

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO EN MICRORREDES CONSIDERANDO LA
DISPONIBILIDAD DEL RECURSO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

JOHN A. PENAGOS CALDAS

Nota de Aceptación

Certificamos que el presente Trabajo de Grado
Satisface, en alcances y calidad, todos los requisitos
Que demanda un Trabajo de Grado de Maestría.

Jesús Alfonso López S.

JESÚS ALFONSO LÓPEZ SÓTELO

Director

Hernán Camilo Rocha Niño

HERNÁN CAMILO ROCHA NIÑO
Jurado

Jose Luis Ramirez Duque

JOSE LUIS RAMÍREZ DUQUE
Jurado

Aprobado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la
Pontificia Universidad Javeriana Cali, para optar el título de
Magister en Ingeniería.

Hernán Camilo Rocha Niño

HERNÁN CAMILO ROCHA NIÑO Ph. D.
Decano Facultad de Ingeniería y Ciencias

Juan Carlos Martínez Arias

JUAN CARLOS MARTÍNEZ ARIAS
Director Posgrados de Ingeniería y Ciencias

Cali 20 de Mayo de 2021

**Maestría en Ingeniería
Facultad de Ingeniería y Ciencias**



Acta de Correcciones al Documento de Trabajo de Grado

Santiago de Cali, 20 Mayo 2021

Autor: JOHN A. PENAGOS CALDAS

Título del Trabajo de Grado: DISEÑO DE UN SISTEMA DE DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO EN MICRORREDES CONSIDERANDO LA DISPONIBILIDAD DEL RECURSO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Director:

Como indica el artículo 2.13 de las Directrices para Trabajo de Grado de Maestría, he verificado que el estudiante indicado arriba ha implementado todas las correcciones que los Jurados del Proyecto de Trabajo de Grado definieron que se efectuaran, como consta en el Acta de Evaluación correspondiente.

Jesús Alfonso López S.

JESUS ALFONSO LÓPEZ SOTELO
DIRECTOR

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE DESPACHO ECONÓMICO DINÁMICO EN MICRORREDES
CONSIDERANDO LA DISPONIBILIDAD DEL RECURSO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA
RENOVABLE**

TESIS DE MAESTRÍA



Presentador por:

JOHN ALEXANDER PENAGOS CALDAS

Director:

JESÚS ALFONSO LÓPEZ SOTELO

Codirector:

JOHNNY POSADA CONTRERAS

**FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA
ÉNFASIS EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
SANTIAGO DE CALI
2020**

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	6
2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
3	REVISIÓN DE LITERATURA	8
4	MARCO TEÓRICO	10
4.1	Programación lineal.....	10
4.1.1	Función objetivo	10
4.1.2	Restricciones.....	10
4.2	Programación lineal entera mixta	11
4.3	AMPL (A Mathematical Programming Language)	12
4.4	Evolución de los sistemas eléctricos.....	13
4.5	El concepto de Microrred	14
4.6	Microrredes con fuentes de energía renovable de alta variabilidad	15
4.7	Simulación en tiempo real.....	15
4.7.1	Model In The Loop (MIL)	17
4.7.2	Hardware In the Loop (HIL)	17
4.7.3	Rapid Control Prototyping (RCP)	18
5	DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN	19
5.1	Desarrollo del modelo del escenario de prueba	19
5.1.1	Modelado de la planta solar	19
5.1.2	Modelado del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías.....	22
5.1.3	Modelado del generador Diesel	26
5.2	Recolección de datos.....	28
5.2.1	Datos de radiación solar	28
5.2.2	Perfil de demanda eléctrica.....	29
5.2.3	Comportamiento de carga de la batería	30
5.3	Consumo del generador Diesel	35
5.4	Desarrollo del modelo matemático del problema de optimización.....	36
5.4.1	Definición de los subíndices	36
5.4.2	Definición de los parámetros.....	36
5.4.3	Definición de las variables	36
5.4.4	Definición de la función objetivo.....	37
5.4.5	Definición de las restricciones	37
6	Resultados	41
6.1	Resultados del modelo de programación lineal	41

6.2	Resultados de la simulación en tiempo real.....	42
6.3	Validación de los resultados del modelo.....	43
6.3.1	Validación de la restricción de demanda	43
6.3.2	Validación de la restricción de cálculo de SOC.....	44
6.4	Desempeño del modelo de programación lineal	44
7	CONCLUSIONES.....	46
8	TRABAJO FUTURO.....	47
9	REFERENCIAS	48
10	ANEXOS.....	51
10.1	Modelo matemático en AMPL.....	51
10.1.1	Archivo del modelo.....	51
10.1.2	Archivo del datos	51
10.1.3	Archivo de comandos	59
10.2	Datos de radiación solar en Wh/m ²	60
10.3	Potencia generada por la planta solar en cada periodo de tiempo	61
10.4	Resultados iniciales de modelo de programación lineal	63

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de la microrred de prueba.7

Figura 2. Ejemplo de región factible.....11

Figura 3. Ejemplo de variable binaria.11

Figura 4. Cadena de suministro eléctrico tradicional.....13

Figura 5. Cadena de suministro eléctrica moderna.13

Figura 6. Ejemplo de microrredes interconectadas.14

Figura 7. a) Simulación rezagada, b) Simulación acelerada, c) Simulación en tiempo real.....16

Figura 8. Esquema de interacción entre el simulador en tiempo real y el PC.....17

Figura 9. Esquema de Model In the Loop.....17

Figura 10. Esquema de Hardware In the Loop18

Figura 11. Esquema de Rapid Control Prototyping.18

Figura 12. Simulador de sistemas de potencia en tiempo real OP4510.....19

Figura 13. Esquema de conexión del bloque de celda solar.19

Figura 14. Esquema para obtener la potencia máxima de la planta solar.20

Figura 15. Resultados de la simulación para obtener la potencia máxima de la planta solar.20

Figura 16. Circuito eléctrico del inversor de la planta solar.21

Figura 17. Control de regulación de tensión de salida de la planta solar.21

Figura 18. Implementación del algoritmo MPPT en la planta solar.22

Figura 19. Esquema del controlador de sincronización de fase.....22

Figura 20. Esquema general de la planta solar.....22

Figura 21. Esquema general de la simulación del sistema de almacenamiento basado en baterías.23

Figura 22. Perfil típico de carga de las baterías de Li-Ion.....23

Figura 23. Esquema del control de carga del sistema de almacenamiento basado en baterías.24

Figura 24. Modelo para validar el control de carga del sistema de almacenamiento basado en baterías.....24

Figura 25. Ciclo de carga del sistema de almacenamiento basado en baterías de la microrred de prueba.....25

Figura 26. Circuito del inversor del sistema de almacenamiento basado en baterías.....26

Figura 27. Esquema general de generador síncrono.....26

Figura 28. Esquema de control de regulación de tensión.27

Figura 29. Esquema general del control de frecuencia27

Figura 30. Lazo de control del gobernador.....28

Figura 31. Perfil de radiación solar.28

Figura 32. Potencia entregada por la planta solar durante cada hora.....29

Figura 33. Curva de demanda en cada hora.....29

Figura 34. Comportamiento de carga de la batería.30

Figura 35. Tramo 1 del comportamiento de carga de la batería.....31

Figura 36. Tramo 2 del comportamiento de carga de la batería.....31

Figura 37. Tramo 3 del comportamiento de carga de la batería.....32

Figura 38. Tramo 4 del comportamiento de carga de la batería.....32

Figura 39. Tramo 5 del comportamiento de carga de la batería.....33

Figura 40. Tramo 6 del comportamiento de carga de la batería.....33

Figura 41. Tramo 7 del comportamiento de carga de la batería.....34

Figura 42. Gráfico de SOC Inicial vs SOC Final.34

Figura 43. Tramo 1 de la función de cálculo del estado de carga al final del intervalo.35

Figura 44. Tramo 2 de la función de cálculo del estado de carga al final del intervalo.35

Figura 46. Resultados del modelo de programación lineal41

Facultad de ingeniería y ciencias

Figura 47. Comportamiento del estado de carga de la batería que fue calculado por el modelo de programación lineal.42

Figura 48. Resultados del test de validación de la restricción de demanda.44

1 INTRODUCCIÓN

El panorama eléctrico mundial está centrando sus esfuerzos en la disminución de generación basada en combustibles fósiles y Colombia recientemente ha decidido incluir en la matriz de generación eléctrica fuentes de Energía renovable no convencional, y según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2018) actualmente cuenta con una capacidad de 9.8 MW y 18.4 MW de generación solar y eólica respectivamente, que corresponden al 0.17% de la generación. No obstante, el operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN). XM E.S.P (XM E.S.P, 2015) ha declarado que para el año 2023 espera contar con 1,743 GW instalados de estas dos fuentes de energía. La inclusión de estas fuentes de energía trae como consecuencia una alta variabilidad en la disponibilidad del recurso en pequeños periodos de tiempo, comprometiendo así el balance que tiene que existir entre generación y carga para mantener la estabilidad del sistema.

Para mitigar éstos efectos se ha optado en muchos sistemas integrar sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS por sus siglas en inglés), que portan al sistema un aumento de flexibilidad, confiabilidad y resiliencia. Sin embargo, es necesario planear la manera óptima de operar los BESS con el fin de que en un periodo determinado permitan que la operación del sistema sea lo más económica posible. Sin embargo, se debe garantizar estabilidad del sistema, que depende del balance que exista entre la potencia generada por las unidades de generación y la potencia demandada por las cargas del sistema. Con el fin de mantener dicho balance, los sistemas de potencia implementan por lo general tres niveles de control para garantizar la estabilidad del sistema. Dichos niveles de control son:

- **Control primario:** El control primario lo realiza cada generador regulando su velocidad y torque con el fin de mantener la potencia de salida en el valor que le haya sido programado según el despacho económico. Este control debe actuar en máximo 10 segundos. El sistema de despacho económico genera las señales de referencia para el control primario.
- **Control secundario:** este control toma acción en caso de que una vez finalizada la acción del control primario exista una desviación en la frecuencia respecto a la nominal del sistema. Lo anterior ocurre porque generalmente hay una diferencia entre la potencia generada y la demandada. El control secundario es realizado por un sistema centralizado y se encarga de reordenar los niveles de referencia para cada generador de tal manera que la suma de la potencia despachada por la matriz de generación sea igual a la potencia demandada por las cargas del sistema.
- **Control Terciario:** esta acción de control realiza acciones de emergencia ante eventos de magnitud considerable que difícilmente puedan ser solucionados reajustando la velocidad de los generadores o cambiando los valores de referencia de potencia a entregar. Por ejemplo, la salida de un generador haciendo imposible suplir la carga con la capacidad de generación actual. Este control entonces emplea esquemas de deslastre de carga, de tal forma que la carga restante después del deslastre pueda ser atendida con la matriz de generación activa después de que haya sucedido un evento súbito.

En este proyecto se desarrolló un sistema de despacho económico basado en programación lineal entera mixta que permite operar de manera eficiente en un panorama de tiempo finito una microrred con penetración de fuentes de energía renovable no convencional, sistemas de almacenamiento basados en baterías y plantas diesel para ayudar mantener la inercia del sistema. Dicho modelo se considera un escenario de certeza basado en pronósticos de demanda y radiación solar. Se decidió utilizar un algoritmo de programación lineal entera mixta debido con esta metodología se podía asegurar el encontrar una solución óptima después de cierto tiempo y a que suponía más complejidad desarrollar una metaheurística para resolver el problema teniendo en cuenta que debía decidirse el mejor momento para cargar la batería, y al hecho que planteando un problema de programación lineal entera mixta.

2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Dada la tendencia de aumento de implementación de fuentes de energía renovable en la matriz energética en Colombia, y desarrollo cada vez más profundo del concepto de microrredes, a futuro el Sistema Interconectado Nacional (SIN) será visto como un conjunto de microrredes capaces de trabajar interconectadas o de manera aislada. Se necesita entonces una metodología que permita gestionar de manera óptima los recursos de generación permitiendo la operación más eficiente en términos de costos y que a su vez garantice la mayor disponibilidad del suministro eléctrico para los consumidores.

En la literatura el problema mencionado anteriormente se conoce como un problema de despacho económico y se explicará con más detalle en la sección de revisión de literatura

Para evaluar el rendimiento de la solución se tomarán los siguientes parámetros:

1. Tiempo que tarda el algoritmo en entregar una solución
2. Nivel de cumplimiento de las restricciones técnicas del sistema

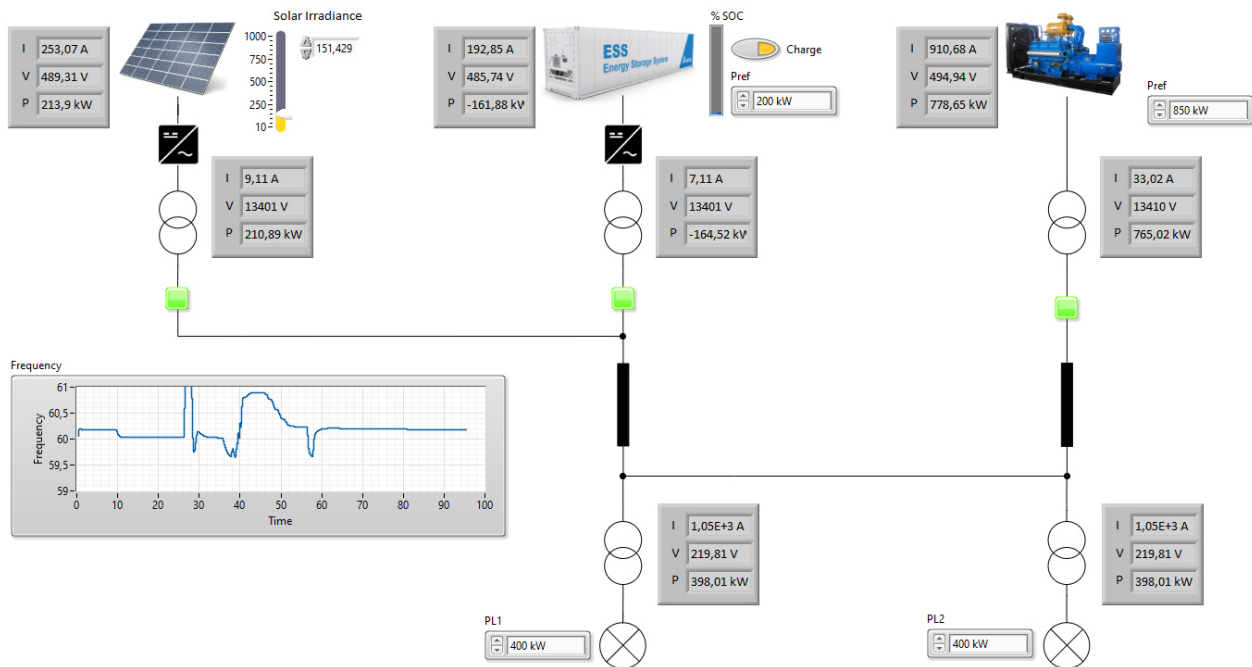


Figura 1. Esquema general de la microrred de prueba.

Este trabajo tiene como objetivo plantear un algoritmo que permita operar el esquema de microrred que se muestra en la Figura 1 de una manera eficiente, y que además permita cumplir con el requisito de balance entre potencia eléctrica generada y consumida. Dicho algoritmo debe también decidir en qué intervalos de tiempo poner a cargar y descargar el sistema de almacenamiento basado en baterías teniendo en cuenta los pronósticos del nivel de radiación solar en Cali – Colombia. Para determinar el costo de la producción de energía del sistema se considera únicamente el costo de producción del generador diesel ya que es el único generador que utiliza un combustible que tiene un valor en el mercado. El horizonte de tiempo que se utilizará es de 24 horas y la pregunta que buscaremos responder es si un algoritmo basado en programación lineal puede ser suficiente para la programación del despacho económico de microrredes que utilicen fuentes de energía renovables no convencionales.

3 REVISIÓN DE LITERATURA

El problema de despachar unidades de generación se remonta a 1920 o incluso antes como lo afirma (Happ, 1977), tiempo en el que nació la preocupación de asignar carga a los generadores de manera que fuese lo óptimo desde el punto de vista económico. En los últimos años el problema ha sido descrito formalmente como un problema de optimización cuyo objetivo es minimizar el costo de consumo de combustible de manera que se pueda satisfacer la demanda de energía eléctrica y cumpliendo otras restricciones durante un horizonte de tiempo definido. Éste problema se puede encontrar en la literatura como problema de despacho económico estático (SED). El siguiente modelo representa de manera general el problema de despacho económico estático (Xia & Elaiw, 2010):

$$\text{Min} \sum_i \sum_t X_{it} * C_i \quad (1)$$

Siendo:

i → Conjunto de plantas de generación.
 t → Conjunto de intervalos de tiempo.

Sujeto a:

Capacidad de generación:

$$X_{it} \leq CAP_{ij} * 95\% \forall t \quad (2)$$

Capacidad de las líneas de distribución

$$X_{ij} \geq D_{it} \forall t \quad (3)$$

Donde:

X_{it} → Cantidad de potencia a despachar desde el generador i en el periodo j [Watts]

D_{it} → Demanda de potencia del sistema en el periodo j [Watts]

CAP_{ij} → Capacidad de generación del generador i en el periodo j [Watts]

C_i → Función de costo del generador i [\$/W]

Sin embargo, el problema de despacho económico estático tiene el problema de que no es capaz de manejar grandes variaciones en la carga por las rampas de carga de los generadores ni tienen capacidades de predicción. (Somuah & Khunaizi, 1990) propusieron utilizar una programación cuadrática para obtener un escenario base y después una programación lineal para obtener el despacho entre periodos. (Bechert & Kwatny, 1972) plantearon el problema de despacho dinámico óptimo (ODD), que incluye las dinámicas de las rampas de velocidad de los generadores y plantean como método de solución del problema un modelo de control predictivo donde los estados representan la asignación de despacho de los generadores. Este estudio concluyó que el enfoque de control óptimo logra estabilizar rápidamente el sistema en punto de operación ante variaciones en la carga. Desde 1980 el ODD ha sido formulado como un problema de minimización del costo total en el horizonte de tiempo con algunas restricciones y se conoce como el problema de despacho económico dinámico (DED), en este enfoque cada intervalo de tiempo se toma como un SED y las rampas de velocidad de los generadores son tomadas como restricciones del problema.

(Xia & Elaiw, 2010) mencionan que el problema de despacho económico dinámico normalmente se resuelve segmentando el horizonte de tiempo en intervalos muy pequeños sobre los cuales se asume que la carga es constante y el sistema se considera en estado estable. En la literatura se encuentra que el problema de DED se ha tratado de resolver principalmente con métodos de programación matemática formales y métodos basados en heurísticas. Los métodos de programación matemática incluyen programación lineal (Somuah & Khunaizi, 1990),

programación no lineal (Han et al., 2001), método de proyección del gradiente (Granelli et al., 1989) y relajación de lagrangeana (Hindi & Ab Ghani, 1991) entre otros. La ventaja de estos métodos es que su optimalidad puede ser matemáticamente demostrada y que pueden ser utilizados para problemas de gran escala. Otros como (Arango et al., 2017) proponen utilizar métodos el algoritmo de punto interior dada su velocidad para resolver el problema de despacho económico modelado como un problema de programación no lineal con una función objetivo no lineal, una restricción de igualdad no lineal y restricciones con desigualdades lineales. En (Reddy & Bijwe, 2015) se utilizó una propuesta de factores de participación en los intervalos menores en tiempos menores a un intervalo de tiempo (tiempos menores a 10 minutos) con el fin de mantener el balance ante pequeñas variaciones.

Por el lado de las heurísticas el problema de despacho económico dinámico se ha resuelto utilizando algoritmos genéticos (D.P. Kothari, 2011), enjambres de partículas (PSO) (Gaug, 2004), (Mahor et al., 2009) y redes neuronales de Hopfield (Liang, 1999). (Ouiddir et al., 2005) plantearon un algoritmo genético con un sistema de codificación basado en el sistema de costo incrementa, en el que el número de bits de cromosoma no dependía del número de unidades.

(Liu et al., 2010) argumentaron que el problema de despacho económico en microrredes no podía formularse como un SED sino que debía formularse como un DED, y además que la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía basado baterías es esencial para correcta operación de microrredes. (Li, 2005) propuso la solución del problema de DED con algoritmos genéticos obteniendo resultados y demostró que tener en cuenta las rampas de velocidad de los generadores no aumentaban la carga del algoritmo genético, y que además tenían como efecto colateral que el algoritmo se moviera dentro de la región factible, aportando soluciones con mayor índice de seguridad. (Cai et al., 2012) propusieron un sistema de despacho económico en microrredes basado en sistemas multi-agente que mediante el teorema del consenso se encarga de minimizar el costo de la producción de energía. Esta investigación demostró que los agentes podían competir y colaborar para alcanzar un costo global mínimo en la operación del sistema teniendo información propia y de los vecinos más cercanos, haciendo viable la implementación de un sistema distribuido de despacho económico. El uso de redes neuronales para el máximo aprovechamiento de las fuentes de generación de energía renovable no convencional ha sido estudiado por (Calderaro et al., 2014). Por otro lado, (Wu et al., 2014) han solucionado el DED con una combinación PSO (Particle Swarm Optimization) y simulación Monte Carlo. Este estudio relaciona el aumento en la confiabilidad de la microrred con un aumento en el costo de operación, además también demuestra el rol principal del sistema de almacenamiento basado en baterías como agente estabilizados durante picos de carga. (Zachar & Daoutidis, 2016a), y (Santillán-Lemus et al., 2019) proponen un modelo de control predictivo (MPC) con restricciones de intercambio de potencia entre la microrred y la red principal, considerando también las dinámicas de carga y descarga del sistema de almacenamiento de baterías.

(Chen et al., 2011) Integraron todo un sistema de pronósticos del clima para poder entregar los set-points de los generadores síncronos de manera horaria.

4 MARCO TEÓRICO

La siguiente sección describe las herramientas utilizadas en el proceso de desarrollo del presente trabajo.

4.1 Programación lineal

(Figuroa Palacios, 2017) define la programación lineal como una herramienta cuantitativa basada en un sistema de ecuaciones lineales, la cual debe cumplir un objetivo específico que se encuentra sujeto a restricciones. Dicho objetivo es frecuente mente maximizar o minimizar una función. Lo anterior resulta de gran utilidad en diversas áreas del conocimiento, y por supuesto el mundo empresarial no es la excepción. Y es que qué empresario no estaría contento de manejar sus recursos de manera óptima, de tal modo que le asegurasen la utilidad máxima. En términos de producción estaríamos hablando de cuánto producir de cada referencia si conocemos la demanda, el costo y/o el precio de cada producto, por ejemplo, en el caso del suministro de energía eléctrica estaríamos hablando de cuanta energía eléctrica producir con cada planta de generación dado que cada una tiene una función de costo diferente.

Los problemas de programación lineal están por lo general compuestos de los siguientes elementos:

4.1.1 Función objetivo

La función objetivo es la función matemática que buscará maximizarse o minimizarse como resultado del método que se use para la solución del modelo. Por lo general en un problema de programación lineal la función objetivo tiene la forma:

$$FO = \sum_i X_i * C_i \quad (4)$$

Donde:

X_i → Variables involucradas en la función objetivo

C_i → Parámetros que afectan a las variables en la en la función objetivo

FO → Función objetivo a maximizar o minimizar

4.1.2 Restricciones

Las restricciones son funciones que definen la región factible del espacio de solución, es decir que dichas funciones son las acotan el espacio de soluciones posibles. Para hablar de ello vemos el siguiente ejemplo de problema de programación lineal:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Max} & z = 3x_1 + 2x_2 \quad (\text{Función Objetivo}) \\
 \text{sujeto a (st)} & \\
 & 2x_1 + x_2 \leq 100 \quad (a) \\
 & x_1 + x_2 \leq 80 \quad (b) \\
 & x_1 \leq 40 \quad (c) \\
 & x_1 \geq 0 \quad (d) \\
 & x_2 \geq 0 \quad (e)
 \end{array}$$

Si graficamos las rectas correspondientes a las restricciones en un plano cuyos ejes sean las dos variables del problema tendríamos que:

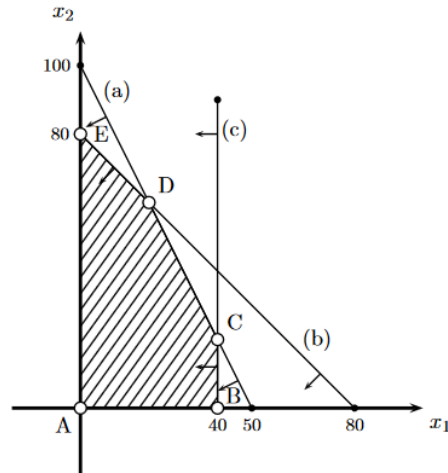


Figura 2. Ejemplo de región factible.

Lo que podemos observar sombreado es la zona en la que los valores de las variables x_1 y x_2 cumplen con todas las restricciones del problema, es decir, la región factible. Por supuesto es algo mucho más sencillo de ver con dos o tres variables que en problemas de gran escala, en los que los solvers son los que se encargan de convertir la formulación del problema en un sistema de ecuaciones lineales para posteriormente resolverlo.

