

**DISEÑO Y EVALUACIÓN POR SIMULACIÓN DE ESTRATEGIAS DIRECTAS
DE GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA ADAPTAR EL DIMENSIONAMIENTO
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS A UN PRESUPUESTO
PREDEFINIDO**

**JULIETH XIOMARA CARO SILVA
ANN MARJIE MORENO PINZON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELÉCTRONICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

**DISEÑO Y EVALUACIÓN POR SIMULACIÓN DE ESTRATEGIAS DIRECTAS
DE GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA ADAPTAR EL DIMENSIONAMIENTO
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS A UN PRESUPUESTO
PREDEFINIDO**

**JULIETH XIOMARA CARO SILVA
ANN MARJIE MORENO PINZÓN**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniera Electricista

**DIRECTOR
JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ
PhD. en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELÉCTRONICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A DIOS

Por haberme dado sabiduría y entendimiento, por nunca dejarme desfallecer en los momentos más difíciles que he tenido que afrontar, ha iluminado mi vida con su amor, me cumplió su promesa “No temas, porque yo estoy contigo; no te angusties, porque yo soy tu Dios. Te fortaleceré y te ayudaré; te sostendré con mi diestra. (Is. 41, 10)”.

A mi madre María Teresa

Por darme la vida, por hacer de mí una mujer de principios, gracias por creer siempre en mí, eres el motor de mi vida, eres el mejor regalo que me ha dado DIOS, este logro no es mío, es por ti y para ti.

A mi padre Omar

Por enseñarme a persistir y nunca desistir, por brindarme todo lo que estuvo a su alcance para darme educación, un hombre que habla con sus actos porque tu querido padre me enseñaste con el ejemplo.

A mis hermanos Yamid, Camila y Juancho

Por las risas, juegos, consejos y por todo ese amor de hermanos único e incomparable, espero que se sientan orgullosos de mí, los amo.

A jacque

Por escucharme cuando más la he necesitado, te admiro y respeto, agradezco todo lo que haces por mí.

A Pedro

Por ser especial y único, desde que estas en mi vida todo es más bonito.

Julieth Xiomara Caro Silva

AGRADECIMIENTOS

Las autoras queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas que nos colaboraron en el transcurso del proyecto y su finalización, en especial al director del trabajo de grado el profesor Javier Enrique Solano Martínez por todos los conocimientos compartidos, por dirigirnos y siempre creer en nosotras. A todos los amigos de la universidad por los momentos vividos.

Julieth Xiomara Caro Silva

Ann Marjie Moreno Pinzón

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. INFORMACIÓN PRELIMINAR.....	17
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	17
2. OBJETIVOS.....	19
2.1 OBJETIVO GENERAL	19
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
3. METODOLOGÍA DE DIMENSIONADO TRADICIONAL POR KUYPER Y MORALES	20
3.1 DETERMINACIÓN DEL CONSUMO	21
3.1.1 Consumo medio diario.	21
3.2 CARACTERIZACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN	21
3.3 CARACTERIZACIÓN Y DIMENSIONADO DE LOS COMPONENTES	22
3.3.1 Generador fotovoltaico.....	22
3.3.2 Baterías.....	24
3.3.3 Inversor	26
3.3.4 Regulador	26
4. ALGORITMO DE GESTIÓN DIRECTA DE LA DEMANDA PROPUESTO	29
4.1 PROPUESTA DE GESTIÓN.....	29
4.2 CONTROL DEL ALGORITMO DE GESTIÓN	29
5. EVALUACIÓN DEL ALGORITMO POR SIMULACIÓN	33
5.1 MODELOS DE SIMULACIÓN.....	33
5.1.1 Modelo de simulación del panel fotovoltaico.....	33
5.1.2 Modelo de simulación de la batería	35
5.2 SALIDAS DE LA EVALUACIÓN DEL ALGORITMO POR SIMULACIÓN	36

5.3 SOLUCIÓN DEL CASO PROPUESTO CON METODOLOGÍA TRADICIONAL	38
5.3.1 Determinación de la carga instalada	38
5.3.2 Consumo diario promedio	39
5.3.3 Caracterización de la localización	41
5.3.4 Caracterización y dimensionado de los componentes	41
5.3.5 Especificaciones técnicas y económicas de los equipos utilizados	44
5.3.6 Valores límites para desenergizar	45
5.4 SOLUCIÓN CON METODOLOGÍA TRADICIONAL.....	46
5.5 SOLUCIÓN CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA	50
5.5.1 Autonomía del sistema sin control	50
5.5.2 Autonomía del sistema con control	52
5.5.3 Indicadores con control	55
6. DIMENSIONADO.....	59
6.1 CASO DE ESTUDIO PARA UN PRESUPUESTO REDUCIDO	59
6.1.1 Solución clásica	59
6.1.2 Solución con presupuesto reducido	59
6.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	60
6.2.1 Circuito prioritario	60
6.2.2 Circuito no prioritario	63
7. CONCLUSIONES	68
BIBLIOGRAFÍA.....	69
ANEXOS.....	71

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Carga instalada y circuitos ramales para una vivienda estrato 2.	39
Tabla 2. Potencia de equipos usados en la vivienda.	39
Tabla 3. Consumo diario de una vivienda tipo.	40
Tabla 4. Datos promediados de HPS para cada mes del año.	41
Tabla 5. Factores pico de arranque.	43
Tabla 6. Especificaciones técnicas y económicas de los equipos implementados.....	45
Tabla 7. Prioridad según los circuitos.	45
Tabla 8. Comparación de la metodología tradicional aplicando control y sin control.	50
Tabla 9. Autonomía del sistema sin control.	51
Tabla 10. Autonomía del sistema con control.	53
Tabla 11. Indicadores con control y 7 paneles.....	56
Tabla 12. Indicadores con control y 6 paneles.....	56
Tabla 13. Indicadores con control y 5 paneles.....	56
Tabla 14. Indicadores con control y 4 paneles.....	56
Tabla 15. Casos de estudio teniendo en cuenta costos, autonomía e indicadores.....	60
Tabla 16. Comparación de resultados entre los circuitos 2 lavado y planchado y 3 nevera con prioridad 1 y 5 respectivamente.....	67

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Componentes principales de un sistema fotovoltaico aislado.....	20
Figura 2. Diagrama de control (GRAFCET).....	30
Figura 3. Bloques en simulink de la estrategia de gestión.....	32
Figura 4. Esquema modelo ideal panel fotovoltaico.....	34
Figura 5. Esquema modelo de la batería.	36
Figura 6. Esquema de salida del código implementado.....	37
Figura 7. Esquema de siete ramas en paralelo con un módulo por rama.....	42
Figura 8. Autonomía sin control del circuito 3 de prioridad 2.	47
Figura 9. Autonomía sin control del circuito 1 de prioridad 2.	48
Figura 10. Autonomía con control del circuito 3 de prioridad 1.	49
Figura 11. Autonomía sin control del circuito 1 de prioridad 2.	49
Figura 12. Autonomía del sistema fotovoltaico con metodología convencional.	52
Figura 13. Autonomía con control para 5 baterías- C3.....	53
Figura 14. Autonomía con control para 5 baterías-C2.....	54
Figura 15. Autonomía con control para 2 baterías -C2.....	55
Figura 16. Potencia de referencia con restricción para C2.	57
Figura 17. Energía de referencia con restricción para medir índice de C2.	58
Figura 18. Autonomía del circuito 3 para la solución 2.	61
Figura 19. Autonomía del circuito 3 para la solución 3.	61
Figura 20. Circuito 3 para la solución 2.....	63
Figura 21. Autonomía del circuito 2 para la solución 2.	64
Figura 22. Autonomía del circuito 2 para la solución 3.	64
Figura 23. Potencia del circuito 2 para la solución 2.....	65
Figura 24. Energía del circuito 2 para la solución 2.	66

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. CÓDIGO INICIALIZACIÓN	71
ANEXO B. PLOT DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA CON CONTROL..	74
ANEXO C. ESPECIFICACIONES TECNICAS Y ECONOMICAS DE LOS EQUIPOS IMPLEMENTADOS.....	78
ANEXO D. MATLAB FUNTION1.....	82
ANEXO E. OZOM PARA UN SISTEMA DE DOMOTICA	83

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO Y EVALUACIÓN POR SIMULACIÓN DE ESTRATEGIAS DIRECTAS DE GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA ADAPTAR EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS A UN PRESUPUESTO PREDEFINIDO*.

AUTORES: JULIETH XIOMARA CARO SILVA
ANN MARJIE MORENO PINZÓN**

PALABRAS CLAVES: Estado de carga de la batería (SOC), control de carga, restricciones, prioridad de circuitos, nano red, gestión de demanda, estrategias directas, dimensionamiento.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo de grado se elaboró en un ámbito de programación con la herramienta Matlab Simulink, su objetivo es la simulación de una estrategia directa de "Gestión de la demanda" (Demand Side Management – DSM) y se clasifican en estrategias directas e indirectas. Para este documento se estudiará una estrategia directa basada en el control de carga, esta gestión logra reducir costos en instalación y consumo.

Inicialmente se escoge un método tradicional para estudiar la manera que dimensionan un sistema fotovoltaico, se implementa gestión de la demanda aplicando una estrategia directa por medio de la herramienta Matlab Simulink, para poder realizar esta gestión por medio del control de cargas se debe como primera instancia conocer el comportamiento de consumo de energía de los usuarios finales.

Esto lleva a construir las curvas de demanda que se pronostican de acuerdo con las necesidades del usuario y teniendo en cuenta normas técnicas como la NTC 2050 para luego, con la información preliminar hallada, se proceda a planear, integrar y monitorear la estrategia directa de gestión, se escoge un caso de estudio en particular, este caso de estudio es una vivienda tipo estrato 2 de 60 m² al cual se le aplica el método de dimensionado tradicional, para así por último realizar una comparación entre el dimensionado con el método tradicional y el dimensionado con gestión de la demanda..

* Proyecto de grado

** Facultad de ingenierías fisicomecánicas Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones Director Javier Enrique Solano Martínez PhD. en Ingeniería Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: DESIGN AND EVALUATION BY SIMULATION OF DIRECT STRATEGIES FOR DEMAND MANAGEMENT TO ADAPT THE DIMENSIONING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ISOLATED TO A PREDEFINED BUDGET*.

AUTHORS: JULIETH XIOMARA CARO SILVA
ANN MARJIE MORENO PINZÓN**

KEY WORDS: State of charge of the battery (SOC), load control, restrictions, priority of circuits, nano network, demand management, direct strategies, sizing.

DESCRIPTION:

This degree work was developed in a programming environment with the Matlab Simulink tool, its objective is the simulation of a direct strategy of "Demand Management" (DSM) and classified as direct and indirect strategies. For this document, a direct strategy based on load control will be studied, this management manages to decrease installation and consumption costs.

Initially, a traditional method is chosen to study the way that a photovoltaic system is dimensioned, demand management is implemented by applying a direct strategy through the Matlab Simulink tool, to be able to perform this management by means of load control, as a first instance Know the energy consumption behavior of end users.

This leads to build the demand curves that are predicted according to the needs of the user and taking into account technical standards such as the NTC 2050 to then, with the preliminary information found, proceed to plan, integrate and monitor the direct management strategy, a case study is chosen in particular, this case of study is a stratum 2 house of 60 m² to which the traditional sizing method is applied, in order to finally make a comparison between the sizing with the traditional method and the dimensioned with demand management.

* Proyecto de grado

** Facultad de ingenierías fisicomecánicas Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones Director Javier Enrique Solano Martínez PhD. en Ingeniería Eléctrica

INTRODUCCIÓN

El fuerte crecimiento de la demanda energética y las fuentes de energías renovables como lo es la fotovoltaica (FV) han promovido el constante desarrollo de las micro y nano redes, buscando entre otras cosas, ahorrar energía y reducir costos.

Las investigaciones que se han ido desarrollado, en su mayoría provienen de optimizar el sistema de generación. Esto se puede verificar en diferentes artículos que proponen en la IEEE, donde crean modelos o algoritmos capaces de mejorar el sistema¹, ². Estas investigaciones minimizan el análisis del lado de la carga, importante también para solución de problemas que a través de diversos métodos o acciones que gestionen de forma eficiente el consumo de un lugar, logran reducir costos en instalación y consumo. El término empleado se le conoce como “Gestión de la demanda” (En inglés Demand Side Management – DSM) y se clasifican en estrategias directas e indirectas. Para este documento se estudiará una estrategia directa basada en el control de carga ³.

Para poder realizar este control de carga se debe como primera instancia conocer el comportamiento de consumo de energía de los usuarios finales. Esto lleva a construir las curvas de demanda que se pronostican de acuerdo con las necesidades del usuario y teniendo en cuenta normas técnicas como la NTC 2050

¹ MENG, L, SAVAGHEBI. M, ANDRADE. F, VASQUEZ. J. C, GUERRERO. J, GRAELLS. M, “Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University” 2015

² WU. D, DRAGICEVIC. T, VASQUEZ. J, GUERRERO. J, GUAN. Y, “Secondary coordinated control of islanded micrigrids base don consensualgorithm s” 2014

³ OVIEDO J. C., SOLANO J. E., and DUARTE C. A., “Dimensionamiento de microrredes considerando estrategias de gestión de demanda: Revisión de la literatura y casos de estudio,” En energía renovable y materiales para nuevas tecnologías en colombia, 2017, p. 48

⁴ para luego, con la información preliminar hallada, se proceda a planear, integrar y monitorear la estrategia directa de gestión.

El proceso de dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico sin estrategias de gestión presenta una solución en donde todos los circuitos serán alimentados mientras exista una fuente energía capaz de suministrar toda la demanda que el usuario final necesite. Caso contrario sucede en esta investigación, donde se presenta una propuesta de gestión de la demanda para dimensionar. En este entorno, los circuitos son priorizados según la necesidad del usuario; lo cual permite desconectar progresivamente las cargas de menor a mayor importancia y a su vez, volver a conectarlos de manera contraria. Debido a esto, los circuitos definidos como baja prioridad serán desconectados rápidamente, lo que permite aumentar la autonomía y los criterios de calidad de la energía (o potencia) eléctrica en los circuitos delimitados como alta prioridad.

Para el desarrollo de la investigación se implementará un modelo de simulación de la nano red aislada con ayuda de MATLAB Simulink, conformada por generadores fotovoltaicos, baterías y circuitos ramales y se podrá hacer un análisis comparativo entre una solución basada en el control de carga y otra basada en metodologías de dimensionamiento convencionales, presentes en la literatura ⁵.

