

**PROGRAMACIÓN DE RECURSOS PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA
POR LA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN MICRO-REDES**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERA ELÉCTRICA**

**TEMA:
PROGRAMACIÓN DE RECURSOS PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA
POR LA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN MICRO-REDES**

**AUTORA:
GISSELA ROCÍO JÁUREGUI MÉNDEZ**

**DIRECTOR:
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

Quito, enero 2018

Gissela Rocío Jáuregui Méndez

**PROGRAMACIÓN DE RECURSOS PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA
A LA DEMANDA POR LA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE
EN MICRO-REDES**

Universidad Politécnica Salesiana
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Gissela Rocío Jáuregui Méndez (Y'1991-M'02). Estudiante de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Áreas de interés: Generación distribuida, respuesta a la demanda, micro-redes, energía renovable.
gjauregui@est.ups.edu.ec



Dirigido por:

Edwin Marcelo García Torres (Y'1978 -SM10). Se graduó en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana y de Master en Gestión de Energía en la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2016. Actualmente se encuentra trabajando para su doctorado en Ingeniería con la Universidad Pontificia Bolivariana. Área de interés: respuesta a la demanda, sistemas de automatización - Scada, microgrids, sistemas de energía renovable, generación distribuida y smart grid. Actualmente es miembro del Girei (Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - Smart Grid Research Group).
egarcia@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

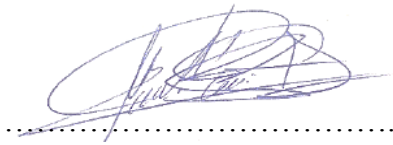
Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser 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
©2018 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Edwin Marcelo García Torres declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación **PROGRAMACIÓN DE RECURSOS PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA POR LA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN MICRO-REDES** realizado por **Gissela Rocío Jáuregui Méndez**, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, enero 2018



Edwin Marcelo García Torres

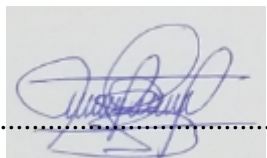
Cédula de identidad: 180308740-0

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, **Gissela Rocío Jáuregui Méndez** con documento de identificación N° **171784590-1** 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: “PROGRAMACIÓN DE RECURSOS PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA POR LA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN MICRO-REDES”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERA ELÉCTRICA, 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.

Firma



Nombre: Gissela Rocío Jáuregui Méndez

Cédula: 171784590-1

Fecha: Quito, enero 2018

DEDICATORIA

Dedico de manera muy especial a mi madre Rosi, por ser el pilar fundamental de mi vida, por ser la mujer que simplemente me llena de felicidad y orgullo, tus esfuerzos madrecita linda y tu amor para mí son invaluable, eres el principal cimiento de mi vida profesional, te amo y no va a haber manera de recompensar todo lo que me has dado y por lo cual estoy inmensamente agradecida.

A mi padre José, mi abuelito Lucas y a mi angelito más preciado Stephanie por ser las principales personas involucradas en la culminación de esta etapa de mi vida, gracias por su apoyo y su motivación.

A mi amado Carlos Andrés por su apoyo incondicional y su confianza, a pesar de las adversidades de la vida hemos salido adelante, gracias por tu comprensión cariño y amor.

AGRADECIMIENTO

Primero doy gracias a Dios por todas las bendiciones recibidas, por la sabiduría y fortaleza obtenidas para la culminación de este trabajo.

A la Universidad Politécnica Salesiana, por abrirme sus puertas y ser mi segundo hogar durante los últimos años; a los profesores de esta querida institución, por los conocimientos compartidos durante esta etapa estudiantil.

Agradezco en especial al Ing. Marcelo García MSc., Director de este trabajo, por brindarme su apoyo, confianza y sobre todo por ser la persona quien supo guiarme correctamente durante el desarrollo del mismo.

Finalmente agradezco a todas las personas que me acompañaron, apoyaron moralmente y creyeron en mí durante esta etapa.

ÍNDICE GENERAL

1.	Introducción	2
2.	Marco Teórico	3
2.1	<i>Centrales convencionales y no convencionales</i>	3
2.2	<i>Micro-red eléctrica</i>	3
2.2.	<i>Elementos de una micro-red eléctrica.....</i>	3
2.3	<i>Baterías</i>	3
2.3.1	<i>Capacidad nominal</i>	4
2.3.2	<i>Índice de carga/descarga (C-rate).....</i>	4
2.3.3	<i>Profundidad de descarga (DOD).....</i>	4
2.3.	<i>Ciclo de vida</i>	4
2.4	<i>Despacho económico</i>	4
3.	Formulación del Problema	5
3.1	<i>Función objetivo.....</i>	5
3.2	<i>Restricciones</i>	6
3.2	<i>Balance de potencia</i>	6
3.2.2	<i>Reserva rodante</i>	6
3.2.	<i>Límites de potencia</i>	6
3.2.	<i>Respuesta a la demanda (RD).....</i>	7
3.2.5	<i>Almacenamiento de energía (AE)</i>	7
4.	Caso de estudio	7
4.1	<i>Demanda de la REI.....</i>	7
4.2	<i>Centrales de generación eléctrica</i>	7
4.3	<i>Almacenamiento de energía con banco de baterías</i>	8
4.4	<i>Respuesta a la demanda.....</i>	8
5.	Metodología de solución	8
5.1	<i>Paso 1: Despacho Económico Horario</i>	8
5.1.1	<i>Pseudocódigo</i>	9
5.2	<i>Paso 2: Integración del AE.....</i>	9
5.2.1	<i>Pseudocódigo</i>	10
5.3	<i>Paso 3: Integración de RD.....</i>	10
5.3.1	<i>Pseudocódigo</i>	11
6.	Resultados y análisis	11
6.1	<i>Escenario I.....</i>	11
6.2	<i>Escenario II.....</i>	12
6.3	<i>Escenario III.....</i>	12
6.4	<i>Comparación de resultados</i>	13
7.	Conclusiones	14
8.	Trabajos Futuros.....	15
9.	Referencias.....	15
9.1	<i>Estado del Arte</i>	18

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva de carga para el caso de estudio.....	7
Figura 2. Esquema de optimización por programación dinámica.....	10
Figura 3. Costo incremental de las centrales de generación y de la respuesta a la demanda	11
Figura 4. Potencia generada y demanda total del sistema, escenario I.....	12
Figura 5. Costo total de generación y costo por central, escenario I.....	12
Figura 6. Potencia generada y demanda total del sistema, escenario II.....	12
Figura 7. Costo total de generación y costo por central y, escenario II.....	12
Figura 8. Potencia generada y demanda total del sistema, escenario III.....	13
Figura 9. Costo total de generación y costo por central, escenario III.....	13
Figura 10. Curvas del costo horario total de los tres escenarios planteados	13
Figura 11. Costo total de los tres escenarios planteados.....	14
Figura 12. Factor de carga de los tres escenarios planteados.....	14

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros técnicos de los generadores con despacho económico.....	8
Tabla 2. Características del banco de baterías del caso de estudio	8
Tabla 3. Características de la RD del caso de estudio.....	8

PROGRAMACIÓN DE RECURSOS PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA POR LA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN MICRO-REDES

Resumen

Con la transición de las redes eléctricas tradicionales hacia las Redes Eléctricas inteligentes (REI), continuamente se presentan desafíos para gestionar todos los recursos energéticos y tecnológicos con las que cuenta la REI, buscando siempre suministrar al cliente un producto de calidad y al menor costo.

En base a lo precitado, este trabajo formula una función objetivo con sus correspondientes restricciones, permitiendo minimizar los costos de la REI mediante una gestión óptima de recursos energéticos. La función objetivo incluye costos de: generación convencional, generación con fuentes renovables no convencionales, encendido/apagado de máquinas térmicas, almacenamiento de energía con baterías y respuesta a la demanda.

