

**GESTIÓN ENERGÉTICA PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA  
DEMANDA  
EN MICRO REDES INTELIGENTES**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:  
GESTIÓN ENERGÉTICA PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA  
EN MICRO REDES INTELIGENTES**

**AUTOR:  
DAVID SALOMON JARRIN VINUEZA**

**DIRECTOR:  
EDWIN MARCELO GARCÍA TORRES**

**Quito, Julio 2017**

David Salomón Jarrín Vinueza

**GESTIÓN ENERGÉTICA PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA EN MICRO REDES INTELIGENTES.**

Universidad Politécnica Salesiana  
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



**David Salomón Jarrín Vinueza** (Y'1988-M'12). Estudiante de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede Quito. Áreas de interés: respuesta a la demanda, micro-redes, energía renovable y potencia. Se graduó en el Instituto Tecnológico Superior "Sucre", como técnico industrial en electricidad. Actualmente está estudiando ingeniería eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana.  
djarrinv@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.

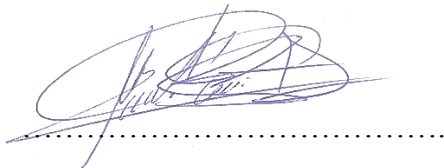
**DERECHOS RESERVADOS**

©2017 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 (*GESTIÓN ENERGÉTICA PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA EN MICRO REDES INTELIGENTES*) realizado por (David Salomón Jarrín Vinueza), obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Julio 2017



Edwin Marcelo García Torres

180308740-0

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, David Salomón Jarrín Vinueza con documento de identificación N° 1719094458, 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 ENERGÉTICA PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA EN MICRO REDES INTELIGENTES”, 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.



---

David Salomón Jarrín Vinueza

171909445-8

Quito, Julio 2017

## ÍNDICE GENERAL

Resumen.....	1
Abstract.....	1
1. Introducción.....	2
2. Marco teórico.....	3
2.1 Redes inteligentes – Smart Grids.....	3
2.2 Respuesta a la demanda.....	3
2.3 Cadenas de Markov.....	4
2.4 Despacho económico.....	5
2.5 Caracterización de la carga en sistemas eléctricos de distribución.....	6
2.5.1 Demanda máxima ( $D_m$ ).....	7
2.5.2 Demanda máxima no coincidente ( $D_{mnc}$ ).....	7
2.5.3 Demanda máxima coincidente ( $D_{mc}$ ).....	7
2.5.4 Curva de carga.....	7
2.5.5 Factor de utilización de energía (FEi).....	7
2.5.6 Factor de responsabilidad (FRi).....	7
2.6 Marco normativo.....	8
3. Modelo de gestión energética y algoritmo de solución.....	8
3.1 Micro red inteligente.....	8
3.2 Datos de entrada.....	9
3.3 Modelo de gestión.....	9
3.3.1 Acoplamiento de datos de entrada.....	9
3.3.2 Estimación de la demanda.....	10
3.3.3 Despacho económico.....	10
3.3.4 Asignación de rangos de energía, potencia y tarifas.....	11
3.4 Pseudocódigo.....	12
4. Resultados.....	12
4.1 Caso de estudio.....	13
4.2 Resultados y análisis.....	13
5. Conclusiones y recomendaciones.....	15
6. Referencias.....	16
6.1 Estado del Arte.....	20

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado de la Micro red inteligente en estudio.....	9
Figura 2. Radiación solar y velocidad del viento en (pu), para los generadores con despacho preferencial [41].....	13
Figura 3. Demanda media real consumida por los clientes del caso de estudio, durante 24 horas.....	13
Figura 4. Demanda máxima real consumida por lo clientes del caso de estudio, durante 24 horas.....	14
Figura 5. Estimación de la demanda en el medidor de frontera, con 10 rangos de consumo, para el caso de estudio.....	14
Figura 6. Despacho económico para la demanda media estimada, a la altura del medidor de frontera, para el caso de estudio.....	14
Figura 7. Rangos de consumo y consumo real medido para el cliente 3, del caso de estudio.....	15
Figura 8. Tarifas asignadas al cliente 3, para cada uno de los rangos de consumo, del caso de estudio.....	15

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de transición.....	4
Tabla 2. Transformación de datos 10 minútales a horarios.....	9
Tabla 3. Ejemplo del costo de la energía por rangos de demanda.....	11
Tabla 4. Ejemplo de pliego tarifario, por rangos de consumo, por cliente.....	11
Tabla 5. Características de los generadores utilizados en el caso de estudio [4], [22], [40].....	13
Tabla 6. Ejemplo de pliego tarifario por rangos de consumo, a las 19 horas, del cliente 3.....	15



# GESTIÓN ENERGÉTICA PARA UNA ÓPTIMA RESPUESTA A LA DEMANDA EN MICRO REDES INTELIGENTES

## Resumen

En el presente documento se desarrolla un modelo de gestión energético para incentivar en los usuarios/clientes una respuesta a la demanda óptima, considerando que, los clientes están conectados a una micro red inteligente, con todos los beneficios que esto conlleva. El mecanismo de respuesta a la demanda utilizada en el “precio real de la energía”, el cual tiene como objetivo, transferir a los clientes el costo real del servicio de energía eléctrica. Para esto, mediante cadenas de Markov, se estima las posibles demandas que tendrá el sistema en el siguiente instante (generalmente, en la siguiente hora) y, de acuerdo a estas demandas, se realiza un despacho económico de las centrales de Generación Distribuida, obteniendo el costo real de la energía.

Como resultado del modelo de gestión se obtienen pliegos tarifarios dinámicos, únicos y diferentes para cada cliente, con rangos de consumo en energía y potencia, asumiendo su respectivo precio de la energía. Este pliego tarifario se actualiza horariamente de acuerdo a los datos históricos de demanda de cada cliente.

En este sentido, lo que busca el modelo de gestión es que los clientes modifiquen sus estilos de consumo, con la finalidad de reducir el precio total a pagar, ayudando al aplanamiento de la curva de carga y a la reducción de los costos totales del sistema eléctrico.

**Palabras Clave:** gestión energética, pliegos tarifarios, precio real de la energía, redes inteligentes, respuesta a la demanda.

## Abstract

In this document, we develop a model of energy management, to encourage users and customers to optimize demand, considering that, customers are connected by smart microchip with all the benefit it carries. "The price of real energy" is the mechanism used to give and respond to demand, which aims to transfer to customers the actual cost of electric power. It is necessary through Markov chains, it would have the possible demands in the next moment (in the next hour in general), and according to the demands, makes an economic delivery of the Distributed Generation plants, obtaining the real energetic cost. As a result of the management model, obtaining unic and different dynamic rates for each customer, with ranges of energy and power with each energy price. This rate is updated every hour, according to the historical demand of each client. The Management Model looks for customers to modify their customs amounts, with the objective of reducing the total price to be paid, helping to flatten the load of the curve and reducing the total cost of the electrical system.

**Keywords:** energy management, electric tariffs, real energy price, smart grids, demand response.

# 1. Introducción

Generalmente, el nivel de desarrollo económico y social de la humanidad está directamente relacionado a la utilización de la energía. Por ejemplo, para generar movilidad, calor, productividad, electricidad, etc. Específicamente la electricidad, es una forma de energía que ha tomado popularidad en los últimos años, estando presente en todos los aspectos cotidianos y productivos de las personas y la sociedad [1].

De lo antes expuesto, es evidente que continuamente exista un crecimiento del consumo de electricidad, obligando a incrementar la generación de la misma, y la cual se ve delimitada por la disminución de las reservas de petróleo y el impacto ambiental [2], [3].