En este proyecto se presentará la metodología tradicional de dimensionamiento calculada, luego se explicará la propuesta de gestión con su algoritmo y como se evalúa el algoritmo para la simulación. Por último, se presenta una nueva solución de dimensionamiento para un caso estudio en específico

⁴ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN Código eléctrico colombiano (NTC 2050). (ICONTEC). Colombia, 1998

⁵ DE KUYPER, J. C. V. Fuentes de energía renovables y no renovables. Aplicaciones. Editorial Alfaomega. ISBN: 978-607-707-820-3. 2014 Páginas 286-301

1. INFORMACIÓN PRELIMINAR

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una nano red aislada es un usuario que está fuera de la red, en lugares donde no estén equipados con un sistema de distribución de energía eléctrica, estos deben producir su energía por medio de sistemas fotovoltaicos u otros ⁶. Para implementar un sistema fotovoltaico se debe dimensionar la nano red ya que esta debe contar con un número determinado de elementos que lo conforman. Las metodologías de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos utilizan como insumo perfiles de consumo típicos como por ejemplo los suministrados por la NTC 2050, estos perfiles se han generado teniendo en cuenta, sistemas de generación y distribución de energía clásicos.

Una problemática de utilizar estos perfiles clásicos para diseños de sistemas aislados de la red es que por lo general la solución obtenida se caracteriza por un costo elevado que el cliente potencial no siempre está en capacidad de pagar, haciendo que este se prive de poder contar con el servicio eléctrico desmejorando su calidad de vida.

Este proyecto busca, por medio de un algoritmo y código de MATLAB, analizar el problema de energización aislada desde una perspectiva diferente, cambiando el paradigma convencional del dimensionamiento al considerar que no existe una curva de demanda típica. En esta perspectiva, las estrategias directas de gestión de la demanda son utilizadas para modificar el perfil de consumo y que este se adapte a las capacidades reales de un sistema de generación diseñado de acuerdo

⁶ KWASINSKI. A, "Operación de micro-redes de forma aislada" 2012, Página 3

con el presupuesto disponible. Estas estrategias se basan en la priorización de cargas teniendo en cuenta el estado de carga de los dispositivos de almacenamiento instalados en la nano red.

Es importante resaltar que una nano red diseñada de esta forma no contará necesariamente con los mismos índices de continuidad del servicio eléctrico comparada con las convencionales. Se plantea una forma alternativa para medir la disponibilidad del servicio por circuito y por cargas de acuerdo con la priorización. Esta alternativa podrá ser empleada para evaluar la relación entre los costos de la nano red y el bienestar recibido. Esta relación costo/beneficio podrá ser aplicada para comparar diferentes estrategias directas de gestión de la demanda formuladas.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer y evaluar estrategias directas de gestión de la demanda en nano redes aisladas para ajustar el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos a un presupuesto deseado.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Proponer una estrategia directa de gestión de la demanda, con el fin de controlar curvas de demanda en un consumo aislado.
- Implementar un modelo de simulación de una nano red aislada conformada por generadores fotovoltaicos, baterías y circuitos ramales.
- Dimensionar el sistema considerando la estrategia propuesta, tomando como insumos un perfil de consumo y generación fotovoltaica definido.
- Comparar y evaluar las ventajas y desventajas de la metodología tradicional entre las presentadas en la literatura ^{7, 8 9 o 10} frente a la propuesta.

⁷ DE KUYPER, J. C. V.

⁸ KWASINSKI, A,

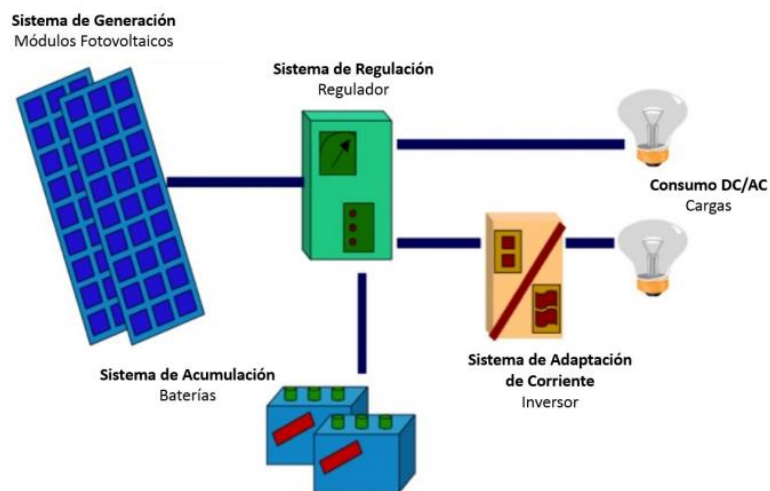
⁹ APARICIO, M. P. Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. Marcombo. 2010 Páginas 73-95

¹⁰ MATLAB, Simulink, R2018b, "Battery". [en línea] disponible en: <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>.

3. METODOLOGÍA DE DIMENSIONADO TRADICIONAL POR KUYPER Y MORALES

En el siguiente capítulo se analizarán las consideraciones y procedimientos que se deben tener en cuenta al dimensionar un sistema fotovoltaico aislado, basadas en una metodología tradicional ¹¹. Los componentes principales que conforman un sistema fotovoltaico aislado son representados en la figura 1.

Figura 1. Componentes principales de un sistema fotovoltaico aislado.



Fuente: [sfsolar,2015]

La metodología clásica para el diseño del sistema fotovoltaico aislado se presenta en orden. Como primera instancia, se debe determinar el consumo del usuario final, luego se debe caracterizar la localización y por último se caracterizan y dimensionan los componentes del sistema.

¹¹ DE KUYPER, J. C. V. Op. Cit.

3.1 DETERMINACIÓN DEL CONSUMO

Se deduce el consumo diario para una vivienda tipo. En este entorno, la caracterización será de suma importancia para entender el comportamiento de un usuario final frente a la instalación de un sistema fotovoltaico aislado.

3.1.1 Consumo medio diario. Se determina el consumo diario teniendo en cuenta la potencia del equipo y las horas de funcionamiento de este, se distribuyen las cargas y se asume un comportamiento típico. El cálculo del consumo medio de energía diario dado por ¹² se evalúa según la ecuación (1).

$$L_{md} = \frac{L_{md,CC} + \frac{L_{md,CA}}{n_{inv}}}{n_{bat}} \quad (1)$$

Donde,

L_{md} : Es el consumo medio de energía diario [Wh]

$L_{md,CC}$: El consumo medio de energía diario para cargas en corriente continua [Wh]

$L_{md,CA}$: El consumo medio de energía diario para cargas en corriente alterna [Wh]

n_{inv} : Rendimiento del inversor [%]

n_{bat} : Rendimiento de la batería [%]

3.2 CARACTERIZACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN

Para instalar el sistema fotovoltaico es necesario conocer la localidad donde se desea instalar el sistema, se deben obtener los datos de radiación para construir la tabla de irradiaciones dadas en [J/m²/día] o [Wh/m²/día]. Estos datos dependerán

¹² Ibíd.

de la posición geográfica y las condiciones medioambientales de la zona a estudiar, estas irradiaciones se manejan en promedios mensuales.

3.3 CARACTERIZACIÓN Y DIMENSIONADO DE LOS COMPONENTES

El dimensionamiento de los componentes del sistema fotovoltaico se calcula con los conceptos descritos a continuación.

3.3.1 Generador fotovoltaico. Este se forma por un grupo de paneles o celdas fotovoltaicas montados sobre una estructura que los sujeta y orienta, buscando la máxima radiación solar incidente.

Para dimensionar el generador fotovoltaico se necesitará obtener el término de “Horas de Pico Solar” (HPS), que se refiera al “número de horas en que se dispone de una irradiancia solar constante de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}^{\circ}$ ”. El valor de las horas pico solares se obtiene al dividir el valor de la irradiación incidente (I) por el valor de irradiancia (G) en condiciones estándar de medida (1000 W/m^2):

$$HPS = I/G \quad [\text{h}] \quad (2)$$

Donde,

I : Datos de irradiación [Wh/m^2]

G : Irradiancia en condiciones estándar de medida [W/m^2]

Para calcular el **número de módulos** necesarios para satisfacer la energía requerida (N_T), se considera el consumo medio de energía diario (L_{md}) [Wh] que nos brinda la ecuación (1), y la energía generada por cada módulo (E_p) [Wh] en la ecuación (4)

$$N_T = \frac{L_{md}}{E_p} \quad (3)$$

La energía fotovoltaica que puede generar cada panel solar se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$E_p = P_{MPP} * HPS * PR \quad (4)$$

Donde,

P_{MPP} : Potencia pico del módulo medida en condiciones estándar [W]

HPS : Número de horas pico solar del mes más crítico [h]

PR : Eficiencia del módulo. [%]

De la ecuación (2) se calcula el HPS para el mes crítico y se reemplaza en la ecuación (4), PR es la eficiencia del módulo que varía entre 0.65 y 0.90 según la referencia del panel seleccionado.

Los módulos fotovoltaicos pueden ir conectados en serie o en paralelo y para calcular el número para cada configuración, se debe considerar la tensión máxima nominal del módulo (V_{mod}) y la tensión de la batería que se va a utilizar (V_{bat}).

El número de módulos en serie (N_s) se determina mediante la ecuación (5)

$$N_s = V_{bat}/V_{mod} \quad (5)$$

Donde,

V_{bat} : Tensión de la batería seleccionada [v]

V_{mod} : Tensión máxima nominal del módulo fotovoltaico [v]

El número de módulos en paralelo (N_p) se calcula dividiendo el número de módulos (N_T) por el número de módulos en serie como se muestra en la ecuación (6)

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} \quad (6)$$

Dependiendo de N_s y N_p se conectarán ciertas ramas en paralelo y los módulos por rama.

3.3.2 Baterías. Las baterías son los dispositivos que cumplen la función de almacenar la energía que generan los paneles fotovoltaicos. Los parámetros a tener en cuenta para la sección de estos dispositivos son:

La carga eléctrica o capacidad de una batería, que se define como la cantidad de electricidad que puede suministrar una carga y se mide en amperios por hora, la capacidad nominal de la batería que proporciona a una carga (x) amperios durante un tiempo determinado sin que la tensión baje, dicho valor es proporcionado por el fabricante para una duración de cien (100) horas (C_{100}). A dicho valor, se le denomina capacidad nominal (C_{nom}).

En primer lugar, se calcula la capacidad nominal de las baterías en función de la descarga estacional definida como la máxima profundidad de descarga de las baterías, considerando entonces, que se debe generar con los acumuladores una energía diaria L_{md} (calculado en la ecuación (1)) durante un número N de días. Se requiere una capacidad de la batería dada por la ecuación (7).

$$C_{ne} = \frac{L_{md} * N}{P_{Dmax,e} * F_{CT}} \quad [Wh] \quad (7)$$

Donde,

L_{md} : Consumo medio de energía diario [Wh]

$P_{Dmax,e}$: Profundidad de descarga estacional [%]

F_{CT} : Factor de corrección de temperatura de la batería

N: Días de autonomía

Utilizando una profundidad de descarga estacional ($P_{Dmax,e}$) típica y un factor de corrección de temperatura (F_{CT}), se obtiene la capacidad nominal diaria de la batería.

Para expresar la capacidad nominal estacional en Ah, $C_{ne}(Ah)$, se utiliza la ecuación (8).

$$C_{ne} = \frac{C_{ne}}{V_{bat}} \text{ [Ah]} \quad (8)$$

Donde,

C_{ne} : Dado por la ecuación [Wh] (7)

V_{bat} : Tensión de la batería seleccionada [v]

El cálculo del número de baterías del sistema está dado por la ecuación (9), este se debe aproximar al entero superior.

$$N_{bat} = C_{ne}/C_{nom} \quad (9)$$

Donde,

N_{bat} : Número de baterías del sistema de acumulación

C_{ne} : Capacidad nominal del sistema de acumulación de la instalación solar FV [Ah]

C_{nom} : Capacidad nominal de la batería a C_{100} horas [Ah]

3.3.3 Inversor. "Se define el inversor de corriente como un dispositivo electrónico cuya función es la de convertir cargas en corriente continua a la entrada, a cargas en corriente alterna a la salida. Esta función permite obtener la magnitud y frecuencia que se desea para el dispositivo que se va a alimentar".

El dimensionamiento del inversor debe ser un 20% superior a la potencia total demandada por las cargas en CA ¹³, suponiendo que todos funcionan al mismo tiempo. Para el cálculo del inversor del sistema, se halla la potencia que éste puede soportar, teniendo en cuenta aquellos electrodomésticos que poseen motores, estos se deben multiplicar por el factor de arranque que posean respectivamente, más la potencia de los demás electrodomésticos. La ecuación (10), describe el cálculo de la potencia así:

$$P_{inv} = M_{seg} * (P_{electroconpicos} * F_{arrq} + P_{electrosinpicos}) \quad (10)$$

Donde,

P_{inv} : Potencia que el inversor podrá soportar [W]

M_{seg} : Margen de seguridad 20 [%]

$P_{electroconpicos}$: Potencia de aquellos electrodomésticos con picos de arranque [W]

F_{arrq} : Factor de pico de arranque de los electrodomésticos que posee el motor

$P_{electrosinpicos}$: Potencia de aquellos electrodomésticos sin pico de arranque[W]

3.3.4 Regulador. El regulador es el dispositivo encargado de controlar los procesos de carga y descarga de la batería. Para determinar el regulador a utilizar, hay que

¹³ Ibíd.

conocer la corriente que podrá soportar el circuito de control de potencia, además de la tensión de trabajo.

Se puede conocer la corriente (I_{sc}) que debe soportar realizando el producto de la corriente en cortocircuito (I_{sc}) de cada módulo fotovoltaico por el número de ramas del campo fotovoltaico ¹⁴. Hay que añadir un margen de seguridad para evitar que el regulador trabaje al límite de la corriente máxima que debe soportar el regulador. Para ello, se utiliza un margen de seguridad del 10 %, obteniendo la siguiente ecuación:

$$I_{regulador} = M_{seg} * I_{sc} * N_p \quad (11)$$

Donde,

M_{seg} : Margen de seguridad para evitar daños en el regulador 10 [%]

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico [A]

N_p : Número de ramas en paralelo.

Para el cálculo del regulador, se busca en la hoja de datos del módulo fotovoltaico la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y para obtener el número de reguladores a conectar en paralelo se realiza el cociente entre la corriente máxima del regulador ($I_{regulador}$), obtenida con la ecuación (11) y la corriente nominal de regulador escogido, obteniendo la siguiente ecuación:

$$\text{número de reguladores} = \frac{I_{regulador}}{I_{nreg}} \quad (12)$$

¹⁴ APARICIO, M. P. Op. Cit.