4.2 Programación lineal entera mixta

El tipo de problemas que se presentaron en la sección 4.1 permiten resolver problemas de asignación en los que necesitamos saber qué valor darle a cada variable para obtener el mejor valor de la función objetivo (sea máximo o mínimo). Sin embargo, con programación lineal no es posible resolver problemas en los que haya que tomar algún tipo de decisión, por ejemplo, problemas del tipo cuántas plantas abrir, en qué acciones invertir, etc. Para resolver este tipo de problemas es necesario utilizar programación lineal entera mixta. La programación entera mixta adiciona a la programación lineal la inclusión de variables enteras, y en especial las variables enteras que se definen entre 0 y 1 son las que nos permitirán asociar la toma de alguna decisión con el modelo matemático. Un ejemplo de dichas variables se muestra a continuación:

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{si se selecciona el proyecto } i \\ 0, & \text{si no se selecciona el proyecto } i \end{cases}$$

Figura 3. Ejemplo de variable binaria.

Las variables enteras que sólo toman valores 0 y 1 se conocen también como variables binarias. Por supuesto para que esto tenga alguna inherencia sobre el modelo deben aparecer en la función objetivo y/o en las restricciones. Miremos el siguiente ejemplo:

Supongamos que quisiéramos saber que producto producir dentro de un conjunto i de productos conociendo la demanda de cada producto y su costo unitario. Además, el hecho de decidir producir un producto específico acarrea una inversión, y dada esta condición, el inversionista sólo puede producir un tipo de producto.

Para resolver este problema planteamos la siguiente función objetivo:

$$\text{Min } FO = \sum_i x_i * cu_i + \sum_i y_i * inv_i \tag{5}$$

Donde:

$$y_i = \begin{cases} 1, & \text{si se produce el producto } i \\ 0, & \text{si no produce el producto } i \end{cases}$$

x_i → Cantidad d producir del producto i.

cu_i → Costo unitario de producir el producto i

dem_i → Demanda del producto i

inv_i → Inversión de producir el producto i

Sujeto a las restricciones:

$$\sum_i y_i = 1 \quad (6)$$

Esta primera restricción nos asegura que las soluciones factibles sean aquellas en las que se invierte sólo en un producto.

$$x_i \geq dem_i * y_i \quad \forall i \quad (7)$$

Esta segunda restricción nos obliga a suplir la demanda, pero acá pasa algo interesante y es que si y_i vale cero no hay demanda que suplir, y seguramente x_i valdrá cero.

El ejemplo anterior nos muestra el gran poder de la programación entera mixta, que nos permite incluir la toma decisiones en el modelo matemático.

4.3 AMPL (A Mathematical Programming Language)

AMPL es un lenguaje de programación algebraica para describir y solucionar problemas de gran complejidad para computación matemática de gran escala. El lenguaje de programación es gratuito y actualmente permite interactuar con muchos solvers entre los que se destacan CPLEX y Gurobi.

El principal beneficio que trae este lenguaje de programación es la similitud que tiene su sintaxis con la notación matemática utilizada en formulación de modelos de optimización, lo cual hace que para el usuario sea muy sencillo transcribir las ecuaciones de las funciones objetivo y las restricciones al lenguaje de programación. (Fourer et al., 1990) creadores del lenguaje, mencionan que al momento de escribir un sistema de ecuaciones lineales en un sistema de solución basado en matrices, lo más complejo es escribir de manera correcta la matriz de coeficiente de restricciones, sin embargo este lenguaje actúa como un traductor que genera dicha matriz partiendo sobre un código muy fácil de interpretar por el usuario. De esta manera quién esté interesado en utilizar algún tipo de solver para resolver un problema de optimización puede enfocar sus esfuerzos en la formulación y el análisis de resultados.

Además AMPL tiene APIs para comunicarse con diferentes lenguajes de programación y herramientas de desarrollo como son C++, C#, Java, MATLAB, Python y R, lo cual hace posible conectar aplicaciones desarrolladas con cualquiera de estos lenguajes de programación con modelos escritos en lenguaje AMPL que a su vez utilicen algún solver que se tenga instalado y obtener los resultados en el lenguaje nativo. En el trabajo futuro que se describirá en una sección posterior se recomienda usar el API que se describe en (AMPL, n.d.) para conectar la simulación de una microrred realizada con MATLAB/Simulink con el modelo de optimización de despacho económico propuesto para realizar re-despachos instantáneos.

A continuación se explican algunos conceptos del lenguaje AMPL que se utilizaron para el desarrollo de este trabajo de grado.

4.4 Evolución de los sistemas eléctricos

Hasta hace algunos años la cadena de suministro eléctrico se componía de tres etapas: generación, transmisión y distribución. Más aún el flujo de la energía en este proceso circulaba desde la generación hasta los consumidores como se muestra a continuación:

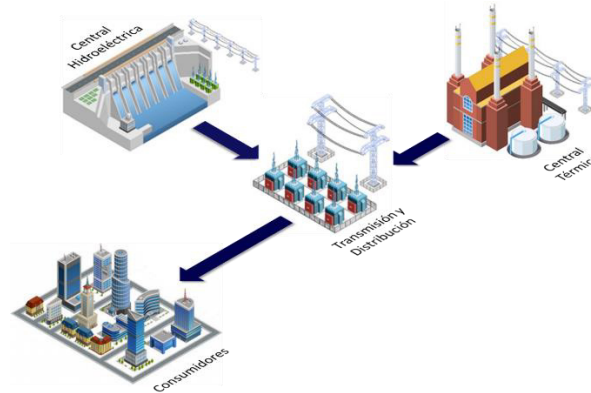


Figura 4. Cadena de suministro eléctrico tradicional.

Sin embargo, últimamente las cosas son algo diferentes. Para empezar quienes antes eran solamente consumidores con un rol netamente pasivo ahora tienen un rol mucho más activo en el sistema y son llamados prosumidores, ya que no solamente están consumiendo energía sino que también la están generando para su consumo propio e inyectando sus excedentes a la red (ver Figura 5).

Adicionalmente se están implementando nuevas tecnologías de generación de energía con alta variabilidad en periodos menores a una hora lo cual trae consigo un gran número de retos en mantener la correcta operación del sistema. Por ejemplo un cambio de gran magnitud en el suministro de una planta puede llevar a un desbalance entre generación y carga, que resultaría en un error en el control de frecuencia en el sistema, que puede traer consigo cambios en los flujos de potencia produciendo calentamiento en las líneas de transmisión y distribución e incluso desbalance en la potencia reactiva que traería como consecuencia cambio en el valor de la tensión (Ela & O'Malley, 2012).

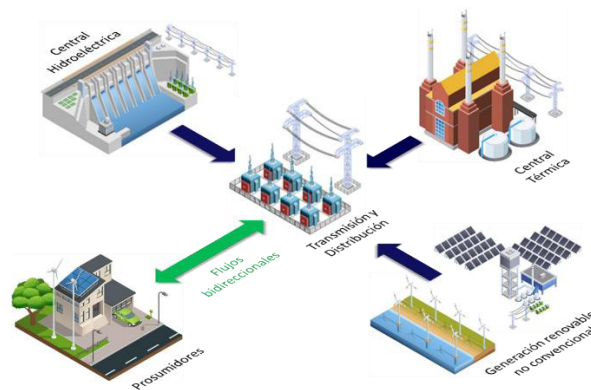


Figura 5. Cadena de suministro eléctrico moderna.

Lo anterior no pretende afirmar de ninguna manera que la inclusión de energías renovables y demanda activa (prosumidores) es negativa, ya que permiten diversificar la matriz energética así como tener un mayor aprovechamiento de los recursos para la generación de energía, sino más bien, que para su correcta

implementación es necesario cumplir con nuevos retos técnicos en los campos de ingeniería de control y telecomunicaciones.

4.5 El concepto de Microrred

Las microrredes son sistemas de distribución de energía que contienen cargas y recursos de energía distribuidos, (tales como generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento cargas controlable) que pueden ser operados en una forma coordinada y controlada mientras se encuentran conectadas a la red principal o aisladas (Marnay et al., 2015).

Sin embargo para lo anterior es necesario tomar en cuenta algunos habilitadores tecnológicos que son (Marnay et al., 2015):

1. Generación, conversión de energía y almacenamiento, y control de los recursos de energía distribuidos (DER). También el almacenamiento de energía distribuido (DES), que permite mitigar los efectos de la alta variabilidad de las plantas generación de energía basadas en energías renovables no convencionales.
2. Sistemas de control y supervisión para implementar los distintos modos de operación (con conexión a la red y en modo aislado) y asegurar la correcta transición entre los dos modos principales de operación. Estos sistemas también se encargan de balancear la potencia transmitida, así como los requerimientos de generación de las unidades.
3. Sistemas de protección automáticos para asegurar la operación autónoma y segura, así como la rápida detección de fallas tanto internas como externas a los límites de la microrred.
4. Sistemas de comunicación para los sistemas de monitoreo que permitan habilitar el esfuerzo colaborativo de los sistemas de control locales y globales.

La tendencia de los sistemas eléctricos es que sean capaces de operar como la suma de pequeñas microrredes independientes y que dada una anomalía puedan trabajar de manera aislada hasta que se establezcan las condiciones operativas, garantizando el suministro de electricidad en su área de incidencia primaria. Pero para poder lograr esto diversos estudios transcurren sobre hardware y modelos de control que permitan regular la transferencia de potencia entre las diferentes microrredes (Zachar & Daoutidis, 2016b).

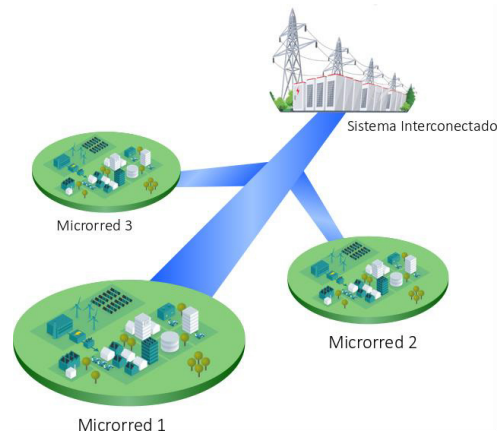


Figura 6. Ejemplo de microrredes interconectadas.

Las microrredes además, son la solución que se está considerando actualmente para suplir la demanda de energía eléctrica en las zonas no interconectadas (ZNI en adelante) pudiendo llegar a ser 60% de dicha demanda (IRENA, 2016), ya que construir una microrred puede ser económicamente más viable que construir una línea de transmisión para conectar a la comunidades que habitan las ZNI. Lo anterior se debe a que según lo reportado por

el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE en adelante) en las ZNI existe baja demanda y bajos niveles de facturación (IPSE, 2017).

4.6 Microrredes con fuentes de energía renovable de alta variabilidad

Muchos esfuerzos se han realizado para masificar el uso de plantas de generación solar fotovoltaica y parques eólicos, pues la apuesta es a que estas fuentes sean grandes contribuyentes en la lucha contra la des carbonización. Países como Dinamarca, Irlanda y Alemania han desplegado una gran cantidad de generadores de estos tipos, alcanzando un porcentaje de alrededor de 20% de la demanda nacional en el año mientras que en Europa y Estados Unidos los niveles son de 13% y 5% respectivamente. Sin embargo, los generadores solares y eólicos están condicionados por las condiciones climáticas locales de su lugar de instalación, haciendo que no sea posible programar su despacho de manera coordinada a diferencia de las plantas de generación térmica e hidráulica. Por ejemplo, la energía solar solamente tiene relevancia durante el día y ante el paso de nubes u otros elementos que obstaculicen la recepción de luz presentan desviaciones considerables frente a su valor de generación nominal afectando considerablemente la capacidad de suministro de la red, y de igual forma los generadores eólicos que en algunos tienen mayor producción de energía en horarios nocturnos también con cambios aleatorios en la velocidad del viento. Lo anterior obliga a que la microrredes que tengan alta penetración de estas fuentes de energía deban contar con elementos que permitan suplir estos periodos de ausencia de tensión como los pueden ser los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías de los cuales se hablará en una sección posterior.

Las variables principales a controlar en los sistemas de eléctricos de potencia que son la frecuencia y la tensión, las cuales se controlan por medio de la potencia activa y reactiva respectivamente. En los sistemas tradicionales basados en generadores síncronos el control de la potencia activa se realiza por medio de aumentar o disminuir el torque del eje del generador, lo anterior dado que un aumento en la demanda ocasiona que el generador tienda a frenarse, pero al ser los generadores de alta potencia elementos de gran tamaño se cuenta con el factor de inercia que impide este frenado, además al existir diversos generadores la inercia de cada uno es un control natural que se opone a los intentos de frenado de que ocasiona el aumento de la carga eléctrica que los generadores suplen en el sistema. Habiendo aclarado la situación anterior ahora pensemos en las microrredes con alta penetración de energía renovables de alta variabilidad, en las cuales los generadores síncronos son minoría en comparación a los generadores solares y eólicos, lo cuales se conectan a las redes eléctricas por medio de dispositivos basados en electrónica de potencia llamados inversores cuyo principio de funcionamiento es generar pulsos para activar y desactivar semiconductores a altas frecuencias. En este caso la estabilización de la frecuencia tendría un poco más de complicaciones pues el concepto de inercia mecánica no existiría. Entonces ante la ausencia de la inercia el funcionamiento de la red va a depender netamente de las estrategias de control digital implementadas en los inversores, incluyendo por supuesto, el comportamiento ante diversas contingencias (Johnson et al., 2017). Lo anterior simplemente significa la necesidad de estrategias de control más avanzadas que permitan un correcto funcionamiento de los inversores ante un gran número de condiciones críticas, que además al no tener inercia carecen de tiempo de alistamiento a diferencia de los generadores síncronos que debían ser activados hasta alcanzar ciertas condiciones que permitieran una entrada segura del generador a la red.

4.7 Simulación en tiempo real

La simulación en tiempo real es un concepto que ha tomado cada vez más relevancia en los últimos años, particularmente en la última década, este concepto hace referencia a permitir recrear la dinámica de un sistema que sea modelado correctamente en el mismo tiempo que el fenómeno real tarda en ocurrir. (Belanger et al., 2010) lo describen con la Figura 7, en la que se muestra que la simulación puede estar rezagada o acelerada respecto al fenómeno real, pero que también puede estar sincronizada con el fenómeno real. El beneficio de la simulación en tiempo real es que permite emular un sistema real con el fin de evaluar algoritmos de control que interactúen con

Facultad de ingeniería y ciencias

dicho sistema pero que en ningún momento pongan en riesgo el sistema real, ya que finalmente la planta con la que se está interactuando es sólo una simulación.

Como se muestra en la Figura 7c para que una simulación corra en tiempo real es necesario que el dispositivo de cómputo en el cuál corra el modelo tenga la capacidad de realizar los cálculos en un tiempo menor al tiempo que tarda en ocurrir el fenómeno real, lo cual es muy complicado en equipos que corran sistemas operativos enfocados en brindar una fácil interacción hombre máquina como Windows, Ubuntu y Mac OS. Por lo anterior cuando se habla de simulación en tiempo real, el modelo se ejecuta en un hardware externo, cuya tarea principal es realizar los cálculos del mismo

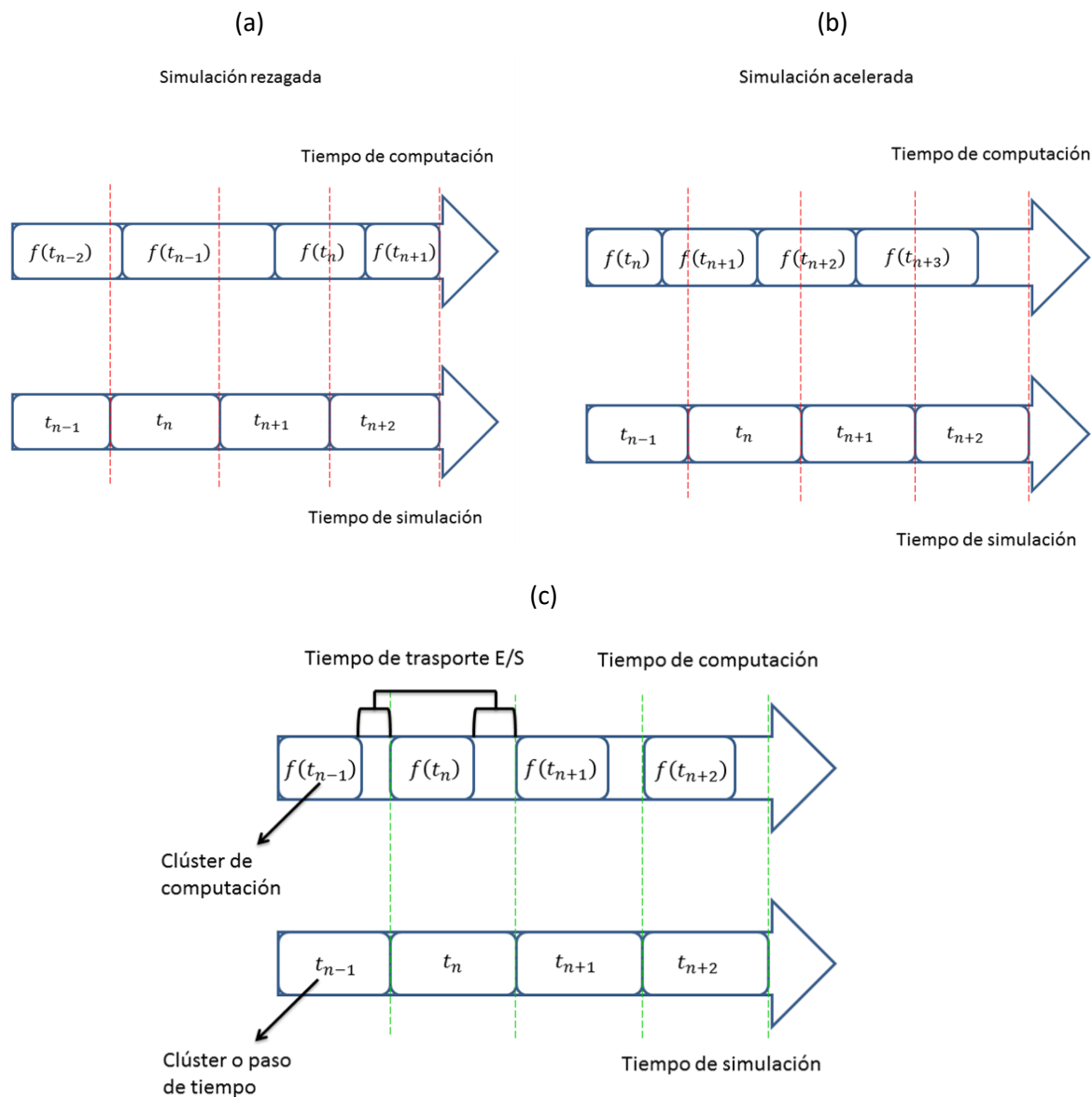


Figura 7. a) Simulación rezagada, **b)** Simulación acelerada, **c)** Simulación en tiempo real.

El equipo de simulación en tiempo real se comunica mediante una conexión Ethernet con un PC en el cual se diseñan y cargan los modelos a la plataforma, y además esa misma conexión permite monitorear las señales deseadas en cada tiempo de paso del modelo.

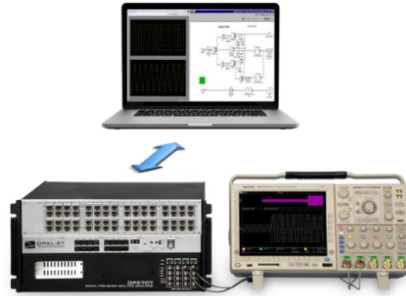


Figura 8. Esquema de interacción entre el simulador en tiempo real y el PC.

El fabricante de equipos de simulación en tiempo real con mayor presencia en Latinoamérica es la compañía canadiense OPAL-RT. En Colombia actualmente existen sistemas de este fabricante en importantes instituciones educativas y centros de investigación como lo son: La Universidad del Valle, La Universidad Distrital Francisco José de Caldas, La Universidad Nacional de Colombia (sedes Medellín y Bogotá) y XM E.S.P.

(Belanger et al., 2010) mencionan cuatro metodologías principales para trabajar con equipos de simulación en tiempo real las cuales se describen tres a continuación.

4.7.1 Model In The Loop (MIL)

El SIL es un concepto de simulación en tiempo real en el que tanto la simulación de la planta como el sistema de control a probar conviven dentro de la misma simulación. Los beneficios que trae usarla es que en sistemas complejos, como lo son los sistemas eléctricos de potencia y en especial aquellos que involucran dispositivos electrónicos, permite que la simulación corra mucho más rápido que la simulación fuera de línea donde dependiendo de la complejidad del sistema un minuto de simulación puede tomar cinco minutos o más en la vida real.



Figura 9. Esquema de Model In the Loop.

4.7.2 Hardware In the Loop (HIL)

El HIL es un concepto de simulación en tiempo real en el que la simulación de una planta intercambia señales con un controlador externo. La idea es verificar que el comportamiento del controlador sea el adecuado ya que va a operar un sistema que se comporta exactamente igual que el sistema con el sistema real, sólo que en un entorno seguro.

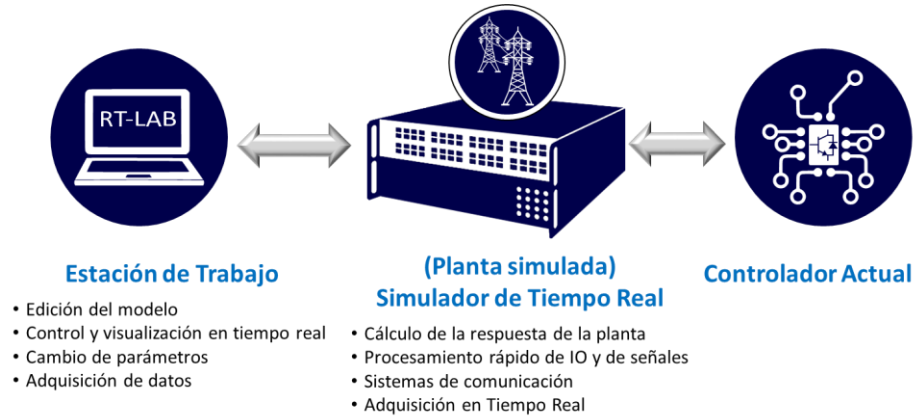


Figura 10. Esquema de Hardware In the Loop

4.7.3 Rapid Control Prototyping (RCP)

El RCP es una técnica en la que se un algoritmo de control se simula en una plataforma de tiempo real con el fin de evaluar su efectividad antes de implementarlo en algún hardware específico.

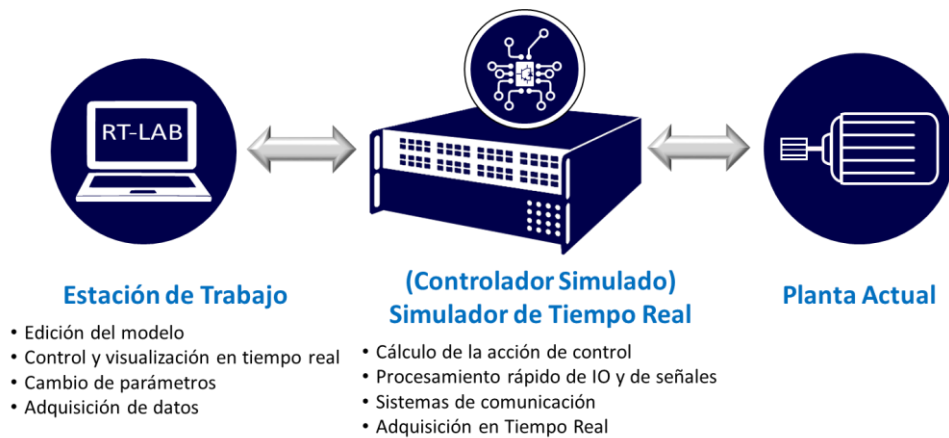


Figura 11. Esquema de Rapid Control Prototyping.

5 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN

5.1 Desarrollo del modelo del escenario de prueba

Con el fin de tener un escenario de pruebas se utilizó un equipo de simulación de tiempo real de sistemas en potencia OP4510 (ver Figura 12) de la marca OPAL-RT. Dicho dispositivo permite correr modelos realizados en MATLAB/Simulink garantizando que un segundo de la simulación corresponda con un segundo del mundo real. Las ventajas de este tipo de simulación se describen en (Belanger et al., 2010), siendo una de las más importantes el permitir ser una herramienta de validación de sistemas de control con el concepto de HIL (Hardware the Loop). El concepto de HIL permite evaluar el comportamiento de un sistema de control con una planta virtual modelada para replicar el comportamiento de la planta física con la cual se espera que el sistema de control desarrollado interactúe, con la gran ventaja de poder evaluar escenarios que podría causar daños en el sistema real sin riesgo de tener daños físicos como consecuencia.



Figura 12. Simulador de sistemas de potencia en tiempo real OP4510. Recuperado de <https://www.opal-rt.com/simulator-platform-op4510/>.

