica, existiendo 3 escenarios. El primero es que la predicción sea muy ajustada a las mediciones reales durante todo el horizonte, lo que producirá que el módulo “MPC” no opere, y servirá como base para comparar con los siguientes escenarios. En el segundo se considera variabilidad solar, nublándose y despejándose durante el día. Por último en el tercer escenario se considera una disminución drástica en la demanda de $50[kW]$ durante la primera noche, volviendo a la normalidad 4 horas después.

Capítulo 6

Resultados

En anexos se encuentran gráficos del caso 1 del estado de carga de la batería [7.1,7.2], y para los casos 1 y 2 del vertimiento y generación diésel para la estrategia IV en todos los escenarios [7.3-7.9], y de todos los escenarios para la estrategia 4 [7.10-7.13], con el fin de comparar el impacto tanto de la diferencia de estrategia como la de escenario. También se muestran los gráficos de vertimiento y generación diésel para el caso 3 en [7.18-7.22]

Además, para los casos 2 y 3 se muestran los balances de potencia en [7.14-7.17] y [7.23-7.27] respectivamente.

6.1. Caso 1

En este caso los datos relevantes son los arranques del generador, costos asociados al diésel según la ecuación 2.1, la cantidad de arranques que tuvo y la energía suministrada, además de la razón entre el costo por generar y lo generado para valorar cada $[kWh]$ (Razón C/G). Estos valores se muestran en la tabla 6.1. Desde el punto de vista de la batería, es importante considerar el costo asociado por el abuso de ésta, y con ello calcular el costo de operación, el cual corresponde a la suma de los costos de la batería y del diésel. El resumen de estos valores se muestran en la tabla 6.2.

Estrategia [—]	Escenario [—]	Costo [MCLP]	Generación [MWh]	Arranques [Cantidad]	Razón C/G [CLP/kWh]
I	1	38, 25	241, 47	1510, 00	158, 42
	2	32, 48	227, 55	1235, 00	142, 74
	3	36, 44	257, 32	1293, 00	141, 61
	4	42, 27	296, 88	1445, 00	142, 37
II	1	29, 86	205, 31	664, 00	145, 42
	2	33, 69	228, 35	888, 00	147, 54
	3	37, 60	257, 19	796, 00	146, 21
	4	44, 00	296, 874	1442, 00	148, 67
III	1	35, 39	246, 71	1511, 00	143, 43
	2	30, 21	236, 50	1162, 00	127, 72
	3	34, 10	268, 16	1276, 00	127, 17
	4	39, 54	309, 41	1504, 00	127, 78
IV	1	26, 91	212, 28	711, 00	126, 81
	2	29, 94	235, 88	853, 00	126, 93
	3	33, 90	268, 04	971, 00	126, 46
	4	39, 10	308, 43	1101, 00	126, 78

Tabla 6.1: Tabla de resultados del caso 1 concernientes al generador.

Estrategia [—]	Escenario [—]	Costo [MCLP]	Costo Operación [MCLP]	SOC Final [—]
I	1	126, 70	165, 95	0, 10
	2	136, 97	169, 45	0, 10
	3	144, 83	181, 27	0, 10
	4	120, 29	162, 56	0, 10
II	1	136, 10	165, 96	0, 10
	2	124, 42	158, 12	0, 10
	3	122, 92	160, 53	0, 10
	4	117, 24	161, 24	0, 10
III	1	66, 35	101, 73	0, 10
	2	78, 16	108, 37	0, 10
	3	63, 03	97, 13	0, 10
	4	46, 40	85, 93	0, 10
IV	1	88, 75	115, 67	0, 10
	2	77, 57	107, 51	0, 10
	3	63, 30	97, 20	0, 10
	4	43, 58	82, 68	0, 10

Tabla 6.2: Tabla de resultados del caso 1 concernientes a la batería.

De la tabla 6.1 se aprecia que el caso óptimo (menor costo de operación) es con la estrategia IV en el escenario 4. Esto se debe a que al encontrarse ante una penetración ERNC de 0,8 veces la histórica, se abusa menos de la batería. Además, a mayor radiación solar, aumenta el almacenamiento de energía por parte de la batería, lo que implica un incremento en los costos por abusar de la batería. Por otra parte, sin capacidad de almacenamiento disponible no se pueden aprovechar este aumento de recursos, lo que termina en un mayor vertimiento, como se puede apreciar en Anexos al comparar los meses de invierno con los de verano. Cabe destacar que a principios de año la variabilidad ERNC es mayor debido al invierno andino.

Analizando la estrategia II, al considerarse una mayor fuente de recursos renovables la generación diésel disminuye considerablemente, lo que conlleva a un costo de generación menor. Se observa que los arranques tienden a disminuir a medida que aumenta la generación renovable, hasta un punto en el que comienzan a aumentar. Esto es debido a que al ir aumentando la generación ERNC aumenta el costo por abusar de la batería, por lo que se prefiere sacrificar un poco la operación óptima del diésel. Lo anterior hace que la razón entre el costo y la generación también siga la misma tendencia. Dado que esta estrategia contempla minimizar la cantidad de arranques, por lo que valores acotados fueron obtenidos.

Al comparar ambas estrategias se nota una clara ventaja de la II sobre la I, siendo la que hace operar al diésel más cercano a su óptimo, disminuyendo sus arranques considerablemente, logrando minimizar incluso el costo del generador diésel.

De la tabla 6.2, independiente de la estrategia, el estado de carga final de la batería siempre es 0,1, es decir, el SOC mínimo. Esto es porque al considerar que no existen periodos posteriores, aprovecha de entregar todo el remanente de energía disponible.

Si bien, esto se podría eliminar solicitando un valor final del estado de carga promedio en la optimización, acorde a la hora del día en la cual finalice la simulación, es evitado terminando la simulación pasada la medianoche, dado que justamente coincide el SOC final promedio con el SOC mínimo. El valor del SOC final no se encuentra expresado en los gráficos, ya que no se muestra el valor de $SOC(t + 1)$.

Otra ventaja de esto es que la valorización de la energía final almacenada (SOC final), no influye en el costo final de comparación.

Se observa que para ambas estrategias, al haber más penetración de energía renovable, existe un mayor abuso de la batería. Esto es lógico, ya que el SGE busca aprovechar la oportunidad de sobrecargarse justo antes de comenzar con la descarga, y lo hará en mayor medida si encuentra más recursos disponibles.

Si bien al aumentar las ERNC el costo de generación diésel disminuye, esta diferencia no se contrapone al costo asociado con el abuso de la batería, logrando así que para todos los escenarios el costo de operación sea creciente, independiente de la estrategia utilizada.

De los gráficos en Anexos se puede apreciar que para la misma estrategia el vertimiento aumenta con mas penetración ERNC, lo cual es lógico de pensar. Por otra parte, para no abusar de la batería, en las estrategias III y IV se presentan mayores vertimientos en comparación con las I y II, lo cual podría verse desventajoso inicialmente. También se puede apreciar el hecho de que en las estrategias que no consideran el rendimiento del diésel (I y II), presentan suministros cercanos al mínimo en la mayoría de los periodos de operación, a diferencia de las estrategias III y IV.

Los tiempos promedio de simulación para el SGE con la estrategia I fue de 16,95[*min*], de 16,78[*min*] con la estrategia II, 16,82[*min*] para la estrategia III y 16,85[*min*] para la estrategia IV, por lo que no se aprecian diferencias claras para una ventana de un año. Todos los escenarios presentaron vertimientos, debido al dimensionamiento del banco de baterías, y ninguno presento falta de suministro (no hubo PNS).

6.2. Caso 2

Se considera una ventana de optimización de 2 días para el predespacho. La evolución del estado de carga en el tiempo para todas las estrategias se muestra desde la figura 6.1 hasta 6.4, apreciando que independiente de la estrategia utilizada, la batería siempre alcanza su máximo y su mínimo, pero por un lapso mayor en las estrategias que no consideran los factores de penalización en su función objetivo (I y II).

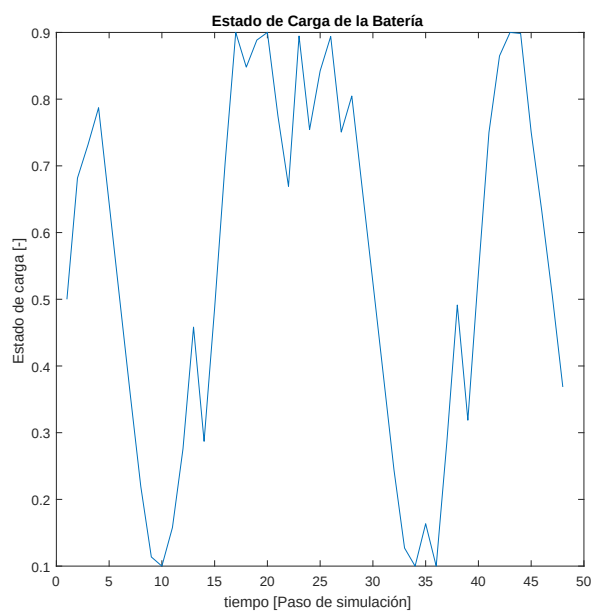


Figura 6.1: Estados de carga de la batería para la estrategia I con paso de simulación de una hora.

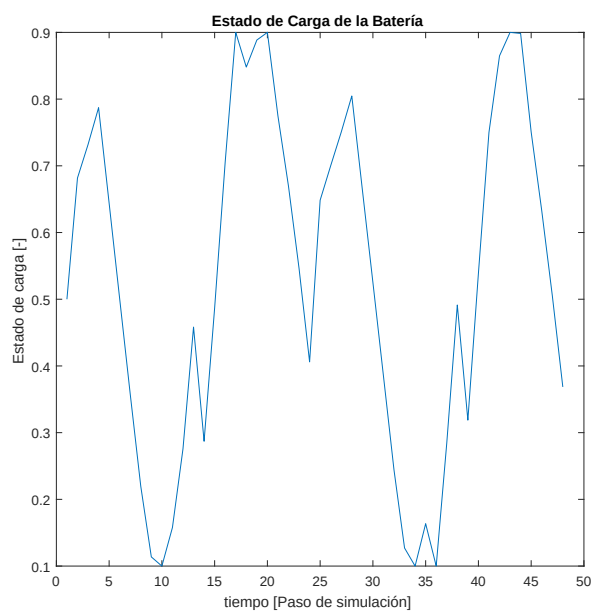


Figura 6.2: Estados de carga de la batería para la estrategia II con paso de simulación de una hora.

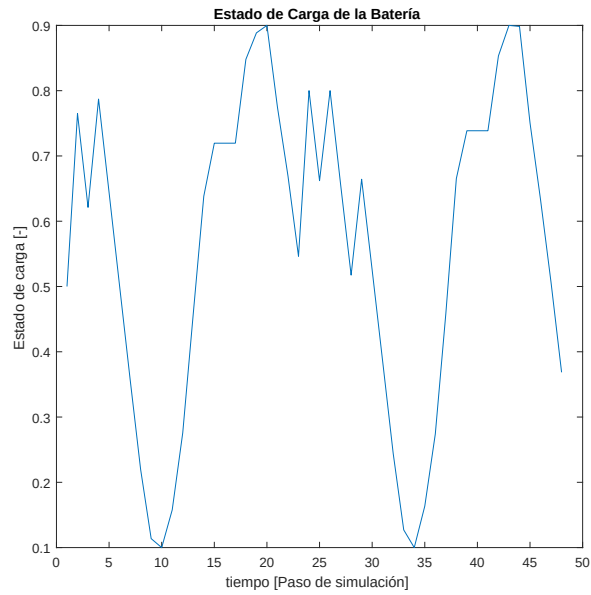


Figura 6.3: Estados de carga de la batería para la estrategia III con paso de simulación de una hora.

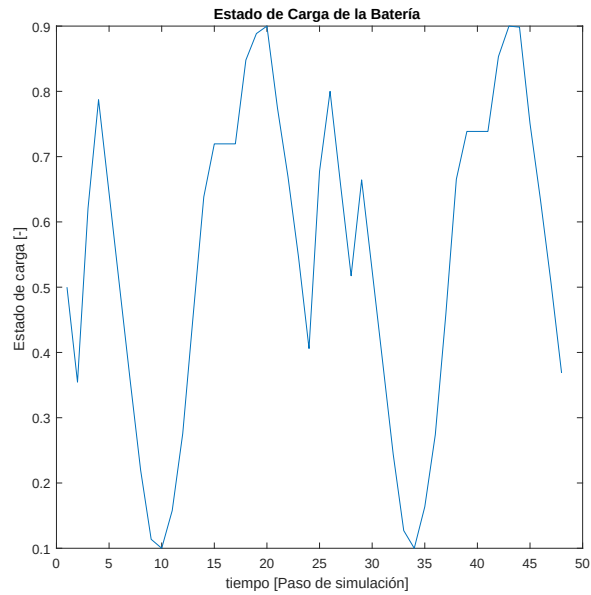


Figura 6.4: Estados de carga de la batería para la estrategia IV con paso de simulación de una hora.

Se muestran los mismos resultados obtenidos de las tablas 6.1 y 6.2 del caso 1, compactados en la tabla 6.3. Estos se obtuvieron en $1, 0[s]$, $3, 5[s]$, $3, 4[s]$, y $3, 3[s]$ para las estrategias I, II, III y IV, respectivamente.

Parámetro	Estrategia I	Estrategia II	Estrategia III	Estrategia IV	Unidad
Costo Diésel	143,8	141,60	128,8	126,80	[<i>kCLP</i>]
Arranques	4	2	5	3	[<i>cantidad</i>]
Generación Diésel	984,52	982,18	1029,86	1029,55	[<i>kWh</i>]
Costo Batería	908,90	727,10	681,70	681,70	[<i>kCLP</i>]
Costo Operación	1052,70	868,70	810,50	808,40	[<i>kCLP</i>]
Razón C/G	146,08	144,16	125,09	123,16	[<i>CLP/kWh</i>]
SOC Final	0,1	0,1	0,1	0,1	[—]

Tabla 6.3: Resultados para el predespacho con ventana de 2 días.

