

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Diseño de una Microrred Eléctrica en un Campus
Universitario

Autor: Carlos Fernández Ramos

Tutor: Jose Luís Martínez Ramos

Tutor Empresa: Manuel Ángel Caamaño Bedoya

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Diseño de una Microrred Eléctrica en un Campus Universitario

Autor:

Carlos Fernández Ramos

Tutor:

José Luis Martínez Ramos

Catedrático de Universidad

Tutor Empresa:

Manuel Ángel Caamaño Bedoya

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Máster: Diseño de una Microrred Eléctrica en un Campus Universitario

Autor: Carlos Fernández Ramos
Tutor: José Luis Martínez Ramos
Tutor Empresa: Manuel Ángel Caamaño Bedoya

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi familia.

A mis amigos.

Agradecimientos

Muchas gracias a mi familia por apoyarme en todo lo que hago.

A mis amigos por alegrarme y por regalarme momentos únicos.

Carlos Fernández Ramos

Sevilla, 2019

En este Trabajo Fin de Máster se pretende implementar un algoritmo en el software matemático OCTAVE que permita el pre-dimensionamiento de una microgrid para que converja a una solución óptima teniendo en cuenta la viabilidad técnica y económica.

La microgrid que se va a utilizar en el algoritmo tendrá generadores diésel, tecnología solar, instalaciones eólicas y almacenamiento en baterías; además si se desea se tiene la posibilidad de trabajar conectado a la red eléctrica o en funcionamiento aislado. Se va a trabajar en régimen de simulación, introduciendo una gran cantidad de parámetros e hipótesis para las potencias instaladas (asociadas a diferentes tecnologías de generación). En caso de querer realizar un pre-dimensionamiento se puede proceder a delimitar un rango de potencias para una o más tecnologías de generación y en función del resto de datos se optimizará a una solución económica y técnicamente viable.

Haciendo uso de este algoritmo y comparando los resultados con otro software de simulación se van a realizar análisis técnicos ante diferentes situaciones en la microgrid que se encuentra en el Campus Universitario de *German Jordanian University (GJU)* de Madaba, Jordania. Esta microgrid posee paneles solares, motores diésel y una conexión con la red eléctrica, se simulará la inclusión de una batería para estudiar su comportamiento.

Abstract

The aim of this Master's Thesis is to develop an algorithm in a mathematical software that allows the pre-dimensioning, technical simulation and viable economic solution of a microgrid. Typical generation technology in microgrids will be taken into account: diesel generators, solar technology, wind farms and battery storage. In addition, it is possible to work connected to the electrical network or with isolated operation.

It will work in a simulation regime, introducing a large number of parameters and hypotheses for a specific power generation technology installed to allow the simulation taking into account a margin of error with what is expected in reality. If a pre-dimensioning is required, an open range can be defined for one or more generation technologies and, depending on the rest of the data, an attempt will be made to arrive at the optimum economic and technically viable solution.

Using this algorithm and comparing the results with other software on the market will improve the design and perform technical analysis in different situations of a microgrid implemented at German Jordanian University (GJU) in Madaba, Jordan. This microgrid has solar panels, diesel engines and a connection with the electrical network, it will simulate the inclusion of a battery to simulate its behavior.

.....Translated with www.DeepL.com

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Índice de Ecuaciones	xxi
1 Introducción. Alcance del proyecto	1
1.1 <i>Microgrid eléctrica.</i>	1
1.1.1 Definición.	1
1.1.2 Arquitectura de la micro-red	2
2 Algoritmo de Simulación	3
2.1 <i>Introducción.</i>	3
2.2 <i>Introducción de Datos.</i>	4
2.2.1 Carga de datos de generación solar	4
2.2.2 Carga de datos de consumo	6
2.2.3 Carga de datos de generación eólica.	7
2.3 <i>Planteamiento y lógica del Algoritmo Principal</i>	7
2.3.1 Pre-dimensionamiento.	7
2.3.2 Viabilidad Económica.	8
2.3.3 Simulación horaria y Viabilidad Técnica.	9
2.3.4 Esquema de Funcionamiento Orientativo.	12
2.4 <i>Propuestas de mejora.</i>	12
2.4.1 Generadores diésel.	12
2.4.2 Estimación solar.	12
2.4.3 Inversor	12
2.4.4 Batería	13
2.4.5 Compra Energía de la Red Eléctrica.	13
3 Caso de Estudio	15
3.1 <i>Localización.</i>	15
3.2 <i>Condiciones climatológicas.</i>	16
3.3 <i>Características técnicas de la instalación.</i>	17
3.3.1 Instalación solar.	18
3.3.2 Grupos Diésel.	23
3.3.3 Baterías	23
3.4 <i>Variables económicas de la instalación.</i>	24
3.4.1 Costes de penalización grupos diésel.	24
3.4.2 Precio del Mercado en Jordania. Coste de penalización.	27
3.4.3 Costes Fijos, Variables y de Inversión.	28
3.5 <i>Consideraciones particulares del caso de análisis.</i>	29

3.5.1	Tratamiento de parámetros e Influencia en el resultado.	29
3.5.2	Leyenda Análisis Comparativo.	30
4	Microgrid Aislada sin Batería	33
4.1.1	Análisis CASO 1.	34
4.1.2	Conclusiones	37
4.2	<i>Análisis Casos Alternativos.</i>	37
4.2.1	Análisis Comparativo.	38
4.2.2	Conclusiones.	40
5	Microgrid Aislada Con Batería	41
5.1	<i>Dimensionamiento de la batería.</i>	42
5.2	<i>Análisis CASO 2.</i>	43
5.3	<i>Comparativa CASO 1 Vs CASO 2</i>	45
6	Microgrid Conectada a Red sin Batería	47
6.1	<i>Análisis CASO 3.</i>	48
6.2	<i>Análisis CASOS ALTERNATIVOS 3.1 y 3.2.</i>	50
7	Microgrid Conectada a Red con Batería	53
7.1	<i>Análisis CASO 4</i>	54
7.2	<i>Análisis CASOS ALTERNATIVOS.</i>	56
8	Conclusiones Generales	59
8.1	<i>Estudio de día tipo.</i>	59
8.2	<i>Exposición de resultados.</i>	61
8.3	<i>Estimación Algoritmo PSO.</i>	63
9	ANEXO A.	67
9.1	<i>Resultado Simulación TIPO.</i>	67
10	ANEXO B. Artículo Técnico	71
	Referencias	75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3–1. Tabla climática. Datos Históricos del tiempo Madaba. FUENTE [13]	17
Tabla 3–2. Distribución de paneles solares por las diferentes áreas.	18
Tabla 3–3. Comparativa generación potencia solar real con estimaciones de HOMER y OCTAVE (nov17 – oct18)	22
Tabla 3–4. Generadores Diésel utilizados	23
Tabla 3–5. JOD/litro de diesel mensual del 2017 y 2018. FUENTE: [22]	25
Tabla 3–6. Análisis de gasto de combustible de Generador diésel 150 kVA. FUENTE: [17]	25
Tabla 3–7. Análisis de gasto de combustible de Generador diésel 300 kVA. FUENTE: [18]	25
Tabla 3–8. Análisis de gasto de combustible de Generador diésel 700 kVA. FUENTE: [19]	26
Tabla 3–9. Análisis de gasto de combustible de Generadores Diésel ante Incremento del precio de petróleo.	26
Tabla 3–10. Análisis de gasto de combustible de Generadores Diésel ante Disminución del precio de petróleo	26
Tabla 3–11. Captura de pantalla de Tarifas Oficiales de NEPCO. FUENTE: [23]	27
Tabla 3–12. Costes Fijos, Variables y de Inversión en 2018. FUENTE: [24]	29
Tabla 4–1. Casos de estudio para Microgrid Aislada sin Batería.	33
Tabla 4–2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 1.	34
Tabla 4–3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas CASO 1.	35
Tabla 4–4. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 1 sin restricción 5% en HOMER.	36
Tabla 4–5. Comparativa resultados técnicos CASOS 1, 1.1 y 1.2.	38
Tabla 4–6. Comparativa resultados económicos CASOS 1, 1.1 y 1.2.	39
Tabla 5–1. Energía generada por motores diésel, descargada por la baterías y desperdiciada para HOMER y OCTAVE con diferentes capacidades de la batería.	42
Tabla 5–2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 2.	43
Tabla 5–3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas, CASO 2.	44
Tabla 5–4. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 1 Vs CASO 2.	45
Tabla 6–1. Esquema de conexión para los diferentes casos Microgrid Conectada a Red Sin Batería.	48
Tabla 6–2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 3.	48
Tabla 6–3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas, CASO 3.	49
Tabla 6–4. Comparativa resultados técnicos CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.	51
Tabla 6–5. Comparativa resultados económicos CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.	51
Tabla 7–1. Casos de estudio para Microgrid Conectada a Red con Batería.	54
Tabla 7–2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas, CASO 4.	54
Tabla 7–3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas, CASO 4	55
Tabla 7–4. Comparativa resultados técnicos CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.	56

Tabla 7–5. Comparativa resultados económicos CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.	57
Tabla 8–1. Comparativa técnica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE	61
Tabla 8–2. Comparativa económica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE	62
Tabla 8–3. Datos Pre-Dimensionamiento PSO. CASO 5	63
Tabla 8–4. Resultado Pre-Dimensionamiento PSO. CASO 5	64
Tabla 8–5. Comparativa técnica de CASOS 1, 2, 3, 4 y 5 para OCTAVE.	64
Tabla 8–6. Resultados económicos de CASOS 1, 2, 3, 4 y 5 para OCTAVE	65
Tabla 9–1. Resultados simulación OCTAVE Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Esquema de flujos de energía de la MICROGRID implementada en OCTAVE.	3
Figura 2-2. Esquema lógica utilizada para Cargar Datos Iniciales.	4
Figura 2-3. Esquema orientativo de la lógica utilizada para el uso conjunto de todos los algoritmos implementados a través del software OCTAVE	12
Figura 3-1. Localización Universidad. FUENTE: Google Maps	15
Figura 3-2. Vista Aérea Campus Universitario. FUENTE: Google Maps	16
Figura 3-3. Climograma Madaba. FUENTE: [13]	16
Figura 3-4. Diagrama de Temperatura Madaba. FUENTE: [13]	17
Figura 3-5. Esquema GJU Microgrid. FUENTE: [14]	18
Figura 3-6. Área 1, 2250 paneles, 708.75 kW. FUENTE: [16]	19
Figura 3-7. Área 2, 1146 paneles, 360.99 kW. FUENTE: [16]	19
Figura 3-8. Área 4, 267 paneles, 84.112 kW. FUENTE: [16]	20
Figura 3-9. Área 5, 396 paneles, 124.74 kW. FUENTE: [16]	20
Figura 3-10. Área 6, 1256 paneles, 395.64 kW. FUENTE: [16]	21
Figura 3-11. Gráfica comparativa de energía solar real generada (PV REAL), estimación energía a través de OCTAVE (PV OCTAVE) y estimación a través de HOMER (PV HOMER)	22
Figura 3-12. Evolución precios de diésel en Jordania. FUENTE: [22]	24
Figura 4-1. Flujo de energía Microgrid aislada sin batería CASO 1.	33
Figura 4-2. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE para CASO 1.	34
Figura 4-3. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE para CASO 1	35
Figura 4-4. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 1, sin restricción 5% en HOMER.	36
Figura 4-5. Flujo de energía Microgrid aislada sin batería CASO ALTERNATIVO 1.1 y 1.2..	37
Figura 4-6. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE Motores Diesel, CASO 1, 1.1 y 1.2.	38
Figura 4-7. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 1, 1.1 y 1.2.	39
Figura 5-1. Flujo de energía Microgrid aislada con batería CASO 2.	41
Figura 5-2. Gráfica de la energía generada por motores diésel, descargada por la baterías y desperdiciada para HOMER y OCTAVE para diferentes valores de la batería.	42
Figura 5-3. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 2	44
Figura 5-4. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 2	45
Figura 5-5. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 1 Vs CASO 2	46
Figura 6-1. Flujo de energía Microgrid Conectada a Red sin Batería, CASO 3.	48
Figura 6-2. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 3.	49
Figura 6-3. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 3	50
Figura 6-4. Flujo de energía Microgrid aislada sin batería CASO ALTERNATIVO 3.1 y 3.2..	50
Figura 6-5. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.	51

Figura 6-6. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.	52
Figura 7-1. Flujo de energía Microgrid Conectada a Red con Batería, CASO 4	53
Figura 7-2. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 4	54
Figura 7-3. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 4	55
Figura 7-4. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.	56
Figura 7-5. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.	57
Figura 8-1. Estudio Flujo de Potencia Día Tipo HOMER-OCTAVE 29/06 y 30/06	59
Figura 8-2. Estudio Estado Energía Batería Día Tipo HOMER-OCTAVE 29/06 y 30/06	60
Figura 8-3. Gráfica comparativa técnica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE	61
Figura 8-4. Gráfica comparativa económica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE	62
Figura 8-5. Flujo de carga simulación pre-dimensionamiento CASO 5. Día 29/06, 30/06 y 01/07.	64
Figura 8-6. Gráfica técnica de CASOS 1, 2, 3 ,4 y 5 para OCTAVE.	65
Figura 8-7. Gráfica económica de CASOS 1, 2, 3 ,4 y 5 para OCTAVE.	65
Figura 9-1. Resultados simulación económica HOMER Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4	69
Figura 9-2. Resultados simulación técnica HOMER Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4	70
Figura 9-3. Resultados simulación técnica-batería HOMER Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4	70

ÍNDICE DE ECUACIONES

(2-1)	5
(2-2)	5
(2-3)	5
(2-4)	5
(2-5)	6
(2-6)	6
(2-7)	8
(2-8)	8
(2-9)	9
(2-10)	9
(2-11)	10
(2-12)	11
(2-13)	11

1 INTRODUCCIÓN. ALCANCE DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Máster posee dos partes claramente diferenciadas. Una de ellas es la implementación del algoritmo que permite el pre-dimensionamiento y el estudio de viabilidad económica y técnica de una microgrid, se explicará en el Capítulo 2. Otra parte de este proyecto es la aplicación del mencionado algoritmo a una microgrid real, de ese modo nos permite utilizar el algoritmo creado a una instalación de gran tamaño y a su vez comparar los resultados con otro software del mercado para así validar este algoritmo.

En este proyecto se le va a dar mayor importancia al análisis y conclusiones del caso de estudio mencionado, es por ello que se va a explicar de manera general la lógica utilizada para el desarrollo del conjunto de algoritmos pero no se va a detallar la implementación concreta de cada uno de ellos.

A lo largo de este documento se utilizará directamente la denominación OCTAVE para referirse al conjunto de algoritmos desarrollados en este software matemático y HOMER para las simulaciones realizadas a través de este software eléctrico. A su vez, se utilizarán indistintamente los conceptos Microrred y Microgrid cuyo significado es el mismo.

Este Proyecto se ha realizado en colaboración con la empresa ISOTROL.S.A situada en PCT Cartuja, Sevilla. Para el análisis de la microrred objeto de estudio se han utilizado los datos facilitados por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla.

Antes de proceder con mayor desarrollo del proyecto se cree necesario mencionar brevemente conceptos básicos de una microrred eléctrica, de este modo se podrá comprender más fácilmente la lógica utilizada y las conclusiones del análisis.

1.1 Microgrid eléctrica.

1.1.1 Definición.

Existen varias definiciones de microrredes.

El Grupo de Intercambio de Microrredes *del Departamento de Energía de EEUU* lo define como:

Grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos que se comporta como una única entidad controlable con relación a la red. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione tanto conectada a la red como en modo “isla”.

El grupo de Trabajo CIGRÉ C6.2, *Microgrid Evolution Roadmap* lo define como:

Sistema de distribución de electricidad que incluyen cargas y recursos energéticos distribuidos (como generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento o cargas controlables), que pueden manejarse de forma controlada y coordinada, tanto si están conectados a la red principal como si están puesto a tierra.

Una manera de definir una microrred eléctrica es considerarla una versión más pequeña de la red eléctrica: cuenta con diferentes fuentes de energía, usuarios y puede, en algunos casos, intercambiar energía con otras redes.

En algunas situaciones, las microrredes se pueden suministrar para atenuar la falta de fiabilidad de una red de suministro. Por lo tanto, es necesario disponer de un controlador que pueda realizar una transición eficiente del modo de conexión a la red al modo *isla*: se debe encargarse de la generación y almacenamiento disponibles, además de suministrar cargas cuando se necesiten y evitar que se disparen los dispositivos de protección

Una microrred eléctrica puede adoptar números formas, dimensiones y distribuciones. Todas ellas comparten las siguientes características comunes:

- ✓ Múltiples fuentes y cargas.
- ✓ Son distribuidas.
- ✓ Controlables y con cierta autonomía de control.

A su vez, los motivos principales para la instalación de la microrred son los siguientes:

- ✓ Reducir los costes.
- ✓ Reducir la contaminación.
- ✓ Garantizar la seguridad de suministro.

[1, pp. 38-40]

1.1.2 Arquitectura de la micro-red

Los principales elementos que forman parte de una microgrid son los siguientes:

- ✓ **Sistemas de generación.** Se pretende, en la mayoría de los casos, integrar tecnología de generación renovable y obviar el empleo de fuentes de generación tradicionales. Se suelen utilizar energía fotovoltaica, eólica, pequeño salto hidráulico, generadores diésel, etc...
- ✓ **Cargas.** Serán las cargas de consumo conectadas a la red y que será necesario abastecer eléctrica o caloríficamente.
- ✓ **Sistemas de almacenamiento.** Son dispositivos que ofrecen la posibilidad de almacenar la energía para hacer uso de ella cuando sea necesario, aporta más fiabilidad y estabilidad al sistema.
- ✓ **Interconexión Red Eléctrica.** Suele existir una conexión con la red eléctrica que permita una compra o venta de energía si se considera necesario. En caso de que no intercambie energía con la red funcionará de forma aislada.

[2, pp. 6-8]

2 ALGORITMO DE SIMULACIÓN

En este capítulo se explicará el conjunto de algoritmos que se han desarrollado en el software matemático OCTAVE que nos permite la posibilidad de realizar la optimización económica y técnica así como el pre-dimensionamiento de una instalación tipo de una microgrid.

2.1 Introducción.

Utilizando el software matemático OCTAVE se desarrollarán un conjunto de algoritmos que son el resultado de la interpretación de varias fuentes. Se pretende, en primer lugar, estimar un pre-dimensionamiento de la red dentro de unos rangos para las diferentes tecnologías de generación que se consideren oportunas; en segundo lugar, realizar una simulación diaria en base a un perfil de consumo acorde con el pre-dimensionamiento anterior para verificar su viabilidad técnica; y, en tercer lugar, realizar ambos estudios en un contexto económicamente viable, penalizando aquellas instalaciones prediseñadas que sean menos rentables.

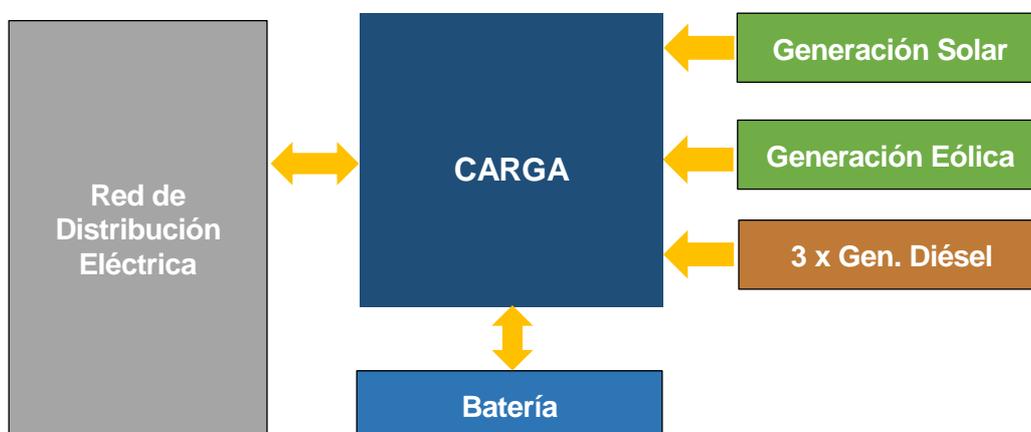


Figura 2-1. Esquema de flujos de energía de la MICROGRID implementada en OCTAVE.

La microgrid modelo que se ha utilizado para aplicar este algoritmo va a poseer: generación solar y generación

eólica como dos posibles fuentes de energía renovable, tres generadores diésel como fuente de energía convencional, almacenamiento en baterías para los excedentes renovables y también estará inter-conexionado con la red de distribución.

Siempre que hagamos mención a OCTAVE será para referirnos al conjunto de algoritmos implementados en ese software matemático, de ese modo lo utilizaremos como referencia en el resto del documento.

2.2 Introducción de Datos.

El primer paso para conseguir que el conjunto de algoritmos funcione es cargar datos en el formato que espera OCTAVE. Se trabajará con datos horarios en todos los casos, de modo que siempre se deberán introducir vectores de tamaño $N*24$, donde N corresponderá al número de días que se simularán y 24 a las horas que tiene el día. La carga de datos se realizará sólo una vez cuando se ejecute el algoritmo.

El conjunto de datos correspondiente a la Generación Solar, Generación Eólica y el Consumo necesitan ser introducidos externamente, ya sea directa o indirectamente. El resto de datos (uso motores diésel, compra/venta de la red, uso de la batería...) se generará posteriormente utilizando la técnica de optimización SIMPLEX – Viabilidad Técnica.

Existe la posibilidad de introducir los datos mencionados de diferentes formas, es por ello que se debe elegir cuál de ellas se desea e introducir los datos dependiendo de la opción elegida. En algunos casos, previamente, tienen que sufrir una transformación. En la Figura 2-2, un esquema del funcionamiento de la carga de datos que se explicará en los siguientes apartados.

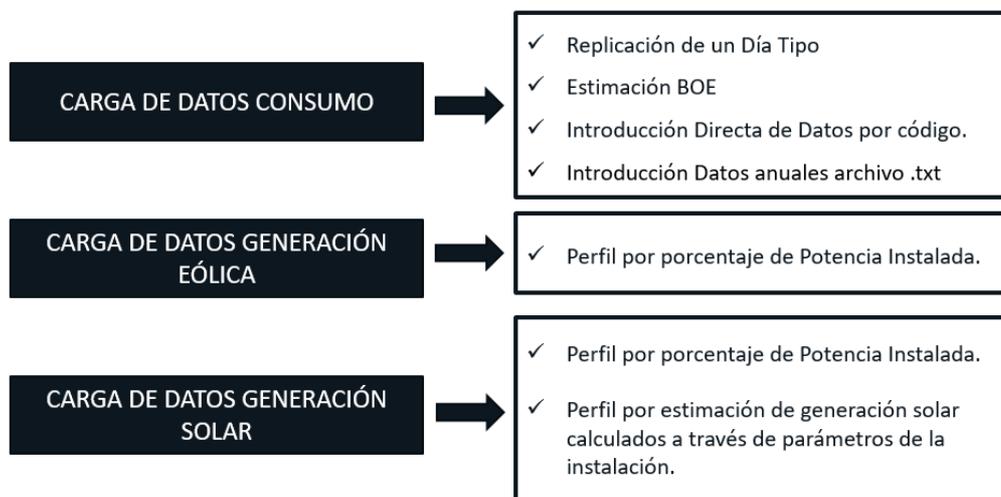


Figura 2-2. Esquema lógica utilizada para Cargar Datos Iniciales.

En los siguientes apartados se explicará la transformación de los datos correspondiente a Datos de Consumo, Datos de Generación Solar y Datos de Generación Eólica.

2.2.1 Carga de datos de generación solar

Se puede elegir cargar directamente los datos de generación solar a través de un porcentaje horario sobre la potencia total solar instalada o bien se puede extraer la radiación solar por estimación según ciertos parámetros introducidos.

2.2.1.1 Perfil por porcentaje de potencia instalada.

Usará un vector del tamaño $N \cdot 24$ (donde N corresponde al número de días que se simulen) y estará formado por valores en tanto por uno que corresponderán a la potencia horaria generada aplicado sobre la potencia instalada. Se utilizará para simulaciones rápidas donde se conozca el perfil aproximado de generación solar.

2.2.1.2 Perfil de radiación solar.

Otro modo de simular el perfil de generación solar, de una manera más real, es estimar la radiación por unidad de superficie según una serie de parámetros que corresponden a la localización de la instalación y parámetros técnicos del diseño. Es necesario conocer la latitud y longitud de la instalación, el azimut, la inclinación de los paneles y el albedo así como la hora local en la que se encuentra la instalación tomando como referencia UTC (Coordinated Universal Time). Es necesario recordar que existen dos horarios diferentes a lo largo del año, por lo que habrá que elegir entre verano o invierno, siendo conscientes que si elegimos un grupo horario no coincidirá en el otro con las horas reales.

Conociendo todos los parámetros descritos anteriormente y realizando una serie de transformaciones hiperbólicas y trigonométricas se obtiene la radiación global horizontal sobre la parte superior de la atmósfera. Los cálculos que se realizan se detallan a continuación.

Se debe calcular la constante de Radiación Normal Horaria que será aquella que incida sobre la superficie de la capa atmosférica. La variable n corresponderá a las horas, comenzando en 0 hasta $24 \cdot N$ (siendo N el número de días a simular), además será necesario conocer G_{sc} (constante solar, 1.367 kW/m^2). Ecuación (2-1) [3, p. Cap 1 y 2].

$$G_{0n} = G_{sc} * (1 + 0.033 * \cos d(360 * n/365)) \quad (2-1)$$

En la ecuación (2-2) se calculará la Radiación Global Horaria en las capas altas de la atmósfera teniendo en cuenta las siguientes variables: φ : latitud, δ : inclinación solar. (0° horizontal, 90° vertical) y ω : ángulo horario (se establece la hora en formato natural, no por minutos)

$$Rad_{GlobalExtramosférica} = \frac{12}{\pi} * G_{0n} * (\cos d(\varphi) * \cos d(\delta) * (\sin d(\omega 2) - \sin d(\omega 1)) + \pi * \frac{\omega 2 - \omega 1}{180} * \sin d(\varphi) * \sin d(\delta)); \quad (2-2)$$

Otro dato necesario para estimar la radiación Solar será Clearness Index (o Índice de claridad), que determinará en porcentaje, en tanto por uno, de la cantidad de radiación que finalmente incide en la superficie horizontal de la tierra. De este modo se pondrán tener en cuenta días nublados o más soleados estableciéndose la diferencia a través de este índice. Valores típicos para este índice será de 0.25 para un el día más nublado a 0.75 para el día más soleado. Se define este índice como el cociente entre la radiación global horizontal que incide en la superficie (dato que se utilizará posteriormente) y la radiación que incide en la parte superior de la atmósfera (dato calculado a partir de los parámetros mencionados anteriormente) Ecuación (2-3).

$$\frac{Rad_{GlobalHorizontal}}{Rad_{GlobalExtratmosférica}} = K \quad (2-3)$$

Este índice se tiene que introducir a través de un fichero de texto y estará formado por un vector que tendrá un tamaño correspondiente al número de días a simular. En caso de simulaciones anuales debe tener una longitud de 365. Este índice se puede extraer de la base de datos de la NASA [4]

Habiendo extraído este índice (K) se podrá extraer la Radiación Global Horizontal en la superficie de la tierra.

$$Rad_{GlobalHorizontal} = K * Rad_{GlobalExtratmosférica} \quad (2-4)$$

A su vez, la radiación global está formada por radiación directa y radiación difusa, esta diferencia es necesario realizarla debido a que la orientación de los paneles en la superficie tiene un efecto importante en la radiación directa y difusa que incide. Para extraer la radiación difusa se utiliza la correlación de Erbs et al (1982) [5, p. 11.19] que la calcula según el índice de claridad mencionado anteriormente.

$$\text{RadDifusa} \begin{cases} \text{Si } k \leq 0.22 \\ \text{RadGlobalHoriz} \cdot (1 - 0.09 * K) \\ \\ \text{Si } 0.8 \geq K > 0.22 \\ \text{RadGlobalHoriz} \cdot (0.9511 - 0.1604 * K + 4.388 \cdot (K)^2) - 16.638 \cdot (K)^3 + 12.336 \cdot (K)^4 \\ \\ \text{Si } k > 0.8 \\ \text{RadGlobalHoriz} \cdot 0.165 \end{cases} \quad (2-5)$$

A partir de la Radiación Difusa se podrá calcular la Radiación Directa. Ecuación (2-8).

$$\text{RadDirecta} = \text{RadGlobal Horizontal} - \text{RadDifusa} \quad (2-6)$$

Finalmente la energía que incidirá sobre el panel se calculará teniendo en cuenta el modelo HDKR (The Kluncher and Reindl, and Hay and Davie's Model) donde se tendrá en cuenta las dos formas de radiación que se han calculado anteriormente.

Como resultado se obtiene la radiación final que incidirán sobre las placas solares en función de los metros cuadrados de superficie real de paneles que se encuentren instalados.

2.2.2 Carga de datos de consumo

Existen cuatro maneras diferentes de cargar los datos de consumo en este conjunto de algoritmos.

2.2.2.1 Replicación de un día tipo.

Si disponemos de la información de un día concreto es posible replicar ese día muchas ocasiones para hacer simulaciones más largas. Es necesario introducir a través de un vector tamaño 24 la potencia que se espera para cada hora y el número de días que se desea simular.

Además, esta potencia se replicará de tal modo que si lo creemos conveniente podemos introducir una desviación típica que modifique los valores semanalmente y otra para modificaciones diarias. De tal forma que si se combinan ambos valores estadísticos se pueden llegar a simular una curva de consumo diferente para cada día representando así un consumo más diverso.

2.2.2.2 Estimación de datos de consumo BOE.

Otra manera de introducir datos será a través de la estimación por consumo según el Boletín Oficial del Estado por el que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo (BOE-A-2019-120). [6]

Para el cálculo final se utiliza el archivo de texto PERF_2018.txt que posee los datos correspondientes para cada día del año 2018 según el tipo de consumidor. Para el cálculo es necesario conocer el número de usuarios que hay de cada tipo de consumidor así como el consumo estimado en un año de cada tipo de cliente.

