

**GESTIÓN ÓPTIMA DE LA ENERGÍA RESIDUAL DE VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS EN USUARIOS RESIDENCIALES PARA UNA ÓPTIMA
RESPUESTA A LA DEMANDA USANDO PROGRAMACIÓN LINEAL**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
GESTIÓN ÓPTIMA DE LA ENERGÍA RESIDUAL DE VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS EN USUARIOS RESIDENCIALES PARA UNA ÓPTIMA
RESPUESTA A LA DEMANDA USANDO PROGRAMACIÓN LINEAL**

**AUTOR:
SOFÍA GABRIELA CUADRADO DELGADO**

**DIRECTOR:
CRISTIAN CRISTÓBAL CUJI CUJI**

Quito, febrero 2019

Sofía Gabriela Cuadrado Delgado

**GESTIÓN ÓPTIMA DE LA ENERGÍA RESIDUAL DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS
EN USUARIOS RESIDENCIALES PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA
DEMANDA USANDO PROGRAMACIÓN LINEAL**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2019
Ingeniería Eléctrica

Reseña de autores e información de contacto:



Sofía Gabriela Cuadrado Delgado, (Y'1991-SM'10). Estudiante de ingeniería eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Áreas de interés: generación distribuida, respuesta a la demanda y energía renovable.
scuadrado@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Cristian Cristóbal Cuji Cuji (Y'1986-SM'03). Se graduó de Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2014 y Master en Energía, Facultad de Ciencias Físicas en la Universidad Complutense de Madrid – España en 2015. Actualmente es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador.
ccuji@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
©2019 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Cristian Cristóbal Cuji Cuji declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación (*Gestión Óptima de la energía residual de vehículos eléctricos en usuarios residenciales para una óptima respuesta a la demanda usando programación lineal*) realizado por Sofía Gabriela Cuadrado Delgado, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, febrero 2019



.....

Cristian Cristóbal Cuji Cuji

171800222-1

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Sofía Gabriela Cuadrado Delgado con documento de identificación N° 1718130618 manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “*Gestión Óptima de la energía residual de vehículos eléctricos en usuarios residenciales para una óptima respuesta a la demanda usando programación lineal*”, 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.

A handwritten signature in blue ink, reading "Sofía Cuadrado Delgado", is written over a horizontal dotted line.

Nombre: Sofía Gabriela Cuadrado Delgado

Cédula: 171813061-8

Fecha: Quito, febrero 2019

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción.....	2
2. Informe Técnico.....	3
2.1 Micro redes.....	3
2.2 Generación distribuida	3
2.3 Respuesta a la demanda	3
2.4 Almacenamiento energético.....	3
3. Vehículo Eléctrico.....	4
3.1 Baterías.....	4
3.2 Capacidad nominal Q.....	4
3.3 Índice C.....	4
3.4 Profundidad de descarga	4
3.5 Ciclo de vida	4
4. Despacho Económico.....	5
4.1 Modelo de estimación de energía residual de vehículos eléctricos.....	6
4.2 Formulación del problema de optimización de energía residual	7
4.3 Demanda	7
4.4 Función Objetivo.....	7
4.5 Caso de estudio	8
5. Restricciones.....	8
5.1 Balance de potencia.....	8
5.2 Reserva rodante.....	8
5.3 Límites de potencia	9
5.4 Almacenamiento de energía de Vehículos Eléctricos.....	9
5.5 Restricciones de Perh.....	9
5.6 Optimización.....	10
6. Resultados.....	10
6.1 Energía residual de vehículos eléctricos	10
6.2 Modelo de estimación de energía residual de vehículos eléctricos.....	11
6.3 Modelo de optimización.....	11
6.4 Clientes con vehículos eléctricos	14
7. Conclusiones.....	14
8. Trabajos Futuros.....	15
9. Referencias.....	15
10. Estado del Arte.....	19

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gestión óptima de la energía residual de vehículos eléctricos	3
Figura 2. Relación Ciclos de Vida vs Profundidad de descarga	4
Figura 3. Curva de carga para el caso de estudio.....	7
Figura 4. Serie temporal de la energía cargada diariamente a cuatro VE de la micro red	10
Figura 5. Serie temporal de la hora de conexión del VE al cargador de la residencia.....	10
Figura 6. Valores estimados de energía residual para cuatro clientes con diferentes marcas de VE	11
Figura 7. Estimación de la hora de conexión del VE al cargador, para cuatro clientes con diferentes marcas de vehículos eléctricos	11
Figura 8. Estimación de la hora de desconexión del VE del cargador, para cuatro clientes con diferentes marcas de vehículos eléctricos	11
Figura 9. Serie temporal de la demanda del sistema, comparación de escenarios.....	12
Figura 10. Despacho económico por central generadora para cubrir la demanda “Base”	12
Figura 11. Despacho económico por central generadora para cubrir la demanda “Base + VE”	12
Figura 12. Despacho económico por central generadora para cubrir la demanda “Base + VE + Aporte de energía a la red”	13
Figura 13. Despacho económico a las 19 horas para los escenarios “Base”, “Base + VE” y “Base + VE + Aporte de energía a la red”	13
Figura 14. Factor de carga de la micro red para los escenarios “Base”, “Base + VE” y “Base + VE + Aporte de energía a la red”	13
Figura 15. Serie temporal del costo de generación, comparación de escenarios	13
Figura 16. Costo total diario de producción de energía eléctrica, comparación de resultados	14

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros técnicos y económicos de las centrales de generación.....	5
Tabla 2. Datos técnicos de los vehículos eléctricos necesarios para el modelo de optimización y cantidad de clientes con vehículos eléctricos.....	5

GESTIÓN ÓPTIMA DE LA ENERGÍA RESIDUAL DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN USUARIOS RESIDENCIALES PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA USANDO PROGRAMACIÓN LINEAL

Resumen

Debido a la insostenibilidad de continuar con la utilización de combustibles fósiles en el sector de la movilidad, actualmente el mundo se encuentra en un proceso de transición hacia la movilidad eléctrica mediante vehículos eléctricos (VE).

Este trabajo permite gestionar de manera óptima la energía residual que se encuentra en las baterías de los VE cuando los usuarios conectan al cargador en sus hogares. Esto tiene como objetivo realizar lo que se conoce como Respuesta a la Demanda (RD) principalmente en las horas en que la demanda del sistema alcanza su pico de carga. Para esto, se formula una función objetivo con sus respectivas restricciones y se resuelve mediante modelos de optimización lineal.

Por otro lado, el documento presenta un modelo estadístico que cuantifica la energía residual a partir de los datos históricos de cada cliente; información que se obtiene de los medidores inteligentes que son instalados en cada residencia para medir la energía entregada.

Palabras Clave: almacenamiento energético, gestión energética, optimización, programación lineal, respuesta a la demanda.

Abstract

Due to the unsustainability of continuing with the use of fossil fuels in the mobility sector, the world is currently in the process of transitioning to electric mobility through electric vehicles (VE).

This work allows to optimally manage the residual energy found in the batteries of the VE when users connect the charger in their homes. The purpose of this is to carry out what is known as demand response (DR) mainly in the hours when the demand of the system reaches its peak load.

For this, an objective function is formulated with its respective restrictions and is solved by linear optimization models.

The document presents a statistical model that quantifies the residual energy from the historical data of each client; information that is obtained from the smart meters that are installed in each residence to measure the energy delivered.

Keywords: energy storage, energy management, optimization, linear programming, demand response.

1. Introducción

El trabajo propone una metodología que permite gestionar de manera óptima la energía residual de los vehículos eléctricos como un mecanismo de respuesta a la demanda en las micro redes. Para que una red eléctrica permita la gestión de las baterías, debe integrar generación distribuida, almacenamiento energético, medidores inteligentes, protecciones inteligentes, mercado bidireccional, sistemas de comunicación, sistemas de control avanzados, etc. [7], [8], [11].

El vehículo al llegar a la residencia mantiene una energía residual almacenada en sus baterías, la cual puede ser gestionada para que se utilice en horas del pico de carga de la red eléctrica y posteriormente se carguen en las horas de demanda base [6]–[10], las baterías deben estar cargadas al 100%, antes de su proceso inicial.

Es importante la estimación de la energía residual para la planificación del despacho de las redes o micro redes eléctricas [8], [10], [12]–[14].

Teniendo como antecedente que la humanidad se encuentra en un proceso de búsqueda de la seguridad energética, actualmente la electricidad es una de las formas de energía más utilizada y que se perfila como favorita en el mediano-largo plazo.

Uno de los temas principales a solucionar en la seguridad energética es la movilidad y el transporte doméstico, por lo que actualmente se vive una transición lenta hacia los vehículos eléctricos [2].

Se espera que sean el principal medio de transporte en el futuro, ya

que es evidente que su impacto es considerable [3]–[5].

Los vehículos eléctricos se han posicionado como la solución más realista y óptima del momento para tener un cambio realmente importante, contribuyen con una menor cantidad de carbón al medio ambiente que los de combustión interna.