Se observa que en las estrategias II y IV los arranques del generador son 2 y 3, mientras que en las estrategias I y III se obtienen 4 y 5, respectivamente. El hecho de que la estrategia III optimice considerando el rendimiento del generador hace que produzca energía a mayores potencias en menos periodos (para operar cerca del óptimo), lo que provoca más arranques que en el caso de la estrategia I, así mismo con las estrategias II y IV.

Si bien la generación en las estrategias III y IV es mayor con respecto a las I y II, esto se debe a que el generador es llevado a un punto de operación más cercano al óptimo, de aquí que el costo de operación del diésel es menor a medida que se optimiza el arranque y se considera el rendimiento del generador, siendo este último factor más influyente en la optimización. Esto se comprueba porque el costo del diésel con la estrategia III es menor que en la II.

Lo anterior permite que tanto el costo de operación como el rendimiento sean decrecientes en función a los escenarios (siguen la tendencia del costo del generador).

De los gráficos de balance de potencia en anexos se puede apreciar que el sistema de almacenamiento no es capaz de almacenar toda la energía que se genera durante el día en recursos renovables (principalmente solar). Además, desde su máxima capacidad no logra suministrar todo el consumo nocturno. Esto dejaría sin suministro en las noches ante una eventual falla del generador.

Por último, si bien entre las estrategias III y IV no se observan diferencias en el costo de la batería por abuso de ésta, en la estrategia II se obtiene un menor desgaste que en la I, lo cual se debe a que cada vez arranca el diésel existe una probabilidad mayor de incurrir en un abuso de la batería.

6.3. Caso 3

Se consideran 2 días de lapso de simulación y de ventana horizonte para el MPC. Cabe destacar que como en el escenario 1 no actúa el módulo “MPC”, el resultado es el mismo tanto con o sin MPC,

por lo que se tienen solo 5 resultados distintos. En este caso es de interés considerar los valores del pronóstico futuro de manera de diferenciar cuando opera el módulo “MPC”. En las imágenes de las figuras 6.5 a 6.10 se contrastan estos valores.

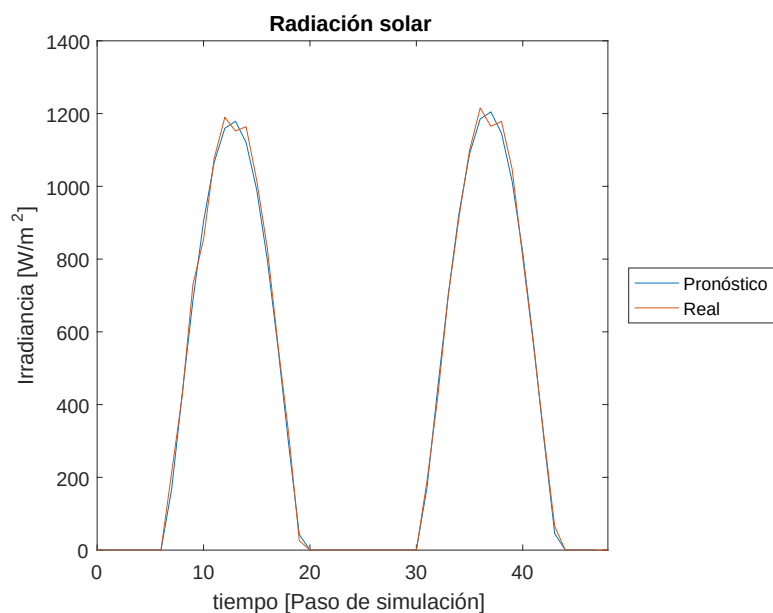
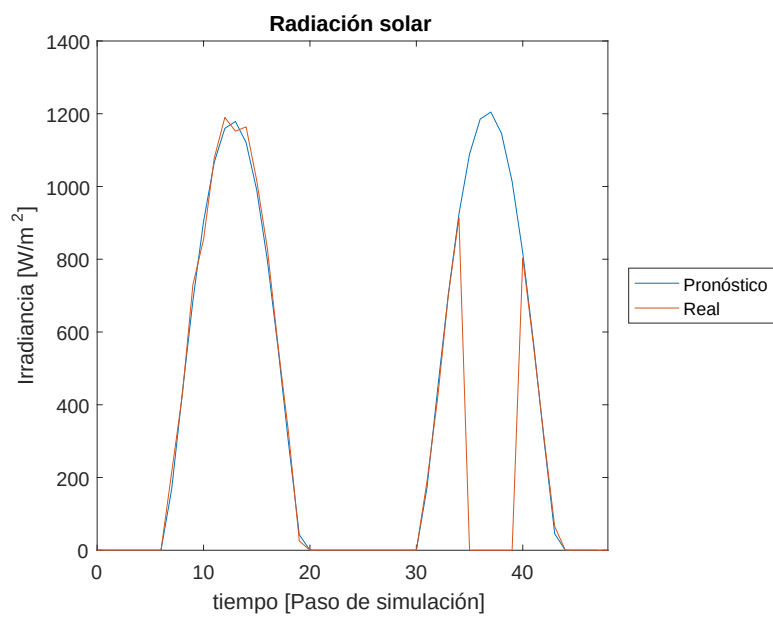
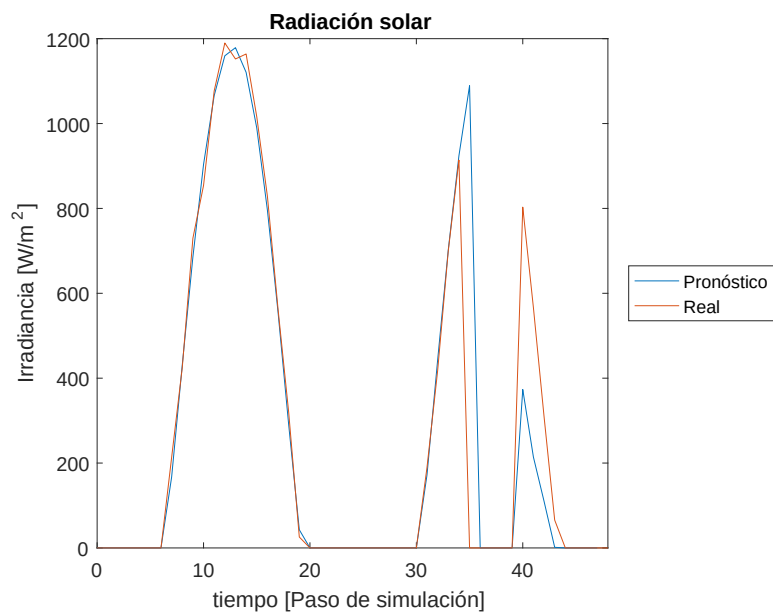


Figura 6.5: Pronóstico de radiación futuro vs real para el escenario 1 con paso de simulación de una hora.

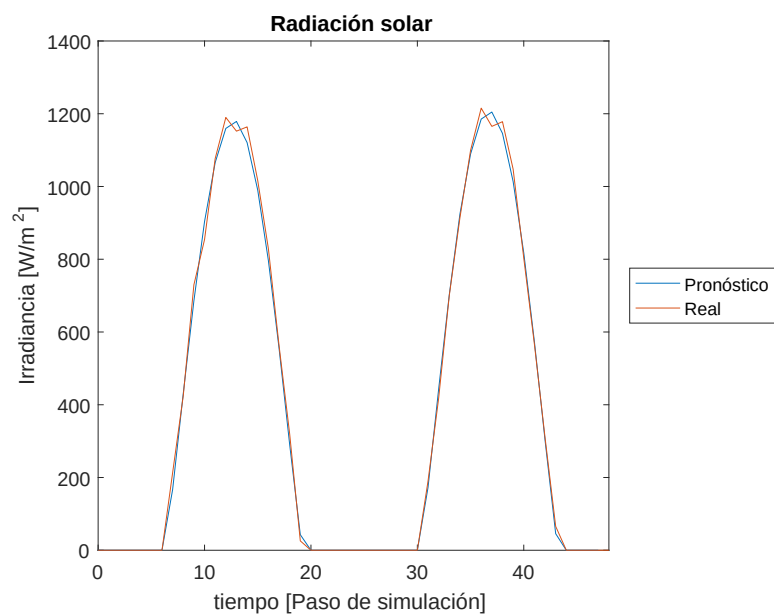


(a) Sin MPC

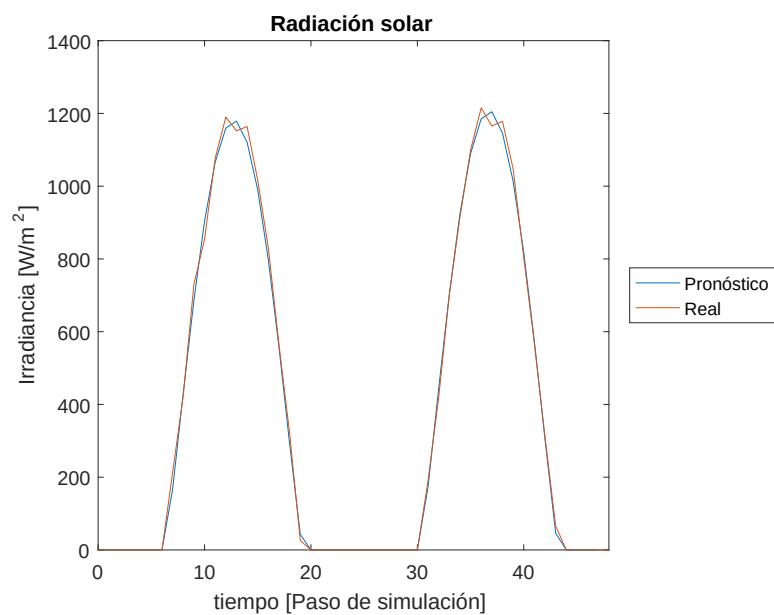


(b) Con MPC

Figura 6.6: Pronóstico de radiación futuro vs real para el escenario 2 con paso de simulación de una hora.



(a) Sin MPC



(b) Con MPC

Figura 6.7: Pronóstico de radiación futuro vs real para el escenario 3 con paso de simulación de una hora.

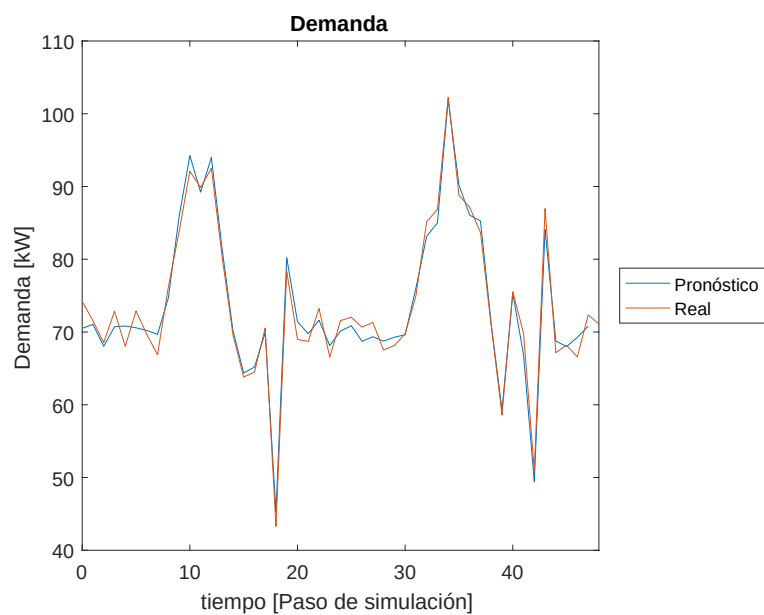
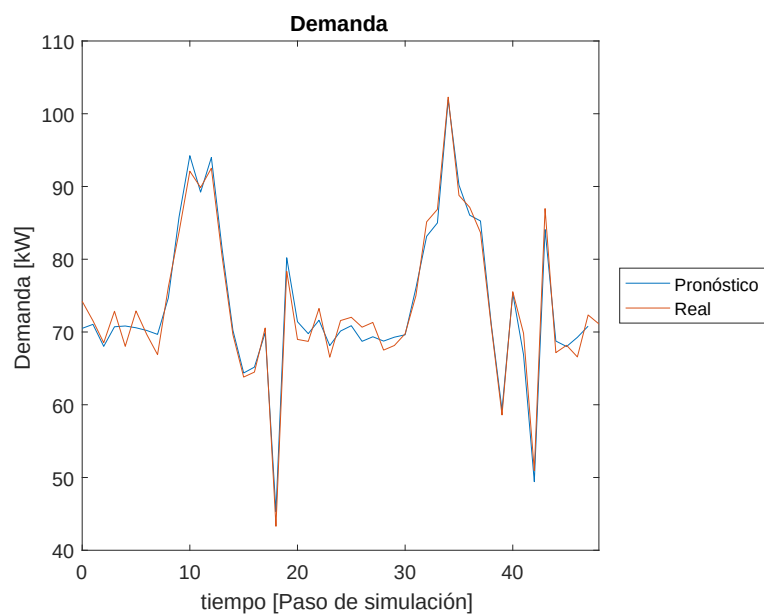
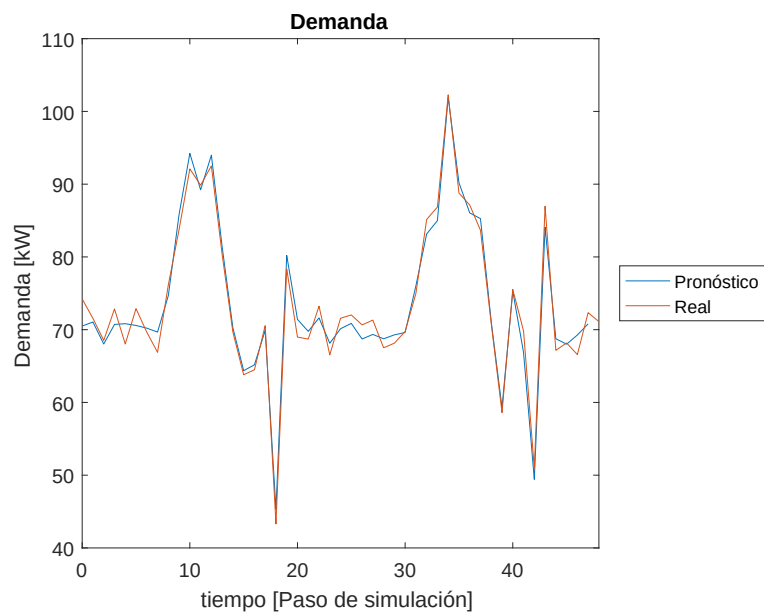


Figura 6.8: Pronóstico de demanda futura vs real para el escenario 1 con paso de simulación de una hora.