Existen 4 tipos de usuario que son:

- ✓ TIPO A: Tarifa 2.0A y 2.1A.
- ✓ TIPO B: Tarifa 2.0DHA y 2.1DHA.

- ✓ TIPO C: Tarifa 3.0A y 3.1A.
- ✓ TIPO D: Tarifa 2.0DHS y 2.1DHS.

Una vez que se obtienen todos los datos necesarios se realiza el cálculo tal y como se muestra en el BOE.

2.2.2.3 Introducir datos desde vector.

A su vez si se conoce el consumo horario es posible introducirlo directamente a través de un vector de datos (VectorConsumoDirecto) en el script principal. En este caso sería necesario introducir los datos necesarios para todos los días que se desee simular siendo múltiplo de 24.

2.2.2.4 Introducir datos desde fichero.

Funciona con el mismo comportamiento que en el caso anterior, pero en este caso se podrá introducir a través de un fichero de texto para que sea más cómodo. Deberá contener la cantidad de datos que se desee simular, teniendo que ser siempre múltiplo de 24.

2.2.3 Carga de datos de generación eólica.

La carga de Generación Eólica usará un vector del tamaño $N*24$ (donde N corresponde al número de días que se simulen) y estará formado por valores en tanto por uno que corresponderán a la potencia horaria generada aplicado sobre la potencia instalada. De tal modo que si se introduce en un dato horario 0.25 (25%) y la potencia instalada eólica es 1000 kW generará en esa hora 250 kW.

2.3 Planteamiento y lógica del Algoritmo Principal

El conjunto de algoritmos desarrollados ofrece tres funciones básicas enlazadas entre sí (pre-dimensionamiento, viabilidad técnica y viabilidad económica) que convergen a un resultado concreto de diseño final propuesto. El resultado ofrece la potencia óptima eólica, solar y diésel además de la capacidad óptima de las baterías. Este conjunto de algoritmos se han desarrollado tomando como base el artículo Optimal Planning of Microgrid applied in Remote Rural Area [7]

Se garantiza que el resultado es viablemente técnico según las restricciones de entrada introducidas y además se pretende que sea viable económicamente, por ello siempre se tiende a converger a dimensionamientos con menores costes. El resultado puede variar de una simulación a otra debido a que se basa en un algoritmo heurístico de optimización, donde muchas soluciones son posibles y no siempre converge hacia la misma.

Aunque el pre-dimensionamiento es una de las funcionalidades que están implementadas es posible usar el conjunto de algoritmos para realizar simulaciones con potencias instaladas ya conocidas. Siempre que se use el pre-dimensionamiento es necesario utilizarlo cuando los días a simular sean pocos (nunca más de 7) para evitar grandes tiempos de espera en los resultados, es por ello que se deberían suponer una serie de días característicos que fueran representativos del resto del año para así obtener una simulación más próxima a la realidad.

Todas las funciones están interrelacionadas entre sí pero se van a explicar en qué consiste cada una de ellas de forma independiente.

2.3.1 Pre-dimensionamiento.

Se va a introducir los rangos de generación aproximados que se estimen para la generación solar, eólica, diésel y para las capacidades de las baterías. De este modo el algoritmo generará aleatoriamente una serie de valores (llamados partículas) correspondientes a cada tecnología (al existir 6 tecnologías, será un problema de 6 dimensiones) que se encuentren dentro del espacio de búsqueda estipulado, de esta forma se están fijando los

datos base para la primera iteración (es decir, se genera una matriz de n partículas \times 6 valores correspondientes a cada tecnología), estos datos serán los correspondientes al vector posición x . Realmente hay 4 tecnologías de generación pero hay 3 grupos diésel disponibles para simulación por lo que habría un total de un vector de 6 dimensiones.

De la primera iteración se selecciona la partícula (vector dimensión 6) que tenga un menor coste (según función de costes fitness - ver Viabilidad Económica.), de ese modo estamos seleccionando esa partícula como referencia de mejora para la siguiente iteración (mejor mínimo global). Estas partículas tienen la posibilidad de moverse dentro del espacio de búsqueda, por lo que se puede simular que las partículas son un vector posición y se moverán según un vector velocidad; para su movimiento se tiene en cuenta la posición particular de cada partícula y el estado del resto de partículas. Es decir, las partículas se mueven de manera autónoma según sus circunstancias, pero comunicándose entre ellas para tener un conocimiento global de la situación del resto; de este modo se puede optimizar la función de coste gastando pocos recursos computacionales (tiempo, memoria o cálculos).

En cada iteración se producirá un desplazamiento de estas partículas hacia la solución según un vector velocidad (Ecuación (2-8)). Dicho vector velocidad se genera según la partícula de referencia tomada en la iteración anterior (g : mejor posición global), la posición del resto de partículas (x_i : vector con todas las posiciones de la iteración), el mejor mínimo de la iteración actual (p_i) y según otras constantes de aceleración ($C1$: constante de aceleración o memoria y $C2$: constante de aceleración o cooperación) e inercia (ω). [8, pp. 1945-1946]

$$V_i = \omega \cdot V + C1 \cdot \text{rand}(p - X_i) + C2 \cdot \text{rand}(g - X_i) \quad (2-7)$$

El algoritmo convergerá cuando detecte que todas las partículas que se han ido desplazando a través del vector velocidad en cada iteración se encuentran muy próximas a la misma solución, Ecuación (2-8). La proximidad de las partículas se determinará a través de una tolerancia.

$$X_i = X_{i-1} + V_i \quad (2-8)$$

Este algoritmo de optimización es conocido como Particle Swarm Optimization (PSO) u Optimización por Enjambres de Partículas, se inspira en el comportamiento de los enjambres de insectos en la naturaleza. Es una meta-heurística ya que se aplica a grandes espacios de soluciones candidatas y asume pocas hipótesis sobre el problema a optimizar, se espera que converja hacia una solución óptima de manera eficiente. Por lo tanto, no siempre convergerá hacia la misma solución óptima por lo que para tener la menor probabilidad de fallo conviene ejecutarlo en varias ocasiones modificando algunos de sus parámetros [7, p. 6].

2.3.2 Viabilidad Económica.

En toda instalación se debe garantizar que los costes sean los menores posibles para así ser competitivos. Como se ha observado en el apartado anterior (2.3.1), el pre-dimensionamiento según el algoritmo PSO se realiza basándose en la función fitness de los costes, es decir, en el mayor beneficio económico.

Esta función es la que se aplica a este apartado y calcula un coste promedio anual de la instalación en base a datos que se deben introducir antes de la ejecución del algoritmo, los costes que se tienen en cuenta son:

- ✓ Costes de inversión en la instalación (C_{inv}): se calcula teniendo en cuenta los costes de instalación en función de la potencia instalada. Para el caso de la batería cuyos datos son introducidos en función de la energía máxima a almacenar (kWh) se utilizará para este cálculo la potencia máxima permitida entre la carga y la descarga. El resultado a su vez se multiplica por un factor denominado Factor de Recuperación de Capital (CRF – Capital Recovery Factor Ecuación (2-8) [9, pp. 39-40]) que según la tasa de interés (r) y el periodo de tiempo de amortización (N) fija el porcentaje anual de coste por inversión. [\$/kW].

$$CRF = \frac{r \cdot (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1} \quad (2-9)$$

- ✓ Costes fijos de Operación y Mantenimiento ($Co\&mFijo$): se estima un coste de operación y mantenimiento anual para cada una de las tecnologías según coste unitario de potencia instalada (misma lógica para la bate. [\$/kW]
- ✓ Costes variables de Operación y Mantenimiento ($Co\&mVar$): coste de operación y mantenimiento anual para cada tecnología en función de la energía generada o almacenada. No está incluido el coste del combustible en el caso de generadores Diésel. [\$/kWh].
- ✓ Coste del Combustible ($Ccomb$): Se debe tener en cuenta el coste del petróleo por cada kWh generado por el motor diésel. [\$/kWh].
- ✓ Costes de Compra de la red ($CcompRed$): Se establece un coste que corresponde al precio de compra de electricidad a la red por cada kWh. Este coste en el algoritmo de simulación utilizando el MÉTODO SIMPLEX entra directamente en competencia con el coste del combustible y de la red. [\$/kWh].
- ✓ Coste de venta de la red ($CventaRed$): hay opción de establecer un coste de venta de los excedentes de energía a la red. Si se elige vender energía a la red sólo se venderá la energía que es generada por fuente renovable y que por las circunstancias concretas del día no pueden ser ni almacenada en el batería ni consumida en ese momento, no es posible elegir otra forma de gestión de venta. Es importante revisar la normativa de cada país respecto a la venta de energía para no realizar simulaciones que no se ajusten a la realidad. [\$/kWh].

En el caso de costes que para su cálculo sea necesario la energía generada (por ejemplo, coste variables de combustible) el algoritmo usa los datos que previamente se han simulado a través del algoritmo SIMPLEX (ver Simulación Horaria y Viabilidad Técnica).

La función de costes final será una suma de los costes mencionados descontando los ingresos de vender energía a la red. Ecuación (2-8) [7, p. 3].

$$Coste = C_{inv} \cdot CRF + Co\&mFijo + Co\&mVar + Ccomb + CcompRed - CventaRed \quad (2-10)$$

Existe otro factor de penalización agregado a este algoritmo que está relacionado con la viabilidad técnica (Ecuación (2-8)). Este factor de penalización se añadiría cuando se considerara que la carga restringida (ver Simulación Horaria y Viabilidad Técnica) es excesiva y que técnicamente NO podría ser real. Al penalizar este coste se estaría descartado automáticamente de la optimización económica al ser muy alto. De este modo se iría tendiendo hacia una solución óptima económicamente y técnicamente.

2.3.3 Simulación horaria y Viabilidad Técnica.

Se tiene que producir una validación técnica de los datos generados por el resto de algoritmos para que el diseño de la microgrid sea coherente. Es de esperar que, si el algoritmo PSO genera datos aleatorios dentro de unos rangos, muchos de ese conjunto de partículas no sean viable técnicamente, aunque se encuentren dentro de los límites estipulados.

Es necesario realizar una simulación horaria para cada conjunto de partículas que se generen en el algoritmo PSO (es decir, se producirán tantas simulaciones como número de partículas se hayan introducido en cada simulación).

Para realizar la simulación se requieren los siguientes datos:

- ✓ Estimación Horaria de potencia consumida por la carga.
- ✓ Estimación Horaria de generación solar.
- ✓ Estimación horaria de generación eólica.
- ✓ Energía de la Batería a primera hora de la simulación (SOC).
- ✓ Potencia mínima técnica necesaria y máxima técnica posible para que los generadores diesel funcione en condiciones de seguridad y eficiencia.
- ✓ Potencia continua mínima de funcionamiento de generador diésel si así se requiere.
- ✓ Potencia de Carga y Descarga máxima de las baterías. Influye tanto el montaje del conjunto de baterías (según número de bancos de baterías en serio o paralelo) como la máxima corriente de carga soportada por cada una de ellas. Se calculará como porcentaje en función de la energía a almacenar.

Una vez se tienen todos los datos se puede llevar a cabo la simulación. Tras probar varias alternativas se ha determinado que el algoritmo SIMPLEX será el utilizado para resolver este problema de optimización matemática. El método SIMPLEX es un método de iterativo donde obtenemos solución a un problema de optimización lineal sin restricción en el número de variables. [10]

La simulación en base a la utilización de este método se basa en conseguir para cada hora que la oferta sea igual a la demanda, es decir, que todos nuestros sistemas de generación eléctrica, de almacenamiento o de intercambio con la red den lugar a un sumatorio nulo teniendo en cuenta el consumo horario de las cargas.

El éxito en esta simulación se consigue imponiendo al método SIMPLEX muchas restricciones, ninguna de ellas debe ser excluyente porque si no podría bloquear el algoritmo.

La función objetivo en la que se basará el método SIMPLEX, estará formada por los costes de penalización de las diferentes tecnologías. Nos permite penalizar una tecnología frente a otra y de ese modo se elige primero la que esté menos penalizada. [11]

Las restricciones que se aplicarán serán las correspondientes a las ecuaciones (2–11).

$$\begin{aligned}
 &0 < \text{VectorSolar} < P_{gsolar} \\
 &0 < \text{VectorEólico} < P_{geolica} \\
 &0 < \text{VectorDiesel1} < P_{dieselmax1} \\
 &0 < \text{VectorDiesel2} < P_{dieselmax3} \\
 &0 < \text{VectorDiesel3} < P_{dieselmax3} \\
 &\text{MaxCargaHora} < \text{VectorPotenciaBateria} < \text{MaxDescargaHora} \\
 &0 < \text{VectorCompraRed} < \text{infinito} \\
 &-\text{inf} < \text{Vector Carga} < \text{inf} \\
 &-\text{inf} < \text{EstadoVolcadoCarga} < 0 \\
 &0 < \text{EstadoRestringidaCarga} < \text{inf} \\
 &\text{SOCmin} < \text{EnergíaHorariaBatería} < \text{SOCmax}
 \end{aligned} \tag{2–11}$$

Finalmente **la función objetivo** para cada hora será la correspondiente a la fórmula (2–12)

$$0.01 \cdot Solar + 0.01 \cdot Viento + C_{pendiesel} \cdot Diesel + 0.01 \cdot PBatería + CompraRed \cdot PRed + 0 \cdot PCarga + 0 \cdot PVolcadoCarga + 15 CargaRestringida + 0 \cdot Energía Horaria \quad (2-12)$$

La tecnología solar y eólica será la menos penalizada junto con el uso de la batería, de este modo se consigue que realmente la red se alimente siempre que sea posible de tecnología renovable o a través de la energía disponible en la batería. La siguiente tecnología que se encuentra más penalizada serán los generadores diésel, que compiten directamente con la compra de energía de la red. Dependiendo de los precios de la red a lo largo del año será más rentable utilizar los motores diésel directamente o bien comprar energía de la red. Está disponible en el algoritmo hasta 3 modelos diferentes de generadores diésel a los que se les podrá aplicar costes distintos de penalización por cada kWh. La carga que se encuentra más penalizada es la carga restringida ya que se espera que no se tenga que recurrir a ella, a no ser que no esté disponible potencia real en el resto de tecnologías.

Los únicos costes de penalización que están disponibles para el usuario son los costes del combustible y los costes de compra de energía de la red, por lo que dependiendo de cuál tenga menor precio en cada momento entrará en juego uno u otro. Estos costes son los mismos que se van a utilizar para calcular la función fitness en la viabilidad económica.

Es de esperar que, para bastantes horas, no se consiga igualar el flujo de potencia y demanda por diferentes causas: la arbitrariedad inicial del algoritmo PSO de generar variables aleatorias de manera abstracta y sin ningún razonamiento lógico es la principal de ellas. Conforme se vaya convergiendo a una solución más coherente se irá consiguiendo esta igualdad.

Para conseguir estimar inicialmente la simulación y que el algoritmo converja a una solución factible se considera necesario incluir una nueva variable en el balance de energía que se va a llamar Carga Restringida. Esta carga se puede entender como la carga no necesaria des-conectable que se podría incluir como una carga negativa, es decir, se estaría produciendo una disminución ARTIFICIAL de la demanda para conseguir igualar generación y demanda.

La Carga Restringida se podría considerar viable técnicamente si es muy pequeña. Generalmente no será real por lo que a través de la viabilidad económica se tratará de penalizar este conjunto de partículas para que el coste sea muy alto y quede descartado esa partícula de la solución en caso de que nos encontremos ante un rango de generación abierto. Para regular la aceptabilidad o no de la carga restringida se va a añadir un nuevo parámetro denominado LPSP máxima (Loss of Power Supply Probability, ecuación (2-8)) que corresponde al denominador carga restringida/carga total y que marcará el porcentaje de disminución de carga permitida. [7, p. 4]

$$LPSP_{máxima} = \frac{\sum_t P_{carga\ restringida}(t)}{\sum_t P_{carga\ total}(t)} \quad (2-13)$$

Para el caso de la generación solar es necesario transformar primeramente la potencia dimensionado a superficie de paneles ocupados ya que hay que recordar que la radiación solar estaba en función de los metros cuadrados. Para ello, debemos conocer los datos técnicos de los paneles (tensión, superficie y rendimiento) así como la tensión deseada en la instalación para que se agrupen en serie o en paralelo.

En caso de la generación solar esté en función de porcentaje de potencia instalada sólo sería necesario multiplicar por la potencia pico de la instalación, el mismo modo de actuación que para la potencia eólica.

2.3.4 Esquema de Funcionamiento Orientativo.

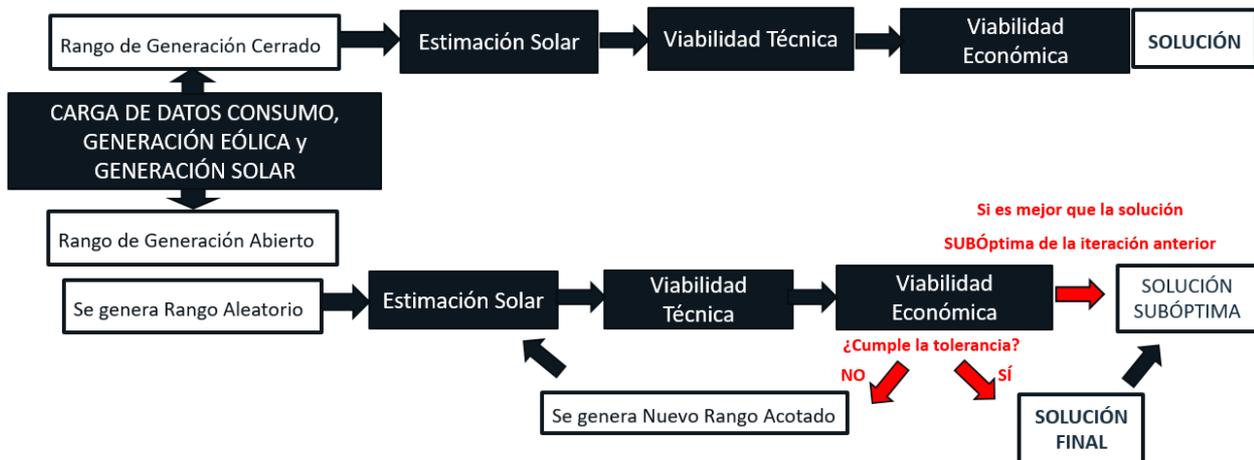


Figura 2-3. Esquema orientativo de la lógica utilizada para el uso conjunto de todos los algoritmos implementados a través del software OCTAVE

2.4 Propuestas de mejora.

En este apartado se van a mencionar posibles mejoras a realizar en el conjunto de algoritmos implementados para afinar la optimización económica, simulación y mejora en el pre-dimensionamiento. Algunas de estas conclusiones se han identificado conforme se ha avanzado en la comparativa de los siguientes capítulos entre HOMER y OCTAVE.

Se han clasificado las propuestas de mejora identificadas para implementar en versiones futuras de este algoritmo según las diferentes tecnologías.

2.4.1 Generadores diésel.

- ✓ Mejorar la estrategia de simulación para que los motores no sólo se activasen por su coste variable menor (normalmente se activarán los motores diésel de más potencia antes porque tienen menores costes relativos, ver función objetivo de método SIMPLEX) sino que también se active antes aquel que en un momento determinado mejor se adapte a la potencia demandada si es que la potencia mínima que genera uno con menor coste es mayor que la que se requiere para satisfacer la demanda.
- ✓ Debería ser posible introducir curvas de rendimiento según la potencia utilizado en un motor como permite HOMER, y de ese modo poder estimar de manera más real de consumo diésel según la potencia que se consuma para cada caso de cada grupo.

2.4.2 Estimación solar.

- ✓ Se debe re-estudiar el conjunto de expresiones contenidas en el algoritmo que, a través, de parámetros (latitud, longitud, azimut, inclinación...etc.) extraen la potencia de generación solar para conseguir que las estimaciones se aproximen más a la realidad. Se observa diferencia en el apartado 3.3.1.1.

2.4.3 Inversor

- ✓ Aunque se ha implementado la penalización de rendimiento del inversor, se requiere investigar más este elemento para implementar a futuros más parámetros asimilables que permitan afinar la simulación.

2.4.4 Batería

- ✓ Opción que permita en la simulación el uso de la batería conforme a un ciclo de carga coherente, respetando las recomendaciones técnicas del fabricante para que el tiempo de vida se prolongue lo mayor posible. Se podría implementar de tal forma que se cargue y se descargara un número de días al año según el número de ciclos y dimensionar así la batería para que no se tuviera que reemplazar antes del fin del período de amortización que se fije.
- ✓ Estrategia que, según parámetros económicos, permitiera abastecerse directamente de la red eléctrica en momentos en que la energía estuviera barata para utilizarla en momentos críticos y vender esa energía cuando el mercado fije un precio más alto y así obtener beneficio económico. Esta estrategia se podría implementar dependiendo de la legislación permitida en el país.
- ✓ Penalización e introducción de rendimientos en la batería para mostrar la pérdida de energía entre la cantidad que se carga y la que finalmente se descarga. En algunos casos en las simulaciones realizadas se podrá observar que la energía descargada es mayor que la energía cargada, puede parecer incoherente pero corresponde a casos en que la batería contaba con una carga muy alta al empezar la simulación (parametrizable en el script principal) y al terminar la simulación de un día concreto estará descargada al máximo

2.4.5 Compra Energía de la Red Eléctrica.

- ✓ En el caso de que se elija comprar energía a la red eléctrica, OCTAVE sólo contempla una optimización económica. Es decir, se comparan los costes de generación de la energía por cada kWh por los métodos disponibles en la instalación con los costes de la energía de la red y se decanta por el más económico. Se propone como mejora implantar en el conjunto de algoritmos la opción de la optimización medioambiental y primar las energías que tengan menores emisiones a la atmosfera con respecto a las más contaminantes. Para ello, sería necesario conocer los tipos de gases que se emiten a la atmosfera para cada tecnología por cada kWh y también sería necesario conocer los gases expulsados por el conjunto de la red, según el mix de generación que tenga (estos datos podrían ser facilitados por el gestor de la red de transporte o distribución que corresponda).

3 CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se van a detallar las características técnicas y localización de la instalación objeto de estudio. A su vez se van a explicar las hipótesis adoptadas y también las características concretas adaptadas a esta instalación en Jordania. Muchos datos del diseño de la instalación se ha extraído del artículo *Framework Design for Smart Micro-Grids* [12], otros han sido facilitados por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla.

3.1 Localización.

Se va a estudiar la microrred situada en el campus universitario de *German Jordanian University*, se encuentra situada en Madaba, es la capital de la Gobernación de Madaba, a 35 kilómetros de Ammán, en Jordania. La universidad se encuentra localizada en las coordenadas que corresponden a la latitud 31.7772 y longitud 35.8033, a una elevación de 289.06 metros.



Figura 3-1. Localización Universidad. FUENTE: Google Maps



Figura 3-2. Vista Aérea Campus Universitario. FUENTE: Google Maps

3.2 Condiciones climatológicas.

Es necesario, para adaptar mejor el análisis, determinar las condiciones climatológicas de la ciudad de Madaba. El clima es suave, y generalmente cálido y templado. La lluvia en Madaba cae sobre todo en el invierno, con relativamente poca lluvia en el verano. La temperatura media anual en Madaba se encuentra a 16.4 °C. La precipitación media aproximada es de 346 mm. [13]

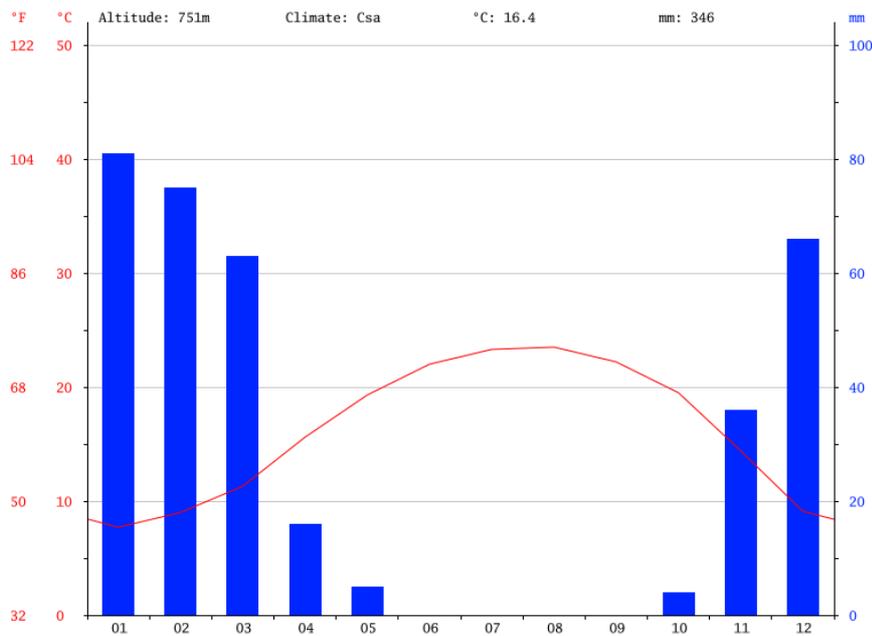


Figura 3-3. Climograma Madaba. FUENTE: [13]

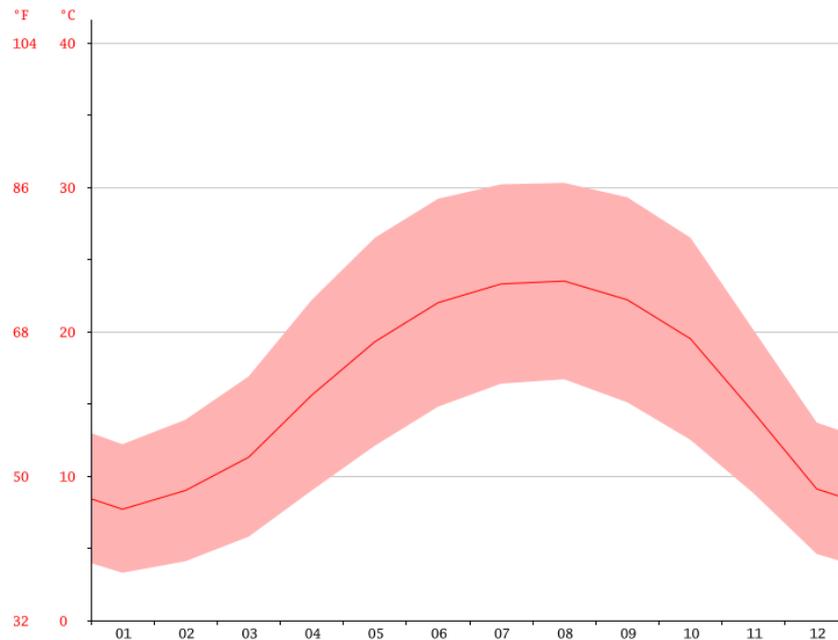


Figura 3-4. Diagrama de Temperatura Madaba. FUENTE: [13]

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dic.
Temperatura media (°C)	7.7	9	11.3	15.6	19.3	22	23.3	23.5	22.2	19.5	14.4	9.1
Temperatura mín. (°C)	3.3	4.1	5.8	9	12.1	14.8	16.4	16.7	15.1	12.5	8.8	4.6
Temperatura máx. (°C)	12.2	13.9	16.9	22.2	26.5	29.2	30.2	30.3	29.3	26.5	20.1	13.7
Temperatura media (°F)	45.9	48.2	52.3	60.1	66.7	71.6	73.9	74.3	72.0	67.1	57.9	48.4
Temperatura mín. (°F)	37.9	39.4	42.4	48.2	53.8	58.6	61.5	62.1	59.2	54.5	47.8	40.3
Temperatura máx. (°F)	54.0	57.0	62.4	72.0	79.7	84.6	86.4	86.5	84.7	79.7	68.2	56.7
Precipitación (mm)	81	75	63	16	5	0	0	0	0	4	36	66

Tabla 3–1. Tabla climática. Datos Históricos del tiempo Madaba. FUENTE [13]

Para poder analizar las condiciones solares que se esperan se va a proceder a extraer de la base de datos de la NASA los parámetros diarios del Clearness Index del año 2018 para poder tomarlo de referencia en la simulación. Acceso a Base de Datos [14], [4]

3.3 Características técnicas de la instalación.

La instalación se encuentra formada por 6 zonas diferenciadas de instalaciones solares al que corresponde a cada uno un transformador diferente. A su vez están instalados 6 grupos de motores diésel de apoyo repartidos por las zonas mencionadas. Un esquema de la instalación se encuentra en la Figura 3-5

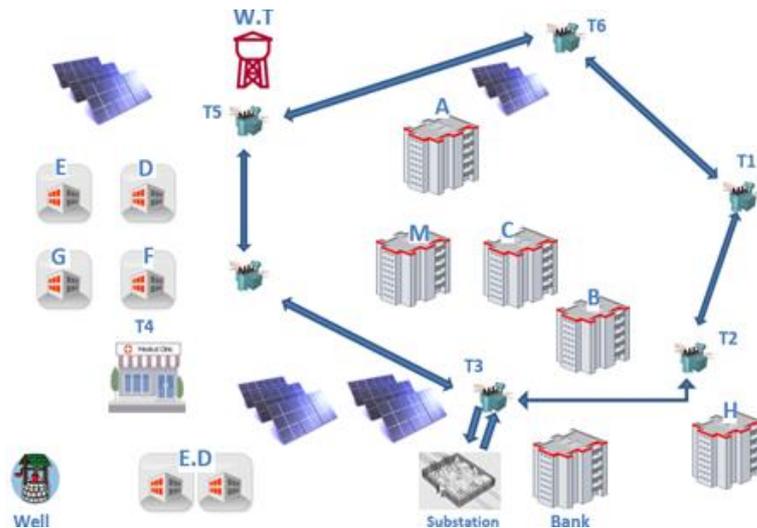


Figura 3-5. Esquema GJU Microgrid. FUENTE: [14]

Aunque se vayan a mencionar las diferentes zonas de paneles solares, en el análisis que se va a realizar en este proyecto no se va a diferenciar cada una de ellas, sino que se va a trabajar con todos los paneles agrupados. Sin embargo, si se va a diferenciar los grupos diésel ya que cada uno es de una potencia diferente y ello supondrá diferentes costes que es necesario aislar. La microgrid se encuentra conectada a la red eléctrica aunque se va a simular en diferentes condiciones.