Permite un transporte sostenible utilizando energía limpia, a su vez contribuyen con el medio ambiente mediante la reducción de los gases de efecto invernadero y seguridad energética, utilizan electricidad la cual es generada la mayoría de las veces mediante fuentes naturales [63], [64].

Para lograr los objetivos descritos en el documento, se estructura de la siguiente manera: sección 2 contiene el análisis técnico y estado del arte; la sección 3 describe al vehículo eléctrico, batería y sus componentes; la sección 4 detalla el despacho económico, en el cual se desglosa el método de optimización, y el método de estimación de energía residual; la sección 4.2 formula el problema matemático para gestionar la energía residual y presentan un caso de estudio que evalúa el rendimiento del modelo de optimización; la sección 5 detalla restricciones; la sección 6 muestra resultados de la energía residual, del modelo de estimación de energía residual; del modelo de optimización; de la demanda y resultados de clientes con vehículos eléctricos, la sección 7 describe conclusiones de la investigación y la sección 8 indica los trabajos futuros.

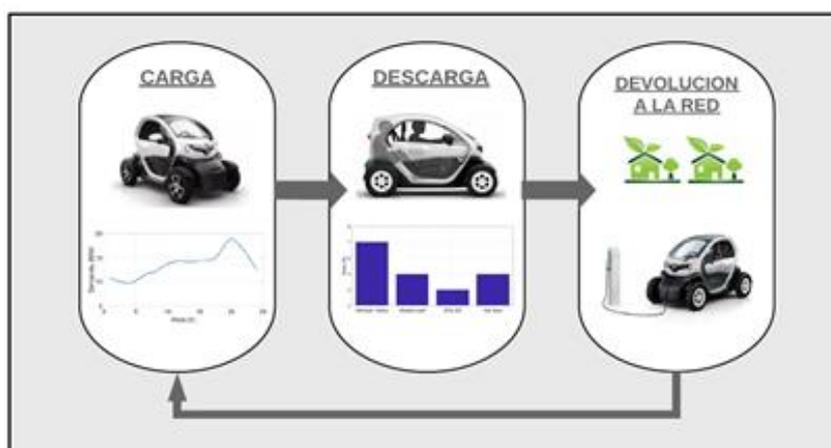


Figura 1. Gestión óptima de la energía residual de vehículos eléctricos

2. Informe Técnico

2.1 Micro redes

Una micro red se define como la integración de generación distribuida, almacenamiento energético y cargas controlables en redes eléctricas de distribución de bajo y medio voltaje [15]. En cuanto a la operación, pueden funcionar interconectadas entre sí, conectadas a una red principal o de forma aislada, una micro red debe contar con sistemas tecnológicos avanzados con el fin de operar y gestionar la red de manera eficiente y óptima [15], [16].

2.2 Generación distribuida

Tradicionalmente la producción de energía eléctrica se realiza mediante grandes centrales de generación eléctrica, mismas que están ubicadas donde existe el recurso o energético primario, por lo general es a largas distancias de los principales centros de carga [17]. Por otro lado, el concepto de generación distribuida se refiere a la dotación de varias centrales de pequeña capacidad ubicadas cerca de los centros de carga; esto con el objetivo de suplir con mejor calidad, confiabilidad y

seguridad las necesidades energéticas de esa red o micro red [17]–[20]. Las tecnologías de la generación distribuida son por lo general solar, eólica, biomasa, diésel, entre otras, sin embargo, actualmente se prefiere las energías renovables [17].

2.3 Respuesta a la demanda

Respuesta a la Demanda es la respuesta en el consumo eléctrico que tienen los clientes o consumidores ante ciertos mecanismos, como, por ejemplo, el precio variable de la energía. Varios mecanismos de respuesta a la demanda se los puede encontrar en [21]. La variación del consumo se realiza controlando la demanda de ciertas cargas o equipos eléctricos, como por ejemplo, sobre la iluminación, aire acondicionado, refrigeración, etc. [21], [22].

2.4 Almacenamiento energético

El almacenamiento energético es la capacidad de guardar energía en cualquiera de sus formas para utilizarla posteriormente cuando sea necesario [23]. Existen varias tecnologías en las redes eléctricas; estas son: baterías, súper-capacitores, volantes de inercia,

bombeo de agua, aire comprimido, superconductividad magnética, etc. Información detallada de estas tecnologías se las puede encontrar en [23]–[26].

3. Vehículo Eléctrico

Se entiende por vehículo eléctrico a un vehículo que es propulsado por uno o varios motores eléctricos y cuya energía proviene generalmente de baterías montadas sobre el mismo vehículo [27] [62].

3.1 Baterías

Las baterías son una tecnología de almacenamiento energético, guarda energía electroquímica y posteriormente la entrega como electricidad [23], [26]. Desde el punto de vista de la gestión de las baterías en redes eléctricas es necesario definir algunos parámetros propios de las baterías [30], [59]; estos se detallan a continuación:

3.2 Capacidad nominal Q

La capacidad nominal (Q) es la cantidad de electricidad que puede almacenar una batería bajo condiciones nominales de operación. La unidad de medida es el amperio-hora (Ah). Si se desea calcular la cantidad de energía que puede almacenar una batería es necesario multiplicar la capacidad nominal por el voltaje nominal, teniendo el resultado en Wh [24], [25].

3.3 Índice C

Se define como la corriente necesaria para cargar/descargar la batería en un periodo de una hora, es decir, la magnitud del índice C es igual a la capacidad Nominal, pero en unidades de A o mA. Por ejemplo, una batería de 1,2 Ah tiene un índice C de 1,2 A; si una batería se descarga

a 0,1 C el tiempo de descarga será de 10 horas, por el contrario si se descarga a 2 C el tiempo será de media hora [24].

3.4 Profundidad de descarga

La profundidad de descarga, es la capacidad removida de la batería dividida para la capacidad nominal. Si por ejemplo a una batería de $Q=1,2$ Ah se le ha removido 1 Ah, la DOD es 83,3% [24].

3.5 Ciclo de vida

El número de veces que la batería puede cargarse y descargarse manteniendo su capacidad de almacenamiento de energía [24], [25].

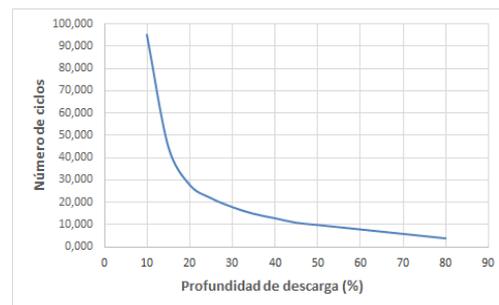


Figura 2. Relación Ciclos de Vida vs Profundidad de descarga

Los ciclos de vida tienen una relación logarítmica inversa con respecto a la DOD, tal como se muestra en la Figura 2; esta gráfica es obtenida de una batería de litio [31] y se puede apreciar que a una $DOD = 80\%$ los ciclos de vida son entre 4000 y 5000. Basado en esta observación, es importante destacar que los fabricantes recomiendan no descargar las baterías menos del 80% [25], [31], [58].

Tabla 1. Parámetros técnicos y económicos de las centrales de generación

TIPO	a_g	b_g	c_g	MW		C_{enc} [\\$]
				P_{min_g}	P_{max_g}	
H1	0,7	40	1,41	1,6	8	10,50
H2	0,75	50	1,41	1,2	6	13,02
T1	0,8	104,86	1,41	0,8	4	26,82
T2	0,85	124,86	1,41	0,4	2	32,18
E	-	80,14	-	0,12	0,60	-
FV	-	80,14	-	0,16	0,80	-

Es importante destacar los siguientes particulares:

i) Las centrales de tecnología solar y eólica no presentan costos de encendido o apagado C_{enc_g} .

ii) Los costos de encendido de las centrales hidráulicas se deben a un costo adjudicado al agua utilizada durante este proceso.

iii) Los costos que se cubren en los parámetros a_g, b_g, c_g abarcan tanto costos fijos como variables.

iv) Las centrales hidráulicas y térmicas tienen una relación costo-potencia no lineal; a diferencia de las centrales renovables no convencionales (solar y eólica).

Tabla 2. Datos técnicos de los vehículos eléctricos necesarios para el modelo de optimización y cantidad de clientes con vehículos eléctricos

Marca VE	Capacidad Bateria (kWh)	Potencia Cargador P_{nom_i} (kW)	# clientes
Renault Twizy	6,1	1,22	5
Nissan Leaf	30	6,6	25
BYD E5	60,5	7	40
Kia Soul EV	27	6,6	30

Considerando la demanda base del sistema, se ha determinado que 100 clientes de la micro red cuenten con vehículos eléctricos, de una de las cuatro marcas antes descritas. La cantidad de clientes por tipo de vehículo eléctrico se indica en la Tabla 2.