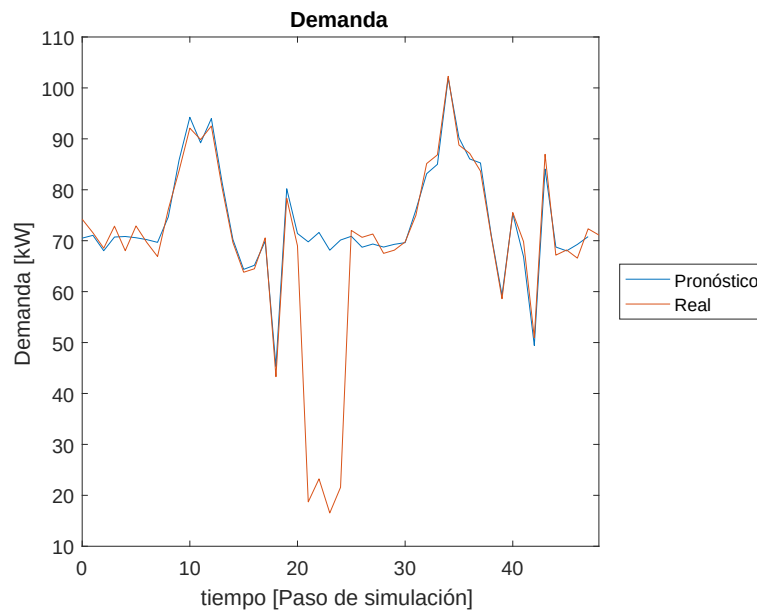


(a) Sin MPC

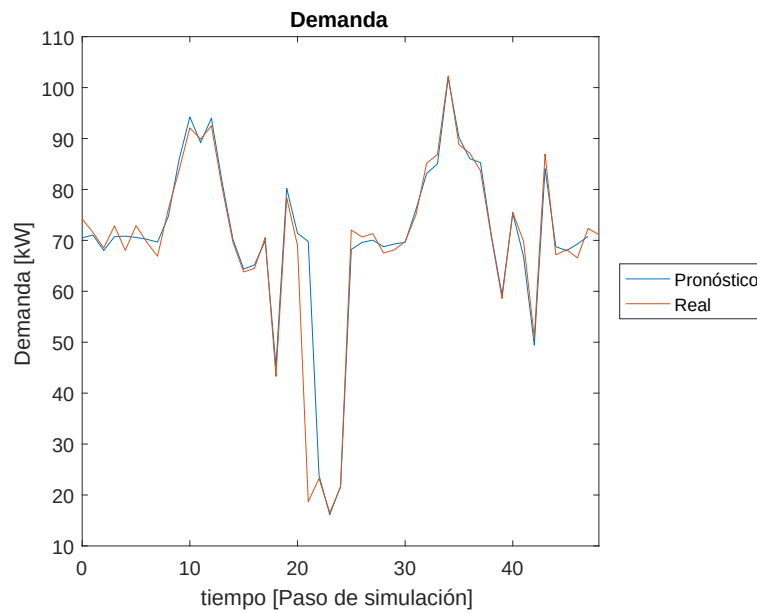


(b) Con MPC

Figura 6.9: Pronóstico de demanda futura vs real para el escenario 2 con paso de simulación de una hora.



(a) Sin MPC



(b) Con MPC

Figura 6.10: Pronóstico de demanda futura vs real para el escenario 3 con paso de simulación de una hora.

De las figuras entre 6.5 a 6.10 se aprecia que cuando no actúa el modulo MPC, el pronóstico es el mismo que en el caso base, mientras que cuando actúa el MPC el pronóstico intenta adaptarse al cambio de manera de seguirlo más fielmente. Por otra parte se observa que las figuras 6.5, 6.7 (a) y

6.7 (b) son exactamente iguales, dado que en el escenario 3 no existe variación drástica de radiación. Análogamente, las figuras 6.8, 6.9 (a) y 6.9 (b) son iguales, dado que en el escenario 2 no existe variación drástica de demanda.

En las figuras 6.11 a 6.13 se muestran los estados de carga de la batería para cada escenario con y sin MPC. En este caso, y dado que se encuentra optimizando “en línea”, los estados de carga final, es decir $SOC(t_{final})$, ya no son todos iguales. Éste tiene un valor a considerar en el costo de operación que no se encuentra reflejado.

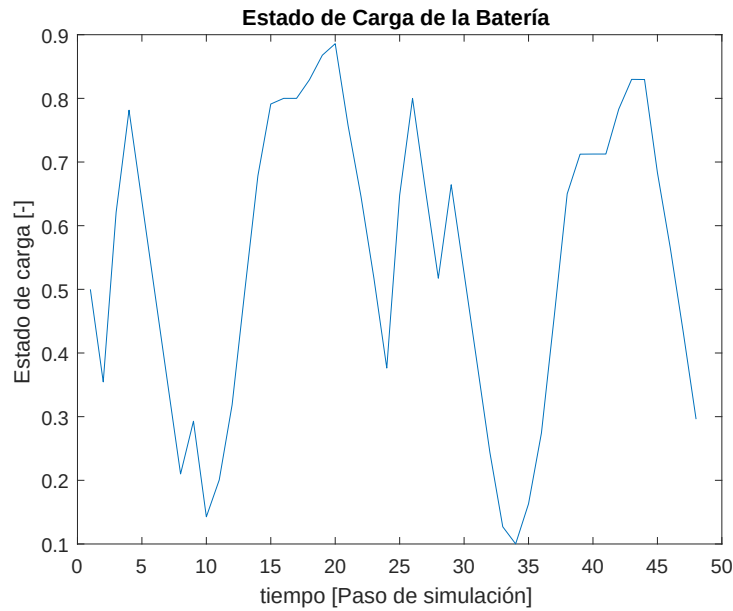
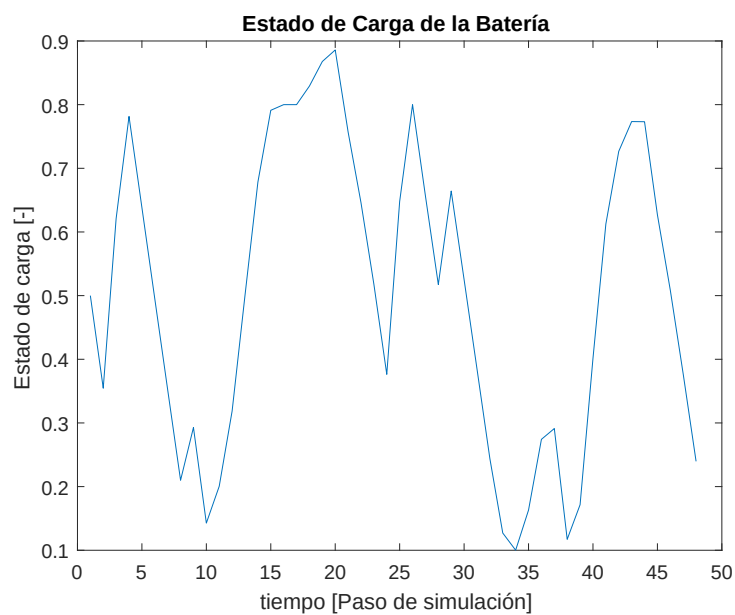
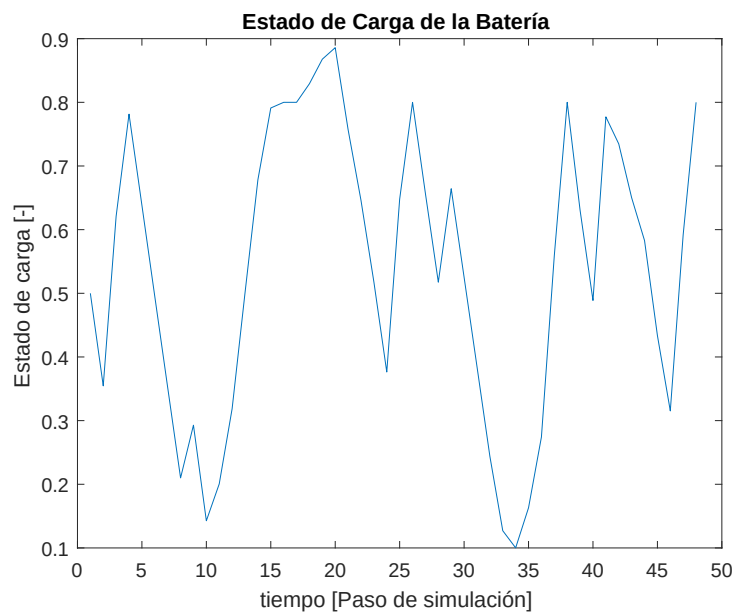


Figura 6.11: Estado de carga de la batería para el escenario 1 con paso de simulación de una hora.

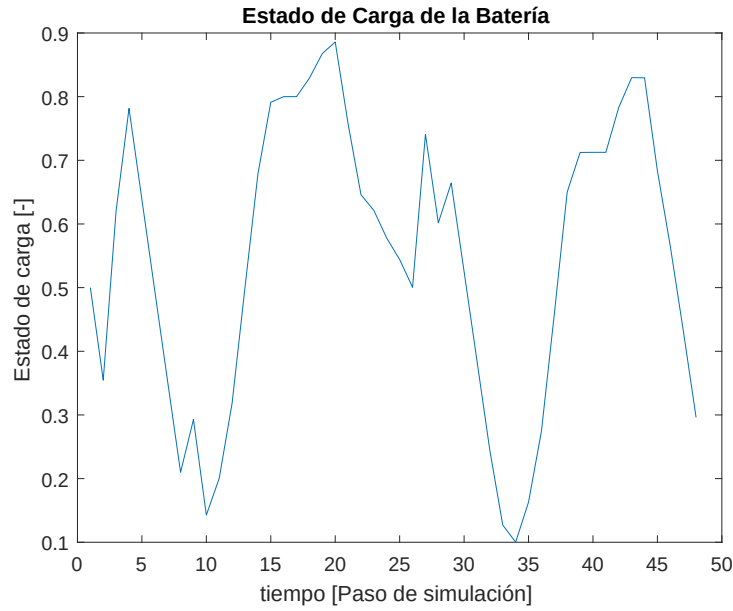


(a) Sin MPC

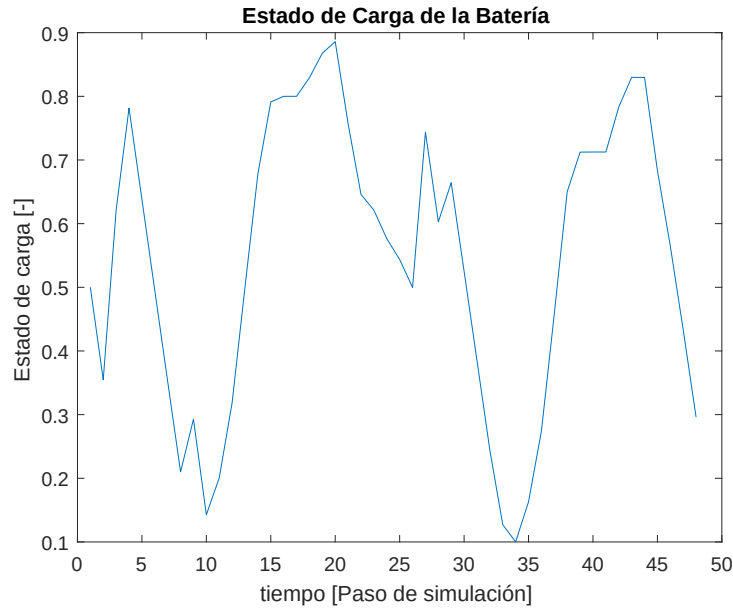


(b) Con MPC

Figura 6.12: Estado de carga de la batería para el escenario 2 con paso de simulación de una hora.



(a) Sin MPC



(b) Con MPC

Figura 6.13: Estado de carga de la batería para el escenario 3 con paso de simulación de una hora.

En este caso se observa que el estado de carga de la batería en el periodo final difiere para el escenario 2, lo que conlleva a que el estudio con MPC tenga un beneficio adicional sobre el estudio sin MPC (más energía almacenada). Esto se debe a que en vez de aportar en el último tramo con la batería, se aprovecho de recargarla despachando el diésel en un punto de mejor rendimiento. Esto

puede apreciarse en las figuras de balance de potencia, generación y vertimiento en anexos.

En la tabla 6.4, se muestra el resumen de valores obtenidos para cada escenario, tanto con MPC como sin él, incluyendo la variación en el costo de operación con respecto al escenario 1 (Variación C.O.).