Se va a utilizar en todas las simulaciones la curva de consumo real desde noviembre de 2017 a octubre de 2018 completando así doce meses. Será un vector de datos compuesto por 8760 posiciones correspondientes a las horas anuales, en unidad de kW de potencia.

3.3.1 Instalación solar.

Todos los paneles que forman esta instalación corresponden al modelo *JKM315P-72 Poly Crystalline Module de Jinko*. Cada panel solar tiene una dimensión de 1956 x 992 x 40 mm, ocupan una superficie de 1956 x 992 = 1940352 mm² total. Es decir, corresponde a 1,9404 m²/panel con potencia unitaria de 315 Wp/panel en condiciones STC (1000 W/m², 25°C y AM 1.5 - masa de aire espectral). La tensión de funcionamiento del panel es próxima a 36 V y se ha estimado que la instalación tendrá la misma tensión. El rendimiento del panel es del 16.23%. [15]

Los paneles se distribuyen de tal forma que ocupan 6 zonas claramente diferenciadas como se indica en la Tabla 8-3.

Área	Nº Paneles	Potencia (kWp)	Superficie (m ²)
1	2250	708.75	4365.68
2	1146	360.99	177.29
3	1378	434.07	213.18
4	267	84.112.1	41.30
5	396	124.74	61.26
6	1256	395.64	194.30
TOTAL	6693	2108.30	1035.41

Tabla 3-2. Distribución de paneles solares por las diferentes áreas.

A continuación se muestran algunas imágenes que muestran la distribución de los paneles en las diferentes zonas.



Figura 3-6. Área 1, 2250 paneles, 708.75 kW. FUENTE: [16]



Figura 3-7. Área 2, 1146 paneles, 360.99 kW. FUENTE: [16]



Figura 3-8. Área 4, 267 paneles, 84.112 kW. FUENTE: [16]



Figura 3-9. Área 5, 396 paneles, 124.74 kW. FUENTE: [16]



Figura 3-10. Área 6, 1256 paneles, 395.64 kW. FUENTE: [16]

3.3.1.1 Comparación Perfil Generación Solar Mensual.

Para poder realizar la simulación de la microrred necesitamos conocer el perfil de generación solar horaria que junto con el perfil de carga horaria podremos deducir las necesidades de generación que existen para el resto de tecnologías.

En el apartado 2.2.1.2 se explica la forma de generar la estimación de la potencia solar para cada hora en OCTAVE, se debe introducir la latitud, la longitud, la inclinación y otros parámetros de la instalación donde a través de la superficie de paneles solares se podrá estimar la potencia horaria a generar a lo largo del día. En el caso de HOMER realiza una estimación basada en datos históricos de radiación solar con la influencia de parámetros de la instalación.

Disponemos de los datos de generación solar mensuales reales para la zona estudiada del año objeto de estudio (de nov17 a oct18) que nos va a permitir realizar comparaciones entre la realidad y las diferentes estrategias de simulación utilizadas por ambos métodos.

A continuación, en la Tabla 8-3, se muestran los valores mensuales entre la generación real, simulación en HOMER y simulación en OCTAVE. Se muestra el error absoluto entre las estimaciones de HOMER y OCTAVE y la realidad (PV REAL), así como el error relativo tomando como referencia PV REAL.

Mes/año	PV REAL [kWh]	PV OCTAVE [kWh]	Error Abs	Error Relat	PV HOMER [kWh]	ErrorAbs	Error Relat
nov-17	199254.60	164207.49	35047.11	17.59%	216928.80	17674.20	8.87%
dic-17	142836.00	189074.88	46238.88	32.37%	194957.76	52121.76	36.49%
ene-18	185044.60	184683.98	360.62	0.19%	206437.68	21393.08	11.56%
feb-18	216783.00	213590.56	3192.44	1.47%	203918.40	12864.60	5.93%
mar-18	321056.00	227236.43	93819.57	29.22%	270682.00	50374.00	15.69%
abr-18	344552.00	287228.82	57323.18	16.64%	291967.20	52584.80	15.26%
may-18	352080.00	330103.87	21976.13	6.24%	310917.60	41162.40	11.69%
jun-18	395600.00	340911.47	54688.53	13.82%	316749.60	78850.40	19.93%
jul-18	360460.00	402262.89	41802.89	11.60%	326921.04	33538.96	9.30%
ago-18	310310.00	381915.65	71605.65	23.08%	315329.52	5019.52	1.62%
sep-18	275260.00	313998.35	38738.35	14.07%	298022.40	22762.40	8.27%
oct-18	274532.00	227783.81	46748.19	17.03%	253897.44	20634.56	7.52%
TOTAL	3377768.20	3262998.20	114770.00	3.40%	3206729.44	171038.76	5.06%

Tabla 3-3. Comparativa generación potencia solar real con estimaciones de HOMER y OCTAVE (nov17 – oct18)

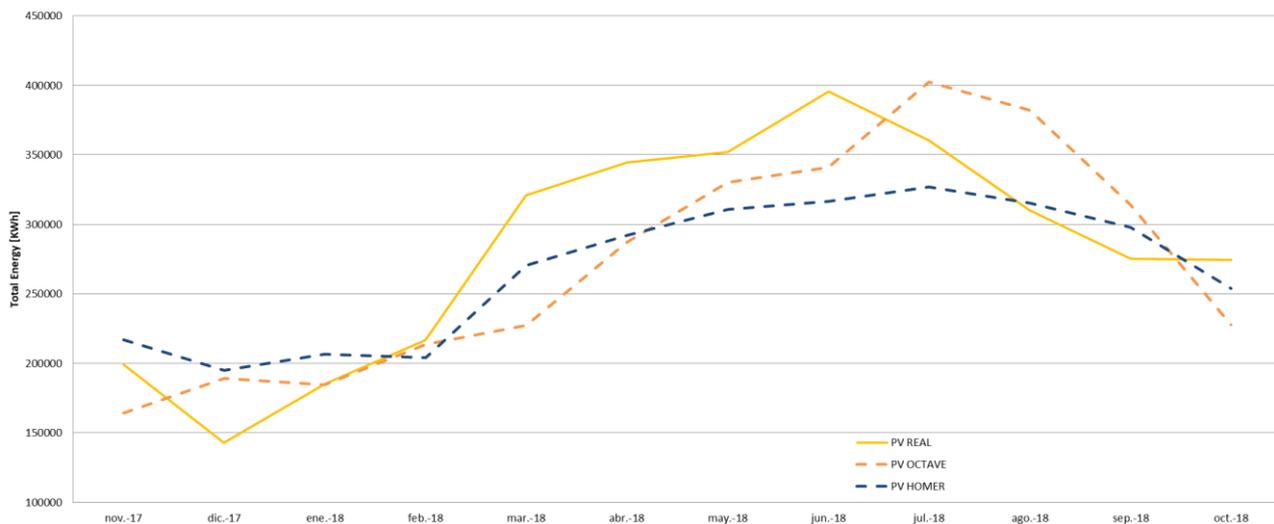


Figura 3-11. Gráfica comparativa de energía solar real generada (PV REAL), estimación energía a través de OCTAVE (PV OCTAVE) y estimación a través de HOMER (PV HOMER)

Analizando la Tabla 8-3 y Figura 3-11 observamos que ninguna de las dos estrategias de simulación realiza una estimación cercana a los datos reales cometiendo un defecto de generación anual de 114770 kWh en el caso de OCTAVE y 171038 kWh con HOMER. Es decir, HOMER realiza una estimación más pesimista con un error relativo mayor (5.06%) que OCTAVE con un error de 3.40%.

Se observa que OCTAVE aproxima mejor los picos de consumo aunque no se sincroniza con el mes concreto en que se produce en la realidad: en junio-18 se produce en la realidad un pico de generación de 395600.00kWh, sin embargo con OCTAVE el pico de consumo se produce en julio-18 con 402262.89 kwh con tan solo una diferencia de 6662.89 kWh con error relativo de 1.68% con respecto al pico de consumo de la realidad. Sin embargo, HOMER estima el mayor pico de consumo también en julio-18 pero con 326921.04 kWh que supone

una diferencia de 68678.96 kWh y error relativo del 17.36 % con respecto a la realidad. Analizando el resto de meses se observa en el mes de diciembre es donde en ambas alternativas se produce un error mayor, HOMER con 36.49% y OCTAVE con 32.7%.

Es necesario tener en cuenta que se están realizando todas las comparaciones con datos de la realidad que corresponden a los meses de unos años en concreto (nov17 – oct18). Para poder evaluar mejor la credibilidad de las estimaciones solares deberíamos contar con más años completos reales con los que comparar para así extraer la media de todos ellos y tener datos más fiables. Puede ocurrir que los meses con los que contamos para realizar la comparativa no siguen la tendencia real de la media del resto de años.

Se concluye que, debido a que la diferencia del total de los meses con la realidad es menor en OCTAVE que en HOMER, determinamos que OCTAVE realiza mejor la estimación solar que HOMER. Aun así, es importante tener en cuenta que no sigue fielmente la generación solar real mensual pero que, debido a la falta de muestra de generación de otros años, debemos dar por válida esta estimación.

Queda patente que, si contáramos con más años reales para comparar y las simulaciones estuvieran lejos de la realidad, tanto HOMER como OCTAVE deberían mejorar sus algoritmos de simulación para tecnologías de generación solar.

3.3.2 Grupos Diésel.

La red dispone de 3 modelos diferentes de generadores Diésel, se encuentran instalados 2 de cada tipo ascendiendo a una potencia instalada total de 2506 kW. A continuación se enumeran los generadores diésel empleados; se han utilizado para extraer los datos necesarios 3 fichas técnicas correspondientes a generadores diésel de características similares. En todos los casos se ha establecido una potencia mínima del 5% del total para su trabajo aunque en las fichas técnicas no se especifica el mínimo técnico.

	Modelo Alternador	Potencia (kWp)	Ficha Técnica
1	ECO 38-1SN	150 x 2	[17]
2		300	
3	ECO 40-1S	400 x2	[18]
4		800	
5	ECO 40-2L	703 x 2	[19]
6		1406	
TOTAL		2506	

Tabla 3–4. Generadores Diésel utilizados

3.3.3 Baterías

La microgrid objeto de estudio no posee baterías, sin embargo, en varias simulaciones se va a pre-dimensionar la instalación de baterías para estudiar diferentes escenarios. Por ello, se requiere el conocimiento de datos técnicos concretos para introducir en el algoritmo y conseguir que las simulaciones realizadas tengan sentido real. Se ha decidido realizar las simulaciones de la batería en períodos de 1000 kWh debido al tamaño que posee la instalación.

Por lo tanto, se ha elegido una batería de 690 V y 1600 Ah que hacen un total de 1000kWh de almacenamiento de *Energetech Solar*. Según la ficha técnica posee una potencia límite de almacenamiento mínimo del 10% y del 90% máximo. Además, según cálculos realizados a partir de los datos que se ofrecen se ha estimado una descarga máxima que corresponde a 345 kW y máxima de Carga de 138 kW. Se ha determinado que la energía de la batería al inicio de la simulación estará al 80%. [20]

3.4 Variables económicas de la instalación.

Para poder realizar las simulaciones se tienen que tener en cuenta muchos parámetros económicos, tanto para la optimización realizada a través del pre-dimensionamiento (función fitness), como para penalizar unas tecnologías frente a otras y de ese modo se forme una jerarquía que permita elegir unas u otras según cual sea la más viable (función objetivo SIMPLEX). Además, los costes económicos finales de la instalación serán calculados a través de estas variables.

En este caso se va a plantear un análisis económico basado en dólares estadounidenses, se realiza esta elección porque es la moneda internacional que se usa como referente en este tipo de casos. La instalación se encuentra en el Reino de Jordania cuya moneda de curso legal es el dinar jordano (JOD), que se divide en 10 dirhams, 100 qirsh o 1000 fils.

En este proyecto se va a utilizar un tipo de cambio de 0.709 JOD por 1 \$ según estipula el Banco Central de Jordania en el momento de la consulta. [21]

Se ha decidido una **Tasa de interés por inversión del 8%** y el **número de años a amortizar serán 20** en todas las simulaciones económicas realizadas. No se va a considerar la aplicación de ninguna tasa de inflación.

3.4.1 Costes de penalización grupos diésel.

Es necesario interponer un coste de penalización para cada uno de los grupos diésel ya que hay 3 modelos diferentes, de ese modo entrara a trabajar primero en la simulación aquellos con unos costes más bajos. Como se puede intuir, a mayor tamaño de grupo diésel, los costes serán menores ya que tendrá mayor rendimiento trabajando a una potencia óptima.

Estos costes de penalización deben ser variables, ya que se establecerá un coste por cada kWh, de tal modo que cada modelo tenga un coste diferente según sus características. Se ha decidido establecer este coste de una manera aproximada en función del precio del combustible empleado según los kWh generados. En Jordania el precio del carburante se fija mensualmente y ha tenido una evolución durante los últimos años que se muestra en la Figura 3-12.



Figura 3-12. Evolución precios de diésel en Jordania. FUENTE: [22]

Para establecer un precio medio se ha decidido realizar un estudio del precio del diésel de los dos últimos años completos (2017 y 2018) obteniéndose los resultados de la Tabla 3-5.

	2017 JOD/litro	2018 JOD/litro
Enero	0.55	0.465
Febrero	0.565	0.48
Marzo	0.56	0.48
Abril	0.57	0.48
Mayo	0.615	0.49
Junio	0.645	0.48
Julio	0.61	0.465
Agosto	0.625	0.48
Septiembre	0.625	0.495
Octubre	0.635	0.52
Noviembre	0.625	0.52
Diciembre	0.605	0.54
MEDIA	0.6025	0.49125

Tabla 3–5. JOD/litro de diesel mensual del 2017 y 2018. FUENTE: [22]

Por lo tanto, la media de los dos años es 0.547 JOD/litro que corresponde a **0.772 \$/litro**, este dato es el que se va a utilizar como referencia para el precio de combustible en el resto del proyecto.

Para transformar los litros de combustible a energía efectiva generada se va a estimar el consumo haciendo uso del gasto de combustible disponible en las fichas técnicas de cada grupo diésel. En las siguientes tablas se encuentra el precio deducido por cada kWh de energía generada por cada generador de tecnología diésel.

Potencia Utilizada	50%	75%	100%	MEDIA	
	75	112.5	150	112.5	Kwh (kW/h)
	18	26	34	26	litros/hora
	0.24	0.231111111	0.226666667	0.2326	litros/kWh
				0.772	\$/litro
				0.1796	\$/kWh

Tabla 3–6. Análisis de gasto de combustible de Generador diésel 150 kVA. FUENTE: [17]

Potencia Utilizada	50%	75%	100%	MEDIA	
	200	300	400	300	Kwh (kW/h)
	43	63	83	63	litros/hora
	0.215	0.21	0.2075	0.2108	litros/kWh
				0.772	\$/litro
				0.1628	\$/kWh

Tabla 3–7. Análisis de gasto de combustible de Generador diésel 300 kVA. FUENTE: [18]

Potencia Utilizada	50%	75%	100%	MEDIA	
	350	525	700	525	Kwh (kW/h)
	75	107	139	107	litros/hora
	0.214285714	0.203809524	0.198571429	0.2056	litros/kWh
				0.772	\$/litro
				0.1587	\$/kWh

Tabla 3–8. Análisis de gasto de combustible de Generador diésel 700 kVA. FUENTE: [19]

La media de los tres valores es 0.1670 \$ por kWh para los grupos diésel.

3.4.1.1 Simulación fluctuación de los precios del Petróleo

Aunque se ha realizado un estudio de los precios del petróleo en el apartado anterior y se han obtenidos unos costes de penalización de referencia, se pretende en este apartado simular una variación de los precios del diésel para tener en cuenta la fluctuación de estos precios a nivel mundial y asemejarnos más a situaciones próximas a la realidad. Estos cambios se realizarán en el Capítulo 7 (Microgrid Conectada a Red con Batería) ya que es cuando se tiene disponible la red eléctrica y las baterías para estudiar las alternativas que se eligen con menores costes.

Por lo tanto, se simulará un incremento y reducción de los precios del petróleo teniendo en cuenta el estudio anterior, para el coste de penalización de los distintos grupos diésel:

✓ Incremento del Precio del Petróleo.

Se ha decidido incrementar el precio de \$ por litro de petróleo de 0.772 a 0.9.

Gdiesel_1 150		Gdiesel_2 400		Gdiesel_3 700	
0.2326	litros/kWh	0.2108	litros/kWh	0.2056	litros/kWh
0.9	\$/litro	0.9	\$/litro	0.9	\$/litro
0.2093	\$/kWh	0.1898	\$/kWh	0.1850	\$/kWh

Tabla 3–9. Análisis de gasto de combustible de Generadores Diésel ante Incremento del precio de petróleo.

La media de los tres valores es 0.1947 \$/kWh.

✓ Disminución del Precio del Petróleo.

Se ha decidido reducir el precio de \$ por litro de petróleo de 0.772 a 0.6.

Gdiesel_1 150		Gdiesel_2 400		Gdiesel_3 700	
0.2326	litros/kWh	0.2108	litros/kWh	0.2056	litros/kWh
0.6	\$/litro	0.6	\$/litro	0.6	\$/litro
0.1396	\$/kWh	0.1265	\$/kWh	0.1233	\$/kWh

Tabla 3–10. Análisis de gasto de combustible de Generadores Diésel ante Disminución del precio de petróleo

La media de los tres valores es 0.1298 \$/kWh.

3.4.2 Precio del Mercado en Jordania. Coste de penalización.

Esta microrred está integrada en la red eléctrica de tal modo que puede comprar energía a la red, sin embargo la ley jordana no permite la venta de los excedentes de la red al Mercado. Por lo tanto, solo se va a realizar el estudio de compra de energía de la red.

En Jordania las tarifas eléctricas las fija el gobierno a través de la compañía pública de energía: *National Electric Power Company (NEPCO)*, por lo tanto los precios por cada kWh se ven inalterados durante largos períodos de tiempo. [23]

Analizando el conjunto de tarifas que se encuentran en vigor a través de la web oficial de NEPCO, se considera oportuno elegir la tarifa correspondiente a Otras grandes industrias (*D-Large Industries, 1. Others*) ya que se enfrentaría a un gran consumo si fuera necesario y no se encuentra otra calificación en la tabla que se adapte mejor.

D- Large Industries	
1. Mining & Quarrying Industry	
Peak Load (JD/kW/ Month)	2.98
Day Energy (Fils/kWh)	237
Night Energy (Fils/kWh)	170
1. Others	
Peak Load (JD/kW/ Month)	2.98
Day Energy (Fils/kWh)	124
Night Energy (Fils/kWh)	109

Tabla 3–11. Captura de pantalla de Tarifas Oficiales de NEPCO. FUENTE: [23]

En este caso, como sólo se va a realizar una estimación aproximada para usarla como coste de penalización, se va a elegir la correspondiente a *Day Energy (Fils/kWh)* y *Night Energy (Fils/kWh)* estimando 10 horas de sol y 14 horas de noche; el valor final corresponde a un coste variable de 115.25 fils/kWh. Utilizando el tipo de cambio mencionado anterior la cifra ascendería a **0.16255 \$/kWh**.

En el apartado 3.4.1.1-Simulación fluctuación de los precios del Petróleo, se simuló un incremento y decremento del precio del petróleo de tal forma que se asemejara a una posible situación real. En el caso del mercado eléctrico se ha decidido mantener los precios porque el gobierno de Jordania regula las tarifas y se cambian cada largos períodos de tiempo.

3.4.3 Costes Fijos, Variables y de Inversión.

Se ha decidido utilizar los precios que presenta la Administración de Información de la Energía de Estados Unidos sobre los costes de instalación, costes fijos y variables de operación y mantenimiento. Los precios corresponden a un informe de 2019 donde analiza los precios del Mercado de 2018. [24]

COSTES DE INSTALACIÓN (Total Overnight Cost)			
Ccapdiesel1	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustión engine)	1371	\$/kW
		1508.1	€/kW
Ccapdiesel2	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustión engine)	1371	\$/kW
		1508.1	€/kW
Ccapdiesel3	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustión engine)	1371	\$/kW
		1508.1	€/kW
Ccapoeolico	Coste Tecnología eólica (ref tabla: Wind)	1624	\$/kW
		1786.4	€/kW
Ccappv	Coste tecnología solar (ref tabla: Solar PV – fixed tilt)	1783	\$/kW
		1961.3	€/kW
Ccapbat	Coste baterías de acumulación (ref tabla: Battery storage)	1950	\$/kW
		2145	€/kW
COSTES FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
CFdiesel1	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustión engine)	7.11	\$/kW/año
		7.821	€/kW/año
CFdiesel2	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustión engine)	7.11	\$/kW/año
		7.821	€/kW/año
CFdiesel3	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustión engine)	7.11	\$/kW/año
		7.821	€/kW/año
CFoeolico	Coste Tecnología eólica (ref tabla: Wind)	48.42	\$/kW/año
		53.262	€/kW/año
CFpv	Coste tecnología solar (ref tabla: Solar PV – fixed tilt)	22.46	\$/kW/año
		24.706	€/kW/año
CFbat	Coste baterías de acumulación (ref tabla: Battery storage)	36.38	\$/kW/año
		40.018	€/kW/año

COSTES VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
CVdiesel1	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustion engine)	6.03	\$/MWh
		6.6330	€/MWh
CVdiesel2	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustion engine)	6.03	\$/MWh
		6.6330	€/MWh
CVdiesel3	Coste Tecnología diésel (ref tabla: Internal combustion engine)	6.03	\$/MWh
		6.6330	€/MWh
CVeolico	Coste Tecnología eólica (ref tabla: Wind)	0	\$/MWh
		0	€/MWh
CVpv	Coste tecnología solar (ref tabla: Solar PV – fixed tilt)	0	\$/MWh
		0	€/MWh
CVbat	Coste baterías de acumulación (ref tabla: Battery storage)	7.26	\$/MWh
		7.9860	€/MWh

Tabla 3–12. Costes Fijos, Variables y de Inversión en 2018. FUENTE: [24]

3.5 Consideraciones particulares del caso de análisis.

Se pretende para esta instalación analizar los datos de la microgrid a través del software de simulación HOMER y a través del algoritmo explicado anteriormente con el fin de compararlos y verificar el comportamiento de OCTAVE . Para analizar todos los datos se han utilizado todas las suposiciones y datos que se han explicado en este Capítulo.

3.5.1 Tratamiento de parámetros e Influencia en el resultado.

Ambos algoritmos trabajan para realizar una simulación realista y extraer conclusiones adecuadas. Aun así, tanto HOMER como el algoritmo de OCTAVE utilizan lógicas diferentes para llegar al mismo objetivo, es por ello que la forma de introducir los parámetros técnicos y económicos en algunos casos serán diferente. Esta diferencia implica necesariamente un resultado diferente que será justificado en cada caso particular.

La diferencia más pronunciada se encuentra en la forma de tratar la optimización económica: con OCTAVE se utilizan siempre costes fijos y variables de operación y mantenimiento, costes de instalación y el coste del combustible.

Sin embargo, HOMER utiliza para el diseño solar costes de operación y mantenimiento fijos por año y costes de reemplazamiento; en este caso por lo tanto no se tiene en cuenta los costes variables de operación y mantenimiento. Para el motor diésel se posee coste de capital inicial, de reemplazamiento, costes variables de operación y mantenimiento y coste del combustible por litro. Se vuelve a perder en este caso el coste fijo de operación y mantenimiento por potencia instalada.

En ninguna de las simulaciones se ha tenido en cuenta los costes de reemplazamiento con HOMER para evitar incrementar el error.

Otra diferencia que se ha observado en el tratamiento técnico está relacionada con el porcentaje mínimo técnico de los motores diésel sobre la potencia instalada total, implica que si el motor se enciende nunca pueda trabajar a menos potencia de la fijada para el buen funcionamiento. OCTAVE trabaja con costes de penalización para ejecutar el método SIMPLEX, lo que implica que siempre se ejecutará la tecnología de menor a mayor coste, por lo que si se debe accionar una determinada tecnología siempre lo hará como mínimo a la potencia mínima

establecida. Esto implica que si la potencia a abastecer es baja y no supera el mínimo técnico habrá un excedente de energía que será generado igualmente y no será absorbida por la carga, se considera que este excedente se puede aprovechar para abastecer energía a la batería ya que si se acciona con poca potencia será las últimas horas de la tarde que hay poca potencia solar disponible y la batería estaría vacía. De este modo se justifica este modo de actuar sin desperdiciar energía.

Sin embargo, con HOMER, si es necesario encender un motor para generar electricidad siempre tratará de ejecutarse aquel que produzca menos excedentes de energía en el momento del encendido, además una vez que se enciende permanecerá encendido varias etapas de tiempo. Es una lógica diferente que prima el aprovechamiento eléctrico en esos instantes por delante del que genera menos gasto.

En HOMER se tiene en cuenta el consumo de combustible según potencia generada, es decir, se introducen curvas de rendimiento, con OCTAVE se va a utilizar una proporción de gasto de combustible por potencia generada media. Se observa que con HOMER se va a realizar de manera más realista por lo que estas diferencias pueden suponer una influencia en los resultados del combustible gastado en cada caso.

En OCTAVE no se va a tener en cuenta la diferencia entre todos los grupos diésel, se van a agrupar en 3 grupos introduciendo en ellos toda la potencia instalada para motores de esas características. Sin embargo, en HOMER se va a establecer diferencia entre cada uno de los motores que finalmente se introduzcan.

En OCTAVE no se tiene en cuenta la influencia de la temperatura sobre la producción de energía en el panel solar, en HOMER sí pero se ha deshabilitado para realizar simulaciones con menor error.

3.5.2 Leyenda Análisis Comparativo.

En todas las simulaciones que se van a analizar en los Capítulos 4, 5, 6, 7 y 8 se realizarán comparaciones técnicas y económicas para diferentes conjuntos de datos. Con carácter general, se va a utilizar las mismas denominaciones para realizar todas las simulaciones por lo que en este apartado se va a mostrar el significado de cada una de las expresiones utilizadas en las tablas para no mencionarlas en cada capítulo.

➤ Comparación Simulación Técnica.

El significado de cada columna, para toda la simulación, es el siguiente:

- E.Solar: Energía solar generada para las condiciones técnicas introducidas. [kWh].
- DIESEL 150_T: Energía total generada con los dos grupos diésel de 150 kW, es decir, un total de 300 kW. [kWh].
- DIESEL 400_T: Energía total generada con los dos grupos diésel de 400 kW, es decir, un total de 800 kW. [kWh].
- DIESEL 703_T: Energía total generada con los dos grupos diésel de 703 kW, es decir, un total de 1406 kW. [kWh]. NOTA: en los casos alternativos 1 y 2 la potencia total en este caso será 703 kW y 0 kW respectivamente.
- Comp.Red: Energía total comprada a la red. [kWh].
- Desc.BAT: Energía total descargada de la batería, y por lo tanto utilizada para alimentar la carga. [kWh].
- Exceso Energía: Exceso de energía generado que no es aprovechado para alimentar la carga, este dato es interesante para el dimensionamiento de la batería ya que nos permitirá estimar la energía que podríamos almacenar y de ese modo el tamaño de la batería. [kWh].

➤ Comparación Simulación Económica.

El significado de cada columna, para toda la simulación, es el siguiente:

- C Inv. Inicial: Coste de la inversión inicial total necesaria para implantar la instalación.
- C.Inv. Anual: Coste de la inversión por año.
- CO&M F An: Costes de Operación y Mantenimientos Fijos por año.
- CO&M V An: Costes de Operación y Mantenimiento Variable por año.
- CO&M T An. Coste de Operación y Mantenimiento Totales por año (suma de los dos costes anteriores).
- C Comb. An. Coste de Combustible por año.

El significado de las filas para ambas comparaciones es el siguiente:

- OCTAVE: resultado simulación para el conjunto de algoritmos ejecutados en el software matemático OCTAVE.
- HOMER: resultado de simulación usando el software HOMER.
- ERROR.Abs: error absoluto calculado como el valor absoluto de la diferencia entre ambas simulaciones.
- ERROR.Relat: error relativo tomando como referencia el valor de la simulación extraída de HOMER.

4 MICROGRID AISLADA SIN BATERÍA

En este capítulo se va a realizar un análisis de la microgrid actual suponiendo que se encuentra aislada de la red eléctrica, y por lo tanto no puede recurrir nunca a la compra de energía de la red a modo de auxilio, en caso de que no exista tecnología renovable disponible. Por lo tanto, en este caso se va a tener la carga de la microgrid alimentada únicamente por los motores diésel y la generación solar.

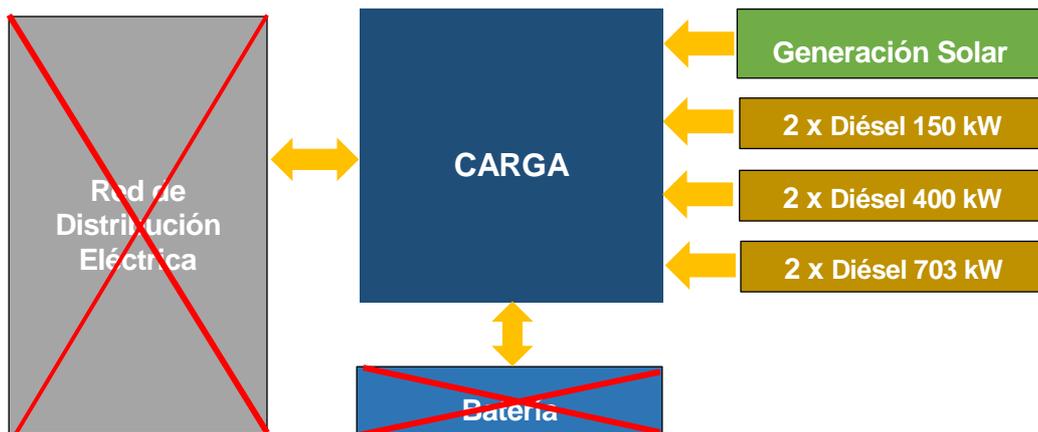


Figura 4-1. Flujo de energía Microgrid aislada sin batería CASO 1.