Donde,

número de reguladores: Reguladores a conectar en paralelo

$I_{rregulador}$: Corriente que puede soportar el regulador [A]

I_{nreg} : Corriente nominal del regulador escogido. [A]

4. ALGORITMO DE GESTIÓN DIRECTA DE LA DEMANDA PROPUESTO

Este capítulo está dividido en dos secciones, la sección 4.1 describirá la estrategia directa de gestión a utilizar y en la sección 4.2 se explicará el modelo de control del algoritmo de gestión.

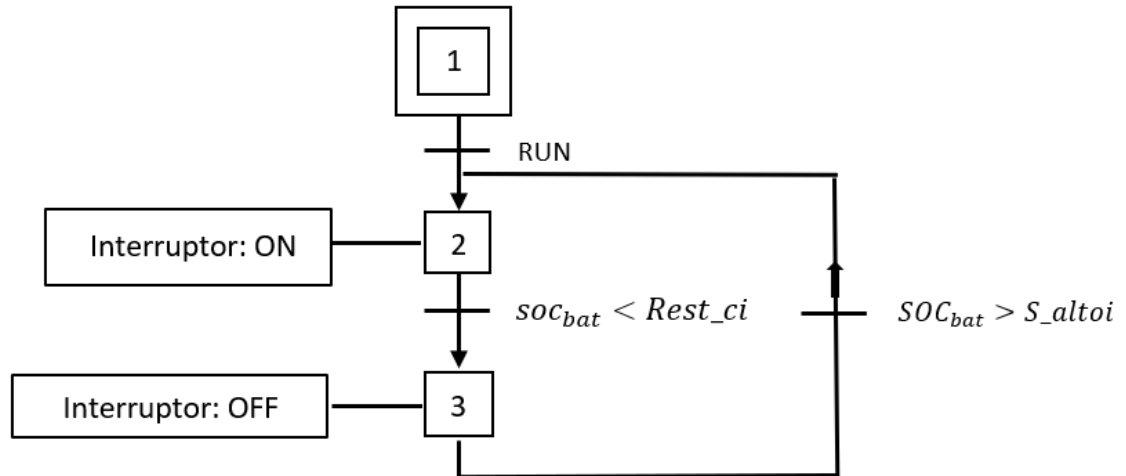
4.1 PROPUESTA DE GESTIÓN

En el desarrollo de la tesis, se presenta la propuesta de una estrategia directa de gestión que consiste en el control de cargas, donde la filosofía de gestión se basa en priorizar los circuitos de la instalación y definir los valores límites (restricciones) de cada circuito del sistema para desenergizarlos. Si el usuario no decide hacer gestión puede disponer de toda la energía suministrada, pero la instalación fotovoltaica tendrá un mayor costo. Con gestión, sólo se podrá disponer de una cierta cantidad de energía, según la prioridad de los circuitos, pero pagando menos por la instalación fotovoltaica.

4.2 CONTROL DEL ALGORITMO DE GESTIÓN

Para definir el algoritmo de control se representa mediante un diagrama de control con sus etapas y transiciones (GRAFCET)

Figura 2. Diagrama de control (GRAF CET).



Las etapas del GRAFCET, indican el estado en el que se encuentra el proceso de control, la acción asociada define que va a realizar la etapa y la transición es la condición que me hace cambiar de una etapa a otra, como se describe a continuación:

ETAPA 1: Esta etapa representa el estado inicial de la simulación, esta solo se activa una vez al iniciar la simulación y sus datos de entrada deben estar definidos para toda la simulación.

TRANSICIÓN 1: En esta transición se inicializa el código en MATLAB con la función RUN, definiendo los parámetros de entrada para la simulación.

ETAPA 2: En esta etapa se define el estado uno (1) de la simulación, en donde el interruptor de la función “switch” está encendido (ON) y no cambiará si no se presenta una transición.

TRANSICIÓN 2: La transición asociada se basa en comparar el estado de carga de la batería con la restricción predefinida para cada circuito (Ci) del sistema, como se describe a continuación:

$$soc_{bat} < Rest_{ci}$$

Si el interruptor estando encendido y el estado de carga de la batería es menor al estado de carga de la batería restringida para el circuito *i* se pasa a la siguiente etapa.

ETAPA 3: En esta etapa se define el estado dos (2) de la simulación, en donde el interruptor de la función “switch” se apaga (OFF), debido a la transición 3.

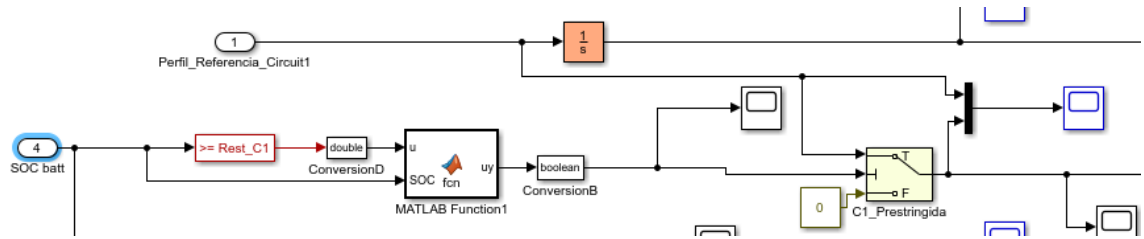
TRANSICIÓN 3: Esta acción está definida por la comparación entre el estado de carga de la batería y la referencia asociada a cada circuito (Ci) de la instalación, para este caso sería:

$$soc_{bat} > S_{altoi}$$

Si el interruptor estando apagado y el estado de carga de la batería es mayor al estado de carga de referencia para el circuito *i* se pasa a la etapa 2.

Las constantes o restricción que desconectan y conectan los circuitos se definen en el script de Matlab, de la siguiente manera: Para desconectar usamos “Rest_Ci” y para conectar “S_altoi”, donde *i* es el número de circuito de la instalación. Este algoritmo de control es implementado en MATLAB Simulink, para poder hacer el proceso de gestión de cargas, como se muestra en la figura 3. El anexo D, muestra el bloque “MATLAB FUNTION1”.

Figura 3. Bloques en Simulink de la estrategia de gestión.



5. EVALUACIÓN DEL ALGORITMO POR SIMULACIÓN

El objetivo de este capítulo es mostrar cómo se puede implementar la gestión de la demanda. En la sección 5.1 Se presentan los modelos de simulación del panel y batería, seguido de la sección 5.2 que muestra las salidas de la evaluación del algoritmo por simulación, continuando con la sección 5.3 que muestra los resultados de aplicar la metodología tradicional para un caso propuesto para luego en la sección 5.4 describir una solución de las simulaciones con control y sin control para la metodología tradicional, por último, en la sección 5.5 se presenta una solución por simulación con control y sin control variando el número de elementos que conforman el sistema fotovoltaico (paneles y baterías).

5.1 MODELOS DE SIMULACIÓN

A continuación, en la sección 5.1.1 y 5.1.2 se describirán los modelos de simulación implementados para la estrategia directa de gestión de la demanda, explicando las entradas y salidas de los modelos propuestos.

5.1.1 Modelo de simulación del panel fotovoltaico: Se presenta el modelado ideal del panel fotovoltaico funcionando en el punto de máxima potencia. Se describe identificando las entradas y salidas que lo componen. Los datos de entrada serán variables y constantes en el tiempo.

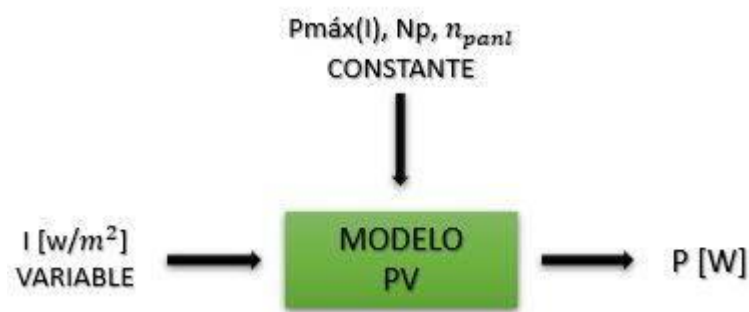
Entrada del modelo PV: Como dato de entrada variable podemos identificar el perfil de irradiancia, que está dado por la medida de irradiancia solar global horizontal media (G) medida en $[W/m^2]$. Como datos de entrada constantes para cada simulación se definen, el número de paneles (N_p), los rendimientos que pueden

afectar el sistema (rendimiento del panel fotovoltaico y del inversor) y los datos de potencia máxima en función de la irradiancia ($P_{max}(I)$).

Salida del modelo PV. La salida del modelo del panel fotovoltaico es la potencia total entregada por todos los paneles (N_p). Esto resulta de implementar el bloque lookup table, donde los parámetros de este se asignan dependiendo de la curva característica Irrad – P_{max} dada por el datasheet del panel. Este bloque toma los datos de irradiancia como entrada y le asigna un valor de potencia máxima para un solo panel, que al multiplicarlo por el número total de paneles nos da la potencia total del arreglo.

Se describe el modelado del panel, con la siguiente figura:

Figura 4. Esquema modelo ideal panel fotovoltaico.



Donde:

I: Irradiancia solar global horizontal medida en $[W/m^2]$

$P_{max}(I)$: El punto de máxima potencia $[W]$ en función de la irradiancia.

N_p : Número de paneles totales.

n_{panl} : Eficiencia del panel fotovoltaico.

P: La potencia total del arreglo de paneles $[W]$.

5.1.2 Modelo de simulación de la batería: El modelo genérico parametrizado de la batería fue tomado de la librería Simscape en Simulink ¹⁵, el cual representa los tipos más comunes de baterías recargables: Plomo-Ácido, Ion-litio, níquel-cadmio y Níquel-metal-hidruro. Este está diseñado para trabajar con valores nominales de placa del fabricante, como lo es la tensión nominal (V_{nom}) en [V], la capacidad amperimétrica (Ah), el estado inicial de carga ($SOC_{inicial}$) en porcentaje y el tiempo de respuesta de la batería (S).

Este modelo fue adaptado, para una batería de ácido de plomo, tomando como constante la temperatura de 25 °C, imponiendo la tensión y variando la corriente que debe entregar la batería. Los datos de entrada y salida del bloque de la batería se describen a continuación.

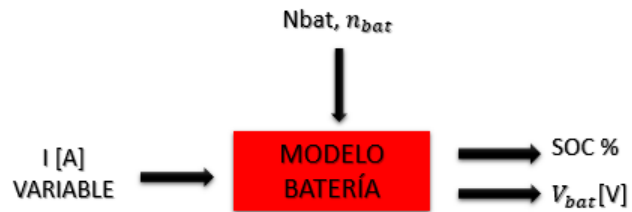
Entradas del modelo de la batería: Como dato de entrada variable se tiene la corriente que se calcula al dividir la potencia total de la batería (P_{bat}) sobre la tensión de la batería ($V_{nominal}$) comportándose como una fuente de corriente. Esta potencia de la batería es el resultado de restar la potencia de los circuitos restringidos con la potencia del arreglo de paneles. Como datos constantes de entrada para cada simulación, se tiene el número de baterías (N_{bat}) y su rendimiento (η_{bat}).

Salidas del modelo de la batería. Como datos de salida del modelo de simulación se encuentra el estado de carga de la batería (SOC) que se define como el nivel de carga de la batería y la tensión de la batería (V_{bat}).

Una representación esquemática de las entradas y salidas que componen el modelo de simulación de los dispositivos de almacenamiento se muestra a continuación:

¹⁵ GARCÍA. H, CARRASCAL. J, “Desarrollo de una herramienta de software para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos automáticos con cargas DC usando algoritmos genéticos”, 2017, Página 58

Figura 5. Esquema modelo de la batería.



Donde:

I: Fuente de corriente de la batería [A]

N_{bat}: Número total de baterías.

n_{bat}: Rendimiento de la batería [%]

SOC: Estado de carga de la batería [%]

V_{bat}: Tensión de la batería seleccionada [V]

5.2 SALIDAS DE LA EVALUACIÓN DEL ALGORITMO POR SIMULACIÓN

A continuación, se evidenciarán las salidas que resultan de evaluar el algoritmo por simulación.

Indicador de continuidad del servicio: Este indicador mide la continuidad del servicio por circuito, se calcula con la siguiente ecuación

$$Ic = \frac{E_{rest_ci}}{E_{ref_ci}} \quad (13)$$

Donde:

Ic: Indicador de continuidad del servicio [%]

E_{rest_ci} : Energía restringida por circuito [kWh]

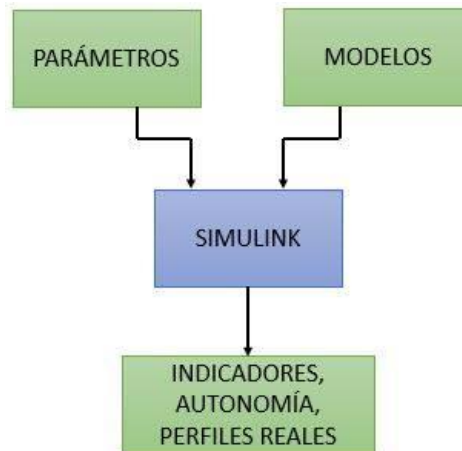
E_{ref_ci} : Energía de referencia por circuito [kWh]

Autonomía: La autonomía describe los días en que el sistema puede continuar suministrando energía, sin que haya generación de la fuente primaria (paneles fotovoltaicos).

Perfiles reales: Al hacer gestión directa de demanda, los perfiles de referencia se modifican a partir de las restricciones de cada circuito, según el estado de carga de las baterías. Estos resultados modificados, dan como resultado una curva de demanda diaria modificada.

En la figura 6 se muestra un esquema donde se resume las entradas y las salidas para evaluar el algoritmo de la simulación.

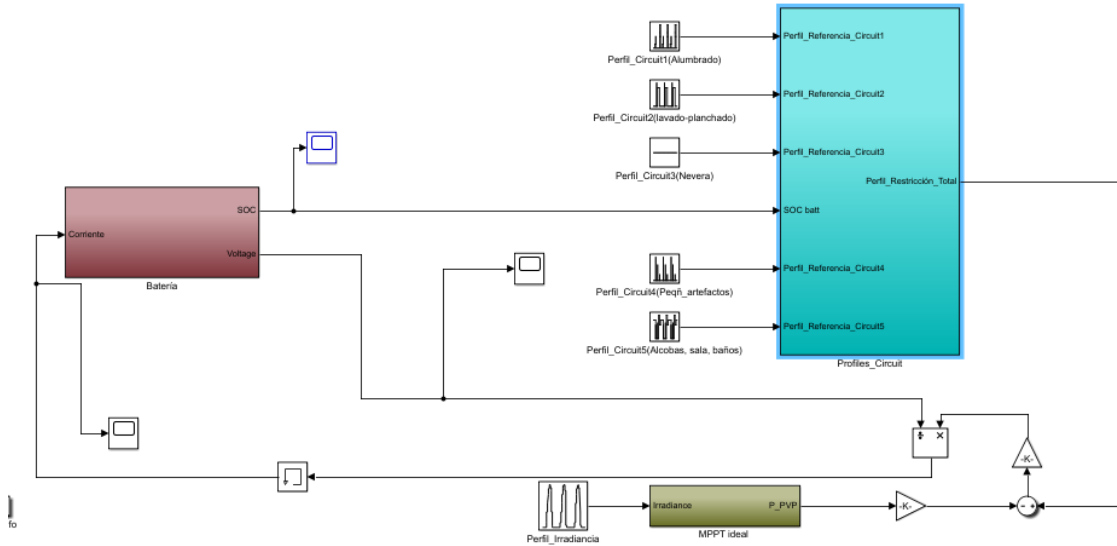
Figura 6. Esquema de salida del código implementado.