Escenario	1	2	2	3	3	Unidad
MPC	Ambas	No	Si	No	Si	—
Costo Diésel	159,8	240,6	267,7	133,5	133,4	[<i>kCLP</i>]
Arranques	5	7	7	5	5	[<i>cantidad</i>]
Generación Diésel	1248,01	1859,73	2141,81	1025,99	1025,48	[<i>kWh</i>]
Costo Batería	409,0	409,0	318,1	409,0	409,0	[<i>kCLP</i>]
Costo Operación	568,8	649,6	585,8	542,5	542,4	[<i>kCLP</i>]
Variación C.O.	0,00	14,21	2,99	−4,62	−4,64	[<i>%</i>]
Razón C/G	128,03	129,39	124,97	130,12	130,13	[<i>CLP/kWh</i>]
SOC Final	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	[<i>—</i>]

Tabla 6.4: Resultados para el despacho de 2 días y ventana de 2 días del MPC.

Estos resultados se obtuvieron en 2 minutos con 11 segundos, 2 minutos con 5 segundos, 2 minutos con 6 segundos, 2 minutos con 22 segundos y 2 minutos con 1 segundo respectivamente.

Se observa que el aumento en el costo del escenario 2 con respecto al 1 es considerablemente mayor cuando no se utiliza MPC. El aumento de precio para ambos era de esperarse dado que ante la ausencia de ERNC, el SGE debe aumentar la generación con diésel, pero dado que aumenta el rendimiento de éste con MPC, su costo es menor. Esto puede apreciarse en los gráficos de balance de potencia en anexos, donde el generador durante la nubosidad genera más cerca de su óptimo, aprovechando de cargar más la batería, pero sin abusar de ésta. La diferencia entre ambos es incluso mayor si se considera que el estado de carga sin MPC es menor que con MPC.

Por otra parte el costo del escenario 3 disminuyó parejo tanto con como sin MPC. La disminución se debe a que al decaer la demanda se puede evitar generación diésel, haciendo que trabaje en un punto de menor rendimiento, pero disminuyendo los costos de operación. Se observa que los costos de la batería no se ven afectados en este caso dado que la variación en la demanda no permite abusar de la batería. Por último no hay mayor variación por el estado de carga final.

Capítulo 7

Conclusiones

En el presente trabajo se exponen las especificaciones técnicas de las MG y de los SGE. No solo se presentan los elementos que componen una micro red o los algoritmos actualmente implementados en sistemas de gestión de energía, sino que además se consideran sistemas fundamentales que las MG debieran poseer, como lo son un sistema de puesta a tierra para garantizar la seguridad de las personas y los equipos, en especial cuando la micro red se presenta como una solución de suministro para localidades aisladas y ubicadas en sectores de alta probabilidad de descarga atmosférica, como el caso de la localidad de Ollagüe.

Se propone un SGE que usa un modelo MILP, dado que es versátil a la hora de incluir nuevas unidades al sistema. Esto puede ser relevante en un futuro ya que, cerca de la localidad de Ollagüe se encuentran terrenos atractivos para la explotación de energía geotérmica y podría ser incluida en el estudio de esta MG. Solo sería necesario tener un modelo lineal de la planta geotérmica, o en su defecto un modelo linealizado como el caso del generador, para poder ingresarlo al SGE.

Linealizar por tramos el rendimiento del generador al momento de optimizar (Estrategias III y IV), ya sea considerando y sin considerar los arranques, presenta claras ventajas sobre los casos en que el generador fue considerado como un costo promedio de generación para cualquier nivel de potencia (estrategias I y II).

Considerar los arranques del generador en la minimización del problema conlleva no solo a mejoras en el costo de operación del propio generador, sino que también ayuda a disminuir el costo de operación y el costo por generar cada $[kWh]$ del generador, es decir, ayudan a disminuir el abuso de la batería en cierto punto y el rendimiento del generador. En el caso de la estrategia I y la II, disminuir los arranques conlleva a operar al generador en valores mayores de potencia, es decir, de mayor rendimiento.

En las estrategias III y IV no se encuentran mayores variaciones en el rendimiento del diésel dado que ya se encuentran optimizados en la función objetivo, siendo un poco mejor en la estrategia IV en que si considera los arranques. En algunos casos específicos, como cuando no existe generación de ERNC o es muy baja, el generador suple esa demanda junto con la batería, de manera de optimizar la generación diésel. Disminuyendo esos arranques se disminuye la cantidad de veces que la batería es forzada a cargar y descargarse en el mismo periodo.

Se aprecia que el considerar el rendimiento del generador según su nivel de generación, no solo permite minimizar su costo total, ya sea por potencia generada o por arranques, sino que también permite ayudar a no sobre exigir el sistema de almacenamiento de energía. Cabe destacar que sin las baterías tampoco se tendría la holgura para poder operar el generador de manera óptima, pero de hacerlo funcionar solo en su punto de mayor rendimiento implica un desgaste mayor de la batería. Este “*trade off*” depende de la valorización que se le de a la disminución de vida útil de la batería en función de su uso abusivo.

El objetivo de incluir factores al abuso de la capacidad de la batería es aumentar o al menos no disminuirla en demasía durante la operación. Los resultados pueden diferir de acuerdo a la penalización que se considere en la batería, desde ninguna variación por penalizaciones muy bajas, hasta la limitación completa del rango entre lo estimado dañino y lo máximo para valores muy altos de penalización. La desventaja de estos factores es el cálculo del verdadero impacto de la operación en su vida útil, lo cual solo sería posible con ensayos reales en la batería. Ante esto, la ventaja que entrega esta herramienta es la posibilidad de un estudio de sensibilidad de los factores de penalización, es decir, el valor crítico tanto superior como inferior de cada factor de penalización.

La ventaja de las estrategias IV es que al considerar la mayor cantidad de variables puede optimizar todos los “*trade off*”, convirtiéndola en la solución que entrega las soluciones óptimas sin perder tiempo extra en el procesamiento de la MG de Ollagüe, al menos en los casos estudiados que corresponden a valores típicos (históricos).

Si se usa una ventana anual de simulación, el SGE entrega datos importantes para poder evaluar la factibilidad de un nuevo proyecto, tales como la energía anual demandada, el lapso en que la batería se encuentra totalmente cargada o descargada (perdiendo el elemento de mayor valor de control), la energía vertida, la potencia no suministrada, entre otros. Esto también puede utilizarse para tener la noción del dimensionamiento de un nuevo sistema de almacenamiento, incluso evaluar su desempeño en la simulación de la MG.

Con el SGE implementado no se registraron ausencias de suministro en ningún periodo independiente de los casos o las estrategias. Por otra parte, se presentan vertimientos con todas las estrategias.

No se aprecia una variación considerable en el tiempo de optimización entre las diferentes estrategias implementadas, lo que puede deberse a que la demanda máxima corresponde aproximadamente a la tercera parte de la potencia máxima del diésel. De tener una mayor demanda, aumentan las soluciones factibles exponencialmente en las estrategias III y IV, que consideran una mayor cantidad de variables binarias en su formulación en comparación con las estrategias I y II (por ejemplo de potencia no suministrada).

En general, es más conveniente considerar la metodología MPC ante imprevistos, ya sean por variaciones drásticas en el pronóstico climático o en la proyección de demanda, y tanto en beneficio (aumento de recursos ERNC o disminución de demanda) como en contra (aumento de demanda y disminución de ERNC), siendo en este último caso mucho más efectiva, lo que demuestra que a mayor diferencia entre el valor real y la estimación, mayor será la diferencia de costos considerando o no el MPC.

Por otra parte, en los escenarios estudiados no se aprecia mayor diferencia en los tiempos de simulación ya sea considerando o no el MPC. De esta manera, se pueden aprovechar las ventajas tecnológicas que ofrecen los medidores inteligentes instalados en Ollagüe para actualizar los datos de estimación de demanda a través de un MPC.

Por último, se propone estudiar el impacto del sistema de prepago de luz como un sistema de gestión de demanda, el cual opere en paralelo con el sistema de gestión de energía, o como una entrada a este último, y el estudiar la degradación efectiva de la batería de manera de poder cuantificar precisamente su desgaste.

Bibliografía

- [1] Ley N°20698. *Diario Oficial de la República de Chile*, Santiago, Chile, 22 de octubre de 2013.
- [2] Fang, X., Misra, S., y Yang, D. (2012). Smart grid - The New and Improved Power Grid: A Survey *Communications Surveys & Tutorials*, IEEE, 14(4), 944-980.
- [3] Mírez, J., Simulación de una Microgrid de Voltaje Continuo/Alterno Alimentado con Fuentes Solar, Eólica, Baterías y Convencional, diciembre, 2010.
- [4] Nemati, M., Zöller, T., Tenbohlen, S., Tao, L., Mueller, H., Braun, M. (2015). Optimal Energy Management System for Future Microgrids with Tight Operating Constraints. *12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1-6.
- [5] Scgmitt, L., Kumar, J., Sun, D., Kayal, S., & Venkata, S. (2013). Ecocity Upon a Hill: Microgrids and the Future of the European City. *Power and Energy Magazine*, IEEE, 11(4), 59-70.
- [6] Schwaegerl, C., & Tao, L., (2009). Advanced Architectures and Control Concepts for more Microgrids (DG3. Report on the Technical, Social, Economic, and Environmental Benefits Provided by Microgrids on Power System Operation). *Tech. Rep. No: SES6-019864*.
- [7] Gobierno de Chile, Ministerio de Energía (2016). *Energía 2050, Política Energética de Chile*.
- [8] DOE: Definition of a MicroGrid, *Department of Energy*, <http://www.smartgrid-live.com/wp-content/uploads/2012/12/Introduction-to-Microgrids-by-Tristan-Glenwright.pdf>
- [9] Colak, I., Al-Nussari, M., Bayindir, R., Hossain, E., Voltage and Frequency Stability of AC Microgrid.
- [10] Martin, A., Sistema de Gestión de la Energía para Microrredes. *Electronics & Communication Department*.
- [11] Ducoy, J., Implantación de Energías Renovables en una Planta de Producción de Amoniaco. *Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla*, septiembre 2012, pp. 14-17.

- [12] Basak, Prasenjit, et al. A literature Review on Integration of Distributed Energy Resources in the Perspective of Control, Protection and Stability of Microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10, 2012, vol.16, no. 8. pp.5545-5556. ISSN 1364-0321.
- [13] GI&N Microgrids Internal Lecture (R.Pérez) 10th November.
- [14] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L., (2001). Distributed Generation: A definition. *Electric Power System Research*, vol. 57, no. 3. pp.195-204. ISSN 0378-7796.
- [15] Guacame, J., Velasco, D., Trujillo, C. (2014). Revisión de las características de Sistemas de almacenamiento de Energía para Aplicaciones en Micro Redes. ISSN 0718-0764.
- [16] Rodríguez, J., Estudios de Divesos Algoritmos de Control de Inversores Trifásicos Utilizados en una Microrred, *Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad Politécnica de Cartagena* octubre 2017, pp. 20-22.
- [17] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Instalaciones de consumo en baja tensión *NCH Elec. 4/2003*, octubre de 2003.
- [18] Ortundo, P., Manual para el Proyecto y Análisis de Sistemas de Puesta a Tierra, *Imprenta América Ltda*, Chile, 1997.
- [19] Ordóñez, J., Sistemas de Puesta a Tierra, *Expo Foro Eléctrico*, Total Ground, Energy & Protection System.
- [20] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes. *NSEG 5 E.n.71*. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- [21] Ingesco Lightning Solutions, <https://www.ingesco.com/es>.
- [22] Ley N°20928. *Diario Oficial de la República de Chile*, Santiago, Chile, 22 de junio de 2016.
- [23] Cuadro de consumo de Combustible Diésel Aproximado, <https://www.dieselgenerators.com/approximate-diesel-fuel-consumption-chart>.
- [24] Explorador Solar. *Ministerio de Energía, Gobierno de Chile*. <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>
- [25] D. Reyes, Modelación de Tarificación de Electricidad en Sistemas de Distribución de Faenas Mineras en Base a indicadores de Eficiencia, *Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile*. Santiago de Chile, 2008.
- [26] Micro Red de Kynthos. <http://www.smartrue.gr/Default.aspx?tabid=451>.

- [27] Micro Red de Hachinoe. <http://dahalsudarshan.blogspot.cl/2008/03/micro-grid-project-at-hachinohe-aomori.html>.
- [28] Micro Red de Huatacondo. <http://centroenergia.cl/proyectos/proyectos-destacados/micro-red-huatacondo/>.
- [29] Energía Abierta. Una Iniciativa de la Comisión Nacional de Energía. <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235792/precio-petroleo-diesel-grado-b/>
- [30] Villate, A., Sistema de gestión de la energía para microrredes. Centro de Desarrollo de Energías Renovables.
- [31] Leañez, Frank., Estudio Comparativo de la Relajación Lagrangeana y la Programación Entera-Mixta en el Problema del Pre-Despacho de Sistemas Medianos. *Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile*. Santiago de Chile, 2013.
- [32] Lagos, A., Relajación Lagrangiana. <https://es.slideshare.net/AlbertoLagosRazeto/relajacion-la-grangiana-5914597>
- [33] Arranz, J., Parra, A., Algoritmos Genéticos. *Universidad Carlos III*, 2005.
- [34] Zuñiga, F., Caicedo, E., López, D., Optimal Power Management in a Grid-Connected Microgrid, Based on Multi Objective Genetic Algorithm MOGA. 25 de mayo de 2016.
- [35] Pinto, a., Alves, h., Domingues, I., Rocha, L., Cruz, S., The Particle Swarm Optimization Algorithm, *decision support* 2010-2011.
- [36] Harman, R., A Very Brief Introduction to Particle Swarm Optimization. *Department of Applied Mathematics and Statistics, University in Bratislava*.
- [37] Thomas, S., Linear Programming, A Concise Introduction.
- [38] Optimization Methods in Management Science/ Operation Research 15.053/058. *Massachusetts Institute of Technology*. Introduction to LP Formulations. 2013.
- [39] Flores, I., Programación Dinámica. 20 de abril de 2015.
- [40] Gomez, D., Programación Dinámica, Estrategias de Diseño.
- [41] Echeverri, J., Aristizábal, M., Moreno, F., Beyoda, A., Diseño de un Sistema Difuso para Valoración de Aportes en Sistemas Colaborativos. *Rev. Ing. Univ. Medellin vol.11 no.20*.2012.
- [42] Gonzales, C., Lógica difusa, Una Técnica Práctica. *Técnicas de Softcomputing*. 2011.