Se pretende en algunas simulaciones que se van a plantear comparar los resultados con el software de simulación de microgrids HOMER para verificar la validez del algoritmo.

Los CASOS que se van a estudiar en este Capítulo son los siguientes:

Capítulo 4. Microgrid Aislada sin Batería			
CASO 1	2108 kW Solar 2 x 150 kW Diésel 2 x 400 kW Diésel	703 kW Diésel	703 kW Diésel
CASO 1.1		703 kW Diésel	703 kW Diésel
CASO 1.2.		703 kW Diésel	703 kW Diésel

Tabla 4-1. Casos de estudio para Microgrid Aislada sin Batería.

4.1.1 Análisis CASO 1.

En la siguiente tabla se muestra una comparativa de los datos extraídos simulando con ambas alternativas.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Exceso Energía
OCTAVE	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	1871626.9
HOMER	3206727	19557	14804.34	1334331	1368692.34	1835976
ERROR.Abs	56271.2357	19557	14804.34	11336.3982	45697.7382	35650.9036
ERROR.Relat	1.75%	-	-	0.85%	3.34%	1.94%

Tabla 4-2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 1.

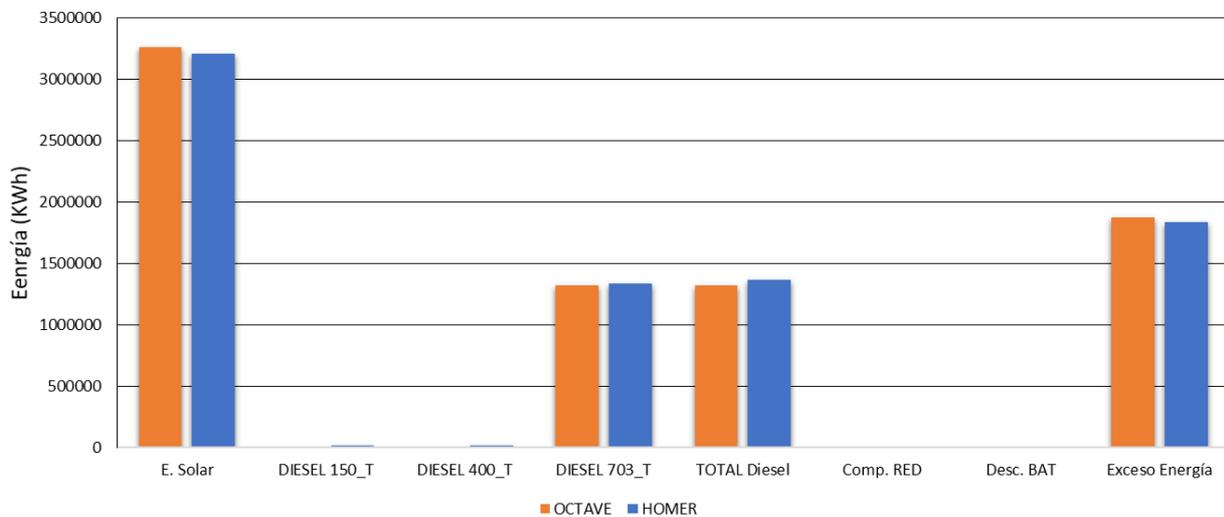


Figura 4-2. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE para CASO 1.

Se puede observar una coincidencia bastante importante en la generación solar ya que solo hay un error relativo del 1.44%. Sin embargo, en la generación diésel existe mayor diferencia ya que mientras que con OCTAVE sólo se activa los motores diésel de 703 kW, en HOMER se activan todos, aun así la diferencia en la generación total es solo del 3.34 % en total.

La activación de más motores diésel en el caso de HOMER se explica por la condición de mínimo técnico diésel ya mencionada en el apartado 3.5.1 Tratamiento de parámetros e Influencia en el resultado. Es decir, OCTAVE utiliza el método SIMPLEX con costes penalizados para encender los motores diésel, por lo que siempre se va a encender el motor diésel de mayor tamaño porque supone un menor costes de penalización. El problema surge cuando el mínimo técnico del motor más grande supera la energía necesaria para ese instante, es cuando se produce un exceso de energía que no se aprovecha. Sin embargo, HOMER tiene en cuenta la demanda en ese instante y activa el motor diésel que se adapte mejor a la energía que se necesite teniendo en cuenta el mínimo técnico diésel.

El exceso de energía es un 1.94% mayor en el caso del OCTAVE porque al encender el motor diésel de 703 kW, que a su vez está englobado en el grupo total de 1406 kW (703kW x 2) se enciende siempre un total de un 35.15 kW (5% de 703) aunque a veces se pudiera suplir con la activación de un motor de menor potencia mínima (como se presupone que hace HOMER). También es necesario tener en cuenta que este exceso de energía mayor se puede justificar porque en el caso de OCTAVE se genera mayor energía solar que en HOMER, es fácilmente entendible que los mayores picos de generación serán en horas donde la demanda no necesariamente sea la

mayor por lo que se desperdiciará más energía.

Por lo tanto, de manera general, se considera que como OCTAVE genera más energía solar que HOMER el mayor exceso de energía de OCTAVE estaría justificado y también su menor necesidad de producir energía a través de generadores diésel. En el caso de HOMER ocurre lo contrario, como tiene menor generación de energía solar, su exceso de energía va a ser menor pero también será mayor que en OCTAVE la generación diésel para suplir la falta de energía solar.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An
OCTAVE	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243
HOMER	7186652.49	731976.43			47410.6	211318.92
ERROR.Abs	8172.41	832.3782	65170.078	7977.6574	25737.1354	-1359.6767
ERROR.Relat	0.11%	0.11%	-	-	54.29%	0.64%

Tabla 4-3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas CASO 1.

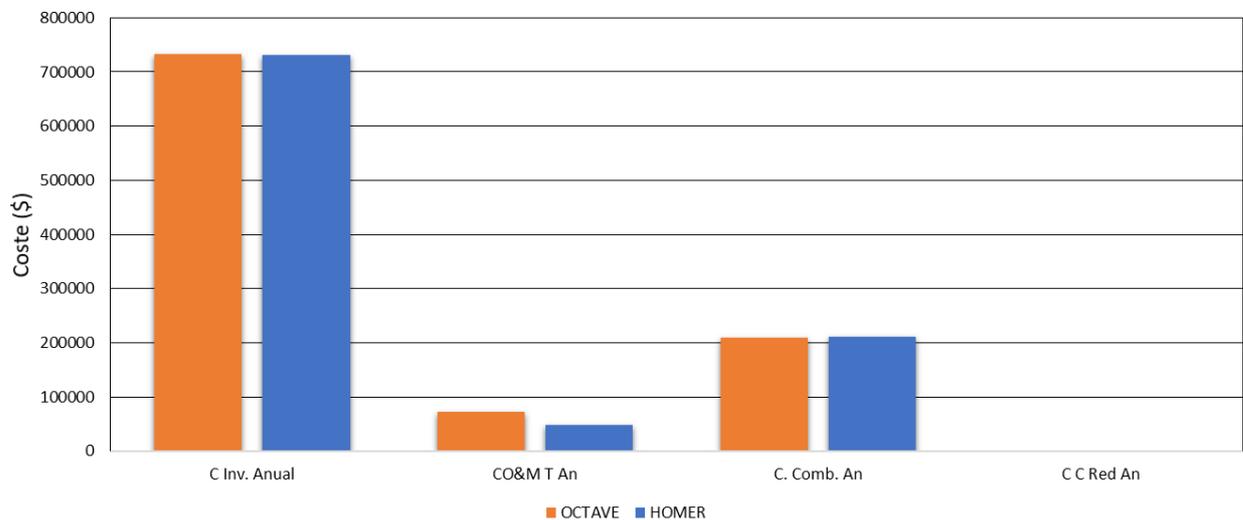


Figura 4-3. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE para CASO 1

En cuanto a la comparación económica, como se comentó en el apartado 3.5.1 Tratamiento de parámetros e Influencia en el resultado., es donde existen mayores diferencias debido a la forma de introducir y tratar los datos.

En cuanto a la generación solar, con OCTAVE se utilizan costes fijos y variables de operación y mantenimiento, costes de instalación y el coste del combustible. Sin embargo, HOMER utiliza para el diseño solar costes de operación y mantenimiento fijos por año y costes de reemplazamiento; no se tiene en cuenta los costes variables de operación y mantenimiento.

La generación diésel posee en HOMER coste de capital inicial de reemplazamiento, costes variables de operación y mantenimiento y coste del combustible por litro. Sin embargo, se pierde en este caso el coste fijo de operación y mantenimiento por potencia instalada que si existe en OCTAVE.

En ninguna de las simulaciones se ha tenido en cuenta los costes de reemplazamiento disponibles en HOMER para evitar incrementar el error. Es por todo lo explicado, que la mayor diferencia radica en los Costes de Operación y Mantenimiento Totales (se incluye los fijos y los variables en caso de OCTAVE porque están diferenciados, en caso de HOMER se incluye un cómputo total facilitado por el software).

4.1.1.1 Otras consideraciones.

Se plantea ahora la eliminación del mínimo técnico en HOMER para poder hacer una comparativa más real con los algoritmos implementados en OCTAVE, ya que así HOMER no utilizará el mínimo técnico como modo de restricción para encender unos u otros y siempre tratará de encender el de mayor tamaño porque los costes son menores. A continuación, se muestran los resultados técnicos:

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Exceso Energía
OCTAVE	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	1871626.9
HOMER	3206727	0	14.7	1331263	1331277.7	1795413
ERROR.Abs	56271.2357	0	14.7	8268.3982	8283.0982	76213.9036
ERROR.Relat	1.75%	-	-	0.62%	0.62%	4.24%

Tabla 4-4. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 1 sin restricción 5% en HOMER.

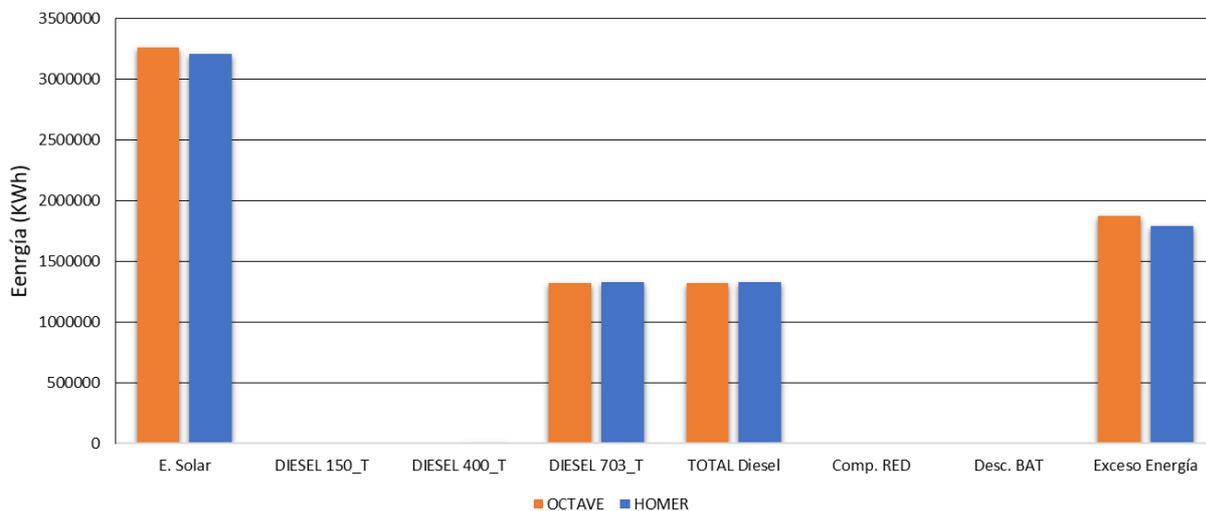


Figura 4-4. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 1, sin restricción 5% en HOMER.

Se puede observar que ahora el error en la generación diésel es del 0.62 %, mientras en el caso de la aplicación del mínimo técnico del caso anterior en HOMER era del 3.34 %. Con esta prueba concreta se puede considerar que se está realizando coherentemente en OCTAVE el flujo de energía y que el error anterior era mayor debido a que HOMER, aparte de la discriminación económica en los motores diésel también dispone de una discriminación técnica y enciende los motores que menor mínimo técnico diésel para no desperdiciar dicha energía.

En este caso, al eliminar la restricción técnica, se guiará para la activación de los motores diésel sólo por el más económico como hace OCTAVE, y es por ello que ahora tienen mayor coincidencia en el resultado y casi no enciende los motores de menor potencia.

Se observa que el exceso de energía ahora es menor y hay mayor diferencia con respecto al caso anterior y es debido a que HOMER cuando enciende diferentes grupos diésel se reduce su optimización y genera más potencia diésel que la que verdaderamente necesita (seguramente esté asociado al tener en cuenta los ciclos de encendido y apagado de los grupos diésel). En este caso al centralizarse en un solo motor se genera menor energía diésel y se reduce el exceso de carga.

Los resultados de la optimización económica son muy similares al anterior apartado por lo que no se va a valorar.

4.1.2 Conclusiones

Desde el punto de vista técnico y para las simulaciones realizadas se puede apreciar que la instalación se encuentra sobredimensionada ya que con los generadores diésel de mayor tamaño se puede suplir casi toda la energía necesaria teniendo en cuenta la generación solar. Se plantea, por lo tanto, la eliminación de uno o dos de los motores de mayor tamaño para estudiar ese comportamiento. Esta conclusión se extrae teniendo en cuenta los datos de potencia horaria de demanda de los que disponemos, si en un futuro la demanda fuera a aumentar o hubiera otras necesidades no aplicaría esta conclusión ya que no estaríamos teniendo en cuenta ciertos picos de potencia que justificarían la instalación de un número mayor de generadores diésel.

En cuanto, a la comparativa entre el software HOMER y el algoritmo diseñado en OCTAVE, concluyo que, aunque ambos utilicen diferentes métodos para llegar a la conclusión final, poseen resultados técnicos muy similares y, por lo tanto, quedaría validado el uso del algoritmo OCTAVE para este caso. Se ha podido apreciar que HOMER cuando trabaja con varios motores diésel no realiza de la manera más óptima la simulación ya que genera más potencia diésel del que necesita en ese instante, es por ello que aumentaba en el segundo caso estudiado el exceso de energía.

En cuanto a los resultados económicos, se produce una diferencia mayor en uno de ellos motivada por las diferentes lógicas para llegar al resultado. En OCTAVE se utilizan muchas menos variables económicas que las usadas en HOMER.

4.2 Análisis Casos Alternativos.

Teniendo en cuenta la conclusión del apartado 4.1.2 se plantea eliminar uno o dos de los generadores de mayor tamaño para observar el comportamiento antes esta simulación. De tal forma que en este apartado se van a plantear dos casos a analizar:

- CASO 1.1: se va a eliminar 1 motor diésel de 703 kW
- CASO 1.2: se va a eliminar 2 motores diésel de 703 KW, se trabajaría con una potencia de 1406 kW menos.

El resto de generadores tanto diésel como solar se mantendrían con la misma potencia instalada. La instalación tendría el siguiente esquema en su funcionamiento:

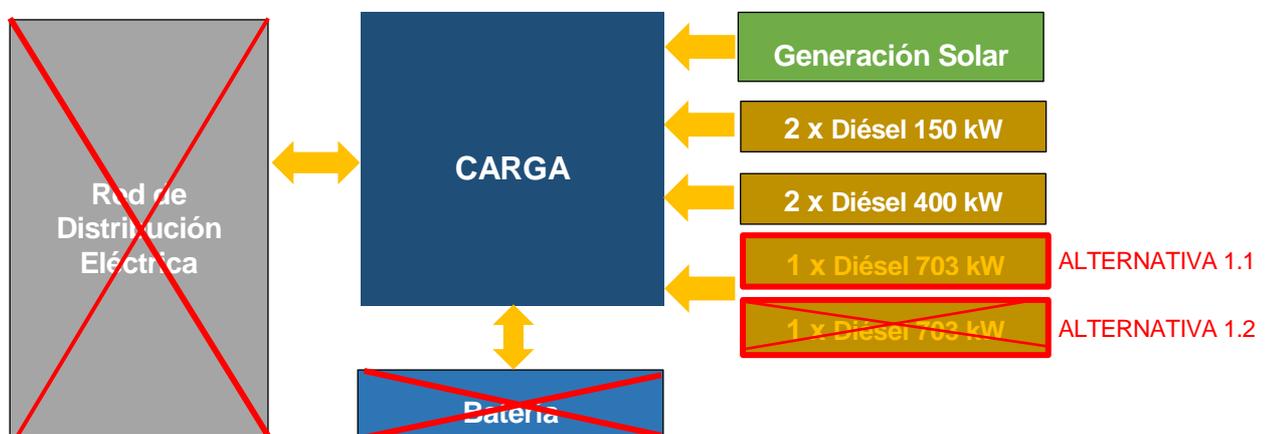


Figura 4-5. Flujo de energía Microgrid aislada sin batería CASO ALTERNATIVO 1.1 y 1.2..

4.2.1 Análisis Comparativo.

Se pretende en este apartado realizar un análisis comparativo entre HOMER y OCTAVE de 3 todas las tecnologías para los diferentes casos estudiados: CASO 1, CASO 1.1 y CASO 1.21. Todas las simulaciones se han realizado estableciendo en HOMER el mínimo técnico diésel del 5% por lo que en todos los casos se espera un mayor error en la estimación de generación diésel con respecto a OCTAVE por lo explicado referente a su estrategia de simulación.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Exceso Energía	Desconect
OCT2X703	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	1871626.9	0
OCT1X703	3262998.24	0	7907.6978	1313749.79	1322994.6	1870289.78	
DIF	0	0	7907.6978	9244.8164	0	1337.1187	0
OCT0X703	3262998.24	4041.2861	1317543.12	0	1322994.6	1870428.24	211.77
DIF	0	4041.2861	1317543.12	1322994.6	0	1198.6679	211.77
HOM2x703	3206727	19557	14804.34	1334331	1368692.34	1835976	0
HOM1X703	3206727	19557	29839	1321632	1371028	1835974	
DIF	0	0	15034.66	12699	2335.66	2	0
HOM0X703	3206727	27164	1344118	0	1371282	1836235	5908
DIF	0	7607	1329313.66	1334331	2589.66	259	5908

Tabla 4-5. Comparativa resultados técnicos CASOS 1, 1.1 y 1.2.

El valor DIF corresponderá, en todos los casos, a la diferencia absoluta entre el caso que corresponde y el CASO 1 inicial.

Sólo se va a graficar el consumo correspondiente a la generación de energía para los diferentes motores diésel ya que es precisamente lo que se pretende estudiar con estos casos alternativos. El resto de parámetros serán muy similares.

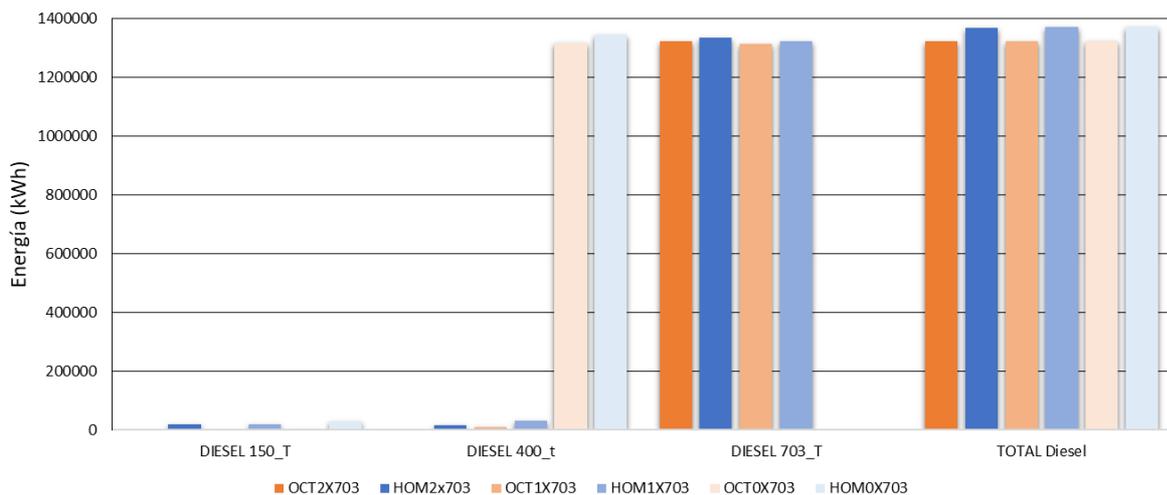


Figura 4-6. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE Motores Diesel, CASO 1, 1.1 y 1.2.

Analizando la Tabla 4-5 y la gráfica corresponde a la Figura 4-6 observamos que siempre HOMER será más pesimista en la simulación y se estimará un consumo de generación diésel mayor. Este mayor consumo de diésel se pueda justificar por la conclusión mencionada anteriormente: HOMER cuando trabaja con varios motores a la vez no realiza de la manera más óptima posible la optimización provocando que se genere más energía diésel

de lo normal.

En este caso se introduce un nuevo concepto que será la *columna Desconnect.* que corresponde a la carga que debe ser desconectada (llamada Carga Restringida en el algoritmo OCTAVE, para tomar como referencia en el Capítulo 2) para poder suplir la demanda, se activa en horas concretas cuando la potencia que se demanda no es capaz de suplirse con la potencia instalada en la microrred. En este caso HOMER (5908 kWh, 0.217 % de la carga total) estima mucha más carga a desconectar que lo que hace OCTAVE (212 kWh, 0.0078% de la carga total total), en ambos casos no es mucha carga a desconectar ya que tenemos que tener en cuenta que son simulaciones anuales y el consumo total es 2714365.934 kWh.

En todo caso, queda patente que si se eliminan de la simulación los dos motores con mayor potencia de generación para una micro-red aislada no se podrían suplir toda la energía en momentos concretos. Aun así, la energía que no se podría suministrar sería muy pequeña y se podría estudiar si merecería la pena dejar de abastecer una carga concreta.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An	TOTAL
OCTAVE_C1	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243	1015915.79
HOMER_C1	7186652.49	731976.43			47410.6	211318.92	990705.95
OCTAVE_C1.1	6231011.9	634642.325	60171.748	7969.5946	68141.3426	209779.464	912563.132
HOMER_C1.1	6226952.54	634228.87			47410.98	211428.14	893067.99
OCTAVE_c1.2	5267198.9	536475.842	55173.418	7969.154	63142.572	215221.836	814840.25
HOMER_C1.2	5267252.48	536481.3			47416.7	223616.44	807514.44

Tabla 4-6. Comparativa resultados económicos CASOS 1, 1.1 y 1.2.

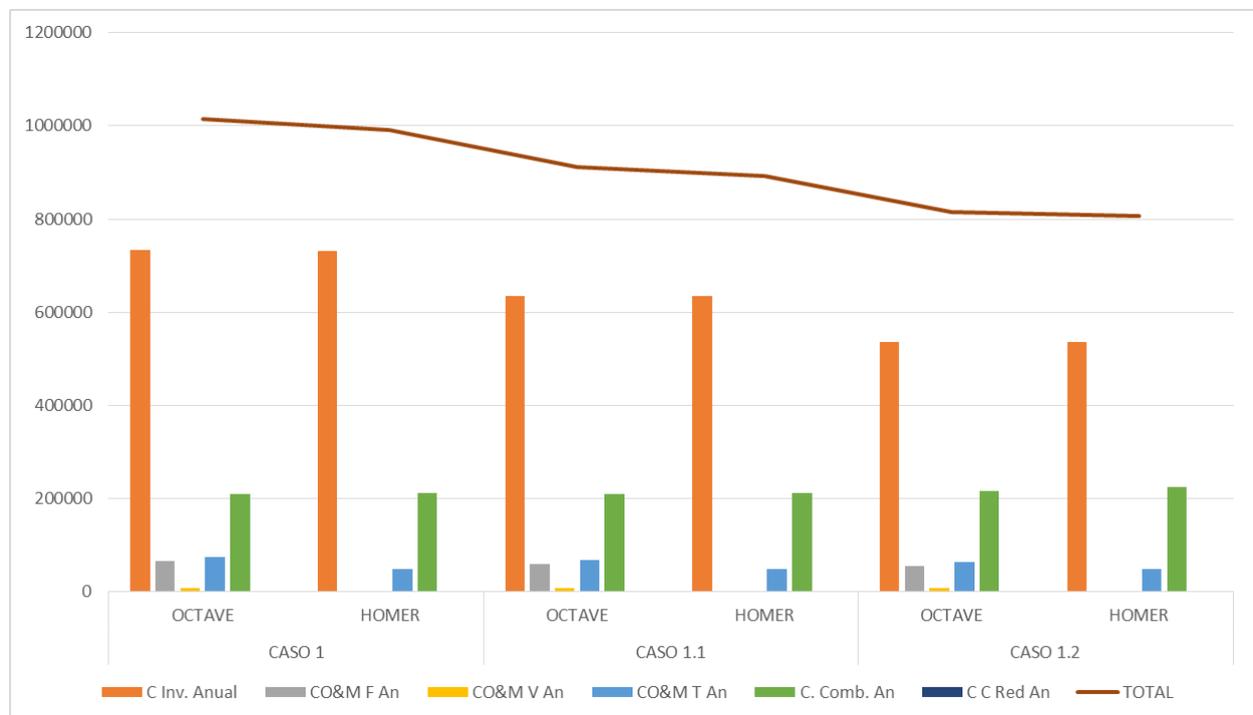


Figura 4-7. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 1, 1.1 y 1.2.

Se puede apreciar que se mantiene la diferencia explicada en apartados anteriores entre los costes de operación y mantenimiento de ambas tecnologías. En la Figura 4-7 se han incluido los costes de inversión anualizados, es decir, teniendo en cuenta la amortización; se puede observar como los costes de Inversión disminuyen conforme

se van eliminando implantación de los motores diésel de 703 kW. El resto de costes se mantendrían básicamente iguales.

4.2.2 Conclusiones.

Como conclusiones se pueden extraer que la instalación se encuentra sobredimensionado en el CASO INICIAL (incluido los dos alternadores de 703 kW) ya que como deducimos en apartado anterior se usaba casi en su totalidad los dos alternadores de mayor potencia para suplir la demanda. Es por ello que se plantearon los casos alternativos.

En caso de que se eliminara un alternador de mayor tamaño (1 alternador de 703 kW) concluimos que la instalación funcionaría perfectamente sin ningún problema técnico, ya que se usarían el resto de motores diésel. Aun así, se podría suministrar casi en su totalidad con sólo un motor de 703 kW diésel, aunque tendría que recurrir en momentos concretos al resto de motores disponibles. Se entiende que hubiera sido una buena opción no instalar uno de los generadores de 703 kW para tratar de ahorrar en costes de instalación y mantenimiento.

Realizando pruebas eliminando los dos generadores diésel de mayor tamaño (potencia total de 1406 kW) se observa que si se producen problemas técnicos ya que empieza a mostrarse el parámetro de carga restringida. Este parámetro indica que existen ciertos picos de demanda a horas concretas que no permiten ser satisfechos con la totalidad de la potencia instalada; estos casos se suelen dar cuando existe una demanda que no se espera y además se produce poca generación solar por ser un día con poca radiación solar. Se observa que aun así la mayoría de energía es generada por los motores de 400 kW (800 kW en total) por lo que se recurre en pocos momentos al resto de motores.

Aun así, como se mencionó en el apartado 4.2.1, la carga que se debería desconectar en esos momentos críticos es baja y se podría evaluar estudiar en la instalación una o varias cargas localizadas que se pudieran desconectar en un momento concreto sin perjuicio para ningún elemento o usuario de esta universidad. De este modo, estaríamos ahorrando los costes de instalación y mantenimiento de estos dos motores diésel (2 x 703 kw) pero en paralelo habría que estudiar el perjuicio económico que supondría la desconexión de las cargas en esos momentos para concluir si sería rentable a largo plazo.

Se concluye que la mejor solución de compromiso posible podría ser eliminar sólo uno de los motores diésel (703 kW) para reducir el coste de inversión anual y mejorar así la optimización económica manteniendo el compromiso técnico de abastecimiento y no desconexión de ninguna carga. También se recuerda que estas simulaciones se han realizado para unos perfiles de carga horarios correspondientes al consumo real de este campus desde noviembre 2017 a octubre de 2018; es posible que se tenga estimado un mayor consumo a futuros y por ello se sobredimensinó la instalación

5 MICROGRID AISLADA CON BATERÍA

En este capítulo se va realizar un análisis de la microgrid objeto de estudio introduciendo baterías con diferentes capacidades para detectar la más óptima a implementar en esta microgrid, teniendo en cuenta una desconexión constante de la red. Las micro-redes permiten la conexión a la red eléctrica pero en principio se debe trabajar para que funcionen de manera autónoma. En los siguientes capítulos se tendrá en cuenta la conexión a la red para estudiar su comportamiento.

La microgrid que se encuentra instalada en estos momentos en el campus universitario no posee baterías, este capítulo puede ser interesante para evaluar su posible implementación a futuros a través de las simulaciones realizadas en este caso. En el software implementado en OCTAVE no se tiene en cuenta ciclos de carga coherentes para cuidar la vida útil de la batería, a diferencia de HOMER, es por ello que las simulaciones que se extraigan son aproximadas y en la implementación real sería necesario instalar sistemas que controlaran el ciclo de carga e incluso se podría dar el caso que en un momento concreto se cargara la batería con energía diésel para no interrumpir la carga.

También es importante mencionar que los algoritmos de OCTAVE están diseñado para cargar la batería cuando haya excedentes de energía renovables no aprovechables para la carga. De este modo no se sigue una estrategia económica sino una estrategia técnica basada en la eficiencia y en el aprovechamiento del excedente producido por las energías renovables.

Este caso se le denominará CASO 2 para tomarlo como referencia en el resto del documento.