Históricamente y en la mayoría de casos hasta la actualidad, la generación de electricidad se realiza de forma descentralizada, es decir, con pocas centrales de grandes potencias ubicadas en lugares lejanos a los centros de carga. Bajo este contexto, el crecimiento de la demanda presenta inconvenientes relacionados a: mayor explotación de recursos no renovables, construcción de centrales y líneas de transmisión extensas, dificultad para conseguir permisos de vías, mayores pérdidas de energía, menor eficiencia, empeoramiento de los niveles de calidad de energía, menor confiabilidad, costos elevados, entre otros [4], [5].

Actualmente, existen varios mecanismos para aminorar los problemas antes mencionados, estos son: Redes Inteligentes (RI), Generación Distribuida (GD), Respuesta a la Demanda (RD), entre otros. El común denominador de lo señalado son las Redes Inteligentes, las cuales unifican los tradicionales Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) con las Telecomunicaciones, logrando así, gestionar dinámica y eficientemente la generación y las cargas [3], [5]–[9].

En cuanto a la Generación Distribuida, se entiende como cualquier tecnología de pequeña escala que genere electricidad y que se encuentre instalada cerca de los centros de carga; ejemplos de GD son las instalaciones fotovoltaicas (FV), eólicas, biomasa, micro y mini hidráulicas, etc., es decir, centrales renovables no convencionales, principalmente [5], [6]. Por otro lado, la respuesta a la demanda (RD) es la respuesta del sistema ante un crecimiento de la demanda, esta puede ser de dos tipos: i) con el incremento de la demanda se fortalece los SEP en todas sus etapas, construyendo nuevas centrales de generación, líneas de transmisión y redes de distribución, ii) se reduce la demanda del sistema en ciertos periodos, mediante incentivos, intentando reducir el consumo en los periodos críticos de máxima demanda o cuando las reservas son mínimas. Esta última idea, nace debido a que actualmente las fuentes primarias son limitadas, y se aplica para no expandir los SEP y para mejorar la calidad y servicio de la energía eléctrica cuando esta se ve comprometida [10]–[12].

Los incentivos de la RD son generalmente del tipo tarifario, aunque en ocasiones, la empresa eléctrica de distribución (E.E.D) puede intervenir directamente en la carga. Los mecanismos de GD que actualmente se utilizan son: precio de la energía en tiempo real, tiempo de uso, precio de pico crítico, planes de incentivo, manejo de la demanda por confiabilidad y cualquier otra idea innovadora [12]. Cada una de estos mecanismos se detalla en el Marco Teórico.

De lo antes descrito, en el presente estudio se desarrolla una metodología de gestión energética para optimizar la respuesta a la demanda de micro redes inteligentes [13]; esta se realiza mediante el **“Precio de la Energía en Tiempo Real”**, dándole al usuario una serie de tarifas de acuerdo a niveles de energía y potencia que puede consumir [14].

Los niveles de energía y potencia se determinan de acuerdo a la predicción de rangos de consumo de los clientes basada en datos históricos. Las tarifas son el costo real de la energía calculado mediante el despacho económico, incluyendo las centrales renovables no convencionales que pueden o no tener despacho preferencial.

Finalmente, el modelo de gestión energética citado anteriormente, se simula en un caso de estudio, en un periodo de 24 horas, con tarifas horarias y mediciones en tiempo real cada 10 minutos.

Para cumplir con los objetivos propuestos, este trabajo se organiza de la siguiente manera: la sección 2 desarrolla el marco teórico; la sección 3 plantea el modelo de gestión energético y la metodología/algoritmo de solución; la sección 4 establece el caso de estudio y muestra los resultados; la sección 5 presenta las conclusiones y recomendaciones. Finalmente, se exhiben las referencias utilizadas en este estudio.

## **2. Marco teórico**

### **2.1 Redes inteligentes – Smart Grids**

La Red Eléctrica Inteligente o Smart Grids se define como la integración de los Sistemas Eléctricos de Potencia en todas sus etapas (generación, transmisión y distribución), con las Tecnologías de Información y Comunicación (TICs), incluyendo la Generación Distribuida (GD), las energías renovables y el almacenamiento de energía. El objetivo de esta integración es controlar dinámicamente la producción, distribución y comercialización de electricidad, equilibrando óptima y eficientemente la oferta y la demanda [3], [9]. Desde el punto de vista de la generación, la red inteligente incorpora la Generación

Distribuida y el Almacenamiento de Energía (AE). La GD permite instalar una serie de centrales de pequeña escala en punto cercanos a la carga, logrando así varios beneficios como el incremento de confiabilidad, mayor capacidad instalada, menores pérdidas, entre otras. Generalmente, la GD está enfocada a las energías alternativas provenientes de recursos primarios renovables, como la energía solar fotovoltaica, geotérmica, hidráulica de pequeña escala, biomasa, etc. El común denominador de estas energías es su variabilidad en el tiempo, obligando a tener reserva rodante con centrales no renovables como las térmicas. Una solución es el Almacenamiento de Energía, con el cual se puede guardar energía en las horas con mucho recurso y despacharla en las horas pico; esto permite, entre otras cosas, reducir los costos y las emisiones de CO<sub>2</sub> [2], [3], [6], [15].

Por otro lado, desde el lado de la demanda, existe lo que se conoce como Respuesta a la Demanda y la cual se desarrolla a continuación.

### **2.2 Respuesta a la demanda**

Desarrollando el concepto de Respuesta a la Demanda (RD) presentado en la introducción, la RD es el cambio del consumo de electricidad de los clientes, como respuesta a ciertos mecanismos o señales relacionadas al precio, incentivos y en ocasiones, por la intervención directa de la Empresa Eléctrica de Distribución o Comercialización [16]–[18].

Los mecanismos de DR que actualmente existen son los siguientes [12], [14]:

- Precio en tiempo real: consiste en variar las tarifas continuamente, generalmente cada hora, de acuerdo a los costos de la electricidad en el mercado mayorista (MEM).
- Tiempo de uso: radica en variar las tarifas en ciertos periodos, por

ejemplo, horas pico, de valle, etc. Este mecanismo se utiliza actualmente en el Ecuador.

- Precio de pico crítico, es la asignación de un precio relativamente elevado en situaciones críticas de operación de un SEP.
- Planes de incentivo. Es cuando una E.E. tiene la capacidad de desconectar un porcentaje de la carga de un cliente, a cambio de una compensación o crédito a favor del usuario. Este mecanismo se utiliza en situaciones críticas de operación o económicas.

Como se evidencia anteriormente, hay mecanismos que deben ser aceptados por el cliente para poder ser implementados (ej. planes de incentivo) y otros que son efectuados de manera unilateral por la E.E. como los relacionados al precio [12]. En este punto, es importante señalar que en el Ecuador el servicio de energía eléctrica es público y con ciertos principios como de universalidad, eficiencia, calidad, entre otros; es decir, no se puede reducir la carga de un cliente sin su consentimiento [19].

Dado que este estudio se enfoca en el mecanismo de RD de “**Precio en Tiempo Real**”, es necesario predecir los rangos de consumo de un cliente en el periodo  $h+1$ . Una metodología de predicción son las Cadenas de Markov, las cuales se desarrollan a continuación.

### 2.3 Cadenas de Markov

Una sucesión de eventos los cuales ocurren en el tiempo y cuyo resultado depende del azar, se llama proceso aleatorio o estocástico; sin embargo, en muchos casos esta aleatoriedad depende de lo sucedido en las etapas o periodos anteriores [20].

El proceso más simple es cuando el resultado en el presente momento solamente depende de lo sucedido en el instante inmediatamente anterior y no de los demás resultados previos; a esto se le conoce como proceso o cadenas de Markov [21].