Para resolver el problema matemático antedicho se desarrolla una metodología de solución basada en programación dinámica, la cual permite visualizar el impacto de la implementación secuencial del almacenamiento energético y la respuesta a la demanda en una red eléctrica. Finalmente, se evalúa el modelo planteado en una REI basada en el sistema eléctrico aislado de Galápagos, obteniendo resultados positivos desde el punto de vista técnico y económico.

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

Abstract

With the transition from traditional electricity grids to smart grid (SG), challenges are continually presented to manage all the energy and technological resources that the SG has, always seeking to provide the customer with a quality product at the lowest cost.

Based on the aforementioned, this paper formulates an objective function with its corresponding restrictions, allowing to minimize the costs of the SG through an optimal management of energy resources. The objective function includes costs of: conventional generation, generation with non-conventional renewable sources, on / off of thermal machines, storage of energy with batteries and response to demand.

To solve the aforementioned mathematical problem, a solution methodology based on dynamic programming is developed, which allows visualizing the impact of the sequential implementation of energy storage and the response to demand in an electricity network. Finally, the model proposed in an REI based on the isolated electrical system of the Galapagos is evaluated, obtaining positive results from the technical and economic point of view.

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

1. Introducción

En los últimos tiempos la demanda de energía eléctrica ha venido creciendo constantemente de manera lineal, y en ciertos casos exponencial, debido a dos factores fundamentales: el crecimiento poblacional y la tendencia tecnológica por el uso de la electricidad [1]–[3].

En este sentido, el crecimiento de la demanda genera un verdadero desafío hacia los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) para suministrar la energía eléctrica con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad, eficiencia y economía; los principales inconvenientes están relacionados al incremento de la capacidad de generación y transformación, permisos de vía para expansión de líneas de transmisión, permisos ambientales [2], [4]. Como solución al problema precitado, es evidente que existen dos alternativas: incrementar la generación y/o reducir la carga. Para el primer caso (incrementar la generación), esta se puede realizar de manera centralizada (forma tradicional) o distribuida. Se conoce por generación centralizada a grandes centrales de producción eléctrica ubicadas lejos de los centros de carga [2], [4], [5].

Por otra parte, la Generación Distribuida (GD) es una medida relativamente nueva que tiene como idea fundamental la dotación de centrales de pequeña o mediana escala ubicadas dentro o cerca de los centros de carga, logrando así, mejorar la prestación del servicio eléctrico [6]–[8]. Adicionalmente y debido a la tendencia del cuidado del medio ambiente, la GD apunta principalmente a ser renovable, mediante energía eólica, solar, mini y micro hidráulica, geotérmica, biomasa, cogeneración, etc., las cuales se conocen como renovables no convencionales (RNC) [1], [8], [9].

Para el segundo caso, reducir la demanda eléctrica, actualmente se maneja el concepto de Respuesta a la Demanda

(RD), la cual se enfoca en gestionar la carga en ciertos momentos/periodos donde la operación del SEP puede ser crítica, dándole al usuario/cliente ciertos incentivos económico para reducir su potencia de consumo [10]–[13].

Por otro lado, y salvo contadas excepciones, en la actualidad se debe cumplir el criterio de balance entre generación y carga, sin embargo, el futuro es la implementación de sistemas de almacenamiento energético a gran escala, con el objetivo de gestionar la energía eléctrica producida por centrales de tecnología solar, eólica, biomasa cogeneración y mini y macro hidráulica. Bajo este contexto, la infraestructura que permite la incorporación de todas las tecnologías antes mencionadas se conoce como Red Eléctrica Inteligente (REI), que no es nada más, que la combinación de las actuales redes eléctricas, con una sofisticada red de telecomunicaciones; incluyendo medidores y actuadores inteligentes como por ejemplo: medidores de energía AMI, re-conectores automáticos, telemedición, centros de control, sistemas de manejo energético, etc. [1], [6]–[8], [14]. De lo precitado, es evidente el desafío que representa gestionar todas estas tecnologías para suministrar al cliente un servicio de calidad y al menor costo.

Es por esto que, precisamente en este trabajo, se formula y define el problema matemático (función objetivo y restricciones) que permite minimizar los costos de una Red Eléctrica Inteligente (REI) que cuente con generación centralizada, generación distribuida (GD), respuesta a la demanda (RD) y almacenamiento de energía mediante bancos de baterías [15], [16]. En relación a la optimización, esta se realiza desde el punto de vista económico y para un periodo de 24 horas/1 día [9], [11], [12], [14], [16]–[19].

La gestión del almacenamiento energético se basa en programar los periodos a los cuales se carga o descarga

las baterías para obtener una reducción de costos; por ejemplo, cargar a las horas de demanda base y despacharlas en horas de demanda pico. La respuesta a la demanda se gestiona para reducir los costos de la REI, solamente en los casos cuando generar electricidad sea más caro que dejar de suministrar esta energía al cliente; un ejemplo de esto es cuando se enciende una central térmica, con un costo de producción elevado, solamente en la hora de demanda pico.

Para cumplir con los objetivos propuestos este trabajo se organiza de la siguiente manera: la sección 2 contiene el estado del arte y el marco teórico referente a micro-redes, baterías y despacho económico; la sección 3 formula el problema, la función objetivo y las restricciones; la sección 4 presenta el caso de estudio; la sección 5 desarrolla una metodología secuencial de solución de la función objetivo; la sección 6 evalúa la metodología de solución en el caso de estudio antedicho; y la sección 7 sintetiza las conclusiones y recomendaciones de todo el trabajo.

2. Marco Teórico

2.1 Centrales convencionales y no convencionales

En el Ecuador se clasifican a las centrales de producción eléctrica en convencionales y no convencionales.

Se entiende por convencionales a las centrales que tienen como fuente primaria a un tipo de energía que se ha venido explotando tradicionalmente y que generalmente son a gran escala; estas son: hidroeléctricas de mediana y gran escala y, termoeléctricas de vapor, gas y diésel. A nivel mundial, en esta clasificación se incorporan centrales de carbón y de cualquier derivado del petróleo [2], [4], [41].

Las centrales no convencionales utilizan como fuente primaria energías que no se han venido explotando tradicionalmente y pueden ser renovables o no renovables,

sin embargo, generalmente son renovables y se conocen como Renovables No Convencionales (RNC); además suelen ser de pequeña escala, teniendo como ejemplo centrales fotovoltaicas, eólicas, mini y micro hidráulicas, biomasa, geotermia [39], [40], [41].

2.2 Micro-red eléctrica

Es una red eléctrica de pequeña escala que puede suministrar energía a una población estando o no conectada a una red eléctrica primaria, es decir, cuenta con generación distribuida. Adicionalmente, debe tener la tecnología que permita la integración de sistemas de almacenamiento, energías renovables, medidores y actuadores inteligentes, sistemas de control, etc.

Una micro red tiene como objetivo, permitir el intercambio bidireccional de energía y mejorar la calidad del suministro [1], [2].

2.2.1 Elementos de una micro-red eléctrica

Para satisfacer la demanda del sistema es importante considerar los elementos que conforman una micro-red, los cuales se detallan a continuación [6]–[8], [14]:

- Sistemas de generación distribuida.
- Almacenamiento de energía.
- Técnicas de gestión de carga.
- Sistemas de monitoreo y control de flujo de potencia.

2.3 Baterías

Es un grupo de celdas las cuales pueden almacenar energía eléctrica en forma de energía electroquímica [20], [21].

Para el caso donde se las utiliza en REI, como bancos de baterías, es importante definir cierta terminología la cual se detalla a continuación:

2.3.1 Capacidad nominal

Es la cantidad de energía eléctrica nominal que puede ser almacenada en una batería bajo condiciones idóneas de operación, este parámetro se define en amperios-hora (Ah) [22], [23].

A manera de ejemplo, una batería de 12 voltios y 10 Ah, puede almacenar una energía de $12 \times 10 = 120 \text{Wh}$.