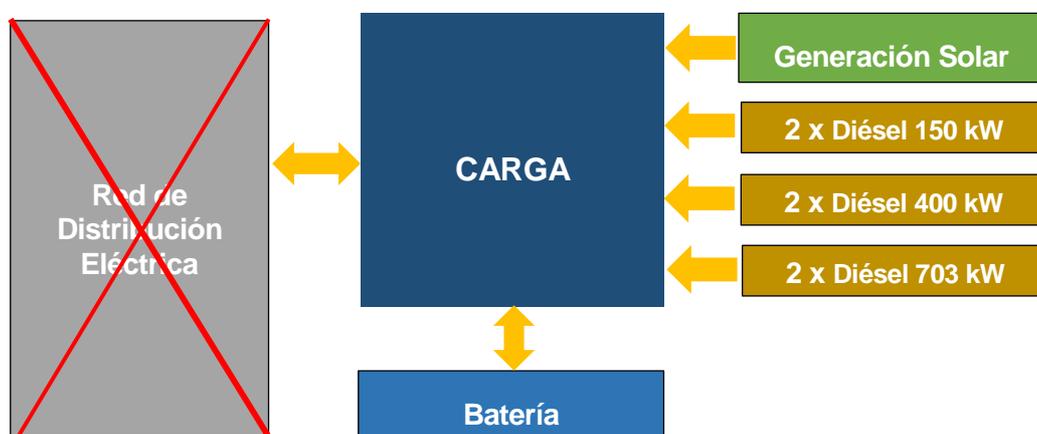


Figura 5-1. Flujo de energía Microgrid aislada con batería CASO 2.

5.1 Dimensionamiento de la batería.

A través del conjunto de algoritmos implementados en OCTAVE se han simulado diferentes capacidades de la batería a implementar en la microrred, y de ese modo analizar su respuesta. Los parámetros técnicos de la batería que se han utilizado son los referentes a los mencionados en el apartado 3.3.3. Se ha tomado como referencia la batería de 1000 kWh, por lo que se han ido probando discretamente la implantación de 1 a 10 baterías de esta capacidad, se repitió la misma acción en el software HOMER.

Para conseguir los resultados de la siguiente tabla se han hecho 10 simulaciones con el conjunto de algoritmos de OCTAVE y otras 10 con el software HOMER.

KWhBatería	OCTDiesel	OCTBatdesc	OCTVolcado	HOMDiesel	HOMBatdesc	HOMVolcado
0	1322994.6	0	1871626.9	1368692.34	0	1835976
1000	1050841.57	271122.842	1600173.87	1068911.5	286206	1528400
2000	793848.454	528115.958	1343880.76	801388.2	551471	1254886
3000	553297.312	768667.099	1103861.56	557296.96	795710	1009263
4000	366126.348	955661.711	916590.597	408533.081	945860	856715
5000	297459.761	1024059.33	847824.01	344284.525	1011658	790056
6000	263453.93	1057967.33	813718.179	298044	1055009	746963
7000	242137.987	1079244.9	792302.236	267407.063	1089115	713389
8000	227248.437	1094114.53	777312.686	237691.407	1117558	685501
9000	217361.709	1104001.26	767325.957	215542.845	1141276	661448
10000	209361.709	1111992.18	759225.957	193845	1162103	640318

Tabla 5–1. Energía generada por motores diésel, descargada por la baterías y desperdiciada para HOMER y OCTAVE con diferentes capacidades de la batería.

Para poder extraer conclusiones se va a proceder a graficar los resultados anteriores.

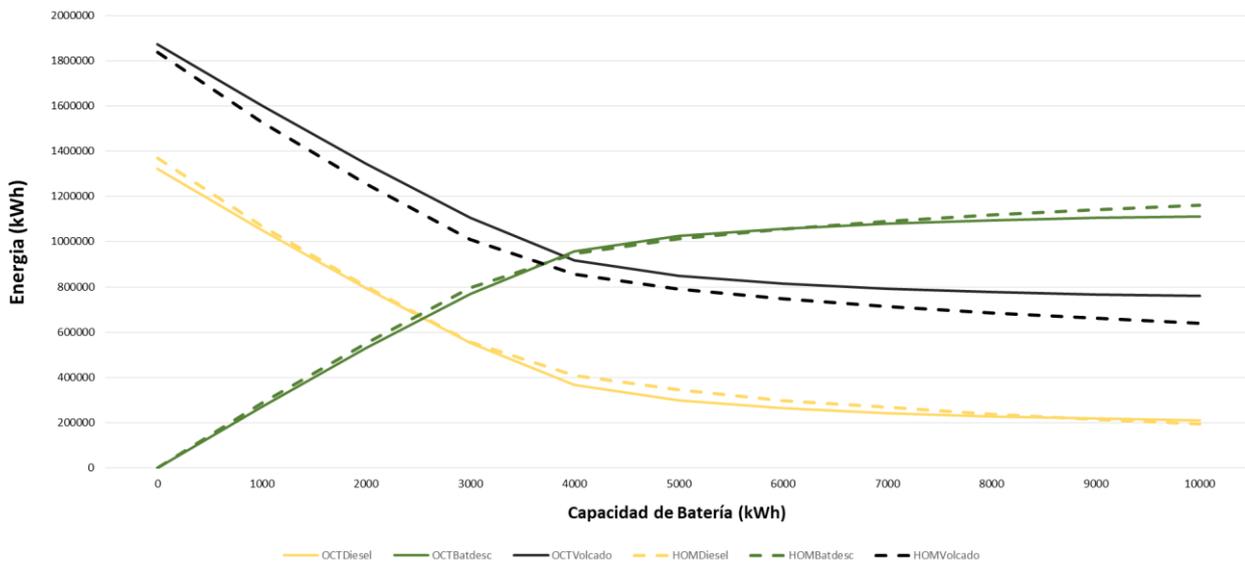


Figura 5-2. Gráfica de la energía generada por motores diésel, descargada por la baterías y desperdiciada para HOMER y OCTAVE para diferentes valores de la batería.

En la gráfica anterior se puede observar cómo para la energía generada por el conjunto de alternadores diésel y para la batería descargada los valores son muy parecidos para HOMER (HOMDiesel y HOMBatDesc) y OCTAVE (OCTDiesel y OCTBatDesc).

Donde existe una mayor diferencia de estos valores será en el Volcado de la carga (OCTVolcado y HOMVolcado), es decir, la energía desperdiciada. OCTAVE mantiene un volcado de energía mayor debido al exceso en la generación solar con respecto a la carga que provoca que sobre más energía. Sin embargo HOMER que predice un desperdicio de energía menor en todos los casos motivado por el descenso en la generación solar con respecto a OCTAVE.

Valorando ahora los resultados técnicamente descubrimos que conforme se va añadiendo más capacidad a la batería (de 1000 en 1000 kWh) hasta los 4000 kWh se reduce bastante el consumo de diésel, y a su vez la energía desperdiciada ya que se aprovecha para cargar la batería. También, como es evidente, implica que la energía proporcionada por la batería es mayor (BatDesc).

De 4000 a v 7000 kWh la pendiente de la curva cambia y en todos los casos disminuye y pasa a ser más uniforme, donde la disminución en el caso de la generación diésel y la energía desperdiciada es muchos menos pronunciada que en el primer tramo que hemos comentado.

Finalmente, de 7000 a 10000 kWh la pendiente de la carga se estabiliza mucho más provocando que no se considere significativo la reducción en el consumo del diésel o el aumento de la carga de la batería.

Por lo tanto, considero que se debería implantar una batería de 4000 kWh para reducir el consumo de diésel de manera pronunciada como muestra la gráfica. Si se desea ampliar esta batería a una de mayor tamaño, nunca se debería ampliar hasta más de 7000 kWh ya que no tendría sentido porque costaría más instalar la batería que el ahorro que produciría en diésel. Si se desea instalar una batería de 5000 a 7000 kWh se debería realizar un estudio económico profundo para saber si merece la pena invertir en los costes de instalación de las baterías a cambio de la reducción tan poco pronunciada de la generación diésel. Aun así, un aumento de la capacidad de la batería siempre repercutirá positivamente en un mayor aprovechamiento de las energías renovables.

5.2 Análisis CASO 2.

Como se comentó en las conclusiones del apartado 5.1, se decide implementar 4 baterías con una capacidad total de 4000 kWh porque se considera que es lo más viable económica y técnicamente ya que es con la cantidad con la que se produce una mayor reducción del consumo DIESEL de manera relativa. En este apartado se realizará un estudio más profundo de estas simulaciones en los dos software disponibles.

A continuación, se van a mostrar los resultados concretos para estas simulaciones.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diésel	Desc. BAT	Exceso Energía
OCTAVE	3262998.24	0	0	366126.348	366126.348	955661.711	916590.597
HOMER	3206727	4245	2282	402084	408611	945860	856715
ERROR.Abs	56271.2357	4245	2282	35957.6518	42484.6518	9801.7111	59875.597
ERROR.Relat	1.75%	-	-	8.94%	10.40%	1.04%	6.99%

Tabla 5–2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 2.

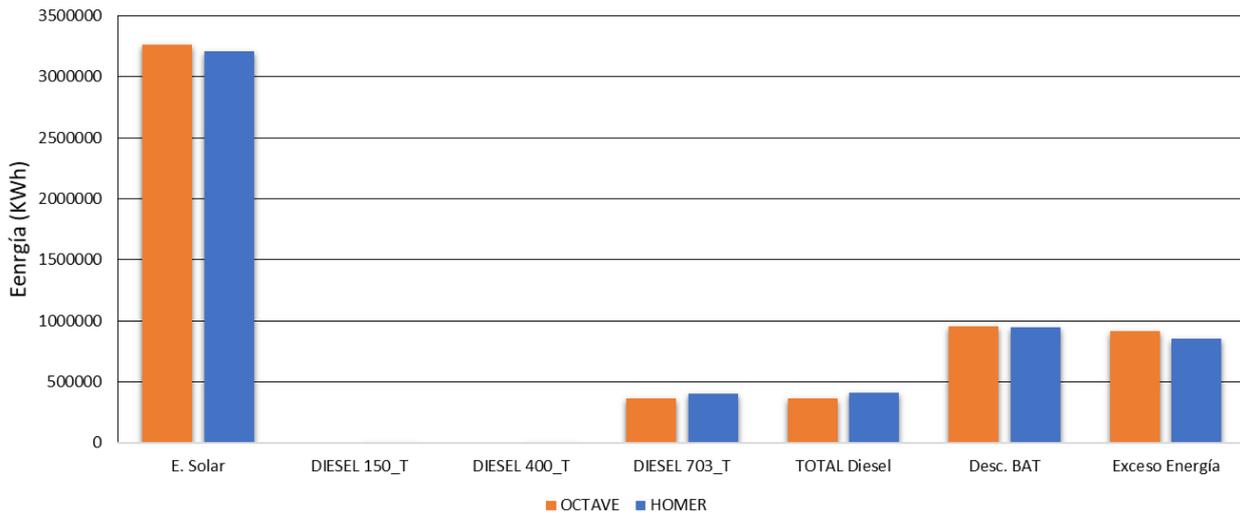


Figura 5-3. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 2

Se puede observar que se concentra casi la totalidad de la generación del diésel en los dos alternadores de mayor tamaño, OCTAVE no considera uso de los diésel de menor tamaño y HOMER los considera pero de manera residual en comparación con los cantidades de energía que se están tratando en esta instalación.

El mayor consumo de diésel en HOMER se explica porque al generar menos energía solar es necesario que produzca más energía de esta tecnología en comparación con OCTAVE, realmente se produce una diferencia de error relativo más grande que el CASO 1 pero se verificará en el apartado posterior (Comparativa CASO 1 Vs CASO 2) como la cantidad de potencia diésel por ambas partes a reducir es muy parecida.

En este caso, HOMER produce mucho menos exceso de energía motivado por la menor generación de energía solar con respecto a OCTAVE y además, porque se está generando casi la totalidad potencia diésel a través del único generador de mayor tamaño lo que prima la optimización.

En el aprovechamiento de energía de la batería ambos algoritmos estiman un flujo de la energía parecido con tan solo un error relativo del 1.04%. La estimación de generación de energía solar no cambia respecto a los otros casos ya que no se han alterado las condiciones de radiación solar o ambiental.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An
OCTAVE	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	58104.2515
HOMER	9877652.45	1006060.72			192888.01	62911.15
ERROR.Abs	8172.45016	832.3821	115374.478	16070.65	61442.882	4806.8985
ERROR.Relat	0.08%	0.08%	-	-	31.85%	7.64%

Tabla 5-3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas, CASO 2.

En el caso de los costes se extraen las mismas conclusiones que en el CASO 1 del Capítulo 4. Los costes de Inversión Anuales son muy similares debido a que las variables económicas son similares. No ocurre lo mismo en el caso de los costes de Operación y Mantenimiento Totales que poseen un error del 31.58%, esta diferencia se justifica por la estrategia económica que sigue cada uno de los algoritmos, se explica en el apartado 3.5.1 Tratamiento de parámetros e Influencia en el resultado.

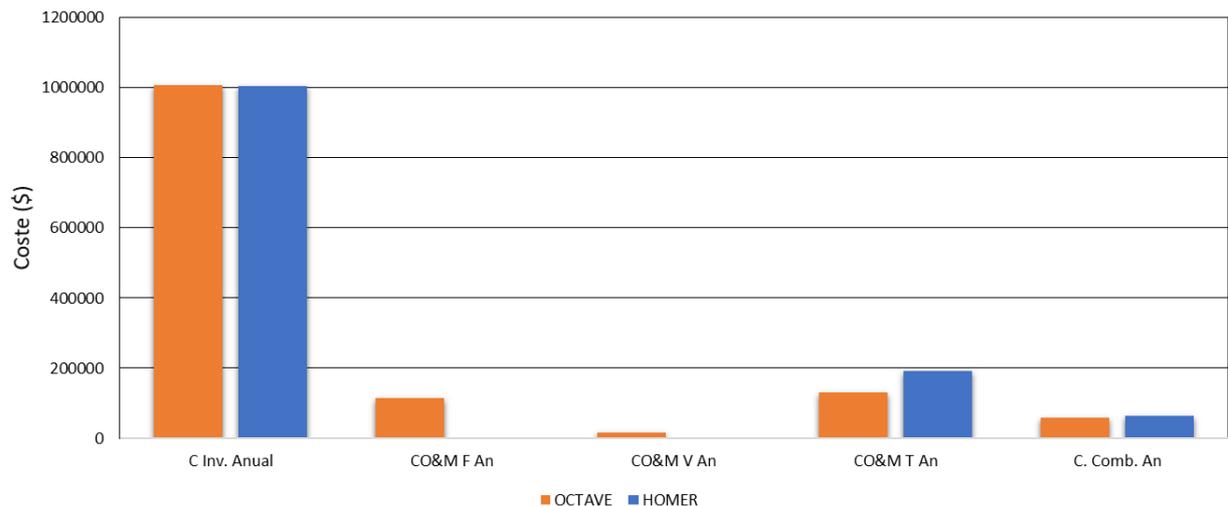


Figura 5-4. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 2

El coste de combustible es mayor en HOMER que en OCTAVE porque en las estimaciones anteriores se había establecido un mayor consumo de energía de los generadores diésel en HOMER que en OCTAVE, por lo tanto la cantidad de combustible a utilizar será mayor en uno que en otro y en consecuencia el precio total.

Aun así, es menor relativamente la diferencia del coste del combustible (directamente relacionado con la cantidad de combustible) (7.62%) con respecto a la diferencia de la energía generada (10.40%). Se debe a las curvas de rendimiento de los grupos diésel que utiliza HOMER y que provocan que siempre que trabajen a regímenes cercanos a la potencia máxima necesiten menos cantidad de combustible. OCTAVE, sin embargo, utiliza una media para calcular el consumo, es por ello que trabaje a mayor o menor régimen siempre consumirá lo mismo, provoca que si se trabaja a potencias altas durante mucho tiempo se esté estimando por más el consumo.

5.3 Comparativa CASO 1 Vs CASO 2

En este apartado se pretende evaluar la diferencia entre el CASO 1 correspondiente al Capítulo 4. Microgrid Aislada sin Batería y este CASO 2 con la Microgrid Aislada Con Batería.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Desc. BAT	Exceso Energía
OCT.CASO 1	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	0	1871626.9
OCT.CASO 2	3262998.24	0	0	366126.348	366126.348	955661.711	916590.597
DIFERENCIA	0	0	0	956868.254	956868.254	955661.711	955036.307
DIFRelatOCT	0.00%	-	-	72.33%	72.33%	-	51.03%
HOM.CASO 1	3206727	19557	14804.34	1334331	1368692.34	0	1835976
HOM.CASO 2	3206727	4245	2282	402084	408611	945860	856715
DIFERENCIA	0	15312	12522.34	932247	960081.34	945860	979261
DIFRelatHOM	0.00%	78.29%	84.59%	69.87%	70.15%	-	53.34%

Tabla 5-4. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 1 Vs CASO 2.

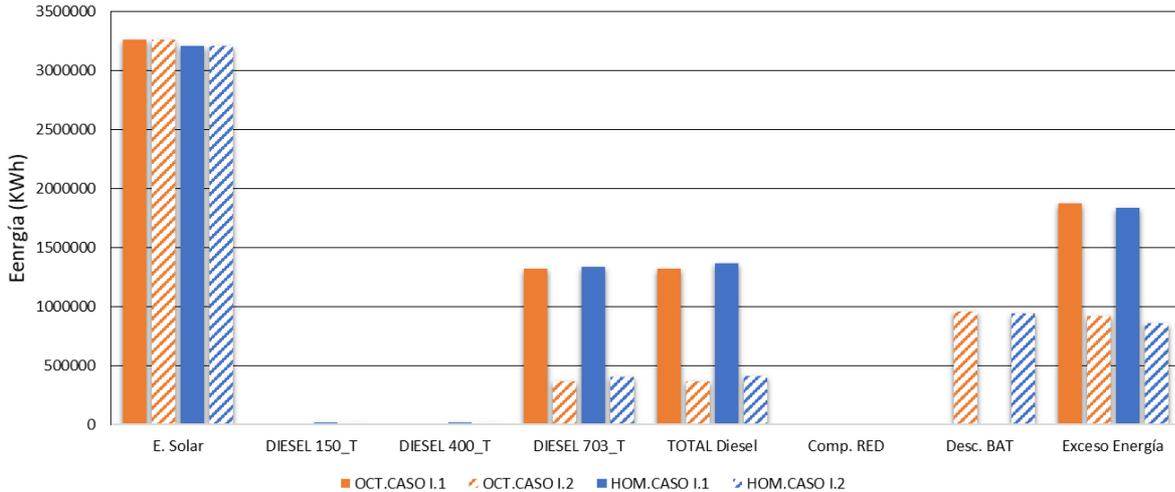


Figura 5-5. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 1 Vs CASO 2

De manera inicial, realizando una comparativa de HOMER con OCTAVE, se puede observar en la Tabla 5-4 (resaltado en color rojo) como la diferencia en la disminución de la energía que es necesario extraer de los motores diésel y el exceso de energía es muy similar. En el caso de los motores diésel se produce una disminución de energía del 72.33 % para OCTAVE y 70.15% para HOMER, una diferencia del 2.18% que se considera aceptable. Para el exceso de energía ocurre lo mismo: 51.03 % de diferencia con respecto al CASO 1 en el caso de OCTAVE y 53.34 % de diferencia en HOMER.

Realizando un análisis entre ambos casos, se puede observar en la Figura 5-5 que con implementación de las baterías se ha conseguido reducir la cantidad de energía desperdiciada (Exceso Energía) de media un 52% ya que proviene en su mayoría de la energía que se genera en las renovables que no es aprovechada por las cargas. La batería se carga con ese exceso de energía que antes no era aprovechado y se descarga en horas que no se tiene radiación solar.

Es por ello, que también se aprecia un descenso muy pronunciado de la energía total diésel necesaria de un 71 % de media de un caso a otro. Este descenso es muy importante e implica un ahorro considerable de combustible pero que se contrarresta con la cara implementación del conjunto de baterías.

Se concluye que instalar las baterías provoca un importante descenso en el consumo de energía diésel aprovechando más las energías renovables reduciendo a la vez la energía desperdiciada siendo, por lo tanto, más eficiente.

6 MICROGRID CONECTADA A RED SIN BATERÍA

En los capítulos anteriores se estudió el comportamiento de la microrred de formar aislada, sin una conexión con la red de distribución eléctrica. En este caso se va a proceder a realizar simulaciones con conexión a la red eléctrica y sin tener en cuenta capacidad instalada de baterías, corresponde con la situación real de la instalación en estos momentos.

La conexión a la red implica una potencia infinita de la que podemos disponer en cualquier momento (al menos teóricamente), esto implica que se podría contemplar por esta vía el abastecimiento íntegro de toda la energía necesitamos. Si la potencia a abastecer fuera muy alta y debemos disponer de manera inmediata de ésta, podría afectar a la estabilidad de los sistemas eléctricos colindantes.

La implantación de las micro-redes pueden tener diferentes objetivos: económicos o de mayor penetración de renovable y reducción de la contaminación, entre ellos. Es decir, la compra de energía de la red eléctrica tendría sentido bajo un modelo de optimización económica si se comprara energía si el coste variable en un momento determinado es más barato que la generación por métodos propios. Sin embargo, si se persiguiera una optimización de tener una mayor penetración de renovable o reducción de la contaminación, se debería comprar energía de la red si estimamos que la generación de energía eléctrica por medios propios puede generar mayores expulsiones de gases a la atmósfera que el mix de generación que tenga la red. En ese caso debemos conocer la cantidad de gases por kWh que se expulsan a la atmósfera por los diferentes medios y elegir la opción medioambientalmente más beneficiosa.

En ambas alternativas de optimización se entiende que primarán siempre la generación renovable ya que en el caso de la económica es más barato el coste variables de la generación renovable que la compra de la energía de la red; en el caso de la optimización medioambiental primará siempre las energías renovables porque la expulsión de los gases en el momento de la generación es nula.

Se concluye que la optimización económica es la mayoritariamente elegida los encargados de la gestión de este tipo de instalaciones eléctricas. Es por ello, que OCTAVE sólo contempla la optimización económica y comparará energía de la red según los costes de penalización (costes variables de generación) de cada tecnología y primará aquellos que sean más económicos.

En este caso NO vamos a estudiar la venta de energía de la red ya que la normativa de Jordania no permite esta opción. Toda la energía que se considere desperdiciada en estos casos se inyectará en la red sin retribución económica o tendrán que ser consumidas por cargas resistivas.

Es probable que en este capítulo haya mayor discrepancia entre los dos softwares con los que se está comparando porque no se conoce concretamente cuál es la lógica que utiliza HOMER para la optimización cuando se encuentra la red incluida.

Este caso concreto se le denominará CASO 3 y se tomará como referencia en el resto del documento.

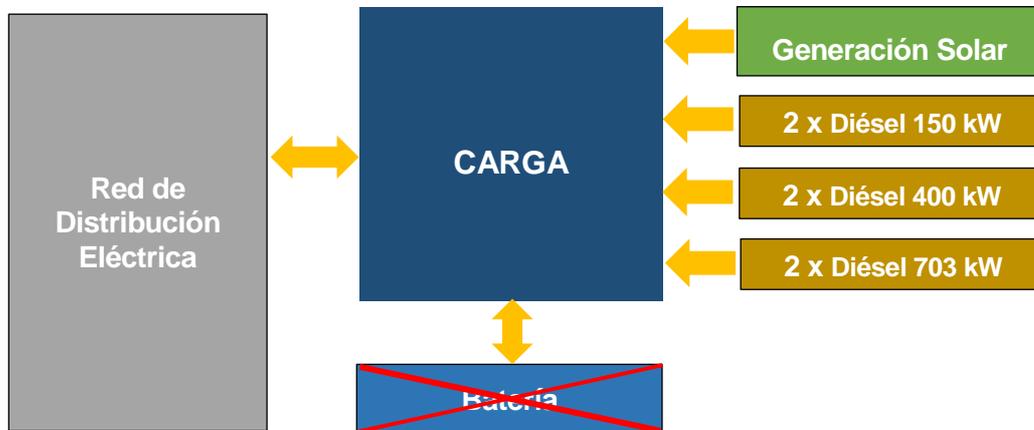


Figura 6-1. Flujo de energía Microgrid Conectada a Red sin Batería, CASO 3.

Los CASOS que se van a estudiar en este capítulo son los siguientes:

Capítulo 6. Microgrid Conectada a Red sin Batería			
CASO 3	2108 kW Solar 2 x 150 kW Diésel 2 x 400 kW Diésel Red Eléctrica	703 kW Diésel	703 kW Diésel
CASO 3.1.		703 kW Diésel	703 kW Diésel
CASO 3.2.		703 kW Diésel	703 kW Diésel

Tabla 6-1. Esquema de conexión para los diferentes casos Microgrid Conectada a Red Sin Batería.

6.1 Análisis CASO 3.

En este apartado se va a analizar el CASO 3 que corresponde, tal como indica la Tabla 8-3 y la Figura 6-1, a la instalación conectada a red con todos los elementos que la forman. Este caso es como se encuentra instalado en estos momentos en la realidad.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Comp. RED	Exceso Energía
OCTAVE	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	0	1871626.9
HOMER	3206727	0	0	1328880	1328880	2407	1769279
ERROR.Abs	56271.2357	0	0	5885.3982	5885.3982	2407	102347.904
ERROR.Relat	1.75%	-	-	0.44%	0.44%	-	5.78%

Tabla 6-2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas CASO 3.

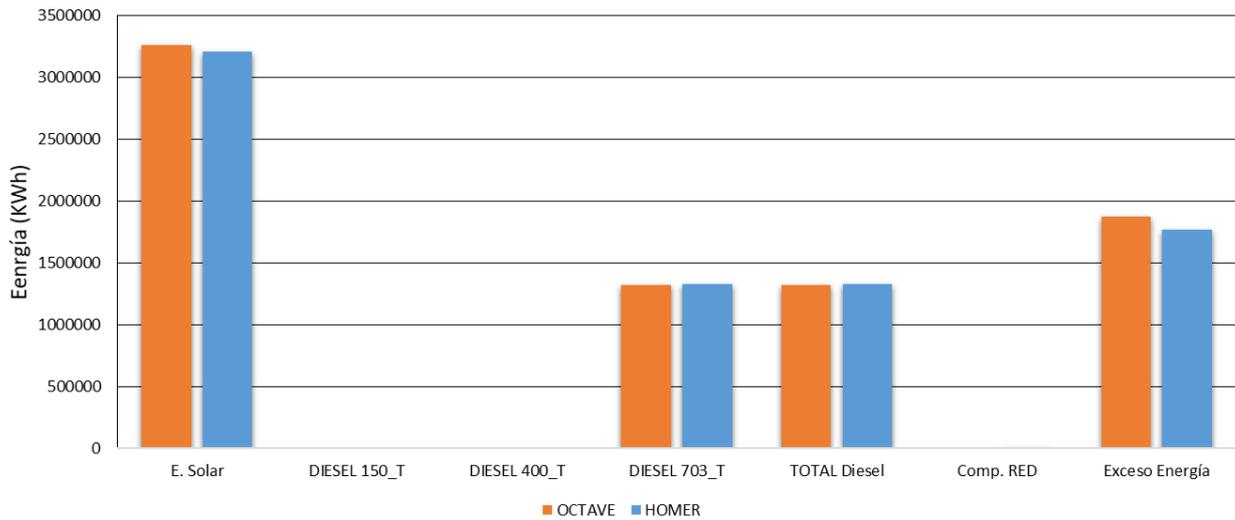


Figura 6-2. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 3.

Como comparativa entre HOMER y OCTAVE en este caso cabe destacar la gran coincidencia en muchos casos de los valores estimados por los diferentes softwares. En cuanto, a la generación solar se mantiene el mismo error ya que no se ha producido ningún cambio en valores atmosféricos/técnicos que pueda afectar a la instalación solar.

En este caso se está generando la energía sólo a través de los motores de mayor potencia (703 kW) ya que usarlos es más barato que comprar energía de la red. Sin embargo, usar los generadores de las potencias inferiores implica un precio mayor, por lo que la energía que se necesita la comprará a la red. Como hemos visto en los capítulos anteriores, el uso de los generadores de potencias inferiores junto con los de mayor potencia siempre implicaba un exceso de energía que conllevaba mala optimización en HOMER con respecto a OCTAVE, es por ello que el error relativo en la generación DIESEL es de tan solo el 0.44 %, porque sólo utiliza los motores de 703 kW.

El error del exceso de Energía (energía desperdiciada) asciende al 5.78%, se justifica porque HOMER estima la generación diésel muy parecida a OCTAVE de forma que realiza sólo la generación con los motores de mayor potencia implicando una buena optimización técnica, no desperdiciando energía. Además HOMER simula mucha menos generación de energía solar lo que implicará una menor cantidad de energía desperdiciada. Es por ello que hay más diferencia.

En cuanto a la compra de la Red se observa que HOMER necesita comprar aproximadamente 2000 kWh pero OCTAVE entiende que no es necesario en ningún momento ese recurso. Esta diferencia se puede justificar porque HOMER simula la potencia solar de manera diferente y existe un día con baja radiación solar que coincide con una mayor carga que provoca que la potencia de los dos grupos diésel de 703 kW (1406 kW en total) no sea suficiente para satisfacer la demanda por lo que tiene que recurrir a la red eléctrica.

Los resultados de la simulación económica son los siguientes:

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An	C C Red An
OCTAVE	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243	0
HOMER	7186652.49	731976.43			47774.75	204173.28	387.47
ERROR.Abs	8172.41	832.3782	65170.078	7977.6574	25372.9854	5785.9633	387.47
ERROR.Relat	0.11%	0.11%	-	-	53.11%	2.83%	-

Tabla 6-3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas, CASO 3.