- [43] Pérez, L., De Angelo, C., Pereyra, V., Algoritmo de Control Supervisor en Tiempo Real para Vehículos Eléctricos Híbridos Basado en Horizonte Deslizante. *XV Reunión de Trabajo en Procesamiento de la Información y Control*. septiembre de 2013.
- [44] Stanislaw, Ż., An Introduction to Model-Based Predictive Control (MPC). *ECE 680*, Fall 2017.
- [45] Ríos, B., Roland, M., Viscarret, A., Energía Solar Fotovoltaica: Estrategias de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia, octubre 2014.
- [46] Sera, D. Teodorescu, R., Rodriguez, P. (2007). PV Panel Model Based on Datasheet Values.
- [47] Do, N., Klees, L., Leung, P., Tong, F., Leung, W., Tam, A., Temperature Dependence of Optical Constants for Amorphous Silicon. *IBM Research Division*, 1992, pp. 2186-2188.
- [48] Irisawa, K., Saito, T., Takano, I., Sawada, Y. Maximum Power Point Traking Control of Photovoltaic Generation System Under non Uniform Isolation by Means of Monitoring Cells. *Photovoltaics Specialist Conference*, 2000. Conference Record of the Twenty-Eight IEEe, 2000, pp. 1707-1710.
- [49] Hernández, A., Análisis Económico de un Sistema de Almacenamiento para la Disminución de Desvíos de Producción de un Parque Eólico. *Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla*. Cap. 7 pp 45-59.
- [50] Varshini, P., Temperature Dependence of the Energy Gap in Semiconductors, *Department of Physics, University of Ottawa*, 1967, pp. 149-154.
- [51] SanJuán, J., Estudio y Simulación de un Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red. *Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales Valencia* 2013.
- [52] Chenlo, F., Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano. *Informes Técnicos Ciemat, Departamento de Energías Renovables*. septiembre de 2002.
- [53] Zahran, M., Hanafy, A., Mahgoub, O., Kamel, M. FLC Based Photovoltaic Battery Diesel Hybrid System Management and Control. *Photovoltaic Specialist Conference*, 2000. Conference Record of the Twenty-Eight IEEe, 2000, pp. 1607-1610.
- [54] Mahmoud, A., Mashaly, H., Kandil, S., El Khashab, H., Nashed, M. Fuzzy Logic Implementation for Photovoltaic Maximum Power Tracking. *Robot and Human Interactive Communication*, 2000. RO-MAN 2000. Proceedings. 9th IEEE International Workshop on, 2000, pp. 155-160.
- [55] J. Grainger, W. Stevenson, Analisis de sistemas de Potencia, *McGraw-Hill*, 1996.

- [56] J. Glover, M. Sarma, T. Overbye, Power Systems Analysis and Design, *CL Engineering*, 4th Edition, 2007.
- [57] Electrical Transmission and Distribution Reference Book, *Westinghouse Electric Corporation*, 4th Edition, 1950. Worldwide Power Products,LLC, Approximate Fuel Consumption Chart, *wpowerproducts*, 2008.
- [58] Lanas, F., Desarrollo y Validación de un Modelo de Optimización Energética para una Microrred. *Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile*. Santiago de Chile, Abril 2011.
- [59] https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/es/SSSA5P_12.6.3/ilog.odms.cplex.help/CPLEX/UsrMan/topics/preface/whatis.html
- [60] El entorno GAMS, *Manual de Gams, Universidad de Chile*, pp. 273-322.
- [61] Optimizing Power Trading Auctions at 50Hertz, *Powering a World in Progress*, <https://www.gams.com/cases/optimizing-power-trading-auctions-at-50hertz/>

Anexos

A. Resultados Caso 1

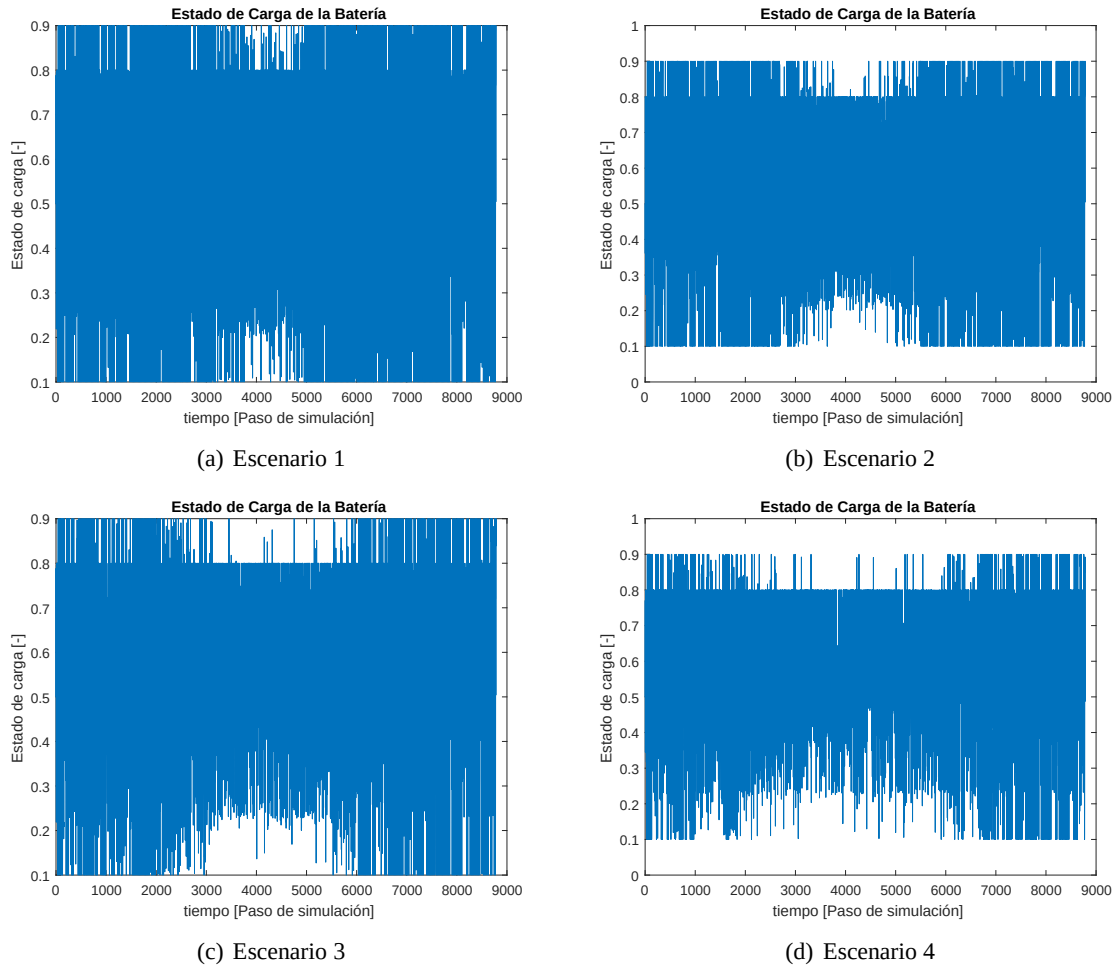


Figura 7.1: Estados de carga de la batería para cada escenario para la estrategia IV con paso de simulación de una hora.

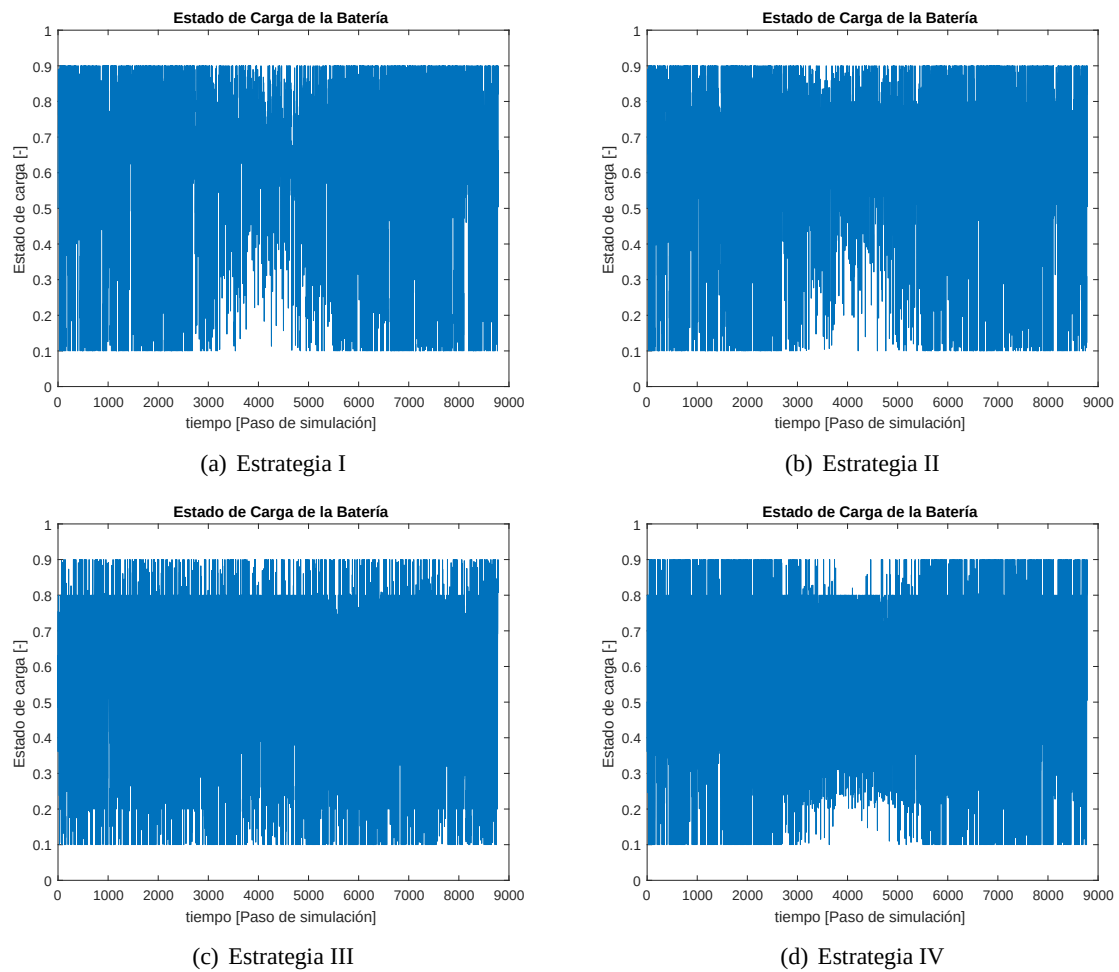


Figura 7.2: Estados de carga de la batería para cada estrategia en el escenario 2 con paso de simulación de una hora.

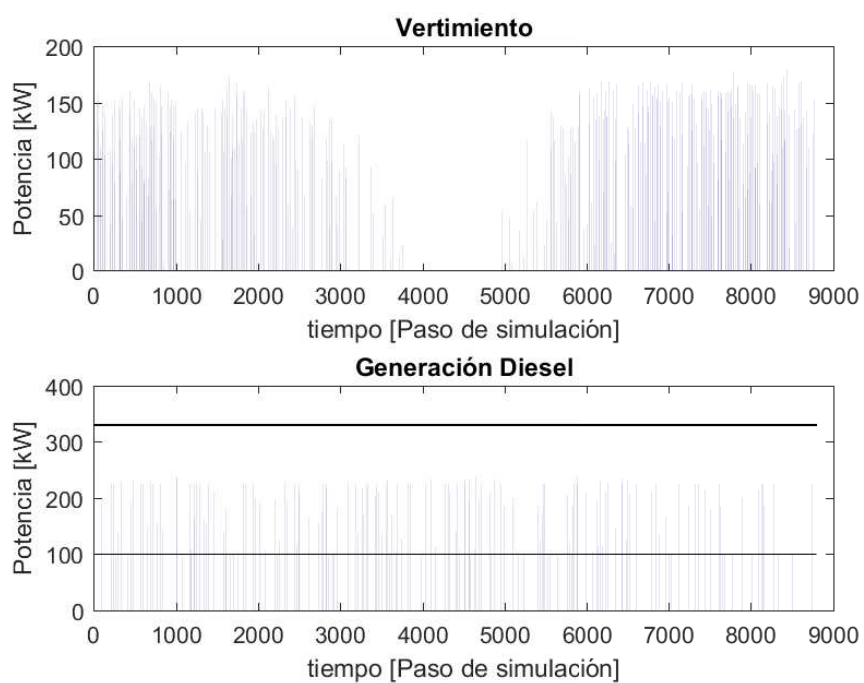


Figura 7.3: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 1, con paso de simulación de una hora.