2.3.2 Índice de carga/descarga (C-rate)

Se define como la corriente (amperios) de carga/descarga igual a la Capacidad Nominal. Por ejemplo, una batería de 10 Ah tiene un C-rate de 10A; si se descarga a 1 C-rate (1C), es decir 10 A, podrá entregar esta corriente durante una hora ($12 \text{V} \times 10 \text{A} \times 1 \text{h} = 120 \text{Wh}$); si se descarga a 0,1 C (1A) proporciona energía por 10 horas ($12 \text{V} \times 1 \text{A} \times 10 \text{h} = 120 \text{Wh}$); si se descarga a 2 C (20 A) suministra energía por 0,5 horas ($12 \text{V} \times 20 \text{A} \times 0,5 \text{h} = 120 \text{Wh}$), suponiendo que inicialmente está completamente cargada. De esta forma, se simplifica el manejo de la intensidad con la que se puede cargar o descargar una batería, indistintamente de sus características [22].

2.3.3 Profundidad de descarga (DOD)

Se conoce como profundidad de descarga DOD, a la cantidad de energía extraída actualmente en una batería en relación a la capacidad nominal, definida en porcentaje [22].

Por ejemplo, si una batería posee una capacidad nominal de 120 Ah se le ha extraído hasta el momento 40 Ah, la DOD de la batería es $(120 \text{Ah} - 40 \text{Ah}) / 120 \text{Ah} = 33.3\%$.

Generalmente los fabricantes recomiendan no descargar las baterías bajo un DOD determinado.

2.3.4 Ciclo de vida

Es una medida de la cantidad de veces que se puede cargar/descargar una

batería. Este parámetro está directamente relacionado con la DOD, a menores DOD mayor cantidad de ciclos de vida tiene la batería, y viceversa.

La relación entre el Ciclo de Vida y la DOD es de la forma exponencial e^{-x} .

A modo de ejemplo, una batería de litio tiene un ciclo de vida de 4000 recargas a una DOD de 20%, y más de 100 mil recargas a una DOD de 80% [22], [23].

2.4 Despacho económico

El problema de despacho económico tiene como objetivo minimizar el costo de producción de energía eléctrica satisfaciendo una cierta cantidad de restricciones, es decir, se calcula la potencia entregada por cada central, para cumplir con la demanda del sistema al menor costo posible [4], [5].

Para determinar el despacho económico es necesario expresar los costos de producción de cada unidad o central (\$/h), en función de la salida de potencia (kW, MW, etc.); esta relación se puede aproximar a una relación cuadrática como la mostrada en la ecuación (1).

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

Dónde:

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 la ecuación de cada generador g.

Al derivar la ecuación (1) con respecto a la potencia, se obtiene lo que se conoce como Costo Incremental (λ_g) en \$/kWh, tal como se muestra en la ecuación (2); el λ_g representa el costo marginal de producir una unidad más de potencia, es decir, un kW adicional [4], [5].

$$\lambda_g = \frac{dC_g}{dP_g} = a_g * P_g + b_g \quad (2)$$

Una vez que se tienen las relaciones de las ecuaciones (1) y (2) de cada central que opera en el SEP, se determina el despacho económico, cuando todas las centrales tienen los costos incrementales (λ_g) iguales, es decir $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \dots = \lambda_N$.

Dado que el Costo Incremental (λ_T) es común para todas las generadoras, este se calcula mediante las ecuaciones (3), (4) y (5), donde P_T es la potencia total del sistema.

$$\lambda_T = a_T * P_T + b_T \quad (3)$$

$$a_T = \left(\sum_{g=1}^G \frac{1}{a_g} \right)^{-1} \quad (4)$$

$$b_T = a_T * \left(\sum_{g=1}^G \frac{b_i}{a_g} \right) \quad (5)$$

Definido λ_T , se procede a calcular la potencia que entrega cada central, despejando P_g de la ecuación (2). Si la potencia calculada de un generador quebranta los límites de operación, se establece dicho generador en el umbral de potencia infringido.

Posteriormente, se calcula un nuevo costo incremental común para los demás generadores [4], [5]. No se considera pérdidas al despacho económico, pero, como restricción se tiene que la sumatoria de las potencias de salida de las centrales (P_g), debe ser igual a la potencia de la carga o potencia total del sistema (P_T), ver ecuación (6).

$$P_T = \sum_{g=1}^G P_g \quad (6)$$

3. Formulación del Problema

La formulación del problema se basa en minimizar los costos de producción de energía eléctrica en una Red Eléctrica Inteligente, integrando las siguientes

tecnologías: despacho de centrales convencionales, despacho de centrales renovables no convencionales (RNC), programación de las horas de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento de energía mediante bancos de baterías y, gestión de la respuesta a la demanda.

En lo referente a costos de generación, se considera los costos fijos y variables, incluyendo el costo de encendido/apagado de máquinas térmicas [4], [5], [19] [15], [24].

Para el caso de RNC, específicamente para tecnologías que producen electricidad en ciertas horas del día (ej. Eólica y fotovoltaica), se entenderá que cuentan con sistemas propios de almacenamiento capaces de entregar energía a cualquier hora del día. Este sistema de almacenamiento propio no está sujeto al problema de optimización de este trabajo.

El sistema de almacenamiento de la REI se optimiza programando las horas de carga y descarga de energía, para horas base y de punta, respectivamente [15], [16]. De acuerdo a lo precitado, a continuación, se formula matemáticamente el problema.

3.1 Función objetivo

El objetivo general es minimizar los costos de la REI, mediante la programación de recursos (generación convencional y RNC, respuesta a la demanda, AE), en un lapso de tiempo, el cual se define en este trabajo de 24 horas o un día. En este contexto, en la ecuación (7) se presenta la función objetivo [15], [17], [25].

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{g=1}^G [I_{g,t} * C_{gen}(g,t) + C_{en}(g)] + [I_{RD}(t) * C_{RD}(t)] + [C_{AE}(t)] \right\} \quad (7)$$

Dónde:

El periodo de tiempo es desde la hora $t = 1$ hasta $T = 24$.

G : cantidad de generadores convencionales o RNC.

$I_{g,t}$: variable binaria que es 1 cuando la central g se encuentra encendida y 0 cuando está apagada, en la hora t .

$I_{RD}(t)$: variable binaria que es 1 cuando se reduce la demanda del sistema (respuesta a la demanda, RD) y 0 en la situación contraria; en la hora t .

$C_{gen}(g, t)$, $C_{en}(g)$, $C_{RD}(t)$, $C_{AE}(t)$: variables que se calculan mediante otras ecuaciones y las cuales se detallan a continuación:

$C_{gen}(g, t)$: costo de producción de la generadora g en la hora t ; se calcula mediante la ecuación (8) [4], [5].

$$C_{gen}(g, t) = a_g * P_g^2(g, t) + b_g * P_g(g, t) + c_g \quad (8)$$

Dónde:

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

P_g : potencia de despacho de la central g a la hora t .

$C_{en}(g)$: costo de encender la central g . Se calcula mediante la ecuación (9) [4], [5], [24].

$$\begin{aligned} 0 &\rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = I_{g,t} \\ C_{en}(g) &\rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = 0 \text{ y si } I_{g,t} = 1 \end{aligned} \quad (9)$$

$C_{RD}(t)$: costo que se debe pagar a los clientes por la respuesta a la demanda (RD), la cual se calcula mediante una relación cuadrática como la mostrada en la ecuación (10) [10]–[15], [26].

$$C_{RD}(t) = a_{RD} * P_{RD}^2(t) + b_{RD} * P_{RD}(t) + c_{RD} \quad (10)$$

Dónde:

a_{RD}, b_{RD}, c_{RD} : Constantes características de la respuesta a la demanda.

P_{RD} : Potencia de que se reduce a los usuarios con repuesta a la demanda, a la hora t .

$C_{AE}(t)$ es el costo de despachar energía desde las baterías, en 50 \$/MWh, a la hora t . En este trabajo este valor se toma como constante y no es resultado de una ecuación. Además, el costo de cargar las baterías se transfiere al costo de producir dicha energía, es decir, a la ecuación (8) [4], [20].