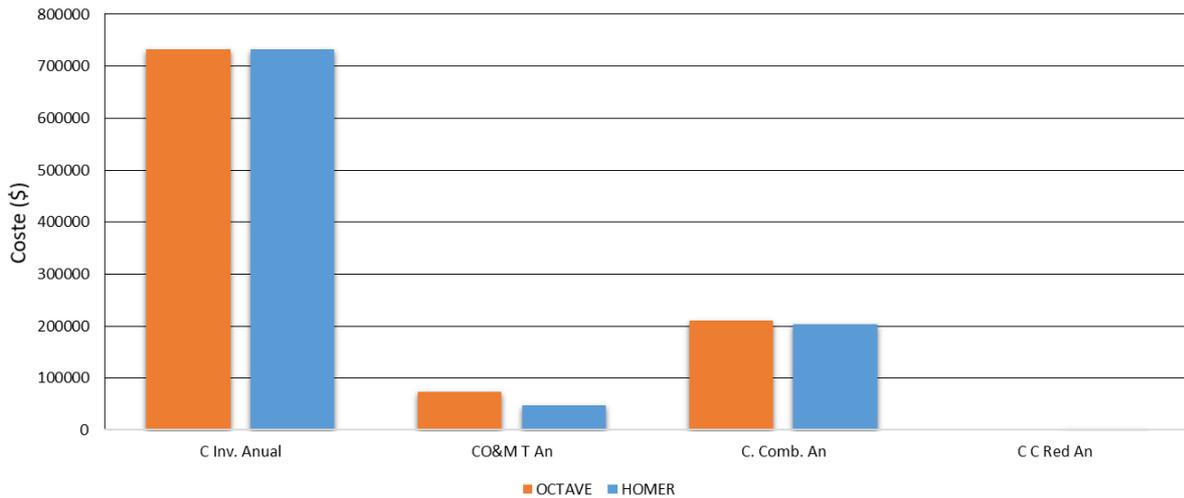


Figura 6-3. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 3

En el caso de la comparativa económica se llegan a las mismas conclusiones que los análisis de los capítulos anteriores. Es decir, los costes de Inversión son muy parecidos porque los parámetros a introducir con ambas alternativas son parecidos. En el caso de HOMER existe un coste de energía de la red ya que se necesita comprar según la simulación de la Tabla 6–2.

El coste de combustible posee un error de tan solo el 2.83 % donde HOMER gasta menos dinero que OCTAVE en combustible aunque este último genere menos energía. Se puede explicar porque en el caso de HOMER se encuentran introducidas las curvas de rendimiento para los motores lo que implica que si trabaja a un régimen superior se gastará menos y viceversa; como se entiende que la mayoría de las veces estará trabajando cerca de su velocidad nominal se gastará menos combustible. Recordar, que OCTAVE trabaja con una estimación basada en costes medios.

Sin embargo, la mayor diferencia ocurre para el caso de los costes de operación y mantenimiento ya que los parámetros a introducir en ambos softwares son diferentes y además se tratan de otra manera. (Explicación más extensa en el apartado 3.5.1 Tratamiento de parámetros e Influencia en el resultado.)

6.2 Análisis CASOS ALTERNATIVOS 3.1 y 3.2.

Se va a realizar una simulación de casos alternativos eliminando 1 o 2 generadores diésel de 703 kW.

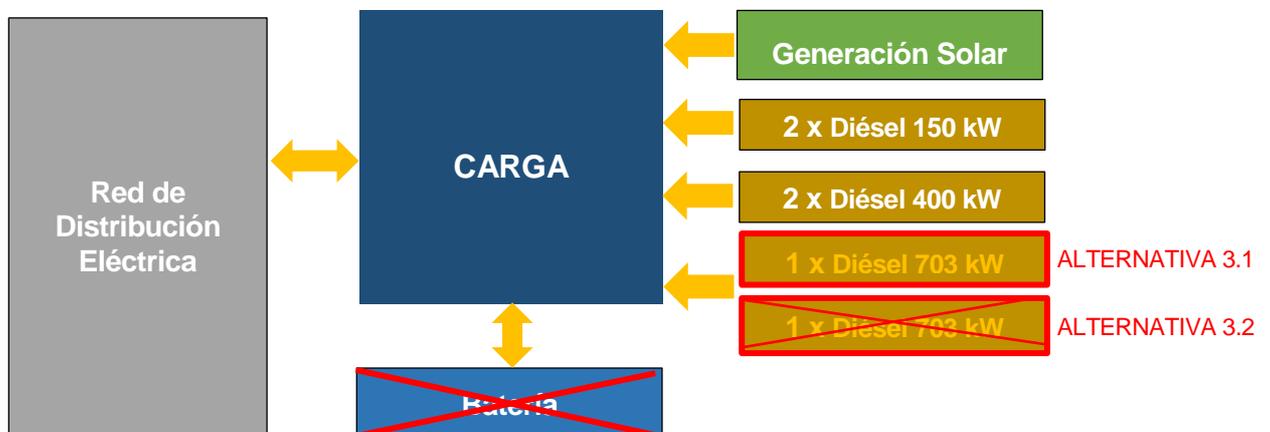


Figura 6-4. Flujo de energía Microgrid aislada sin batería CASO ALTERNATIVO 3.1 y 3.2..

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_t	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Comp. RED	Exceso Energía	Desconect
OCT2X703	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	0	1871626.9	0
OCT1X703	3262998.24	0	0	1313780.9	1313780.9	7876.5877	1870289.78	
DIF	0	0	0	9213.7064	9213.7064	7876.5877	1337.1187	0
OCT0X703	3262998.24	0	0	0	0	1321261.52	1869893.82	211.77
DIF	0	0	0	1322994.6	1322994.6	1321261.52	1733.0816	211.77
HOM2x703	3206727	0	0	1328880	1328880	2407	1769279	0
HOM1X703	3203727	0	0	1322298	1322298	8983	1769279	
DIF	3000	0	0	6582	6582	6576	0	0
HOM0X703	3206727	0	0	0	0	1331278	1769276	5908
DIF	0	0	0	1328880	1328880	1328871	3	5908

Tabla 6-4. Comparativa resultados técnicos CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.

A continuación, se graficarán los resultados más relevantes para analizarlo más fácilmente:

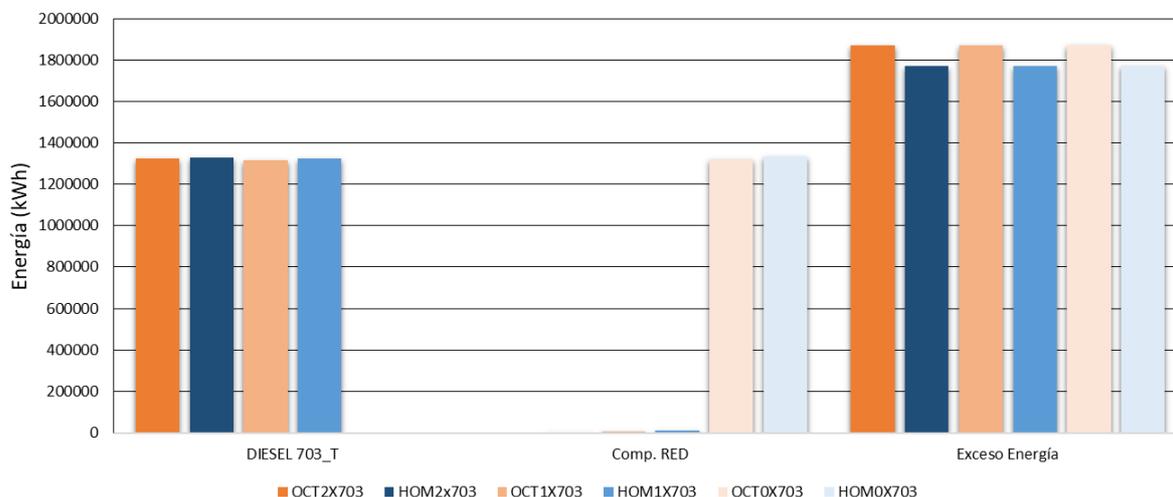


Figura 6-5. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.

A simple vista se está produciendo el comportamiento esperado, es decir, en el caso 3.1 cuando ya se ha eliminado un generador necesitará abastecer energía de la red en algunos casos concretos donde ocurran picos de demanda y la generación solar sea muy baja, no se genera energía con el resto de grupos con menor potencia porque su precio sería mayor.

Con respecto al caso 3.2 se observa como en los dos casos (HOMER u OCTAVE) comprará energía de la red y no necesitará energía de los motores. Por lo tanto el total de la carga se abastecerá de energía desde generación solar y compra de la red ya que producir energía por generadores diésel es mucho más caro y no se considera necesaria.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An	C C Red An	TOTAL
OCTC3	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243	0	1015915.79
HOMC3	7186652.49	731976.43			47774.75	204173.28	387.47	984311.93
OCTC3.1	6231011.9	634642.325	60171.748	7922.0988	68093.8468	208497.028	1280.3393	912513.539
HOMC3.1	6226952.49	634228.87			48833.28	203162.88	1446.24	887671.27
OCTC3.1	5267198.9	536475.842	55173.418	0	55173.418	0	214771.06	806420.32
HOMC3.1	5267252.49	536481.3			47353.1		214335.71	798170.11

Tabla 6-5. Comparativa resultados económicos CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.

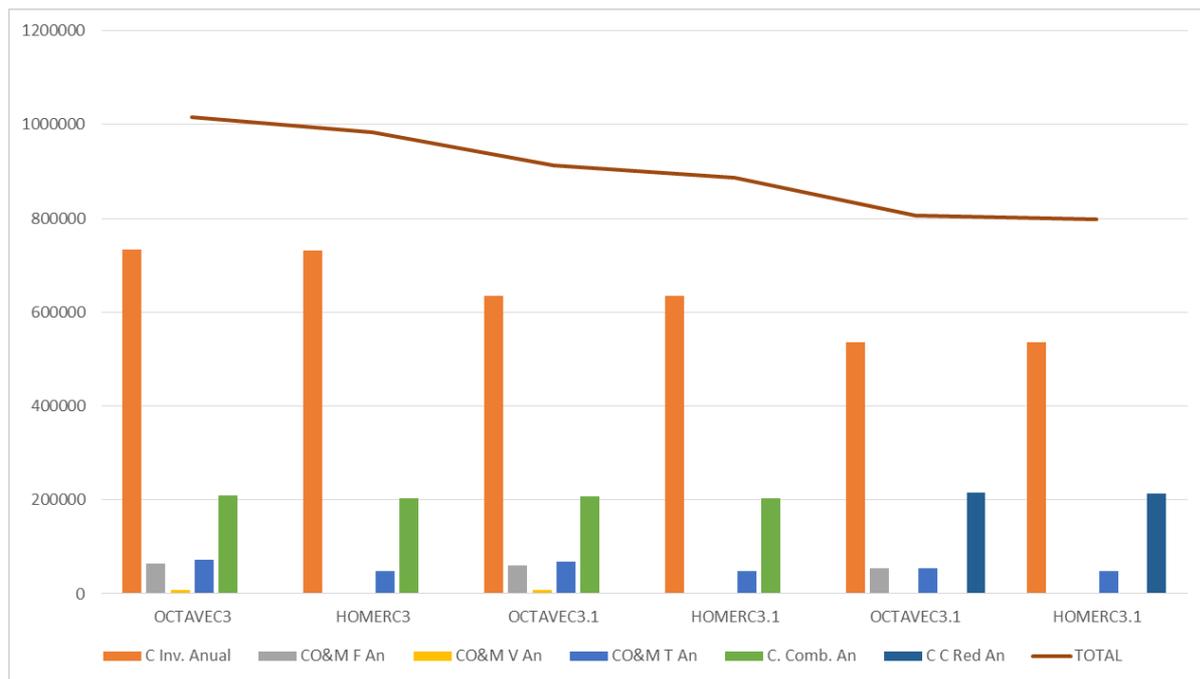


Figura 6-6. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 3.1, 3.2 y CASO 3.

Se aprecia como conforme se van eliminando los generadores en los diferentes casos, el coste por inversión anual disminuye bastante y se amortizaría de manera más rápida esta instalación. En los casos 3 y 3.1 se cambian la inversión de combustible a la red y se mantiene dentro del mismo rango.

Sería interesante valorar, en el caso que se tenga una red disponible fiable, la posibilidad de que se tengan implementados los generadores diésel de mayor tamaño y satisfacer los picos de energía con la potencia solar.

Se puede observar que en ninguno de los casos se recurre a los grupos diésel de menor tamaño (400 y 150 kW) para satisfacer picos de demanda, se recurre a la red eléctrica. Esta situación se debe a que ambos softwares realizan una estimación basada en costes variables de penalización, es decir, siempre se recurrirá a la fuente de generación que sea más barata. Si se consulta el apartado 3.4.1 (Costes de penalización grupos diésel.) y 3.4.2 (Precio del Mercado en Jordania. Coste de penalización.) se estima que el precio de penalización de la RED será 0.16255 \$/kW, el del GRUPO DIESEL 703 Kw: 0.1796 \$/kW, GRUPO DIESEL 400 kW: 0.1628 \$/kW y GRUPO DIÉSEL 150 kW: 0.1587 \$/kW. Es decir, primero entrará a funcionar los grupos DIÉSEL de 703 kW y después la Red eléctrica; como la red eléctrica tiene potencia infinita nunca se recurrirá, por ejemplo, al GRUPO DIÉSEL 400 kW (que sería el siguiente más barato).

7 MICROGRID CONECTADA A RED CON BATERÍA

En este capítulo se va a analizar la microrred objeto de estudio de tal forma que incluya tanto la conexión a la red eléctrica como la posibilidad de carga/descarga de la batería. Además, como en el resto de casos, estarán incluidos el resto de tecnologías de generación: 2 grupos diésel de 150 kW, 400 kW y 703 kW y 2108 kW de potencia instalada de paneles fotovoltaicos.

La conexión a la red eléctrica, como en el caso del capítulo anterior, implica la compra de energía de la red al precio marcado en el apartado 3.4.2. En Jordania no está contemplada la compensación por inyección de energía a la red o la venta de energía a la red eléctrica, por lo que no se va a estudiar la posible venta de excedentes de energía a la red eléctrica. Los excedentes de energía se consumirán por resistencias eléctricas o se inyectarán a la red de manera gratuita, sin retribución alguna. Cabe destacar, que el algoritmo diseñado en OCTAVE permite la venta de energía a un precio marcado aunque se puede deshabilitar la opción, en HOMER si se inyecta la red en la estructura de generación está habilitado obligatoriamente la venta de energía a la red (para evitar que influya en los resultados económicos se contempla un precio de venta de 0\$/kWh).

Con respecto a la batería se va a utilizar un total de 4 baterías de 1000 kWh de almacenamiento que hacen un total de 4000 kWh de energía disponible. Se utiliza esta capacidad de la batería para simular tras las conclusiones extraídas en el apartado 5.1 del Capítulo 5.

Este caso de estudio se denominará CASO 4 y tendrá la siguiente estructura:

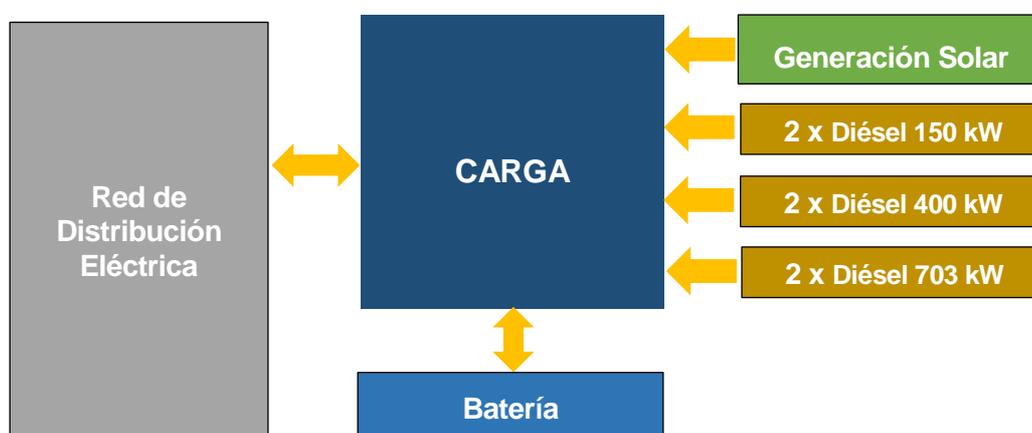


Figura 7-1. Flujo de energía Microgrid Conectada a Red con Batería, CASO 4

En este capítulo se pretende analizar el CASO 4 de referencia explicado anteriormente, pero además estudiar dos casos alternativos que corresponderán a la respuesta de la micro-red ante fluctuaciones del precio del diésel. En la Tabla 7–1. Casos de estudio para Microgrid Conectada a Red con Batería. Tabla 7–1 se especifica los casos concretos de estudio.

Capítulo 7. Microgrid Conectada a Red con Batería		
CASO 4	2108 kW Solar 2 x 150 kW Diésel	Precio Diésel: 0.772 \$/litro.
CASO 4.1.	2 x 400 kW Diésel 2 x 703 kW Diésel	INCREMENTO Precio Diésel: 0.9 \$/litro.
CASO 4.2.	4000 kWh Batería Red Eléctrica	REDUCCIÓN Precio Diésel: 0.6 \$/litro.

Tabla 7–1. Casos de estudio para Microgrid Conectada a Red con Batería.

7.1 Análisis CASO 4

A continuación se encuentran tabulados y graficados los resultados para ambos casos:

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Comp. RED	Desc. BAT	Exceso Energía
OCTAVE	3262998.24	0	0	366126.348	366126.348	0	955661.711	916590.597
HOMER	3206727	0	0	405202	405202	1431	943518	839330
ERROR.Abs	56271.2357	0	0	39075.6518	39075.6518	1431	12143.7111	77260.597
ERROR.Relat	1.75%	-	-	9.64%	9.64%	-	1.29%	9.21%

Tabla 7–2. Comparativa resultados técnicos con ambas alternativas, CASO 4.

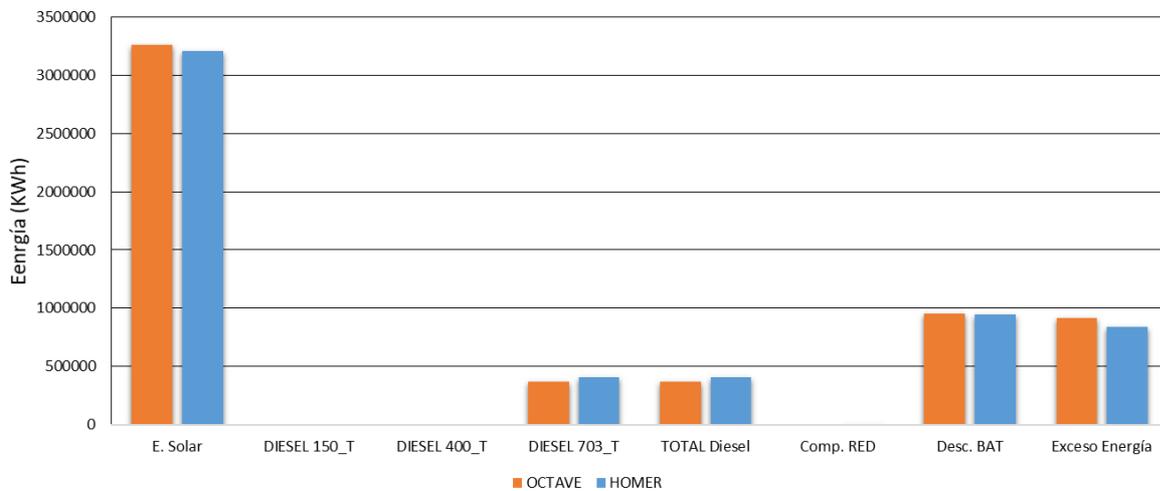


Figura 7-2. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASO 4

En este caso nos encontramos con un mix de los casos anteriores. Como siempre, observamos que desde OCTAVE se generará mucha más energía solar, por lo que a su vez necesitará generar mucho menos diésel ya que se abastece más de energía solar. La descarga de la batería hace que se disminuya el exceso de energía.

En HOMER, por lo tanto, ocurre al revés: al tener menor energía generada por placas solares se va a tener que generar más desde la parte diésel. Existe una diferencia de 39075, que se asemeja a la diferencia de 42000 que nos encontrábamos en el caso 2 cuando existía el mismo comportamiento pero sin la inclusión de la red eléctrica, por tanto, en este caso se incrementa el error relativo (9.64%) porque los rangos con los que se trabajan son menores pero la diferencia absoluta sigue siendo muy parecida (como en el caso 2).

La inclusión de la red implica que no se estén utilizando los motores de menor tamaño y por lo tanto se esté produciendo una optimización técnica correcta (al utilizar los generadores 150 y 400 kW se producía una pérdida de energía en HOMER) que provoca que, además, teniendo la batería disponible se reduzca bastante la energía desaprovechada y por tanto el error relativo ascienda a 9.21%.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An	C C Red An
OCTAVE	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	58104.2515	0
HOMER	9877652.49	1006060.72			193116.36	62256.69	232.68
ERROR.Abs	8172.41	832.3821	115374.478	16070.65	61671.232	4152.4385	232.68
ERROR.Relat	0.08%	0.08%	-	-	31.93%	6.67%	-

Tabla 7-3. Comparativa resultados económicos con ambas alternativas, CASO 4

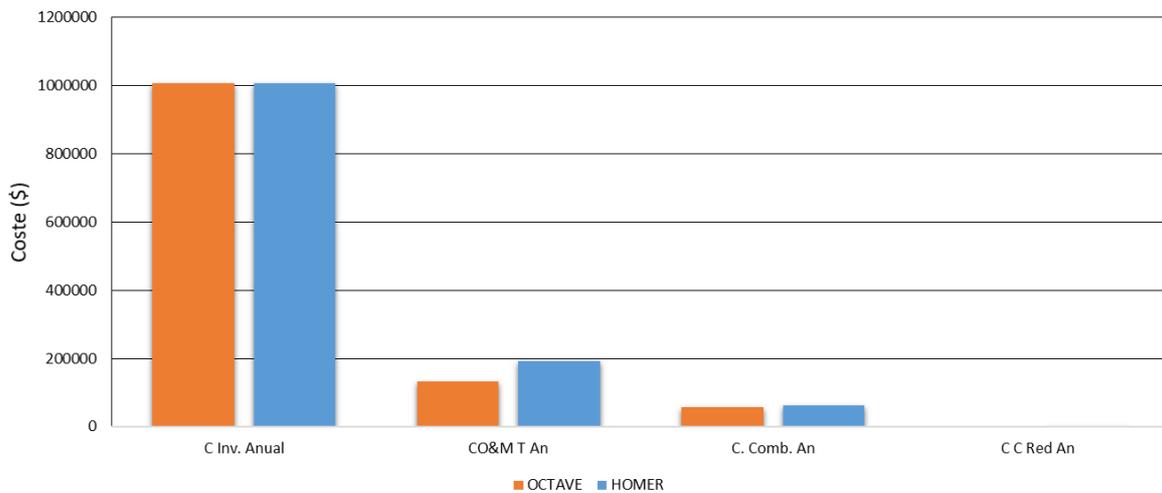


Figura 7-3. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASO 4

Conforme a los resultados económicos se sigue la tendencia de capítulos anteriores y se produce la mayor diferencia en los costes de operación y mantenimiento.

El coste de combustible es mayor en HOMER que en OCTAVE porque se produce mayor energía diésel en HOMER. Aun así, no se está produciendo todo el aumento que debería (se produce un aumento de energía del 9.64% y se está produciendo un incremento en el precio del combustible de 6.67%) y esto ocurre, como hemos comentado en capítulos anteriores, porque en HOMER está teniendo en cuenta la curva de rendimiento del motor.

7.2 Análisis CASOS ALTERNATIVOS.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_t	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Comp. RED	Desc. BAT	Exceso Energía
OCT 4	3262998.24	0	0	366126.348	366126.348	0	955661.711	916590.597
OCT 4.1	3262998.24	0	0	0	0	365873.459	933556.115	916337.707
DIF	0	0	0	366126.348	366126.348	365873.459	22105.5964	252.8897
OCT 4.2	3262998.24	0	0	366126.348	366126.348	0	955661.711	916590.597
DIF	0	0	0	0	0	0	0	0
HOM 4	3206727	0	0	405202	405202	1431	943518	839330
HOM 4.1	3206727	0	0	0	0	406633	943515	839330
DIF	0	0	0	405202	405202	405202	3	0
HOM 4.2	3206727	257	1133	405199	406589	43.5	943518	839330
DIF	0	257	1133	3	1387	1387.5	0	0

Tabla 7-4. Comparativa resultados técnicos CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.

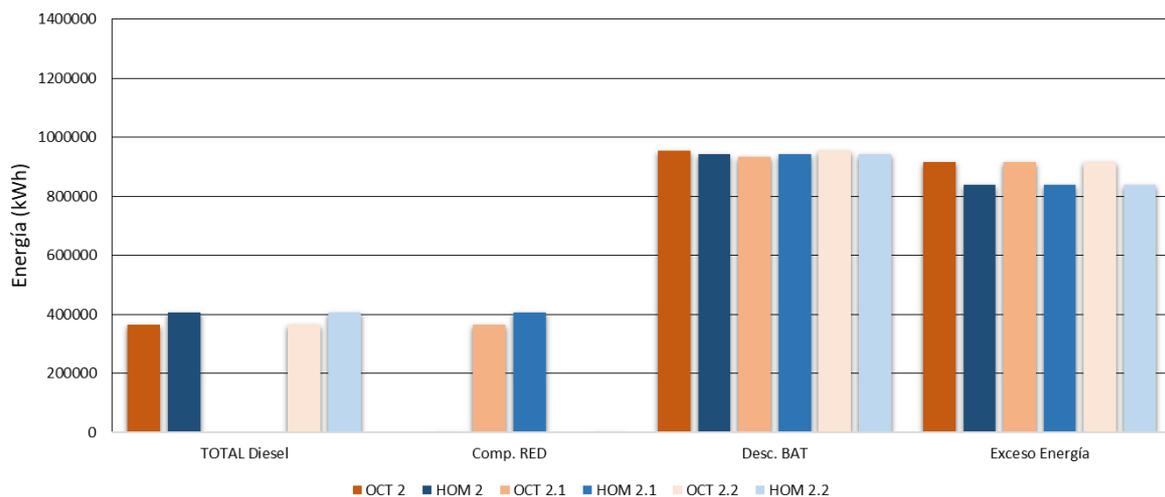


Figura 7-4. Comparativa Técnica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.

Observamos, que en el caso 4.1 (al subir el precio del petróleo) no se está generando a través de tecnología diésel la energía sino que acude directamente a la red, esto es debido a que el precio de la red es más barato tras la subida del precio del combustible y hasta que no baje no se usarán los generadores.

En el caso 4.2 (bajado del precio del petróleo) se observa que en el caso de OCTAVE se volvería a un caso parecido al caso 4 inicial, usando diésel y batería pero no la red ni los diésel de menor tamaño. Habiendo implementado la lógica de OCTAVE si fuera necesario más energía ahora recurriría a los grupos diésel y no a la red porque sería más cara.

En el caso de HOMER para 4.2 se detecta que realiza un mix de ambas tecnologías y recurre en casos concretos a la red y en casos concretos al combustible. Se recurre a la red en una parte muy minoritaria (43.5 kWh) por lo que se reducirá como nulo. Es decir, despreciando la red, se está recurriendo a los grupos diésel como haría OCTAVE.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An	C C Red An	TOTAL
OCT4	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	58104.2515	0	1196442.48
HOM4	9877652.49	1006060.72			144326.19	62256.69	232.68	1212876.28
OCT4.1	9885824.9	1006893.1	115374.478	13858.9347	129233.413	0	59472.7307	1195599.25
HOM4.1	9877652.45	1006060.72			144326.19	0	66098.2	1216485.11
OCT4.2	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	45143.3787	0	1183481.61
HOM4.2	9877652.49	1006060.72			144326.19	48564.96	7.07	1198958.94

Tabla 7-5. Comparativa resultados económicos CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.

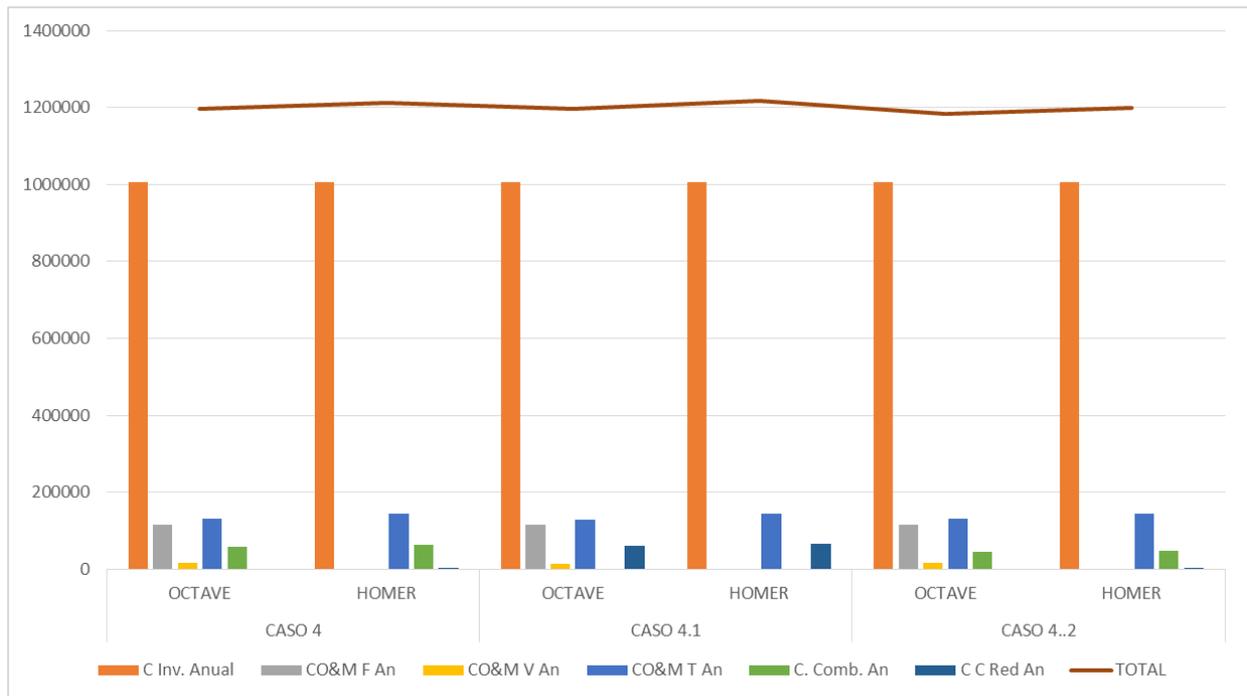


Figura 7-5. Comparativa Económica HOMER-OCTAVE, CASOS ALTERNATIVOS 4.1, 4.2 y CASO 4.