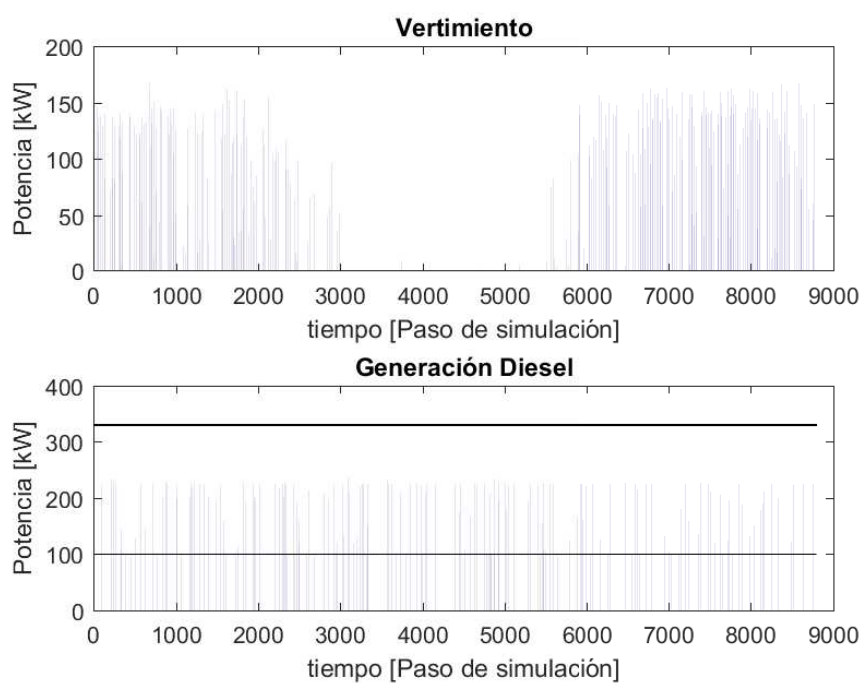


Figura 7.4: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 2, con paso de simulación de una hora.

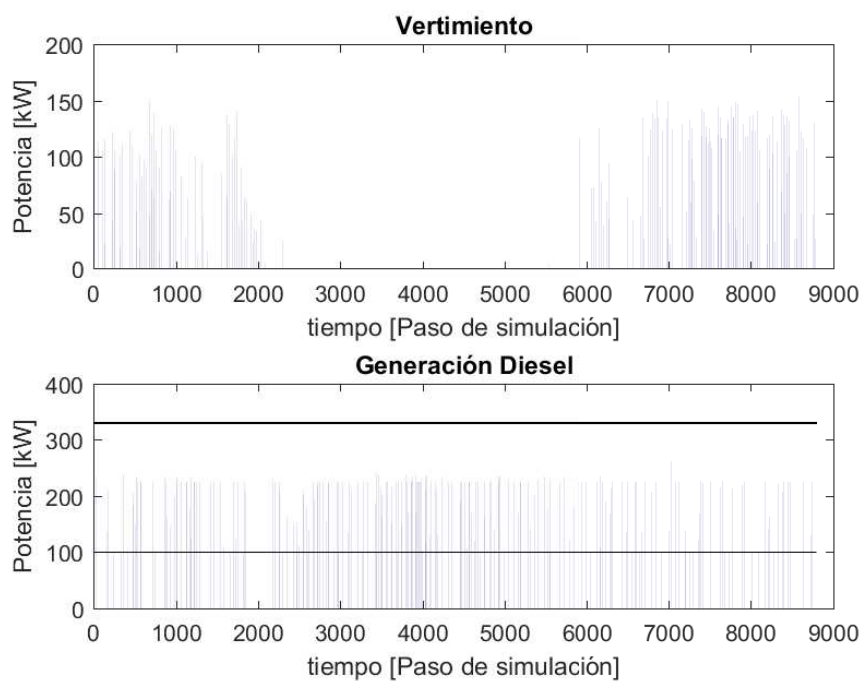


Figura 7.5: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 3, con paso de simulación de una hora.

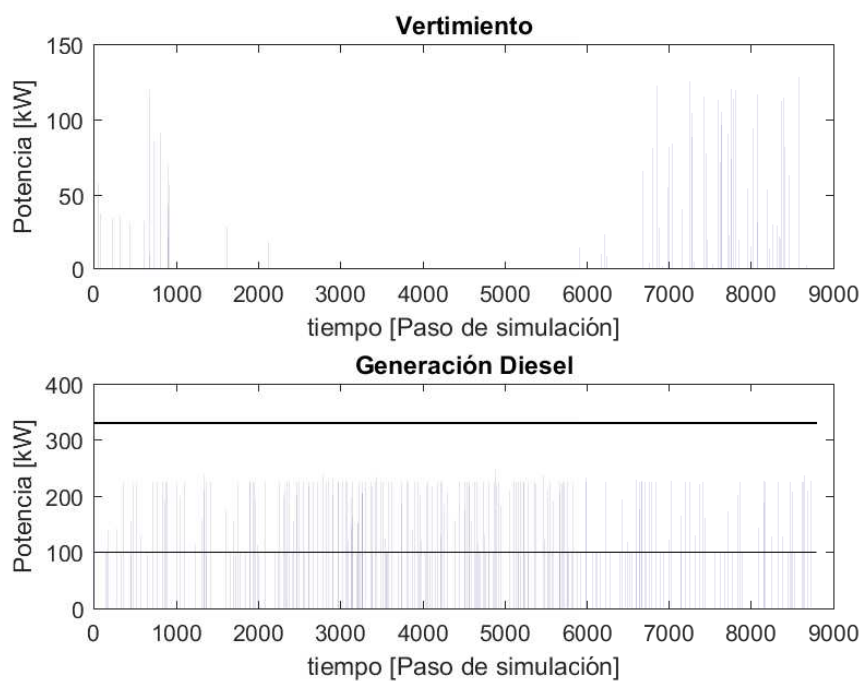


Figura 7.6: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV en el escenario 4, con paso de simulación de una hora.

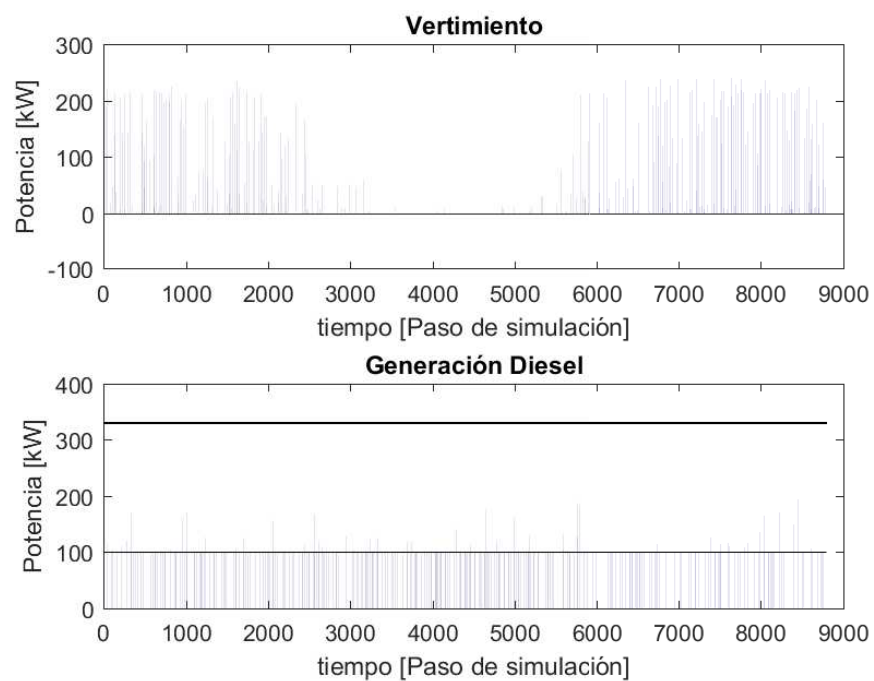


Figura 7.7: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia I en el escenario 2, con paso de simulación de una hora.

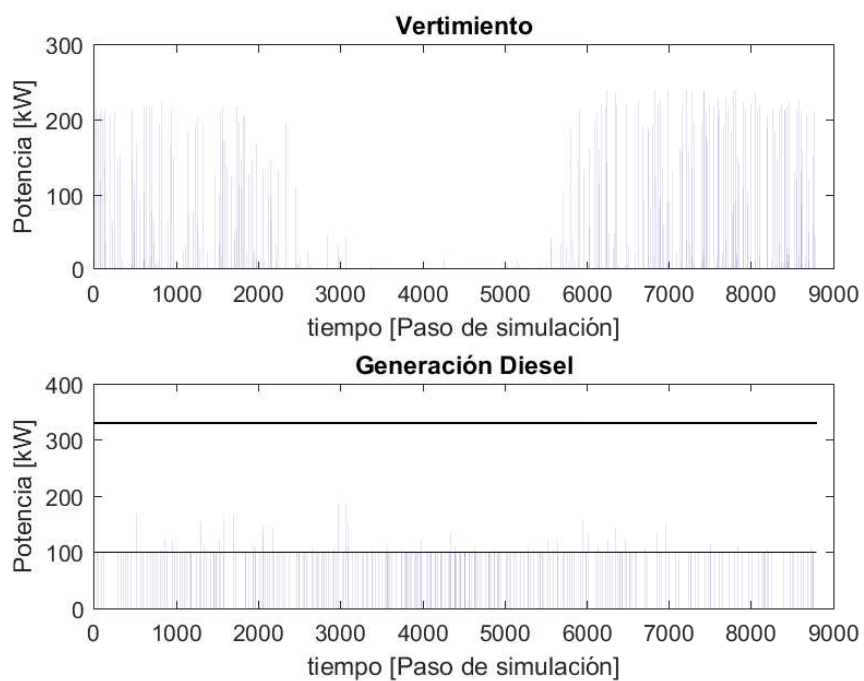


Figura 7.8: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia II en el escenario 2, con paso de simulación de una hora.

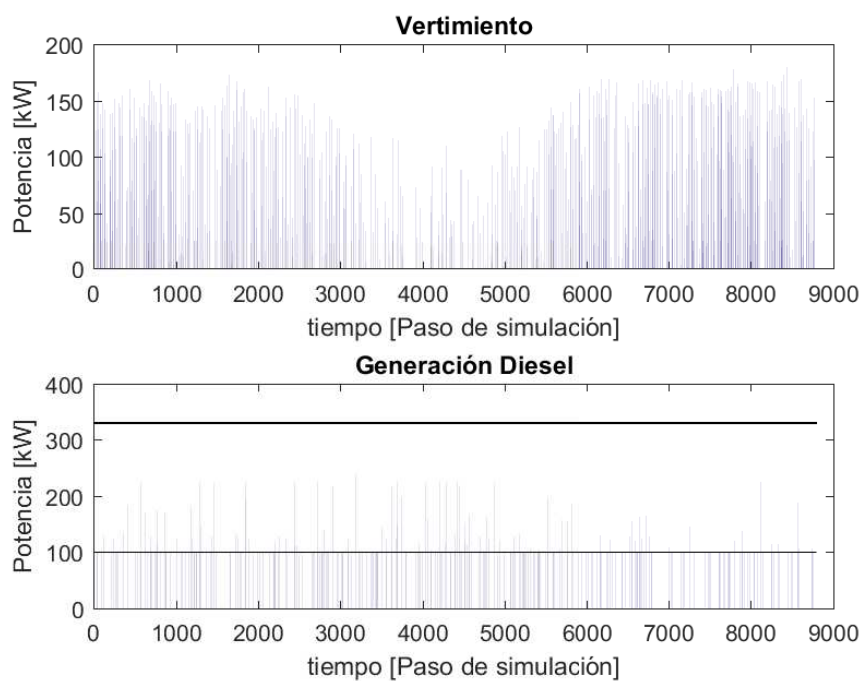


Figura 7.9: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia III en el escenario 2, con paso de simulación de una hora.

B. Resultados Caso 2

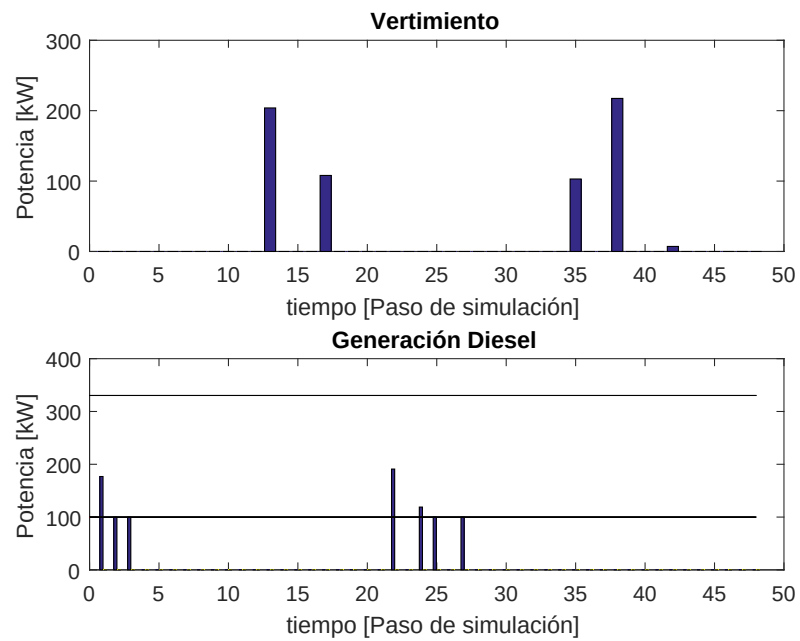


Figura 7.10: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia I, con paso de simulación de una hora.

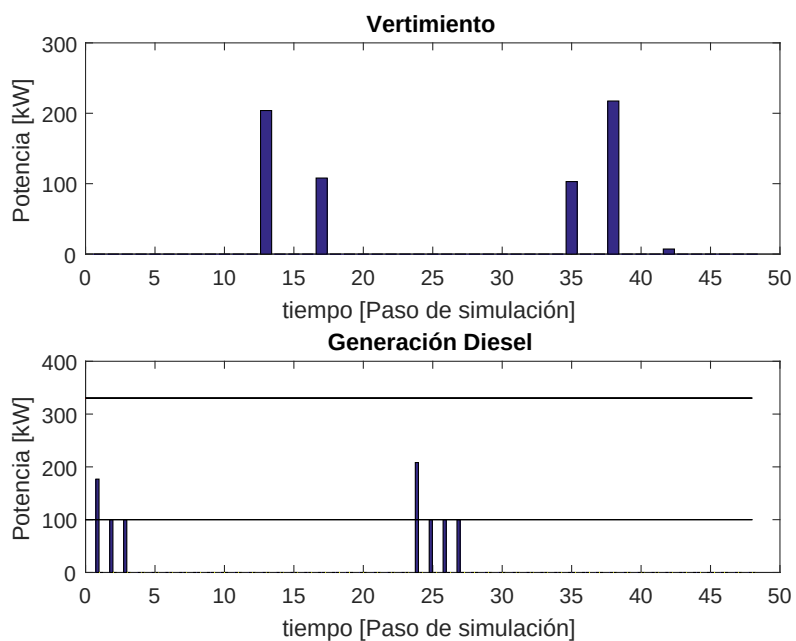


Figura 7.11: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia II, con paso de simulación de una hora.