3.2 Restricciones

3.2.1 Balance de potencia

En la hora t , la potencia de la carga $P_{carga}(t)$ debe ser igual a la sumatoria de: la potencia de despacho de las centrales (convencionales y RNC), la potencia reducida por la respuesta a la demanda $P_{RD}(t)$ y la potencia de despacho de las baterías $P_{AE}(t)$; tal como se muestra en la ecuación (11) [4], [5], [27].

$$P_{carga}(t) = P_{RD}(t) + P_{AE}(t) + \sum_{g=1}^G I_{g,t} * P_{gen}(g, t) \quad (11)$$

3.2.2 Reserva rodante

Del sistema se calcula mediante la ecuación (12), donde la potencia de la reserva rodante (P_{res}) se define para este trabajo como 10% de la potencia de la carga, de acuerdo a [15], [18].

$$P_{carga}(t) - P_{RD}(t) - P_{AE}(t) + P_{res} \leq \sum_{g=1}^G I_{g,t} * P_{max}(g) \quad (12)$$

3.2.3 Límites de potencia

La potencia de despacho de cada central de generación debe estar dentro de los límites de operación, tal como se muestra en la ecuación (13) [4], [5].

$$P_{min}(g) \leq P_{gen}(g, t) \leq P_{max}(g) \quad (13)$$

3.2.4 Respuesta a la demanda (RD)

La potencia gestionada mediante la RD debe estar dentro de los límites establecidos en la ecuación (14). La potencia máxima de RD P_{max}^{RD} se puede calcular mediante un porcentaje de la potencia de carga $P_{carga}(t)$.

$$0 \leq P_{RD}(t) \leq P_{max}^{RD}(t) \quad (14)$$

3.2.5 Almacenamiento de energía (AE)

Para el AE mediante bancos de baterías se tiene las siguientes restricciones:

La sumatoria de la energía cargada y despachada del banco de baterías debe ser cero, en el periodo de tiempo definido (24 horas); ver ecuación (15).

$$\sum_{t=1}^T P_{bat}^{carga}(t) = \sum_{t=1}^T P_{bat}^{descarga}(t) \quad (15)$$

La máxima profundidad de descarga de las baterías (DOD) debe ser definida; 80% para este trabajo.

La máxima corriente de carga/descarga (C-rate) debe ser restringida de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

4. Caso de estudio

El caso de estudio propuesto es una REI que se fundamenta en gran medida en el sistema eléctrico aislado de Galápagos, dado que esta red tiene la particularidad de ser idónea para la implementación de generación distribuida, RD, eficiencia energética, AE, etc. [28]–[32].

A continuación, se especifican estas características técnicas.

4.1 Demanda de la REI

Para el caso de estudio, se establece una demanda máxima de 19,02 MW [30], basado en la demanda real del sistema eléctrico de Galápagos. La curva diaria de carga, se determina mediante la curva de carga definida en [31]; obteniendo

como resultado, la curva de carga mostrada en la Figura 1.

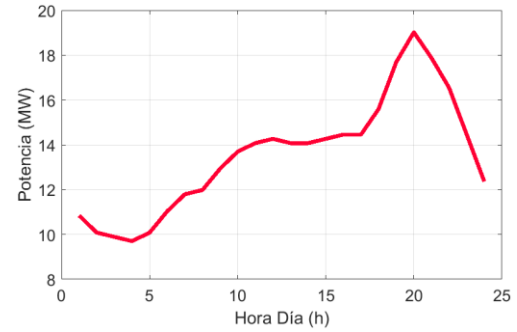


Figura 1. Curva de carga para el caso de estudio

4.2 Centrales de generación eléctrica

En esta sección se definen las centrales de generación eléctrica que se incorporan en la metodología de despacho económico descrita en la sección 2.4. En este contexto, se ha seleccionado para el caso de estudio una generación convencional y RNC, con potencias nominales acordes a la demanda definida en la sección 4.1; las constantes características que definen la ecuación (1) de cada generador, se presentan en la Tabla 1.

Para la generación convencional se han seleccionado unidades hidráulicas y térmicas, con parámetros que se basan en los datos y costos propios de cada central de generación [32]; es importante recalcar que para las centrales térmicas, se añade un costo/penalización de \$4,86 por MWh generado, referente a costos medio ambientales [33], [34]; valor que se evidencia en la constante “b” de la Tabla 1.

Por último, las centrales RNC que se integran son: fotovoltaica (FV), eólica y cogeneración. Las dos primeras tecnologías descritas tienen una relación lineal entre la producción y su costo, tal como se evidencia en la Tabla 1. Los costos fijos y variables para la FV son obtenidos de [17] y [35], respectivamente; para la eólica de [36] y [37]; y la cogeneración costos ligeramente inferiores a las centrales térmicas de la misma dimensión.

Tabla 1. Parámetros técnicos de los generadores con despacho económico

TIP O	Costo [\$]= a x P ² + b x P + c			MW		COSTO DE ENCENDIDO [\$]
	a	B	c	P _{min}	P _{max}	
H	0,7	40	1,41	1,6	8	10,50
H	0,75	50	1,41	1,2	6	13,02
T	0,8	104,86	1,41	0,8	4	26,82
T	0,85	124,86	1,41	0,4	2	32,18
T	0,9	164,86	1,41	0,2	1	43,02
E	0	80,14	16,06	0,1	0,6	-
FV	0	80,14	12,68	0,1	0,8	-
CO	0	115,14	1,41	0,1	0,6	31,58

Dónde:

“H”: centrales hidráulicas,

“T”: terminas,

“E”: eólica,

“FV”: fotovoltaica

“CO”: cogeneración.

4.3 Almacenamiento de energía con banco de baterías

Las características técnicas para simular y optimizar el banco de baterías se especifican a continuación en la Tabla 2.

Tabla 2. Características del banco de baterías del caso de estudio

CAPACIDAD [MWh]	Crate de carga/descarga a	DOD Máximo [%]	Costo de la energía [\$/MWh]
2,1	0,2	80%	50

4.4 Respuesta a la demanda

Las constantes características de la ecuación (10) para la RD son las mostradas en la Tabla 3.

El costo de la RD se determina para que sea menor al costo de producción de las centrales más caras o menos eficientes. Además, se especifica que la RD puede ser máximo 10% de la carga del sistema, para dicha hora del día [15].

Tabla 3. Características de la RD del caso de estudio

Costo [\$]= a x P ² + b x P + c			% CARGA MAX
a	b	c	
10	120	0	10%

Con el caso de estudio definido, a continuación se plantea una metodología de solución.

5. Metodología de solución

Se desarrolla una metodología de solución para optimizar la función objetivo de la ecuación (7), cumpliendo las restricciones definidas en la sección 3.2. Por lo que, se divide el problema en tres pasos o escenarios, con el objetivo de valorar el impacto de la implementación secuencial de las tecnologías de AE y RD, alcanzando así, el punto óptimo de operación de la REI. El escenario I contempla un simple problema de despacho económico donde solo se integra las centrales convencionales y RNC. El escenario II incorpora al escenario I el almacenamiento energético mediante la programación de las horas de carga y descarga de las baterías. Finalmente, el escenario III integra la Respuesta a la Demanda al escenario II, permitiendo gestionar la RD en horas donde sea más barato reducir la carga que generar electricidad. Los escenarios II y III tienen como objetivo reducir los costos del escenario anterior, siempre con el afán de entregar al usuario un servicio de calidad al menor costo. Con respecto a lo antes mencionado, a continuación se detalla cada uno de estos escenarios:

5.1 Paso 1: Despacho Económico Horario

Se Optimiza la función objetivo de ecuación (1), teniendo en cuenta solamente el despacho económico de las centrales de generación convencionales y RNC, sin integrar AE ni RD. Dicho despacho económico se lo ejecuta hora a

hora, y posteriormente, de ser el caso, se añade el costo de encendido de las centrales, buscando el punto óptimo de operación (menor costo). La metodología utilizada es la siguiente:

Se calcula el costo incremental de cada una de las centrales de generación operando a su potencia nominal, utilizando la ecuación (2). Se ordena las centrales de acuerdo a su costo incremental, de menor a mayor [4], [5]. Se determina el estado de las variables $I_{g,t}$ de la ecuación (7), con las centrales de menor costo incremental que satisfagan la restricción de la ecuación (12), es decir, se enciende las centrales más económicas para satisfacer la demanda del sistema, incluyendo la reserva rodante [4], [5], [15]. Se efectúa el despacho económico, para la carga a la hora $t=1,2,3,\dots,T$, considerando las restricciones de las secciones 3.2.1, 3.2.2 y 3.2.3. Finalmente, se calcula el costo de encendido $C_{en}(g)$ de las centrales, mediante la ecuación (9), sin considerar el arranque en $t=1$.