En otras palabras, si el estado actual  $X_n$  y los estados previos  $X_1, \dots, X_{n-1}$ , son conocidos, la probabilidad del estado  $X_{n+1}$  solamente depende del estado actual  $X_n$ . Lo antes dicho se formula en la ecuación (1), donde  $S_i$  es el estado de la observación  $X_i$ ; esta ecuación se conoce como propiedad de Markov [20], [21].

$$\begin{aligned}
 P(X_{n+1} = S_{n+1} | X_1 = S_1, X_2 \\
 &= S_2, \dots, X_n = S_n) \\
 &= P(X_{n+1} = S_{n+1} | X_n \\
 &= S_n)
 \end{aligned} \tag{1}$$

Para ejemplificar lo antes dicho, se imaginará que se tiene una serie de mediciones de potencia (kW) en un medidor de frontera de una red eléctrica, la cual dota de electricidad a una cantidad finita de clientes; tal como se muestra a continuación: 10, 15, 20, 15, 15, 10, 10, 20, 20, 15, 15. Suponiendo que la potencia en el instante  $n+1$  solamente depende de la potencia en el momento actual  $n$ , las anteriores sucesiones de mediciones forman una cadena de Markov. Partiendo de este hecho, se puede formar una matriz de probabilidades como la mostrada en la Tabla 1, y a la cual se la conoce como **Matriz de Transición** [20], [21].

**Tabla 1.** Matriz de transición

	10 kW	15kW	20kW
10 kW	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$
15 kW	$\frac{1}{4}$	$\frac{2}{4}$	$\frac{1}{4}$
20 kW	0	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$

En la Tabla 1, las filas indican el estado actual  $n$ , y las columnas el estado en el instante  $n + 1$ ; así por ejemplo, en la matriz del ejemplo anterior, si la demanda actual del medidor de frontera es 15kW, la probabilidad de que en el siguiente instante se mantenga 15 kW es  $2/4$ , es decir, 50%; de manera similar, si la demanda actual es 20 kW, la probabilidad de que en el siguiente instante sea 10 kW es de 0%.

Formulando matemáticamente, suponer una cadena de Markov la cual posee  $N$  estados posibles, denotando  $P_{ij}$  a la probabilidad de que el sistema pase del estado  $i$  al estado  $j$ . La matriz de tamaño  $N \times N$ ,  $P = (P_{ij})$ , se conoce como Matriz de Transición. La propiedad de esta matriz es que la sumatoria de cada fila  $i$  debe sumar 1, es decir, una probabilidad de 100% [20], [21].

El procedimiento antes descrito permite predecir el estado del suceso en el instante  $n + 1$ , conociendo la matriz de transición y el estado en el instante actual  $n$ . Cuando se desea estimar el estado en el instante  $n + 2$ , es necesario conocer un Vector Inicial, denotado por  $v = (v_1, \dots, v_N)$ , el cual suma 1 y tiene una longitud  $N$  igual al tamaño de la matriz de transición.

Así, la probabilidad en el instante  $n + 2$ , denotado por  $R_{n+2}$  se calcula con la ecuación (2).

$$R_{n+2} = v * P \quad (2)$$

Generalizando, en cualquier instante  $n + h$ , la probabilidad es:

$$R_{n+h} = v * P^{h-1} \quad (3)$$

Como resultado se obtiene  $R_{n+h}$ , el cual es un vector de longitud  $n$ . El valor  $v_i$  con mayor probabilidad es el que indica el posible estado en el instante  $n + h$ .

Una vez estimada la demanda en un instante futuro  $n + h$ , para calcular el **“Precio en Tiempo Real”** de la energía, se debe primero calcular el costo de

generación mediante un despacho económico de centrales; dicha metodología se desarrolla a continuación.

## 2.4 Despacho económico

El despacho económico tiene como objetivo determinar la potencia que debe producir cada unidad de generación para obtener el costo mínimo por kWh [22].

En la actualidad, existen varias tecnologías de generación de energía, por lo cual el despacho puede ser preferencial o ingresar a la metodología de despacho económico [4].

Las tecnologías de despacho preferencial son generalmente las renovables no convencionales, en cuyo caso, se paga un costo fijo en \$/kWh, y se despacha toda la energía que produzca. Un ejemplo de este caso son las FV y las eólicas, siempre que no tengan almacenamiento de energía [4], [23].

Todas las demás centrales que no tienen despacho preferencial, se someten a la metodología de despacho económico la cual se desarrolla a continuación.

Para determinar el despacho económico es necesario expresar una relación entre los costos de producción de cada unidad (\$/h) y la salida de potencia (MW) [4], [22]; esta tiene las siguientes características:

- Puede ser lineal, cuadrática o discreta, de acuerdo a la tecnología de la unidad de generación.
- El costo (\$/h) puede integrar los costos fijos, variables o ambos; generalmente contiene los dos costos.
- La curva no llega a 0 MW porque tiene una cantidad mínima de potencia que puede despachar.

La relación precitada se puede aproximar frecuentemente a una relación cuadrática como la mostrada en la ecuación (4).

$$C_i = \frac{a_i}{2} * P_i^2 + b_i * P_i + c_i \quad (4)$$

Dónde:

$C_i$ : es el costo ene \$/h del generador  $i$ .

$P_i$ : es la potencia producida por el generador  $i$ .

$a_i, b_i, c_i$ : son constantes características y propias de la ecuación de cada generador  $i$ .

Si se deriva la ecuación (4) con respecto a la potencia, se obtiene el costo unitario por kWh (\$/kWh), el cual se conoce como costo incremental ( $\lambda_i$ ), ver ecuación (5). Este  $\lambda_i$  representa el costo marginal de producir una unidad más de potencia, es decir, un kW adicional [4], [22].

$$\lambda_i = \frac{dC_{gi}}{dP_{gi}} = a_i * P_{gi} + b_i \quad (5)$$

Las dos últimas ecuaciones precitadas son para una unidad o una central de generación de electricidad, sin embargo, en el problema de despacho económico, se tienen varias unidades, cada cual con su propia formula de la forma de las ecuaciones (4) y (5).

Es evidente pensar que, si una unidad está generando “D1” kW a un costo “ $\lambda_1$ ” y otra central “D2” kW a un costo “ $\lambda_2$ ”, donde  $\lambda_1 > \lambda_2$ , la central 1 reduzca su producción y la central 2 aumente la suya, para reducir costos. Este proceso se repetiría hasta cuando el  $\lambda_1 = \lambda_2$  y el sistema trabaje al mínimo costo [22].

Partiendo de lo ejemplificado en el último párrafo, el óptimo despacho económico es cuando los costos incrementales de todas las unidad landa ( $\lambda_i$ ) son iguales, es decir  $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \dots = \lambda_N$ . Luego de calcular el costo incremental igualitario para todas las unidades de generación, se obtiene la potencia de salida de cada generador, despejando la potencia ( $P_i$ ) de la ecuación (5), tal como se muestra en la ecuación (6). [4], [22], [23].

$$P_{gi} = \frac{\lambda_i - b_i}{a_i} \quad (6)$$

Si la potencia calculada con la ecuación (6) quebranta los límites máximo o mínimo de salida de un generador, se establece este límite como la potencia de salida de dicho generador y se calcula un nuevo  $\lambda_i$  para los restantes generadores. Como restricción al despacho económico se tiene que la sumatoria de las potencias de salida de las centrales ( $P_{gi}$ ), debe ser igual a la potencia de la carga ( $P_{carga}$ ) [4], [22], [23]; esto se formula en la ecuación (7).

Adicionalmente, cuando una central tiene despacho preferencial, su potencia de salida ( $P_{preferencial}$ ) se resta de la potencia de carga, ver ecuación (7).

$$\sum_{i=1}^N P_{gi} = P_{carga} - P_{preferencial} \quad (7)$$

Con el despacho económico se obtiene el costo de la energía para toda la micro red, por lo tanto, se tienen las tarifas que se aplicarán a los clientes, es decir, el “**Precio en Tiempo Real**”. Para llevar aguas abajo en la red, el costo de la energía y la potencia, es necesario definir algunos parámetros que caracterizan las cargas en Sistemas Eléctricos de Distribución (SED); estos se desarrollan a continuación.

