OPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA BASADO EN LA LOCA	LIZACIÓN
DE RECURSOS EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES A	ISLADAS

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de: Ingeniero Eléctrico

TEMA: OPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA BASADO EN LA LOCALIZACIÓN DE RECURSOS EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES AISLADAS

AUTOR: EDGAR ALEXANDER TORO NESTERENKO

TUTOR: EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES

Quito, agosto del 2017

Edgar Alexander Toro Nesterenko

OPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA BASADO EN LA LOCALIZACIÓN DE RECURSOS EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES AISLADAS.

Universidad Politécnica Salesiana Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Edgar Alexander Toro Nesterenko (Y'1990-SM07). Estudiante de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana. Curso sus estudios secundarios en la especialidad Físico-Matemáticas en el Colegio Particular Eugenio Espejo de Loja. Áreas de interés: Eficiencia Energética, Energías Renovables, Generación Distribuida y Smart Grid. etoro@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Edwin Marcelo García Torres (Y'1978-SM10). Se graduó en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2010 y actualmente está cursando un doctorado en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana. En la actualidad es miembro del Grupo de Investigación Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group). egarcia@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS ©2017 Universidad Politécnica Salesiana QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación OPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA BASADO EN LA LOCALIZACIÓN DE RECURSOS EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES AISLADAS realizado por Edgar Alexander Toro Nesterenko, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Agosto del 2017

Edwin Marcelo García Torres

Cédula de identidad: 1803087400

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo Edgar Alexander Toro Nesterenko, con documento de identificación N° 0704437763, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy/somos autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: "OPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA BASADO EN LA LOCALIZACIÓN DE RECURSOS EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES AISLADAS", mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Nombre: Edgar Alexander Toro Nesterenko

Cédula: 0704437763 Fecha: Agosto 2017

INDICE GENERAL

Resumen	1
Abstract	1
1. Introducción	2
2. Modelamiento matemático del sistema híbrido y su funcionamiento	4
2.1 Perfil de demanda y atributos del sistema híbrido.	4
2.2 Modelamiento de la unidad de generación fotovoltaica	5
2.3 Modelamiento de la unidad de generación eólica	6
2.4 Modelamiento del banco de baterías	6
2.5 Modelamiento del generador por biocombustible	7
3. Modelamiento y descripción del Programa de Respuesta a la Demanda	8
3.1 Estrategia de control, despacho y modelo de optimización	9
4. Aplicación de los modelos matemáticos	10
5. Conclusiones.	12
6. Referencias	12
6.1 Estado del Arte	16

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Diagrama del sistema hibrido de generación y	
red inteligen	te aislada	3
Figura 2.	Perfil de demanda	
Figura 3.	Modelamiento de carga con programa de respuesta a la demanda	6
Figura 4.	Datos de irradiación solar	7
Figura 5.	Datos de velocidad del viento	8
Figura 6.	Potencia de salida del generador fotovoltaico	9
Figura 7.	Potencia de salida del generador eólico	10
Figura 8.	Curva original de demanda con sin aplicación del programa	
de respuesta	a la demanda	11
Figura 9.	Óptima potencia de cada unidad de generación	13
Figura 10.	Curva de costos de operación del sistema con y sin implementación	
del programa	a de respuesta a la demanda	15
INDIC	E DE TABLAS	
Tabla 1.	Parámetros de la unidad de generación fotovoltaica	15
Tabla 1.	Parámetros de la unidad de generación eólica	
Tabla 3.	Parámetros de la unidad de generación por biocombustible	
Tabla 4.	Parámetros del banco de baterías	37
Tabla 5.	Costos de generación con y sin programa de respuesta a la demanda	37

OPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA BASADO EN LA LOCALIZACIÓN DE RECURSOS EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES AISLADAS

Resumen

En este documento se plantea y estudia el funcionamiento de un sistema híbrido compuesto por una unidad de generación distribuida, que incorpora una unidad de generación fotovoltaica, una eólica y una generación eléctrica de biocombustible, para encontrar la óptima respuesta a la demanda mediante la adecuada utilización de los recursos renovables existentes en cada instancia de tiempo analizado en un periodo de tiempo de 24 horas. El sistema hibrido cuenta con un banco de baterías, a través del cual se consigue la implementación de un programa de respuesta a la demanda y mediante el uso de reglas de control, la modificación del perfil de demanda de una carga residencial dentro de una red inteligente aislada es alcanzada, de tal forma que la demanda de energía pueda ser ajustada de mejor manera al suministro de energía, llevando a que los costos de generación sean los óptimos. Finalmente, este modelo genérico puede ser utilizado para numerosos casos de estudio, en donde los parámetros de entrada, tales como el perfil de demanda, radiación solar y velocidad del viento, pueden modificados para encontrar la óptima respuesta a la demanda para cada caso.

Palabras Clave: Respuesta a la Demanda, Generación Distribuida, Sistema Hibrido, Modelo de Optimización, Red Aislada, Red Inteligente.

Abstract

In this document, the functioning of a hybrid system composed by a distributed generation unit, which includes photovoltaic, wind and biofuel generation modules, is presented and studied, in order to find the optimal demand response through the correct consumption of existing renewable resources on each analyzed instance of time during a 24-hour period. The hybrid system utilizes a battery bank system, which allows the implementation of a demand response program and through the use of control rules, the off-grid smart grid residential load is modified in a way which allows the generators to adapt in a better manner to the new load profile where the utilization of resources is minimized and, therefore, the generation costs are optimized. Finally, this generic model can be used for several cases of study, where the input data, such as load profile, solar radiation and wind speed, may be modified to obtain the optimal demand response for each of these cases.