Se observa que, aunque se produzca un cambio de generación de tecnología en cada caso y se haya incrementado el precio del diésel, no se produce una influencia significativa sobre el gasto total ya que se amortigua con el precio de la red y nunca se llega a apreciar esa subida en el precio del petróleo. Si el precio del petróleo fluctuara (tanto aumento como disminución) en una microgrid aislada la influencia sería mucho mayor porque no se tendría el respaldo de la red.

8 CONCLUSIONES GENERALES

En este capítulo se pretende extraer conclusiones generales comparando todos los casos estudiados de forma que se puedan determinar la coherencia de los resultados, también se va a estudiar el comportamiento de un día tipo para observar la lógica que utiliza cada uno de los softwares. Además, se realizará el pre-dimensionamiento de la instalación haciendo uso del algoritmo PSO y se analizarán los resultados.

8.1 Estudio de día tipo.

Para el estudio del día tipo se decide estudiar el día 29 y 30 de Julio. En el primer día OCTAVE estima mucha radiación solar y el segundo día muy poca, de este modo podremos estudiar el comportamiento y la forma de actuar de cada uno de los sistemas. En el caso de HOMER se producen estimaciones solares similares pero con cierta diferencia en la forma de la curva.

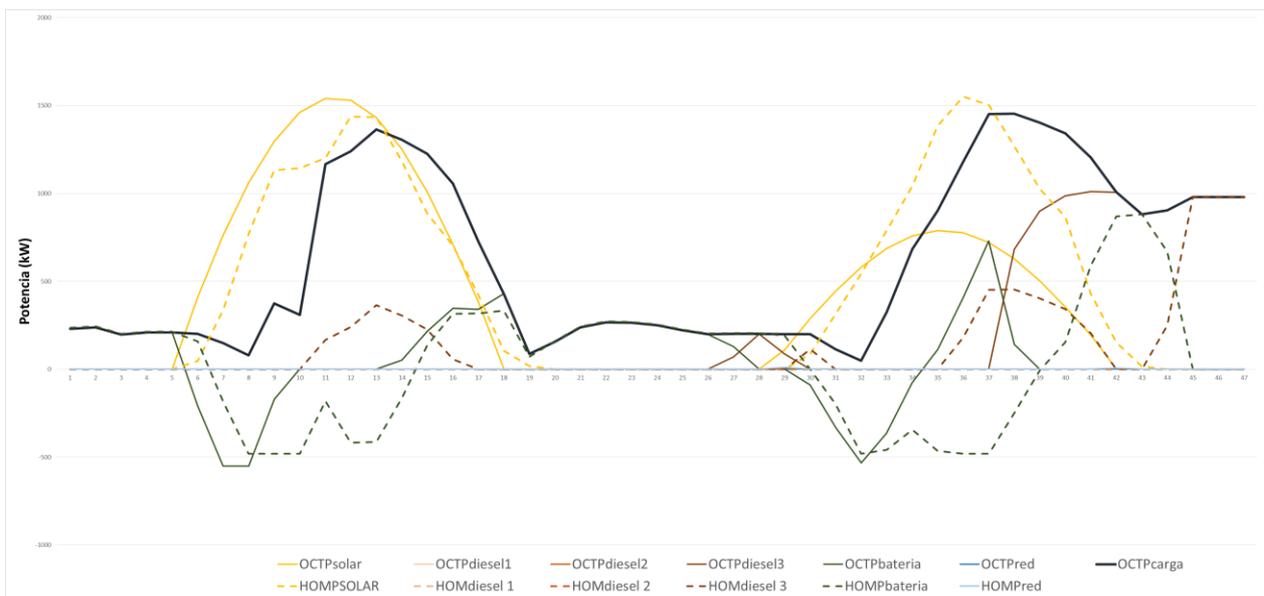


Figura 8-1. Estudio Flujo de Potencia Día Tipo HOMER-OCTAVE 29/06 y 30/06

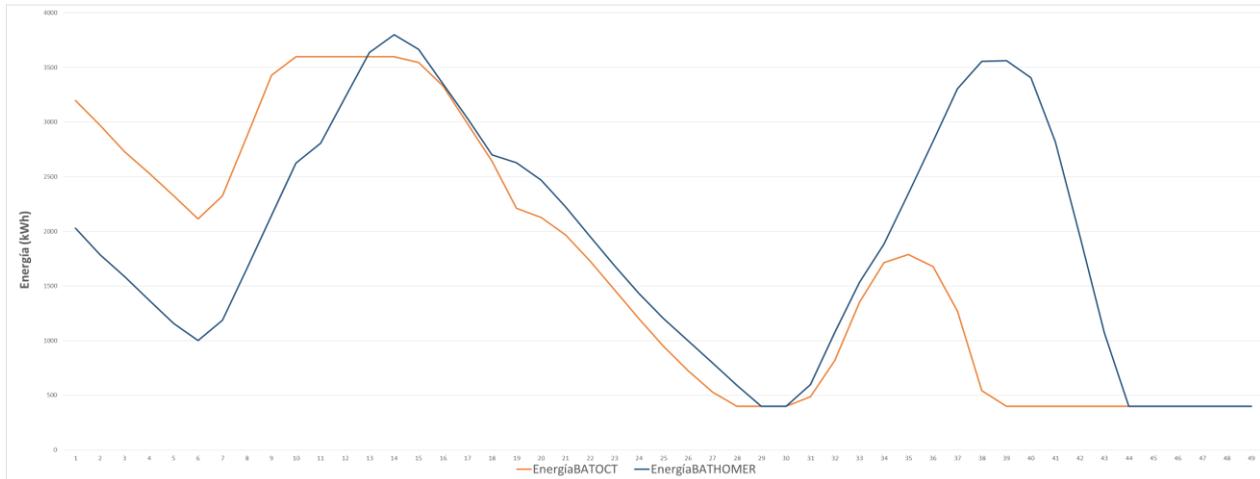


Figura 8-2. Estudio Estado Energía Batería Día Tipo HOMER-OCTAVE 29/06 y 30/06

Para el día 29/06 se observa que en las primeras horas del día (1:00h – 5:00h) se produce un abastecimiento del consumo a través de la descarga de la batería en ambos casos. Conforme va saliendo el sol (5:00-6:00 h) la batería comienza a cargarse ya que existe potencia solar pero todavía no hay suficiente consumo por lo que sobra energía que se dedica a abastecer la batería.

Sobre las 10:00 h la batería con OCTAVE ya se encuentra cargada por lo que ya no se puede cargar más y se desaprovecha toda la energía excedente en este tramo donde hay más generación Solar que carga a alimentar. Sin embargo, HOMER a las 10:00h inicia de manera arbitraria la generación diésel y como en algunos instantes hay más energía generándose por diésel y solar que carga a suministrar la batería se seguirá cargando.

A partir de las 13:00h con OCTAVE se genera menos energía solar que carga se necesita abastecer, es por ello que vuelve a entrar en juego la batería para abastecer esa diferencia de carga. En el caso de OCTAVE la batería sigue abasteciendo la carga hasta las 4:00 aproximadamente del día siguiente que es necesario que un grupo diésel entre en juego para abastecer la carga. En el caso de HOMER sigue el mismo comportamiento pero entra en funcionamiento el grupo diésel una hora más tarde con menos potencia.

El día 30/06 se produce una diferencia importante de generación solar entre un software y otro. Estudiando OCTAVE descubrimos la batería se cargará durante las primeras horas que existe un exceso de generación solar con respecto al consumo, pero a partir de las 11 aproximadamente comienza la batería a descargarse, a las 14:00 h el grupo diésel debe entrar en funcionamiento y no parar en el caso de OCTAVE para abastecer durante toda la noche la energía. La batería aproximadamente a las 15:00 se encuentra totalmente vacía.

En el caso de HOMER para el segundo día se observa un comportamiento similar al día anterior, entrando a funcionar el diésel a las 11:00 h para así proseguir con el ciclo de carga de la batería.

Se concluye que HOMER busca realizar el ciclo de carga correctamente en todos los casos por lo que fuerza incluso la utilización del grupo diésel para completar el ciclo de carga. Sin embargo, OCTAVE sólo cargará la batería si detecta un exceso de carga en alguno de sus tramos horarios sin tener en cuenta el ciclo de vida de la batería.

8.2 Exposición de resultados.

Se ha realizado un estudio de los cuatros casos generales para evaluar el comportamiento técnico así como el económico y extraer conclusiones generales sobre la instalación más óptima en las dos vertientes.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Comp. RED	Desc. BAT	Exceso Energía
OCTAVE_C1	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	0	0	1871626.9
HOMER_C1	3206727	19557	14804.34	1334331	1368692.34	0	0	1835976
OCTAVE_C3	3262998.24	0	0	1322994.6	1322994.6	0	0	1871626.9
HOMER_C3	3206727	0	0	1328880	1328880	2407	0	1769279
OCTAVE_C2	3262998.24	0	0	366126.348	366126.348	0	955661.711	916590.597
HOMER_C2	3206727	4245	2282	402084	408611	0	945860	856715
OCTAVE_C4	3262998.24	0	0	366126.348	366126.348	0	955661.711	916590.597
HOMER_C4	3206727	0	0	405202	405202	1431	943518	839330

Tabla 8–1. Comparativa técnica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE

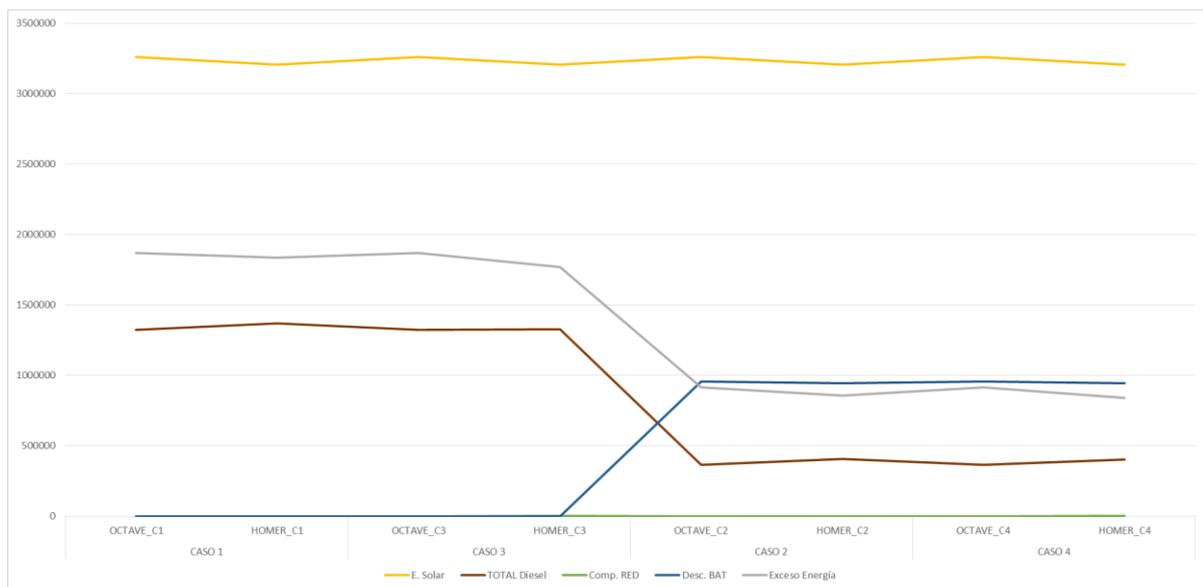


Figura 8-3. Gráfica comparativa técnica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE

Observando la gráfica se observa que cuando se incluye la batería es cuando se empieza a producir una disminución importante para ambas alternativas (HOMER y OCTAVE) en cuanto a la reducción de consumo diésel y además la reducción de energía desperdiciada que va a parar a la carga de las baterías.

Se deja patente que la introducción de la red eléctrica no influye de manera vistosa en la reducción de la energía desperdiciada ya que esta principalmente proviene de la energía desaprovechada al haber horas de radiación solar que no son aprovechadas. Además, tampoco disminuye el consumo de diésel porque como hemos observado en todos los apartados anteriores siempre se utilizan los motores más grandes (2x703 kW) para abastecer casi toda la demanda y solo es necesario usar la red si se tienen que accionar otros generadores de menor tamaño ya que el coste es menor.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An	C C Red An	TOTAL
OCTAVE_C1	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243	0	1089063.52
HOMER_C1	7186652.49	731976.43			47410.6	211318.92		990705.95
OCTAVE_C3	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243	0	1089063.52
HOMER_C3	7186652.49	731976.43			47774.75	204173.28	387.47	984311.93
OCTAVE_C2	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	58104.2515	0	1327887.61
HOMER_C2	9877652.45	1006060.72			192888.01	62911.15		1261859.88
OCTAVE_C4	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	58104.2515	0	1327887.61
HOMER_C4	9877652.49	1006060.72			193116.36	62256.69	232.68	1261666.45

Tabla 8-2. Comparativa económica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE

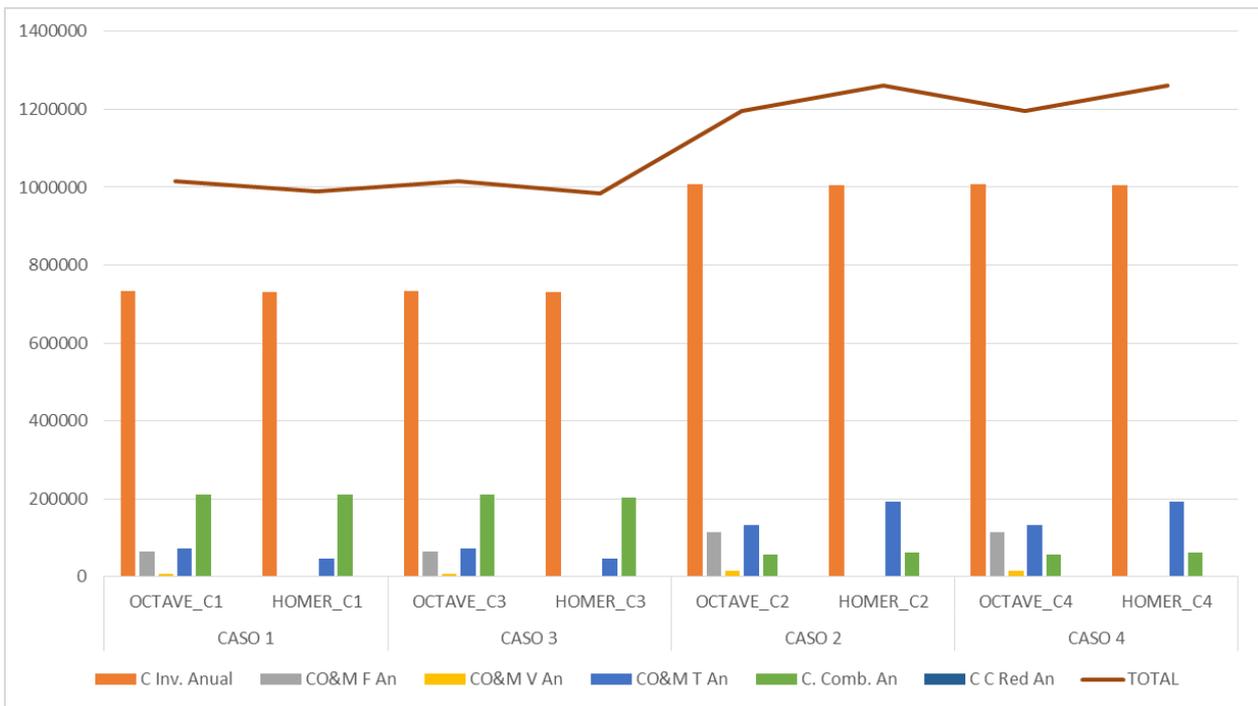


Figura 8-4. Gráfica comparativa económica de CASOS 1, 2, 3 y 4 para alternativas HOMER-OCTAVE

Con respecto a la parte económica se deja patente que integrar la red eléctrica para la compra de energía no implica una disminución apreciable por lo que no se tiene en cuenta. Sin embargo, es fácil observar que la inclusión de las baterías hace incrementar contundentemente el precio anual a afrontar ya que los costes de instalación de este tipo de tecnología de almacenamiento es bastante cara. Aunque la inclusión de las baterías suponga una disminución del gasto en combustible, no compensa de ninguna manera el aumento tan grande de la inversión.

Se concluye finalmente que, para el escenario estudiado y los datos de consumo de los que se dispone, realizar una conexión con la red no influye en una mejora técnica ya que prevalece el uso de los grandes motores (2x703kW) frente a la red porque son más económicos. A su vez, como era de esperar, económicamente la integración en la red no supone ningún cambio.

Con respecto a la inclusión de la batería se observa una mejora importante en la eficiencia técnica ya que disminuye el consumo del diésel y la energía desaprovechada es menor. Sin embargo, si nos guiamos por los parámetros económicos supone una inversión muy grande por lo que dependiendo de cuál sea nuestro objetivo deberíamos plantear la integración de las baterías o no.

8.3 Estimación Algoritmo PSO.

Como se explicó en el apartado 2.3.1 del capítulo 2, en el algoritmo OCTAVE existe una funcionalidad que implica un pre-dimensionamiento de la instalación si se establecen rangos de generación abiertos. Esta funcionalidad se ejecuta a través de la técnica de optimización PSO, implica la imposibilidad de simular muchos días debidos a la meta-heurística que conlleva mucha cantidad de iteraciones en algunos casos. Por ello, se ha decidido ejecutar sobre la microgrid objeto de estudio esta técnica pero sobre tres días que se han considerado más representativos.

Se han elegido los días 29, 30 de Junio y 1 de Julio ya que se concentran las siguientes circunstancias que se consideran interesantes:

- El día 29/06 se produce un consumo alto combinado con una generación solar alta.
- El día 30/06 se produce el mayor pico de consumo de todos los datos disponibles combinado con una generación solar baja.
- La noche del día 30/06 al 01/07 se produce un consumo inusualmente alto.

La aplicación de este algoritmo se ha realizado para la Microgrid objeto de estudio sin conexión a la red y se han establecido los rangos de generación que se muestran en la tabla Tabla 8–3. Se utilizarán todos los parámetros económicos y técnicos que se definieron en el capítulo 3. Caso de Estudio, incluidos los costes para los motores diésel de 150, 400 y 703 kW, aunque al simular se obtendrán otros rangos de potencia.

Apartado 8.3 Pre-Dimensionamiento - Microgrid Aislada con Batería. CASO 5	
Rango de Generación	Tecnología
[0, 2108]	kW Solar
[0, 300]	2 x 150 kW Diésel
[0,800]	2 x 400 kW Diésel
[0,1406]	2 x 703 kW Diésel
[0,4000]	kWh Batería
NO	Red Eléctrica

Tabla 8–3. Datos Pre-Dimensionamiento PSO. CASO 5

Tras realizar la simulación, con un total de 43 iteraciones y en un tiempo de ejecución de 1 minuto y 13 segundos se extraen los resultados de la Tabla 8–4.

Apartado 8.3 Pre-Dimensionamiento - Microgrid Aislada con Batería. CASO 5	
Resultado FINAL	Tecnología
1645.875	kW Solar
209.137	2 x 150 kW Diésel
309.007	2 x 400 kW Diésel
547.134	2 x 703 kW Diésel

0	kWh Batería
NO	Red Eléctrica

Tabla 8-4. Resultado Pre-Dimensionamiento PSO. CASO 5

En los resultados se observa un total de 1645.875 kW de potencia solar instalada, implica 5225 paneles en paralelo y ninguno de ellos en serie (se ha elegido paneles con 36 V de Tensión nominal, el mismo valor de la instalación por lo que estarán todos en paralelo) que ocuparía una extensión total de 10138.3392 m². Se instalarían 3 grupos diésel con una potencia similar a la sugerida en la Tabla 8-4. El algoritmo detecta que no es necesario la instalación de sistemas de almacenamiento, seguramente penalizados por el alto coste de instalación que suponen.

A continuación, se muestra la gráfica con el comportamiento de las diferentes tecnologías de generación los tres días estudiados:

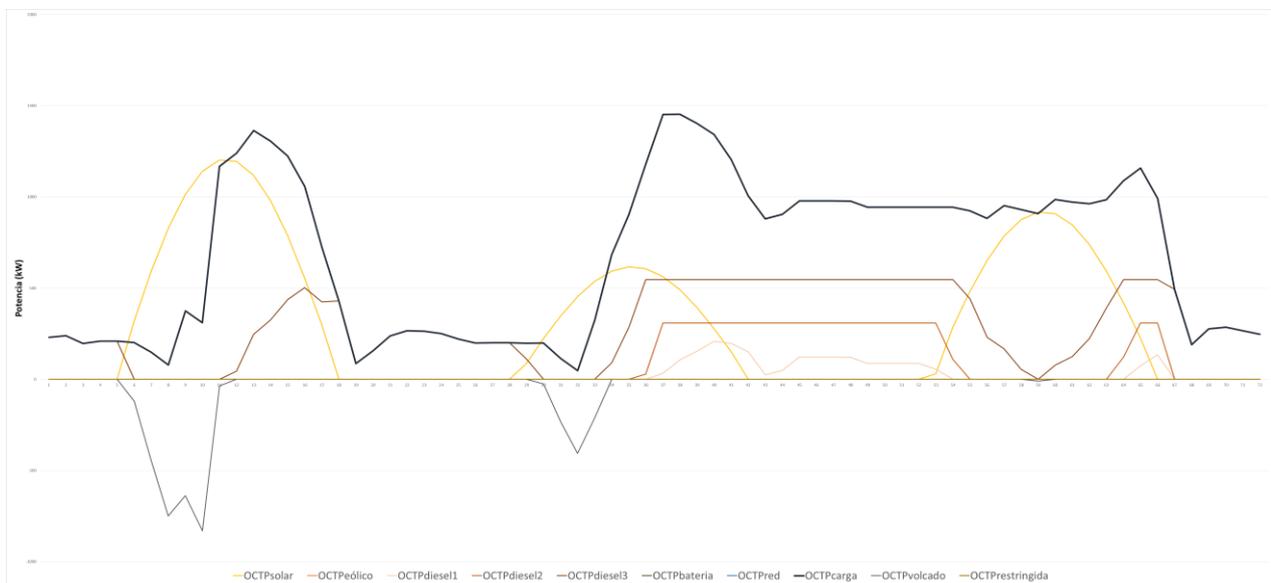


Figura 8-5. Flujo de carga simulación pre-dimensionamiento CASO 5. Día 29/06, 30/06 y 01/07.

El primer día observamos como con un grupo diésel en combinación con la potencia solar instalada es posible abastecer la demanda, se observa gran cantidad de volcado de carga (energía desperdiciada) al no existir baterías que permitan su almacenamiento. El segundo día es necesario que se pongan en funcionamiento dos grupos diésel a máxima potencia y un tercero de apoyo para determinadas circunstancias ya que la generación solar es baja. Esta situación no cambia hasta la hora de mayor concentración solar del día siguiente debido a que la carga nocturna es inusualmente alta.

Para finalizar se decide realizar una comparativa de todos los casos anteriores incluyendo este último caso para comprobar si realmente se han optimizado los costes como era de esperar. Para ellos se incluyen los resultados del pre-dimensionamiento de la Tabla 8-4 en una simulación anual como en el resto de los capítulos.

	E. Solar	DIESEL 150_T	DIESEL 400_T	DIESEL 703_T	TOTAL Diesel	Desc. BAT	Exceso Energía
OCTAVE_C1	3262998.236	0	0	1322994.6	1322994.6	0	1871626.9
OCTAVE_C3	3262998.236	0	0	1322994.6	1322994.6	0	1871626.9
OCTAVE_C2	3262998.236	0	0	366126.348	366126.348	955661.711	916590.597
OCTAVE_C4	3262998.236	0	0	366126.348	366126.348	955661.711	916590.597
OCTAVE_C5	2547312.981	3197.5405	18785.0772	1383044.44	1405027.06	0	1238318.25

Tabla 8-5. Comparativa técnica de CASOS 1, 2, 3, 4 y 5 para OCTAVE.



Figura 8-6. Gráfica técnica de CASOS 1, 2, 3 ,4 y 5 para OCTAVE.

A través de los datos facilitados en la Tabla 8-5 y la gráfica Figura 9-3 se observa como en el caso 5 se llega a una solución de compromiso que implica generar casi la misma cantidad de energía diésel que en los casos sin batería, pero se reduce la potencia solar lo que conlleva una reducción a su vez de la energía desperdiciada siendo más eficientes. Como se sugirió anteriormente, aunque técnicamente es muy importante implantar una batería para mejorar la eficiencia y reducir la energía desperdiciada, económicamente no es viable por lo que no se obtiene como resultado.

A continuación, se muestran los resultados económicos.

	C Inv. Inicial	C Inv. Anual	CO&M F An	CO&M V An	CO&M T An	C. Comb. An	TOTAL
OCTAVE_C1	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243	1015915.79
OCTAVE_C3	7194824.9	732808.808	65170.078	7977.6574	73147.7354	209959.243	1015915.79
OCTAVE_C2	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	58104.2515	1196442.48
OCTAVE_C4	9885824.9	1006893.1	115374.478	16070.65	131445.128	58104.2515	1196442.48
OCTAVE_C5	4395091.263	447649.753	44540.4791	8472.313	53012.7921	223121.641	723784.186

Tabla 8-6. Resultados económicos de CASOS 1, 2, 3, 4 y 5 para OCTAVE

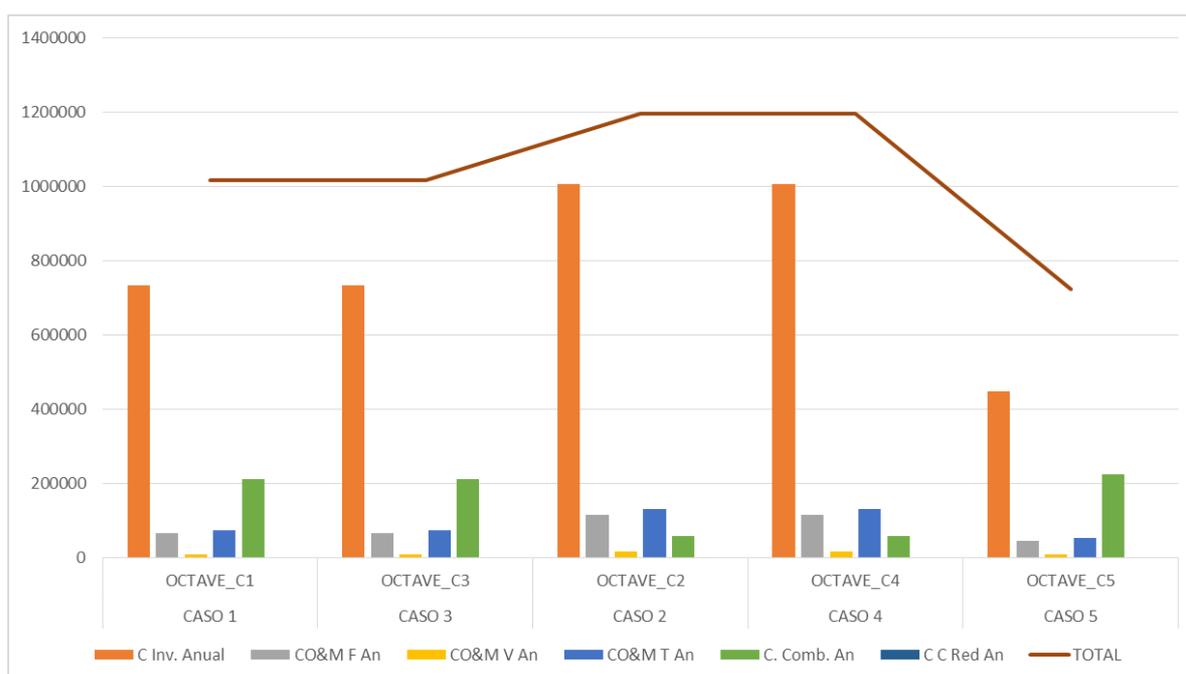


Figura 8-7. Gráfica económica de CASOS 1, 2, 3 ,4 y 5 para OCTAVE.

En la Figura 8-7 y Tabla 8-6 se muestran los resultados económicos. Se observa como en el CASO 5, utilizando la optimización PSO, se reducen los costes totales motivados principalmente por la reducción de los costes instalación:

- Reducción de la potencia del grupo diésel 300 kW (2 x 150 kW) a 209 kw. Diferencia de 90 kW.
- Reducción de la potencia del grupo diésel de 800 kW (2 x 400 kW) a 309 kw. Diferencia de 490 kW.
- Reducción de la potencia del grupo diésel de 1406 kW (2 x 703 kW) a 309 kw. Diferencia de 860kW.
- Reducción en más de 450 kW de la potencia solar.
- No implementación de la batería de 4000 kWh con respecto a los CASOS 2 y 4.

De este modo se demuestra la utilización de la técnica de optimización PSO, ya que ha permitido realizar un pre-dimensionamiento de la microgrid a través de unos rangos de generación abiertos. Esta estimación es técnicamente viable y además se ha producido una optimización económica ya que se han utilizado la combinación de todas las tecnologías con menores costes (teniendo en cuenta coste de instalación y fijos y variables de operación y mantenimiento).

9 ANEXO A.

En este ANEXO se pretende mostrar, a modo de ejemplo, la forma en que se extraen los datos del conjunto de algoritmos implementados en el software matemático OCTAVE y a través del software de simulación HOMER para la red objeto de estudio.