El esquema de la red de prueba se muestra en la Figura 1. En el esquema se pueden observar los dos generadores (Solar y Diesel) y el sistema de almacenamiento basado en baterías, como fuentes de abastecimiento para las cargas.

En las siguientes secciones se describirá el modelado de cada uno de los generadores utilizados.

5.1.1 Modelado de la planta solar

La planta solar se modeló utilizando el bloque de celda solar del TOOLBOX de Simscape Electronics versión 2.11 como se muestra en la Figura 13. Se puede notar que los valores de temperatura y radiación solar son parámetros de entrada al modelo.

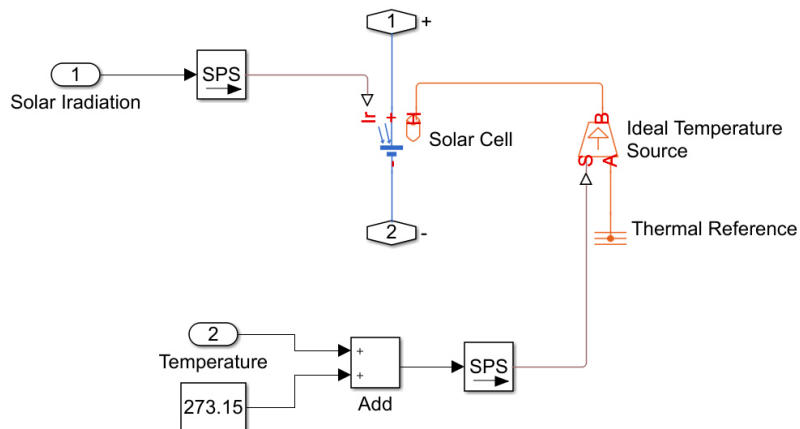


Figura 13. Esquema de conexión del bloque de celda solar.

Facultad de ingeniería y ciencias

La planta solar está en capacidad de entregar 833,8 Voltios en circuito abierto y 2000 Amperios en corto circuito con una radiación solar de 1000 W/m².

La potencia máxima que puede entregar la planta se obtuvo por método experimental con el esquema de simulación mostrado en la Figura 14. La simulación se realizó teniendo como base la máxima radiación solar registrada por la estación meteorológica de la Universidad del Valle como se detalla en la sección 5.2.1.

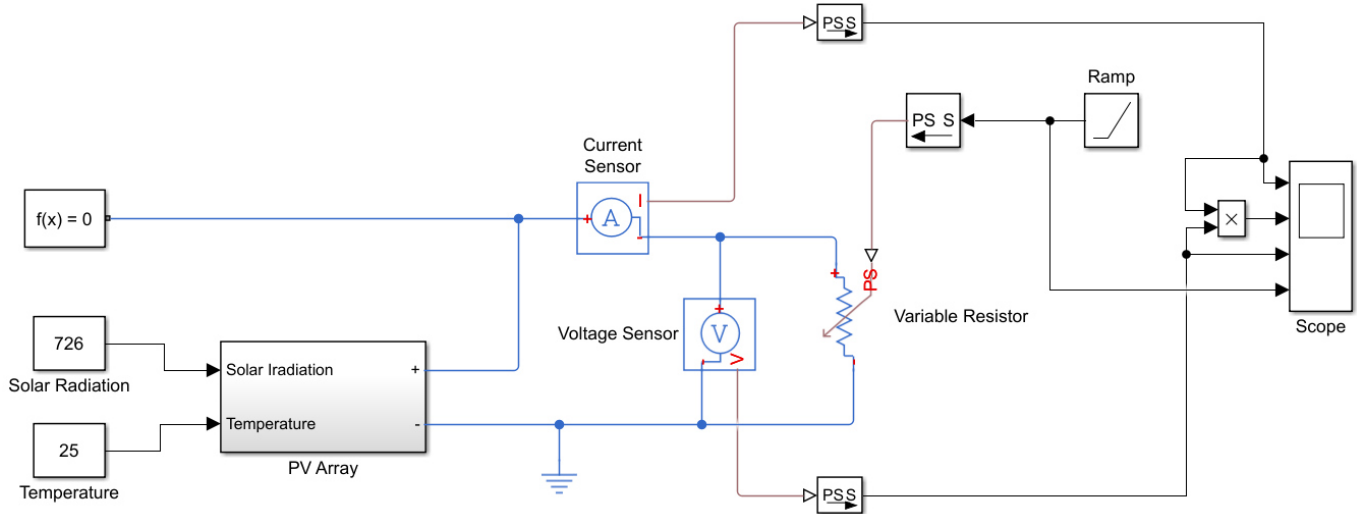


Figura 14. Esquema para obtener la potencia máxima de la planta solar.

La Figura 15 muestra los resultados de la simulación, y se puede observar que el valor máximo de potencia entregada por la planta solar con una radiación de 726 W/m² es de 1,07 MW.

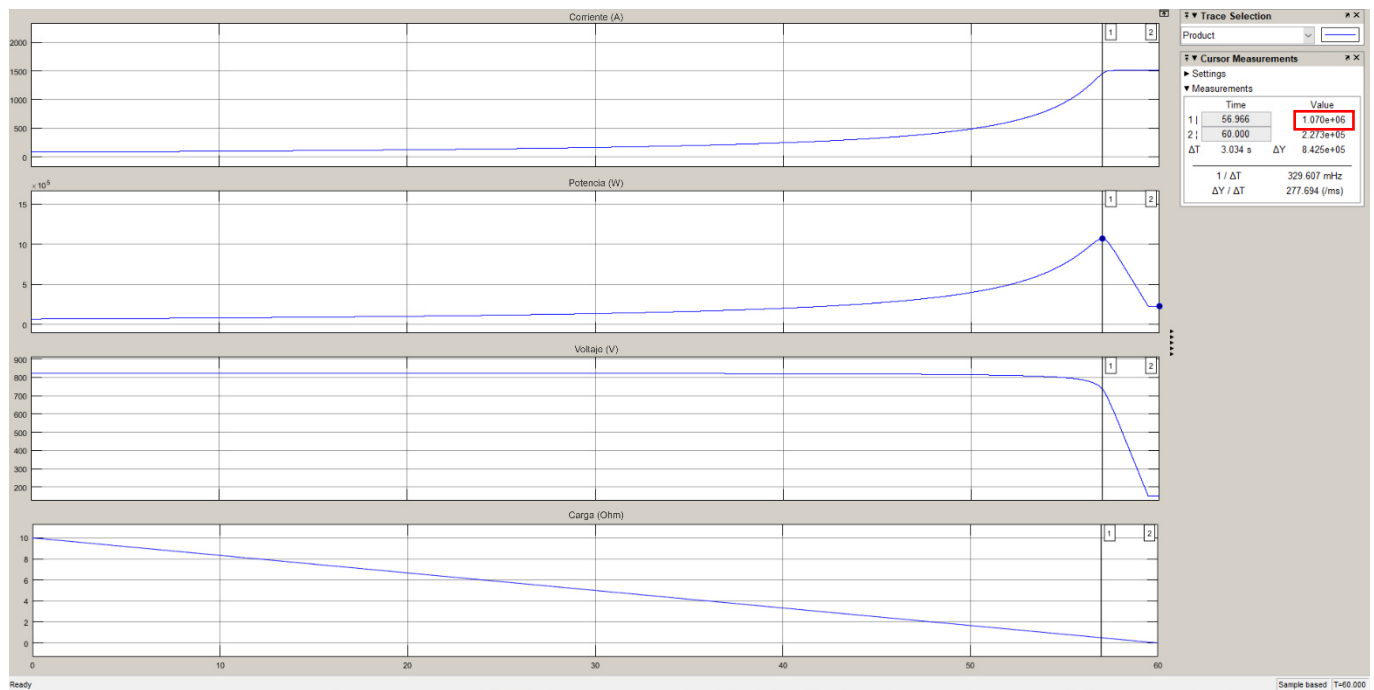


Figura 15. Resultados de la simulación para obtener la potencia máxima de la planta solar.

Facultad de ingeniería y ciencias

Para la conexión de la planta solar con el sistema de potencia trifásico se modelo un inversor de manera simplificada con el circuito que se muestra a continuación:

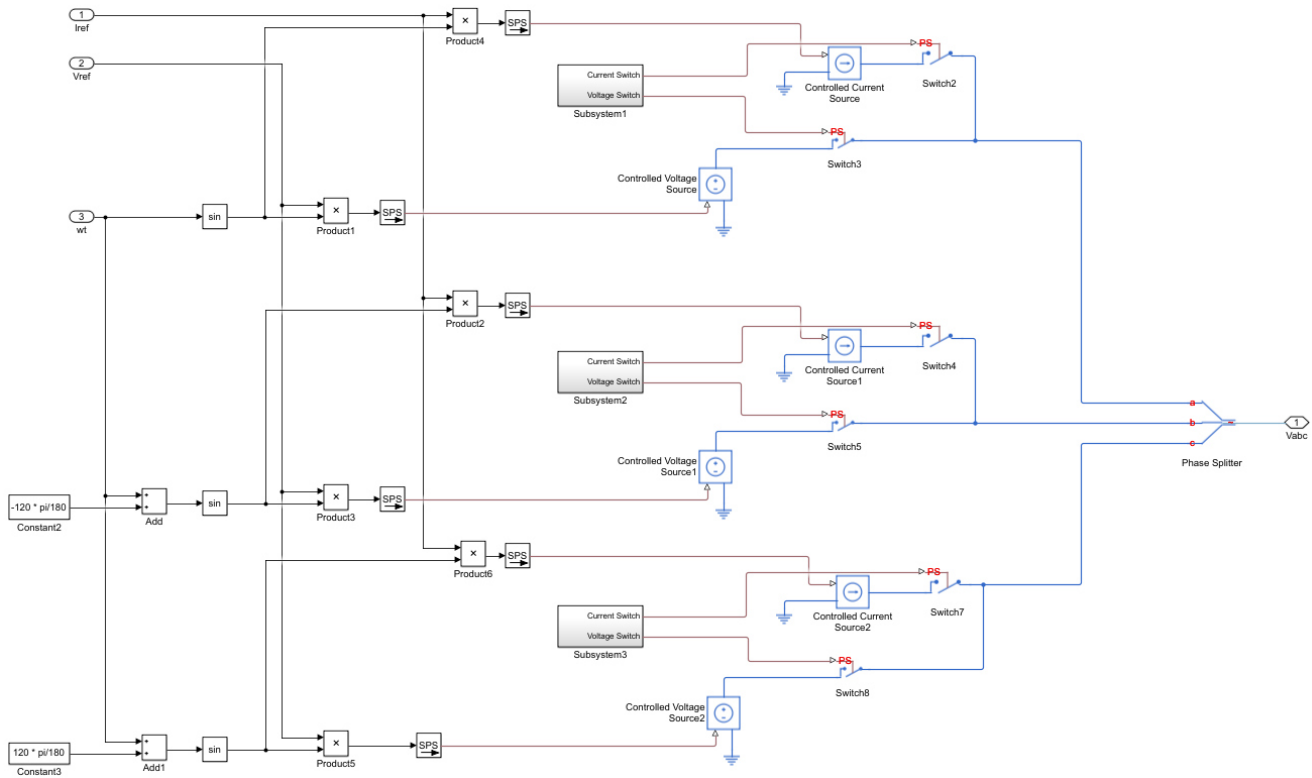


Figura 16. Circuito eléctrico del inversor de la planta solar.

El inversor cuenta con un control de tensión que mantiene 480 Voltios línea-línea a la salida mientras que el voltaje del bus DC de la planta solar sea mayor a 784 Voltios ya que emula el comportamiento de un inversor con IGBT's con técnica de PWM sinodal. Dicha implementación se muestra a continuación:

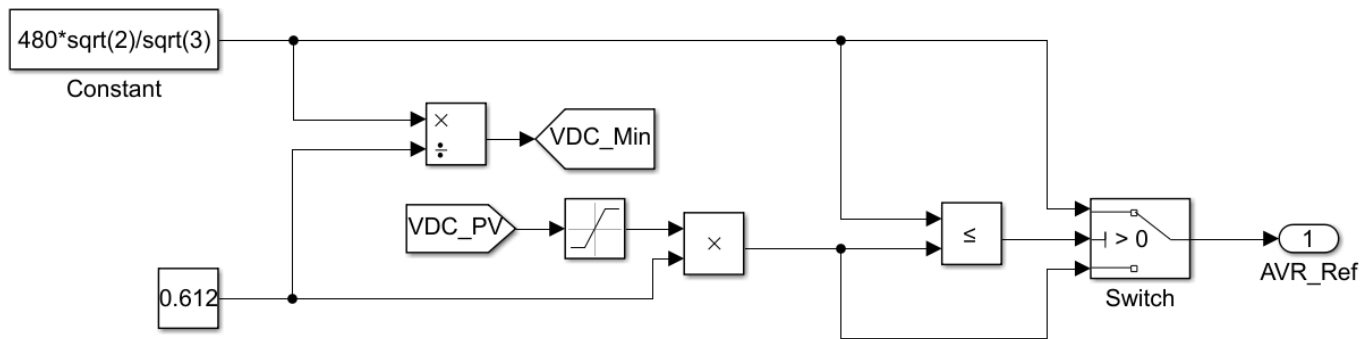


Figura 17. Control de regulación de tensión de salida de la planta solar.

Con el fin de implementar un Controlador de Seguimiento de Máximo Punto de Potencia (MPPT en adelante) se utilizó el siguiente código para busca aumentar de manera escalonada la corriente que entrega la planta mientras siga viendo aumento en la potencia de salida medida.

Inicio

Leer variables Vdc, Vdc_Mínimo, Potencia, Potencia_anterior,

```

Leer variables Setpoint_corriente_anterior
Si (Vdc > Vdc_Mínimo)
    Si (Potencia >= Potencia_anterior)
        Setpoint_corriente = Setpoint_corriente_anterior + 1;
    De otro modo
        Setpoint_corriente = Setpoint_corriente_anterior - 1;
De otro modo
    Setpoint_corriente = Setpoint_corriente_anterior - 1;

Si (Setpoint_corriente < 1)
    Setpoint_corriente = 1
    
```

Fin

Figura 18. Implementación del algoritmo MPPT en la planta solar.

Para la sincronización de fase se realizó un lazo de control simple que recibe como entrada la diferencia entre el ángulo del generador Diesel (Si el generador está en funcionamiento, en caso contrario toma el ángulo de la referencia generada por el sistema de almacenamiento basado en baterías) y el de la planta solar y trata de establecer esa diferencia en cero. El esquema del lazo de control se muestra a continuación:

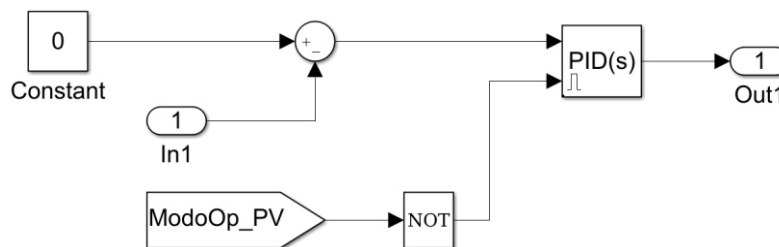


Figura 19. Esquema del controlador de sincronización de fase.

El esquema general de la planta solar se muestra a continuación:

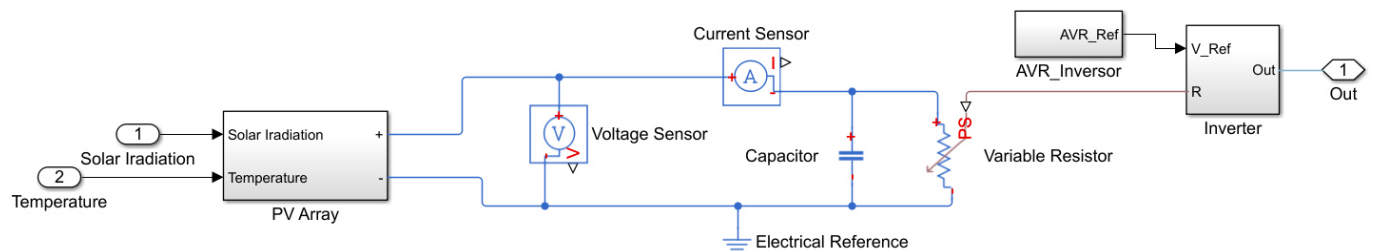


Figura 20. Esquema general de la planta solar.

5.1.2 Modelado del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías

El sistema de almacenamiento fue modelado utilizando el bloque de batería TOOLBOX de Simscape Electronics versión 2.11. El esquema general de la simulación del sistema de almacenamiento se muestra en la Figura 21.

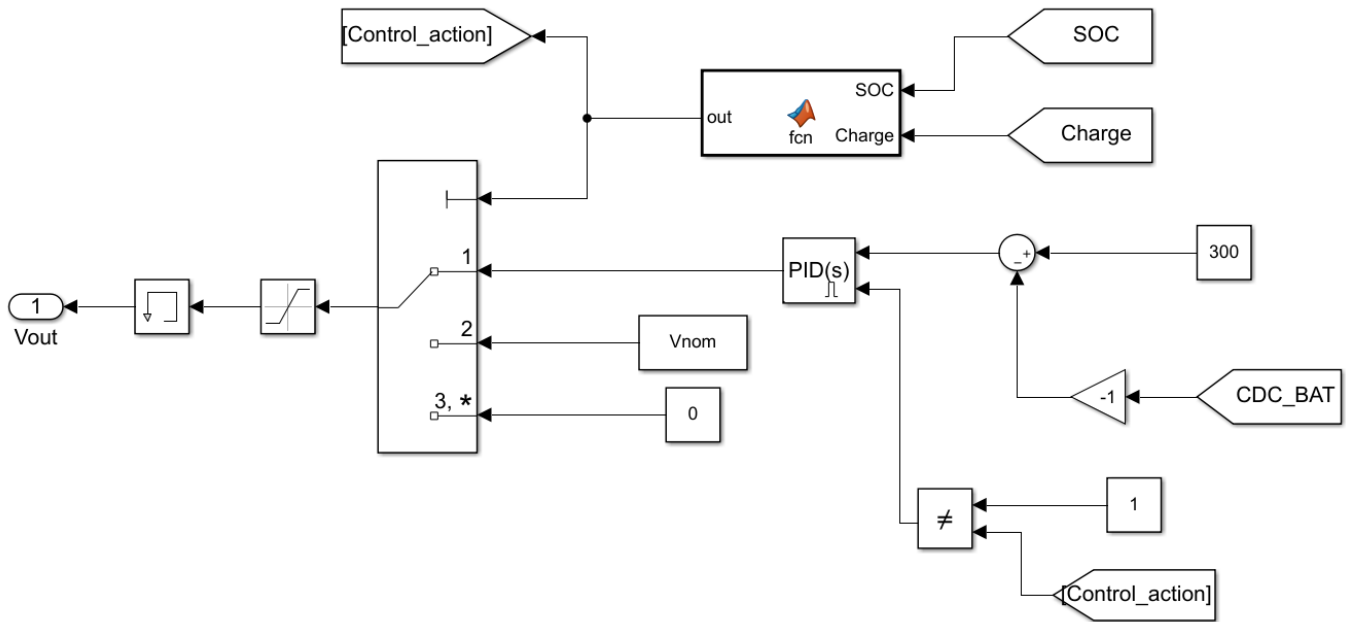


Figura 23. Esquema del control de carga del sistema de almacenamiento basado en baterías.

El resultado del ciclo de carga de la batería se validó experimentalmente con el siguiente modelo de simulación:

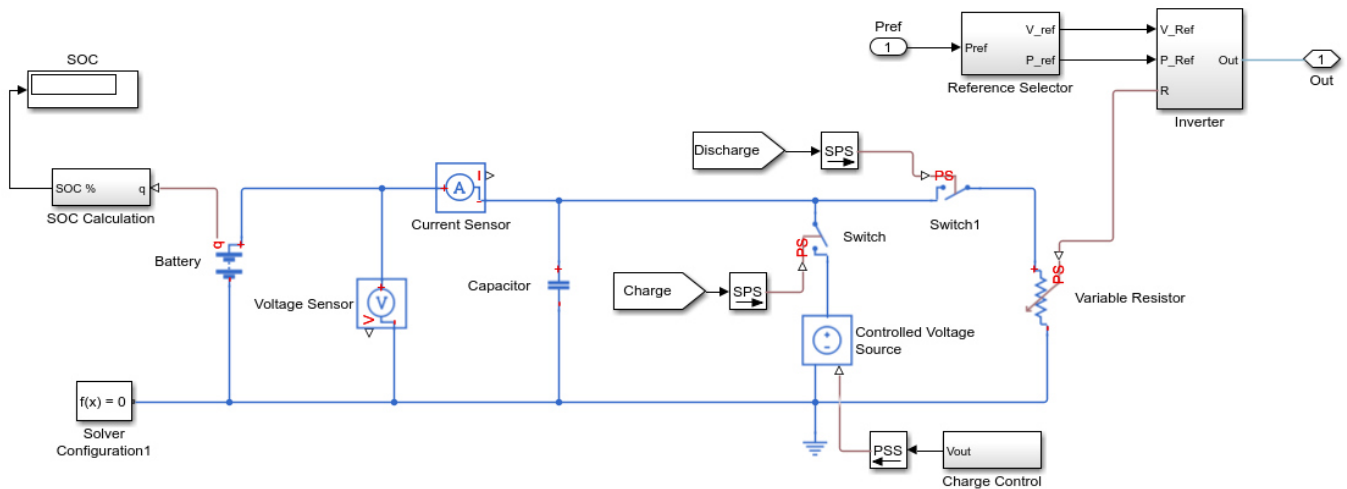


Figura 24. Modelo para validar el control de carga del sistema de almacenamiento basado en baterías.

Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 25. Cabe resaltar que el sentido negativo de la corriente se debe a la posición del sensor de corriente del en el modelo y a que la misma va desde la fuente de tensión controlada hacia la batería.

El sistema de almacenamiento recibe dos señales, las cuales se espera se provean por el modelo de optimización que se plantea para resolver el problema del despacho económico en la microrred de prueba. El primero de ellos es el set-point de potencia a entregar, y el segundo la señal de cargar o no la batería.

Al igual que la planta solar, el sistema de almacenamiento basado en baterías tiene un control de sincronización de fase como que el que se muestra en la Figura 19 que toma como entrada la diferencia entre el ángulo del generador

Diesel y el del sistema de almacenamiento. En caso de que el generador Diesel se encuentre deshabilitado el sistema de almacenamiento genera su propia referencia a 60 Hz.

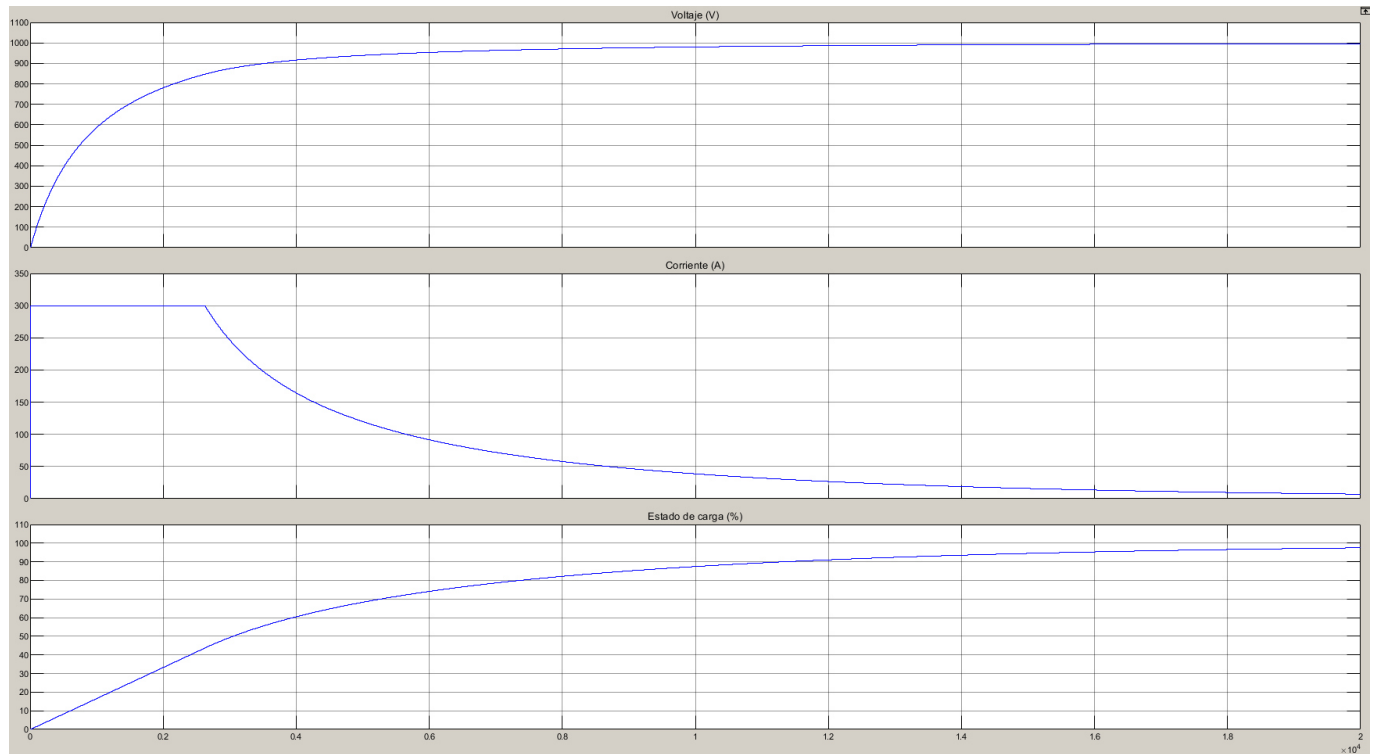


Figura 25. Ciclo de carga del sistema de almacenamiento basado en baterías de la microrred de prueba.