Keywords: Demand Response, Distributed Generation, Hybrid System, Optimization Model, Off-grid, Smart grid.

1. Introducción

Durante la última década, el interés en utilizar fuentes de energía renovable se ha incrementado rápidamente en muchos países [1]. Esto ha sido motivado principalmente por los notorios efectos nocivos al ambiente y altos costos de operación de centrales eléctricas que utilizan fuentes fósiles para producción de energía, tales como gas natural, carbón y derivados del petróleo [2], [3], [4]. Un aspecto que permite mitigar el uso de combustibles fósiles es la inserción de renovables para satisfacer la creciente demanda de energía. De manera similar, otro punto importante que se ha considerado para reducir la dependencia de combustibles fósiles es la constante fluctuación de los precios del petróleo a nivel mundial, cuya demanda tenderá a aumentar a medida que este recurso se vaya agotando hasta desaparecer o que los niveles de contaminación por su extracción y utilización sean demasiado dañinos para el ambiente y salud de las personas [5]. Por este motivo, el desarrollo económico de los países, que está fuertemente ligado a su consumo energético, se ve afectado Para poder lograr [6]. satisfacción económica y ambiental, mejorando la calidad de vida de las personas y reducir el consumo de fuentes de energía fósil, la utilización de fuentes de energía renovable, tales como generación eólica, solar por biocombustible. incluvendo los diferentes sistemas híbridos que se pueden lograr con estas fuentes de generación, se han convertido alternativas apropiadas para una generación limpia, eficiente y de bajo costo de energía eléctrica [7], [8]. Los paneles fotovoltaicos, que transforman la energía solar en electricidad, pueden resultar ser una alternativa útil libre de contaminación para producción energía eléctrica, fundamentalmente en regiones en donde existe un alto potencial solar. Uno de los beneficios de la utilización de paneles fotovoltaicos es que pueden ser instalados en regiones remotas de difícil acceso como islas o lugares con topografía accidentada que dificultan o impiden totalmente la distribución de energía a través de líneas de transmisión desde una fuente de generación centralizada embargo, en contraste a los beneficios del uso de paneles solares existen ciertas desventajas. La generación fotovoltaica ve afectada por condiciones ambientales tales como la temperatura e irradiación incidentes sobre la superficie del panel, lo que impide que el suministro de energía de esta fuente no sea constante a lo largo del día. Las turbinas de viento, que transforman la energía eólica en eléctrica, de manera similar a la generación fotovoltaica, proporcionan una fuente de energía a y sin contaminación costo ambiental. La generación eólica permite evitar gastos de combustible para generación eléctrica al ser el viento una fuente de energía que se encuentra disponible prácticamente durante todo el año. Sin embargo, debido al ser estocástica la presencia de viento, al igual que en los paneles fotovoltaicos, la generación eólica es de naturaleza estocástica. Por lo tanto, las fuentes de energía renovable, a pesar de tener muchas ventajas en cuanto a costos de operación y baja contaminación ambiental, presentan ciertas desventajas y no se pueden utilizar como sistemas únicos de generación que proporcionen una generación constante de energía eléctrica. Para contrarrestar este efecto de producción energética intermitente, la utilización de bancos de baterías resulta útil como respaldo de estos sistemas de generación. Por lo tanto, proporcionar un flujo constante de energía eléctrica, los sistemas híbridos de generación, los cuales están basados en la combinación de diferentes sistemas de producción de energía con fuentes renovables, resultan una ser opción adecuada [10]. Estos sistemas, que permiten el funcionamiento conjunto de generación eólica V solar, implementados conjuntamente con un sistema de baterías como respaldo para aquellas situaciones en las que la generación renovable no es suficiente para satisfacer la demanda en ese instante. Para estos sistemas híbridos, la eficiencia depende de varios factores, tales como las eficiencias de carga y descarga las baterías de dimensionamiento de los componentes del sistema [11]. La base fundamental para la implementación de un sistema de generación distribuida son estos sistemas híbridos. La generación distribuida explotar al máximo permite capacidades de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables y alternativa una económica y flexible para expandir una red eléctrica en base al aumento de demanda. La generación distribuida permite implementar sistemas que van desde los pocos kilovatios de capacidad hasta la escala de megavatios [12]. La combinación de estos sistemas de generación distribuida son el principal componente de las microredes, las cuales pueden operar en forma conectada o aislada a la red eléctrica [13]. Las microredes son la base fundamental de las redes eléctricas inteligentes [14], las cuales pretenden contrarrestar el efecto de la naturaleza estocástica de la generación a base de fuentes de energía renovable [15], [16], [17]. Además, los clientes, para que puedan apreciar los beneficios de la utilización de una red inteligente y disminuir los costos que son pagados por consumo eléctrico, deben participar de un programa de respuesta a la demanda, el cual permite a estos clientes desempeñar un papel fundamental la generación en operación de la red eléctrica [18], [19]. El programa de respuesta a la demanda, a diferencia de la generación usual la cual varía según la demanda percibida en

un determinado momento, plantea a la demanda variar para adaptarse a la generación existente en dicho momento, cambiando la carga existente en las horas pico de demanda hacia horas valle, reduciendo el costo de producción de la electricidad y, por lo tanto, reduciendo el costo que deben pagar los consumidores [20], [21], [22], [23]. Finalmente, para mantener la frecuencia de la red inteligente, así como para compensar aquellos momentos en los que el recurso solar o eólico no sean los adecuados para satisfacer la demanda y evitar el sobredimensionamiento de los componentes del sistema de generación distribuida, una fuente térmica de generación debe ser incluida en el sistema hibrido [4]. Adicionalmente, considerando el esfuerzo para disminución de utilización de fuentes de generación que utilicen recursos fósiles, y debido a sus características operación, tales como periodos casi ininterrumpidos de funcionamiento, y, rangos y flexibilidad de generación, un generador a base de biocombustible es la opción ideal para dicho sistema [24] debido a que permite abastecer de energía a la carga de manera constante y conservar la frecuencia de la red a un bajo costo de operación y reducida cantidad de combustible consumido [25]. Con lo mencionado en esta sección, esta investigación propone un modelo de generación y despacho energético de un sistema hibrido compuesto generación eólica. solar biocombustible, incluyendo un banco de baterías, mediante la localización de recursos renovables para obtener una óptima respuesta a la demanda y mínimo costo de generación en una red inteligente aislada.