Para poder realizar las simulaciones del sistema implementando en Simulink, se deben especificar las entradas a través del script de MATLAB. Este código se visualiza en el anexo A. Además, se presentan los bloques implementados en

Simulink con los modelos del panel fotovoltaico, baterías y la propuesta de gestión, como se evidencia en la figura 7.

Figura 7. Bloques implementados en Simulink.



5.3 SOLUCIÓN DEL CASO PROPUESTO CON METODOLOGÍA TRADICIONAL

A continuación, se presentan los insumos que resultan del dimensionado del sistema aplicando una metodología tradicional según la sección 16. Este caso de estudio está dado por una vivienda tipo estrato 2, con un área de 60 [m²].

5.3.1 Determinación de la carga instalada. La carga instalada hace referencia a los equipos y salida de alumbrado que componen la instalación. La NTC 2050 en la sección 220 17 establece las cargas de los circuitos ramales y las salidas necesarias para uso final residencial como se muestra en la Tabla 1.

¹⁶ OVIEDO J. C., SOLANO J. E., and DUARTE C. A., Op. Cit.

¹⁷ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN

Tabla 1. Carga instalada y circuitos ramales para una vivienda estrato 2.

VIVIENDA TIPO DE INTERÉS SOCIAL				
ÁREA 60 M²			FP 1	
CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	TIPO CARGA	CANTIDAD	CARGA [VA]
1	Alumbrado general	Luminaria	9	900
2	Plancha y Lavado	Tomacorriente	1	1500
3	Nevera	Tomacorriente	1	1500
4	Pequeños artefactos	Tomacorriente	1	1500
5	Alcobas, sala y Baño	Tomacorriente	5	900
		CARGA INSTALADA		6300

5.3.2 Consumo diario promedio: Se determinó el consumo diario teniendo en cuenta la potencia y horas de funcionamiento del equipo según el comportamiento del usuario. En la tabla 2 Se observan los equipos utilizados.

Tabla 2. Potencia de equipos usados en la vivienda.

Electrodoméstico	Potencia [W]
Bombilla ahorradora	18
Plancha	1100
Licuadaora	350
Picadora	650
Sandwichera	1150
Televisor	150
Portátil	15
juego de video	90
Lavadora	700
Ventilador	100
Nevera	400

En la tabla 3 se evidencia que para el circuito uno (C1) se tiene en cuenta cuantos bombillos se encienden a ciertas horas del día y cuanto consumen por hora. En el circuito dos (C2) de lavado y planchado se tiene en cuenta que estos se utilizan una vez por semana, distribuyendo su potencia en los siete días y en las horas de

funcionamiento. Para el caso del circuito tres (C3) de la nevera se tiene el consumo promedio de un mes, valor que se obtiene de un datasheet específico de 31.8 [kW h/mes]. En el circuito cuatro (C4) de pequeños artefactos se asumen que el usuario utiliza ciertos electrodomésticos de la cocina, dados en la tabla 2 para determinada hora del día. Y por último, en el circuito cinco (C5) de tomas para alcobas, sala y baños se describe el consumo de aquellos electrodomésticos de uso general como televisor, juegos de video, ventilador, entre otros en un horario habitual.

Tabla 3. Consumo diario de una vivienda tipo.

Hora	C1 [W]	C2 [W]	C3 [W]	C4 [W]	C5 [W]	Total [W]
1	0	0	44	0	200	244
2	0	0	44	0	200	244
3	0	0	44	0	200	244
4	0	0	44	0	200	244
5	18	0	44	0	200	262
6	54	0	44	1500	0	1598
7	0	0	44	0	150	194
8	0	0	44	0	0	44
9	0	50	44	0	0	94
10	0	50	44	0	0	94
11	0	0	44	0	0	44
12	0	0	44	1000	165	1209
13	0	0	44	0	165	209
14	0	39	44	0	0	83
15	0	39	44	0	0	83
16	0	39	44	0	255	338
17	0	39	44	0	255	338
18	54	39	44	350	150	637
19	72	0	44	0	150	266
20	108	0	44	0	150	302
21	54	0	44	0	200	298
22	54	0	44	0	200	298
23	0	0	44	0	200	244
24	0	0	44	0	200	244
TOTAL	7855 Wh/día					

El consumo medio de energía diario para cargas en corriente alterna es de **7855 [Wh/día]**, el rendimiento de la batería del **95%** y el rendimiento del inversor del **90%**. Estos datos se rempazan en la ecuación (1) obteniendo un valor de consumo medio de energía diario de **9187,1 [Wh]**.

5.3.3 Caracterización de la localización. La localización escogida, es la escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga), zona elegida debido al fácil acceso de la información. Los datos de irradiancia fueron suministrados por el grupo Gisel para una inclinación de 7° en los paneles para mediciones hora a hora durante un año.

5.3.4 Caracterización y dimensionado de los componentes: Se describen los elementos que conforman el sistema fotovoltaico.

Generador Fotovoltaico. Con los datos suministrados por el grupo Gisel se calcula el promedio para cada mes del año de las horas de pico solar de la siguiente manera (tabla 4): Se tiene la irradiancia de un año distribuida mes a mes en veinticuatro horas. Se suman las irradiancias de las horas del día donde hubo sol y se divide sobre la irradiancia en condición estándar de 1000 [W/m²]. Luego de esto, se promedia las horas solar pico, obteniendo así un único valor establecido por mes.

Se toma el valor más crítico para los cálculos de dimensionado, en este caso el de octubre, con 4.55.

Tabla 4. Datos promediados de HPS para cada mes del año.

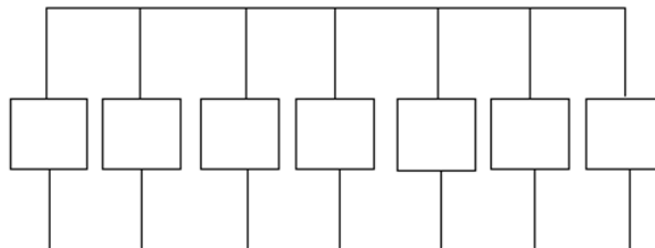
MES	HPS [h]
ENERO	6,13
FEBRERO	5,95
MARZO	5,97
ABRIL	5,45
MAYO	5,25

MES	HPS [h]
JUNIO	5,15
JULIO	5,12
AGOSTO	5,08
SEPTIEMBRE	5,18
OCTUBRE	4,55
NOVIEMBRE	5,07
DICIEMBRE	5,47

Para determinar el número total de paneles, se eligió la referencia Canadian solar, monocristalino, modelo CS1K-325MS de **325 W** de potencia pico (ver anexo C). El HPS crítico es de 4.55 y PR (Factor global de funcionamiento del módulo) de 0.90 valor que se considera por defecto ¹⁸. Remplazando los valores anteriores en la ecuación (4), se obtiene que la energía fotovoltaica por cada panel es de **1330,875 [Wh]** y remplazando en la ecuación (3) la energía del panel y el consumo medio diario se obtiene un total de 7 módulos.

Para determinar la cantidad de módulos en serie y paralelo, se tiene en cuenta la tensión nominal máxima del panel (V_{max}) y la tensión de la batería (V_{bat}), en este caso 30,7 [V] y 24 [V] respectivamente para reemplazar en la ecuación (5) y (6), dando como resultado 1 módulo en serie y 7 módulos en paralelo. Por lo tanto, se conectarán 7 ramas en paralelo con un módulo por rama. Como se muestra en la figura 7.

Figura 8. Esquema de siete ramas en paralelo con un módulo por rama.



¹⁸ DE KUYPER, J. C. V. Op. Cit,

Baterías. Para calcular el número de baterías, primero se calcula la capacidad nominal diaria estacional (C_{ne}) en [Wh], reemplazando en la ecuación (7) los siguientes valores: dos días de autonomía, 9187,1 [Wh] de consumo medio de energía diaria, calculado en la sección 5.3.2 con la ecuación (1), 0.7 de profundidad de descarga estacional y un factor de corrección de temperatura de la batería de 1, dando como resultado 26249 [Wh] de capacidad nominal diaria estacional. Este valor se divide por la tensión de la batería según la ecuación (8), obteniendo 1093,7 [Ah] de capacidad nominal estacional (C_{ne}).

Luego se reemplaza en la ecuación (9) la capacidad nominal (C_{nom}) de **250 Ah** ver (anexo C) y la capacidad nominal estacional en [Ah] (C_{ne_Ah}), para un total de **4.4** baterías. Valor que se aproxima al entero mayor, es decir, **5** baterías.

Inversor. La tabla 5 muestra los factores de arranque de aquellos electrodomésticos con motor que se conectaron para el caso en estudio.

Tabla 5. Factores pico de arranque.

Equipo	Factor Pico
Lavadora	6
Ventilador	2
Licuadaora	1
Nevera	6

Fuente: ENERGIT Consumos típicos [en línea] disponible en: <http://www.energic.com.ar/consumos-tipicos.html>

Reemplazando la potencia de los equipos con su respectivo factor de arranque más los que no poseen este factor de pico de arranque en la ecuación (10), se obtiene que la potencia que debe cubrir el inversor será de **2,0934 [kW]**. Con ese valor, se selecciona el inversor PHOENIX-24 de 2000 [W] a 24 [V], mostrado en el anexo C.

Regulador. Para el cálculo del regulador, se buscó en la hoja de datos del módulo fotovoltaico escogido la corriente de cortocircuito (I_{sc}), siendo de 11,31 [A]. El margen de seguridad de 1,1 y el número de ramas en paralelo de 7. Al remplazar los datos en la ecuación (11), se obtiene una corriente de entrada de 87.087 [A]

El regulador se halla basados en ¹⁹. Se toma el regulador modelo CHAO71, de 24 V y 70 A de corriente nominal (Ver anexo c). Remplazando los valores en la ecuación (12), se obtiene un valor de 1,244. Valor que es aproximado al entero mayor, siendo en total 2 reguladores a conectar con el sistema fotovoltaico.

Sistema de gestión de la demanda. Se debe tener en cuenta al hacer uso de gestión de la demanda en una vivienda un sistema de domótica, que me permite hacer el control de cargas con el algoritmo propuesto. Para este caso, se propone utilizar un sistema inalámbrico (Ozom) para una domótica sencilla, que permite la monitorización remota y el control específicos de aplicaciones en ambientes residenciales. Este puede generar comandos basado en condiciones de tiempo real, y es capaz de controlar los dispositivos en grupos definidos, o en toda la casa. Se selecciona una caja router Ozom modelo SKU293093, mostrado en el anexo D.

5.3.5 Especificaciones técnicas y económicas de los equipos utilizados:

Después de haber hallado los insumos del sistema fotovoltaico, se deben conocer los costos de los equipos. En la tabla 6, se presentan los insumos de la instalación, con sus respectivos valores nominales y precios correspondientes.

¹⁹ APARICIO, M. P. Op. Cit.

Tabla 6. Especificaciones técnicas y económicas de los equipos implementados.

MÓDULO FOTOVOLTAICOS							
MODELO	POTENCIA [W]	Vmpp [v]	Impp [A]	Isc [A]	MARCA	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
CS1K-325MS	325	30.7	10.59	11.31	Canadian Solar	\$ 881.277	\$ 6.168.939
BATERÍAS							
MODELO	C100 [Ah]	Tensión [V]	MARCA	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL		
AGM250	250	24	U - POWER	\$ 2.101.368	\$ 10.506.840		
REGULADOR							
MODELO	In [A]	Vn [v]	Vin[v]	MARCA	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL	
CHA071	70	24	24<Vin<31.2	VICTRON	\$ 1.917.778	\$ 3.835.556	
INVERSOR							
MODELO	POTENCIA [w]	VDC	VAC	MARCA	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL	
PHOENIX-24	2000	24	120	VICTRON	VICTRON	\$ 3.561.000	
SISTEMA DE DOMÓTICA							
MODELO	RANGO DE ALCANCE	MARCA	PRECIO				
SKU 293093	35 [metros]	OZOM	\$ 319.900				

5.3.6 Valores límites para desenergizar: Estos límites indican cuando serán desenergizados los diferentes circuitos del sistema y se establecen según la prioridad que requiera el usuario dependiendo de sus necesidades.

En nuestro caso de estudio se establecieron las prioridades según la tabla 7 en la cual P1 es el circuito de mayor prioridad, así sucesivamente de forma descendente.

Tabla 7. Prioridad según los circuitos.

PRIORIDAD	CIRCUITO
P1	C3 (Nevera)
P2	C1 (Alumbrado)
P3	C4 (Pequeños artefactos)
P4	C5 (Alcobas, sala y baño)
P4	C2 (Planchado y lavado)

Después de establecer las prioridades se procede a designar el valor límite de la restricción para desenergizar los diferentes circuitos, esta restricción se refleja en el estado de carga de la batería. Cuando esta llegue al valor asignado, sacará al

circuito del sistema y cuando este cumpla el valor de S_alto el circuito retomará nuevamente al sistema.

Rest_Ci y S_altoi para el caso de estudio se muestra a continuación:

Circuito 1 alumbrado

Rest_C1=0.4 [%]

S_alto1=0.45 [%]

Circuito 2 lavado y planchado

Rest_C2=0.8 [%]

S_alto2=0.85 [%]

Circuito 3 nevera

Rest_C3=0.3 [%]

S_alto3=0.35 [%]

Circuito 4 pequeños artefactos

Rest_C4=0.5 [%]

S_alto4=0.55 [%]

Circuito 5 tomacorriente alcobas, sala, baños

Rest_C5=0.6 [%]

S_alto5=0.65 [%]

5.4 SOLUCIÓN CON METODOLOGÍA TRADICIONAL

Se simula la metodología tradicional que se presentó en la sección 5.3 sin implementar gestión de carga, hallando una autonomía sin presencia de paneles

fotovoltaicos. Como se observa en las figuras 9 y 10 podemos evidenciar que sin control la autonomía de todos los circuitos siempre será la misma (63 horas).