## 2.5 Caracterización de la carga en sistemas eléctricos de distribución

Para diseñar, planear o calcular costos en un sistema eléctrico de distribución (SED), es necesario considerar la carga, individual y colectiva.

Aunque la carga puede ser identificada mediante un instrumento de medición, en muchas ocasiones esos registros son insuficientes o hasta inexistentes. En este sentido, existen definiciones y parámetros para caracterizar las cargas,

los cuales son aproximaciones basadas en información generalizada [24]. Estos parámetros se desarrollan a continuación.

### 2.5.1 Demanda máxima ( $D_m$ )

Es la mayor de las demandas de una instalación o red durante un periodo de tiempo específico.

Si el periodo es un año, la demanda máxima permite planear la capacidad instalada de generación, entre otros equipos eléctricos [24].

### 2.5.2 Demanda máxima no coincidente ( $D_{mnc}$ )

Cuando el sistema está compuesto de varias cargas, la  $D_{mnc}$  es la sumatoria de los valores de  $D_m$  de cada una de las cargas, sin tomar en cuenta su simultaneidad; para un periodo de tiempo específico [24].

### 2.5.3 Demanda máxima coincidente ( $D_{mc}$ )

Es la contribución simultánea de todas las cargas en un instante de tiempo. La  $D_{mnc} \geq D_{mc}$ , además, la  $D_{mc}$  es la medida por ejemplo en un medidor de frontera primario donde están conectadas varias cargas [24].

### 2.5.4 Curva de carga

Es la representación gráfica de como varia la demanda de un sistema en un periodo de tiempo, generalmente 24 horas [24].

### 2.5.5 Factor de utilización de energía ( $FE_i$ )

Una curva de carga total ( $C_{C_{Total}}$ ), como por ejemplo la de una residencia, es conformada por las curvas de carga de

todos los equipos eléctricos de esa casa ( $C_{C_i}$ ) [24].

Desde el punto de vista de la energía, la sumatoria de las integrales de las curvas  $C_{C_i}$  es igual a la integral de  $C_{C_{Total}}$ . Esto se formula en la ecuación (8).

$$E_{C_{C_{Total}}} = \sum_{i=1}^N E_{C_{C_i}} \quad (8)$$

Dónde:

$E_{C_{C_{Total}}}$ : Energía (integral en un periodo de tiempo) de la curva de carga total ( $C_{C_{Total}}$ ) del sistema.

$E_{C_{C_i}}$ : Energía (integral en un periodo de tiempo) de la curva de carga del cliente  $i$  ( $C_{C_i}$ ).

$N$ : Número total de cargas o clientes conectados en el sistema.

De lo antes citado, el factor de utilización de energía ( $FE_i$ ), como se llamará en este estudio, es la relación entre la energía de una carga  $i$  y la energía total del sistema, medida en porcentaje, tal como se muestra en la ecuación (9).

$$FE_i = \frac{E_{C_{C_i}}}{E_{C_{C_{Total}}}} \quad (9)$$

En este sentido, la sumatoria de los  $FE_i$  de todas las cargas del sistema es 1 (100%), ver ecuación (10).

$$\sum_{i=1}^N FE_i = 100\% \quad (10)$$

### 2.5.6 Factor de responsabilidad ( $FR_i$ )

El  $FR_i$ , a diferencia del  $FE_i$ , permite caracterizar las cargas desde el punto de vista de la potencia, y no de la energía.

El  $FR_i$  se define por la ecuación (11), donde:  $d_{pi}$  es la demanda de la carga  $i$  en el mismo tiempo cuando ocurre la demanda máxima de la curva de carga total ( $C_{C_{Total}}$ );  $D_{m_i}$  es la demanda

máxima de la carga  $i$  en el periodo de tiempo analizado.

Generalmente, el instante en el que ocurre  $d_{pi}$  no es el mismo cuando ocurre  $Dm_i$ . Desde este punto de vista, el  $FR_i$  se interpreta como la fracción del máximo de cada carga con la cual aporta al pico de carga del grupo [24].

$$FR_i = \frac{d_{pi}}{Dm_i} \quad (11)$$

La sumatoria de  $FR_i$  es diferente de 1 (100%), a menos que los picos de todas las cargas ocurra en el mismo instante que el pico del grupo.

Con lo detallado hasta este punto en el marco teórico, es suficiente para plantear el problema y solución del presente estudio, sin embargo, a continuación, se explica brevemente el marco normativo relacionado a este estudio, a nivel de Sistemas Eléctricos de Distribución (SED).

## 2.6 Marco normativo

En lo que concierne a este estudio, es importante definir dos particulares: i) la frecuencia de muestreo con la que se realiza las mediciones en SED y ii) la frecuencia de las tarifas para definir el “Precio en Tiempo Real”.

Las normativas nacionales e internacionales, relacionadas a la calidad de energía en SED, son: IEC 50160, IEC 61400-21, IEEE 519, CONELEC 004/01, entre otras [25], [26].

Estas normas, y sus complementarias, establecen que las mediciones deben registrarse cada 10 minutos, almacenando el valor mínimo, medio y máximo en dicho periodo. De esta manera, es como se consideran los datos de entrada en este estudio.

En cuanto a los pliegos tarifarios nacionales, la tarifa varía horariamente [27]. En este sentido, en este estudio, el “Precio en Tiempo Real” se definirá horariamente.

## 3. Modelo de gestión energética y algoritmo de solución

En esta sección se plantea, formula, explica y restringe, el problema a desarrollar en este estudio. Paralelamente, se desarrolla una metodología y algoritmo de solución para lo precitado.

Como se abordó brevemente en la introducción, en este estudio se realiza una metodología de gestión energética para optimizar la respuesta a la demanda en micro redes inteligentes. El mecanismo de RD utilizado es el “**Precio en tiempo real**” el cual se definió en la sección 2.2 [16], [17], [28], [29].

Evidentemente, el precio de la energía se obtiene al cubrir los costos de la cadena productiva más una rentabilidad, por lo cual, el precio de la energía se obtiene al conocer la carga del sistema y calcular el despacho económico [4], [22], [23].

Sin embargo, para producir una RD en los clientes, es necesario definirle unos rangos de consumo, en potencia y energía, y un costo de la misma para cada uno de estos rangos. De esta manera, el cliente gestionará su demanda para que su costo sea el menor, causando el resultado esperado por este mecanismo en el consumidor [30]–[32], [33].

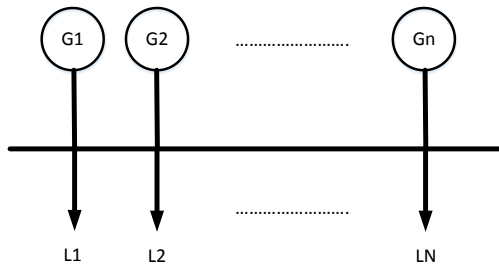
A continuación, se profundiza en cada uno de estos temas, empezando por definir y delimitar la micro red inteligente a utilizar.

### 3.1 Micro red inteligente

La red eléctrica definida para este estudio se diagrama en la Figura 1; la cual implementa todas las características detalladas en la sección 2.1 y además, tiene las siguientes particularidades [6]:



- Un medidor de frontera al cual se conectan: centrales de generación y cargas.
- Se puede conectar al medidor de frontera  $n$  cantidad de generadores y  $N$  cantidad de cargas.
- Un generador es el equivalente aguas arriba de la red de distribución; los demás generadores son de GD, fotovoltaica, eólica, micro hidráulicas, etc.
- Se encuentran instalados instrumentos de medición de parámetros eléctricos en: el medidor de frontera, en cada una de las cargas y en cada uno de los generadores [34]. Estos equipos registran la información cada 10 minutos, acorde a las normativas definidas en la sección 2.6, y se transmiten por las redes de telecomunicaciones para ser almacenadas.