2. Modelamiento matemático del sistema híbrido y su funcionamiento.

La configuración del sistema hibrido planteado en esta investigación se puede observar en la Figura 1. El sistema consiste de una red aislada que posee un generador eólico, un grupo de paneles solares conectados a un inversor y al banco de baterías y un generador eléctrico por biocombustible, los cuales están conectados a una vivienda.

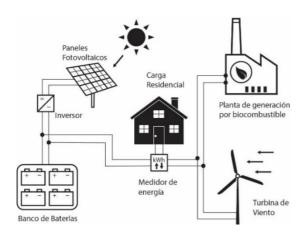


Figura 1. Diagrama del sistema hibrido de generación y red inteligente aislada

2.1 Perfil de demanda y atributos del sistema híbrido.

micro red inteligente aislada estudiada en esta investigación utiliza un de demanda genérico representa el típico comportamiento de consumo energético de una residencia de una sola familia sin sistema de eléctrico de calefacción ubicada en una región de clima frio durante un periodo de 24 horas [22], [26], [27], [28], [29]. El perfil de demanda genérico presenta una carga máxima de 7.04 kW en horas pico y 4.13 kW en horas valle durante el periodo de tiempo evaluado. Este perfil de demanda es representado en la Figura 2. Mediante el uso de esta información, ha sido dimensionado cada una de las unidades de generación de manera apropiada, es decir, que la suma del suministro individual de cada unidad permite

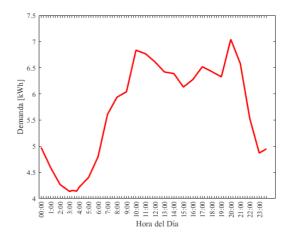


Figura 2. Perfil de demanda.

satisfacer la demanda en todo momento, sin que existan excedentes de generación, embargo. sin este dimensionamiento no ha sido el óptimo. generador eólico aporta generación máxima de 3.5 kW asumiendo vientos con velocidades promedio de 11 m/s dentro del área de la micro red inteligente. Ha sido asumida esta velocidad promedio basado en los parámetros de diseño del aerogenerador. La unidad de generación solar debe ser capaz de cargar las baterías y aportar energía a la red, por lo que aporta una generación pico de 4.17 kW incluyendo las pérdidas producidas en el inversor. El dimensionamiento del banco de baterías ha sido establecido en base al máximo porcentaje de carga que puede ser cambiada de horas pico a horas valle por el programa de respuesta a la demanda, explicado adelante más en investigación. El banco de baterías ha sido planteado de tal manera que permita aportar 3.5 kWh por un periodo máximo de 10 horas con una profundidad de descarga del 50%. Por último, la unidad de generación por biocombustible puede aportar 7 kW pico y aporta como mínimo el 15% del total de la demanda como potencia base. Es sustancial aludir también que la rampa para cambiar desde el estado de generación mínima hasta la generación máxima es de 30 minutos [30]. Han sido empleadas variables que representan los flujos de energía de cada componente del sistema hibrido, dichas variables son:

- P_{FC}(t), que es la variable de control que representa el flujo de energía desde la unidad de generación fotovoltaica hacia la carga en la hora t en kW.
- P_{FB}(t), que es la variable de control que representa el flujo de energía desde la unidad de generación fotovoltaica hacia el banco de baterías en la hora t en kW,
- P_{BC}(t), que es la variable de control que representa el flujo de energía desde el banco de baterías hacia la carga en la hora t en kW,
- P_E(t), que es la variable de control que representa el flujo de energía desde la unidad de generación eólica hacia la carga en la hora *t* en kW,
- P_B(t), que es la variable de control que representa el flujo de energía desde la unidad térmica de biocombustible hacia la carga en la hora t en kW, y,
- P_C(t), que es la variable de control que representa la carga a la hora *t* en kW.

Los parámetros de las unidades de generación fotovoltaica, eólica. biocombustible y banco de baterías se muestran desde la Tabla 1 hasta la Tabla respectivamente. Los costos de generación para los módulos fotovoltaico y eólico han sido basados en [31] y [32]. El costo de generación de la biocombustible unidad por establecido por la suma del costo de operación de la planta y el costo del combustible empleado, que han sido obtenidos [31] de y [33], respectivamente.

Tabla 1: Parámetros de la unidad de generación fotovoltaica.

Parámetros	Valores	Unidades
РруМах	4.17	kW
$\eta P v$	15.7	%
Área	26.56	m^2
Temperatura	25	C°
Costo	0.12	\$/kWh

Donde:

PpvMax: Potencia pico de la unidad de generación fotovoltaica.

 ηPv : Eficiencia de cada panel.