4. Despacho Económico

Se conoce como despacho económico al problema matemático que permite despachar la energía eléctrica de las diferentes centrales de generación, al menor costo posible, con el fin de abastecer la demanda del sistema y, cumpliendo todas las restricciones propias del problema [32].

Los costos de producción de cada unidad o central de generación se formulan en la ecuación (1).

$$C_g = \frac{a_g}{2} * P_g^2 + b_g * P_g + c_g \quad (1)$$

Donde:

C_g : costo en \$/h del generador g.

P_g : potencia producida por el generador g.

a_g, b_g, c_g : constantes características y propias de cada generador g.

La función objetivo del problema del despacho económico se presenta en la ecuación (2).

$$f_{od} = \min \sum_{g=1}^G C_g \quad (2)$$

Donde C_g se calcula a partir de la ecuación (1) de cada generador g.

Las restricciones son las siguientes:

La sumatoria de las potencias generadas por cada central de generación (P_g) debe ser igual a la demanda del sistema (P_T), ecuación (3).

$$P_T = \sum_{g=1}^G P_g \quad (3)$$

Cada central de generación debe operar dentro de sus límites de potencia, ecuación (4).

$$P_{min_g} \leq P_g \leq P_{max_g} \quad (4)$$

4.1 Modelo de estimación de energía residual de vehículos eléctricos

La importancia de estimar la energía residual se fundamenta en la planificación que se realiza antes de la operación de los sistemas eléctricos con el fin de tener un panorama de cómo se va a generar la energía y cómo va a operar el sistema [7], [8], [11], [32], [33].

Se debe realizar con base en información histórica por lo que se asume que la residencia cuenta con un medidor inteligente exclusivo para el cargador del vehículo eléctrico, teniendo entre sus funcionalidades el registro de la hora de conexión y desconexión del vehículo y la energía entregada en cada uno de estos periodos.

La ecuación (5) permite estimar un valor a partir de datos históricos con 95% de confianza.

$$ER_{est} = \min\left(\overline{ER} \pm z * \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right) \quad (5)$$

Donde:

\overline{ER} : es la media aritmética de los datos históricos de energía residual del vehículo eléctrico.

Energía residual se calcula como la diferencia entre Q_kWh - E_vend, en kWh.

σ : es la desviación estándar de los datos históricos de energía residual.

n : es la cantidad de observaciones de datos históricos.

z : es la inversa de una distribución normal acumulada, calculada con un valor de confianza de 95%.

De manera similar a lo calculado con la ecuación (5), se estima la hora de conexión del VE, al cargador, h_{ini_est} ; y la hora de desconexión del VE, del cargador, h_{fin_est} .

Como resultado de este modelo se obtienen tres variables: ER_{est} , h_{ini_est} y h_{fin_est} . Es importante destacar que este modelo debe diferenciar si son días laborables o fines de semana, para de acuerdo a esto, estimar la ER.

Con estos antecedentes, las variables independientes del modelo son:

- i) Fecha.
- ii) Hora de conexión del VE, al cargador (h_{ini})
- iii) Hora de desconexión del VE, del cargador (h_{fin}).
- iv) Energía vendida en dicho periodo (E_{vend}).
- v) Capacidad nominal de la batería en kWh (Q_{kWh}).

Algoritmo de estimación de energía residual de vehículos eléctricos

Inicializa $E_{vend}, h_{ini}, h_{fin}$

Paso 1: Importación de datos de entrada e inicialización de variables.

[Fecha, h_{ini} , h_{fin} , E_{vend} , Q_{kWh}] = xlsread('DatosHistoricos.xlsx')

Paso 2: Estimación de energía residual de VE y determinación de la hora de inicio y fin de carga de las baterías, por usuario, se diferencia días entre semana y fines de semana.

for usuario = 1:NumeroUsuarios

$$ER_{est} = \min\left(\overline{ER} \pm z * \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right)$$

$$h_{ini_est} = \min\left(\overline{h_{ini}} \pm z * \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right)$$

$$h_{fin_est} = \min\left(\overline{h_{fin}} \pm z * \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right)$$

end

Paso 3: Gráfica de resultados.

bar(ER_{est})

bar(h_{ini_est})

bar(h_{fin_est})

FIN

4.2 Formulación del problema de optimización de energía residual

Para la formulación del problema se parte de la optimización que se realiza sobre una micro red, sistema que interconecta cargas eléctricas y que cuenta con generación distribuida, respuesta a la demanda y almacenamiento energético.

En cuanto a la generación distribuida, esta puede ser de cualquier tecnología, sea renovable o no renovable, o el equivalente de una red eléctrica principal.

El almacenamiento energético para esta investigación no será fijo, ya que se basa en la gestión óptima de la energía residual de los vehículos eléctricos cuando estos se conectan a los cargadores en las residencias.

Con estos antecedentes, la formulación del problema se centra en la minimización de los costos de producción de la energía eléctrica.

4.3 Demanda

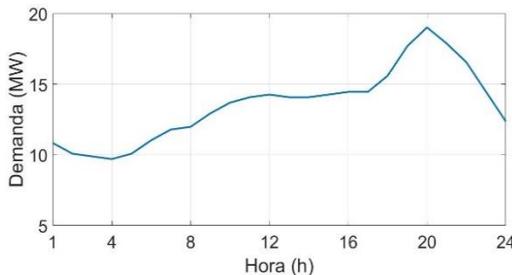


Figura 3. Curva de carga para el caso de estudio

En la Figura 3 esta curva de carga corresponde a la variable P_{base_h} del modelo.

Teniendo como base la demanda definida en la sección anterior, se ha seleccionado seis centrales de generación: dos hidráulicas (H), dos térmicas (T), una solar (FV) y una eólica (E), con potencias nominales tal que se ajusten a la demanda de la micro red.

Los parámetros técnicos y económicos necesarios para el modelo son: $a_g, b_g, c_g, P_{min,g}, P_{max,g}$ y C_{enc_g} ; los cuales se detallan en la Tabla 1 y son obtenidos con base en [51]–[56].

4.4 Función Objetivo

La función objetivo se detalla en la ecuación (6), la cual minimiza los costos totales de producción durante un periodo definido de 24 horas o un día.

$$FO = \min \sum_{h=1}^H \sum_{g=1}^G [I_{g,h} * C_{g,h} + C_{enc_{g,h}}] \quad (6)$$

Donde:

h : hora del día; toma valores enteros desde 1 hasta $H = 24$.

g : número de generador de la microred, desde $g=1$ hasta $g = G$.

$I_{g,h}$: variable binaria que indica si la central g , a la hora h , se encuentra encendida o apagada, 1 y 0 respectivamente.

La determinación de $C_{g,h}$ y $C_{enc_{g,h}}$ se detalla a continuación:

$C_{g,h}$: costo de producción de la generadora g a la hora h , en \$; se calcula a partir de la ecuación (7).

$$C_{g,h} = a_g * P_{g,h}^2 + b_g * P_{g,h} + c_g \quad (7)$$

Dónde:

a_g, b_g, c_g : constantes características de la central generadora g .

$P_{g,h}$: energía producida por la generadora g a la hora h .

$C_{enc_{g,h}}$: costo de encendido o apagado de la central g a la hora h , en \$. Este costo se añade solamente en las centrales que necesitan de un tiempo de encendido o apagado como lo son las térmicas. Se calcula

de la siguiente manera [32], [33], [39]:

$$\begin{aligned} \text{si } I_{g,h-1} = I_{g,h} &\rightarrow C_{enc_{g,h}} = 0 \\ \text{si } I_{g,h-1} \neq I_{g,h} &\rightarrow C_{enc_{g,h}} = C_{g,h} * t_{enc} \end{aligned}$$

Donde:

$C_{g,h}$: se calcula mediante la ecuación (7) para una $P_{g,t}$ = potencia mínima de operación de la generadora g .

t_{enc} : es el tiempo que demora en encenderse o apagarse la máquina, generalmente alrededor de 15 minutos [32], [33], [39], [61].

4.5 Caso de estudio

Los modelos de estimación y optimización antes definidos se evalúan sobre un caso de estudio que contempla una micro red, misma que se fundamenta en cierto grado en el sistema eléctrico aislado de Galápagos; esto puesto que es el sistema más idóneo y sobre el cual se realizan programas de eficiencia energética, energías renovables, almacenamiento energético, movilidad eléctrica, etc., en el Ecuador [47]–[51].

A continuación, se especifican los datos del caso de estudio:

Basado en [49], la demanda máxima del caso de estudio se establece en 19,02 MW. De [50] se obtiene la curva de carga diaria en por unidad (pu), la cual multiplicada por la demanda máxima, se consigue la curva diaria en MW, tal como se observa en la Figura 16.

5. Restricciones

Lo importante en un modelo de optimización son las restricciones, ya que definen las bandas y los límites de las variables independientes. A continuación, se detallan las mismas agrupadas de acuerdo con su temática.