El circuito del inversor del sistema de almacenamiento se muestra en la Figura 26. La carga que aparece en la esquina inferior izquierda de la figura se utiliza para adicionar la carga consumida por la batería al cargarse al sistema de potencia.

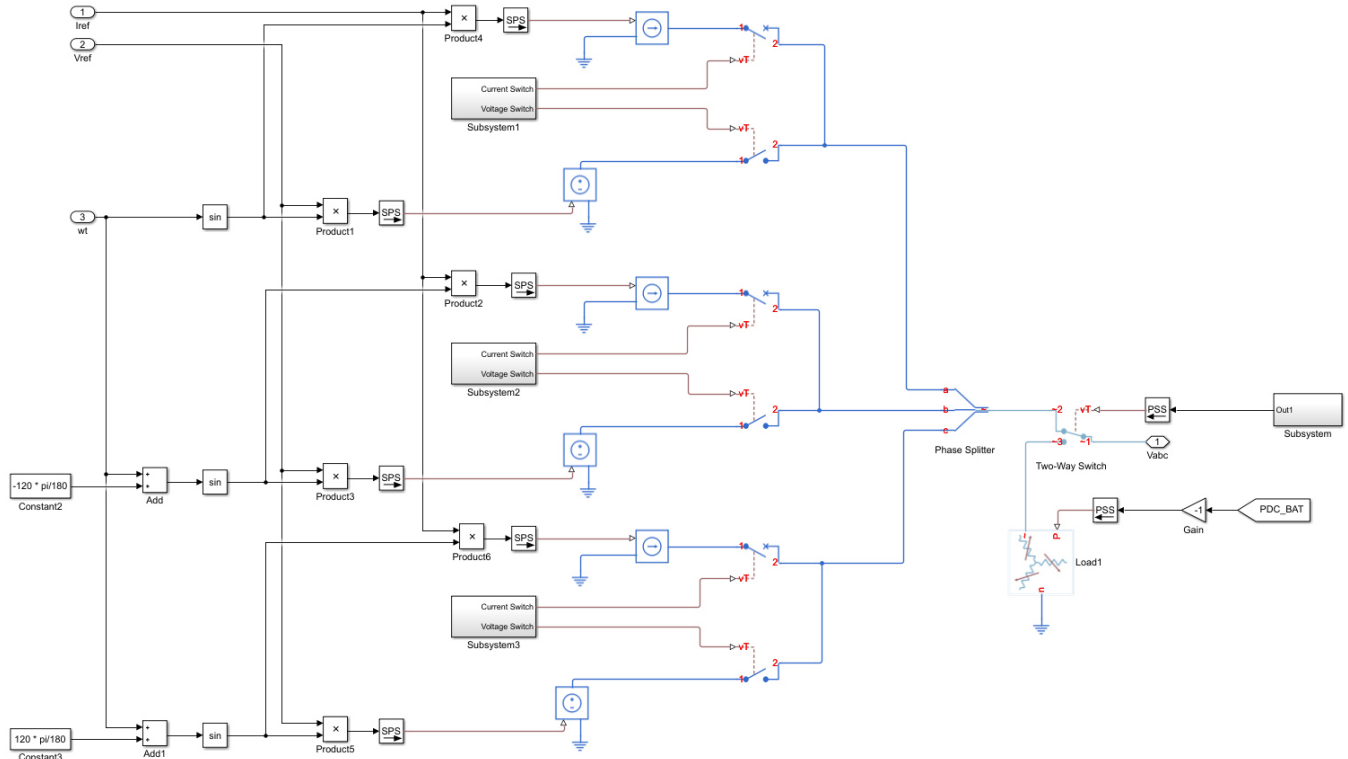


Figura 26. Circuito del inversor del sistema de almacenamiento basado en baterías.

5.1.3 Modelado del generador Diesel

El generador Diesel se modeló utilizando el bloque de generador síncrono del TOOLBOX de Simscape Power Systems. El esquema general del generador síncrono se muestra a continuación:

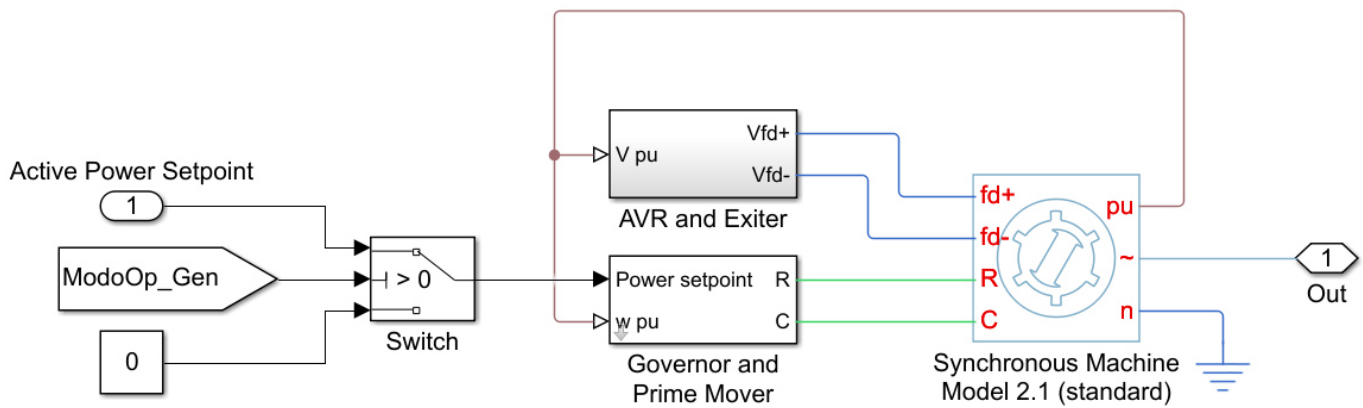


Figura 27. Esquema general de generador síncrono.

El generador fue modelado con una potencia nominal de 1.5 MW, valor que se utilizará en la restricción de capacidad de generación para este generador en el modelo de optimización. La idea de utilizar un generador Diesel es tener una fuente de generación capaz de abastecer la demanda de potencia en los tiempos en los que la planta solar no pueda cumplir con la misma. Los más común es ver que este tipo de fuentes alimentadas con combustibles fósiles trabajen en las horas en que el recurso primario de las fuentes renovables no convencionales tenga poca disponibilidad.

El generador síncrono tiene implementado sus respectivos controles de regulación de tensión y de frecuencia. Para la regulación primaria de tensión se utilizó el esquema de control de la Figura 28 basado en el modelo AC1A de la IEEE.

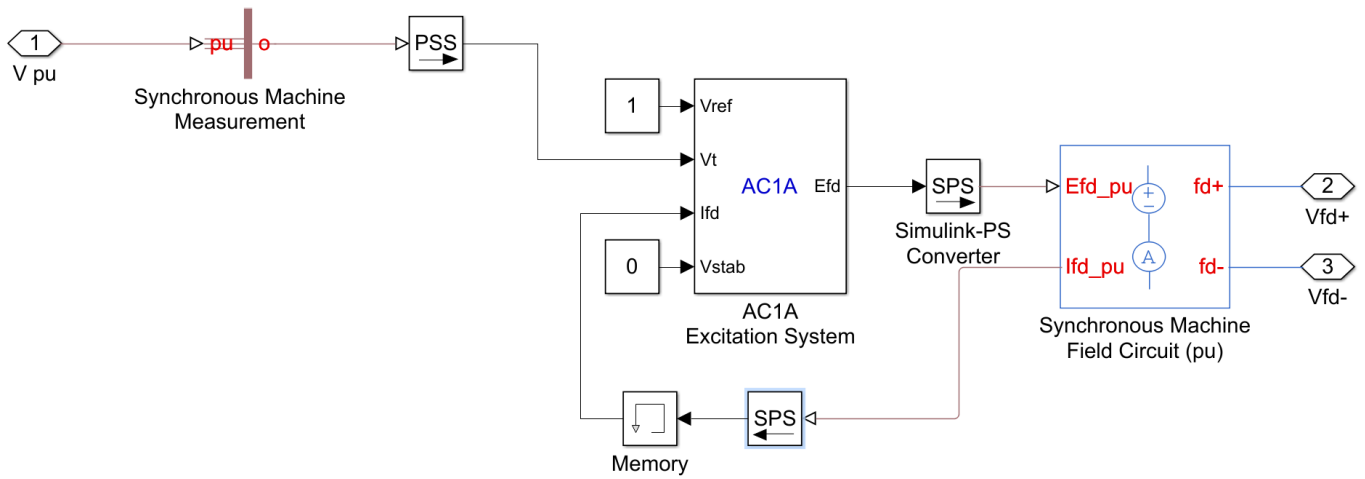


Figura 28. Esquema de control de regulación de tensión.

Para la regulación primaria de frecuencia se implementó el esquema de la Figura 29. El detalle del lazo de control del gobernador se describe en la Figura 30. El parámetro de droop se fijó en 5% es decir que el generador aportará 5% de su potencia nominal a la regulación de frecuencia, lo cual para una potencia nominal de 1MW corresponde a 50kW, por lo anterior la potencia máxima despacha por el generador no debe superar el 95%.

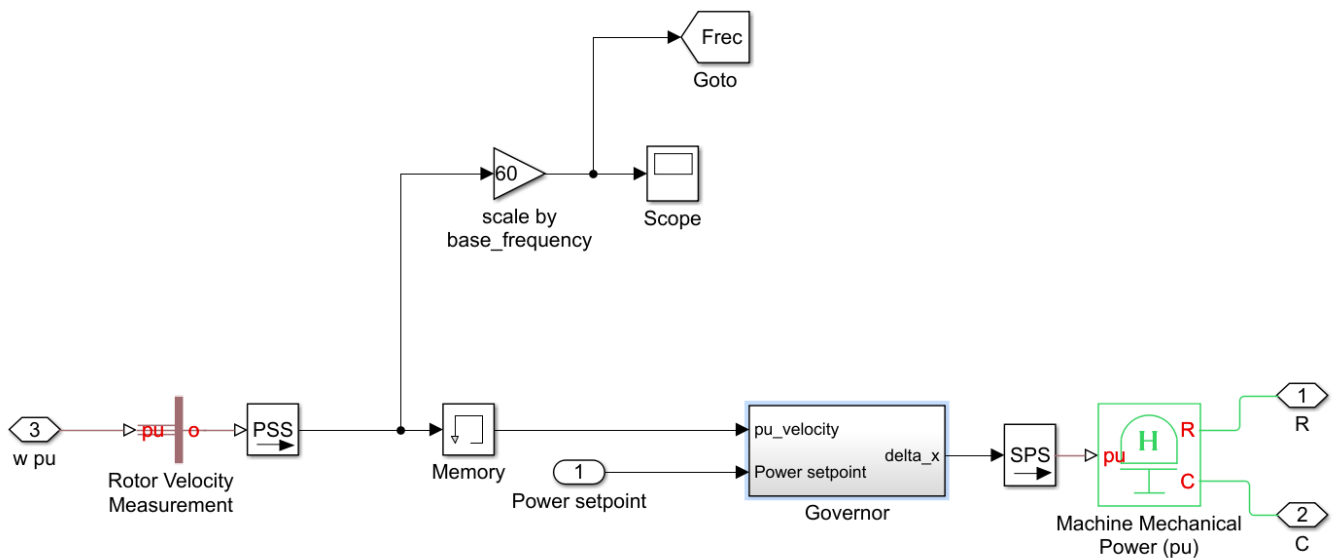


Figura 29. Esquema general del control de frecuencia

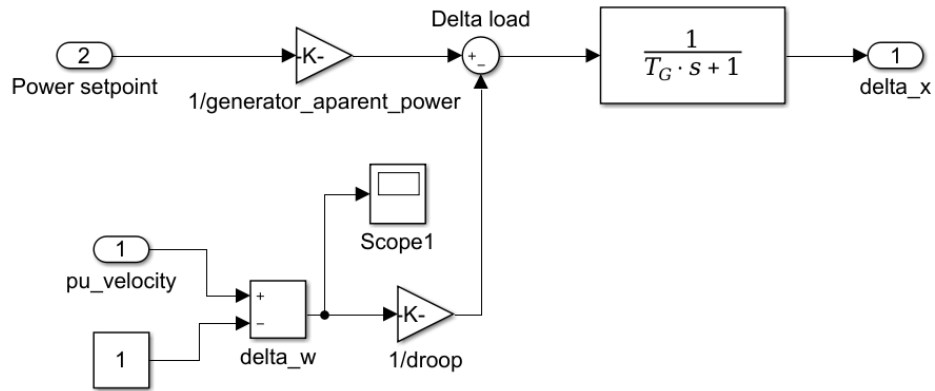


Figura 30. Lazo de control del gobernador.

5.2 Recolección de datos

A continuación, se presentarán los datos que fueron utilizados para alimentar el modelo matemático.

5.2.1 Datos de radiación solar

Los datos de irradiación solar que se muestran a continuación se obtuvieron del sitio web del IDEAM (IDEAM, n.d.) y son los reportados por la estación meteorológica de la Universidad del Valle.

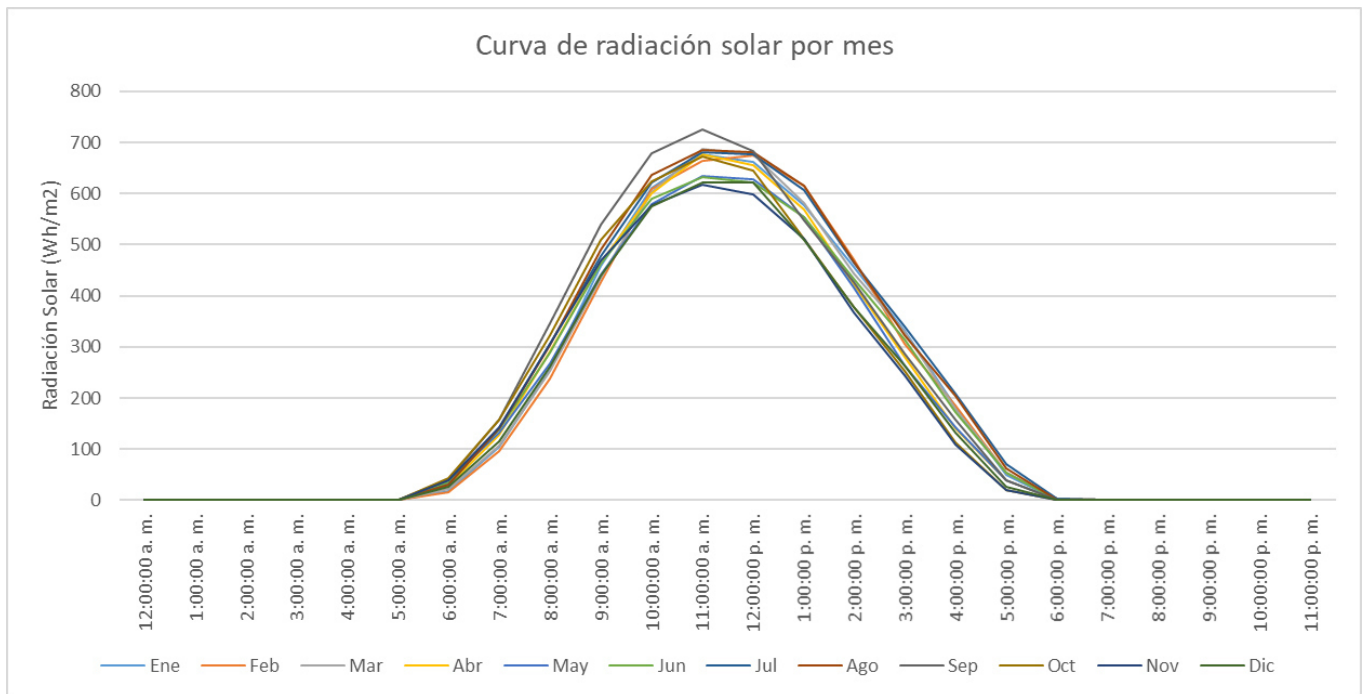


Figura 31. Perfil de radiación solar.

La potencia generada por la planta solar simulada para cada valor de radiación de obtuvo de manera experimental alimentando la planta solar con el nivel de radiación solar correspondiente y midiendo la potencia de salida arrojada por el algoritmo MPPT (Maximum Power Point Tracker). Los datos obtenidos se muestran a continuación:

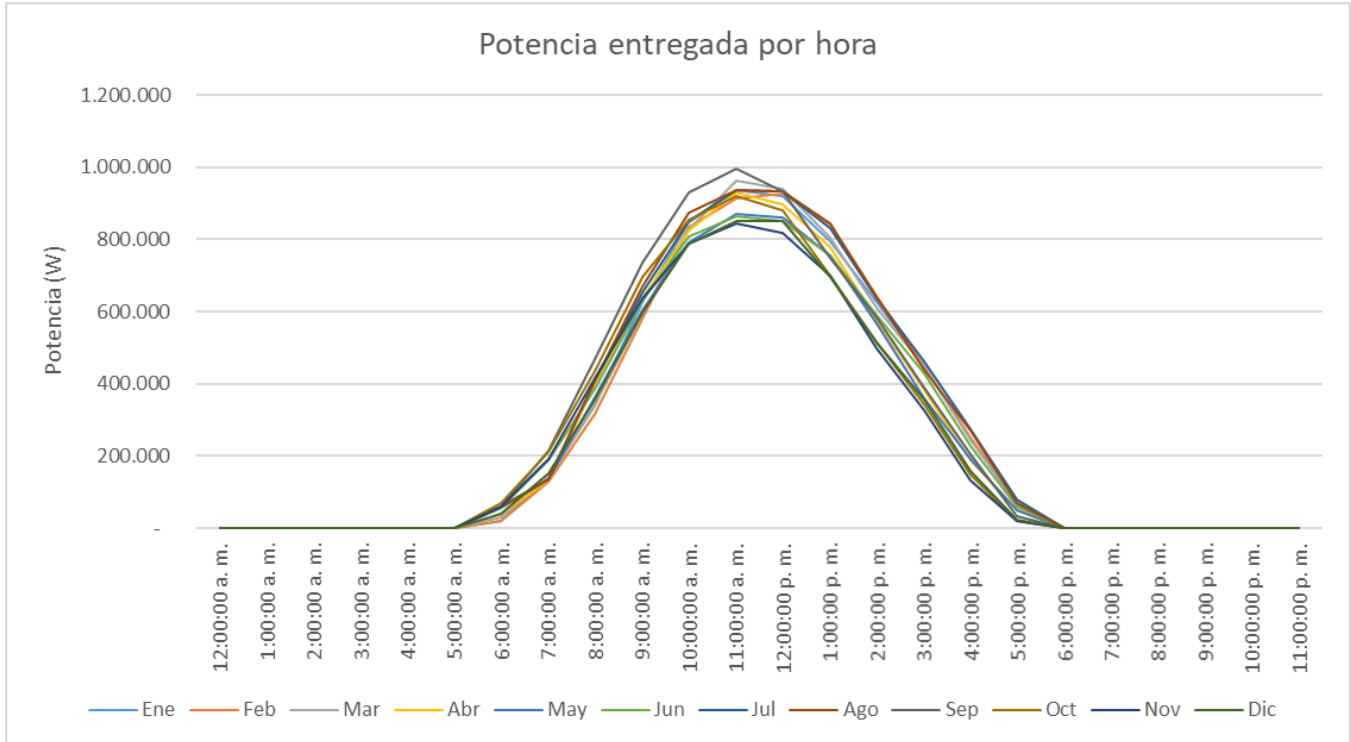


Figura 32. Potencia entregada por la planta solar durante cada hora.

5.2.2 Perfil de demanda eléctrica

La curva de la demanda utilizada para el problema se muestra en la Figura 33, dicha gráfica se obtuvo utilizando el perfil típico de generación en zonas no interconectadas (ZNI) en un intervalo de 24 horas descrito en (CREG, 2014). Dicho perfil se describe en el documento de la CREG en términos de porcentaje del consumo máximo, y para la microrred de prueba se utilizó un como consumo máximo 1 MW:

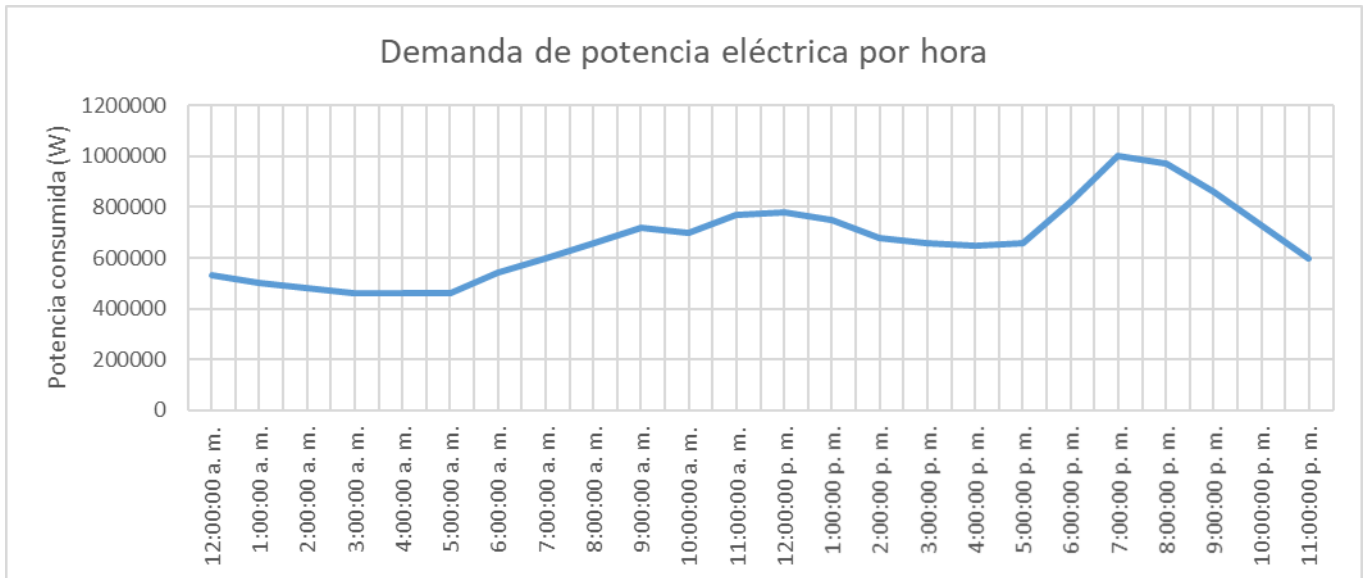


Figura 33. Curva de demanda en cada hora.

5.2.3 Comportamiento de carga de la batería

La curva de carga del sistema de almacenamiento basado en baterías se obtuvo de manera experimental utilizando el modelo de MATLAB/Simulink que se ilustra en la Figura 24. Una vez obtenido el valor de potencia consumida para cada valor de carga, se calculó el valor de carga 5 minutos después y se utilizó el promedio de potencia que se consumía en cada intervalo según el valor inicial de la carga en el intervalo. El comportamiento obtenido se muestra en la Figura 34.