**Figura 1.** Diagrama unifilar simplificado de la Micro red inteligente en estudio

### 3.2 Datos de entrada

Las variables o datos de entrada para calcular el “Precio en tiempo real” son [35]:

- Mediciones de demanda de las  $L$  cargas, cada 10 minutos, con registros de potencia mínima, media y máxima. Se debe tener una serie histórica de estas mediciones.

- Relación de potencia de salida versus costo de producción, ecuación (4), para cada uno de los  $G$  generadores.
- Indicar los generadores que tienen despacho preferencia y los que ingresan a la metodología de despacho económico.
- Para los generadores con despacho preferencial, FV y eólicos, definir la radiación solar y la velocidad del viento, respectivamente.
- Para los generadores restantes, delimitar la potencia mínima y máxima que pueden producir.

### 3.3 Modelo de gestión

A continuación, se resume y detalla las etapas del modelo de gestión energético para optimizar la respuesta a la demanda [16]–[18], [30], [32], [35]–[37].

#### 3.3.1 Acoplamiento de datos de entrada

Las mediciones de demanda de las cargas cada 10 minutos, deben ser transformadas a datos horarios, para poder acoplarse posteriormente a la frecuencia horaria de los precios de la energía en tiempo real [35].

Por ejemplo, en una hora, se tienen seis datos cada 10 minutos, para los campos de **MIN**, **MEDIA** y **MAX**. Para transformar a una frecuencia horaria, se calcula el mínimo de los seis datos del campo **MIN**, el promedio de los seis datos correspondientes al campo **MEDIA**, y el máximo de los seis datos correspondientes al campo **MAX**; tal como se muestra en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Transformación de datos 10 minútales a horarios

FECHA	MIN	PROMEDIO	MAX
1/1/2017 0:00	15,77	23,18	33,00

1/1/2017 0:10	25,83	27,48	50,00
1/1/2017 0:20	17,65	20,05	47,00
1/1/2017 0:30	22,11	28,71	52,00
1/1/2017 0:40	16,78	24,32	44,00
1/1/2017 0:50	16,54	21,20	52,00
<b>DATO HORARIO</b>	<b>15,77</b>	<b>24,16</b>	<b>2,00</b>

### 3.3.2 Estimación de la demanda

Si se establece que la hora actual  $h$ , la cual está transcurriendo, el cliente ya tiene un precio real de la energía para diferentes rangos de consumo.

De lo antes dicho, el último registro de demanda es de la hora  $h - 1$ . En este sentido, se debe estimar la demanda a la hora  $h + 1$ , teniendo como dato, la potencia de la hora  $h - 1$ .

El procedimiento se basa en la metodología de las Cadenas de Markov, explicadas en la sección 2.3. Su aplicación se detalla a continuación:

1. Construir una matriz de transición, de la hora  $h - 1$  a  $h$ , con los datos históricos horarios de la sección 3.3.1. Esta matriz se identificará convenientemente como  $P_{h-1}$ .
2. De la matriz de transición  $P_{h-1}$ , extraer la fila que corresponda a la última demanda en la hora  $h - 1$ . Como respuesta se obtiene un vector inicial a la hora  $h$ , es decir, las posibles demandas de energía que actualmente está teniendo el sistema.
3. Construir una matriz de transición, de la hora  $h$  a  $h + 1$ , con los datos históricos horarios de la sección 3.3.1. Esta matriz se identificará convenientemente como  $P_{h+1}$ .
4. Aplicar la ecuación (3), con el vector inicial y la matriz de transición ( $P_{h+1}$ ), calculados en

los numerales 2 y 3, respectivamente.

Como resultado, se obtiene un vector de probabilidades, con las posibles demandas que se tendrán en la hora  $P_{h+1}$  [20], [21]. De este vector, se adquiere el valor mínimo y máximo de demanda, para los valores que tengan una probabilidad de ocurrencia mayor a cero. Estos serán los rangos de demanda para los cuales se calculará posteriormente el despacho económico.

A continuación, se presenta un ejemplo de un vector de resultados. El rango de demanda que se utilizará para el despacho económico será desde 1kW hasta 4kW, ya que, en este caso, los demás valores en los extremos tienen una probabilidad de 0%.

0kW	1kW	2kW	3kW	4kW	5kW
[0%	15%	45%	30%	10%	0%]

La estimación de la demanda se debe realizar exclusivamente a la altura del medidor de frontera o medidor de frontera mostrado en la Figura 1 (no para cada carga), debido a que el despacho económico se realiza sobre el total de energía necesaria. Posteriormente, se asigna costos, demanda y energía, aguas abajo a los clientes.

### 3.3.3 Despacho económico

Para los rangos de despacho antes calculados (ej. 1-4 kW), con  $N$  divisiones (ej. 10), se calcula el despacho económico para cada uno de los  $N$  rangos. El despacho económico se calcula tal como lo expresado en la sección 2.4, con los datos de entrada de la sección 3.2.

Como resultado se obtiene  $N$  costos (\$), para producir la energía en cada uno de los  $N$  rangos de demanda. En la Tabla 3 se presenta un ejemplo de este resultado.

**Tabla 3.** Ejemplo del costo de la energía por rangos de demanda

	DEMANDA (kW)	COSTO (\$/h)	COSTO UNITARIO (\$/kWh)
	1,0	1,7	1,7
	1,5	3,4	2,3
	2,0	6,0	3,0
RANGOS	2,5	9,9	3,9
	3,0	15,6	5,2
	3,5	23,9	6,8
	4,0	36,0	9,0

### 3.3.4 Asignación de rangos de energía, potencia y tarifas

En la Tabla 4, se presenta un pliego tarifario, por rangos de consumo, único y diferente, que se aplicará en la hora  $h + 1$  a cada cliente.

Se observa que, a cada cliente, se le presenta opciones de rangos de consumo, en potencia y energía; y de acuerdo al rango en el que se encuentre su consumo, se aplicará el costo unitario de la energía.

Para calcular estos pliegos tarifarios se sigue la siguiente metodología:

1. Lo detallado en las secciones 3.3.2 y 3.3.3, se realiza para una potencia media que represente el consumo de energía en una hora. Con esto se obtiene los campos de “Energía (kWh)” y “Costo Unitario (\$/kWh)”, por rangos de consumo, tal como se observa en la Tabla 4, pero a la altura del medidor de frontera o barra principal de la Figura 1. Para llevar estos campos aguas abajo hacia los clientes, se utiliza el factor de utilización de energía detallado en la sección 2.5.5.
2. Con los datos históricos horarios, a la hora  $h + 1$ , del cliente  $i$ , se calcula su factor de potencia promedio, relacionando la potencia media y la potencia máxima [22], [24], tal como se muestra en la ecuación (12).

$$FC_i = \frac{E_i}{P_i * 1h} \quad (12)$$

Dónde:

$FC_i$ : Factor de carga del cliente  $i$ .

$E_i$ : Energía consumida en una hora por el cliente  $i$ ; valores obtenidos de los datos históricos de potencia media.

$E_i$ : Energía consumida en una hora por el cliente  $i$ ; valores obtenidos de los datos históricos de potencia media.

$P_i$ : Potencia nominal de la carga  $i$ ; valores obtenidos de los datos históricos de potencia máxima.

3. Con el  $FC_i$  calculado en el numeral 2, se calcula  $P_i$ , despejando de la ecuación (12); y utilizando como  $E_i$  lo obtenido en el numeral 1. De esta manera se obtiene el campo “Demanda Máxima (kW)” de la Tabla 4.