Figura 9. Autonomía sin gestión de la demanda para el circuito 3 nevera de prioridad 1.

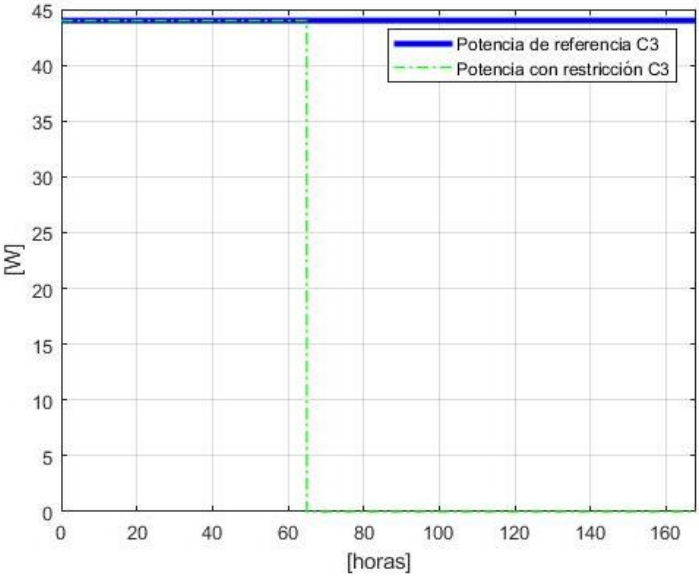
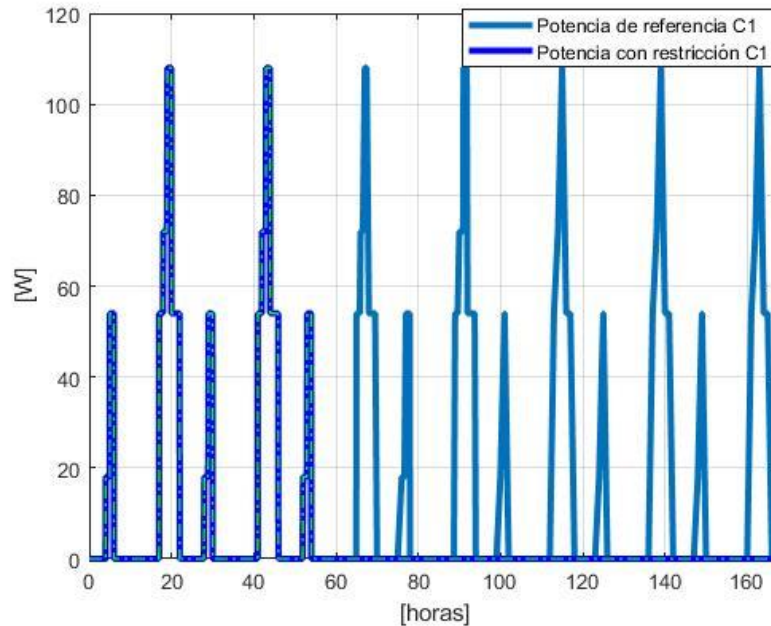


Figura 10. Autonomía sin gestión de la demanda para el circuito 1 alumbrado de prioridad 2.



En la figura 11 y 12 se observa que hasta cierta hora los circuitos de nevera y alumbrado suplen la carga. Pero debido a que el estado de carga de la batería llega al valor definido en las restricciones de la sección 5.3.6, estos circuitos se desconectan del sistema fotovoltaico. Al volverse a cargar las baterías por encima de límite definido, se conectan los circuitos de nuevo al sistema de manera intermitente. Contrario de no implementar el control, se observa que los circuitos del sistema se desconectan en un solo instante de tiempo, en el valor definido como profundidad de descarga máxima (30 %).

Figura 11. Autonomía aplicando gestión de la demanda para el circuito 3 nevera de prioridad 1.

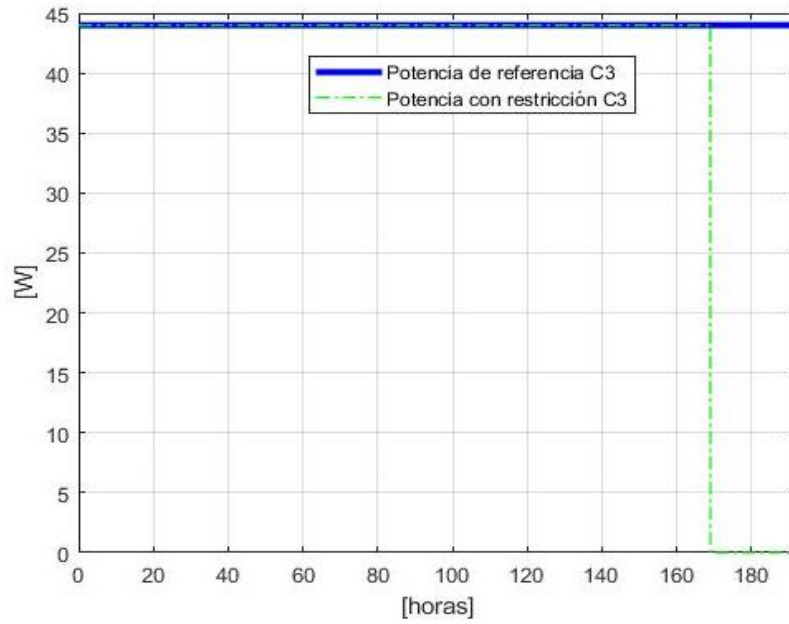
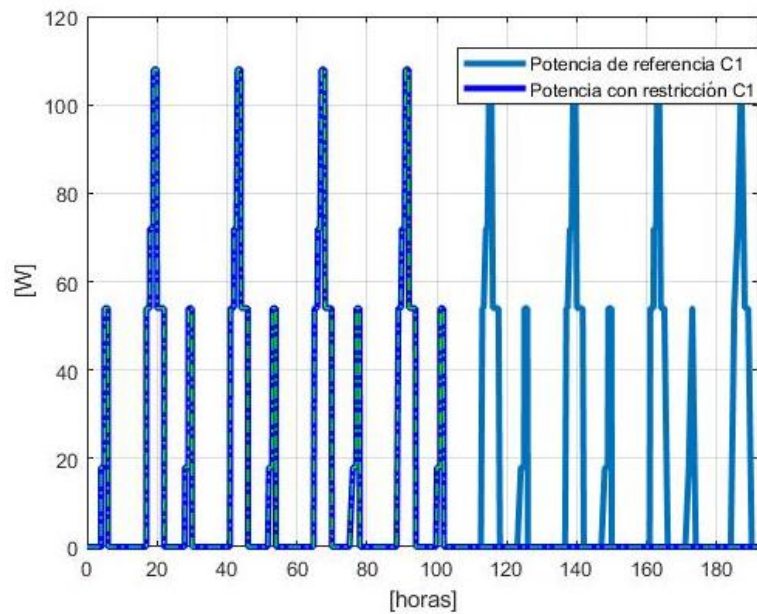


Figura 12. Autonomía aplicando gestión de la demanda para el circuito 1 alumbrado de prioridad 2.



La tabla 8 Es un resumen de las autonomías que se pueden encontrar para los diferentes circuitos aplicando control o sin este.

Tabla 8. Comparación de la metodología tradicional aplicando control y sin control.

Autonomía solución tradicional [Horas] 7 paneles 5 baterías					
Prioridad	P1-C3	P2-C1	P3-C4	P4-C5	P5-C2
Sin control	63	63	63	63	63
Con control	165	105	58	35	18

5.5 SOLUCIÓN CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA

A continuación, en la sección 5.5.1 se medirán los días de autonomía del sistema con control y en la sección 5.5.2 la autonomía del sistema sin control, comparando en cada caso los resultados obtenidos. Luego, en la sección 5.5.3 se considerarán las configuraciones dadas al disminuir el número de paneles y baterías, evaluando los indicadores que miden la continuidad del servicio.

5.5.1 Autonomía del sistema sin control. Para determinar las horas de autonomía para este primer caso con cuatro configuraciones diferentes, todos los circuitos (en este caso cinco) se desconectarán al mismo tiempo en el momento en que las baterías lleguen al 30% del estado de carga de la batería. Para obtener las horas de autonomía del sistema, se debe suponer que se presenta un número de paneles igual a cero. Esto permite mostrar el comportamiento de las baterías, obteniendo así, el número de horas en que se puede suplir la carga sin que haya generación de la fuente primaria. La tabla 9 muestra las horas de autonomía del sistema sin control para un número de baterías determinado.

$$(N_{bat} = N_{batm\acute{a}x} : 1 : N_{batm\acute{i}n})$$

Tabla 9. Autonomía del sistema sin control.

Autonomía del sistema sin control [Horas]					
# Baterías	P1-C3	P2-C1	P3-C4	P4-C5	P5-C2
5	63	63	63	63	63
4	51	51	51	51	51
3	38	38	38	38	38
2	27	27	27	27	27

Se tiene como primera instancia, una solución de referencia con un método clásico, dado por siete (7) paneles y cinco (5) baterías. En esta solución, se establecen dos (2) días de autonomía. Al compararlo con el resultado que da de hacer la simulación de cinco (5) baterías con 63 horas de autonomía, equivalente a 2,6 días (Figura 12) se encuentra un error porcentual del 30 %, calculado de la siguiente manera:

$$E_{pc} = \frac{|Auto_{teórico} - Auto_{simul}|}{Auto_{teórica}} * 100\% \quad (14)$$

Dónde,

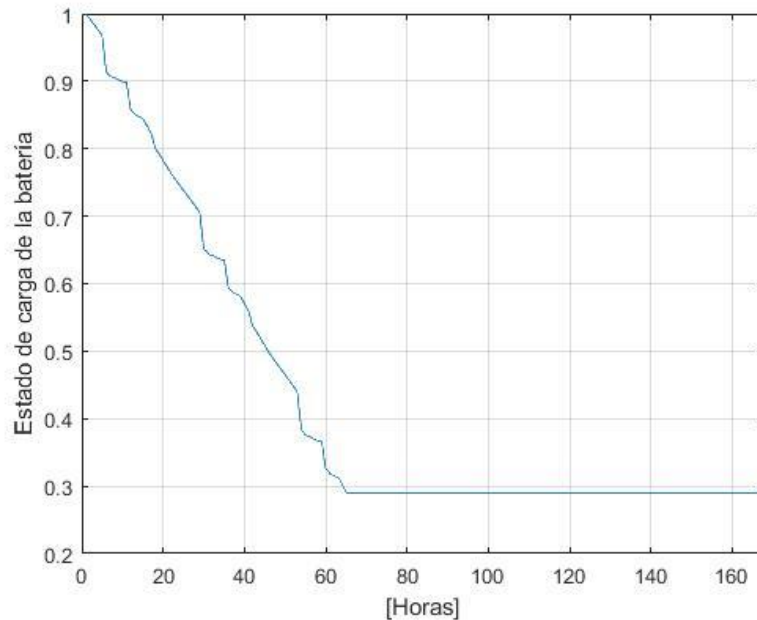
E_{pc} : Error porcentual [%]

$Auto_{teórico}$: Días de autonomía teórico [días]

$Auto_{simul}$: Días de autonomía simulado [días]

Estos valores se encuentran en un rango aceptable ya que el modelo de simulación que se presenta es un modelo ideal y no puede ser exactamente el mismo.

Figura 13. Autonomía del sistema fotovoltaico con metodología convencional.



Como segunda instancia se puede percibir de la tabla 9 que, al no tener control de las cargas, el sistema se queda en un mismo instante sin disponibilidad de servicio. Así desee bajar el costo (menor número de baterías), se tendrá el riesgo sin una gestión de tener menos días de autonomía para todo el sistema o para los circuitos críticos.

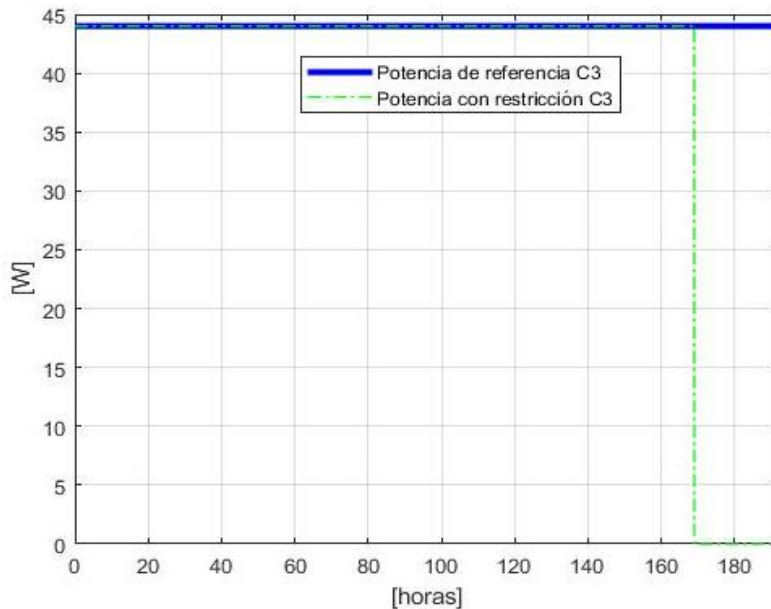
5.5.2 Autonomía del sistema con control. Para este segundo caso, se tiene en cuenta el control directo de cargas (restricciones) que desconectarán los circuitos según el estado de carga de la batería. Para determinar la autonomía del sistema se ordenó por prioridad cada circuito, en donde las configuraciones a analizar se presentan desde el número de baterías halladas en la metodología tradicional (cinco baterías) hasta un número mínimo posible de baterías (dos baterías), como se muestra en la tabla 10. Se puede notar que al tener control sobre las cargas, el sistema se vuelve inteligente, priorizando los circuitos que se consideren más importantes.

Tabla 10. Autonomía del sistema con control.