2.2 Modelamiento de la unidad de generación fotovoltaica.

La celda solar, que es responsable de **Tabla 2:** Parámetros de la unidad de generación eólica

Parámetros	Valores	Unidades
PwtMax	3.5	kW
ηwt	>99	%
P_n	3.5	kW
w_m	2.8	m/s
w_n	11	m/s
$^{W}\!M$	22	m/s
Costo	0.07	\$/kWh

Donde:

 P_n : Potencia nominal del generador.

 w_m : Velocidad mínima de arranque de la turbina.

 w_n : Velocidad nominal de operación de la turbina.

 w_M : Velocidad máxima de operación de la turbina.

Tabla 3: Parámetros de la unidad de generación por biocombustible.

Parámetros	Valores	Unidades
O _{bruta}	7	kW
O_{neta}	6.93	kW
P	1	%
Costo	0.17	\$/kWh

Donde:

 O_{bruta} : Potencia bruta de salida de la unidad de generación por biocombustible.

 O_{neta} : Potencia neta de salida de la unidad de generación por biocombustible.

P : Porcentaje de energía parasítica.

convertir la radiación solar en electricidad de corriente continua, es la unidad básica de un panel solar.

Tabla 4: Parámetros del banco de baterías.

Parámetros	Valores	Unidades
Tamaño	39	Baterías
η_C	85	%
$\eta_D^{}$	100	%
V_{B}	12	V
I_B	15	AH
Dtmax	10	Horas
B_C^{\max}	3.5	kW
$B_C^{ m min}$	1.75	kW
PDD	50	%

Donde:

 η_C : Eficiencia de carga de las baterías.

 η_D : Eficiencia de descarga de las baterías.

 V_R : Voltaje nominal de las baterías.

 I_B : Corriente nominal de las baterías.

Dtmax : Tiempo máximo de descarga de las baterías.

 B_C^{\max} : Máximo valor de carga de las baterías.

 B_C^{\min} : Mínimo valor de carga de las baterías.

PDD: Porcentaje de profundidad de descarga de las baterías.

La formulación matemática que describe la generación por hora de un panel solar se puede expresar como:

$$Ppv(t) = \eta PvA_c I_{pv}(t), \qquad (1)$$

Donde:

Ppv(t): Potencia de salida de la unidad solar de generación en la hora t (kW).

 ηPv : Eficiencia de la unidad solar de generación.

 A_c : Área total de los paneles de la unidad solar de generación (m²).

 $I_{pv}(t)$: Irradiación que incide sobre cada panel en la hora t (kW h/m²).

Para representar la transferencia de energía desde la unidad solar de generación hacia la carga, ha sido empleado un factor de 0.98 que representa las pérdidas que ocurren en el inversor. Se ha considerado despreciables las perdidas en los cables.

2.3 Modelamiento de la unidad de generación eólica.

La generación neta obtenida de una turbina de viento se puede obtener mediante siguiente ecuación [34]:

$$Pw(t) = \begin{cases} P_n \frac{(w - w_m)}{(w_n - w_m)}, & w_m \le w \le w_n \\ P_n, & w_n \le w \le w_M \\ 0, & w \le w_m, w > w_M \end{cases}$$
(2)

De manera similar a la unidad de generación fotovoltaica, ha sido empleado un factor de eficiencia η_{wt} que representa las perdidas encontradas en la transferencia de energía de la turbina a la carga en el inversor. La ecuación (3) presenta la generación obtenida por parte de la unidad de generación eólica que es utilizable por la carga:

$$Pwt(t) = \eta_{wt} Pw(t) \tag{3}$$

Donde:

Pwt(t): Potencia efectiva de salida de la turbina en la hora t (kW).

2.4 Modelamiento del banco de baterías.

El objetivo de la implementación de un banco de baterías en el sistema hibrido es el poder satisfacer la demanda que ha sido desplazada desde un periodo de alto consumo a uno de bajo consumo. El dimensionamiento del banco de baterías ha sido establecido de tal manera que pueda cumplir con las restricciones de máxima y mínima capacidad permitidas. La capacidad máxima se establece en base al máximo valor de carga que es cambiado al horario de operación de las

baterías por parte del programa de respuesta a la demanda. De manera análoga, la mínima capacidad es fijada en base al valor mínimo de carga presente durante el periodo de operación de las baterías. El estado de carga y descarga de las baterías es determinado por el valor de la carga y la generación fotovoltaica en el instante de tiempo t. De esto se deduce que el estado de carga de las baterías depende también del estado de carga de las mismas en el instante de tiempo anterior. Este concepto se puede representar como [29]:

$$B_{c}(t) = B_{c}(t-1)\eta_{C}P_{FB}(t) - \eta_{D}P_{BC}(t)$$
 (4)

Donde:

 $B_c(t)$: Estado de carga de las baterías en el instante t (kW)

 $B_c(t-1)$ Estado de carga de las baterías en la hora anterior t (kW).

En [35] se presentan restricciones adicionales que se toman en consideración para el modelamiento y operación del sistema hibrido propuesto en esta investigación. La ecuación (5) establece que el estado de carga de la batería debe estar dentro de los rangos mínimo, B_C^{\min} y máximo, B_C^{\max} , de carga de las baterías. La ecuación (6) dicta que la carga mínima de las baterías es igual al porcentaje de profundidad de descarga, PDD.

$$B_C^{\min} \le B_C(t) \le B_C^{\max}, \tag{5}$$

$$B_C^{\min} = (1 - PDD)B_C^{\max} \tag{6}$$

Adicionalmente, se usa una variable binaria $B_S(t)$ para representar si existe transferencia de energía por parte del banco de baterías hacia la carga, representada con el valor de 1, o si el banco de baterías alcanzo su nivel crítico

de descarga y existe flujo de energía desde la unidad de generación fotovoltaica hacia el banco de baterías, representado con el valor 0.