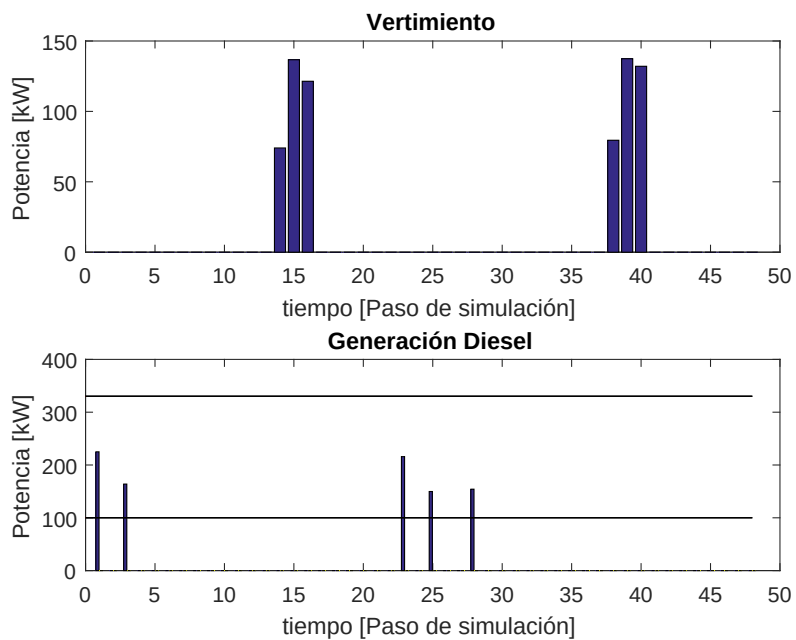


Figura 7.12: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia III, con paso de simulación de una hora.

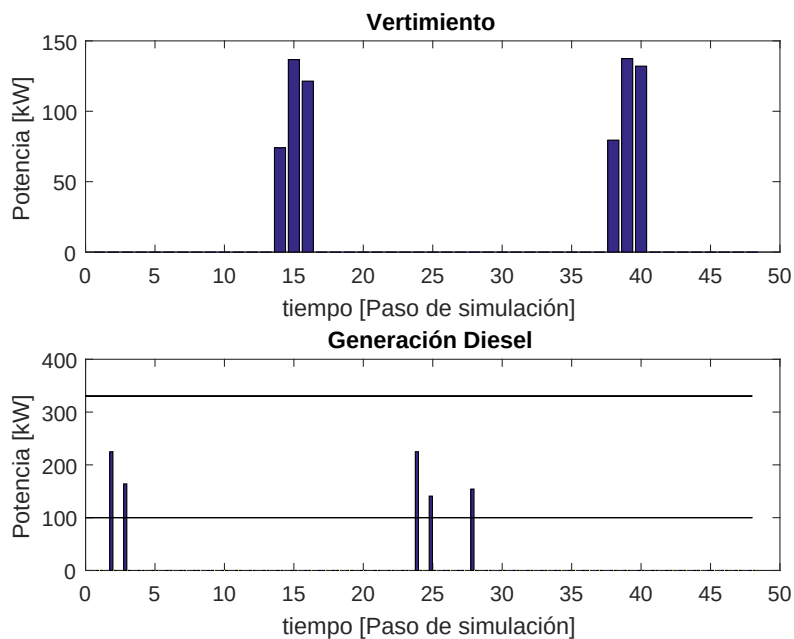


Figura 7.13: Potencia vertida y generada por el diésel para la estrategia IV, con paso de simulación de una hora.

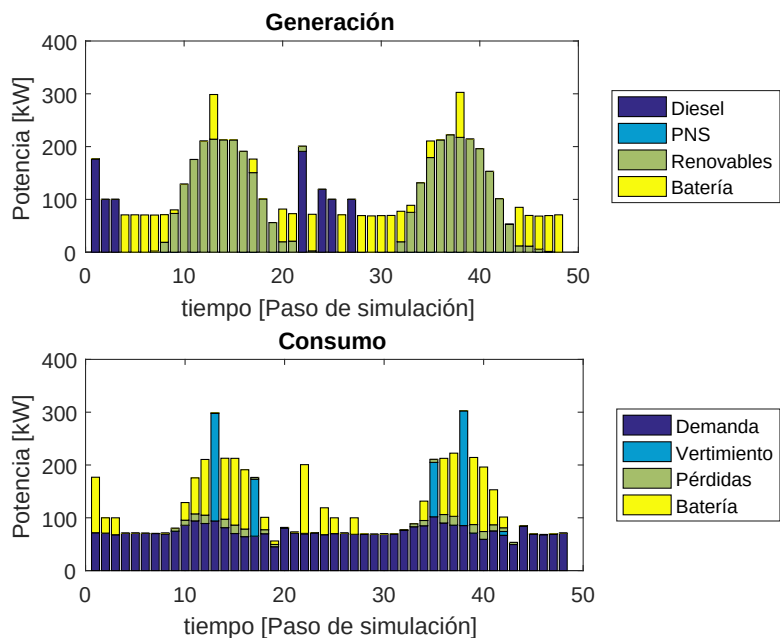


Figura 7.14: Balance de potencia para la estrategia I con paso de simulación de una hora.

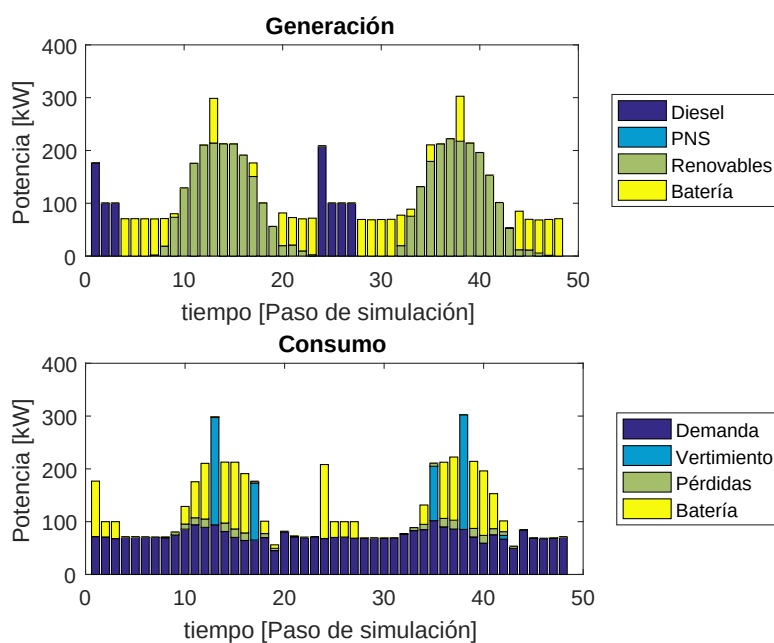


Figura 7.15: Balance de potencia para la estrategia II con paso de simulación de una hora.

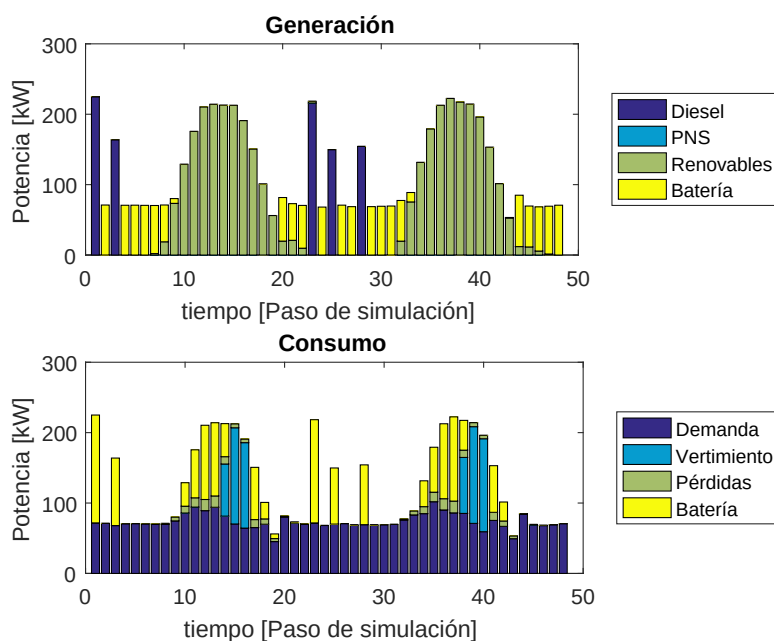


Figura 7.16: Balance de potencia para la estrategia III con paso de simulación de una hora.

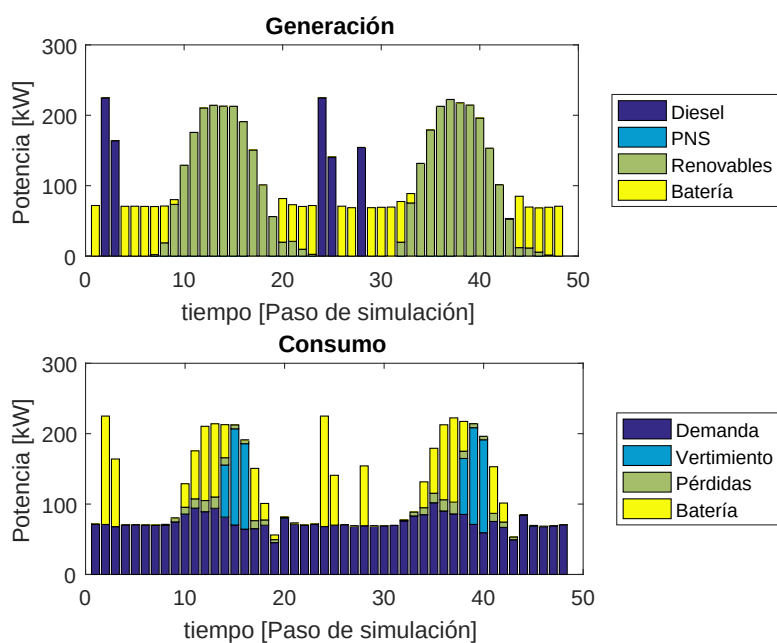


Figura 7.17: Balance de potencia para la estrategia IV con paso de simulación de una hora.

C. Resultados Caso 3

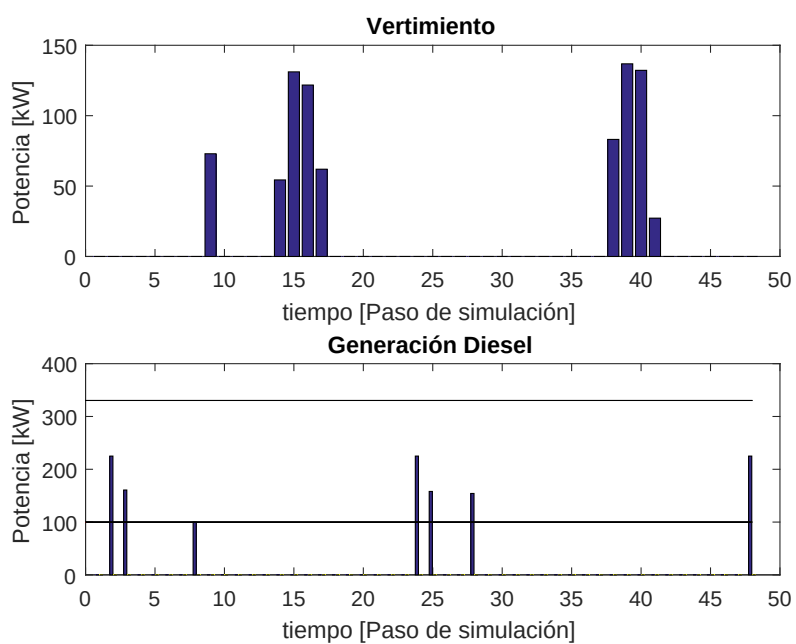


Figura 7.18: Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 1, con paso de simulación de una hora.

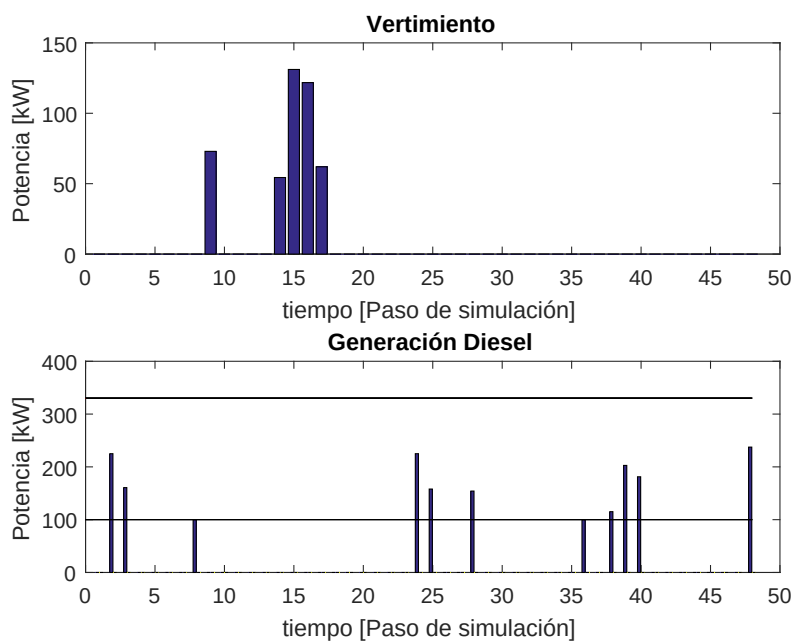


Figura 7.19: Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 2, sin considerar MPC, con paso de simulación de una hora.