Autonomía del sistema con control [Horas]					
# Baterías	P1-C3	P2-C1	P3-C4	P4-C5	P5-C2
5	165	98	58	58	19
4	128	78	57	30	17
3	95	55	32	22	12
2	69	44	19	18	0

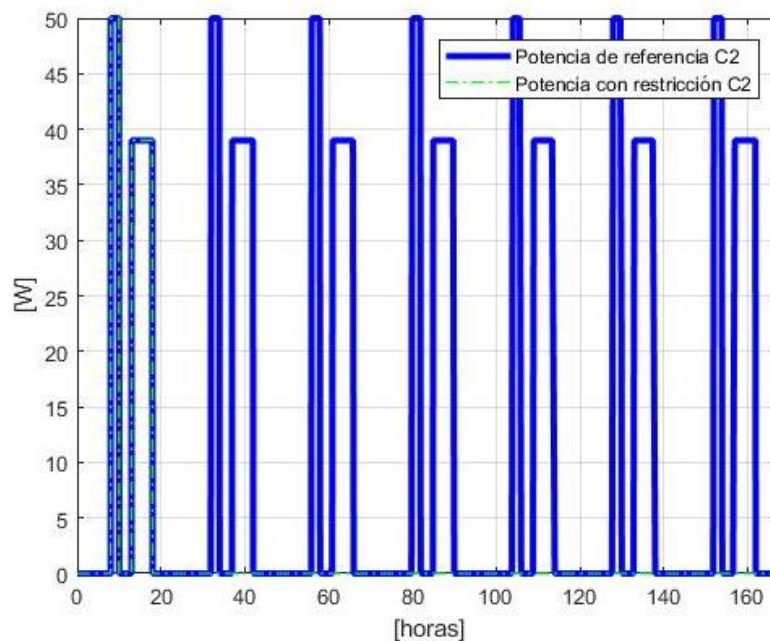
En este orden, el circuito menos crítico, (en nuestro caso el C2 de lavado y planchado) presenta menos horas de autonomía, generando más horas de autonomía para los circuitos más importantes (en este caso el C3, de la nevera). Es decir, se puede dimensionar un sistema fotovoltaico más económico implementando gestión de la demanda, donde se da más autonomía a algunos circuitos en particular, pero mucho menos para otros. Lo anterior se puede observar en la figura 14, como un caso en particular de la tabla 10, en donde al circuito tres (nevera) se le está garantizando casi el doble de autonomía por ser el circuito más prioritario.

Figura 14. Autonomía aplicando gestión de la demanda con 5 baterías, para el circuito 3 nevera de prioridad 1



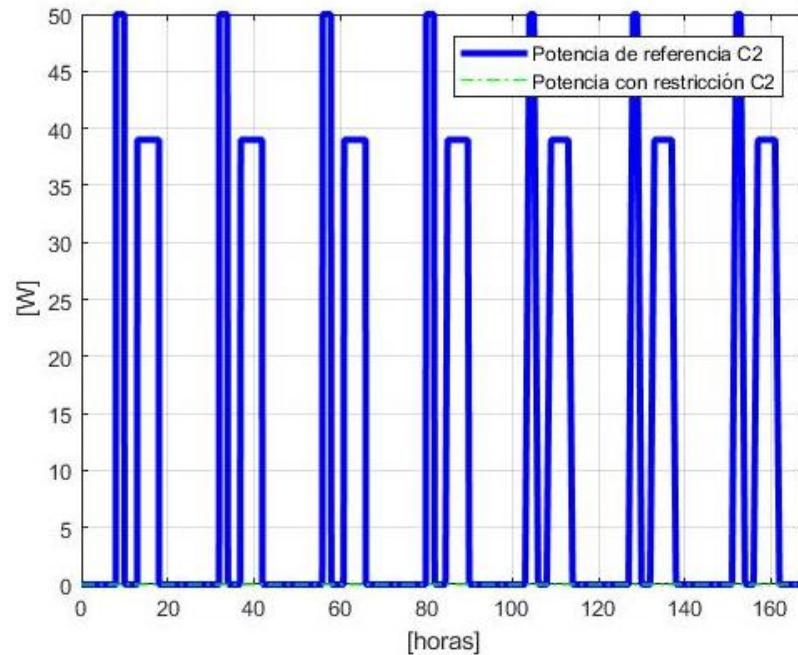
Dada esta mayor autonomía para el circuito tres de la nevera, se evidencia que para la misma configuración de baterías, el circuito dos de lavado y planchado definido como menos prioritario, tiene una autonomía menor a la que una metodología tradicional puede suplir (Figura 15). Es un costo que el usuario debe asumir.

Figura 15. Autonomía aplicando gestión de la demanda con 5 baterías para el circuito 2 lavado y planchado, de prioridad 5



Se evidencia que, en la configuración donde se presente un arreglo con dos baterías figura 16 se observa que esta solución no es factible, puesto que el circuito no tendrá su carga suplida en ningún tiempo del día. Ya que este circuito menos prioritario se encontrará con cero días de autonomía.

Figura 16. Autonomía aplicando gestión de la demanda con 2 baterías, para el circuito 2 lavado y planchado, de prioridad 5.



5.5.3 Indicadores con control: El indicador de calidad de la energía para días estándar se midió dividiendo la energía suministrada con la energía de referencia.

Para este caso en especial, se presentarán diferentes soluciones donde, para un número determinado de paneles, se simula y miden los indicadores para un número determinado de baterías. En este entorno, se compara los indicadores para cada circuito del sistema dependiendo de las restricciones dadas en la sección^{20 21 22}

²⁰ DE KUYPER, J. C. V.

²¹ OVIEDO J. C., SOLANO J. E., and DUARTE C. A.,

²² KWASINSKI. A,

Tabla 11. Indicadores con control y 7 paneles.

Indicadores con 7 paneles - control					
# Baterías	P2-C1	P5-C2	P1-C3	P3-C4	P4-C5
5	1	1	1	1	1
4	1	0,8597	1	1	1
3	1	0,7388	1	1	1
2	1	0,7435	1	1	0,9739

Tabla 12. Indicadores con control y 6 paneles.

Indicadores con 6 paneles - control					
# Baterías	P2-C1	P5-C2	P1-C3	P3-C4	P4-C5
5	1	1	1	1	1
4	1	0,8622	1	1	1
3	1	0,7397	1	1	1
2	1	0.7409	1	1	0.9698

Tabla 13. Indicadores con control y 5 paneles.

Indicadores con 5 paneles - control					
# Baterías	P2-C1	P5-C2	P1-C3	P3-C4	P4-C5
5	1	1	1	1	1
4	1	0,7806	1	1	1
3	1	0.735	1	1	1
2	1	0.6998	1	1	0,971

Tabla 14. Indicadores con control y 4 paneles.

Indicadores con 4 paneles - control					
# Baterías	P2-C1	P5-C2	P1-C3	P3-C4	P4-C5
5	1	0,7915	1	1	1
4	1	0,6676	1	1	1
3	1	0,5009	1	1	0,99
2	1	0,404	1	1	0,8618

Las tablas 11, 12, 13 y 14, muestran los resultados obtenidos para cada configuración. Se evidencia que los indicadores de continuidad del servicio para los circuitos más importantes son de 1, lo que quiere decir que toda la energía que se

requiere se suple en un 100%. Caso contrario para los circuitos con menos prioridad, que están alrededor de 0,9 y 0,4 este disminuye debido a que la energía que requiere los circuitos no se suple en su totalidad.

Se muestran para cinco paneles fotovoltaicos y tres baterías que el circuito (C2) de prioridad 5 es el primero y único que se desconecta gracias a los valores límites definidos para "Rest_C2". Este circuito se volverá a conectar en el momento en que el estado de carga llegue al valor de "S_alto2". Las figuras 17 muestra en qué momento se desconecta y conecta el circuito, midiendo el indicador de calidad de la continuidad del servicio de la ecuación (13) según la energía de la figura 18 .

Figura 17. Potencia de implementar cinco paneles fotovoltaicos y tres baterías aplicando gestión de la demanda en el circuito dos de lavado y planchado, de prioridad 5.

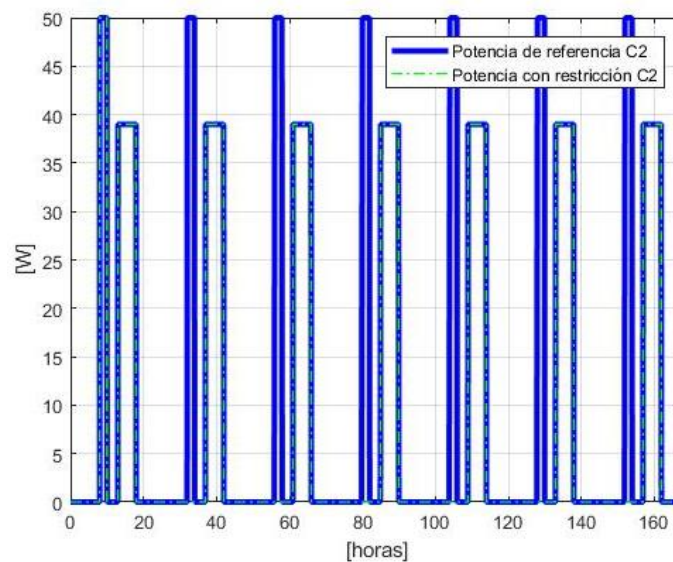
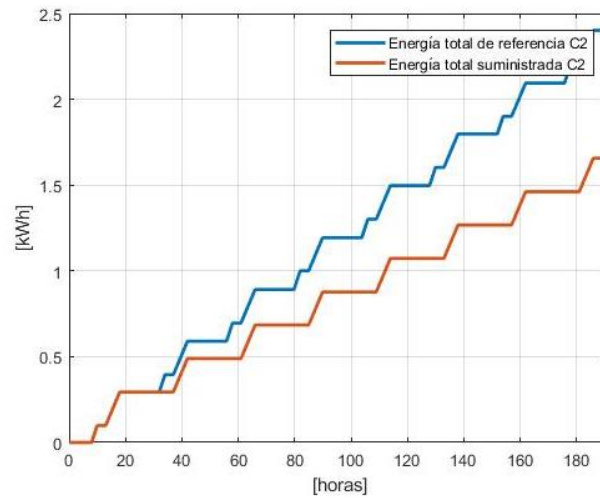


Figura 18. Energía de referencia y suministrada aplicando gestión de la demanda para medir indicador de continuidad del servicio del C2 lavado y planchado con prioridad 5.



Como conclusión, al evaluar el algoritmo por simulación se observa que se puede disminuir el número de baterías y/o generadores fotovoltaicos (PV), manteniendo la autonomía e índices al menos para los circuitos críticos.

6. DIMENSIONADO

Ya que podemos mantener unos indicadores y la autonomía para las configuraciones presentadas anteriormente, en este capítulo tratamos el problema del dimensionado con un menor costo. Como casos de estudio, se presentarán resultados obtenidos para sistemas más económicos (dos soluciones en particular) y se compararán los resultados con la solución original.

6.1 CASO DE ESTUDIO PARA UN PRESUPUESTO REDUCIDO

Para el caso de estudio, se dispone de un presupuesto aproximado al 80% del costo de la solución original diseñada sin control y con técnicas de dimensionamiento clásicas. El analizar se basa en medir los indicadores de calidad y la autonomía para ser comparadas.

6.1.1 Solución clásica. Se dimensionó un sistema fotovoltaico aislado con 7 paneles y 5 baterías, los dos conectados en paralelo, un inversor y dos reguladores. Esta solución tradicional tiene para los equipos del sistema fotovoltaico un costo total de \$24'072.335

6.1.2 Solución con presupuesto reducido. Para reducir el costo a un valor aproximado al 80% del presupuesto original se implementa la estrategia directa de gestión de la demanda propuesta en la investigación para dos configuraciones diferentes.

SOLUCIÓN 2: En un primer planteamiento se tienen seis paneles y tres baterías, para un total de \$19'308.322, donde 1.7% corresponde al costo del sistema de gestión de la demanda.

SOLUCIÓN 3: Para una segunda solución viable, se tiene un total de cinco paneles y cuatro baterías con un costo total de \$ 20'528.413, donde 1.5% corresponde al costo del sistema de gestión de la demanda.

La tabla-15, resume para las tres soluciones los datos necesarios para ser analizados y comparados.

Tabla 15. Casos de estudio teniendo en cuenta costos, autonomía e indicadores.

CASO ESTUDIO	COSTO TOTAL	C1		C2		C3		C4		C5	
		Auto [días]	Ind [%]	Auto [días]	Ind [%]	Auto [días]	Ind [%]	Auto [días]	Ind [%]	Auto [días]	Ind [%]
Solución 1	24'072.335	100	1	32	1	165	1	58	1	35	1
Solución 2	19'308.322	55	1	12	0.7035	95	1	32	1	22	1
Solución 3	20'528.413	78	1	17	0.7806	128	1	57	1	30	1

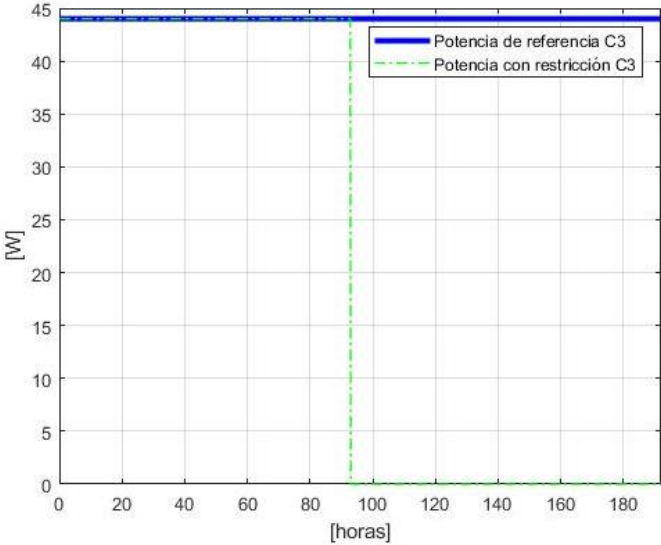
6.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Se compararán las dos soluciones con el presupuesto reducido, analizando dos circuitos en específico. El primer circuito para interpretar es el de mayor prioridad y luego el de menor prioridad. Esto para poder ser claros al tratar de entender las ventajas y desventajas de usar una metodología de dimensionamiento con gestión y sin gestión.

6.2.1 Circuito prioritario. Como primera instancia, se analizan los días de autonomía de las dos soluciones dadas implementando la estrategia de gestión. La

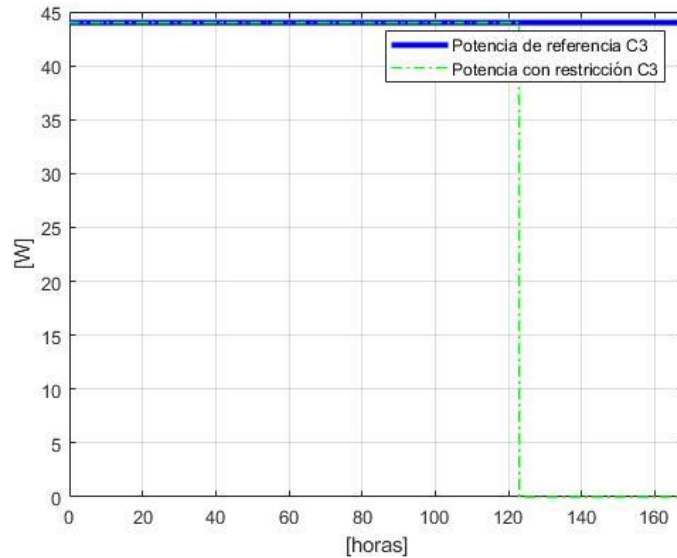
figura 19, muestra las horas de autonomía del circuito tres (nevera) para la solución 2, donde se presenta un total de 95 horas de autonomía.