2.5 Modelamiento del generador por biocombustible.

En la actualidad existen muchas tecnologías que permiten la conversión de biocombustibles, tales como el biodiesel B100 en energía eléctrica. La obtención de biodiesel se logra a través de la transformación de materia prima

$$B_{S}(t) = \begin{cases} 1, & B_{C}(t) = B_{C}^{\text{max}}, P_{FC}(t) + \\ P_{E}(t) + P_{B}(t) < P_{C}(t) \\ 0, & B_{C}(t) = B_{C}^{\text{min}} \end{cases}$$
(7)

orgánica sometida a procesos termoquímicos [36]. La ventaja de la utilización de biocombustibles líquidos es que no requieren ser procesados a más del nivel en el que se encuentran, a diferencia de lo que ocurre con la biomasa, que si debe ser procesada previamente para poder ser incinerada para producir electricidad [37]. La potencia de salida neta del generador por biocombustible se puede formular como:

$$O_{bruta}(t) = \frac{\overset{\cup}{Q} \times \eta}{3412.14} \tag{8}$$

Donde:

 $O_{bruta}(t)$: Potencia bruta de salida de la unidad de generación por biocombustible (kW).

 η : Eficiencia de conversión de energía del biocombustible.

3412.14: factor de conversión equivalente a Btu por kWh.

La variable $\overset{\square}{Q}$ que representa la tasa de calor que se usa para la producción de

vapor que va hacia la turbina se representa como:

$$Q = b \times TC \tag{9}$$

Donde:

 \ddot{b} : Tasa de alimentación de gallones hacia el generador (galones/hora).

TC: Tasa de calor producida por el biocombustible (Btu/galón).

Finalmente, las centrales de generación por biocombustible utilizan cierta cantidad de energía para operar de manera autónoma. Esta cantidad de energía, representada como un porcentaje y definida como energía parasita P, debe ser restada de la potencia bruta de salida del generador. Por lo tanto, la potencia neta obtenida del biogenerador se representa como:

$$O_{neta}(t) = O_{bruta}(t) \times \left(1 - \frac{P}{100}\right)$$
 (10)

3. Modelamiento y descripción del Programa de Respuesta a la Demanda.

En el presente trabajo, el programa de respuesta a la demanda es usado para aplanar la curva de demanda utilizando el concepto de Tiempo de presentado en [38] y [39], de manera que la demanda pico se desplaza hacia tiempos en donde existe excedente de generación. Sin embargo, solo un porcentaje de la carga puede ser cambiada a otros periodos de tiempo. Para este trabajo, ha sido delimitado como el 7.5% del total de generación que puede ser cambiado a otros periodos de tiempo. En la Figura 3 se puede visualizar los conceptos de respuesta a la demanda a través del Tiempo de Uso de una manera más sencilla. La parte de color rojo de la figura 3 representa la carga que puede participar en el programa de respuesta a la demanda y se puede distribuir en otros periodos de tiempo, mientras que la parte en blanco se mantiene igual. La representación matemática para este concepto viene dado por las siguientes ecuaciones:

$$carga(t) = (1 - RD(t)) \times carga^{0}(t) + Ird(t) (11)$$

Donde:

carga(t): Carga desplazada mediante el programa de respuesta a la demanda en la hora t (kW).

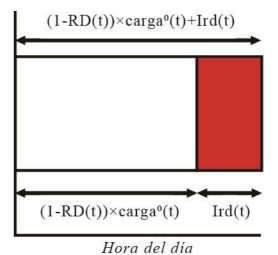


Figura 3. Modelamiento de carga con programa de respuesta a la demanda.

RD(t): Potencial de implementación del programa de respuesta a la demanda representado como un porcentaje en la hora t.

carga $^{0}(t)$: Carga inicial en la hora t (kW).

Ird(t): Carga cambiada por el programa de respuesta a la demanda en la hora t (kW).

La carga inicial se define como:

$$\operatorname{carga}^{0}(t) - \operatorname{carga}(t) =$$

$$(1 - RD(t)) \times \operatorname{carga}^{0}(t) - \operatorname{Ird}(t)$$
(12)

También se mencionar que existen ciertas restricciones para que el programa de respuesta a la demanda pueda ser implementado. La restricción (13) dicta que la carga total del perfil de demanda no varía, sino que se distribuye de manera tal que los picos se desplazan hacia los valles y la curva tiende a aplanarse y que la carga que se reduce de un periodo de tiempo debe ser igual a la carga que aumenta en otro periodo; *T* representa un periodo de tiempo de 24 horas. Las restricciones (14) y (15) dictan que la reducción o incremento *inc* de la carga debe estar dentro de los límites máximos establecidos.

$$\sum_{t=1}^{T} Ird(t) = \sum_{t=1}^{T} Ird(t) = RD(t) \cdot \text{carga}^{0}(t)$$
 (13)

$$RD(t) \le RD \max$$
 (14)

$$inc(t) \le inc \max$$
 (15)

Finalmente, se establece la restricción de balance de energía que dicta que la demanda debe ser igual a la generación para todo instante *t* del sistema. Esta restricción se formula como:

$$P_{FC}(t) + P_{BC}(t) + P_{E}(t) + P_{E}(t) + P_{E}(t) + P_{E}(t) + P_{E}(t)$$

$$P_{B}(t) = P_{C}(t) + P_{FB}(t)$$
(16)

3.1 Estrategia de control, despacho v modelo de optimización.

Para este trabajo, se ha creado un algoritmo genérico para controlar el despacho de cada unidad de generación con el fin de que la generación existente en el instante t sea igual a la demanda existente en el mismo tiempo. Es utilizada programación lineal en MATLAB para generar la respuesta de salida del sistema, dado que la función objetivo tiene una característica lineal y es de la forma:

$$\min_{x} f^{T} \text{ tal que } \begin{cases} A \cdot x \leq b, \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases}$$

Donde f, x, beq, lb y ub son vectores y, A y Aeq son matrices.