En este paso/escenario inicial, se optimiza la primera parte de la función objetivo de la ecuación (7), tal como se muestra en la ecuación (16).

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{g=1}^G [I_{g,t} * C_{gen}(g,t) + C_{en}(g)] \right\} \quad (16)$$

5.1.1 Pseudocódigo

Algoritmo de optimización de despacho económico multi-horario

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

$P_{carga}(t), a_g, b_g, c_g, P_{min}(g), P_{max}(g), T$

Paso 2: Cálculo del costo incremental

$$\lambda_g = \frac{dC_g}{dP_g} = a_g * P_g + b_g$$

Paso 3: Despacho económico

for $t=1:T$

[PotenciaDespacho_1, CostoDespacho] =
fmincon(ecuación(1), $P_{carga}(t), P_{min}(g),$
 $P_{max}(g)$);

end

Paso 4: Costo de encendido de las máquinas

$$\begin{aligned} 0 &\rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = I_{g,t} \\ C_{en}(g) &\rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = 0 \text{ y si } I_{g,t} = 1 \end{aligned}$$

Paso 5: Resultados

CostoDespacho_1 = CostoDespacho(t)
+ $C_{en}(t)$
PotenciaDespacho_1

Paso 6: Grafica de resultados

Plot($t=1:24$, PotenciaDespacho_1)
Plot($t=1:24$, CostoDespacho_1)

FIN

5.2 Paso 2: Integración del AE

Se procede a implementar el Almacenamiento de Energía (AE), buscando las horas de carga/descarga de las baterías para que el costo de la red sea inferior al alcanzado en el Paso 1. En este sentido, se parte de los resultados encontrados en el paso anterior, sin embargo, no se puede utilizar técnicas de optimización exactas como las indicadas en la sección 2.4, por el contrario, se utiliza optimización dinámica, es decir, se busca el mejor camino hacia la solución [38].

La Figura 2 sintetiza la metodología de solución precitada y se explica a continuación: La primera fila es el camino óptimo encontrado en el Paso 1, para cada una de las horas $t=1, 2, \dots, T$. El texto dentro de cada circulo, por ejemplo $c(1,1)$, significa el costo calculado con la ecuación (16), en el Paso 1, a la hora $t=1$. La segunda fila representa el Paso 2; los círculos simbolizan el costo de dicha alternativa a la hora t . Es importante notar que, el costo $c(2,t)$ puede ser igual, menor o mayor al costo $c(1,t)$, dependiendo si las baterías se encuentran cargando, descargando o en estado de stand-by, además, se debe cumplir con la restricción de la ecuación (15).

La sumatoria de los costos de toda una fila representa la evaluación de la ecuación (7); por ejemplo, $c(2,:)$,

significa la sumatoria de todas las columnas (:) del Paso 2.

Para la optimización se parte de todos los círculos de la fila 1; de aquí, empezando arbitrariamente en cualquier círculo $c(1,i)$, se cambia dicho círculo al ubicado inmediatamente abajo $c(2,i)$ y se evalúa el nuevo costo total con la ecuación (7). Si este nuevo costo (n+1) es menor al anterior (n), se elige esta alternativa, caso contrario, se regresa a la anterior.

Este proceso se repite tantas iteraciones hasta que el costo n+1 no pueda ser inferior al de la alternativa n; en este contexto, la optimización ha finalizado y ha convergido. Notar que la solución encontrada debe cumplir todas las restricciones detalladas en las secciones 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3 y 3.2.5.

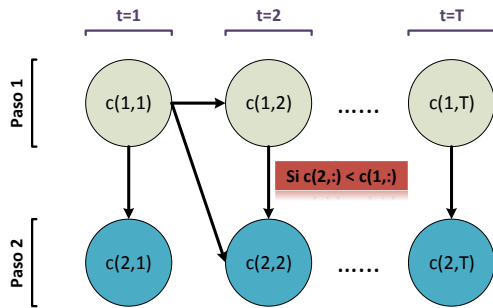


Figura 2. Esquema de optimización por programación dinámica

Hasta este punto se ha optimizado la sección de la función objetivo que se muestra en la ecuación (17).

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{g=1}^G [I_{g,t} * C_{gen}(g, t) + C_{en}(g)] + [C_{AE}(t)] \right\} \quad (17)$$

5.2.1 Pseudocódigo

Algoritmo de optimización de despacho económico multi-horario + gestión de baterías

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

$P_{carga}(t)$, a_g , b_g , c_g , $P_{min}(g)$, $P_{max}(g)$
 $Capacidad_{AE}$, DOD_{AE} , $CostoEnergia_{AE}$

$PotenciaDespacho_1$, $CostoDespacho_1$, λ_g

Paso 2: Despacho de baterías.

If ($CostoEnergia_{AE} > CostoDespacho_1(t)$)
Else

$$P_{carga}(t)_2 = P_{carga}(t) - P_{AE}(t)$$

end

Paso 3: Carga de baterías.

$$\sum_{t=1}^T P_{bat}^{carga}(t) = \sum_{t=1}^T P_{bat}^{descarga}(t)$$

Paso 4: Despacho económico.

for t=1:T

[$PotenciaDespacho_2$, $CostoDespacho$] =
 $fmincon$ (ecuación(1), $P_{carga}(t)_2$, $P_{min}(g)$,
 $P_{max}(g)$);

end

Paso 5: Costo de encendido de las máquinas.

$$0 \rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = I_{g,t}$$

$$C_{en}(g) \rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = 0 \text{ y si } I_{g,t} = 1 \quad (9)$$

Paso 6: Resultados.

$CostoDespacho_2 = CostoDespacho(t)$
 $+ C_{en}(t) + CostoEnergia_{AE}(t)$
 $PotenciaDespacho_2$

Paso 7: Gráfica de resultados.

Plot(t=1:24, $PotenciaDespacho_2$)
 Plot(t=1:24, $CostoDespacho_2$)

FIN

5.3 Paso 3: Integración de RD

La integración de la Respuesta a la Demanda (RD) se realiza en base a los resultados obtenidos del Paso 2, buscando minimizar el costo total de la red.

Para esto se utiliza la misma metodología de la Figura 2 con las siguientes consideraciones:

La fila 1 es el camino encontrado en el Paso 2, el cual puede variar entre círculos del Paso 1 y Paso 2. La fila 2 son los costos del Paso 3, los cuales incluyen el costo que se debe pagar a los clientes por la reducción de carga calculados con la ecuación (10).

La RD se puede realizar por escalones de potencia, es decir, no se inicia con

toda la potencia disponible, al contrario, se simula con porcentajes escalonados desde 1% hasta 100% de la RD.

5.3.1 Pseudocódigo

Algoritmo de optimización de despacho económico multi-horario + gestión de baterías + RD

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

$P_{carga}(t), a_g, b_g, c_g, P_{min}(g), P_{max}(g)$
 $Capacidad_{AE}, DOD_{AE}, CostoEnergia_{AE}$
 $a_{RD}, b_{RD}, c_{RD}, P_{max}^{RD}(t)$
 $PotenciaDespacho_2, CostoDespacho_2$

Paso 2: Optimización de la RD.