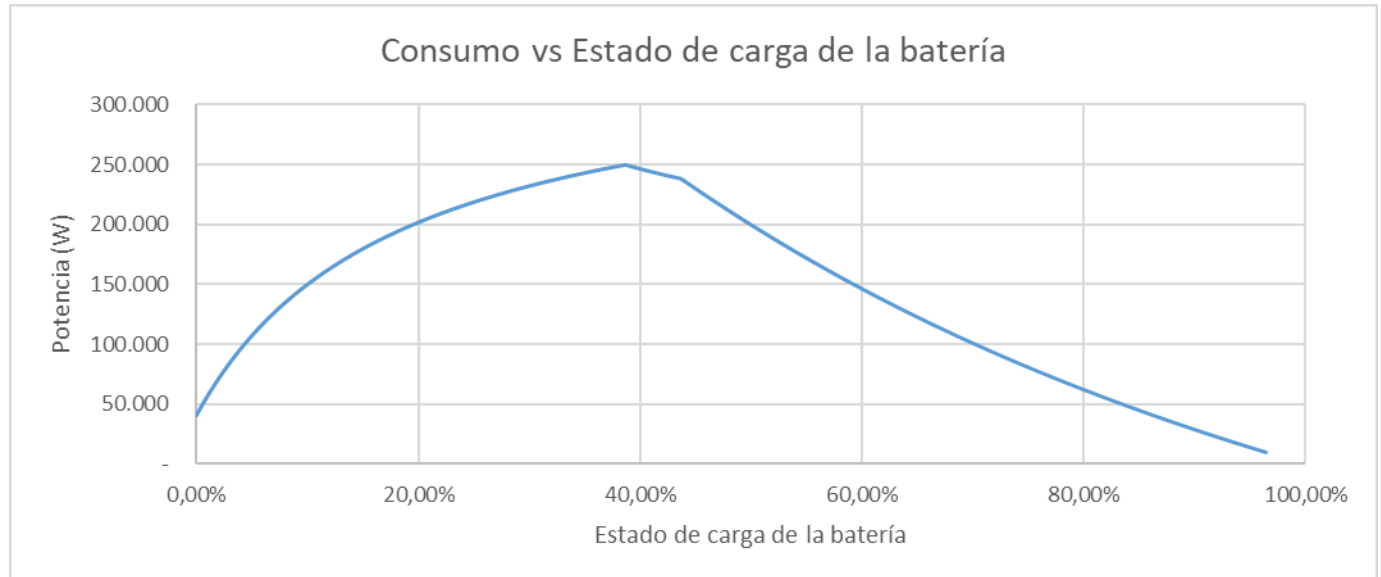


Figura 34. Comportamiento de carga de la batería.

Con el fin de optimizar el tiempo de cómputo del modelo de optimización, se decidió linealizar el comportamiento de la carga del sistema de almacenamiento y para ello se dividió el mismo en 7 tramos. El detalle de los tramos utilizados se muestra en la Tabla 1.

Intervalo	Límite Inferior	Límite Superior
1	0%	4%
2	4%	10%
3	10%	20%
4	20%	39%
5	39%	44%
6	44%	60%
7	60%	100%

Tabla 1. Intervalos utilizados para la linealización de la función de carga de la batería.

Los tramos resultantes se describen a continuación. Se puede observar que el índice R^2 de cada segmento tiene un valor por encima de 99%, lo indica que el modelo lineal obtenido describe de una manera muy aproximada el comportamiento de la carga de sistema de almacenamiento basado en baterías.

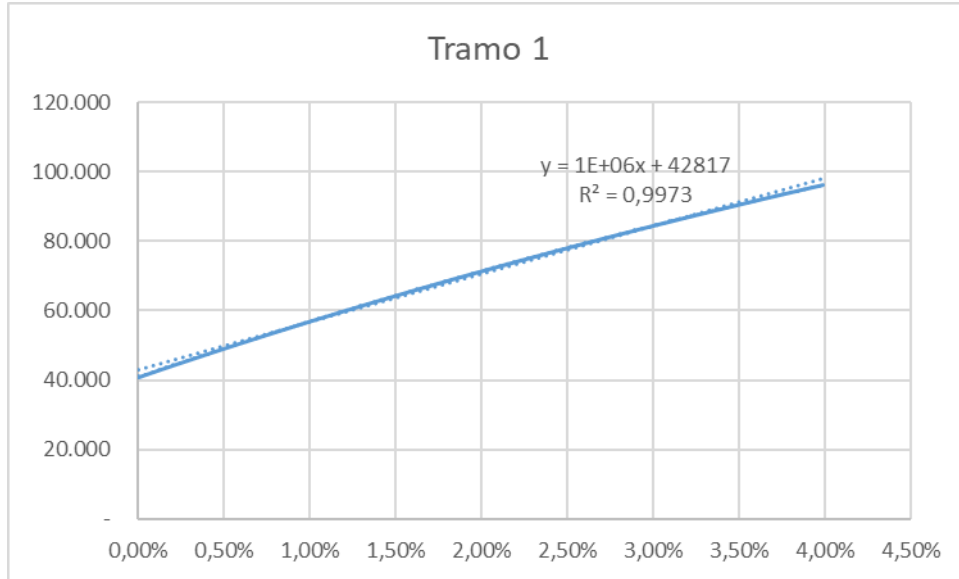


Figura 35. Tramo 1 del comportamiento de carga de la batería.

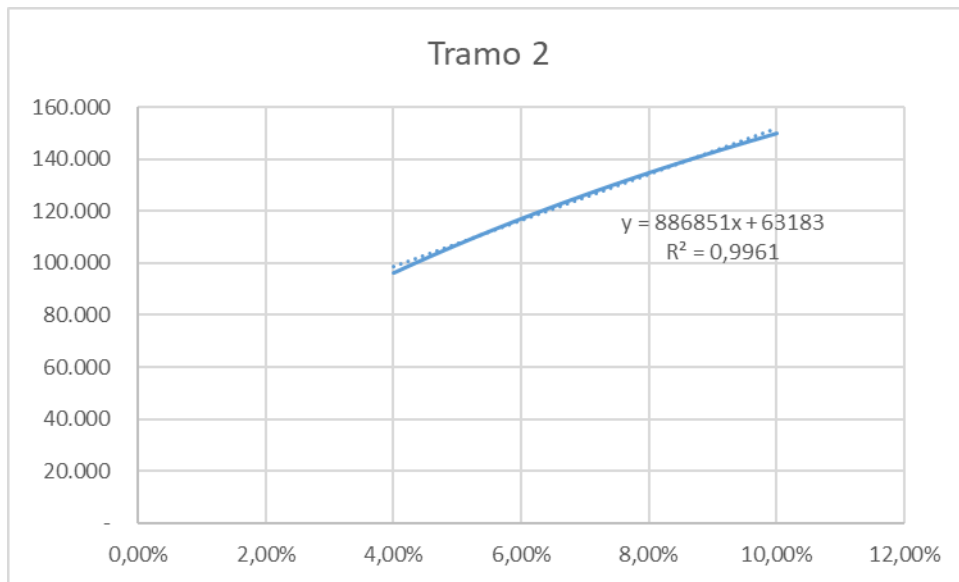


Figura 36. Tramo 2 del comportamiento de carga de la batería.

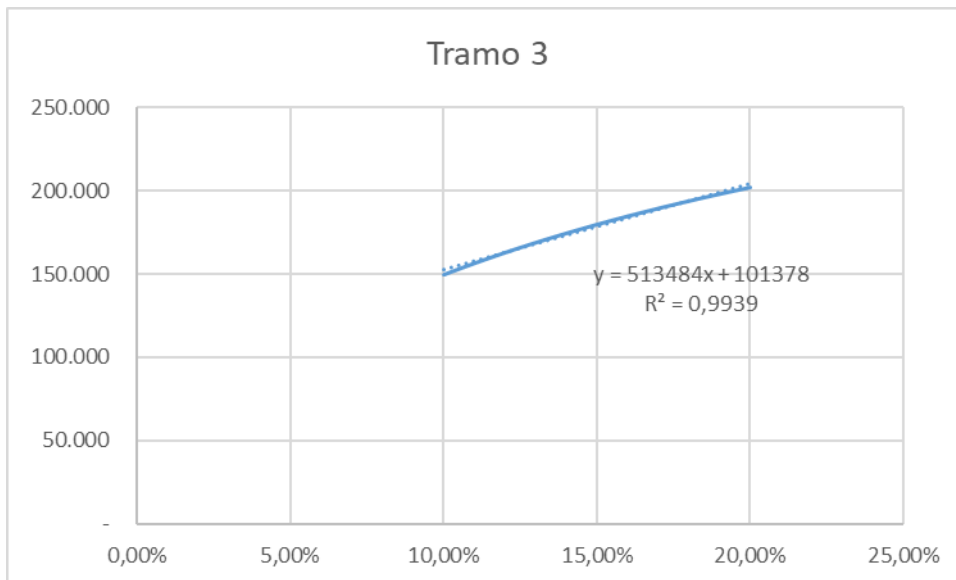


Figura 37. Tramo 3 del comportamiento de carga de la batería.

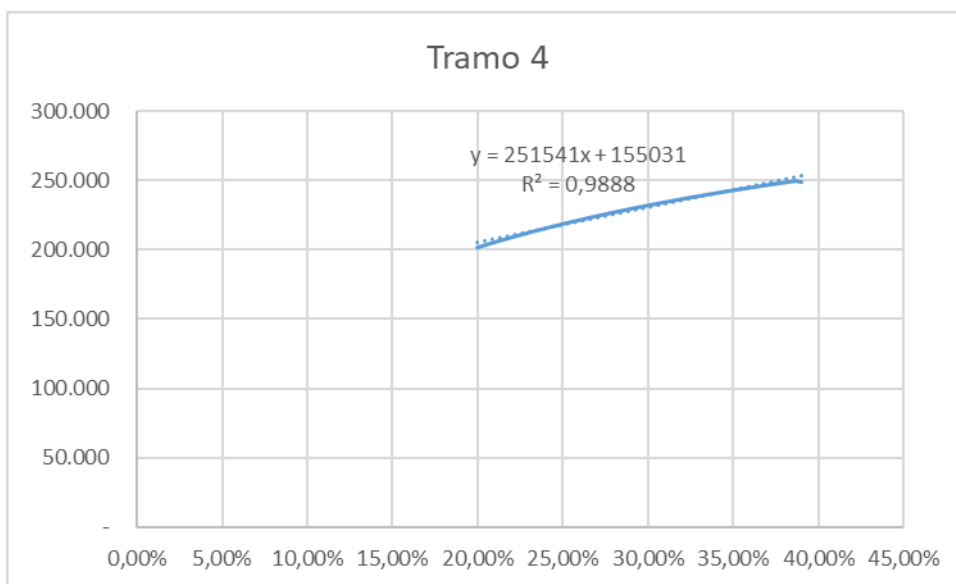


Figura 38. Tramo 4 del comportamiento de carga de la batería.

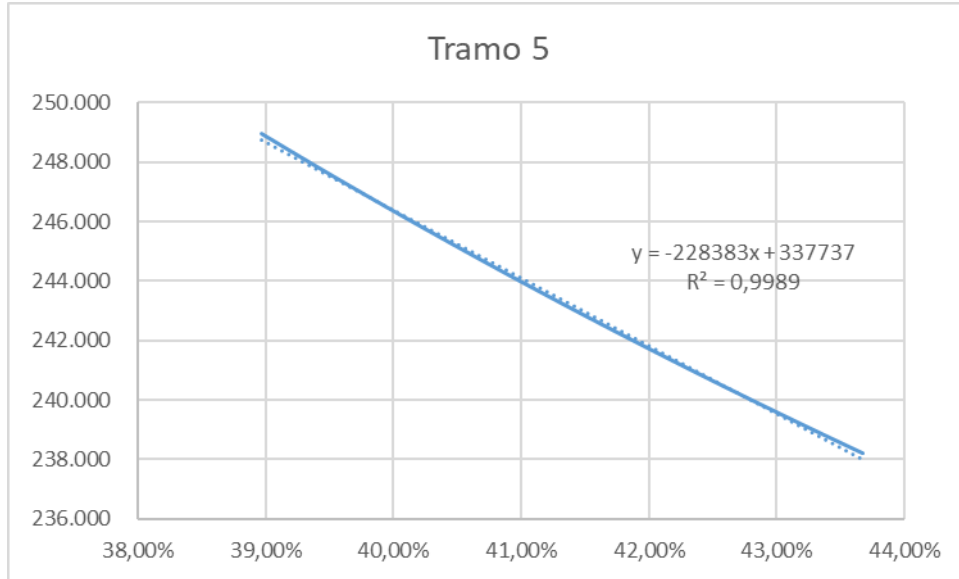


Figura 39. Tramo 5 del comportamiento de carga de la batería.

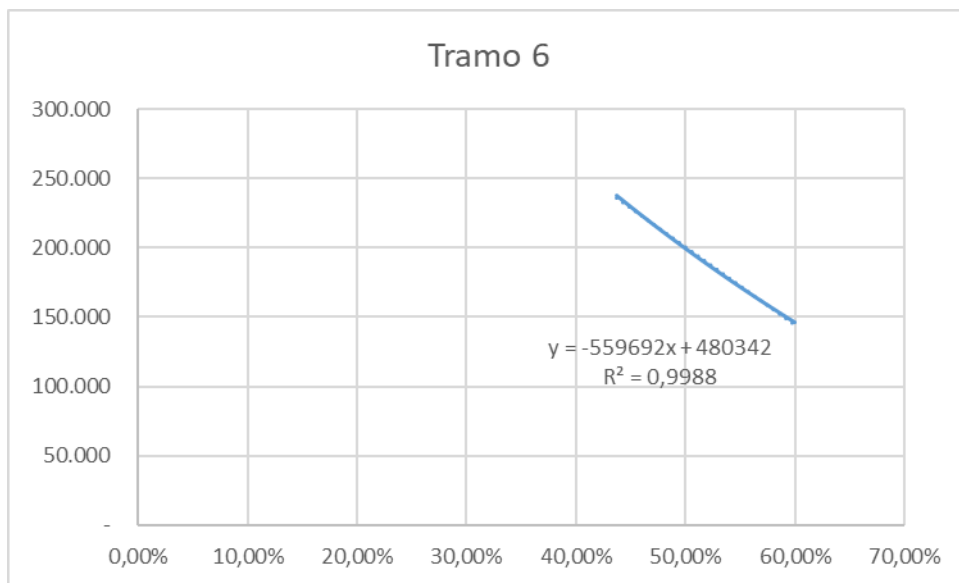


Figura 40. Tramo 6 del comportamiento de carga de la batería.

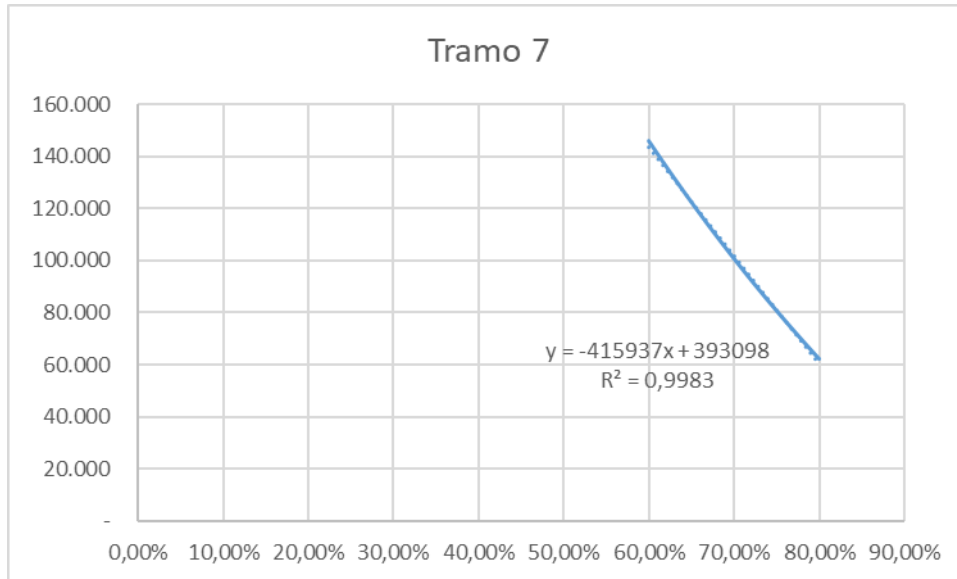


Figura 41. Tramo 7 del comportamiento de carga de la batería.

Con los datos anteriores se calcula la potencia consumida por la batería según el estado de carga actual. Para determinar el estado de carga al final del intervalo se graficó el estado de carga inicial vs el estado de carga final obteniendo el siguiente comportamiento:

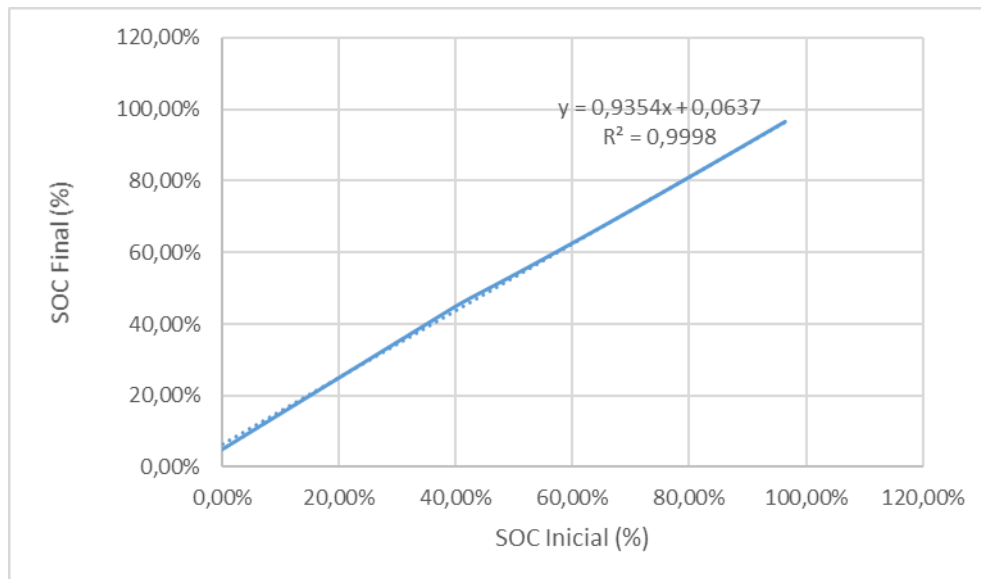


Figura 42. Gráfico de SOC Inicial vs SOC Final.

Aunque el comportamiento anterior parece bastante lineal fue necesario dividirlo en dos tramos pues pequeñas diferencias de 1% o 2% en los valores menores a 20% generaban valores erróneos que ocasionaban un mal comportamiento de la frecuencia a la hora de simular la microrred en tiempo real. La función anterior se linealizó en dos tramos, uno de 0% a 40% y el otro de 40% a 100% como se muestra a continuación:

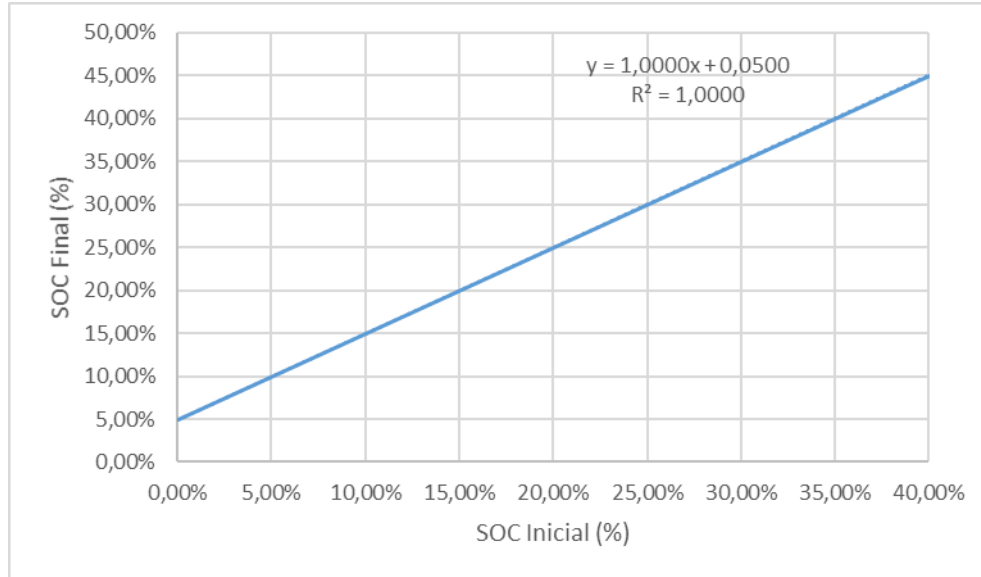


Figura 43. Tramo 1 de la función de cálculo del estado de carga al final del intervalo.

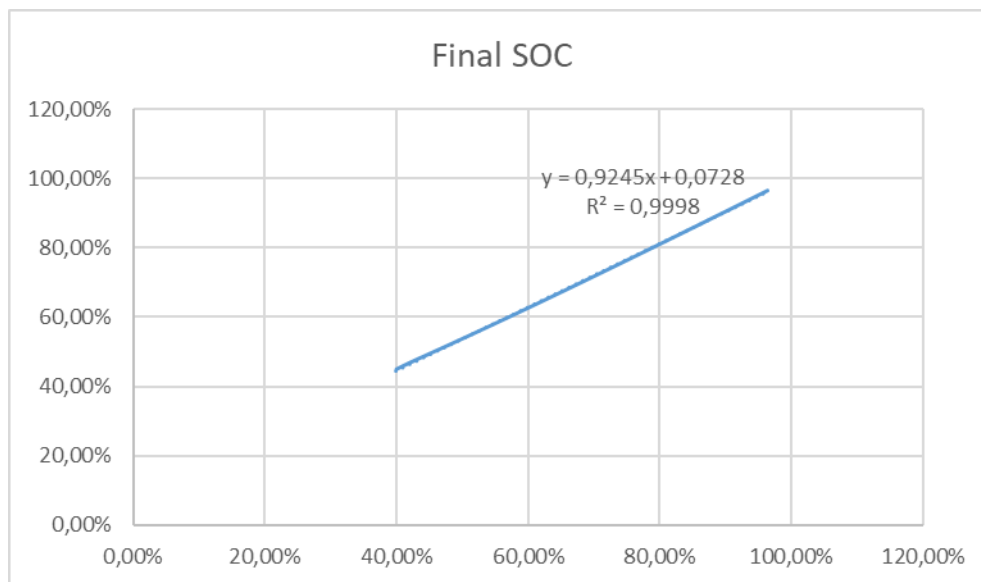


Figura 44. Tramo 2 de la función de cálculo del estado de carga al final del intervalo.

5.3 Consumo del generador Diesel

Para el problema se definió que el generador Diesel tenía cuatro rangos de operación que se describen en la Tabla 2. Los datos de entrada al modelo son los que corresponden al intervalo de media hora, ya que es la duración de los intervalos definidos en el modelo de optimización.

El generador Diesel debe entregar como mínimo 50 kW mientras esté en funcionamiento. Además, en caso de que el generador se apague, éste tardaría al menos 30 minutos en volverse a encender

Generated Power (W)	Consumo de combustible (Gal/h)	Consumo de combustible por Vatio generado (Gal/W*h)	Consumo de combustible por Vatio generado (Gal/W*5min)
50000 - 350000	19	0,000076	0,000063
350000 - 750000	33	0,000066	0,000055
750000 - 1350000	48	0,000063	0,000053

Tabla 2. Consumo de combustible del generador Diesel.

5.4 Desarrollo del modelo matemático del problema de optimización

5.4.1 Definición de los subíndices

Para la construcción del modelo de optimización se utilizaron los siguientes subíndices

t → Periodos: El conjunto de periodos consta de 287 elementos debido a que se realizará el despacho de un día en intervalos de 5 minutos.

$$t = 1 \dots 287$$

r → Rangos de operación del generador: El conjunto de rangos de operación del generador consta de 3 elementos según la cuarta columna de la Tabla 2.

$$r = 1 \dots 4$$

i → Tramos de la ecuación de carga: Según lo explicado en la sección 5.2.3 el comportamiento de la carga de la batería se dividió en siete tramos.

$$i = 1 \dots 7$$

5.4.2 Definición de los parámetros

Los siguientes son los parámetros que se definieron para alimentar el modelo de optimización

CD → Costo del combustible Diesel [\$/Gal] = \$8,224 [\$/Gal]

PS_t → Potencia generada por la planta solar en el periodo t [W]. Los datos utilizados para el modelo se muestran en la sección 10.3.

PC_t → Potencia consumida por las cargas en el periodo t [W]. Los datos utilizados para el modelo se muestran en la sección 10.4.

CG_r → Consumo de combustible del generador Diesel en el rango r [Gal/W]. Los datos utilizados para el modelo se muestran en la cuarta columna de la Tabla 2.

$Bmáx$ → Potencia máxima de la batería que puede entregar la batería [W] = 500 kW.

$Qmáx$ → Carga máxima que puede almacenar la batería [W*5min] = 6000 kW*5min

LI_r → Límite inferior del rango r de operación del generador [W] = [0 250kW 500kW 750kW]

LS_r → Límite superior del rango r de operación del generador [W] = [250kW 500kW 750kW 950kW]

LIT_i → Límite inferior del tramo i [W] = [0 30% 65%]

PEN_i → Pendiente de la ecuación de carga de la batería del tramo i . Según las ecuaciones de las rectas de cada tramo = [1234768 663219 -2132998]

$INTER_i$ → Intersección de la ecuación de carga de la batería del tramo i . Según las ecuaciones de las rectas de cada tramo = [160832 325862 2106720]

5.4.3 Definición de las variables

$BOUT_t$ → Potencia entregada por la batería en el periodo t [W].

BIN_t → Potencia consumida por la batería en el periodo t [W].

D_{rt} → Potencia entregada por el generador Diesel en el periodo t [W].

SOC_t → Nivel de carga de la batería en el periodo t [%].

$SOC2_t$ → Nivel de carga de la batería a incrementar en el periodo t [%].

A_t → Decisión de cargar la batería en el periodo t [0 = No carga, 1 = Sí carga].

MOD_{rt} → Decisión de entregar potencia con el generador Diesel en el rango r en el periodo t [0 = No entrega, 1 = Sí entrega].