5.1 Balance de potencia

La restricción del balance de potencia indica que la potencia base de la microrred sin la incorporación de vehículos a la hora h , más la potencia entregada por las baterías de los vehículos a la hora h debe ser igual a la energía producida por las centrales generadoras del sistema, tal como se muestra en la condición (8) [32], [33].

$$P_{base_h} + P_{ER_h} = \sum_{g=1}^G P_{g,t} \quad (8)$$

Donde:

P_{base_h} : es la potencia base (kW) de la micro red sin la incorporación de VE, a la hora h .

P_{ER_h} : es la potencia (kW) demandada o entregada por las baterías de los vehículos eléctricos a la hora h . Si el vehículo se encuentra cargando entonces P_{ER_h} es positivo; por el contrario, si las baterías del vehículo eléctrico realizan respuesta a la demanda, es decir, están entregando a la micro red su energía residual, entonces P_{ER_h} es negativo.

5.2 Reserva rodante

La reserva rodante (P_{rod_h}) es una cantidad de potencia que debe estar disponible (capacidad rodante) con el objetivo de que el sistema eléctrico pueda soportar cambios repentinos en la demanda. La reserva rodante del sistema se establece para este trabajo como 10% de P_{base_h} [40], [41]. La relación que debe cumplir la reserva rodante se indica en la condición (9).

$$P_{base_h} + P_{rod_h} \leq \sum_{g=1}^G I_{g,h} * P_{max_g} \quad (9)$$

Donde:

P_{max_g} : es la potencia máxima o nominal a la que puede operar la generadora g .

5.3 Límites de potencia

La producción (kW o MW) de cada unidad de generación g debe encontrarse dentro de sus límites de operación, tal como lo indica la condición(10) [32], [33].

$$P_{min_g} \leq P_{g,t} \leq P_{max_g} \quad (10)$$

Donde:

P_{min_g} : potencia mínima a la que puede operar la generadora g .

5.4 Almacenamiento de energía de Vehículos Eléctricos

Las baterías de los vehículos eléctricos tienen las siguientes restricciones operativas:

i) La profundidad de descarga máxima debe ser definida. Para esta investigación se determina en 80% de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes [42]–[46]. Ver condición (11).

$$DOD_{max} \leq 80\% \quad (11)$$

ii) El índice C máximo de carga/descarga debe ser definido de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes o de acuerdo a la potencia nominal del cargador/inversor instalado en la residencia. Para esta investigación se asumirá la potencia nominal del cargador/inversor [42]–[45].

Se entiende por “carga” cuando el vehículo eléctrico se encuentra conectado a la micro red; y por “descarga” se entiende cuando el vehículo eléctrico está entregando o vendiendo la energía residual de sus

baterías a la micro red. Ver condiciones (12) y (13).

$$P_{carga_i} \leq P_{cargador_i} \quad (12)$$

$$P_{descarga_i} \leq P_{cargador_i} \quad (13)$$

Donde:

i : es el VE del cliente i .

iii) La batería del vehículo eléctrico debe estar cargada al 100% antes de la hora a la cual suele desconectar el usuario para utilizarlo por las mañanas.

5.5 Restricciones de P_{ER_h}

Como se determinó, P_{ER_h} puede ser positivo o negativo, dependiendo si la batería se encuentra cargando o descargando, respectivamente. Cuando se encuentra cargando, la potencia máxima demandada de la red debe ser inferior o igual a la potencia nominal del cargador/inversor. Ver condición (14).

$$P_{ER_i} \leq P_{nom_i} \quad (14)$$

Donde:

P_{nom_i} : es la potencia nominal del cargador/inversor del vehículo eléctrico del cliente i .

Cuando la batería se encuentra descargándose, la potencia máxima de descarga debe cumplir las restricciones de las condiciones (15) y (16),

$$-P_{ER_i} \leq P_{nom_i} \quad (15)$$

$$-P_{ER_i} = \frac{ER}{int} \quad (16)$$

Donde:

int : es un número entero positivo que define en cuantas horas se entregará la ER a la micro red.

5.6 Optimización

La optimización de la función objetivo de la condición (6) se realiza desde dos aristas:

Minimizar los costos de producción de la energía eléctrica.

Realizar respuesta de la demanda al encontrar el valor óptimo de la variable P_{ER_i} , en cada una de las horas del día h , para cada cliente i , cumpliendo las restricciones de las condiciones (14), (15) y (16).

Algoritmo de optimización de energía residual de vehículos eléctricos para una óptima respuesta a la demanda

Inicializa $P_{base,g,h}$

Paso 1: Importación de datos de entrada e inicialización de variables.

```
[P_base_h] = xlsread('DemandaBase.xlsx')
[a_g, b_g, c_g, P_min_g, P_max_g, C_enc_g] =
xlsread('DatosGeneradores.xlsx')
[P_nom_i, Q_i, C_i] = xlsread('DatosVE.xlsx')
ER_i, h_ini_est_i, h_fin_est_i
```

Paso 2: Optimización.

```
[P_g,h, CostoDespacho_g,h] = min (a_g *
P_g,h^2 + b_g * P_g,h + c_g, restricciones);
```

$$\text{CostoUnitEnergia} = \frac{\text{CostoDespacho}_h}{P_{base_h}}$$

while error > 0.00001

```
{
CostoUnitEnergia_1 = CostoUnitEnergia
[P_ER_i, CostoDespacho_g,h] = min
(CostoUnitEnergia_1*(P_base_h + P_ER_i),
restricciones)
```

```
[P_g,h, CostoDespacho_g,h] = min (a_g *
P_g,h^2 + b_g * P_g,h + c_g, restricciones);
```

$$\text{CostoUnitEnergia} = \frac{\text{CostoDespacho}_h}{P_{base_h}}$$

$$\text{error} = \text{sum}(|\text{CostoUnitEnergia}_1 - \text{CostoUnitEnergia}|)$$

```
}
```

Paso 3: Gráfica de resultados.

```
plot (CostoDespacho_h)
plot (sum(CostoDespacho_h))
plot (P_base_h + P_ER_i)
plot (factor de carga)
```

FIN

6. Resultados

La finalidad del presente trabajo fue analizar los resultados de la energía residual de vehículos eléctricos para una óptima respuesta a la demanda.

6.1 Energía residual de vehículos eléctricos

Para determinar la energía residual de los vehículos eléctricos conectados a la micro red es necesario contar con datos históricos de acuerdo con lo definido en la metodología de la sección 3.

Los datos históricos para este caso de estudio se obtienen a partir de otras variables estadísticas que son: horas trabajadas y uso del tiempo; mismas que se obtienen de [57]; y de un componente aleatorio.

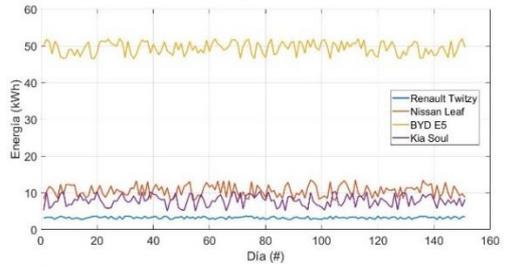


Figura 4. Serie temporal de la energía cargada diariamente a cuatro VE de la micro red

En la Figura 4 se visualiza los datos históricos de la energía cargada para cuatro clientes, cada uno con un vehículo eléctrico de diferente marca. Es importante destacar que el BYD E5 consume más energía diariamente que las otras marcas, esto puesto que la capacidad de sus baterías y su tamaño es mayor.

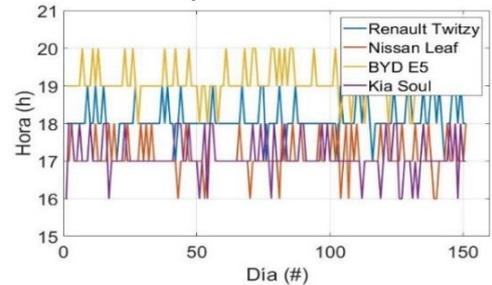


Figura 5. Serie temporal de la hora de conexión del VE al cargador de la residencia

En la Figura 5 se presenta la hora a la cual se conecta el vehículo eléctrico al cargador, son cuatro clientes con diferentes marcas de vehículo, se observa que la diferencia entre clientes es entre una y cuatro horas.

6.2 Modelo de estimación de energía residual de vehículos eléctricos

El modelo de estimación de energía residual de vehículos eléctricos detallado en la sección 2.2 se evalúa con los datos de entrada mostrados en la sección 4.

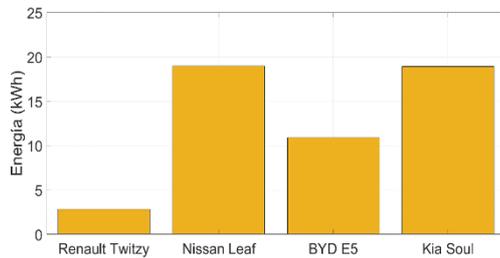


Figura 6. Valores estimados de energía residual para cuatro clientes con diferentes marcas de VE

En la Figura 6 se presenta la energía residual estimada para cuatro clientes que cuentan con diferentes marcas de vehículos eléctricos. Evidentemente la energía residual de cada vehículo difiere considerablemente puesto que la capacidad nominal y el tamaño de cada VE es diferente. Así por ejemplo el Renault Twitzy al ser un vehículo de pequeñas dimensiones presenta una ER relativamente pequeña en comparación a VE como el Nissan Leaf o el Kia Soul que tienen mayores dimensiones y prestaciones.