La función objetivo a minimizar es definida a continuación:

$$Costo(t) = \min \sum_{t=1}^{T} \left(CP_{FC}(t) + CP_{E}(t) + CP_{B}(t) \right)$$
(15)

Donde:

 $CP_{FC}(t)$: Costo de generación fotovoltaica (USD/kWh).

 $CP_E(t)$: Costo de generación eólica (USD/kWh).

 $CP_B(t)$: Costo de generación por biocombustible (USD/kWh).

El algoritmo propuesto se presenta a continuación:

Algoritmo para procesamiento de datos y optimización de resultados

- 1: **Read** variables $(I_{PV}(t), w, P_C(t))$
- 2: Inputs $I_{PV}(t)$, w
- 3: Outputs $P_{PV}(t)$, $P_{WT}(t)$, CostoTotal(t)
- 4: **Sub-algorithm** Respuesta a la demanda
- 5: **Read** variables $(P_C(t), RD(t))$
- 6: **For** t=1; length $(P_C(t))$
- 7: Inputs $P_C(t)$, RD(t)
- 8: Outputs *carga(t)*
- 9: End For
- 10: End sub-algorithm
- 11: Sub-algorithm Optimización
- 12: **Read** variables carga(t), CP_{FC} , CP_E , CP_B
- 13: **For** t=1; length (carga(t))
- 14: Inputs carga(t), $P_{PV}(t)$, $P_{WT}(t)$, $P_B(t)$, CP_{FC} , CP_E , CP_B
- 15: CostoTotal(t)=minimizar Costo(t)
 Output CostoTotal(t)
- **16: End For**
- 17: End sub-algorithm
- 18: End of algorithm

El algoritmo presentado permite obtener una óptima respuesta a la demanda basada en la disponibilidad de recursos renovables que se encuentran en el instante t. La función objetivo está sujeta a las siguientes restricciones:

$$0 \le P_{FC}(t) \le P_{FC} \max(t) \tag{16}$$

$$0 \le P_E(t) \le P_E \max(t) \tag{17}$$

$$D_{BASE} \le P_B(t) \le P_B \max(t) \tag{18}$$

Donde:

$$D_{BASE} = 0.15 \times P_B(t) \tag{19}$$

La restricción (16) impone que la generación fotovoltaica debe estar entre cero y el valor máximo de generación definido por el dimensionamiento de la unidad de generación solar. restricción (17) indica que, de manera similar que en (16), la generación eólica debe estar entre 0 y el máximo valor de potencia que se puede obtener de la turbina de generación utilizada para este trabajo. Finalmente, la restricción (18) condiciona que la generación por biocombustible no puede ser menor a la demanda base establecida en (19) y no mayor al límite de dimensionamiento del generador. Adicionalmente para esta optimización ha sido utilizada también la restricción (16) de balance de energía. Al ser este un algoritmo genérico, puede ser aplicado a cualquier curva de demanda, modificando en base a sus valores máximo y mínimo de carga, de cada elemento dimensiones generación distribuida del sistema.

4. Aplicación de los modelos matemáticos.

El programa de respuesta a la demanda propuesto realiza adquisición de datos en intervalos de 15 minutos, por lo que el modelo permite presentar una respuesta frente a la demanda en tiempo real. Las figuras 4 y 5 muestran los datos de irradiación y velocidad del viento respectivamente, para un intervalo de 24 horas. Al ser este un modelo genérico, los datos de entrada irradiación y velocidad del viento fueron tomados de ubicaciones distintas, por lo que el objetivo de esta investigación es presentar la operación optima del sistema hibrido, mas no su aplicación en una región especifica. En la figura 6 se presenta la generación fotovoltaica durante el intervalo de tiempo de 24 horas del sistema. De manera similar, la generación eólica es presentada en la

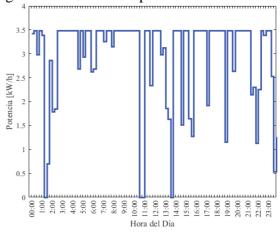


Figura 7 para el mismo intervalo de tiempo. La implementación del programa de respuesta a la demanda se puede observar en la Figura 8, en donde se presentan las gráficas de la curva de demanda original y la curva de demanda

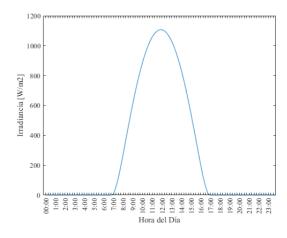
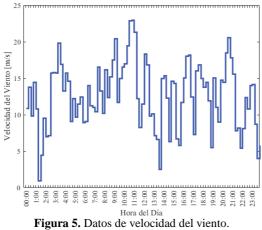


Figura 4. Datos de irradiación solar.



cuya carga ha sido distribuida entre diferentes periodos de tiempo mediante el programa de respuesta a la demanda formulado. La Figura 9 exhibe la generación total de cada elemento del sistema para todo el intervalo de tiempo estudiado. En la Figura 10 se puede ver la variación de los costos de generación a lo largo del tiempo del sistema una vez

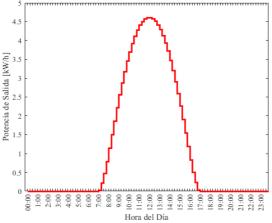


Figura 6. Potencia de salida del generador fotovoltaico.