Figura 19. Autonomía aplicando gestión de demanda para el circuito 3 nevera para la solución 2 de \$ 19'308.322.



La figura 20 muestra las horas de autonomía del circuito tres (nevera) para la solución 3, donde se presenta un total de 128 horas de autonomía.

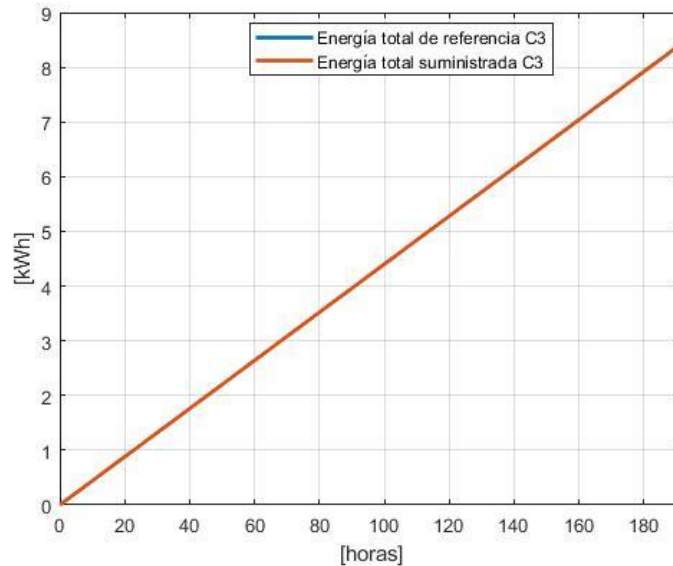
Figura 20. Autonomía aplicando gestión de demanda para el circuito 3 nevera para la solución 3 \$20'528.413 de prioridad 1.



Se puede observar claramente, que la solución tres presenta más beneficios en horas de autonomía. Esto gracias a que hay un mayor número de baterías.

Como segunda observación, se presenta un análisis de los índices de calidad para las dos soluciones propuestas implementando gestión. Se puede observar en la figura 21 que al tener mayor prioridad el circuito tres, toda la energía que requiere la carga se suple, manteniendo su índice de calidad igual a 1.

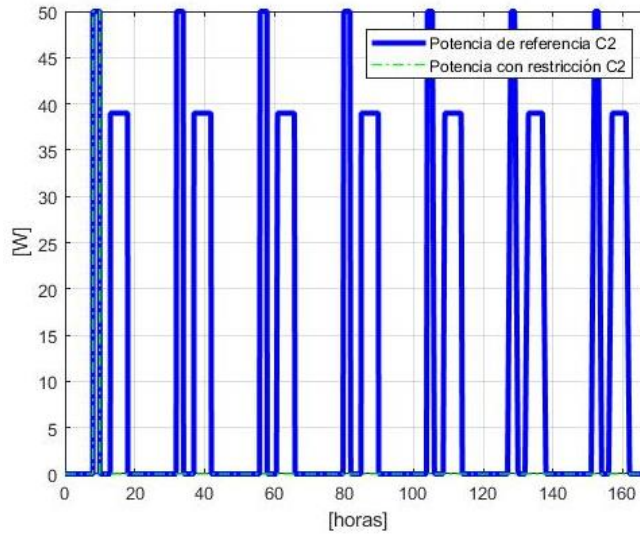
Figura 21. Energía de referencia y suministrada aplicando gestión de la demanda para el circuito 3 nevera para la solución 2 \$ 19'308.322. de prioridad 1.



Esto mismo sucede para la solución tres, ya que para las dos soluciones las cargas se desconectan de la misma manera progresivamente y el circuito con mayor prioridad es el mismo. Por lo tanto, el índice de calidad se mantiene igual.

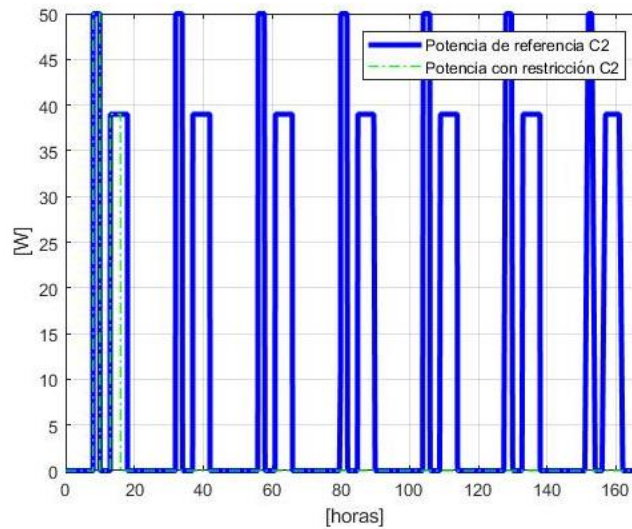
6.2.2 Circuito no prioritario. Primero se analizan los días de autonomía de las dos soluciones dadas implementando la estrategia de gestión de la demanda. La figura 22, muestra las horas de autonomía del circuito 2 (lavado-planchado) para la solución 2, donde se presenta un total de 12 horas de autonomía.

Figura 22. Autonomía aplicando gestión de la demanda para el circuito 2 lavado y planchado para la solución 2 \$ 19'308.322 de prioridad 5.



La figura 23 muestra las horas de autonomía del circuito dos (lavado-planchado) para la solución 3, donde se presenta un total de 17 horas de autonomía

Figura 23. Autonomía aplicando gestión de la demanda para el circuito 2 lavado y planchado para la solución 3 \$ 20'528.413 de prioridad 5.



Es evidente que la solución tres me presenta más beneficios en horas de autonomía ya que se están garantizando más baterías que en la solución dos. Cabe aclarar que, al ser estos circuitos menos críticos, la autonomía que los va a representar será mucho menor que la de otros circuitos.

Como segunda observación, se presenta un análisis de los índices de calidad para las dos soluciones propuestas implementando gestión de la demanda. Se puede observar en la figura 23, el circuito dos (lavado y planchado) para la solución dos se desconecta cuando el estado de carga es menor que el valor límite escogido, es decir, cuando $SOC > Rest_C2$. Desconectado el circuito, se espera a que el estado de carga se pueda cargar hasta el valor de reconexión, es decir, cuando $SOC < S_alto1$. Y la energía se presenta en la figura 24, en donde está al ser dividida sobre la Energía de referencia, da como resultado de un índice de calidad igual a 0.7035.

Figura 24. Potencia con restricción aplicando gestión de la demanda para el circuito 2 lavado y planchado para la solución 2 \$ 19'308.322 de prioridad 5.

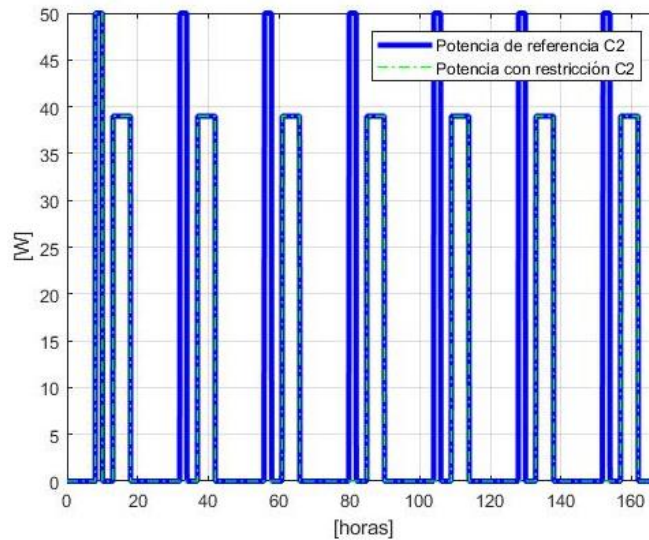
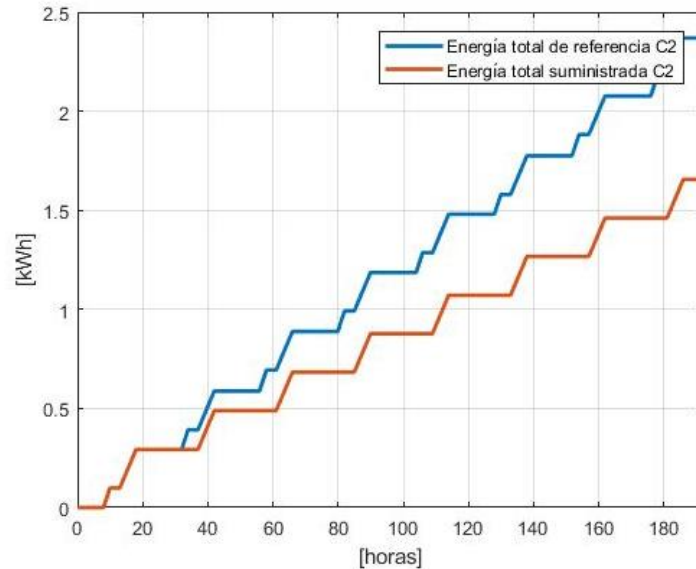


Figura 25. Energía de referencia y suministrada aplicando gestión de la demanda para el circuito 2 lavado y planchado para la solución 2 \$ 19'308.322 de prioridad 5.



El proceso para la solución tres es parecido, pero con la diferencia de que, al tener un número de baterías mayor, el índice de calidad es un poco más alto. En este caso el índice de calidad para la solución tres es igual a 0.7806.

Al comparar las tres soluciones dadas en la tabla-15, se percibe que el número de paneles fotovoltaicos no afecta en gran medida los indicadores de calidad y la autonomía del sistema. Es decir, lo que realmente importa, es en cuánto se puede disminuir las baterías para reducir el costo, implementando la estrategia de gestión directa. Cabe aclarar, que la solución dos es más económica que la solución tres, afectando un poco más los indicadores de calidad y la autonomía del sistema. Esto lleva a que el consumidor o usuario final deba decidir qué precio desea pagar para implementar un sistema fotovoltaico aislado y a costas de que lo va a elegir.

Se resume la comparación de resultados en la tabla 16.

Tabla 16. Comparación de resultados entre los circuitos 2 lavado y planchado y 3 nevera con prioridad 1 y 5 respectivamente.

CASO ESTUDIO	COSTO TOTAL	Circuito 3 Nevera - Prioridad 1		Circuito 2 de lavado y planchado - Prioridad 5	
		Auto [días]	Ind [%]	Auto [días]	Ind [%]
SOLUCIÓN 1	24'392.235	165	1	32	1
SOLUCIÓN 2	19'308.322	95	1	12	0.7035
SOLUCIÓN 3	20'528.413	128	1	17	0.7806

7. CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos de realizar la investigación propuesta, se pudo concluir:

Se deduce que la estrategia basada en control de carga se puede implementar de forma directa al usuario final, pues este decide como va a consumir su energía. Lo que diferencia de alguna otra estrategia que lo hace de forma indirecta, incentivando o penalizando al usuario según su consumo.

Con los modelos de simulación implementados se logró describir el comportamiento deseado del sistema fotovoltaico aislado, logrando realizar el control en las cargas.

Se puede evidenciar que al dimensionar un sistema fotovoltaico aislado para un presupuesto predefinido implementando al menos una estrategia directa de gestión de la demanda puedo garantizar la disponibilidad del servicio e índices de calidad altos para aquellos circuitos que se consideren más importantes.

Al evaluar y comparar la metodología tradicional con la propuesta, se evidenció que una ventaja importante al dimensionar con gestión de demanda es reducir los costos en la implementación de un sistema fotovoltaico, incentivando a usuarios a acceder al uso de las energías renovables. Una desventaja es que no se contará con los mismos índices de calidad, ya que al desconectar ciertos circuitos que no son prioritarios estos índices se afectan.

BIBLIOGRAFÍA

APARICIO, M. P. Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada. Marcombo. 2010 Páginas 73-95

CASA BARRIO M., M., “Diseño de instalaciones”, Instalaciones solares fotovoltaicas, Ed. Alfaomega, Colombia, 2017, Páginas 74-101

DE KUYPER, J. C. V. Fuentes de energía renovables y no renovables. Aplicaciones. Editorial Alfaomega. ISBN: 978-607-707-820-3. 2014 Páginas 286-301

GARCÍA. H, CARRASCAL. J, “Desarrollo de una herramienta de software para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos automáticos con cargas DC usando algoritmos genéticos”, 2017, Página 58.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN Código eléctrico colombiano (NTC 2050). (ICONTEC). Colombia, 1998.

KWASINSKI. A, “Operación de micro-redes de forma aislada” 2012, Página 3.

MATLAB, Simulink, R2018b, “Battery”. [en línea] disponible en: <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html>.

MENG, L, SAVAGHEBI. M, ANDRADE. F, VASQUEZ. J. C, GUERRERO. J, GRAELLS. M, “Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University” 2015

OVIEDO J. C., SOLANO J. E., and DUARTE C. A., “Dimensionamiento de microrredes considerando estrategias de gestión de demanda: Revisión de la literatura y casos de estudio,” En energía renovable y materiales para nuevas tecnologías en colombia, 2017, p. 48.

PALENSKY P., D. Dietrich, “Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads”, vol. 7, no. 3, 2011.