La estimación de energía residual es obtenida por medio de datos históricos de cada cliente, a través de los medidores inteligentes que se encuentran conectados en cada residencia.

Cada marca de vehículo tiene un número de clientes como se muestra en la Tabla 2.

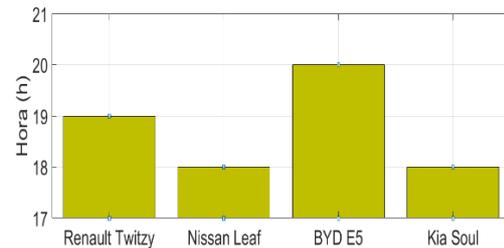


Figura 7. Estimación de la hora de conexión del VE al cargador, para cuatro clientes con diferentes marcas de vehículos eléctricos

En la Figura 7 se observa los valores estimados de la hora en que los clientes llegan a sus residencias para conectar su vehículo al cargador. A manera de ejemplo, se presentan los resultados para cuatro clientes que cuentan con diferentes marcas de vehículos eléctricos.

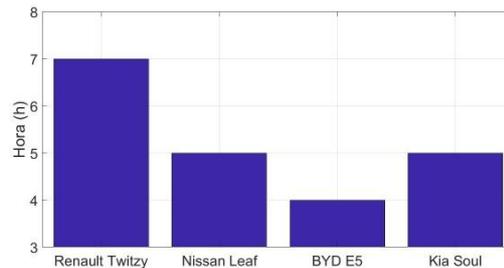


Figura 8. Estimación de la hora de desconexión del VE del cargador, para cuatro clientes con diferentes marcas de vehículos eléctricos

En la Figura 8 se observa los valores estimados de la hora en que los clientes desconectan el vehículo por las mañanas para realizar sus labores diarias.

6.3 Modelo de optimización

El modelo de gestión para una óptima respuesta a la demanda detallado en la sección 4 se aplica en el caso de estudio descrito en el inciso 3, utilizando además los resultados del modelo de estimación presentados en la sección 4.1.

Para poder cuantificar el rendimiento y los beneficios del modelo de optimización planteado en esta investigación se realizan tres

escenarios y los cuales se describen a continuación:

- i) Base: este escenario consiste en realizar el despacho económico de las centrales generadoras para cubrir la demanda base de la micro red, P_{base_h} , sin considerar la demanda de VE ni la optimización de la ER.
- ii) Base + VE: consiste en realizar el despacho económico de las centrales eléctricas para cubrir la demanda base, P_{base_h} , más la demanda de los VE. No se considera que la ER de los VE pueda ser entregada a la microred.
- iii) Base + VE + Opt: teniendo como base el escenario “Base + VE”, se añade el modelo de optimización de energía residual de vehículos eléctricos para una óptima respuesta a la demanda.

De esta manera se logra medir el rendimiento del modelo de optimización al comparar el escenario “Base + VE + Aporte de energía a la red” al escenario sin gestión de la RD “Base + VE”. Adicionalmente, al comparar los escenarios “Base + VE” y “Base” se puede cuantificar el impacto de los VE en una micro red.

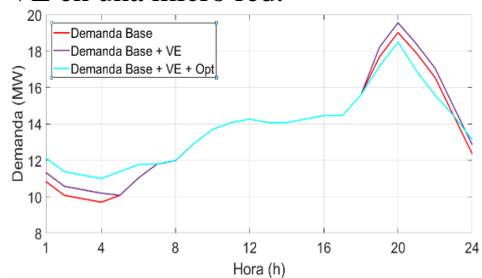


Figura 9. Serie temporal de la demanda del sistema, comparación de escenarios

En la Figura 9 se muestra la serie temporal de la demanda del sistema para los tres escenarios. La demanda “Base” es la misma que se muestra en la Figura 11 en demanda “Base +

VE” se observa que los VE aumentan el pico de carga de la curva de demanda, lo cual no es recomendable desde el punto de vista técnico ni económico; la demanda “Base + VE + Aporte de energía a la red” por el contrario reduce el pico de carga en la hora pico y transfiere esta demanda a las horas valle donde es más barato cargar las baterías de los vehículos eléctricos y la red está menos congestionada.

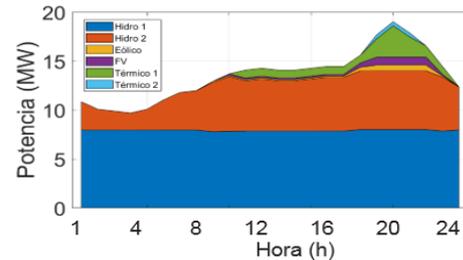


Figura 10. Despacho económico por central generadora para cubrir la demanda “Base”

Comparando la Figura 11 con la Figura 10 se observa que el ingreso de vehículo eléctrico a la micro red hace que dicha energía provenga de centrales térmicas, lo cual es contraproducente con la tendencia actual de la eficiencia energética y la sostenibilidad energética. Solamente con la aplicación de un modelo de gestión óptimo de la energía residual de vehículos eléctricos se puede disminuir el impacto del ingreso de los mismos, y en ciertos casos, hasta mejorar las condiciones anteriores de la micro red.

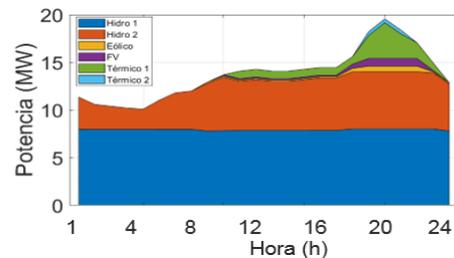


Figura 11. Despacho económico por central generadora para cubrir la demanda “Base + VE”

Al comparar la Figura 11 con la Figura 12, donde se evidencia que en las horas pico se puede prescindir de la central térmica 2.

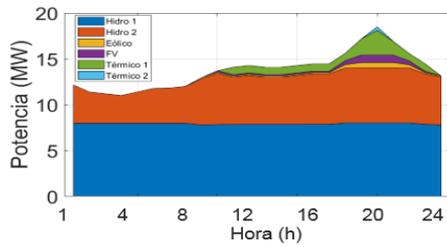


Figura 12. Despacho económico por central generadora para cubrir la demanda “Base + VE + Aporte de energía a la red”

En la Figura 10, Figura 11 y Figura 12 se presenta el despacho económico de cada una de las seis centrales de generación detalladas en la Tabla 1, para cubrir la demanda “Base”, “Base + VE” y “Base + VE + Aporte de energía a la red”. Se observa que el despacho se realiza primero con las centrales más económicas (hidroeléctricas), seguidas de las renovables (fotovoltaicas y eólicas) y finalmente las de mayor costo que son las térmicas.

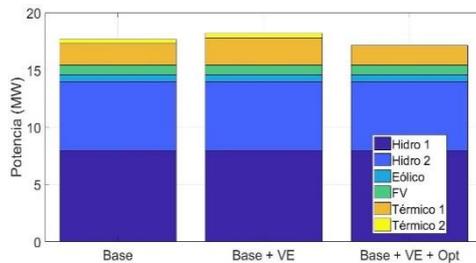


Figura 13. Despacho económico a las 19 horas para los escenarios “Base”, “Base + VE” y “Base + VE + Aporte de energía a la red”

En la Figura 13 se compara el despacho económico de los tres escenarios a las 19 horas, de donde se concluye que mediante el modelo de optimización se puede prescindir de una central térmica.

Es importante destacar que la demanda que se reduce en las horas pico se transfiere a las horas valle (horas de la madrugada), la misma

que es suministrada por medio de centrales hidráulicas. Este es un punto importante ya que reduce la contaminación por la quema de combustibles fósiles y hace que la movilidad eléctrica sea sustentable y sostenible.

Por otro lado, el modelo de optimización al transferir demanda de las horas pico a las horas valle hace que se reduzca la cargabilidad de la red eléctrica, teniendo una curva de carga ligeramente más plana. Esto se puede cuantificar por medio del factor de carga, el cual se muestra en la Figura 14.

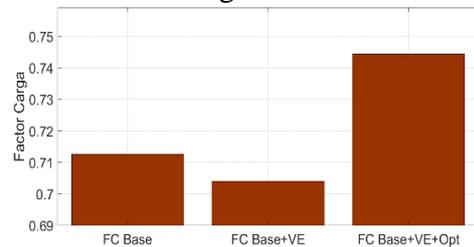


Figura 14. Factor de carga de la micro red para los escenarios “Base”, “Base + VE” y “Base + VE + Aporte de energía a la red”

Los valores para los tres escenarios “Base”, “Base + VE” y “Base + VE + Aporte de energía a la red” son: 0,7125, 0,7042 y 0,7445.