**Tabla 4.** Ejemplo de pliego tarifario, por rangos de consumo, por cliente.

	ENERGÍA (kWh)	DEMANDA MÁXIMA (kW)	COSTO UNITARIO (\$/kWh)
	21,8	62,5	0,057
	22,2	63,7	0,057
	22,6	64,9	0,056
	23,0	66,0	0,056
RANGOS	23,4	67,2	0,055
	23,8	68,4	0,055
	24,2	69,5	0,055
	24,7	70,7	0,054
	25,1	71,8	0,054
	25,5	73,0	0,054

El proceso de modelo de gestión energética detallado hasta este punto, permite obtener pliegos tarifarios por rangos de consumo, únicos y diferentes, para cada uno de los clientes conectados a la micro red. De esta manera, se ofrece el mecanismo de RD de “**Precio en tiempo real**” a los usuarios, incentivándoles a gestionar y optimizar su consumo, de manera que se reduzca

su costo; consecuentemente, se obtiene ventajas desde el punto de vista técnico y económico de la micro red inteligente, como, por ejemplo, aplanamiento de la curva de carga.

### 3.4 Pseudocódigo

El Modelo de Gestión detallado en la sección 3.3 se puede implementar en cualquier software de programación enfocado al análisis numérico. En este sentido, a continuación, se detalla el pseudocódigo:

---

#### Algoritmo de Simulación

---

##### Paso 1: Inicializar

- Inicializar  
*DHMF (datos horario medidor de frontera)*

- Inicializar  
*DHC (datos horario cliente [1 ...n])* **IF**  $i = 1$
- Inicializar  $X_n$  (matriz de transición)  
Donde  $P(X_{n+1} = S_{n+1} | X_1 = S_1, X_2 = S_2, \dots, X_n = S_n) = P(X_{n+1} = S_{n+1} | X_n = S_n)$

##### Paso 2: Datos de entrada, salida y variables

$X_{n+1}$ : Probabilidad del estado próximo de consumo.

$FC_i$ : Factor de carga del cliente  $i$ .

$E_i$ : Energía consumida en una hora por el cliente  $i$ ; valores obtenidos de los datos históricos de potencia media.

$E_i$ : Energía consumida en una hora por el cliente  $i$ ; valores obtenidos de los datos históricos de potencia media.

$P_i$ : Potencia nominal de la carga  $i$ ; valores obtenidos de los datos históricos de potencia máxima.

$DM$ : Demanda máxima

$E_{CC_{Total}}$ : Energía (integral en un periodo de tiempo) de la curva de carga total ( $CC_{Total}$ ) del sistema.

$E_{CC_i}$ : Energía (integral en un periodo de tiempo) de la curva de carga del cliente  $i$  ( $CC_i$ ).

$N$ : Número total de cargas o clientes conectados en el sistema.

##### Paso 3: Iteraciones

**FOR** predicción de carga,  $X_n$  a  $X_{n+1}$   
Selecciona DHMF relacionando la potencia

$$FC_i = \frac{E_i}{P_i * 1h}$$

$$DM = P_i$$

**FOR** despacho económico,  $P_{gi}$

$$C_i = \frac{a_i}{2} * P_i^2 + b_i * P_i + c_i$$

$$\lambda_i = \frac{dC_{gi}}{dP_{gi}} = a_i * P_{gi} + b_i$$

$$\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \dots = \lambda_N$$

$$P_{gi} = \frac{\lambda_i - b_i}{a_i}$$

$$\sum_{i=1}^N P_{gi} = P_{carga} - P_{preferencial}$$

**END IF**

**END FOR**

Asignación de rangos de energía  $E_i$  y potencia  $Dm_i$

$$FC_i = \frac{E_i}{P_i * 1h}$$

$$FR_i = \frac{d_{pi}}{Dm_i}$$

**END FOR**

Pliego tarifario  $E_{CC_{Total}}$  (\$/kWh)

$$E_{CC_{Total}} = \sum_{i=1}^N E_{CC_i}$$

##### Paso 4 Finalización

---

## 4. Resultados

En esta sección se plantea el caso de estudio sobre el cual se experimenta el modelo de gestión y se presenta los resultados.

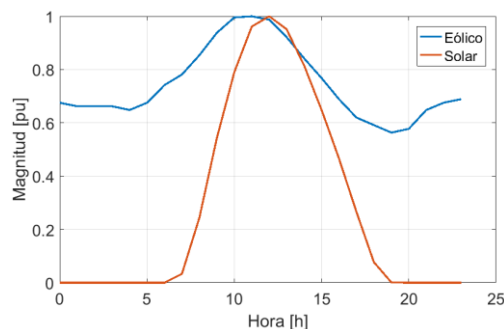
## 4.1 Caso de estudio

De acuerdo a lo establecido en la sección 3.1 y en la Figura 1, se conectan 7 generadores (GD), con las características mostradas en la Tabla 5 [4], [22], [38].

**Tabla 5.** Características de los generadores utilizados en el caso de estudio [4], [22], [38]

TIPO	ECUACIÓN: $A * P^2 + B * P + C$	DESPACHO			
		A	B	C	
G1	Solar	0	0,16	0,02	0
G2	Eólico	0	0,15	0,017	0
G3	Térmico	0,0025	0,15	0,025	1
G4	Térmico	0,004	0,15	0,03	1
G5	Térmico	0,007	0,165	0,045	1
G6	Hidráulico	0,00016	0,0165	0,001	1
G7	Hidráulico	0,00016	0,028	0,001	1

Los dos primeros generadores, se establecen del tipo despacho preferencial, con datos de radiación solar y velocidad del viento como los mostrados en la Figura 2 [39]. Dado que el presente estudio no es de estimación de radiación solar y velocidad del viento, estos datos se establecen en (pu). Evidentemente, en la práctica, la radiación solar y la velocidad del viento deberán ser estimadas para la hora  $h + 1$ .



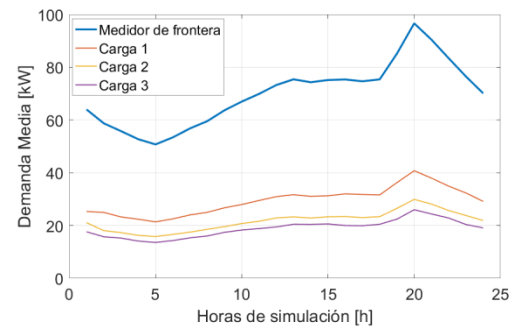
**Figura 2.** Radiación solar y velocidad del viento en (pu), para los generadores con despacho preferencial [39]

Adicionalmente, se conectan tres cargas a la micro red de la Figura 1, cada una con datos históricos 10 minútales de dos meses. Por la extensión de esta información, no se presentan dichos

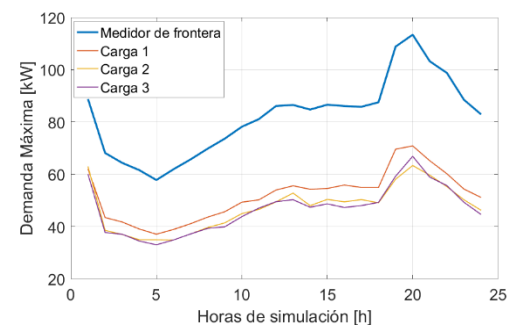
datos en este estudio, sin embargo, a manera de referencia, la demanda promedio de dichas cargas es: 29.4 kW, 21.67 kW y 18.8 kW, respectivamente. La demanda promedio en el medidor de frontera es 69.87 kW [40]–[43].

## 4.2 Resultados y análisis

El modelo de gestión energética detallado en este estudio se ejecuta cada hora, sin embargo, y con el propósito de poder graficar, tabular y comparar resultados, se lo simulará para un periodo de 24 horas. En este sentido, y solo con el afán de poder simular el modelo 24 horas, se define la demanda real media y máxima (Figura 3 y Figura 4, respectivamente) del sistema, es decir, lo que efectivamente consumió el cliente, durante 24 horas, en el medidor de frontera y de los 3 clientes; es importante destacar que, en la hora  $h$  se determinan los pliegos tarifarios de la hora  $h + 1$  (tal como se detalló en la sección 3.3.2); y a la hora  $h + 2$ , se tienen las mediciones reales que se presentan en la Figura 3 y Figura 4.