For t=1:T

$$C_{RD}(t) = a_{RD} * P_{RD}^2(t) + b_{RD} * P_{RD}(t) + c_{RD}$$

End

Dónde:

$$0 \leq P_{DR}(t) \leq P_{max}^{RD}(t)$$

If ($C_{RD}(t) > CostoDespacho_2(t)$)

Else

$$P_{carga}(t)_3 = P_{carga}(t)_2 - P_{RD}(t)$$

end

Paso 3: Despacho económico.

For t=1:T

[PotenciaDespacho_3, CostoDespacho]=
 $fmincon(\text{ecuación}(1), P_{carga}(t)_3, P_{min}(g), P_{max}(g));$

end

Paso 4: Costo de encendido de las máquinas.

$$0 \rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = I_{g,t}$$

$$C_{en}(g) \rightarrow \text{si } I_{g,t-1} = 0 \text{ y si } I_{g,t} = 1 \quad (9)$$

Paso 5: Resultados.

$CostoDespacho_3 = CostoDespacho(t) + C_{en}(t) + CostoEnergia_{AE}(t) + C_{RD}(t)$

PotenciaDespacho_3

Paso 6: Gráfica de resultados

Plot(t=1:24, PotenciaDespacho_3)

Plot(t=1:24, CostoDespacho_3)

FIN

6. Resultados y análisis

A continuación se presentan los resultados de cada paso/escenario definidos en la metodología y evaluados en el caso de estudio.

6.1 Escenario I

Escenario en el cual se abastece la carga del sistema mediante despacho económico de las centrales eléctricas, sin incorporar AE ni RD; se aplica la metodología detallada en el numeral 5.1. Con respecto a lo antes mencionado, se calcula el costo incremental de los generadores y se extiende el mismo concepto a la respuesta a la demanda (RD). Los resultados se presentan en la Figura 3, ordenados de menor a mayor, a excepción de la RD; el número del generador (G_i) es de acuerdo al orden de la Tabla 1.

En la Figura 3 se evidencia que los costos incrementales de las centrales hidráulicas son los menores, seguidos por las centrales RNC (FV, eólica), centrales térmicas y la cogeneración. Es importante notar que, de acuerdo a los costos incrementales, se despachan las centrales desde la que tiene menor costo incremental hasta la mayor.

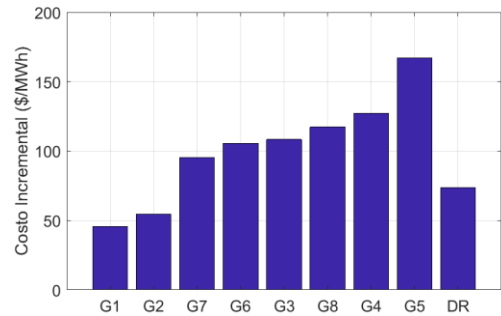


Figura 3. Costo incremental de las centrales de generación y de la respuesta a la demanda

Es así que, bajo el escenario I, la potencia de despacho de cada una de las ocho centrales de generación se presenta en la Figura 4. Se observa que la demanda base se cubre con centrales hidráulicas, la demanda intermedia con RNC y térmica G3, y la demanda pico con cogeneración y térmica G4. Se destaca

que solamente a las 20h00 se genera con la central térmica G4, la cual es una de las que presenta mayor costo incremental en la Figura 3.

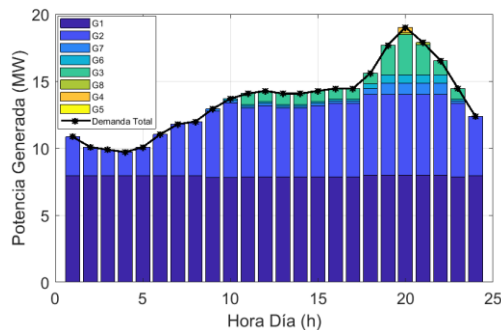


Figura 4. Potencia generada y demanda total del sistema, escenario I

De manera similar a la gráfica anterior, en la Figura 5 se presenta el costo de generación de cada central y el costo total para abastecer la demanda del sistema. A la hora pico, el costo de generación alcanza los \$1299.

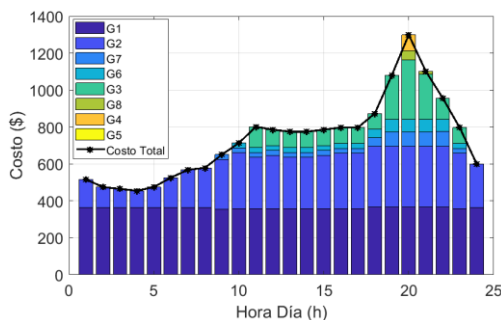


Figura 5. Costo total de generación y costo por central, escenario I

6.2 Escenario II

En este escenario se incorpora almacenamiento de energía al escenario I; se aplica la metodología detallada en el numeral 5.2.

Bajo este escenario, en la Figura 6 se muestra el despacho de cada una de las ocho centrales y la carga/descarga del banco de baterías. Se observa que, en relación al escenario I, entre las 19h00 - 21h00, se disminuye la producción de las centrales térmicas G3 y G4, y se incorpora despacho de las baterías. Además, la demanda del sistema es mayor desde la 01h00 hasta las 05h00, debido a la carga de las baterías.

De lo precitado se resalta que, la metodología de solución indica que es económicamente óptimo cargar las baterías entre la 01h00 - 05h00 y descargarlas en las horas pico, 19h00 - 21h00.

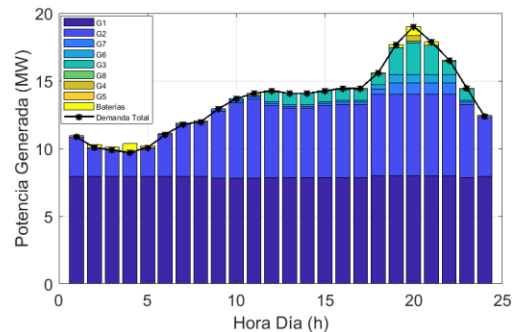


Figura 6. Potencia generada y demanda total del sistema, escenario II

En la Figura 7 se sintetizan los costos de generación de cada central y el costo total para abastecer la demanda del sistema. Se evidencia que los costos de adquisición de las baterías se adjudican al proceso de descarga de las mismas; y no al proceso de carga ya que dicho costo corresponde a energía y es parte de la demanda del sistema. Por otra parte, el costo máximo a la hora pico alcanza los \$1260, 3% inferior al costo máximo del escenario I.

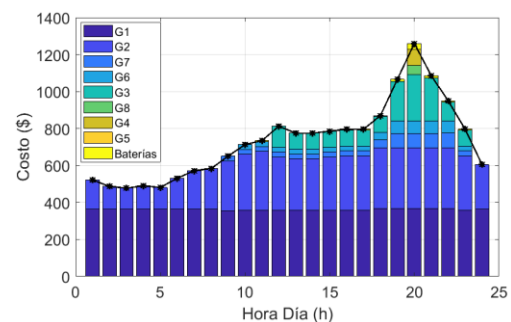


Figura 7. Costo total de generación y costo por central y, escenario II

6.3 Escenario III

Escenario en el cual se agrega Respuesta a la Demanda (RD) al escenario II; se aplica la metodología detallada en el numeral 5.3. En la Figura 8 se presenta la potencia de despacho de cada una de las ocho centrales de generación, la carga/descarga de las baterías y la Respuesta a la Demanda (RD). En

comparación al escenario II, se observa que por acción de la RD se prescinde de utilizar y encender la central térmica G4 y la central de cogeneración G8. Se destaca que, a las 20h00 la acción de la RD tiene una fuerte reducción de carga, mientras que entre las 9h00 – 12h00 es menor. Esto se debe a la relación fuertemente cuadrática que caracteriza la curva de la RD (ver Tabla 3).

De lo antedicho se concluye que la RD permite reducir considerablemente la producción de energía con centrales térmicas.