Esto permite concluir que el ingreso de VE tiene una repercusión negativa ya que incrementa la cargabilidad de la micro red y hace que su curva de carga sea menos plana. Por el contrario, una óptima gestión de la energía residual de los vehículos eléctricos permite mejorar el factor de carga y por ende la cargabilidad y confiabilidad de la micro red.

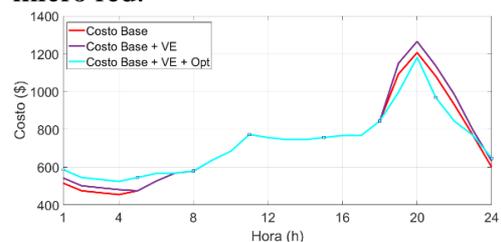


Figura 15. Serie temporal del costo de generación, comparación de escenarios

Desde el punto de vista económico, en la Figura 15 se muestra la serie temporal de los costos de producción para cubrir la demanda de los tres escenarios. El comportamiento de los costos es similar al de la demanda; los VE hacen que el costo de producción sea superior en las horas de pico de carga; sin embargo, la optimización de la ER de los VE permite disminuir los costos a las horas pico donde el costo marginal de generación es mayor y transferirlos a las horas donde el costo marginal es menor, horas valle.

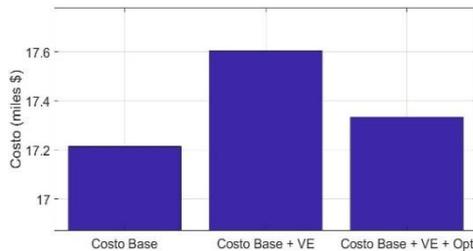


Figura 16. Costo total diario de producción de energía eléctrica, comparación de resultados

Al integrar las curvas de la Figura 15 se obtiene el costo total de la energía de un día, los cuales se muestran en la Figura 16. Esta gráfica permite concluir que la penetración de vehículos eléctricos produce un incremento en los costos de generación de la red; sin embargo, el modelo de optimización permite reducir los costos del impacto de los vehículos sustancialmente. Los costos diarios de los tres escenarios son: 17,21; 17,6 y 17,33 miles de \$, respectivamente.

6.4 Clientes con vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos que se han tomado en cuenta para este caso de estudio son los que principalmente se comercializan en el Ecuador: Renault Twizy, Nissan Leaf, BYD E5 y Kia Soul.

Los datos técnicos necesarios son: capacidad nominal de las baterías (Q) y potencia nominal del cargador (P_{nom_i}). Estos datos se obtienen de las hojas técnicas de cada marca [42]–[45] y se detallan en la Tabla 2.

7. Conclusiones

Se concluye que el modelo de gestión de la energía residual de vehículos eléctricos para una óptima respuesta a la demanda propuesto en esta investigación tiene efectos positivos desde el punto de vista técnico, económico y energético.

Desde el punto de vista técnico, el modelo de optimización permite mejorar el factor de carga, pasando desde 0,7042 a 0,7445; esto indica una curva de carga más plana, una disminución de la cargabilidad de las redes y un mejoramiento en la confiabilidad y seguridad de la red, logrando así, dar un mejor servicio al cliente.

Desde el punto de vista económico, el modelo de optimización permite reducir los costos de producción de electricidad de 17,6 a 17,33 miles de \$ diarios, lo cual representa un ahorro de 270 \$/diarios o 1,5%. De manera anual, esto significa cerca de 100 mil dólares.

Por otro lado, y desde el punto de vista energético, al implementar el modelo de gestión propuesto en esta investigación se logra volver sustentable y sostenible la penetración de vehículos eléctricos ya que la electricidad de las baterías se carga a las horas valle, es decir, a la madrugada, donde la energía proviene de centrales renovables como son las hidroeléctricas, y cuyo costo es sumamente inferior.

Desde el punto de vista de la seguridad y sostenibilidad energética, se puede observar en esta investigación que para cubrir la demanda de los vehículos eléctricos es necesario aumentar la producción de las centrales térmicas, es decir, la electricidad de los vehículos proviene de combustibles fósiles lo cual va en contra de la eficiencia energética y el cuidado medioambiental.

Los problemas antes descritos pueden ser solucionados o minimizados con el simple hecho de implementar el modelo de optimización propuesto en esta investigación. La penetración de vehículos eléctricos a una red eléctrica o a una micro red tiene un impacto negativo si no se gestiona de manera óptima las horas de carga de las baterías de los vehículos. Esto se puede cuantificar mediante el factor de carga, el cual disminuye de 0,7125 a 0,7042; indicando que la curva de carga del sistema es menos plana y que la cargabilidad del sistema aumenta. Estos particulares disminuyen la confiabilidad y la seguridad de la micro red, lo cual no es recomendable.

Además, de las Figura 11 y Figura 12 se observa que los vehículos eléctricos incrementan la demanda desde las 5 pm hasta las 5 am del siguiente día, lo cual es perjudicial en las horas pico (6 a 10 pm). La disminución en los costos no proviene solamente de la gestión de la demanda, sino que al transferir la carga de las baterías de las horas pico a las horas valle, se logra prescindir de una o varias centrales térmicas, reduciendo los costos de encendido y reduciendo la cantidad de reserva rodante.

8. Trabajos Futuros

El modelo de optimización aquí planteado podría robustecerse al incluir:

- i) Pérdidas de energía en la micro red al realizar el despacho económico.
- ii) Costos de utilizar la energía residual de los vehículos eléctricos ya que al incrementar la profundidad de descarga de las baterías su vida útil se reduce.

9. Referencias

- [1] B. CEPAL, OLADE, “Eficiencia Energética en América Latina y el Caribe: Avances y Oportunidades,” p. 118, 2017.
- [2] V. Guayanlema, L. Fernandez, and K. Arias, “Análisis de indicadores de desempeño energético del Ecuador,” Enerlac, vol. I, no. ISSN 2602-8042, p. 122, 2017.
- [3] N. B. M. Shariff, M. Al Essa, and L. Cipcigan, “Probabilistic analysis of electric vehicles charging load impact on residential Distributions Networks,” 2016 IEEE Int. Energy Conf. ENERGYCON 2016, pp. 1–6, 2016.
- [4] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses, and M. A. S. Masoum, “Voltage profile and THD distortion of residential network with high penetration of plug-in electrical vehicles,” IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT Eur., no. 4, pp. 1–6, 2010.
- [5] OLADE, Recomendaciones de Política para el Sector Energético de América Latina y El Caribe en apoyo a la Implementación de las NDCs. 2017.

- [6] E. Garcia and I. Isaac, "Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users," 2016 IEEE Ecuador Tech. Chapters Meet. ETCM 2016, 2016.
- [7] W. Ongsakul and J. G. Singh, "Electric vehicles and Network reconfiguration."
- [8] S. Shojaabadi, S. Abapour, M. Abapour, and A. Nahavandi, "Optimal planning of plug-in hybrid electric vehicle charging station in distribution network considering demand response programs and uncertainties," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 13, pp. 3330–3340, 2016.
- [9] R. Johal, Ravi, and D. K. Jain, "Demand response as a load shaping tool integrating electric vehicles," 2016 IEEE 6th Int. Conf. Power Syst. ICPS 2016, 2016.
- [10] D. Thomas, C. S. Ioakimidis, V. Klonari, F. Vallée, and O. Deblecker, "Effect of electric vehicles' optimal charging-discharging schedule on a building's electricity cost demand considering low voltage network constraints," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 4–9, 2017.
- [11] B. Kim, "Smart charging architecture for between a plug-in electrical vehicle (PEV) and a smart home," 2013 Int. Conf. Connect. Veh. Expo, ICCVE 2013 - Proc., pp. 306–307, 2013.
- [12] N. B. Arias, J. F. Franco, M. Lavorato, and R. Romero, "Metaheuristic optimization algorithms for the optimal coordination of plug-in electric vehicle charging in distribution systems with distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 142, pp. 351–361, 2017.
- [13] Z. Yang, K. Li, and A. Foley, "Computational scheduling methods for integrating plug-in electric vehicles with power systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 396–416, 2015.
- [14] S. R. Marjani, "A Novel Hybrid Intelligent Method for Static Var Compensator Placement in Distribution Network with Plug-In Hybrid Electrical Vehicles Parking," pp. 323–330, 2015.
- [15] C. L. Moreira and J. A. Peças Lopes, "MicroGrids Dynamic Security Assessment," *Ieee*, vol. 1-4244–63, pp. 26–32, 2007.
- [16] A. Kavousi-Fard and A. Khodaei, "Efficient integration of plug-in electric vehicles via reconfigurable microgrids," *Energy*, vol. 111, pp. 653–663, 2016.
- [17] Fenercom, "Guía Básica de la Generación Distribuida," *Fund. la Energía la Comunidad Madrid*, 2007.
- [18] J. H. Angelim and C. M. Affonso, "Impact of distributed generation technology and location on power system voltage stability," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 4, pp. 1758–1764, 2016.
- [19] S. Carvajal and J. M. Jiménez, "Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico," *Rev. Tecnura*, vol. 17, no. 35, pp. 77–89, 2012.
- [20] N. Hazem, M. A. Elshahed, and Z. H. Osman, "Optimal Placement of Dispatchable and Non- Dispatchable Distributed Generation of Different Technologies," no. December, pp. 19–21, 2017.
- [21] I. N. G. A. Ghia, *Análisis de*

- respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos. 2009.
- [22] V. Pradhan, V. Balijepalli, and S. Khaparde, "An Effective Model for Demand Response Management Systems of Residential Electricity Consumers," *Ieee Syst.*, pp. 1–12, 2014.
- [23] R. A. Huggins, *Energy Storage*. 2010.
- [24] N. Kularatna, "Energy storage devices for electronic systems," *Energy Storage Devices Electron. Syst.*, 2015.
- [25] A. F. Zobaa, *Energy Storage Technologies*. .
- [26] Z. Zhou, M. Benbouzid, J. Frédéric Charpentier, F. Scuiller, and T. Tang, "A review of energy storage technologies for marine current energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 18, pp. 390–400, 2013.
- [27] K. Van Dijck, "Guía del Vehículo Eléctrico.," *Fund. la Energía la Comunidad Madrid. Conserjería Econ. y Hacienda la Comunidad Madrid, Espana.*, pp. 70–95, 2009.
- [28] A. Kavousi-Fard, A. Abbasi, M. A. Rostami, and A. Khosravi, "Optimal distribution feeder reconfiguration for increasing the penetration of plug-in electric vehicles and minimizing network costs," *Energy*, vol. 93, pp. 1693–1703, 2015.
- [29] X. Hu et al., "Short-Term Load Forecasting with Radial Basis Functions and Singular Spectrum Analysis for Residential Electric Vehicles Recharging Control," 2015.
- [30] C. Morente Fernández, "Análisis y modelado del comportamiento de baterías para vehículos eléctricos," 2015.
- [31] Saft, "Batería de Litio Ión Evolucion." 2013.
- [32] J. Grainger and W. J. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia," *Cenace, Uanl*. p. 743, 1996.
- [33] J. D. Glover, *Power System Analysis and Design*, Fifth edit. 2012.
- [34] F. S. Hillier and G. J. Lieberman, *Investigación de operaciones*. McGraw-Hill, 2015.
- [35] V. Hernández Morales, E. Ramos Méndez, and R. Vélez Ibarrola, *Modelos probabilísticos y optimización*. Ediciones Académicas, 2011.
- [36] M. A. Goberna, V. Jornet, and R. Puente, *Optimización lineal: teoría, métodos y modelos*. McGraw-Hill/Interamericana de España, 2004.
- [37] M. R. Spiegel, R. Gómez Castillo, H. Honorato Cervantes, M. del C. E. Hano Roa, and G. Nagore Cázares, *Probabilidad y estadística*. McGraw Hill, 2010.
- [38] R. E. Walpole, R. H. Myers, S. L. Myers, and R. Cruz, *Probabilidad y estadística para ingenieros*. Prentice Hall, 1999.
- [39] H. Wu, M. Shahidehpour, and M. E. Khodayar, "Hourly Demand Response in Day-Ahead Scheduling Considering Generating Unit Ramping Cost," pp. 1–9, 2013.
- [40] S. R. K, L. K. Panwar, B. K. Panigrahi, and R. Kumar, "Optimal Demand Response Allocation in Resource Scheduling with Renewable Energy Penetration."
- [41] C. Sahin, M. Shahidehpour, and I. Erkmen, "Allocation of Hourly Reserve Versus Demand Response for Security-Constrained Scheduling of Stochastic Wind Energy," vol. 4,

- no. 1, pp. 219–228, 2013.
- [42] BYD, “BYD E5.”2016 .
- [43] KIA, “Kia Soul EV,” 2016.
- [44] Nissan, “Nissan Leaf.”2015
- [45] Renault, “Renault Twizy-Users Manual,” 2016.
- [46] SAFT, “Hybrid electric military vehicle battery (HEMV) Rechargeable lithium-ion battery system,” no. August, 2012.
- [47] Elecgalapagos, “Informe de la presidencia ejecutiva a la junta general de accionistas por el ejercicio economico correspondiente al independiente al periodo 1 de enero - 31 de diciembre de 2012,” pp. 1–24, 2013.
- [48] G. Report, Galapagos report 2011 - 2012. 2012.
- [49] Micse, Meer, and Arconel, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015,” Arconel, p. 300, 2016.
- [50] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 - 2020,” p. 30, 2009.
- [51] Wilson Pérez and J. Méndez, “Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano,” 2011.
- [52] CENACE, “Factores de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador al año 2011.”
- [53] Evwind, “Proyectos de energía solar y eólica en Ecuador.” [Online]. Available: <https://www.evwind.com/2013/01/31/las-energias-renovables-en-ecuador-proyectos-de-eolica-y-energia-solar-fotovoltaica/>.
- [54] MEER, “Villonaco.” [Online]. Available: <http://www.energia.gob.ec/villonaco-inicio-operaciones/>.
- [55] A. Riofrio, “Modelización de una micro red fotovoltaica aplicada a equipos de cocción por inducción para el reemplazo de GLP,” 2015.
- [56] Sendeco, “Precios CO2.” [Online]. Available: <http://www.sendeco2.com/es/precios-co2>.
- [57] INEC, “home – Instituto Nacional de Estadística y Censos.” Aug-2018].
- [58] E. García, B. Benalcázar and I. Isaac “Analysis of the Voltage Profile by the Insertion of Electric Vehicles in the Distribution Network Considering Response to Demand.”2017.
- [59] E. García, and I. Isaac, “Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users,” 2016.
- [60] E. García and I. Isaac “optimal demand response for the recharging of electric vehicles in micro-networks type of service station by allocation of energyresources”2018.
- [61] E. García and I. Isaac “Multi-objective optimization for the management of the response to the electrical demand in commercial users”2017.
- [62] E. García, A. Aguila, I. Isaac, J. González and G. López “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms
- [63] F. Castillo, A. Aguila, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation”2016.
- [64] V, Orejuela, D. Arias and A. Aguila, “Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador”2015.