**Figura 3.** Demanda media real consumida por los clientes del caso de estudio, durante 24 horas

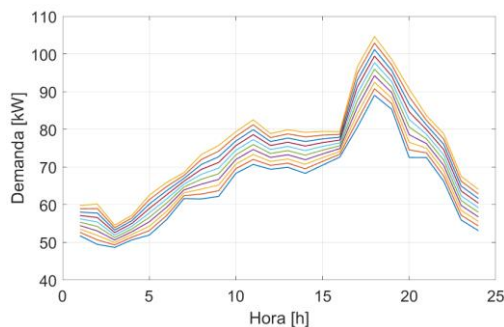


**Figura 4.** Demanda máxima real consumida por lo clientes del caso de estudio, durante 24 horas

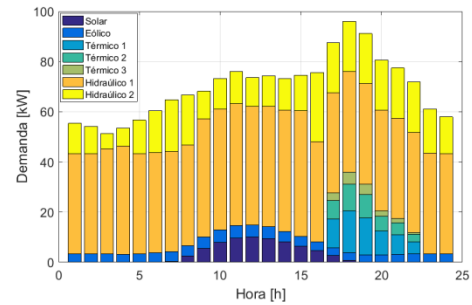
De aquí en adelante, se presentan los resultados obtenidos del modelo de gestión planteado en este estudio, siguiendo la estructura planteada en la sección 3.3.

En la Figura 5, se presenta la estimación de la demanda en el medidor de frontera, para las 24 horas simuladas, con 10 rangos de consumo, desde el mínimo probable hasta el máximo, de acuerdo a la metodología planteada en la sección 3.3.2

Para los rangos de consumo estimados en la Figura 5, se realiza el despacho económico de acuerdo a lo citado en la sección 3.3.3. A manera de ejemplo, para la demanda media estimada (curva 5 de la Figura 5, de abajo hacia arriba), se presenta el despacho económico en la Figura 6. Se observa que a las horas pico (17h00 -22h00) se despacha las centrales térmicas que son las más caras. A las horas de radiación solar y velocidad del viento, se evidencia el despacho económico preferencial de dichas centrales. Mayoritariamente, a lo largo de las 24 horas, el despacho es de las centrales hidráulicas, por tener un coste menor. Como resultado del despacho económico, se obtiene el costo del servicio eléctrico para atender la demanda en dicha hora.



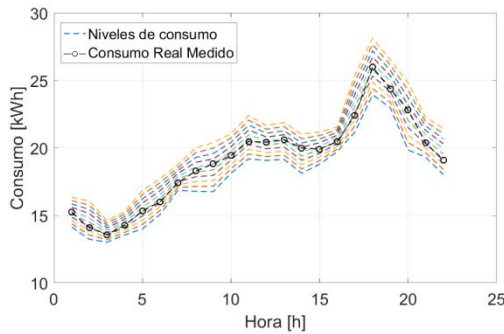
**Figura 5.** Estimación de la demanda en el medidor de frontera, con 10 rangos de consumo (cada línea es un rango de consumo), para el caso de estudio



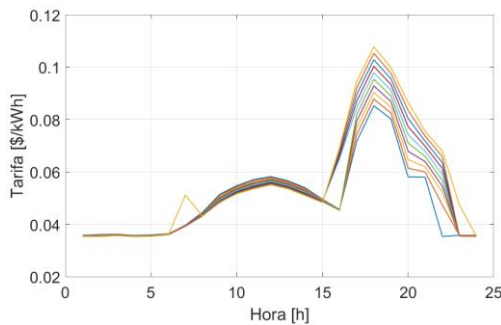
**Figura 6.** Despacho económico para la demanda media estimada, a la altura del medidor de frontera, para el caso de estudio

Una vez que se tiene los rangos de energía (potencia media, Figura 5), se transforma a rangos de potencia máxima, y se lleva ambos rangos/límites (energía y potencia máxima), aguas abajo, hacia cada cliente. La metodología utilizada es la detallada en la sección 3.3.4.

A manera de ejemplo, en la Figura 7, se presenta los rangos de consumo en energía (kWh), llevadas aguas abajo, al cliente 3. Adicionalmente, en la precitada figura, se grafica la demanda real consumida por dicho cliente (se obtiene de la Figura 3). Para cada uno de los rangos de consumo mostrados en la Figura 7, se presenta la tarifa asignada, en la Figura 8. Se observa que, en las horas de mayor demanda (17h00 - 22h00), es cuando existen variaciones importantes de la tarifa. Evidentemente, la variación significativa de las tarifas se debe a que, en las horas de mayor demanda, se debe despachar las centrales térmicas, con su alto costo de producción por kWh. Este particular, motiva a los clientes a desplazar su consumo de dichas horas, para minimizar el precio pagado, aportando a un aplanamiento de la curva de carga y reduciendo los costos totales de la red, logrando así, el objetivo del mecanismo de la RD, y el objetivo del modelo de gestión planteado en este estudio.



**Figura 7.** Rangos de consumo (líneas entre cortadas) y consumo real medido (línea con círculos) para el cliente 3, del caso de estudio



**Figura 8.** Tarifas asignadas al cliente 3, para cada uno de los rangos de consumo (cada línea es un rango de consumo), del caso de estudio

Finalmente, por ejemplo, para el cliente 3, a las 19 horas, los precios de la energía por rangos de consumo (pliego tarifario horario, dinámico), se presentan en la Tabla 6. Para ejemplificar, si el cliente tiene un consumo de 25 kWh y una potencia máxima de 83 kW, la tarifa cobrada será de 0,098 \$/kWh, es decir, \$2.45. Si por la implementación del mecanismo de RD presentando en este estudio, el cliente reduce su consumo, por ejemplo, a 24 kWh y 77 kW, la tarifa cobrada será 0,087 \$/kWh, es decir, \$2.09. Lo precitado, significa un ahorro de \$0.36, equivalente a 14,7%.

**Tabla 6.** Ejemplo de pliego tarifario por rangos de consumo, a las 19 horas, del cliente 3

	ENERGÍA (kWh)	DEMANDA MÁXIMA (kW)	COSTO UNITARIO (\$/kWh)
	22,98	73,41	0,080
	23,38	74,67	0,082
<b>RANGOS</b>	23,77	75,94	0,085
	24,17	77,20	0,087
	24,57	78,47	0,089

24,96	79,73	0,091
25,36	81,00	0,093
25,75	82,26	0,096
26,15	83,53	0,098
26,55	84,79	0,100

## 5. Conclusiones y recomendaciones

El modelo de gestión energética planteado en este estudio, logra los objetivos programados inicialmente, permitiendo una respuesta a la demanda óptima, por parte de los clientes, a las horas con mayor demanda de potencia y energía. De esta manera, se mejora y optimiza, desde el punto de vista económico y técnico, la red eléctrica inteligente; como, por ejemplo, reduciendo pérdidas y costos de la red, mejorando los índices de calidad de energía, mejor confiabilidad, etc.

Como se observa en la Figura 8, a cada cliente, se le presenta una serie de tarifas tabuladas de acuerdo a los rangos de consumo y potencia que puede demandar dicho cliente. Se destaca, que a las horas pico, el precio de la energía es mayor, incentivando la reducción de la demanda (respuesta a la demanda) del cliente, y el consecuente aplanamiento de la curva de carga.

La cuantificación del aplanamiento de la carga mediante el factor de carga, y la cuantificación de la reducción de costos, depende estrictamente de la decisión que tome el cliente de en qué periodos incrementar o reducir su carga; sin embargo, el presente estudio, incentiva mediante el costo real de la energía a que lo precitado suceda. En este sentido, no se puede cuantificar la reducción de costos y la RD del modelo planteado.