9.1 Resultado Simulación TIPO.

----ESTIMACIONES ECONÓMICOS-----

CRF= 0.10185

Coste Inversión Inicial(\$)= 9885824.9

Los datos económicos siguientes son ESTIMACIONES ANUALES ponderadas según simulaciones:

Inversión ponderado por año (\$/año)= 1006893.1021

Coste de operación y mtto. FIJO (\$/año)= 115374.478

Coste de operación y mtto. VARIABLES (\$/año)= 16070.65

Coste combustible(\$/año)= 58104.2515

Coste compra red(\$/año)= 0

Coste venta red(\$/año)= 0

TOTAL OBJETIVO (SIN dctos medioambientales)(\$/año)= 1196442.6441

Descuentos Medioambientales (\$/año)= 1006893.1021

TOTAL OBJETIVO (CON dctos medioambientales)(\$/año)= 1196442.6441

----Potencia INSTALADA-----

kW Diesel GRUPO 1 = 300

kW Diesel GRUPO 2 = 800
kW Diesel GRUPO 3 = 1406
kW Eólicas= 0
kW Fotovoltaica = 2108.3
kW Batería MÁXIMA = 1380
kWh Batería = 4000
----DATOS TÉCNICOS DISEÑO SOLAR-----
Número de Paneles Serie = 1
Número de Paneles Paralelo= 6693
kW Instalado SOLAR REAL = 2108.295
Número de paneles totales = 6693
Superficie Total [m²] = 12986.7759
----Potencia media por hora-----
Diesel G1(kW) = 0
Diesel G2(kW) = 0
Diesel G3(kW) = 41.7952
Eólica(kW) = 0
Solar (kW) = 372.4884
Red (kW) = 0
Bat neta(kW) = 0.20913
Bat Carga(kW) = -108.8847
Bat Descarga(kW) = 109.0938
Volcado(kWh) = -104.6336
Restrin (kW) = -0

Consumo (kW)= 309.8591
----Carga Media Diaria-----
Diesel G1(kWh) = 0
Diesel G2(kWh) = 0
Diesel G3(kWh) = 1003.0859
Eólica(kWh) = 0
Solar (kWh) = 8939.7212
Red (kWh) = 0
Bat neta(kWh)= 5.019
Bat Carga(kW) = -2613.2322
Bat Descarga(kW) = 2618.2513
Volcado(kWh) = -2511.2071

```

Restrin (kWh)= -0
-----
Consumo (kWh)= 7436.619
----Carga SIMULACIÓN COMPLETA----
Diesel G1(kWh) = 0
Diesel G2(kWh) = 0
Diesel G3(kWh) = 366126.3482
Eólica(kWh) = 0
Solar (kWh) = 3262998.2357
Red (kWh) = 0
Bat neta(kWh)= 1831.947
Bat Carga(kW) = -953829.7641
Bat Descarga(kW) = 955661.7111
Volcado(kWh) = -916590.597
Restrin (kWh)= -0
-----
Consumo (kWh)= 2714365.934
Tiempo ejecución algoritmo (s) = 856.1902
Número de partículas= 1
>>>FIN ALGORITMO<<<
    
```

Tabla 9–1. Resultados simulación OCTAVE Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4

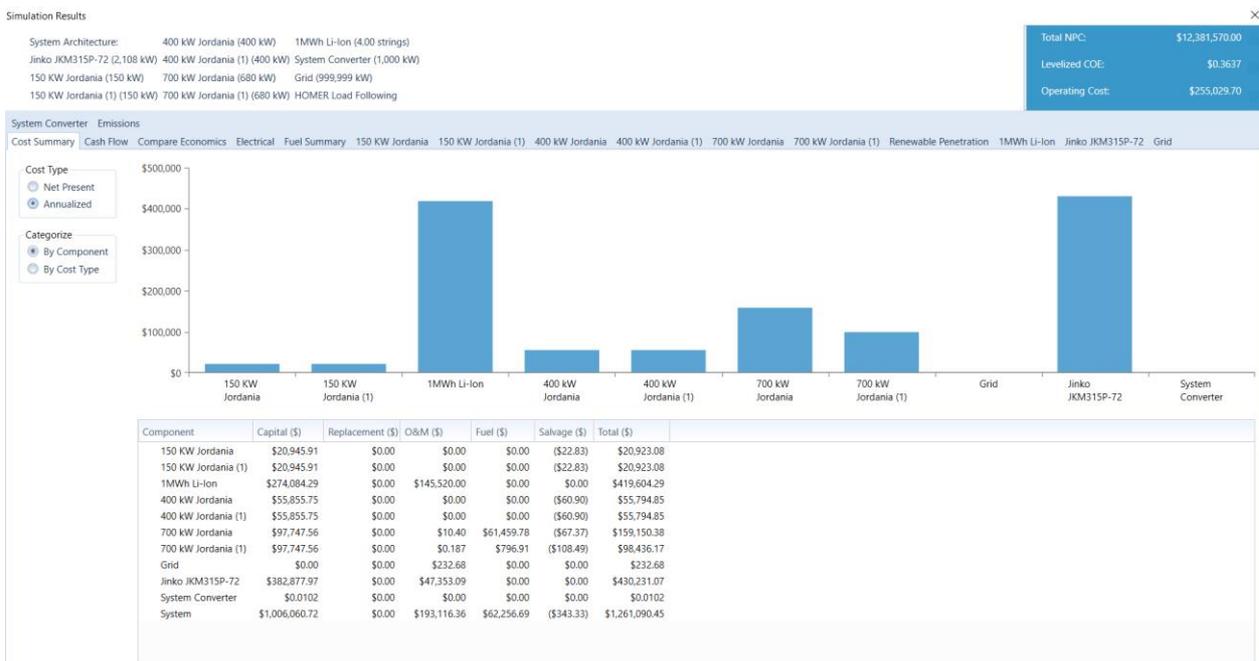


Figura 9-1. Resultados simulación económica HOMER Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4



Figura 9-2. Resultados simulación técnica HOMER Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4

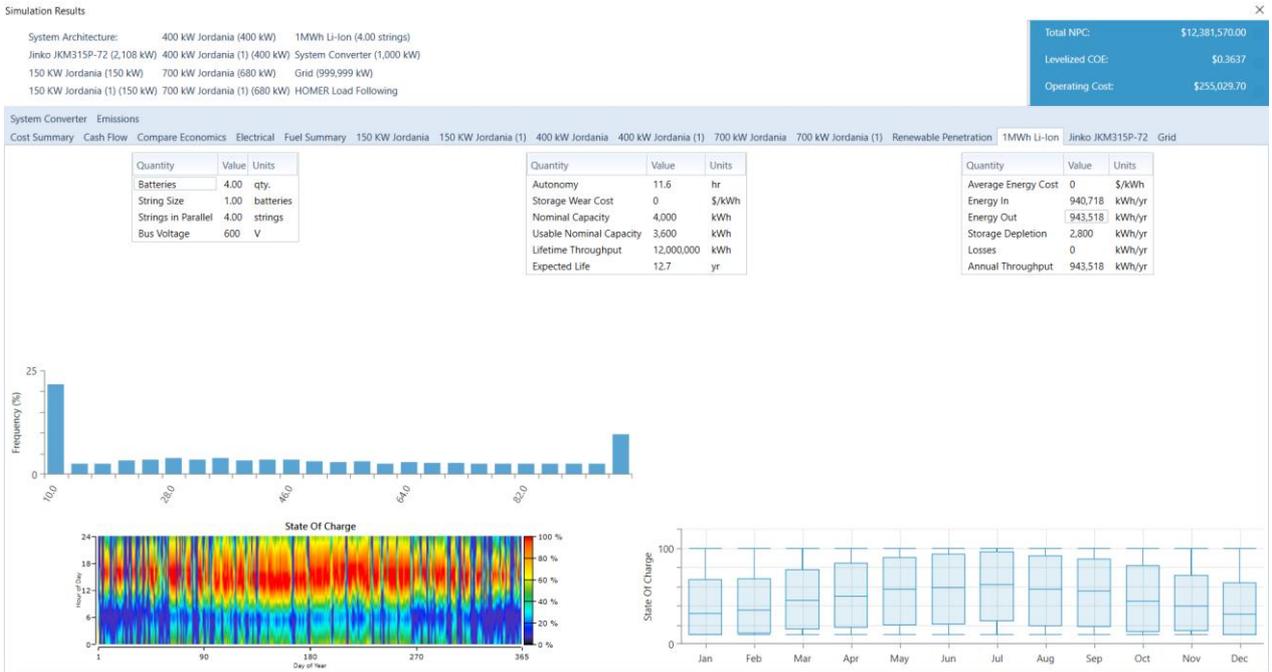


Figura 9-3. Resultados simulación técnica-batería HOMER Microrred Conectado a Red Con Batería, CASO 4

10 ANEXO B. ARTÍCULO TÉCNICO

Diseño de una Microrred Eléctrica en un Campus Universitario

FERNÁNDEZ RAMOS, CARLOS

I. ABSTRACT

The immediate future of electrical management, thanks to the great penetration of renewable energies, focuses on the implementation of electric micro-networks. A microgrid is an own electricity distribution system, which can work disconnected from the electricity grid, and has the ability to self-manage and self-supply for economic or environmental benefits. This article aims to analyze the design of a Microgrid found in Madaba (Jordan). The analysis will be carried out through a set of algorithms implemented in OCTAVE mathematical software, comparing the results through the HOMER simulation software

II. INTRODUCCIÓN

El futuro inmediato de la gestión eléctrica, gracias a la gran penetración de las energías renovables, se enfoca en la implementación de las microrredes eléctricas. Una microrred es un sistema de distribución de electricidad propio, que puede trabajar desconectado de la red eléctrica, y tiene la capacidad de auto-gestionarse y auto-abastecerse para obtener un beneficio económico o medioambiental. En este artículo se pretende analizar el diseño de una Microgrid que se encuentra en Madaba (Jordania). El análisis se realizará a través de un conjunto de algoritmos implementados en el software matemático OCTAVE, comparando los resultados a través del software de simulación HOMER.

III. ALGORITMO DE SIMULACIÓN

De manera breve, se mencionará la lógica utilizada para implementar el conjunto de algoritmos que permiten realizar las simulaciones en el software matemático OCTAVE. Los algoritmos de simulación implementados se aplicarán sobre una red que está formada por la carga del sistema, generación solar, generación eólica, batería, tres generadores diésel y conexión con la red eléctrica (compra/venta).

En primer lugar, para poder ejecutar el algoritmo, es

necesario introducir los datos de consumo horarios y los datos de generación solar y eólica horaria. Se podrán crear perfiles de generación aplicando un porcentaje horario sobre la potencia instalada, tanto en generación eólica como en la solar. Además, en la generación solar se permitirá que a través de la parámetros de la instalación (latitud, longitud, inclinación, azimut, etc...) se genere la potencia solar por metro cuadrado, que según el número de paneles instalados marcará el perfil de generación.

Este conjunto de algoritmos constarán de tres partes diferenciadas pero que son bastante complementarias: Pre-dimensionamiento, viabilidad económica y viabilidad técnica. Se integran estas tres partes porque existe la posibilidad de realizar un pre-dimensionamiento (si se inserta un rango en las tecnologías de generación) y para llegar a la solución factible es necesario que los resultados se optimicen económicamente y además tengan sentido técnico.

El pre-dimensionamiento utiliza el algoritmo PSO (Particle Swarm Optimization) para realizar las estimaciones, de forma que se generaran un rango

aleatorio en la primera iteración para las tecnologías afectada (se llamarán partículas) e irán actualizando su posición según la influencia de un vector velocidad (a su vez influenciado por el resto de partículas y la solución más óptima de iteraciones anteriores):

$$X_i = X_{i-1} + V_i$$

Para que el vector velocidad llegue a la solución aceptada se seleccionan las partículas cuya función fitness sea más baja. La función fitness corresponde con la viabilidad económica y se basará en la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Coste} = & C_{inv} \cdot CRF + C_{o\&mFijo} + \\ & C_{o\&mVar} + C_{comb} + C_{compRed} - \\ & C_{ventaRed} \end{aligned}$$

Técnicamente debe simularse un escenario factible, pero

teniendo en cuenta que se realiza en un rango aleatorio de generación es posible que algunos valores de potencia propuestos sean incoherentes. Por ello se hace uso de la viabilidad técnica que nos aporta la potencia necesaria para cada hora en las diferentes tecnologías disponibles. Se utiliza el método de optimización SIMPLEX aplicando costes de penalización a la siguiente función objetivo:

$$0.01 \cdot \text{Solar} + 0.01 \cdot \text{Viento} + C_{\text{pendiesel}} \cdot \text{Diesel} + 0.01 \cdot \text{PBatería} + \text{CompraRed} \cdot \text{PRed} + 0 \cdot \text{PCarga} + 0 \cdot \text{PVolcadoCarga} + 15 \text{CargaRestringida} + 0 \cdot \text{Energía Horaria}$$

Se observa que prevalece el uso de la Batería, la generación solar y la generación eólica, al tener una penalización pequeña. La más penalizada es el Carga restringida que se refiere a carga que se debería desconectar por falta de generación eléctrica. Para el caso de los motores diésel y la red son costes que se tienen que establecer según los precios del petróleo y del mercado eléctrico respectivamente.

También se puede usar para un rango de generación cerrado (es decir, potencias ya definidas para cada tecnología de generación) que sería igual que para el rango de generación abierto explicado. En ese caso solo se aplicaría la viabilidad técnica y económica pero sin necesidad de utilizar el método PSO a través del vector velocidad, no es necesario optimizar la posición de las partículas ya que estas se encuentran definidas.

IV. CASO DE ESTUDIO.

Se va a estudiar la instalación de una microgrid en el campus universitario de German Jordanian University, que se encuentra en Madaba, Jordania. Esta microgrid se encuentra trabajando de forma aislada y consta de un total de 2108.3 kW de potencia solar distribuidos en 6693 paneles fotovoltaicos y 6 grupos diésel (dos de 150 kW, dos de 400 kW y dos de 703 kW). Esta instalación no posee baterías pero se planea la instalación de ellas en un futuro. Tiene posibilidad de conexión a la red pero no se suele conectar porque es de muy baja fiabilidad, además en este país no está permitida la venta de electricidad.

Se van a realizar todas las simulaciones de esta instalación para un perfil de carga horario real de noviembre de 2017 a octubre de 2018, completando así un año completo. Esquema de la red en Figura 1.

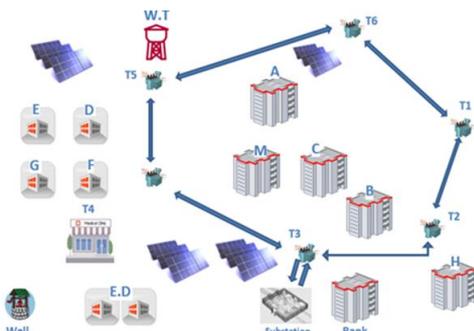
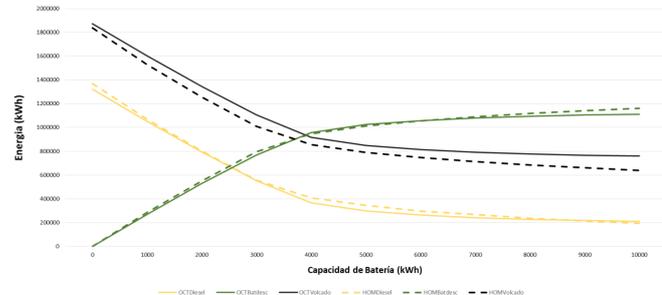


Figura 1

V. DIMENSIONAMIENTO BATERÍA

Para elegir el conjunto de baterías óptimas se ha decidido partir de una batería de 1.000 kWh debido a la dimensión de la instalación. Se va a simular la implementación de la batería (en la Microgrid Aislada) para las diferentes alternativas software, de 1.000 kWh a 10.000 kWh en rangos de 1.000. Se obtienen los resultados en la Gráfica 1.



Gráfica 1

Observando la gráfica se observa que el tamaño de la batería más óptima a elegir es 4000 kWh. Se justifica esta elección debido a que es un punto donde la pendiente de la curva cambia de manera apreciable. Es decir, para los valores anteriores a 4000 kWh la pendiente de la curva es muy alta e implica que para más capacidad de batería habrá un ahorro de combustible considerable y una reducción del exceso de energía ya que se almacenará en la batería. Sin embargo, a partir de valores posteriores a 4000 kWh se observa que si se incluye más capacidad, la disminución del combustible es menos apreciable, en consonancia la energía desperdiciada. Por lo tanto, se concluye que la capacidad de la batería a elegir en los casos que se incluya este elemento en el Análisis de Resultados será de 4000 kWh.

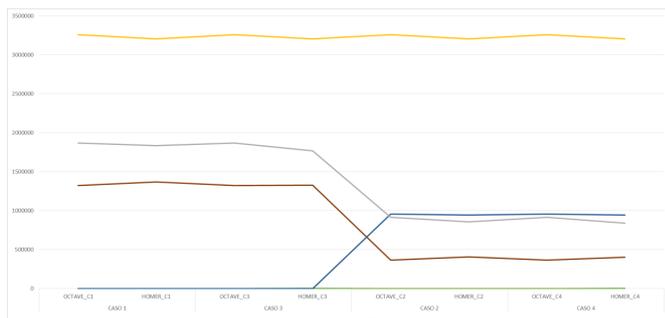
En la gráfica analizada también se muestra la generación a través de los dos algoritmos de simulación a comparar: HOMER y OCTAVE y se puede apreciar la similitud en los resultados.

VI. ANÁLISIS RESULTADOS

Se van a mostrar cuatro casos principales de los estudiados, alternando entre la conexión a la red y la Batería:

- Caso 1 : Microgrid Aislada sin batería
- Caso 2: Microgrid Aislada con batería
- Caso 3. Microgrid Conectada a Red sin batería.
- Caso 4: Microgrid Conectada a Red con Batería.

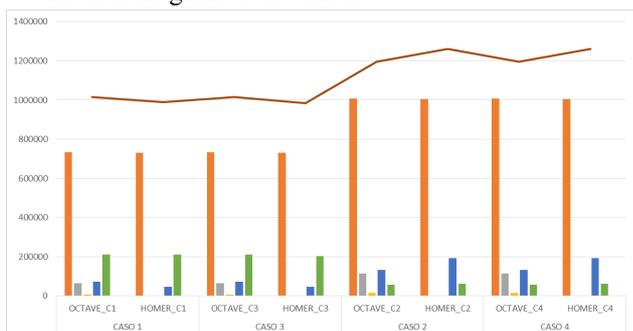
Estos casos se han simulado a través de ambos softwares mencionados. Los resultados de la simulación técnica de la instalación se muestran en la Gráfica 2.



Gráfica 2

Se puede apreciar como la implementación de la red no tiene casi influencia ya que comparando CASO 1 y CASO 3 (ambos sin batería) y CASO 2 y CASO 4 (ambos con batería) los valores son muy parecidos. No hay un cambio apreciable porque principalmente el abastecimiento en todos los casos se produce por los motores diésel de mayor tamaño (2 x 703 kW) ya que tienen un coste menor al de la red y el algoritmo SIMPLEX y HOMER los eligen como solución óptima. Se recurrirá a la red en casos muy puntuales: por ejemplo cuando haya picos de demanda muy altos y no se puedan abastecer por los motores 2 x 703 ni por la generación solar.

Sin embargo, sí se puede apreciar un cambio implementando la batería ya que reduce bastante el desperdicio de energía. Se carga en los casos en que hay un exceso de energía en la microgrid: se genera mucha potencia solar y hay poca carga a abastecer en esos momentos. A su vez, se reduce también la generación diésel debido a que la batería se encargará de descargar la energía que ha cargado previamente y no la tendrá que abastecer los generadores diésel.



Gráfica 3

Se grafican los costes económicos en la Gráfica 3.

En la gráfica se observa como en el CASO 1 y 3 los costes son bastantes similares porque se ha incluido la red que no tiene una influencia económica y técnica importante. En el CASO 2 y 4 se observa un aumento considerable de los precios motivado esencialmente por el incremento en los precios de inversión. Como se conoce, el precio de las baterías es elevado y conlleva una inversión importante.

Se concluye que la conexión con la red no supone una mejora ni técnica ni económica. Sin embargo, la

inclusión de la batería supone una mejora en la eficiencia técnica muy significativa pero conlleva unos costes de inversión muy altos por lo que habría que llegar a una solución de compromiso.

Se aprecia como la diferencia entre OCTAVE y HOMER en todos los casos no es reseñable y es bastante coincidente por lo que no se considerará a valorar.

VII. PRUEBA OPTIMIZACIÓN.

Se ha decidido utilizar el algoritmo automático de pre-dimensionamiento que se mencionó en el apartado III. ALGORITMO DE SIMULACIÓN. Se ha mantenido el rango de generación abierto para todas las tecnologías y se han obtenido los resultados de la Tabla 1. Los resultados del pre-dimensionamiento se han clasificado como CASO 5, y se comparan con el resto de los casos en la Gráfica 4 (sólo para OCTAVE).

PREDIMENSIONAMIENTO	
Resultado FINAL	Tecnología
1645.875	kW Solar
209.137	2 x 150 kW Diésel
309.007	2 x 400 kW Diésel
547.134	2 x 703 kW Diésel
0	kWh Batería
NO	Red Eléctrica

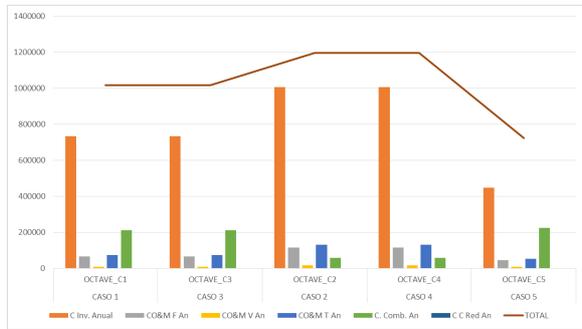
Tabla 1

Se observa en la Gráfica 4 que para este pre-dimensionamiento disminuye bastante la generación solar porque hay menos potencia solar instalada. A su vez, se produce un consumo diésel parecido a los CASOS 1 y 3 pero, sin embargo, disminuye la energía desperdiciada con respecto a ellos; esta disminución se encuentra directamente relacionado con la menor generación solar que implica que se desperdicie menos energía. El algoritmo PSO no considera la estimación de la capacidad de batería.



Gráfica 4

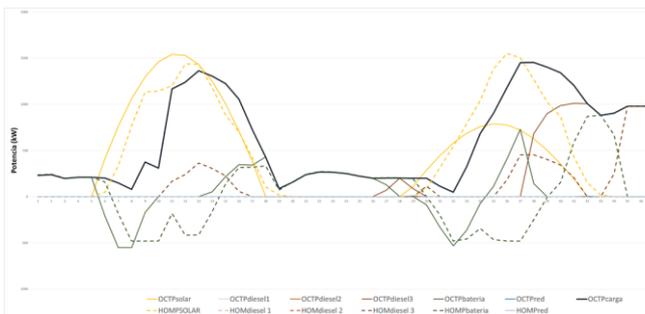
Según los resultados económicos de la Gráfica 5 se concluye que el algoritmo PSO optimiza hacia el coste económico más bajo con un resultado técnico coherente, como era de esperar. Se disminuye sobre todo los costes de inversión, directamente relacionados con la menor potencia de instalación de las tecnologías en todos los casos.



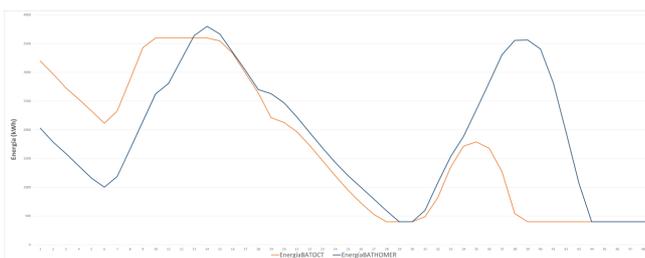
Gráfica 5

VIII. ANÁLISIS DÍA TIPO.

Se ha procedido a analizar el comportamiento de dos días concretos con un carácter más específico para observar su comportamiento horario. Se han analizado los días 29 y 30 de Julio porque ambos poseen los picos de demanda más elevados de todo el año y además se produce la particularidad que en el segundo día se produce una generación solar particularmente baja para OCTAVE. Se ha analizado bajo la hipótesis de funcionamiento de CASO 4 – Microgrid conectada a Red con Batería.



Gráfica 6



Gráfica 7

En la Gráfica 6 se muestra la comparativa de potencia para cada tecnología de generación entre la simulación realizado con HOMER y con OCTAVE, en la gráfica 7 se muestra la carga de la batería para cada tecnología.

Observando ambas gráficas se concluye que la principal diferencia reseñable es que HOMER busca realizar el ciclo de carga correctamente en todos los casos, fuerza incluso la utilización del grupo diésel para completar el ciclo de carga. Sin embargo, OCTAVE sólo cargará la batería si detecta un exceso de carga en alguno de sus tramos horarios sin tener en cuenta el ciclo de vida de la batería.

IX. CONCLUSIONES.

Se concluye que esta microgrid se encuentra sobredimensionada ya que siempre se produce un exceso de energía elevado en todos los casos. El exceso de energía proviene de la potencia solar instalada que hace que para situaciones con carga no muy alta se produzca un exceso de generación que no se consume. Por lo tanto, para disminuir el desperdicio de energía se propone la instalación de baterías, aunque económicamente se ha comprobado que no es viable.

La generación diésel también se encuentra sobredimensionada ya que con los dos grupos de mayor tamaño (2 x 703 kW) se podría abastecer la mayor parte de la energía sin conexión a la red eléctrica, suponiendo que funcione en régimen aislado. Aun así, existen algunos momentos donde la carga es muy alta y se necesita contar con grupos de pequeño tamaño que generen en esos picos de consumo. Si se tuviera una conexión estable con la red eléctrica se podrían controlar los picos de consumo con esta conexión.

Para la estrategia económica se ha podido comprobar que lo más influyente en todos los casos son los costes de inversión, sobretudo en el caso de las baterías cuyo precio es más elevado. En caso de que se pudiera vender electricidad se podría compensar esa inversión

Todas las conclusiones que se han extraídos son teniendo en cuenta el perfil de carga estudiado, si los hábitos de consumo cambiaran se debería reconsiderar el análisis.

REFERENCIAS

- [1] ABB, «Microrredes,» ABB reviews 3|16.
- [2] J. A. Gallego, «Diseño, Desarrollo y Contrucción de una Micro-red de 5 kVA con cargas dinámicas y desequilibrios programables.,» Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, 2016.
- [3] J. A. Duffie., Solar Engineering or Thermal Processes, John Willey, 2013, 4th Edition.
- [4] N. A. a. S. A. NASA, «Power Data Access Viewer,» 2019. [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [5] A. G. G. C. Raichijk, «Estudio de Validación de las correlaciones para la fracción difusa de la Irradiación Solar en San Lios,» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 2009.
- [6] M. p. I. T. Ecológica, «Resolución de 21 de diciembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que,» BOE-A-2019-120, 2019.
- [7] H. L. M. F. (. E. P. R. I. Huishi LIANG, «Optimal Planning of Microgrid applied in Remote Rural Area,» *Cigré*, 2012.
- [8] J. K. a. R. Eberhart, «Particle Swarm Optimization,» Purdue School of Engineering and Technology. and Washington..
- [9] H. Khatib, *Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry*, 2003.
- [10] L. c. Onieva Giménez, *Métodos cuantitativos y organización de la producción*, Madrid : Síntesis, 2006.
- [11] J. Muñuri Sanz, L. Onieva Giménez, J. Guadix Martín y P. Cortés Achedad, *Métodos cuantitativos y organización de la producción: problemas resueltos.*, Madrid, 2008.
- [12] P. Gambín Belinchón, D. M. Nis Martensen,, R. M. Brian Azzopardi,, A. D. B. Apostolos C. Tsolakis,, D. T. A. Ö. J. L. M.-R. L. G. Mounir Khiat,, L. H. N. F. y N. B. , *Framework Design for Smart Micro-Grids*.
- [13] C.-D. A. OP, «Climate-Data.org AM OP,» [En línea]. Available: <https://es.climate-data.org/asia/jordania/madaba/madaba-51334/>. [Último acceso: Septiembre 2019].
- [14] S. A.-A. M. A.-H. D. T. J. M.-R. A. O. B. A. L. H. L. Z. N. M. M. K. M. B. A. B. y A. T. , «Microgrid Environmental Impact».
- [15] J. Solar, «JKM315P-72 295-315 Watt POLY CRYSTALLINE MODULE,» 2015.

- [16] FBGroup, «German-Jordanian University,» [En línea]. Available: http://fbgroup.com.jo/?dt_portfolio=german-jordanian-university. [Último acceso: Septiembre 2019].
- [17] G. E. INMESOL, «Modelo: IV-165 - GAMA INDUSTRIAL, 150 kVA,».
- [18] I. G. Electrógenos, «Modelo: IV-440 - GAMA INDUSTRIAL, 400 kVA,».
- [19] I. G. Electrógenos, «Modelo: IV-770 - GAMA INDUSTRIAL, 700 kVA,».
- [20] E. Solar, «690V 1600Ah (1000Kwh) Energy Storage Design,» Midvale, USA.
- [21] «Central Bank of Jordania,» [En línea]. Available: <http://www.cbj.gov.jo/>. [Último acceso: Septiembre 2019].
- [22] O. a. e. ministreis, «The Fuel Price,» [En línea]. Available: <https://www.thefuelprice.com/Fjo/en>. [Último acceso: Septiembre 2019].
- [23] N. E. P. C. (NEPCO), «Tarifa eléctrica en Jordania,» [En línea]. Available: http://www.nepco.com.jo/electricity_tariff_ar.aspx. [Último acceso: Septiembre 2019].
- [24] U. E. I. Administration., «Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies,» Annual Energy Outlook 2019.
- [25] D. a. D. o. a. S. M. G. Design, «3DMicroGrid,» [En línea]. Available: <https://www.3dmicrogrid.com>.
- [26] «Global Petrol Prices,» Septiembre 2019. [En línea]. Available: https://es.globalpetrolprices.com/Jordan/diesel_prices/.