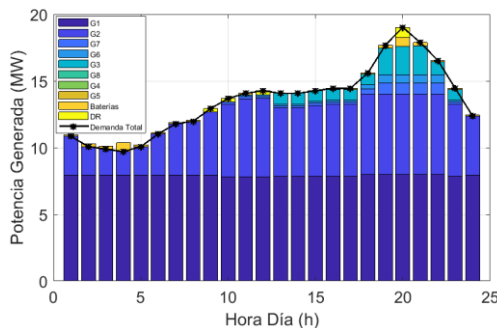


Figura 8. Potencia generada y demanda total del sistema, escenario III

En la Figura 9 se especifican los costos de generación de cada central, los costos del despacho de baterías y el costo total para abastecer la demanda del sistema; además de, el costo que se debe pagar a los clientes por la Respuesta a la Demanda (RD).

Por otra parte, el costo máximo a la hora pico alcanza los \$1200, valor inferior en 4,76% al del escenario II; esto se debe principalmente a que se prescinde de encender las centrales térmicas G4 y G8.

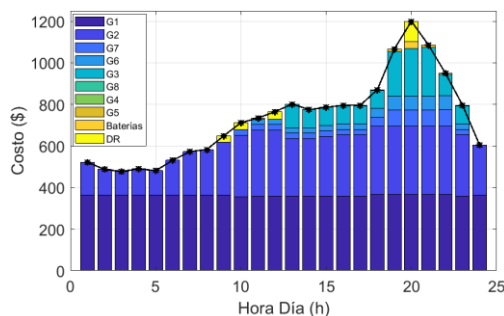


Figura 9. Costo total de generación y costo por central, escenario III

6.4 Comparación de resultados

A continuación se compara de manera global el impacto de los tres escenarios en la REI. En tal sentido, en la Figura 10 se detalla el costo, hora a hora, de los tres escenarios planteados anteriormente, donde se observan las siguientes particularidades:

- El escenario I es el más costoso ya que la demanda debe ser cubierta únicamente con centrales de generación convencional y RNC, sin la implementación de metodologías de optimización como el AE y la RD.
- El escenario II permite una reducción de costos en las horas pico al descargar las baterías, y un incremento del costo en las horas valle donde se cargan las mismas.
- El escenario III reduce los costos en ciertas horas pico (20h00) y en horas de la mañana (9h00 – 12h00) por la implementación de la RD.

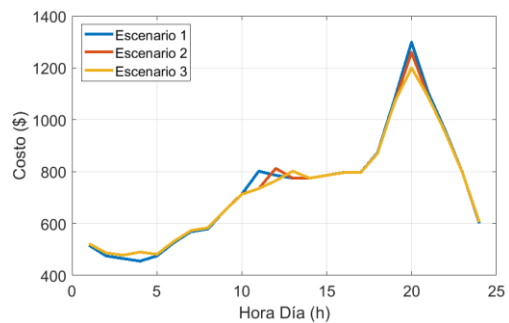


Figura 10. Curvas del costo horario total de los tres escenarios planteados

Al integrar las curvas de la Figura 10 se obtiene el costo total en que incurre la REI para abastecer las necesidades energéticas de la carga en un día; es así que, en la Figura 11, se ilustran los costos totales diarios de los tres escenarios: \$17,647, \$17,617 y \$17.535 respectivamente.

El escenario III con relación al escenario I permite tener una reducción de costos totales de 0.63%.

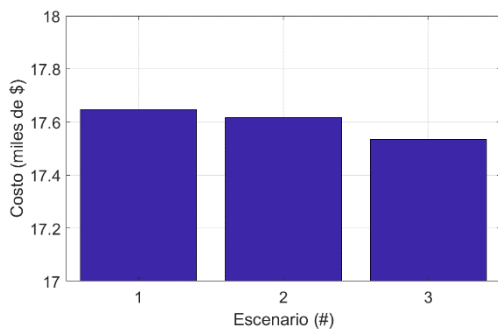


Figura 11. Costo total de los tres escenarios planteados

Por consiguiente, también se debe evaluar los beneficios técnicos alcanzados por la implementación de los escenarios precitados. En este contexto, el factor de carga es un indicador que relaciona la energía consumida y la potencia máxima de demanda, es decir que, se evalúa la utilización eficiente de las redes de distribución. El factor de carga se calcula en “por unidad” (pu); donde un valor mayor indica que la curva de carga es más plana.

De lo antes dicho, en la Figura 12 se presenta el factor de carga de los tres escenarios, los cuales son: 0,71, 0,74 y 0,77, respectivamente.

Se observa que los escenarios II y III, de baterías y RD, permiten una mejora en el factor de carga y por ende una optimización en la utilización de las redes de distribución.

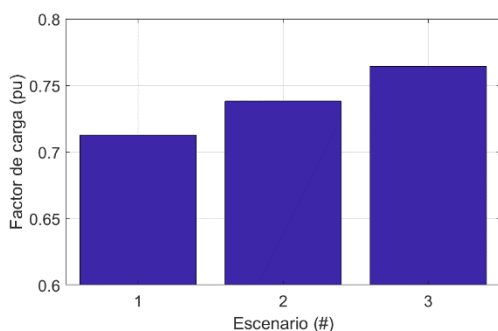


Figura 12. Factor de carga de los tres escenarios planteados

7. Conclusiones

El escenario II de almacenamiento de energía con bancos de baterías, permite una reducción de costos diario de 0,17% con relación al escenario I. El escenario III de respuesta a la demanda (RD), permite una reducción de costos diario de 0,46% con relación al escenario II. La implementación de las dos tecnologías definidas en este estudio (AE y RD), junto al modelo de optimización planteado en este trabajo, permite alcanzar una reducción total de costos diario de 0,63%, en lo referente a generación de energía.

Adicionalmente, la metodología desarrollada permite prescindir de hasta dos centrales térmicas, lo cual significa, a más de reducir costos, un incremento de la confiabilidad del sistema, desde el punto de vista de la generación como de la distribución.

De lo antes indicado, la metodología permite gestionar las energías RNC, con relación de costos-producción lineal o no lineal, y añadiendo o reduciendo costos debido al impacto medio ambiental de las centrales; así, por ejemplo, los costos de emisiones de carbono se incorporan a los costos variables de las centrales térmicas y se reducen a las centrales RNC, logrando, además, un beneficio a las energías renovables. Desde el punto de vista técnico, los dos escenarios planteados (II-III) permiten aplanar la curva de carga, con un factor de carga que varía desde 0,71 a 0,77.

En tal sentido, se concluye que la formulación del problema y la metodología de solución desarrollados en este trabajo, contribuyen a la mejora y optimización de los recursos energéticos, incluyendo la competencia en generación, las energías RNC, el almacenamiento de energía y la respuesta a la demanda.

8. Trabajos Futuros

Como trabajos futuros, se podría incluir en los costos de las baterías de diversas marcas y la variación que existe en el número de ciclos de vida por la profundidad de descarga (DOD) alcanzada, es decir, si se alcanzan mayores DOD, el costo de la energía en ese instante debería ser superior.