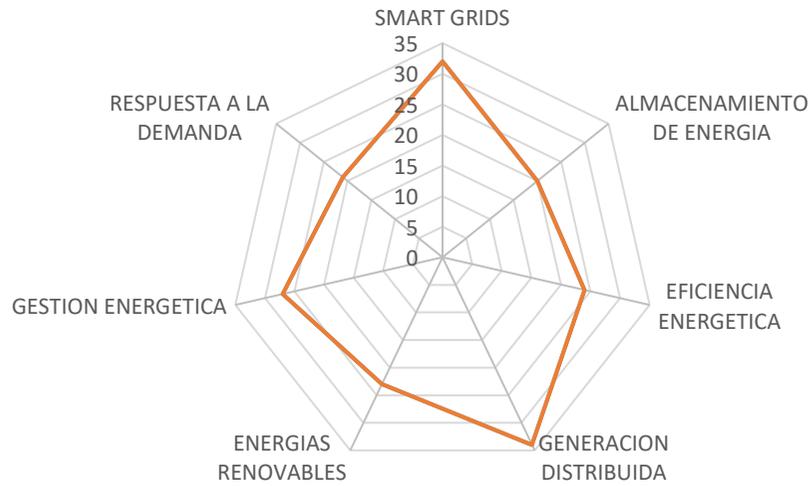
10. Estado del Arte

GESTIÓN ÓPTIMA DE LA ENERGÍA RESIDUAL DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN USUARIOS RESIDENCIALES PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA USANDO PROGRAMACIÓN LINEAL																					
DATOS			TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	MICROREDES	GENERACION DISTRIBUIDA	RESPUESTA A LA DEMANDA	ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	DESPACHO ECONÓMICO	ESTIMACIÓN DE ENERGÍA RESIDUAL DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	MINIMIZAR COSTOS TOTALES DE PRODUCCIÓN	BALANCE DE POTENCIA	RESERVA RODANTE	LÍMITES DE POTENCIA	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	DEMANDA	CENTRALES DE GENERACIÓN	CLIENTES CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	MODELO DE ESTIMACIÓN DE ENERGÍA RESIDUAL	MODELO DE OPTIMIZACIÓN	ALGORITMO
1	2017	Eficiencia Energética en América Latina y el Caribe: Avances y Oportunidades		❖	□	❖	❖	□	□	❖	❖	❖	□	❖	□	❖	□	❖	□	□	□
2	2017	Análisis de indicadores de desempeño energético del Ecuador		❖	❖	□	❖	❖	❖	□	❖	□	❖	□	❖	❖	❖	❖	□	□	□
3	2016	Probabilistic analysis of electric vehicles charging load impact on residential Distributions Networks		❖	❖	❖	□	❖	□	❖	❖	❖	❖	❖	❖	□	❖	□	❖	❖	□
4	2010	Voltage profile and THD distortion of residential network with high penetration of plug-in electrical vehicles		❖	□	□	❖	❖	❖	❖	❖	□	❖	□	□	❖	□	□	❖	□	□
5	2017	Recomendaciones de Política para el Sector Energético de América Latina y El Caribe en apoyo a la Implementación de las NDCs.		❖	□	❖	❖	❖	□	❖	❖	❖	❖	❖	□	❖	□	□	❖	□	□
6	2016	Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users Smart Grid		❖	❖	❖	□	❖	□	❖	□	□	❖	□	□	❖	□	□	□	□	□
7	2015	Electric vehicles and Network reconfiguration		□	❖	❖	❖	❖	□	❖	□	❖	□	❖	❖	□	□	□	□	□	□
8	2016	Optimal planning of plug-in hybrid electric vehicle charging station in distribution network considering demand response programs and uncertainties		❖	❖	❖	□	❖	❖	❖	❖	❖	❖	❖	❖	❖	□	❖	❖	□	□
9	2016	Demand response as a load shaping tool integrating electric vehicles		❖	❖	❖	❖	□	❖	❖	❖	❖	□	❖	❖	❖	□	□	□	□	□
10	2017	Effect of electric vehicles' optimal charging-discharging schedule on a building's electricity cost demand considering low voltage network constraints		□	❖	❖	❖	❖	❖	❖	❖	□	❖	❖	❖	❖	❖	□	❖	□	□
11	2013	Smart charging architecture for between a plug-in electrical vehicle (PEV) and a smart home		❖	❖	❖	□	❖	□	□	□	❖	□	□	□	❖	□	□	□	□	□
12	2017	Metaheuristic optimization algorithms for the optimal coordination of plug-in electric vehicle charging in distribution systems with distributed generation		□	□	❖	❖	❖	□	❖	□	□	❖	❖	□	□	□	❖	❖	❖	❖

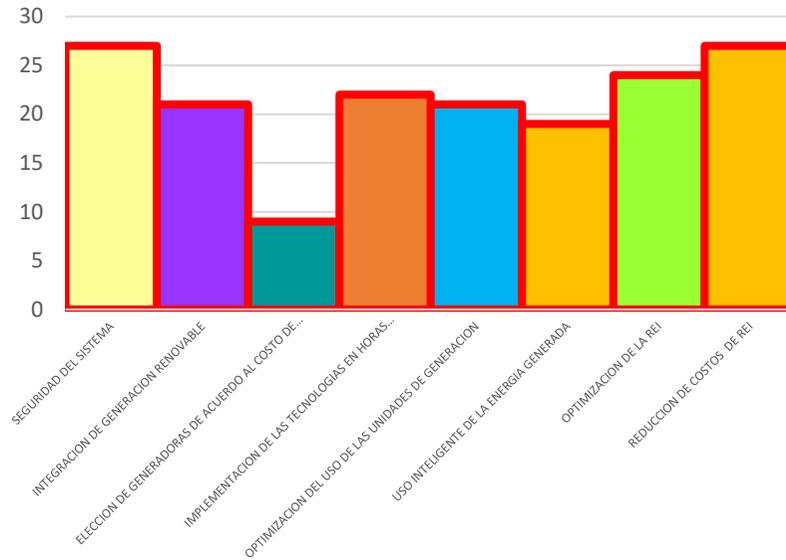
13	2015	Computational scheduling methods for integrating plug-in electric vehicles with power systems: A review	◆	◆	□	◆	□	◆	◆	□	◆	◆	◆	◆	□	□	□	◆	□	□
14	2015	A Novel Hybrid Intelligent Method for Static Var Compensator Placement in Distribution Network with Plug-In Hybrid Electrical Vehicles Parking	◆	◆	□	□	□	◆	□	□	□	□	◆	□	□	□	□	□	□	□
15	2007	MicroGrids Dynamic Security Assessment	◆	□	□	□	◆	□	□	□	□	□	◆	□	□	□	□	□	□	□
16	2016	Efficient integration of plug-in electric vehicles via reconfigurable microgrids	◆	□	□	□	◆	◆	□	◆	□	◆	□	□	□	□	□	□	□	□
17	2007	Guía Básica de la Generación Distribuida	□	◆	□	□	□	□	◆	□	◆	◆	□	□	□	◆	□	□	□	□
18	2016	Impact of distributed generation technology and location on power system voltage stability	□	□	◆	□	◆	□	□	◆	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
19	2012	Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico	□	◆	□	◆	□	□	◆	□	□	◆	□	□	◆	□	◆	◆	□	□
20	2017	Optimal Placement of Dispatchable and Non- Dispatchable Distributed Generation of Different Technologies	□	◆	◆	□	□	□	◆	◆	□	□	□	□	□	◆	□	□	□	□
21	2009	Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos.	□	□	◆	□	◆	□	□	□	□	□	□	□	◆	□	□	◆	□	□
22	2014	An Effective Model for Demand Response Management Systems of Residential Electricity Consumers	□	□	◆	□	□	◆	□	□	◆	□	□	□	◆	◆	◆	◆	□	□
23	2010	Energy Storage	□	□	□	◆	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
24	2015	Energy storage devices for electronic systems,	□	◆	◆	□	□	◆	□	◆	□	□	◆	□	□	◆	□	□	□	□
25	2009	Energy Storage Technologies	□	□	◆	□	◆	□	□	□	◆	□	□	□	□	◆	◆	◆	□	□
26	2013	A review of energy storage technologies for marine current energy systems	□	□	□	◆	□	□	◆	□	□	□	◆	□	□	◆	□	□	□	□
27	2009	Guía del Vehículo Eléctrico	□	□	□	□	◆	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
28	2015	Optimal distribution feeder reconfiguration for increasing the penetration of plug-in electric vehicles and minimizing network costs	□	□	□	□	◆	□	□	□	□	□	□	□	◆	◆	□	□	□	□
29	2015	Short-Term Load Forecasting with Radial Basis Functions and Singular Spectrum Analysis for Residential Electric Vehicles Recharging Control	□	□	◆	□	◆	□	◆	□	□	□	◆	□	□	◆	□	□	◆	□
30	2015	Análisis y modelado del comportamiento de baterías para vehículos eléctricos	□	□	▪	□	◆	□	◆	□	□	□	▪	□	□	▪	□	□	◆	□
31	2013	Batería de Litio Ión Evolon	□	□	▪	□	◆	□	◆	□	□	□	▪	□	□	▪	□	□	▪	□
32	1996	Analisis de Sistemas de Potencia	□	□	▪	□	◆	□	▪	□	□	□	▪	□	□	▪	□	□	▪	□
33	2012	Power System Analysis and Design	□	□	▪	□	◆	□	▪	□	□	□	▪	□	□	▪	□	□	▪	□
34	2015	Investigación de operaciones	□	□	▪	□	▪	□	▪	□	□	□	▪	□	□	▪	□	□	◆	□
35	2011	Modelos probabilísticos y optimización	□	□	▪	□	▪	□	▪	□	□	□	▪	□	□	▪	□	□	◆	□
36	2004	Optimización lineal : teoría, métodos y modelos	□	□	▪	□	◆	□	▪	□	□	□	▪	□	□	▪	□	□	◆	□

37	2010	Probabilidad y estadística		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
38	1999	Probabilidad y estadística para ingenieros		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
39	2013	Hourly Demand Response in Day-Ahead Scheduling Considering Generating Unit Ramping Cost		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
40	2016	Optimal Demand Response Allocation in Resource Scheduling with Renewable Energy Penetration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
41	2013	Allocation of Hourly Reserve Versus Demand Response for Security-Constrained Scheduling of Stochastic Wind Energy		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
42	2016	BYD E5		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
43	2016	Kia Soul EV		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
44	2015	Nissan Leaf		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
45	2016	Renault Twizy-Users Manual		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
46	2012	Hybrid electric military vehicle battery (HEMV) Rechargeable lithium-ion battery system		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
47	2013	Informe de la presidencia ejecutiva a la junta general de accionistas por el ejercicio económico correspondiente al periodo 1 de enero – 31 de diciembre 2012		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
48	2012	Galapagos report 2011 - 2012		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
49	2016	Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
50	2009	Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 - 2020		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
51	2011	Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
52	2012	Factores de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador al año 2011		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
53	2013	Proyectos de energía solar y eólica en Ecuador.		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
54	2016	Villonaco		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
55	2015	Modelización de una micro red fotovoltaica aplicada a equipos de cocción por inducción para el reemplazo de GLP		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
56	2016	Precios CO2		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>
57	2018	home – Instituto Nacional de Estadística y Censos		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	◆	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	▪	<input type="checkbox"/>

TEMÁTICA



SOLUCIÓN DADA MEDIANTE



FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