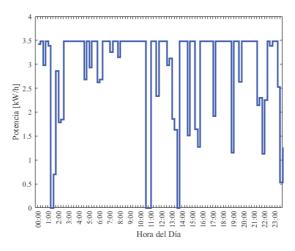


Figura 7. Potencia de salida del generador eólico.

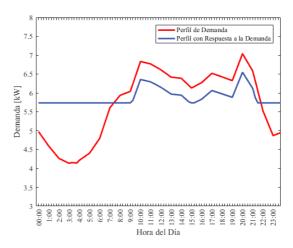


Figura 8. Curva original de demanda con sin aplicación del programa de respuesta a la demanda.

aplicado el programa de respuesta a la demanda y los costos de generación solo en una fuente basados producción de energía, en este caso, biocombustible. La Tabla 5 presenta los

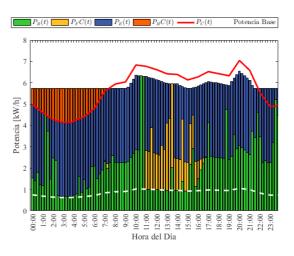


Figura 9. Óptima potencia de cada unidad de generación.

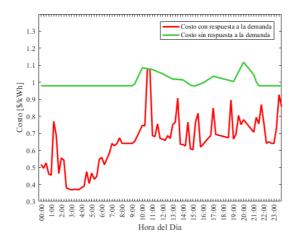


Figura 10. Curva de costos de operación del sistema con y sin implementación del programa de respuesta a la demanda.

valores totales de costos de generación para ambos escenarios. Se debe tener en cuenta que el costo de generación por biocombustible incluye el costo de operación de la planta y el costo del combustible en USD/galón, en este caso biodiesel B100. No se incluyen los costos de operación del banco de baterías debido a que estos son establecidos en base al costo de inversión del banco de baterías, el cual no es objeto de este estudio. De igual manera no han sido incluidos en los cálculos los costos de arranque y de paro del generador por biocombustible en esta simulación puesto a que el sistema supone una generación ininterrumpida esta fuente.

Tabla 5: Costos de generación con y sin programa de respuesta a la demanda.

Parámetros	Valores	Ahorro	Unidades
Con Respuesta a	62.3	34.34	\$/día
la Demanda Sin			
Respuesta a	96.64	-	\$/día
la Demanda			

5. Conclusiones.

Realizado el análisis de los resultados de la simulación es correcto concluir que al aplicar un programa de respuesta a la demanda los costos de operación del sistema híbrido pueden ser reducidos al mínimo en comparación a los costos resultantes de una fuente única de generación. En este caso específico, resulta notorio que cada una de las unidades de generación funcionando en conjunto representan un costo menor de producción de energía frente al caso donde la demanda es satisfecha únicamente por un sistema de generación por biocombustible.

La disponibilidad del recurso renovable para cada unidad de generación afecta directamente a la eficiencia del sistema, que está directamente relacionada con el costo de producción de energía, debido a que en el despacho es priorizada aquella unidad de generación que presente el menor costo en cada instancia de tiempo. Si el suministro de energía de la fuente menos costosa es reducido, las demás unidades de generación deberán despachar su energía para satisfacer la demanda, lo que produce un incremento en el costo total de operación del sistema, que es evidente en aquellos periodos de tiempo en los que el déficit de producción de energía de la turbina eólica es suplido por las otras unidades de generación del sistema hibrido. Considerando este resultado, es prudente sugerir la ejecución de un estudio de la disponibilidad de los recursos renovables presentes en la zona en donde va a ser construida la red aislada inteligente, de tal forma que generación pueda renovable aprovechada de mejor manera para reducir los costos de operación del sistema.

Al asumir en esta investigación que el costo de generación por cada kilovatio se mantiene invariable a lo largo del periodo de tiempo, la utilización del algoritmo que emplea programación lineal para optimizar la operación del sistema resulta ser adecuada frente a otros métodos de minimización de costos tales como el algoritmo húngaro, que,

debido a su funcionamiento, asignaría la generación total producida por cada fuente para satisfacer la demanda, lo cual resultaría en un desperdicio de energía al no utilizar fracciones de la producción existente de cada unidad del sistema híbrido.

A más del beneficio económico que se obtiene de aplicar esta estrategia de funcionamiento para el sistema hibrido descrito, al permitir a una red aislada inteligente operar constantemente, puede resultar ser una alternativa frente a la dependencia de generación centralizada y líneas de transmisión y distribución, especialmente por el aumento de demanda por expansión urbana o aumento de población y puede permitir abastecer de energía eléctrica a lugares de difícil acceso como islas, o lugares de topografía accidentada, hacia donde resultaría difícil transportar energía.

6. Referencias

- [1] J. Munkhammar, P. Grahn, and J. Widén, "Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging," *Sol. Energy*, vol. 97, pp. 208–216, 2013.
- [2] D. P. Kaundinya, P. Balachandra, and N. H. Ravindranath, "Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power— A review of literature," vol. 13, pp. 2041–2050, 2009.
- [3] S. Sen and D. P. Kothari, "Optimal thermal generating unit commitment: a review," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 20, no. 7, pp. 443–451, 1998.
- [4] D. Panchal and D. Kumar, "Reliability Analysis of CHU System of Coal Fired Thermal