9. Referencias

- [1] M. Aguado Alonso and D. Rivas Ascaso, "La Red Inteligente de Energía y Comunicaciones: Generalidades y Visión de Futuro," *Guía Redes Intel. energía y Comun.*, pp. 11–41, 2011.
- [2] L. de la R. Javier, "Estudio sobre el estado actual de las Smart Grids," *Univ. Carlos III Madrid*, 2011.
- [3] I. N. G. A. Ghia, *Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos*. 2009.
- [4] J. D. Glover, *Power System Analysis and Design*, Fifth edit. 2012.
- [5] J. Grainger and W. J. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia," *Cenace, Uanl*. p. 743, 1996.
- [6] U. de Alicante, "Sistema inteligente de distribución de energía eléctrica."
- [7] J. A. Barrantes, "Smart Grids Diseñando el sistema eléctrico."
- [8] Renato Céspedes, "Smart Grids Colombia Visión 2030," vol. II, 2016.
- [9] Y. Zhang, N. Gatsis, and G. B. Giannakis, "Robust Distributed Energy Management for Microgrids with Renewables," pp. 510–515, 2012.
- [10] V. K. Tumuluru, Z. Huang, S. Member, and D. H. K. Tsang, "Integrating Price Responsive Demand Into the Unit Commitment Problem," vol. 5, no. 6, pp. 2757–2765, 2014.
- [11] M. Parvania, S. Member, M. Fotuhi-firuzabad, and S. Member, "Demand Response Scheduling by Stochastic SCUC," vol. 1, no. 1, pp. 89–98, 2010.
- [12] E. Galván, S. Member, G. G. Alcaraz, S. Member, and N. G. Cabrera, "Two-Phase Short-term Scheduling of Renewable Energy Resources and Demand Response," vol. 13, no. 1, 2015.
- [13] K. Dietrich, J. M. Latorre, A. Member, L. Olmos, and A. Ramos, "Demand Response in an Isolated System With High Wind Integration," vol. 27, no. 1, pp. 20–29, 2012.
- [14] L. Jiang and S. Low, "Real-Time Demand Response with Uncertain Renewable Energy in Smart Grid," pp. 1334–1341, 2011.
- [15] S. R. K. L. K. Panwar, B. K. Panigrahi, and R. Kumar, "Optimal Demand Response Allocation in Resource Scheduling with Renewable Energy Penetration."
- [16] H. Daneshi, A. K. Srivastava, and S. Member, "Impact of Battery Energy Storage on Power System with High Wind Penetration," pp. 1–8, 2012.
- [17] M. H. A. E. F. El-saadany, "Comparative study on impacts of wind profiles on thermal units scheduling costs," vol. 5, no. July 2009, pp. 26–35, 2011.
- [18] C. Sahin, M. Shahidehpour, and I. Erkmén, "Allocation of Hourly Reserve Versus Demand Response for Security-Constrained Scheduling of Stochastic Wind Energy," vol. 4, no. 1, pp. 219–228, 2013.
- [19] E. Sortomme and S. Member,

- “Optimizing Economic / Environmental Dispatch with Wind and Thermal Units,” no. 5, pp. 6–11, 2009.
- [20] R. A. Huggins, *Energy Storage*. 2010.
- [21] 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.
- [22] N. Kularatna, “Energy storage devices for electronic systems,” *Energy Storage Devices Electron. Syst.*, 2015.
- [23] A. F. Zobaa, *Energy Storage Technologies*. .
- [24] H. Wu, M. Shahidehpour, and M. E. Khodayar, “Hourly Demand Response in Day-Ahead Scheduling Considering Generating Unit Ramping Cost,” pp. 1–9, 2013.
- [25] D. Degarmo, *Ingeniería Económica*. .
- [26] L. Zhao, S. Member, and B. Z. Member, “Robust Unit Commitment Problem with Demand Response and Wind Energy,” pp. 1–8, 2012.
- [27] M. Kaltschmitt, *Renewable Energy*. 2010.
- [28] ELEGALAPAGOS, “INFORME DE LA PRESIDENCIA EJECUTIVA A LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS POR EL EJERCICIO ECONÓMICO CORRESPONDIENTE AL PERIODO 1 DE ENERO – 31 DE DICIEMBRE DE 2012,” pp. 1–24, 2013.
- [29] G. Report, *Galapagos report 2011 - 2012*. 2012.
- [30] MICSE, MEER, and ARCONEL, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015,” *Arconel*, p. 300, 2016.
- [31] CONELEC, “Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 - 2020,” p. 30, 2009.
- [32] Wilson Pérez and J. Méndez, “Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano,” 2011.
- [33] “SENDECO2.” .
- [34] CENACE, “Factores de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador al año 2011.”
- [35] “Villonaco.” .
- [36] “No Title.” .
- [37] A. Riofrio, “Modelización de una micro red fotovoltaica aplicada a equipos de cocción por inducción para el reemplazo de GLP,” 2015.
- [38] H. A. Taha, *INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES*. 2012.
- [39] J. Alarcon and M. Garcia, “Análisis de flujo en el sistema de distribución eléctrico basado en cadenas de Markov,” 2017.
- [40] E. Arcos and M. Garcia, “Estrategias de eficiencia energética en usuarios residenciales.”
- [41] A. Artieda and M. Garcia, “Optimización de tarifas de energía eléctrica para una respuesta a la demanda por medio de programación lineal,” 2017.
- [42] G. Ayala and E. M. Garcia, “Respuesta de la demanda eléctrica basado en el modelo Markoviano,” *Tesis*. 2016.
- [43] J. Barahona and M. Garcia, “Respuesta a la demanda de electricidad de una red aérea industrial en alta certidumbre,” 2017.
- [44] L. Barragan and M. Garcia, “Modelo multiobjetivo de planificación de transmisión

- bajo incertidumbre basado en una óptima respuesta de la demanda,” 2016.
- [45] B. Benalcazar and M. Garcia, “Óptima respuesta a la demanda para estaciones de carga de vehículos eléctricos con alta certidumbre considerando el perfil de voltaje en la red de distribución,” 2017.
- [46] J. Chalco and M. Garcia, “Optimización multiobjetivo del consumo eléctrico basado en la respuesta a la demanda,” 2017.
- [47] G. Flores and M. Garcia, “Factibilidad del sistema de alumbrado público empleando luminarias LED y alimentación solar fotovoltaica,” 2016.
- [48] P. Jacho and M. Garcia, “Modelamiento Para El Almacenamiento Y Aporte De Energía a La Red En Horas Pico De Demanda Mediante Un Prototipo,” 2015.
- [49] D. Jarrín and M. Garcia, “Gestión energética para una óptima respuesta a la demanda en micro redes inteligentes.” 2017.
- [50] E. Juna and M. Garcia, “Eficiencia Energética Mediante Sistemas Scada Para El Control De La Demanda De Una Residencia,” 2015.
- [51] P. Moreno and M. Garcia, “Gestión energética mediante procesos estocásticos para la respuesta a la demanda,” 2017.
- [52] B. Oña and M. Garcia, “Uso eficiente del consumo de energía eléctrica residencial basado en el método Montecarlo,” *Tesis*. 2015.
- [53] O. Ortega, A. Boada, and M. Garcia, “Procedimiento Técnico Para La Implementación De Microcentrales Eléctricas Utilizando Paneles Fotovoltaicos,” 2013.
- [54] M. Ortiz and M. Garcia, “Pronóstico de la demanda eléctrica residencial basado en el modelo de regresión adaptativa multivariante spline (MARS),” *Tesis*. 2015.
- [55] M. Ruiz and M. Garcia, “Interoperabilidad entre Medidores Inteligentes de Energía Eléctrica Residencial,” 2015.
- [56] M. Simbaña and M. Garcia, “Optimización mediante el método de Montecarlo de la demanda eléctrica residencial,” *Tesis*. 2015.
- [57] D. Tasinchana and M. Garcia, “Predicción con series de tiempo para la optimización de la demanda eléctrica residencial,” *Tesis*. 2015.
- [58] E. Toro and M. Garcia, “Óptima respuesta a la demanda basado en localización de recursos en redes eléctricas inteligentes aisladas,” 2017.
- [59] J. Velasco and M. Garcia, “Óptima respuesta de la demanda de energía para integrar sistemas híbridos de pequeñas escala y sistemas tradicionales,” 2017.
- [60] R. Vergara and M. Garcia, “Óptima Gestión De La Demanda Para Estaciones De Recarga De Vehículos Eléctricos En Micro-Redes Inteligentes,” *Universidad Politécnica Salesiana*. 2017.
- [61] M. Garcia, “Diagnóstico de la demanda de consumo de energía eléctrica en un smart home, enfocado en el sector residencial de Quito, durante el año 2015, Barrió la Kennedy. Caracterización y optimización del consumo de energía eléctrica,” Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2016.