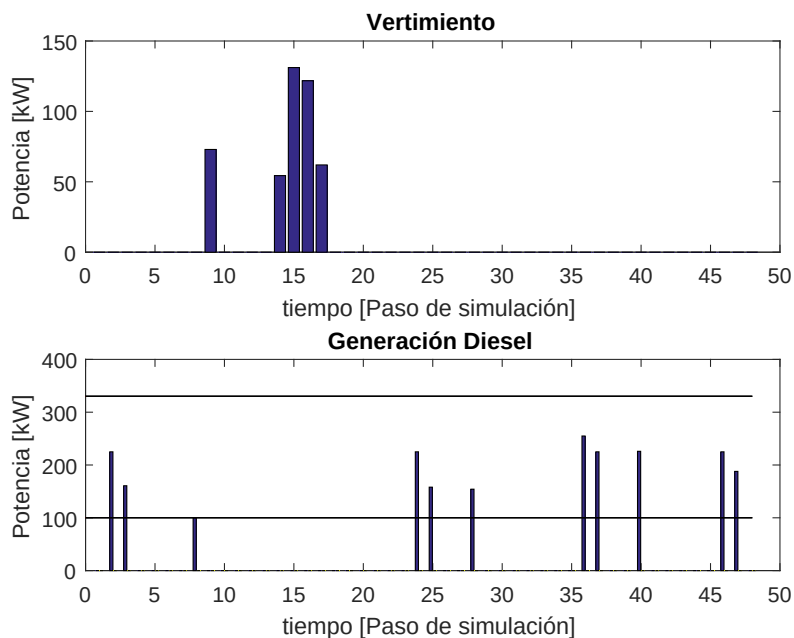


Figura 7.20: Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 2, considerando MPC, con paso de simulación de una hora.

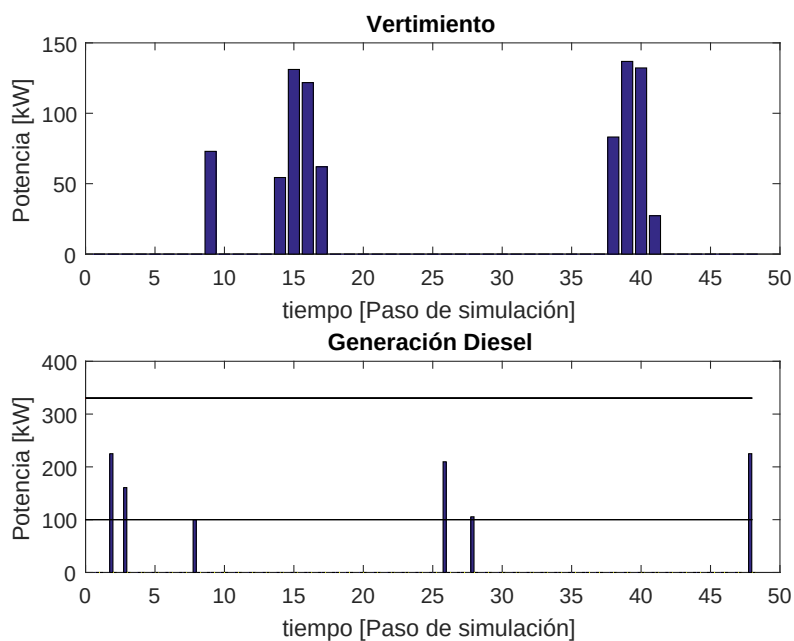


Figura 7.21: Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 3, sin considerar MPC, con paso de simulación de una hora.

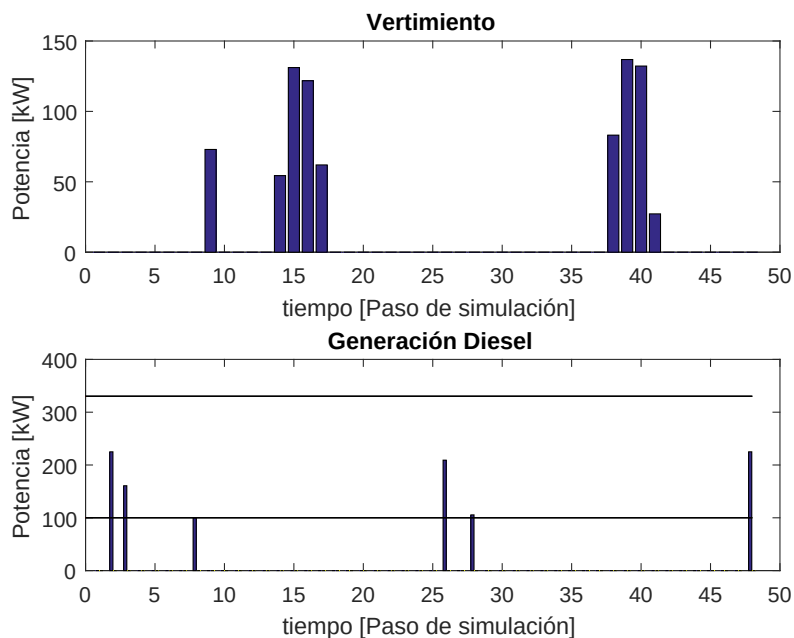


Figura 7.22: Potencia vertida y generada por el diésel para el escenario 3, considerando MPC, con paso de simulación de una hora.

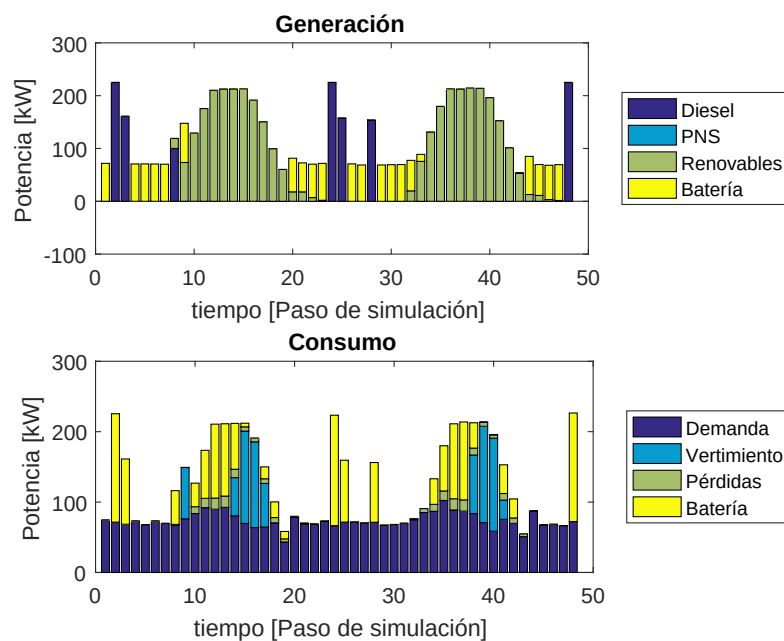


Figura 7.23: Balance de potencia para el escenario 1 con paso de simulación de una hora.

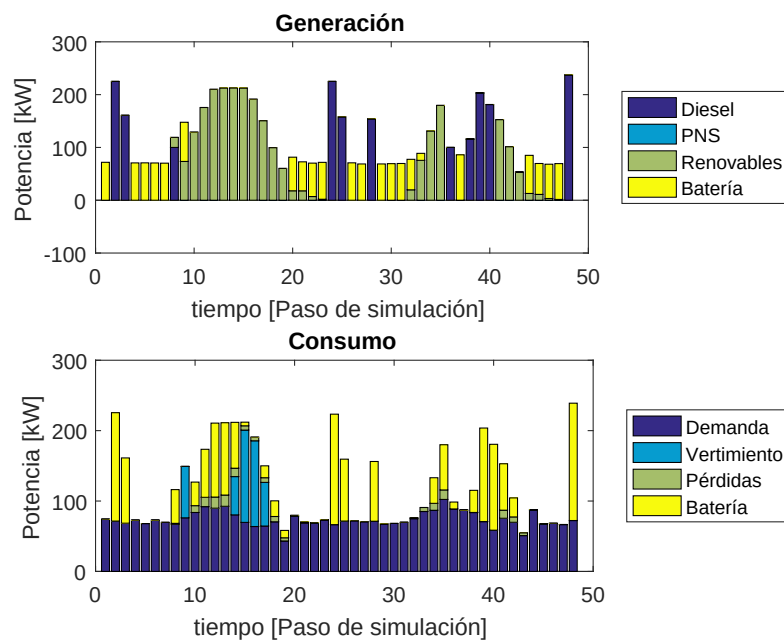


Figura 7.24: Balance de potencia para el escenario 2, sin considerar MPC, con paso de simulación de una hora.

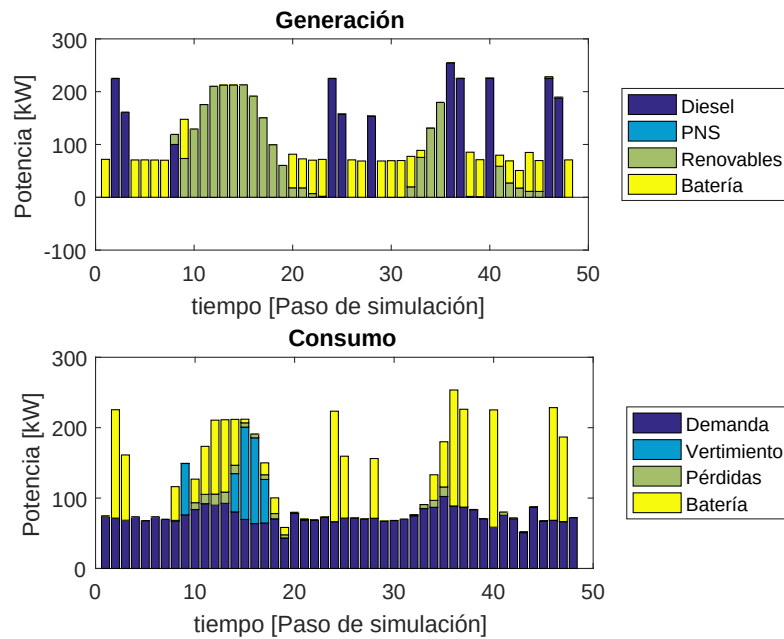


Figura 7.25: Balance de potencia para el escenario 2, considerando MPC, con paso de simulación de una hora.

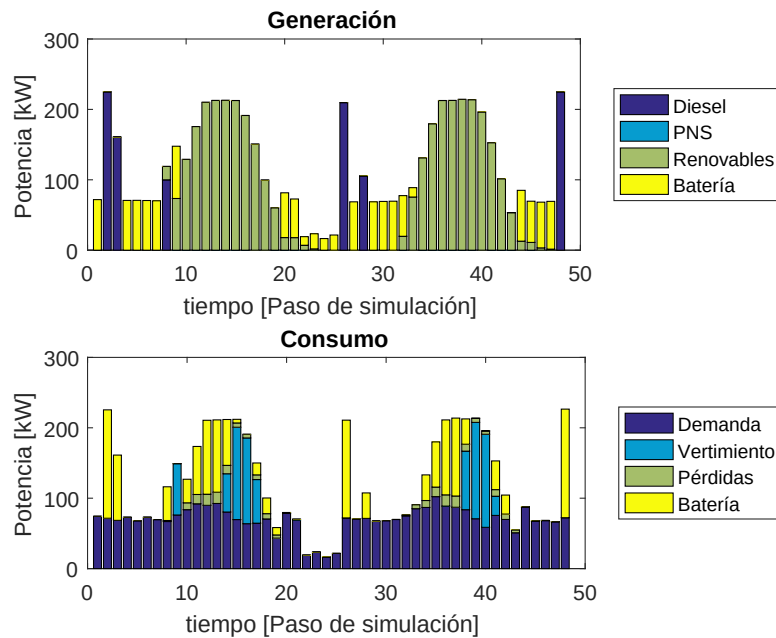


Figura 7.26: Balance de potencia para el escenario 3, sin considerar MPC, con paso de simulación de una hora.

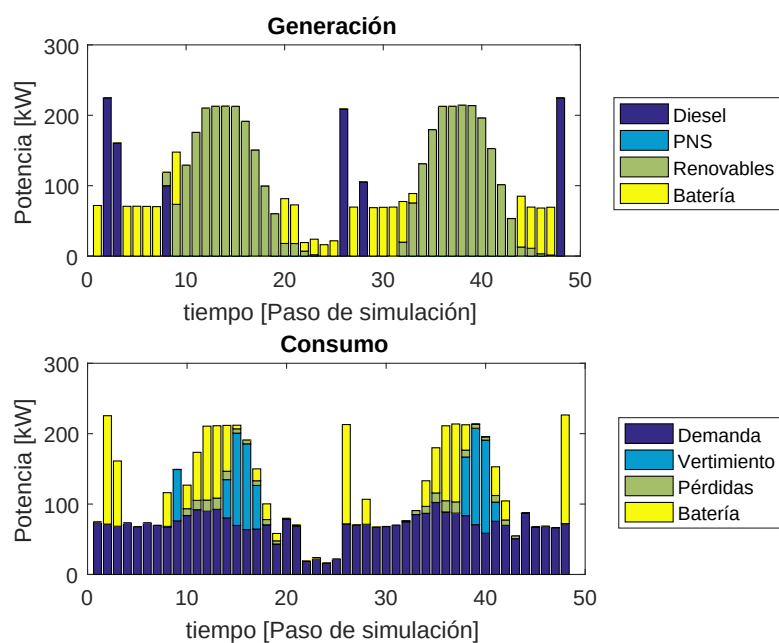


Figura 7.27: Balance de potencia para el escenario 3, considerando MPC, con paso de simulación de una hora.