B_{it} → Decisión de usar la ecuación de carga de la batería del tramo i en el periodo t [0 = No se usa, 1 = Se usa].

P_t → Selección del tramo de la función del cálculo del SOC final [0 = Tramo 0, 1 = Tramo 1]

R_{it} → Detección de si el estado de carga es mayor que el límite inferior tramo i en el periodo t [0 = Es menor, 1 = Mayor].

I_t → Detección de si el generador Diesel está encendido en el periodo t [0 = Apagado, 1 = Encendido].

N_t → Variable auxiliar para detectar cuando el generador pasa de encendido a apagado en el periodo t

Q_t → Permisivo para encender nuevamente el generador Diesel en el periodo t después de haberlo apagado [0 = No se puede encender, 1 = Se puede encender].

5.4.4 Definición de la función objetivo

La función de costo a minimizar en este problema hace referencia al costo asociado a suministrar energía del generador Diesel, pues es único que para generar energía consume un combustible con valor en el mercado.

La función objetivo sería entonces:

$$\text{Min Costo} = \sum_r \sum_t D_{rt} * CG_r * CD \quad (8)$$

5.4.5 Definición de las restricciones

En esta sección se definirán las diferentes restricciones a las que estará sometido el modelo matemático con su respectiva explicación

5.4.5.1 Abastecimiento mínimo

La restricción de abastecimiento mínimo hace referencia a que la cantidad de energía entregada por los generadores debe ser mayor o igual a la energía que está siendo consumida por el sistema (que bien puede ser por las cargas o por la batería cuando se esté cargando).

$$\sum_r D_{rt} + PS_t + BOUT_t \geq \sum_l PC_t + BIN_t, \forall t \quad (9)$$

5.4.5.2 Generación de cada rango del generador Diesel

Dado que la variable de la potencia entregada por el generador Diesel está definida como la cantidad de potencia que está entregando en cada rango de operación en el instante de tiempo t, es necesario asegurarse que la potencia que entregue el generador en cada rango esté dentro de los límites del rango de operación.

$$D_{rt} \geq LI_r * MOD_{rt}, \forall r, t \quad (10)$$

$$D_{rt} < LS_r * MOD_{rt}, \forall r, t \quad (11)$$

Además, es necesario también asegurarse que el generador Diesel entregue potencia desde un solo rango de operación de manera simultánea ya que dichos rangos de operación son excluyentes entre sí. Para ello se definió la siguiente ecuación.

$$\sum_r MOD_{rt} \leq 1, \forall t \quad (12)$$

5.4.5.3 Tiempo de encendido del generador Diesel

El generador Diesel tarda 30 minutos (6 periodos de 5 minutos) en encenderse nuevamente una vez se apague, para asegurar éste comportamiento se plantean las siguientes restricciones:

$$\sum_r D_{rt} \leq I_t * M, \forall t \quad (13)$$

$$\sum_r D_{rt} \geq I_t * M, \forall t \quad (14)$$

$$N_t = 1 + I_{(t-1)} - I_t, \forall t > 1 \quad (15)$$

$$N_t \leq 1 + Q_t * M, \forall t > 1 \quad (16)$$

$$1.1 * Q_t \leq N_t, \forall t > 1 \quad (17)$$

$$Q_1 = 0 \quad (18)$$

$$\sum_t^{t+6} I_t \leq (1 - Q_t) * M, \forall t \quad (19)$$

5.4.5.4 Cálculo SOC

Para el cálculo del estado de carga se tuvo en cuenta la carga y la descarga por separado. Para la carga como se mencionó en la sección 5.2.3 se obtuvo una función del estado de carga al final del intervalo de carga actual. Las restricciones que representan el comportamiento del cálculo del SOC durante la carga son:

$$SOC2_t \geq 5\% - M * (2 - A_{t-1} - (1 - P_{t-1})) \forall t > 1 \quad (20)$$

$$SOC2_t \leq 5\% + M * (2 - A_{t-1} - (1 - P_{t-1})) \forall t > 1 \quad (21)$$

$$SOC2_t \geq 0.9219 * SOC_{(t-1)} + 7.45\% - SOC_{t-1} - M * (2 - A_{t-1} - P_{t-1}) \forall t > 1 \quad (22)$$

$$SOC2_t \leq 0.9219 * SOC_{(t-1)} + 7.45\% - SOC_{t-1} + M * (2 - A_{t-1} - P_{t-1}) \forall t > 1 \quad (23)$$

$$SOC2_t \leq M * A_{(t-1)}, \forall t \quad (24)$$

Dado que el límite de potencia que puede entregar la batería depende del estado de carga de la misma está relacionado con estado de carga de la misma es importante que el modelo calcule cuál sería el estado de carga en cada periodo. El estado de carga estaría entonces definido por el estado de carga anterior la diferencia entre la potencia de carga y descarga del periodo anterior sobre la capacidad máxima de carga.

$$SOC_t = SOC_{(t-1)} + SOC2_t - \frac{BOUT_{(t-1)}}{Q_{m\acute{a}x}}, \forall t > 1 \quad (25)$$

5.4.5.5 Límites SOC

El límite superior del estado de carga es 100% y el límite inferior es 0%.

$$SOC_t \leq 1, \forall t \quad (26)$$

$$SOC_t \geq 0, \forall t \quad (27)$$

5.4.5.6 SOC Inicial

Para la prueba realizada se definió que el sistema de almacenamiento tenía un nivel de carga inicial de 0%.

$$SOC_1 = 0 \quad (28)$$

5.4.5.7 Selección del tramo de la función de incremento del SOC

La ecuación (29) hace que P_t sea 1 cuando $SOC_t > 0.39$. Por otro lado (30) hace que P_t sea 0 cuando $SOC_t \leq 0.39$

$$SOC_t \leq 0,39 + P_t * M, \forall t \quad (29)$$

$$0,39 * P_t < SOC_t, \forall t \quad (30)$$

5.4.5.8 Carga mínima de la batería

Con el fin de garantizar que la batería opere dentro de la zona de descarga lineal, es decir mientras su estado de carga sea mayor al 20% se planteó la siguiente restricción:

$$SOC_{(t)} - \frac{BOUT_{(t)}}{PMB} \geq 0.2 * (1 - A_t), \forall t > 1 \quad (31)$$

5.4.5.9 Potencia consumida por el sistema de almacenamiento

La potencia consumida por el sistema de almacenamiento se definirá por la ecuación de la recta del tramo seleccionado según el estado de carga. Este conjunto de restricciones debe asegurar que el sistema de almacenamiento cargue con la ecuación de la recta correspondiente y que lo haga sólo si la variable A_t toma un valor de 1 (que quiere decir que se ha tomado la decisión de cargar la batería en ese periodo de tiempo. Se empleó la variable B_{it} para definir qué tramo se debe utilizar.

$$BIN_t \geq PEN_i * SOC_t + INTER_i - (2 - B_{it} - A_t) * M, \forall t, i \quad (32)$$

$$BIN_t \leq PEN_i * SOC_t + INTER_i + (1 - B_{it}) * M, \forall t, i \quad (33)$$

$$BIN_t \leq A_t * M, \forall t \quad (34)$$

5.4.5.10 Determinación del tramo de carga al que pertenece es estado de carga actual

El siguiente conjunto de restricciones permiten conocer si el estado de carga es superior al límite inferior de cada intervalo. Dicha información se guarda en la variable R_{it} .

$$SOC_t \leq LIT_i + R_{it} * M, \forall i, t \quad (35)$$

$$LIT_i * R_{it} < SOC_t, \forall i, t \quad (36)$$

5.4.5.11 Selección de ecuación de la recta de carga

Para seleccionar el tramo con el que se cargará la batería basta con encontrar el último límite inferior que sobrepase la variable R en cada instante de tiempo. Por ejemplo, si la variable R sobrepasa el límite inferior de los primeros dos tramos en el instante de tiempo t , pero no supera el límite inferior del tercer tramo, entonces se concluye que estado de carga se encuentra en el tramo 2. Para obtener sólo el tramo al que pertenece el estado de carga actual se resta a la posición R_{it} el valor de $R_{(i+1)t}$ de mientras i sea menor que 7. De esa manera la variable B_{it} almacenará un 1 en el tramo al que pertenece el estado de carga actual. Si R_{7t} es igual a 1 podemos concluir directamente que el estado de carga actual se encuentra en el tramo 7.

$$B_{it} = R_{it} - R_{(i+1)t}, \forall i < 7, t \quad (37)$$

$$B_{7t} = R_{7t}, \forall t \quad (38)$$

$$\sum_i R_{it} \geq 1, \forall t \quad (39)$$

6 RESULTADOS

En esta sección se discutirán los resultados arrojados por el modelo de programación lineal entera mixta planteado en la sección anterior.

6.1 Resultados del modelo de programación lineal

Los resultados arrojados por el solver Gurobi utilizando el modelo de programación lineal entera mixta planteado en la sección anterior se muestran en la Figura 45. En el gráfico podemos observar como para cada intervalo de tiempo la suma de la potencia entregada por cada una de las fuentes de generación es igual a la suma de la demanda de las cargas más la potencia consumida por la batería cuando ésta última está cargando, exceptuando el caso en el que la potencia generada por la planta solar supera el consumo total de las cargas del sistema y la batería cuando ésta última se está cargando.

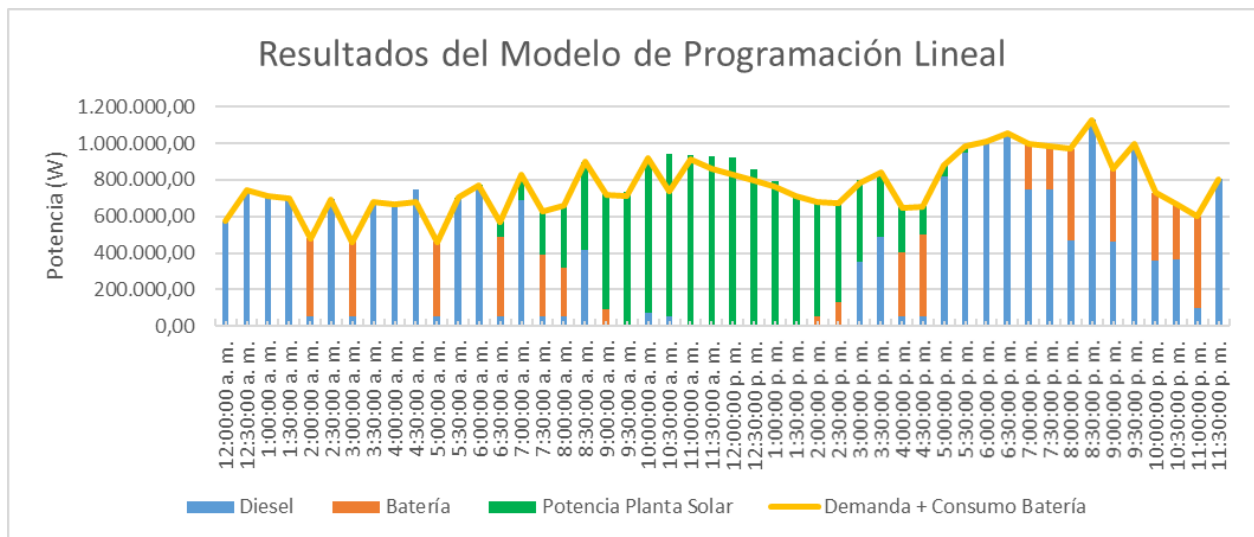


Figura 45. Resultados del modelo de programación lineal

El estado de carga de la batería que fue calculado por el modelo de programación lineal se muestra en la Figura 46. Se puede observar que las horas del día en las que más se carga el sistema de almacenamiento basado en baterías coinciden con el horario en el que la planta solar produce la mayor cantidad de potencia, es decir entre las 10:00 a.m. y las 4:00 p.m., lo cual indica que el sistema aprovecha el excedente de generación solar para la carga del sistema de almacenamiento basado en baterías.

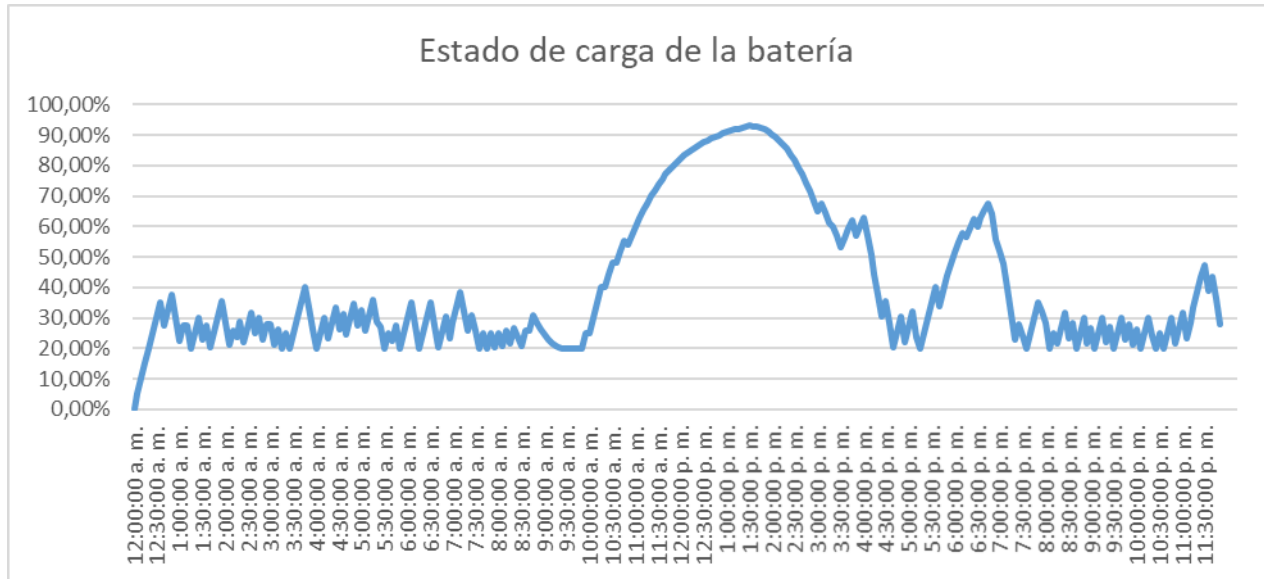


Figura 46. Comportamiento del estado de carga de la batería que fue calculado por el modelo de programación lineal.

Los resultados obtenidos para cada rango de operación del generador Diesel, los cuales son los utilizados para el cálculo de la función objetivo se muestran a continuación:

	Potencia Generada	Consumo	Valor del Combustible	Costo de Generación
Rango 1	4.922.793	0,0000063	8224	\$ 255.056
Rango 2	44.982.578	0,0000055	8224	\$ 2.034.652
Rango 3	64.567.379	0,0000053	8224	\$ 2.814.311
			Total	\$ 5.104.019

Tabla 3. Cálculo del costo de generación.

6.2 Resultados de la simulación en tiempo real

Para validar si los resultados del modelo de programación entera mixta ayudaban a mantener estable la frecuencia de la microrred de prueba implementó la red descrita en la Figura 1 en un simulador en tiempo real de marca OPAL-RT modelo OP4510, al cual se pudo tener acceso con la colaboración de la empresa Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A., la cual distribuye los productos de OPAL-RT en Colombia, Panamá, Perú y Ecuador.

Utilizando el simulador de tiempo real se obtuvieron los siguientes datos de comportamiento de la frecuencia para una simulación que tomó 6 horas:

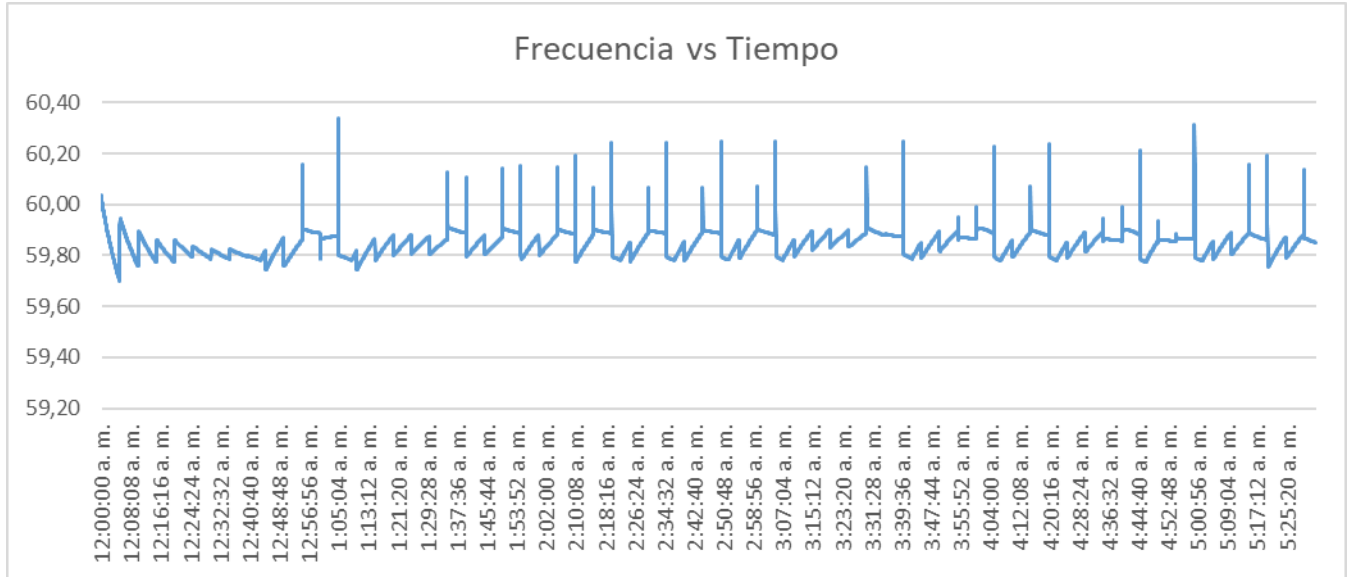


Tabla 4. Gráfico del comportamiento de la frecuencia de la microrred.

Del gráfico se puede concluir que los valores entregados por el modelo permiten mantener estable el comportamiento de la frecuencia que en ningún momento se sale del rango de operación normal de un sistema de potencia de 60 Hz, cuya frecuencia debe estar entre los 59 y 61 Hz idealmente.

6.3 Validación de los resultados del modelo

Para validar que los resultados obtenidos con el modelo de programación lineal entera mixta propuesto se encuentran dentro de la región factible se propone validar que las restricciones se cumplan con los valores obtenidos. En esta sección se detalla el resultado de las validaciones realizadas a la solución arrojada por el modelo.

6.3.1 Validación de la restricción de demanda

Con el fin de validar la restricción de demanda se utilizó ecuación (40), la cual arrojó los resultados mostrados en la Figura 47. En la gráfica ella podemos observar que hay una diferencia de superávit en generación entre las 9:00 a.m. y las 2:00 p.m. debido a que en ésta franja horaria la generación de la planta solar supera el requerimiento de potencia de las cargas y de la batería cuando ésta última se esté cargando.

$$test(t) = \sum_r D_{rt} + PS_t + BOUT_t - \sum_l PC_{lt} - BIN_t \forall t \tag{40}$$

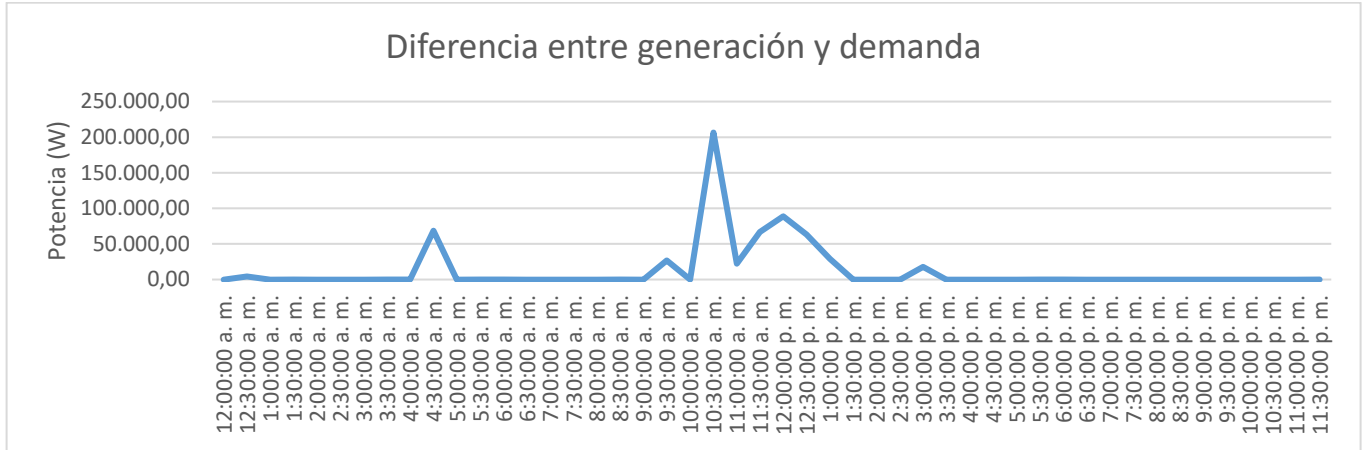


Figura 47. Resultados del test de validación de la restricción de demanda.

6.3.2 Validación de la restricción de cálculo de SOC

Para validar la restricción de cálculo de SOC se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$f(soc) = \begin{cases} 5\% \text{ si } SOC_{t-1} \leq 39\% \\ 0.9245 * SOC_{t-1} + 0.0728 - SOC_{t-1} \text{ si } SOC_{t-1} > 39\% \end{cases} \quad (41)$$

$$SOC_t = SOC_{(t-1)} + f(soc) - \frac{BOUT_{t-1}}{PMB} \quad (42)$$

Para validar el cumplimiento de la restricción se restó el resultado de la ecuación (42) con los resultados arrojados por el solver Gurobi para el SOC y se obtuvo una diferencia de 0% en cada intervalo de tiempo, comprobando que los valores arrojados por el solver se están calculando de acuerdo a las ecuaciones (20 - (23). Además se verificó que en ningún intervalo de tiempo el SOC cae por debajo del 20% una vez supera este umbral según las ecuación (31). El detalle de los datos en cada periodo de tiempo se encuentra en el Anexo 10.4.

6.4 Desempeño del modelo de programación lineal

El modelo fue ejecutado en el solver Gurobi versión 9.1.0. Al resolver el modelo planteado se obtuvo que el algoritmo Branch and Bound podía permanecer más de un día sin encontrar el punto óptimo, razón por la cual se optó en definir un tiempo límite para su ejecución. El tiempo seleccionado fue de 240 segundos considerando que si es necesario realizar un re-despacho este pueda ser realizado en un solo intervalo de 5 minutos. La Tabla 5 muestra los resultados arrojados por el mismo modelo utilizando diferentes tiempos límite.

Tiempo (s)	Función Objetivo	Mejora en la función Objetivo	Mejora porcentual
180	\$ 5.109.200		
240	\$ 5.104.019	\$ 5.181	0,10%
300	\$ 5.075.885	\$ 28.134	0,55%
3600	\$ 5.012.322	\$ 63.562	1,25%

Tabla 5. Tabla de resultados obtenidos con diferentes límites de tiempo.

Actualmente no se ha podido determinar el tiempo que toma el algoritmo en encontrar el óptimo global, razón por la cual se aceptó trabajar con un valor diferente al óptimo, pues en caso de que se necesite realizar un re-despacho se espera obtener una solución en un tiempo menor a 300 segundos.

También se validó el desempeño del algoritmo en dos máquinas diferentes, lo cual arrojó que dependiendo de la capacidad de la máquina en la que se corra el modelo los tiempos que tarda el algoritmo en arrojar mejores soluciones difieren.

Tiempo (s)	PC1 Procesador Intel Core I7 8va generación 2GHz HDD 1TB	PC2 AMD Ryzen 5 3550H with Radeon Vega Mobile Gfx 2.10 GHz SSD 500GB
180	\$ 5.103.029	\$ 5.109.200
240	\$ 5.101.106	\$ 5.104.019
300	\$ 5.075.885	\$ 5.075.885

Tabla 6. Resultados de la función objetivo en PCs con diferentes configuraciones.

7 CONCLUSIONES

El modelo de programación lineal implementado para el despacho económico de microrredes que incluyan sistemas de almacenamiento basados en baterías y fuentes de generación renovables no convencionales, en conjunto con una técnica de re-despachos para corregir las variaciones que pueden existir entre el horizonte planeado y los valores de carga y radiación solar, muestran ser una buena opción para la implementación del despacho económico en microrredes. Se comprueba que con la metodología de re-despachos con límite de tiempo de 240 segundos no se obtiene el punto óptimo de operación, sin embargo, se obtiene un punto de operación cercano al óptimo. Además, se comprueba que los valores que entrega el modelo planteado arrojan resultados con una tolerancia adecuada para el tipo de problema planteado.