WU. D, DRAGICEVIC. T, VASQUEZ. J, GUERRERO. J, GUAN. Y, “Secondary coordinated control of islanded micrigrids base don consensusalgorithms” 2014

ANEXOS

ANEXO A. CÓDIGO INICIALIZACIÓN

```
clc;clear;close all
```

```
%Datasheet paneles fotovoltaicos
```

```
% n = input('Datasheet paneles fotovoltaicos: ');
```

```
n=1;
```

```
switch n
```

```
case 1
```

```
    I=[200 400 600 800 1000];
```

```
    Pmax=[43 90 140 190 240];
```

```
case 2
```

```
    I=[400 600 800 1000];
```

```
    Pmax=[113 175 227 290];
```

```
end
```

```
I_Jinko=[400 600 800 1000];
```

```
Pmax_Jinko=[113 175 227 290];
```

```
I_SHARP=[200 400 600 800 1000];
```

```
Pmax_SHARP=[43 90 140 190 240];
```

```
Np=4;
```

```

figure
subplot(2,2,1),plot(I_Jinko,Pmax_Jinko),title('Datasheet paneles fotovoltaicos
'),grid on,xlabel('Irradiancia [W/m^2]'),ylabel('Potencia [W]'),xlim([300 1000]);
subplot(2,2,2),plot(I_SHARP,Pmax_SHARP),title('Datasheet paneles
fotovoltaicos2'),grid on,xlabel('Irradiancia [W/m^2]'),ylabel('Potencia [W]'),xlim([100
1000]);

```

%Perfil de irradiancia

```

Irrad=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 116 116 336 336 543 543 724 724 861 861 932 ...
932 949 949 893 893 809 809 345 345 51 51 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
S=[0 3564 3600 7164 7200 10764 10800 14364 14400 17964 18000 21564 21600
...
25164 25200 28764 28800 32364 32400 35964 36000 39564 39600 43164 43200
...
46764 46800 50364 50400 53964 54000 57564 57600 61164 61200 64764 64800
...
68364 68400 71964 72000 75564 75600 79164 79200 82764 82800 86364];

```

%Perfil de carga total y por circuitos

```

W=[244 244 244 244 244 244 244 244 262 262 1598 1598 194 194 44 44 94 94
94 94 44 44 1209 1209 209 209 83 83 83 83 338 338 338 338 637 637 266 266
302 302 298 298 298 298 244 244 244 244];
W1=[0 0 0 0 0 0 0 0 18 18 54 54 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 54 54
72 72 108 108 54 54 54 54 0 0 0 0];
W2=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 50 50 50 50 0 0 0 0 0 0 39 39 39 39 39 39 39
39 39 39 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
W3=[44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44
44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44 44];

```

```
W4=[0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1500 1500 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1000 1000 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 350 350 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];
```

```
W5=[200 200 200 200 200 200 200 200 200 200 200 0 0 150 150 0 0 0 0 0 0 0 0 165  
165 165 165 0 0 0 0 255 255 255 255 150 150 150 150 150 150 200 200 200 200  
200 200 200 200];
```

%Baterias

```
V_nom=24;
```

```
Ah=250*4;
```

```
Es_in=100;
```

```
Tr=30;
```

```
Rest_C1=0.4;
```

```
S_alto1=0.45;
```

```
Rest_C2=0.8;
```

```
S_alto2=0.85;
```

```
Rest_C3=0.3;
```

```
S_alto3=0.35;
```

```
Rest_C4=0.5;
```

```
S_alto4=0.55;
```

```
Rest_C5=0.6;
```

```
S_alto5=0.65;
```

%Rendimientos

```
ninv=0.9;
```

```
nbat=0.95;
```

```
npal=0.9;
```

ANEXO B. PLOT DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA CON CONTROL

```
%%
```

```
close all
```

```
%Estado de carga de la bateria
```

```
figure;
```

```
time=soc(:,1)/3600;soc_bateria=soc(:,2);
```

```
plot(time,soc_bateria),title(""),grid on,xlabel('[Horas]'),ylabel('Estado de carga de la  
batería'),xlim([0 96]);
```

```
%Energias solicitada y suministrada - Circuito 1
```

```
figure
```

```
t1=C1_ESol(:,1)/3600;ESolic_C1=C1_ESol(:,2)/3600/1000;ESumin_C1=C1_ESum  
(:,2)/3600/1000;
```

```
hold on;plot(t1,ESolic_C1,t1,ESumin_C1,'linewidth',2);
```

```
box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[kWh]'),xlim([0 96]);
```

```
legend('Energía total de referencia C1','Energía total suministrada C1')
```

```
%Potencia de referencia y con restricción - Circuito 1
```

```
figure
```

```
Pc1Ref=Pc1_Presc1(:,2);Pc1Res=Pc1_Presc1(:,3);
```

```
hold on;plot(t1,Pc1Ref,t1,Pc1Res,'b','linewidth',3);
```

```
plot(t1,Pc1Res,'-g','linewidth',1);
```

```
box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[W]'),xlim([0 96]);  
legend('Potencia de referencia C1','Potencia con restricción C1')
```

%Energías solicitada y suministrada - Circuito 2

```
figure  
ESolic_C2=C2_ESol(:,2)/3600/1000;ESumin_C2=C2_ESum(:,2)/3600/1000;  
hold on;plot(t1,ESolic_C2,t1,ESumin_C2,'linewidth',2);box on  
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[kWh]'),xlim([0 96]);  
legend('Energía total de referencia C2','Energía total suministrada C2')
```

%Potencia de referencia y con restricción - Circuito 2

```
figure  
Pc2Ref=Pc2_Presc2(:,2);Pc2Res=Pc2_Presc2(:,3);  
hold on;plot(t1,Pc2Ref,'b','linewidth',3);  
plot(t1,Pc2Res,'-g','linewidth',1);
```

```
box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[W]'),xlim([0 96]);  
legend('Potencia de referencia C2','Potencia con restricción C2');
```

%Energías solicitada y suministrada - Circuito 3

```
figure  
ESolic_C3=C3_ESol(:,2)/3600/1000;ESumin_C3=C3_ESum(:,2)/3600/1000;  
hold on;plot(t1,ESolic_C3,t1,ESumin_C3,'linewidth',2);box on  
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[kWh]'),xlim([0 96]);  
legend('Energía total de referencia C3','Energía total suministrada C3')
```

%Potencia de referencia y con restricción - Circuito 3

```
figure  
Pc3Ref=Pc3_Presc3(:,2);Pc3Res=Pc3_Presc3(:,3);  
hold on;plot(t1,Pc3Ref,'b','linewidth',3);
```

```
plot(t1,Pc3Res,'-g','linewidth',1);
```

```
box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[W]'),xlim([0 96]);
```

```
legend('Potencia de referencia C3','Potencia con restricción C3')
```

```
%Energias solicitada y suministrada - Circuito 4
```

```
figure
```

```
ESolic_C4=C4_ESol(:,2)/3600/1000;ESumin_C4=C4_ESum(:,2)/3600/1000;
```

```
hold on;plot(t1,ESolic_C4,t1,ESumin_C4,'linewidth',2);box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[kWh]'),xlim([0 96]);
```

```
legend('Energía total de referencia C4','Energía total suministrada C4')
```

```
%Potencia de referencia y con restricción - Circuito 4
```

```
figure
```

```
Pc4Ref=Pc4_Presc4(:,2);Pc4Res=Pc4_Presc4(:,3);
```

```
hold on;plot(t1,Pc4Ref,'b','linewidth',3);
```

```
plot(t1,Pc4Res,'-g','linewidth',1);
```

```
box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[W]'),xlim([0 96]);
```

```
legend('Potencia de referencia C4','Potencia con restricción C4')
```

```
%Energias solicitada y suministrada - Circuito 5
```

```
figure
```

```
ESolic_C5=C5_ESol(:,2)/3600/1000;ESumin_C5=C5_ESum(:,2)/3600/1000;
```

```
hold on;plot(t1,ESolic_C5,t1,ESumin_C5,'linewidth',2);box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[kWh]'),xlim([0 96]);
```

```
legend('Energía total de referencia C5','Energía total suministrada C5')
```

```
%Potencia de referencia y con restricción - Circuito 5
```

```
figure
```

```
Pc5Ref=Pc5_Presc5(:,2);Pc5Res=Pc5_Presc5(:,3);
```

```
hold on;plot(t1,Pc5Ref,'b','linewidth',3);
```

```
plot(t1,Pc5Res,'-g','linewidth',1);
```

```
box on
```

```
grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('[W]'),xlim([0 96]);
```

```
legend('Potencia de referencia C5','Potencia con restricción C5')
```

```
%Potencia entregada por los paneles
```

```
figure
```

```
PVP_P=P_PVP(:,2)/1000;
```

```
plot(t1,PVP_P),title(""),grid on,xlabel('[horas]'),ylabel('kW'),xlim([0 96]);
```

ANEXO C. ESPECIFICACIONES TECNICAS Y ECONOMICAS DE LOS EQUIPOS IMPLEMENTADOS.

Generador Fotovoltaico

Canadian Solar > 325 Watt HDM High Efficiency Mono-PERC Solar Panel - 40mm Black Frame

Monocrystalline Solar Panel. Black Frame, White Backsheet.

Model	CS1K-325MS - Black Frame
Series	SUPERPOWER Mono-PERC CS6K
Manufacturer	Canadian Solar

Mechanical

Type	Monocrystalline
Dimensions	67.3" x 39.1" x 1.57"
Weight	41.7 lbs
Frame	Black Anodized aluminum
Connector	Junction Box - IP68, 3 diodes (w MC4 compatible leads)

Electrical

Watts (STC)	325 W
Max Power Voltage (VMPP)	30.7 V
Max Power Current (IMPP)	10.59 A
Open Circuit Voltage (VOC)	37.0 V
Short Circuit Current (ISC)	11.31 A
Max System Voltage (UL)	DC 1000 V

Batería Solar



BATERIA SOLAR AGM 24V 250 AH U-POWER

590,00€

Batería para uso solar de 24 voltios 250 Amperios de AGM

Este modelo de batería AGM es ideal para instalaciones solares aisladas. El pack consta de 2 baterías de 12 voltios que instaladas en **SERIE** nos dan una intensidad de **24 voltios y 250 Amperios en C-100**.

Este modelo de batería está libre de mantenimiento y no produce evaporación de gases.

La batería de AGM es una batería sin mantenimiento, apta para aplicaciones solares con descarga lenta.

- Tecnología **AGM** con electrolito absorbido
- Mínima auto-descarga
- Totalmente **libre de mantenimiento**
- Adecuada para aplicaciones en interiores
- Uso flexible para **uso cíclico, tracción y de arranque**
- Alta capacidad de descarga
- Alta fiabilidad
- Más de 500 ciclos a 75% D.O.D.
- Más de 1000 ciclos según IEC 61427
- **Capacidad:** 200 Ah (C10), 250 Ah (C100). > 500 ciclos con 75% de descarga, > 1.000 ciclos IEC 61427.
- **Dimensiones:** 518 x 274 x 242 mm 60KG

Inversor



INVERSOR PHOENIX INVERTER C 24V / 2000W

1.010,42€

Inversor con salida sinusoidal pura

24 Voltios y 2000 Watios.

Para Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas

Funcionamiento en Paralelo y Trifásico

Alta potencia de arranque

Compacto, ligero y robusto

Inversor Phoenix	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Funcionamiento en paralelo y en trifásico	Sí				
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (V DC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida	Salida: 230V ± 2% / 50/60Hz ± 0,1% (1)				
Potencia cont. de salida 25 °C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Potencia cont. de salida 25 °C (W)	1000	1300	1600	2500	4500
Potencia cont. de salida 40 °C (W)	900	1200	1450	2200	4000
Pico de potencia (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Eficacia máx. 12/ 24 /48 V (%)	92 / 94	92 / 94	92 / 92	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25
Consumo en vacío en modo AES (W)	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20
Consumo en vacío modo Search (W)	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6
GENERAL					
Relé programable (3)	Sí				
Protección (4)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50°C (refrigerado por ventilador) Humedad (sin condensación): Máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Tipo de protección: IP 21				
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros se incluye		Pernos M8	2+2 Pernos M8	
Conexiones 230 V CA	Enchufe G-ST18i		Abrazadera-resorte	Bornes atornillados	
Peso (kg)	10		12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emissiones / Inmunidad	EN 55014-1 / EN 55014-2				
Directiva de automoción	2004/104/EC	2004/104/EC		2004/104/EC	
<p>1) Puede ajustarse a 60 Hz, y a 240 V. 2) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 3) Relé programable que puede configurarse en alarma general, subtensión de CD o como señal de arranque de un generador (es necesario el interfaz MK2 y el software VEConfigure) Capacidad nominal CA 230V / 4A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35VDC, 1 A hasta 60VDC.</p> <p>4) Protección: a) Cortocircuito de salida b) Sobrecarga c) Tensión de la batería demasiado alta d) Tensión de la batería demasiado baja e) Temperatura demasiado alta f) 230 V CA en la salida del inversor g) Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta</p>					

Regulador



Regulador Maximizador Blue Solar 70A 12/24/48V-MPPT 150/70-MC4 - VICTRON

REF. **CHA071**

Fabricante: Victron Energy

548,63€



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Corriente de cortocircuito máxima FV 2)	50A	50A	50A	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficia máxima	98%				
Autoconsumo	10mA				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (ajustable)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (ajustable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretemperatura				
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos y on-off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm ² /AWG2 (modelos Tr), Dos conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos de hasta 150/70) Tres conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos 150/85 y 150/100)				
Bornes de batería	35 mm ² / AWG2				
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3kg			4,5kg	
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103mm Modelos MC4: 246 x 295 x 103mm	
ESTÁNDARES					
Seguridad	EN/IEC 62109-1				
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V. 2) Un sistema FV con una corriente de cortocircuito más alto dañaría el controlador. 3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)					

ANEXO D. MATLAB FUNTION1

```
function uy = fcn(u,SOC,S_alto2)
```

```
if (u==0) && (SOC>S_alto2)
```

```
uy = 1;
```

```
else
```

```
    uy = u;
```

```
end
```

ANEXO E. OZOM PARA UN SISTEMA DE DOMOTICA



Caja Router Ozom Ozom

\$ 319.900 UND

FICHA TÉCNICA

Atributo	Detalle
Instalación	NO incluye. Para acceder a tus productos Ozom desde fuera de casa, deberás conectarlos a una red wi-fi doméstica, tener la aplicación Ozom en tu Smartphone o tablet con internet móvil y listo, disfruta la seguridad en casa desde tu teléfono.
Contenido	1 ruteador, 1 cable de poder, manual de instrucciones
Observaciones	La foto de este producto ha sido ambientada, por lo cual no incluye ningún adorno, ni accesorios, ni piezas adicionales ni ningún otro elemento que lo acompañan. El color presentado en la fotografía es una aproximación al color real.
Uso	Router, ruteador
Beneficios	Controla tus productos Ozom a través de tu app en dispositivos móviles.
Tipo	Accesorios Automatización
Recargable (Si/No)	No
Función	Ruteador, router
Características	Ruteador o router de conexión inalámbrica/alámbrica para tus equipos Ozom
Recomendaciones	Se recomienda seguir las instrucciones de uso y seguridad dispuestas por el fabricante. Compruebe el funcionamiento de la unidad de acuerdo con las instrucciones explícitas del manual. El producto debe tener un correcto funcionamiento durante la inspección.
Información Adicional	Para que el producto funcione debes descargar la aplicación Ozom desde tu smartphone o Tablet. En la aplicación te daremos las instrucciones de como agregar tu producto Ozom. Recuerda que debes tener instalado tu Ozom Box antes de agregar un producto. Para mayor información visita ozom.com