- Power Plant Using Fuzzy λ - τ Approach," *Procedia Eng.*, vol. 97, pp. 2323–2332, 2014.
- [5] S. Bilgen, "Structure and environmental impact of global energy consumption," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 890–902, 2014.
- [6] E. Maria, P. Marina, and G. Pavel, "Global Trends of "Green" Economy Development as a Factor for Improvement of Economical and Social Prosperity," *Procedia Soc. Behav. Sci.*, vol. 166, pp. 194–198, 2015.
- [7] Paksoy H.Ö., "Thermal Energy Storage for Sustainable Energy Consumption," vol. 234, no. 0, p. 6221, 2007.
- [8] S. M. Shaahid and I. El-Amin, "Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia-A way forward for sustainable development," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 3, pp. 625–633, 2009.
- [9] C. J. Hanley, G. H. Peek, and J. D. Boyes, "Solar Energy Grid Integration Systems Energy Storage (SEGIS-ES)," no. July, 2008.
- [10] A. N. Celik, "Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods," vol. 44, pp. 1951–1968, 2003.
- [11] D. B. Nelson, M. H. Nehrir, and C. Wang, "Unit Sizing of Stand-Alone Hybrid Wind / PV / Fuel Cell Power Generation Systems," pp. 1–7, 2005.
- [12] T. Ackermann, "Distributed generation: a definition," vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [13] H. Renewables, "Robust Energy Management for Microgrids

- With High-Penetration Renewables," pp. 1–10, 2013.
- [14] R. Karki, D. Dhungana, and R. "An Billinton, **Appropriate** Wind Model for Wind Integrated Power Systems Reliability **Evaluation** Wind Considering Speed Correlations," Appl. Sci., vol. 3, pp. 107-121, 2013.
- [15] J. Wu, J. Wang, and S. Li, "Multi-objective optimal operation strategy study of micro-CCHP system," *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 472–483, 2012.
- [16] B. Bahmani-Firouzi and R. Azizipanah-Abarghooee, "Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 56, pp. 42–54, 2014.
- [17] J. Blatchford, G. Deshazo, D. Le, and M. Brower, "Transmission and operating issues and recommendations for integrating renewable resources on the California ISO-controlled Grid," no. November, 2007.
- [18] H. A. Aalami and S. Nojavan, "Energy storage system and demand response program effects on stochastic energy procurement of large consumers considering renewable generation," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 1, pp. 107–114, 2016.
- [19] A. N. Ghalelou, A. P. Fakhri, S. Nojavan, M. Majidi, and H. Hatami, "A stochastic self-scheduling program for compressed air energy storage (CAES) of renewable energy sources (RESs) based on a demand response mechanism," *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp. 388–396, 2016.

- [20] M. Fahrioğlu and F. L. Alvarado, "Using utility information to calibrate customer demand management behavior models," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 317–323, 2001.
- [21] D. Masa-Bote *et al.*, "Improving photovoltaics grid integration through short time forecasting and self-consumption," *Appl. Energy*, vol. 125, pp. 103–113, 2014.
- [22] N. I. Nwulu and X. Xia, "Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response," *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 16–28, 2017.
- [23] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," *Ind. Informatics, IEEE Trans.*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, 2011.
- [24] M. a Elsayed and N. D. Mortimer, "Carbon and energy modelling of biomass systems: conversion plant and data updates," 2001.
- [25] R. W. Beck, "Review of Biomass Fuels and Technologies," *Biomass*, no. November, 2003.
- [26] S. Lefebvre and C. Desbiens, "Residential load modeling for predicting distribution transformer load behavior, feeder load and cold load pickup," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 24, no. 4, pp. 285–293, 2002.
- [27] H. Tazvinga, B. Zhu, and X. Xia, "Energy dispatch strategy for a photovoltaic-wind-diesel-battery hybrid power system," Sol. Energy, vol. 108, pp. 412–420, 2014.
- [28] F. Najibi and T. Niknam,

- "Stochastic scheduling of renewable micro-grids considering photovoltaic source uncertainties," *Energy Convers. Manag.*, vol. 98, pp. 484–499, 2015.
- [29] H. Tazvinga, X. Xia, and J. Zhang, "Minimum cost solution of photovoltaic-diesel-battery hybrid power systems for remote consumers," *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 292–299, 2013.
- [30] G. Wiltsee, "Lessons Learned from Existing Biomass Power Plants NREL/SR-570-26946," p. 149, 2000.
- [31] U. S. Energy Information Agency, "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014," Levelized Cost Levelized Avoid. Cost New Gener. Resour. Annu. Energy Outlook 2014., no. April, pp. 1–12, 2014.
- [32] Irena, "Renewable Power Generation Costs in 2014: An Overview," *Irena Homepage*, no. January, p. 92, 2015.
- [33] U.S. Energy Information Administration, "Alternative Fuel Price Report," no. April, 2017.
- [34] A. Arabali, M. Ghofrani, M. S. Fadali, and Y. Baghzouz, "Genetic-Algorithm-Based Optimization Approach for Energy Management," *Ieee Trans. Power Deliv.*, pp. 1–10,

- 2012.
- [35] S. R. Vosen and J. O. Keller, "Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies 1," vol. 24, pp. 1139–1156, 1999.
- [36] D. M. Yazan, I. van Duren, M. Mes, S. Kersten, J. Clancy, and H. Zijm, "Design of sustainable second-generation biomass supply chains," *Biomass and Bioenergy*, vol. 94, pp. 173–186, 2016.
- [37] T. G. S. Neto *et al.*, "Biomass consumption and CO 2, CO and main hydrocarbon gas emissions in an Amazonian forest clearing fire," vol. 43, pp. 438–446, 2009.
- [38] S. Nojavan, H. Qesmati, and K. Zare, "Large Consumer Electricity Acquisition Considering Time-of-Use Rates Demand Response Programs," 2014.
- [39] K. Zare, S. Nojavan, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Optimal bidding strategy of electricity retailers using robust optimisation approach considering time-of-use rate demand response programs under market price *IET* uncertainties," Gener. Transm. Distrib., vol. 9, no. 4, pp. 328-338, 2015.