Se eligió utilizar un método formal como la programación lineal entera mixta en busca de obtener un valor óptimo, sin embargo, dada la complejidad del modelo no fue posible determinar los valores óptimos para resolver el modelo. Lo anterior abre la puerta para futuros trabajos en los que se implementen otro tipo de métodos para resolver el problema como puede serlo algoritmos bio-inspirados como algoritmos genéticos o enjambres de partículas con el fin de evaluar la posibilidad de conseguir mejores resultados en el mismo tiempo de solución que con el método empleado en éste trabajo.

Inicialmente se planteó resolver el problema con un intervalo horario, sin embargo, debido al comportamiento cambiante del consumo de potencia al cargar la batería dentro de ésta duración de intervalos dicha opción no resultaba apropiada para la implementación del despacho económico, razón por la cual se optó por utilizar periodos de cinco minutos. Lo anterior resultó ser beneficioso en cuanto a que el problema de despacho económico dinámico pudo resolverse mediante el planteamiento de un modelo de programación entera mixta, sin embargo, debido al aumento de variables la complejidad del problema aumentó significativamente ocasionando que el algoritmo tarde mucho tiempo en encontrar el resultado óptimo y toque conformarse con un resultado cercano al óptimo.

También se comprobó que la capacidad del hardware en que se ejecute el algoritmo de solución juega un papel importante en el resultado que se obtiene al ejecutar el modelo de programación lineal. Para ejemplificar se tienen los resultados de la Tabla 6, en los que se observa que los resultados obtenidos con diferentes tiempos límite con dos configuraciones de PCs diferentes entregan resultados diferentes, siendo el PC2 un computador de mejores prestaciones y que obtiene mejores resultados.

La estrategia de utilizar el valor promedio de la potencia consumida por la batería durante su carga ayudó a simplificar el planteamiento del modelo matemático, sin embargo, también ocasionó que hubiera que darle un mayor rango de control de regulación de frecuencia del generador Diesel (10%) con el fin que se encargara de mantuviera el balance de frecuencia en dicho intervalo, pues la potencia consumida por la batería podía tener una diferencia de hasta 80 kW en un intervalo de tiempo.

Se puede concluir que el sistema de despacho económico para microrredes con penetración de energías renovables y sistemas de almacenamiento basados en baterías realizado con un modelo de programación lineal y redespachos funciona correctamente, sin embargo, no se considera la manera óptima de operar el sistema pues el modelo tarda más de 16 horas en encontrar el punto óptimo.

8 TRABAJO FUTURO

Para el trabajo futuro se propone solucionar el problema de despacho en la red planteada con diferentes técnicas de inteligencia artificial, como por ejemplo algoritmos de inteligencia de enjambres y algoritmos genéticos. Lo anterior con el fin de evaluar el rendimiento de los algoritmos con métricas como la calidad de la solución arrojada y el tiempo que tarda en hallar dicha solución. Además, se propone la implementación de redes neuronales que puedan ser entrenadas con los datos del modelo de optimización planteado de tal forma que la red aprenda a generar los set-points de las unidades de generación según los valores actuales de demanda, radiación solar y el estado de carga de la batería, con el fin de calcular el despacho económico en tiempo real.

Por otro lado se propone utilizar funciones no lineales en las restricciones de cálculo de potencia consumida en lugar de linealizar la función de carga de la batería en diferentes tramos con el fin de disminuir la cantidad de variables binarias del problema, que terminan ocasionando que el algoritmo de ramificación y acotamiento (branch and bound) tarde mucho en converger.

9 REFERENCIAS

- AMPL. (n.d.). *AMPL Matlab API*. Retrieved January 13, 2021, from <https://ampl.com/api/latest/matlab/index.html>
- Arango, D., Urrego, R., & Rivera, S. (2017). Despacho económico en microredes con penetración de energía renovable usando algoritmo de punto interior y restricciones lineales. *Ingeniería y Ciencia*, 13(25), 123–152. <https://doi.org/10.17230/ingciencia.13.25.5>
- Bechert, T. E., & Kwatny, H. G. (1972). On the optimal dynamic dispatch of real power. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-91(3), 889–898. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1972.293422>
- Belanger, J., Venne, P., & Paquin, J.-N. (2010). The What, Where and Why of Real-Time Simulation. *Planet RT*.
- Cai, N., Nga, N. T. T., & Mitra, J. (2012). Economic dispatch in microgrids using multi-agent system. *2012 North American Power Symposium, NAPS 2012*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2012.6336435>
- Calderaro, V., Conio, G., Galdi, V., Massa, G., & Piccolo, A. (2014). Active management of renewable energy sources for maximizing power production. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 57, 64–72. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.11.040>
- Chen, C., Duan, S., Cai, T., Liu, B., & Hu, G. (2011). Smart energy management system for optimal microgrid economic operation. *IET Renewable Power Generation*. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2010.0052>
- CREG. (2014). *Metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en zonas no interconectadas*. [http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/98be10fa78cdeee205257cf9007cc369/\\$FILE/D-002-14 MARCO REGULATORIO PRESTACIÓN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS ZNI.pdf](http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/98be10fa78cdeee205257cf9007cc369/$FILE/D-002-14%20MARCO%20REGULATORIO%20PRESTACION%20SERVICIO%20DE%20ENERGIA%20ELCTRICA%20EN%20ZONAS%20ZNI.pdf)
- D.P. Kothari, J. S. D. (2011). *POWER SYSTEM OPTIMIZATION, Second Edition*.
- Ela, E., & O'Malley, M. (2012). Studying the variability and uncertainty impacts of variable generation at multiple timescales. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2185816>
- Figuroa Palacios, R. (2017). *Investigación de Operaciones I*. Alfaomega.
- Fourer, R., Gay, D. M., & Kernighan, B. W. (1990). A Modeling Language for Mathematical Programming. *Management Science*. <https://doi.org/10.1287/mnsc.36.5.519>
- Gaing, Z. L. (2004). Constrained dynamic economic dispatch solution using particle swarm optimization. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. <https://doi.org/10.1109/pes.2004.1372777>
- Granelli, G. P., Marannino, P., Montagna, M., & Silvestri, A. (1989). Fast and efficient gradient projection algorithm for dynamic generation dispatching. *IEE Proceedings C: Generation Transmission and Distribution*. <https://doi.org/10.1049/ip-c.1989.0039>
- Han, X. S., Gooi, H. B., & Kirschen, D. S. (2001). Dynamic economic dispatch: Feasible and optimal solutions. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/59.910777>
- Happ, H. H. (1977). Optimal power dispatch — a comprehensive survey. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. <https://doi.org/10.1109/T-PAS.1977.32397>
- Hindi, K. S., & Ab Ghani, M. R. (1991). Dynamic economic dispatch for large scale power systems: a Lagrangian relaxation approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(91\)90018-Q](https://doi.org/10.1016/0142-0615(91)90018-Q)
- IDEAM. (n.d.). *Radiación solar Cali*. Retrieved January 10, 2021, from

- <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/RadiacionPDF/Cali.pdf>
- IPSE. (2017). *Diseño Y Estructuración De Proyectos Energético En Las ZNI*. <http://www.ipse.gov.co/transparencia-y-acceso-a-informacion-publica/planeacion/programas-y-proyectos-en-ejecucion/category/148-diseno-y-estructuracion-de-proyectos-energetico-en-las-zni-nacional?download=629:resumen-ejecutivo>
- IRENA. (2016). *Solving the Energy Access Problem with Renewable Mini-Grids*. <https://irena.org/newsroom/articles/2016/Oct/Solving-the-Energy-Access-Problem-with-Renewable-Mini-Grids>
- Johnson, B., Denholm, P., Kroposki, B., & Hodge, B. (2017). Achieving a 100% Renewable Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*. <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2637122>
- Li, F. (2005). Towards more cost saving under stricter ramping rate constraints of dynamic economic dispatch problems - a genetic based approach. *Second International Conference on Genetic Algorithms in Engineering Systems, 1997*, 221–225. <https://doi.org/10.1049/cp:19971184>
- Liang, R. H. (1999). A neural-based redispatch approach to dynamic generation allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/59.801901>
- Liu, X., Ding, M., Han, J., Han, P., & Peng, Y. (2010). Dynamic economic dispatch for microgrids including battery energy storage. *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, 914–917. <https://doi.org/10.1109/PEDG.2010.5545768>
- Mahor, A., Prasad, V., & Rangnekar, S. (2009). Economic dispatch using particle swarm optimization: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.03.007>
- Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., Mancarella, P., & Von Appen, J. (2015). Microgrid evolution roadmap. *Proceedings - 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST 2015*. <https://doi.org/10.1109/SEDST.2015.7315197>
- Ouiddir, R., Rahli, M., & Abdelhakem-Koridak, L. (2005). Economic dispatch using a genetic algorithm: Application to western Algeria's electrical power network. *Journal of Information Science and Engineering*.
- Reddy, S. S., & Bijwe, P. R. (2015). Real time economic dispatch considering renewable energy resources. *Renewable Energy*, 83, 1215–1226. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.011>
- Santillán-Lemus, F. D., Minor-Popocatl, H., Aguilar-Mejía, O., & Tapia-Olvera, R. (2019). Optimal Economic Dispatch in Microgrids with Renewable Energy Sources. *Energies*, 12(1), 181. <https://doi.org/10.3390/en12010181>
- Somuah, C. B., & Khunaizi, N. (1990). Application or linear programming redispatch technique to dynamic generation allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/59.49081>
- UPME. (2018). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- Wu, H., Liu, X., & Ding, M. (2014). Dynamic economic dispatch of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63, 336–346. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.002>
- Xia, X., & Elaiw, A. M. (2010). Optimal dynamic economic dispatch of generation: A review. In *Electric Power Systems Research* (Vol. 80, Issue 8, pp. 975–986). <https://doi.org/10.1016/j.epr.2009.12.012>
- XM E.S.P. (2015). *Overview Colombia Power System & Renewable Integration*. <https://www.xm.com.co/Documents/Renovables/OverviewColombianPowerSystem.pdf>

Zachar, M., & Daoutidis, P. (2016a). Economic dispatch for microgrids with constrained external power exchange. *IFAC-PapersOnLine*, 49(7), 833–838. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2016.07.293>

Zachar, M., & Daoutidis, P. (2016b). Economic dispatch for microgrids with constrained external power exchange. *IFAC-PapersOnLine*, 49(7), 833–838. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2016.07.293>

10 ANEXOS

10.1 Modelo matemático en AMPL

10.1.1 Archivo del modelo

```

# Modelo matematico de despacho de una microrred aislada

# Conjuntos
set PERIODOS;
set RANGOS_OPERACION;
set TRAMOS;

# Parametros
param COSTO_DIESEL >=0; # Costo del combustible Diesel [$/Gal]
param POTENCIA_SOLAR {t in PERIODOS} >=0; # Potencia generada por la planta solar en el
periodo t [W]
param DEMANDA {t in PERIODOS} >=0; # Potencia consumida por la carga l en el periodo t
[W]
param CONSUMO {r in RANGOS_OPERACION} >=0; # Consumo de combustible del generador Diesel
en el rango r [Gal/W]
param POTENCIA_MAXIMA_DIESEL >=0; # Potencia máxima entregada por el generador Diesel [W
]
param POTENCIA_MAXIMA_BATERIA >=0; # Potencia máxima entregada por la batería [W]
param CARGA_MAXIMA_BATERIA >=0; # Carga máxima que puede almacenar la batería [W*hr]
param LIMITE_INFERIOR {r in RANGOS_OPERACION} >=0; # Límite inferior del rango r [W]
param LIMITE_SUPERIOR {r in RANGOS_OPERACION} >=0; # Límite superior del rango r [W]
param LIMITE_INFERIOR_TRAMO {i in TRAMOS} ; # Límite superior del tramo i [%]
param LIMITE_SUPERIOR_TRAMO {i in TRAMOS} >=0; # Límite superior del tramo i [W]
param PENDIENTE {i in TRAMOS}; # Pendiente de la recta carga de la batería del tramo i
param INTERSECCION {i in TRAMOS} >=0; # Intersección de la recta carga de la batería del
tramo i
param M >=0; # Constante muy grande
param TOL >=0; # Tolerancia

# Variables
var D {r in RANGOS_OPERACION, t in PERIODOS} >=0; # Potencia entregada por el generador
Diesel en el periodo t [W]
var BOUT {t in PERIODOS} >=0; # Potencia entregada por la batería en el periodo t [W]
var BIN {t in PERIODOS} >=0; # Potencia consumida por la batería en el periodo t [W]
var SOC {t in PERIODOS} >=0 , <=1; # Nivel de carga de la batería en el periodo t [%]
var SOC2 {t in PERIODOS} >=0 , <=1; # Nivel de carga de la batería en el periodo t [%]
var A {t in PERIODOS} binary; # Decisión de cargar la batería en el periodo t [0 = No ca
rga, 1 = Sí carga].
var P {t in PERIODOS} binary; # Selección del tramo de la función del cálculo del SOC fi
nal [0 = Tramo 0, 1 = Tramo 1]

```

```

var B {i in TRAMOS, t in PERIODOS} binary; # Decisión de usar la ecuación de carga de la
  batería del tramo i [0 = No se usa, 1 = Sí se usa]
var R {i in TRAMOS, t in PERIODOS} binary; # Detección de si el estado de carga es mayor
  que el límite inferior del tramo i [0 = No es, 1 = Sí es]
var MOD {r in RANGOS_OPERACION, t in PERIODOS} binary; # Decisión de entregar potencia c
  on el generador Diesel en el rango r en el periodo t [0 = No entrega, 1 = Sí entrega].
var I {t in PERIODOS} binary;
var N {t in PERIODOS} integer >=0;
var Q {t in PERIODOS} binary;

# Funcion Objetivo
minimize COSTO:
  sum{r in RANGOS_OPERACION, t in PERIODOS} D[r,t] * CONSUMO[r] * COSTO_DIESEL
;

# Restricciones
subject to DEMANDA_MINIMA {t in PERIODOS}:
  sum{r in RANGOS_OPERACION} D[r,t] + POTENCIA_SOLAR[t] + BOUT[t] >= DEMANDA[t] + BIN[
t]
;

# subject to DEMANDA_MINIMA2 {t in PERIODOS}:
#   sum{r in RANGOS_OPERACION} D[r,t] + BOUT[t] <= DEMANDA[t] + + BIN[t]
# ;

subject to GENERACION {r in RANGOS_OPERACION, t in PERIODOS}:
  D[r,t] >= LIMITE_INFERIOR[r] * MOD[r,t]
;

subject to GENERACION2 {r in RANGOS_OPERACION, t in PERIODOS}:
  D[r,t] <= (LIMITE_SUPERIOR[r] - 0.1) * MOD[r,t]
;

subject to EXCLUSIVIDAD_RANGO {t in PERIODOS}:
  sum{r in RANGOS_OPERACION} MOD[r,t] <= 1
;

subject to CALCULO_SOC1 {t in PERIODOS: t > 1}:
  SOC2[t] >= 5/100 - M * (2 - A[t-1] - (1 - P[t-1]))
;

subject to CALCULO_SOC2 {t in PERIODOS: t > 1}:
  SOC2[t] <= 5/100 + M * (2 - A[t-1] - (1 - P[t-1]))
;

```

```

subject to CALCULO_SOC3 {t in PERIODOS: t > 1}:
    SOC2[t] >= 0.9245 * SOC[t-1] + 0.0728 - SOC[t-1] - M * (2 - A[t-1] - P[t-1])
;

subject to CALCULO_SOC4 {t in PERIODOS: t > 1}:
    SOC2[t] <= 0.9245 * SOC[t-1] + 0.0728 - SOC[t-1] + M * (2 - A[t-1] - P[t-1])
;

subject to CALCULO_SOC5 {t in PERIODOS: t > 1}:
    SOC2[t] <= M * A[t-1]
;

subject to CALCULO_SOC6 {t in PERIODOS: t > 1}:
    SOC[t] = SOC2[t] + SOC[t-1] - BOUT[t-1] / CARGA_MAXIMA_BATERIA
;

subject to SELECCION_TRAMO_CALCULO_SOC {t in PERIODOS}:
    SOC[t] <= 0.39 + P[t] * M
;

subject to SELECCION_TRAMO_CALCULO_SOC2 {t in PERIODOS}:
    0.39 * P[t] <= SOC[t] - TOL
;

# subject to SELECCION_TRAMO_CALCULO_SOC2 {t in PERIODOS}:
#     0.4 * P[t] <= SOC[t]
# ;

subject to SOC_INICIAL:
    SOC[1] = 0.001
;

subject to POTENCIA_ENTREGADA_BATERIA1 {t in PERIODOS}:
    BOUT[t] <= (1 - A[t]) * POTENCIA_MAXIMA_BATERIA
;

subject to CARGA_MINIMA_BATERIA {t in PERIODOS}:
    SOC[t] - BOUT[t] / CARGA_MAXIMA_BATERIA >= 0.2 * (1 - A[t]);
;

subject to POTENCIA_CONSUMIDA_BATERIA1 {i in TRAMOS, t in PERIODOS}:
    BIN[t] >= PENDIENTE[i] * SOC[t] + INTERSECCION[i] - (2 - B[i,t] - A[t]) * M
;

subject to POTENCIA_CONSUMIDA_BATERIA2 {i in TRAMOS, t in PERIODOS}:

```

```

    BIN[t] <= PENDIENTE[i] * SOC[t] + INTERSECCION[i] + (1 - B[i,t]) * M
;

subject to POTENCIA_CONSUMIDA_BATERIA3 {t in PERIODOS}:
    BIN[t] <= A[t] * M
;

subject to EXCLUSIVIDAD_TRAMO {t in PERIODOS, i in TRAMOS: i<7}:
    B[i,t] = R[i,t] - R[i+1,t];
;

subject to EXCLUSIVIDAD_TRAMO2 {t in PERIODOS, i in TRAMOS: i=7}:
    B[i,t] = R[i,t];
;

subject to EXCLUSIVIDAD_TRAMO3 {t in PERIODOS}:
    sum{i in TRAMOS} R[i,t] >= 1
;

subject to LIM_INFERIOR_TRAMO {t in PERIODOS, i in TRAMOS}:
    SOC[t] <= LIMITE_INFERIOR_TRAMO[i] + R[i,t] * M;
;

subject to LIM_INFERIOR_TRAMO2 {t in PERIODOS, i in TRAMOS}:
    SOC[t] >= (LIMITE_INFERIOR_TRAMO[i] + TOL) * R[i,t]
;

subject to TEST1 {t in PERIODOS}:
    sum{r in RANGOS_OPERACION} D[r,t] <= M * I[t]
;

subject to TEST2 {t in PERIODOS}:
    sum{r in RANGOS_OPERACION} D[r,t] >= I[t]
;

subject to TEST3 {t in PERIODOS: t>1}:
    N[t] = 1 + I[t-1] - I[t]
;

subject to TEST4 {t in PERIODOS: t>1}:
    N[t] <= 1 + Q[t] * M
;

subject to TEST5 {t in PERIODOS: t>1}:
    1.1 * Q[t] <= N[t]

```

```
;

subject to TEST6 {t in PERIODOS: t=1}:
    Q[1] = 0
;

subject to TEST7 {t in PERIODOS: t<282}:
    sum{1 in t..t+6} I[1] <= (1 - Q[t]) * M
;
```

10.1.2 Archivo del datos

```
# Modelo matemático de apertura de planta
```

```
# Conjuntos
```

```
set PERIODOS:=
    1  2  3  4  5  6  7  8  9  10
    11 12 13 14 15 16 17 18 19 20
    21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
    31 32 33 34 35 36 37 38 39 40
    41 42 43 44 45 46 47 48
;
```

```
set TRAMOS:= 1 2 3;
```

```
set RANGOS_OPERACION:= 1 2 3;
```

```
# Parametros
```

```
param COSTO_DIESEL := 8224;
```

```
param POTENCIA_SOLAR :=
```

```
1  0
2  0
3  0
4  0
5  0
6  0
7  0
8  0
9  0
10 0
11 0
12 10000
```

13 20000
 14 80000
 15 140000
 16 240000
 17 340000
 18 484000
 19 628000
 20 737000
 21 846000
 22 891500
 23 937000
 24 928500
 25 920000
 26 857000
 27 794000
 28 709500
 29 625000
 30 537500
 31 450000
 32 348000
 33 246000
 34 156000
 35 66000
 36 33000
 37 0
 38 0
 39 0
 40 0
 41 0
 42 0
 43 0
 44 0
 45 0
 46 0
 47 0
 48 0

;

param DEMANDA :=

1 643939
 2 629133
 3 614327
 4 605855
 5 597384
 6 590812

7 584241
8 591544
9 598846
10 605379
11 611911
12 612133
13 612355
14 653521
15 694686
16 754556
17 814426
18 845163
19 875900
20 904655
21 933409
22 959330
23 985250
24 981628
25 978006
26 977452
27 976897
28 988448
29 1000000
30 997241
31 994483
32 979158
33 963833
34 928662
35 893491
36 920013
37 946535
38 943209
39 939884
40 921121
41 902358
42 874921
43 847484
44 816838
45 786191
46 751044
47 715896
48 668539

;

param CONSUMO :=

```
1  0.0000063
2  0.0000055
3  0.0000053
;

param POTENCIA_MAXIMA_DIESEL := 1350000;
param POTENCIA_MAXIMA_BATERIA := 500000;
param CARGA_MAXIMA_BATERIA := 6000000;
param LIMITE_INFERIOR :=
1  50000
2  350000
3  750000
;
param LIMITE_SUPERIOR :=
1  350000
2  750000
3  1350000
;

param LIMITE_INFERIOR_TRAMO :=
1  0
2  0.0400
3  0.1000
4  0.2000
5  0.3900
6  0.4367
7  0.6000
;

param PENDIENTE :=
1  1382749
2  886851
3  513484
4  251541
5  -228383
6  -559692
7  -415937
;

param INTERSECCION :=
1  42817
2  63183
3  101378
4  155031
5  337737
```

```
6 480342
7 393098
;

param M := 5e6;

param TOL := 1e-4
```

10.1.3 Archivo de comandos

```
reset;
model Modelo.mod;
data Datos.dat;

option solver gurobi;
option gurobi_options 'outlev=1 timelim=240 NumericFocus=3';

# COMANDOS DE INICIALIZACIÓN DE CONDICIONES:

option show_stats 1;
option solution_precision 0;
option omit_zero_rows 0;
option omit_zero_cols 0;
option display_precision 6;
option display_round 1;
option display_width 100;
option display_1col 50;

# COMANDO DE SOLUCIÓN:

solve;

# COMANDOS DE IMPRESIÓN DE RESULTADOS:

printf "\n\n*****\n";
printf "RESULTADOS DEL PROBLEMA DE DESPACHO DE MICRORREDES \n";
printf "*****\n\n";

printf "\nCOSTO = \t%9.1f", COSTO;

printf "\n\n CANTIDADES A GENERAR EN CADA RANTO DE OPERACION=\n\n";
display D;

printf "\n DESICION DE RANGO=\n\n";
```

```

option display_round 0;
display MOD;

printf "\n POTENCIA ENTREGADA POR LA BATERIA=\n\n";
display BOUT;

printf "\n POTENCIA CONSUMIDA POR LA BATERIA=\n\n";
display BIN;

printf "\n ESTADO DE CARGA DE LA BATERIA=\n\n";
option display_round 3;
display SOC;

printf "\n DESICION DE CARGAR=\n\n";
option display_round 0;
display A;

printf "\n TRAMO DE LA FUNCION DE CARGA=\n\n";
option display_round 0;
display B;

printf "\n TRAMO DE LA FUNCION DE CARGA=\n\n";
option display_round 0;
display R;

```

10.2 Datos de radiación solar en Wh/m²

PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
6	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
7	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0	1	1
8	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
9	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
10	1	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	9	8	11	15	19	18	15	15	21	23	20	13
13	18	16	22	29	38	35	30	30	41	44	39	26
14	62	56	64	79	85	87	85	86	100	101	91	70
15	106	96	106	129	132	138	141	141	158	157	143	114

PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
16	180	167	179	210	200	214	223	223	253	240	224	188
17	255	237	252	292	268	289	305	304	347	323	306	262
18	357	332	343	378	354	376	392	397	443	417	387	351
19	459	427	435	465	441	463	478	490	539	510	469	439
20	534	518	519	533	510	527	550	564	609	567	523	508
21	610	609	603	602	579	590	621	637	679	624	577	576
22	643	636	645	639	607	611	651	661	703	649	597	599
23	677	664	688	677	635	632	682	684	726	673	617	622
24	670	670	683	667	632	626	680	683	704	659	608	622
25	663	676	678	656	629	621	678	681	682	644	599	622
26	620	646	630	613	591	588	642	648	614	578	555	566
27	578	616	582	569	554	554	607	616	547	512	511	510
28	517	544	513	496	485	494	536	542	487	445	439	444
29	457	472	444	424	416	434	466	467	427	378	366	377
30	394	389	387	352	340	375	403	395	357	316	305	321
31	331	307	329	281	264	315	340	324	287	254	244	264
32	257	246	254	211	203	244	274	264	222	184	177	198
33	183	185	180	141	143	172	208	204	157	114	110	132
34	116	120	117	90	91	113	139	134	98	67	64	79
35	49	54	54	39	39	53	71	63	39	21	19	27
36	25	28	28	20	20	27	36	32	20	10	10	13
37	1	2	2	1	1	1	2	2	0	0	0	0
38	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.3 Potencia generada por la planta solar en cada periodo de tiempo

PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	10000	10000	15000	20000	28500	27500	29000	29000	30000	34000	29000	20000
13	20000	20000	30000	40000	57000	55000	58000	58000	60000	68000	58000	40000
14	80000	75000	86500	86500	97000	121000	96000	96000	137000	140000	125000	96500
15	140000	130000	143000	133000	137000	187000	134000	134000	214000	212000	192000	153000
16	240000	224000	242500	265500	250500	286000	271500	271000	341500	324500	303000	254000
17	340000	318000	342000	398000	364000	385000	409000	408000	469000	437000	414000	355000
18	484000	448500	468500	517000	483500	508000	531000	538500	602500	566000	526000	475500
19	628000	579000	595000	636000	603000	631000	653000	669000	736000	695000	638000	596000
20	737000	706000	712000	730000	698000	719000	752000	771000	833500	774500	713000	691500
21	846000	833000	829000	824000	793000	807000	851000	873000	931000	854000	788000	787000
22	891500	874000	895500	876500	831500	836000	893000	905000	963500	887500	815500	819000
23	937000	915000	962000	929000	870000	865000	935000	937000	996000	921000	843000	851000
24	928500	921000	951000	913500	865000	858000	934500	934500	964500	900500	830500	851000
25	920000	927000	940000	898000	860000	851000	934000	932000	933000	880000	818000	851000
26	857000	884500	872000	837500	808000	803500	882500	887500	840000	789500	758000	774000
27	794000	842000	804000	777000	756000	756000	831000	843000	747000	699000	698000	697000
28	709500	742500	707000	677500	662000	673000	734500	741000	665000	607500	598500	605500
29	625000	643000	610000	578000	568000	590000	638000	639000	583000	516000	499000	514000
30	537500	546000	528500	480000	463000	509000	550000	539500	485500	429000	413500	435000
31	450000	449000	447000	382000	358000	428000	462000	440000	388000	342000	328000	356000
32	348000	349500	345000	284500	274000	327500	368000	354500	296500	244500	230000	257000
33	246000	250000	243000	187000	190000	227000	274000	269000	205000	147000	132000	158000
34	156000	161000	157500	118500	120000	143500	177000	169000	119500	83500	75500	91500
35	66000	72000	72000	50000	50000	60000	80000	69000	34000	20000	19000	25000
36	33000	36000	36000	25000	25000	30000	40000	34500	17000	10000	9500	12500
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.4 Resultados del modelo de programación lineal

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
12:00:00 a. m.	574.200	-	44.200	-	530.000	0,10%
12:05:00 a. m.	635.912	-	108.412	-	527.500	5,10%
12:10:00 a. m.	677.755	-	152.755	-	525.000	10,10%
12:15:00 a. m.	701.414	-	178.914	-	522.500	15,10%
12:20:00 a. m.	750.000	-	204.588	-	520.000	20,10%
12:25:00 a. m.	750.000	-	218.168	-	517.500	25,10%
12:30:00 a. m.	750.000	-	230.745	-	515.000	30,10%
12:35:00 a. m.	50.000	462.500	-	-	512.500	35,10%
12:40:00 a. m.	750.000	-	223.932	-	510.000	27,39%
12:45:00 a. m.	750.000	-	236.509	-	507.500	32,39%
12:50:00 a. m.	50.000	455.000	-	-	505.000	37,39%
12:55:00 a. m.	50.000	452.500	-	-	502.500	29,81%
1:00:00 a. m.	711.041	-	211.041	-	500.000	22,27%
1:05:00 a. m.	498.333	-	-	-	498.333	27,27%
1:10:00 a. m.	61.267	435.400	-	-	496.667	27,27%
1:15:00 a. m.	700.364	-	205.364	-	495.000	20,01%
1:20:00 a. m.	711.274	-	217.941	-	493.333	25,01%
1:25:00 a. m.	50.000	441.667	-	-	491.667	30,01%
1:30:00 a. m.	702.002	-	212.002	-	490.000	22,65%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
1:35:00 a. m.	50.000	438.333	-	-	488.333	27,65%
1:40:00 a. m.	692.870	-	206.203	-	486.667	20,34%
1:45:00 a. m.	703.780	-	218.780	-	485.000	25,34%
1:50:00 a. m.	714.690	-	231.357	-	483.333	30,34%
1:55:00 a. m.	50.000	431.667	-	-	481.667	35,34%
2:00:00 a. m.	50.000	430.000	-	-	480.000	28,15%
2:05:00 a. m.	686.143	-	207.810	-	478.333	20,98%
2:10:00 a. m.	350.000	126.667	-	-	476.667	25,98%
2:15:00 a. m.	690.077	-	215.077	-	475.000	23,87%
2:20:00 a. m.	50.000	423.333	-	-	473.333	28,87%
2:25:00 a. m.	681.573	-	209.906	-	471.667	21,82%
2:30:00 a. m.	692.483	-	222.483	-	470.000	26,82%
2:35:00 a. m.	50.000	418.333	-	-	468.333	31,82%
2:40:00 a. m.	684.189	-	217.522	-	466.667	24,84%
2:45:00 a. m.	50.000	415.000	-	-	465.000	29,84%
2:50:00 a. m.	676.034	-	212.701	-	463.333	22,93%
2:55:00 a. m.	461.667	-	-	-	461.667	27,93%
3:00:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	27,93%
3:05:00 a. m.	668.089	0	208.089	-	460.000	21,09%
3:10:00 a. m.	94.400	365.600	-	-	460.000	26,09%
3:15:00 a. m.	664.075	-	204.075	-	460.000	20,00%
3:20:00 a. m.	160.000	300.000	-	-	460.000	25,00%
3:25:00 a. m.	664.075	-	204.075	-	460.000	20,00%
3:30:00 a. m.	677.916	-	217.916	-	460.000	25,00%
3:35:00 a. m.	690.493	-	230.493	-	460.000	30,00%
3:40:00 a. m.	703.070	-	243.070	-	460.000	35,00%
3:45:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	40,00%
3:50:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	33,17%
3:55:00 a. m.	80.600	379.400	-	-	460.000	26,33%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
4:00:00 a. m.	665.364	-	205.364	-	460.000	20,01%
4:05:00 a. m.	677.941	-	217.941	-	460.000	25,01%
4:10:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	30,01%
4:15:00 a. m.	750.000	-	213.330	-	460.000	23,18%
4:20:00 a. m.	685.907	-	225.907	-	460.000	28,18%
4:25:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	33,18%
4:30:00 a. m.	750.000	-	221.295	-	460.000	26,34%
4:35:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	31,34%
4:40:00 a. m.	676.684	-	216.684	-	460.000	24,51%
4:45:00 a. m.	689.261	-	229.261	-	460.000	29,51%
4:50:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	34,51%
4:55:00 a. m.	684.649	-	224.649	-	460.000	27,68%
5:00:00 a. m.	50.000	410.000	-	-	460.000	32,68%
5:05:00 a. m.	685.038	-	220.038	1.667	466.667	25,84%
5:10:00 a. m.	750.000	-	232.615	3.333	473.333	30,84%
5:15:00 a. m.	50.000	425.000	0	5.000	480.000	35,84%
5:20:00 a. m.	390.000	90.000	0	6.667	486.667	28,76%
5:25:00 a. m.	50.000	435.000	-	8.333	493.333	27,26%
5:30:00 a. m.	695.364	-	205.364	10.000	500.000	20,01%
5:35:00 a. m.	350.000	145.600	-	11.667	506.667	25,01%
5:40:00 a. m.	711.837	-	211.837	13.333	513.333	22,58%
5:45:00 a. m.	50.000	455.000	-	15.000	520.000	27,58%
5:50:00 a. m.	714.075	-	204.075	16.667	526.667	20,00%
5:55:00 a. m.	750.000	-	217.916	18.333	533.333	25,00%
6:00:00 a. m.	750.493	-	230.493	20.000	540.000	30,00%
6:05:00 a. m.	75.000	440.000	-	30.000	545.000	35,00%
6:10:00 a. m.	50.000	460.000	-	40.000	550.000	27,67%
6:15:00 a. m.	709.075	-	204.075	50.000	555.000	20,00%
6:20:00 a. m.	717.916	-	217.916	60.000	560.000	25,00%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
6:25:00 a. m.	750.000	-	230.493	70.000	565.000	30,00%
6:30:00 a. m.	50.000	440.000	-	80.000	570.000	35,00%
6:35:00 a. m.	50.000	435.000	-	90.000	575.000	27,67%
6:40:00 a. m.	686.387	-	206.387	100.000	580.000	20,42%
6:45:00 a. m.	693.964	-	218.964	110.000	585.000	25,42%
6:50:00 a. m.	50.000	420.000	-	120.000	590.000	30,42%
6:55:00 a. m.	678.934	-	213.934	130.000	595.000	23,42%
7:00:00 a. m.	686.511	-	226.511	140.000	600.000	28,42%
7:05:00 a. m.	687.421	-	239.088	156.667	605.000	33,42%
7:10:00 a. m.	50.000	386.667	-	173.333	610.000	38,42%
7:15:00 a. m.	50.000	375.000	-	190.000	615.000	31,97%
7:20:00 a. m.	633.066	-	219.733	206.667	620.000	25,72%
7:25:00 a. m.	98.334	303.333	-	223.333	625.000	30,72%
7:30:00 a. m.	50.000	340.000	-	240.000	630.000	25,67%
7:35:00 a. m.	582.408	-	204.075	256.667	635.000	20,00%
7:40:00 a. m.	67.267	299.400	-	273.333	640.000	25,00%
7:45:00 a. m.	560.364	-	205.364	290.000	645.000	20,01%
7:50:00 a. m.	50.000	293.333	-	306.667	650.000	25,01%
7:55:00 a. m.	537.311	-	205.644	323.333	655.000	20,12%
8:00:00 a. m.	50.000	270.000	-	340.000	660.000	25,12%
8:05:00 a. m.	507.902	-	206.902	364.000	665.000	20,62%
8:10:00 a. m.	50.000	232.000	-	388.000	670.000	25,62%
8:15:00 a. m.	472.752	-	209.752	412.000	675.000	21,75%
8:20:00 a. m.	65.399	178.601	-	436.000	680.000	26,75%
8:25:00 a. m.	50.000	175.000	-	460.000	685.000	23,78%
8:30:00 a. m.	413.505	-	207.505	484.000	690.000	20,86%
8:35:00 a. m.	187.000	-	0	508.000	695.000	25,86%
8:40:00 a. m.	388.082	-	220.082	532.000	700.000	25,86%
8:45:00 a. m.	-	149.000	-	556.000	705.000	30,86%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
8:50:00 a. m.	-	130.000	-	580.000	710.000	28,38%
8:55:00 a. m.	-	111.000	-	604.000	715.000	26,21%
9:00:00 a. m.	-	92.000	-	628.000	720.000	24,36%
9:05:00 a. m.	-	72.166	-	646.167	718.333	22,83%
9:10:00 a. m.	-	52.334	-	664.333	716.667	21,63%
9:15:00 a. m.	-	32.500	-	682.500	715.000	20,75%
9:20:00 a. m.	-	12.666	-	700.667	713.333	20,21%
9:25:00 a. m.	-	-	-	718.833	711.667	20,00%
9:30:00 a. m.	-	-	-	737.000	710.000	20,00%
9:35:00 a. m.	-	-	-	755.167	708.333	20,00%
9:40:00 a. m.	-	-	-	773.333	706.667	20,00%
9:45:00 a. m.	-	-	-	791.500	705.000	20,00%
9:50:00 a. m.	97.741	-	204.075	809.667	703.333	20,00%
9:55:00 a. m.	50.000	-	-	827.833	701.667	25,00%
10:00:00 a. m.	71.916	-	217.916	846.000	700.000	25,00%
10:05:00 a. m.	82.743	-	230.493	853.583	705.833	30,00%
10:10:00 a. m.	93.570	-	243.070	861.167	711.667	35,00%
10:15:00 a. m.	50.000	-	-	868.750	717.500	40,00%
10:20:00 a. m.	93.384	-	246.384	876.333	723.333	40,00%
10:25:00 a. m.	77.872	-	232.622	883.917	729.167	44,26%
10:30:00 a. m.	50.000	-	-	891.500	735.000	48,20%
10:35:00 a. m.	52.330	-	210.580	899.083	740.833	48,20%
10:40:00 a. m.	50.000	-	190.201	906.667	746.667	51,84%
10:45:00 a. m.	50.000	83.856	-	914.250	752.500	55,21%
10:50:00 a. m.	50.000	-	179.183	921.833	758.333	53,81%
10:55:00 a. m.	-	-	161.175	929.417	764.167	57,03%
11:00:00 a. m.	-	-	144.527	937.000	770.000	60,00%
11:05:00 a. m.	-	-	132.098	935.583	770.833	62,75%
11:10:00 a. m.	-	-	121.523	934.167	771.667	65,29%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
11:15:00 a. m.	-	-	111.747	932.750	772.500	67,64%
11:20:00 a. m.	-	-	102.708	931.333	773.333	69,82%
11:25:00 a. m.	-	-	94.353	929.917	774.167	71,82%
11:30:00 a. m.	-	-	86.628	928.500	775.000	73,68%
11:35:00 a. m.	-	-	79.486	927.083	775.833	75,40%
11:40:00 a. m.	-	-	72.883	925.667	776.667	76,99%
11:45:00 a. m.	-	-	66.779	924.250	777.500	78,45%
11:50:00 a. m.	-	-	61.136	922.833	778.333	79,81%
11:55:00 a. m.	-	-	55.919	921.417	779.167	81,06%
12:00:00 p. m.	-	-	51.096	920.000	780.000	82,22%
12:05:00 p. m.	-	-	46.637	909.500	777.500	83,30%
12:10:00 p. m.	-	-	42.514	899.000	775.000	84,29%
12:15:00 p. m.	-	-	38.703	888.500	772.500	85,20%
12:20:00 p. m.	-	-	35.180	878.000	770.000	86,05%
12:25:00 p. m.	-	-	31.923	867.500	767.500	86,83%
12:30:00 p. m.	-	-	28.911	857.000	765.000	87,56%
12:35:00 p. m.	-	-	26.127	846.500	762.500	88,23%
12:40:00 p. m.	-	-	23.553	836.000	760.000	88,85%
12:45:00 p. m.	-	-	21.173	825.500	757.500	89,42%
12:50:00 p. m.	-	-	18.974	815.000	755.000	89,95%
12:55:00 p. m.	-	-	16.940	804.500	752.500	90,44%
1:00:00 p. m.	-	-	15.059	794.000	750.000	90,89%
1:05:00 p. m.	-	-	13.321	779.917	744.167	91,31%
1:10:00 p. m.	-	-	11.714	765.833	738.333	91,69%
1:15:00 p. m.	-	-	10.228	751.750	732.500	92,05%
1:20:00 p. m.	-	-	8.855	737.667	726.667	92,38%
1:25:00 p. m.	50.000	-	7.585	723.583	720.833	92,69%
1:30:00 p. m.	-	5.500	-	709.500	715.000	92,97%
1:35:00 p. m.	-	13.750	-	695.417	709.167	92,88%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
1:40:00 p. m.	-	22.000	-	681.333	703.333	92,65%
1:45:00 p. m.	-	30.250	-	667.250	697.500	92,28%
1:50:00 p. m.	-	38.500	-	653.167	691.667	91,78%
1:55:00 p. m.	-	46.750	-	639.083	685.833	91,13%
2:00:00 p. m.	-	55.000	-	625.000	680.000	90,36%
2:05:00 p. m.	-	67.916	-	610.417	678.333	89,44%
2:10:00 p. m.	-	80.834	-	595.833	676.667	88,31%
2:15:00 p. m.	-	93.750	-	581.250	675.000	86,96%
2:20:00 p. m.	-	106.666	-	566.667	673.333	85,40%
2:25:00 p. m.	-	119.584	-	552.083	671.667	83,62%
2:30:00 p. m.	-	132.500	-	537.500	670.000	81,63%
2:35:00 p. m.	-	145.416	-	522.917	668.333	79,42%
2:40:00 p. m.	-	158.334	-	508.333	666.667	76,99%
2:45:00 p. m.	-	171.250	-	493.750	665.000	74,36%
2:50:00 p. m.	-	184.166	-	479.167	663.333	71,50%
2:55:00 p. m.	-	197.084	-	464.583	661.667	68,43%
3:00:00 p. m.	350.000	-	122.128	450.000	660.000	65,15%
3:05:00 p. m.	50.000	176.167	-	433.000	659.167	67,51%
3:10:00 p. m.	50.000	192.333	-	416.000	658.333	64,57%
3:15:00 p. m.	177.104	81.396	-	399.000	657.500	61,37%
3:20:00 p. m.	96.137	178.530	-	382.000	656.667	60,01%
3:25:00 p. m.	50.000	240.833	-	365.000	655.833	57,03%
3:30:00 p. m.	490.590	-	183.590	348.000	655.000	53,02%
3:35:00 p. m.	488.416	-	165.249	331.000	654.167	56,30%
3:40:00 p. m.	487.626	-	148.293	314.000	653.333	59,33%
3:45:00 p. m.	50.000	305.500	-	297.000	652.500	62,13%
3:50:00 p. m.	532.782	-	161.115	280.000	651.667	57,04%
3:55:00 p. m.	531.327	-	143.494	263.000	650.833	60,01%
4:00:00 p. m.	50.000	354.000	-	246.000	650.000	62,76%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
4:05:00 p. m.	50.000	369.833	-	231.000	650.833	56,86%
4:10:00 p. m.	50.000	385.667	-	216.000	651.667	50,70%
4:15:00 p. m.	50.000	401.500	-	201.000	652.500	44,27%
4:20:00 p. m.	50.000	417.333	-	186.000	653.333	37,58%
4:25:00 p. m.	715.221	-	232.054	171.000	654.167	30,62%
4:30:00 p. m.	50.000	449.000	-	156.000	655.000	35,62%
4:35:00 p. m.	50.000	464.833	-	141.000	655.833	28,14%
4:40:00 p. m.	750.000	0	206.320	126.000	656.667	20,39%
4:45:00 p. m.	765.397	-	218.897	111.000	657.500	25,39%
4:50:00 p. m.	62.333	500.000	-	96.000	658.333	30,39%
4:55:00 p. m.	788.679	-	210.512	81.000	659.167	22,06%
5:00:00 p. m.	817.089	-	223.089	66.000	660.000	27,06%
5:05:00 p. m.	112.833	500.000	-	60.500	673.333	32,06%
5:10:00 p. m.	408.278	223.389	-	55.000	686.667	23,72%
5:15:00 p. m.	854.575	-	204.075	49.500	700.000	20,00%
5:20:00 p. m.	887.249	-	217.916	44.000	713.333	25,00%
5:25:00 p. m.	918.660	-	230.493	38.500	726.667	30,00%
5:30:00 p. m.	950.070	-	243.070	33.000	740.000	35,00%
5:35:00 p. m.	350.000	375.833	0	27.500	753.333	40,00%
5:40:00 p. m.	984.558	-	239.891	22.000	766.667	33,74%
5:45:00 p. m.	1.015.968	-	252.468	16.500	780.000	38,74%
5:50:00 p. m.	1.017.887	-	235.554	11.000	793.333	43,74%
5:55:00 p. m.	1.014.457	-	213.290	5.500	806.667	47,71%
6:00:00 p. m.	1.012.707	-	192.707	-	820.000	51,39%
6:05:00 p. m.	1.008.678	-	173.678	-	835.000	54,79%
6:10:00 p. m.	772.037	77.963	-	-	850.000	57,93%
6:15:00 p. m.	1.028.358	-	163.358	-	865.000	56,64%
6:20:00 p. m.	1.026.545	-	146.545	-	880.000	59,64%
6:25:00 p. m.	750.000	145.000	-	-	895.000	62,42%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
6:30:00 p. m.	1.054.527	-	144.527	-	910.000	60,00%
6:35:00 p. m.	1.057.098	-	132.098	-	925.000	62,75%
6:40:00 p. m.	1.061.523	-	121.523	-	940.000	65,29%
6:45:00 p. m.	750.000	205.000	-	-	955.000	67,64%
6:50:00 p. m.	470.000	500.000	-	-	970.000	64,23%
6:55:00 p. m.	750.000	235.000	-	-	985.000	55,89%
7:00:00 p. m.	750.000	250.000	-	-	1.000.000	51,98%
7:05:00 p. m.	497.500	500.000	0	-	997.500	47,81%
7:10:00 p. m.	495.000	500.000	-	-	995.000	39,48%
7:15:00 p. m.	492.500	500.000	-	-	992.500	31,14%
7:20:00 p. m.	1.202.406	-	212.406	-	990.000	22,81%
7:25:00 p. m.	753.932	233.568	-	-	987.500	27,81%
7:30:00 p. m.	750.000	235.000	-	-	985.000	23,92%
7:35:00 p. m.	1.186.575	-	204.075	-	982.500	20,00%
7:40:00 p. m.	1.197.916	-	217.916	-	980.000	25,00%
7:45:00 p. m.	1.207.993	-	230.493	-	977.500	30,00%
7:50:00 p. m.	797.500	177.500	-	-	975.000	35,00%
7:55:00 p. m.	750.000	222.500	-	-	972.500	32,04%
8:00:00 p. m.	470.000	500.000	-	-	970.000	28,33%
8:05:00 p. m.	1.164.908	-	204.075	-	960.833	20,00%
8:10:00 p. m.	750.000	201.667	-	-	951.667	25,00%
8:15:00 p. m.	1.151.962	-	209.462	-	942.500	21,64%
8:20:00 p. m.	1.155.372	-	222.039	-	933.333	26,64%
8:25:00 p. m.	424.167	500.000	-	-	924.167	31,64%
8:30:00 p. m.	1.128.654	-	213.654	-	915.000	23,31%
8:35:00 p. m.	407.500	498.333	-	-	905.833	28,31%
8:40:00 p. m.	1.100.742	-	204.075	-	896.667	20,00%
8:45:00 p. m.	1.105.416	-	217.916	-	887.500	25,00%
8:50:00 p. m.	378.333	500.000	-	-	878.333	30,00%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
8:55:00 p. m.	1.078.699	-	209.532	-	869.167	21,67%
9:00:00 p. m.	460.000	400.000	-	-	860.000	26,67%
9:05:00 p. m.	1.053.242	-	204.075	-	849.167	20,00%
9:10:00 p. m.	1.056.249	-	217.916	-	838.333	25,00%
9:15:00 p. m.	350.000	477.500	-	-	827.500	30,00%
9:20:00 p. m.	1.027.142	-	210.475	-	816.667	22,04%
9:25:00 p. m.	383.333	422.500	-	-	805.833	27,04%
9:30:00 p. m.	999.075	-	204.075	-	795.000	20,00%
9:35:00 p. m.	1.002.083	-	217.916	-	784.167	25,00%
9:40:00 p. m.	350.000	423.333	-	-	773.333	30,00%
9:45:00 p. m.	975.246	-	212.746	-	762.500	22,94%
9:50:00 p. m.	350.000	401.667	-	-	751.667	27,94%
9:55:00 p. m.	949.316	-	208.483	-	740.833	21,25%
10:00:00 p. m.	355.000	375.000	- 0	-	730.000	26,25%
10:05:00 p. m.	923.242	-	204.075	-	719.167	20,00%
10:10:00 p. m.	926.249	-	217.916	-	708.333	25,00%
10:15:00 p. m.	350.000	347.500	-	-	697.500	30,00%
10:20:00 p. m.	434.167	252.500	-	-	686.667	24,21%
10:25:00 p. m.	879.908	-	204.075	-	675.833	20,00%
10:30:00 p. m.	365.600	299.400	-	-	665.000	25,00%
10:35:00 p. m.	859.531	-	205.364	-	654.167	20,01%
10:40:00 p. m.	861.274	-	217.941	-	643.333	25,01%
10:45:00 p. m.	132.500	500.000	-	-	632.500	30,01%
10:50:00 p. m.	831.224	-	209.557	-	621.667	21,68%
10:55:00 p. m.	832.967	-	222.134	-	610.833	26,68%
11:00:00 p. m.	100.000	500.000	-	-	600.000	31,68%
11:05:00 p. m.	807.916	-	213.749	-	594.167	23,34%
11:10:00 p. m.	814.659	-	226.326	-	588.333	28,34%
11:15:00 p. m.	821.403	-	238.903	-	582.500	33,34%

Hora	Potencia entregada Diesel	Potencia entregada batería	Potencia consumida batería	Potencia Planta Solar	Demanda	Estado de carga batería
11:20:00 p. m.	822.313	-	251.480	-	570.833	38,34%
11:25:00 p. m.	803.748	-	238.748	-	565.000	43,34%
11:30:00 p. m.	59.167	500.000	-	-	559.167	47,35%
11:35:00 p. m.	801.960	-	248.627	-	553.333	39,02%
11:40:00 p. m.	123.895	423.605	-	-	547.500	43,35%
11:45:00 p. m.	50.000	491.667	-	-	541.667	36,29%
11:50:00 p. m.	50.000	485.833	- 0	-	535.833	28,10%