Como trabajos futuros, se podría robustecer el modelo mediante la integración de: despacho económico con pérdidas; despacho económico de sistemas de almacenamiento;

diferenciación de clientes residenciales, comerciales e industriales; clientes con subsidios; costos de red y no sólo de energía, etc.

## 6. Referencias

- [1] Renato Céspedes, “Smart Grids Colombia Visión 2030,” vol. II, 2016.
- [2] J. A. Barrantes, “Smart Grids Diseñando el sistema eléctrico.”
- [3] Energía y Sociedad, “SMARTGRIDS Redes eléctricas inteligentes,” *Mercados Energ.*, vol. 1, no. 1, pp. 20–39, 2010.
- [4] J. D. Glover, *Power System Analysis and Design*, Fifth edit. 2012.
- [5] U. de Alicante, “Sistema inteligente de distribución de energía eléctrica,” 2011.
- [6] D. E. Pereira, “Introducción a las redes inteligentes,” *Univ. TECNOLÓGICA PEREIRA*, 2014.
- [7] L. de la R. Javier, “Estudio sobre el estado actual de las Smart Grids,” *Univ. Carlos III Madrid*, 2011.
- [8] M. D. Govardhan and R. Roy, “Grid Technologies – India A Review on Key Issues of Microgrid,” *ISGT2011-India*, vol. 24, no. 3, pp. 322–327, 2011.
- [9] 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.
- [10] F. A. Rahiman, H. H. Zeineldin, V. Khadkikar, S. W. Kennedy, and V. R. Pandi, “Demand Response Mismatch (DRM): Concept, impact analysis, and solution,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1734–1743, 2014.
- [11] M. Yu and S. H. Hong, “A Real-Time Demand-Response Algorithm for Smart Grids: A Stackelberg Game Approach,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 879–888, 2016.
- [12] I. N. G. A. Ghia, *Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de sistemas eléctricos*. 2009.
- [13] V. Fusco, G. K. Venayagamoorthy, S. Squartini, and F. Piazza, “Smart AMI based demand-response management in a micro-grid environment,” *Clemson Univ. Power Syst. Conf. PSC 2016*, 2016.
- [14] C. N. de Energía, “REVISIÓN DE MECANISMOS DE TARIFICACIÓN DE IMPLEMENTACIONES DE SMARTGRID,” no. c, 2012.
- [15] A. Sudriá, “Eficiencia Energética en Distribución,” 2007.
- [16] M. Eghbal, T. K. Saha, and N. Mahmoudi-Kohan, “Utilizing demand response programs in day ahead generation scheduling for micro-grids with renewable sources,” *2011 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. ISGT Asia 2011 Conf. Smarter Grid Sustain. Afford. Energy Futur.*, 2011.
- [17] Z. Wang and R. Paranjape, “Optimal residential demand response for multiple heterogeneous homes with real-time price prediction in a multiagent framework,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1–12, 2015.
- [18] K. Kopsidas, A. Kapetanaki, victor levi, and jovica milanovic, “Optimal Demand Response Scheduling with Real Time Thermal Ratings of



- Overhead Lines for Improved Network Reliability,” *IEEE Trans. Smart Grid*, pp. 1–1, 2016.
- [19] Ecuador, “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,” pp. 1–35, 2015.
- [20] B. Espinoza, “Cadenas de Markov. Procesos estocásticos,” *Fac. Agron.*, pp. 103–127, 2007.
- [21] A. A. Markov, “CADENAS DE MARKOV,” pp. 1–8.
- [22] J. Grainger and W. J. Stevenson, “Análisis de Sistemas de Potencia,” *Cenace, Uanl*. p. 743, 1996.
- [23] C. Battistelli, Y. P. Agalgaonkar, and B. C. Pal, “Probabilistic Dispatch of Remote Hybrid Microgrids Including Battery Storage and Load Management,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. PP, no. 99, 2016.
- [24] *Caracterización de la Carga en Sistemas Eléctricos de Distribución*. José Espina Alvarado.
- [25] AENOR, “EN 50160, Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución,” 2011.
- [26] CONELEC, “Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf.”.
- [27] “ARCONEL - Buscar con Google.”.
- [28] H. Roh and J. Lee, “Multiclass Appliances in the Smart Grid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 1–11, 2015.
- [29] 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.
- [30] D. Zhang, S. Li, M. Sun, and Z. O’Neill, “An Optimal and Learning-Based Demand Response and Home Energy Management System,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 4, pp. 1790–1801, 2016.
- [31] Q. Dong, L. Yu, W. Song, S. Member, and J. Yang, “Algorithm in Smart Grid,” vol. 4, no. 2, pp. 280–296, 2017.
- [32] A. Anvari-moghaddam, H. Monsef, and A. Rahimi-kian, “Optimal Smart Home Energy Management Considering Energy Saving and a,” vol. 6, no. 1, p. 5090, 2016.
- [33] H. Abdi, E. Dehnavi, and F. Mohammadi, “With Demand Response ( DEDDR ) Considering Non-Linear Responsive Load Models,” pp. 1–10, 2015.
- [34] a Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, J. J. De la Rosa, R. Real-Calvo, M. Gonzalez-Redondo, and I. M. Moreno-Garcia, “Embedding Synchronized Measurement Technology for Smart Grids development,” *Ind. Informatics, IEEE Trans.*, vol. PP, no. 99, p. 1, 2012.
- [35] H. Liang, A. Tamang, W. Zhuang, and X. Shen, “Stochastic Information Management in Smart Grid,” *Accept. Publ. IEEE Commun. Surv. Tutorials*, pp. 1–25, 2014.
- [36] A. Dissertation and D. O. F. Philosophy, “Energy management in microgrids,” no. August, pp. 1–11, 2015.
- [37] A. A. Garcia and Rivas., “Management model of distribution networks through UML and BPL,” *Tecnura*, vol. 17, pp. 109–120, 2013.
- [38] “CENACE.”.
- [39] “Secretaría de Ambiente del Municipio del Distrito Metropolitano Quito.”.
- [40] CONELEC, “Estadística del

- sector eléctrico ecuatoriano 2012,” p. 416, 2012.
- [41] CONELEC, “Demanda Eléctrica,” *Plan Maest. Electríf. del Ecuador 2009 - 2020*, p. 30, 2009.
- [42] ARCONEL, “Estadística Sector Electrico Ecuatoriano 2014 A.” pp. 1–80, 2014.
- [43] MICSE, MEER, and ARCONEL, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015,” *Arconel*, p. 300, 2016.
- [44] E. Adrian, J. Juca, E. Marcelo, and G. Torres, “UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO TEMA: EFICIENCIA ENERGÉTICA MEDIANTE SISTEMAS SCADA PARA EL CONTROL DE LA DEMANDA DE UNA RESIDENCIA.”
- [45] P. Daniel Jacho Topón autorizo and P. Daniel Jacho Topón, “MODELAMIENTO PARA EL ALMACENAMIENTO Y APOORTE DE ENERGÍA A LA RED EN HORAS PICO DE DEMANDA MEDIANTE UN PROTOTIPO,” 2015.
- [46] D. Carrión, Garcia E Marcelo, J. W. González, and G. J. López, “Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución,” no. January, 2017.
- [47] L. Barragan and E. M. Garcia, “Modelo multiobjetivo de planificación de transmisión bajo incertidumbre basado en una optima respuesta de la demanda,” Universidad Politecnica Salesiana, 2016.
- [48] D. Tasinchana and E. M. Garcia, “Predicción con series de tiempo para la optimización de la demanda eléctrica residencial,” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [49] B. Oña and E. M. Garcia, “Uso eficiente del consumo de energía eléctrica residencial basado en el método Montecarlo,” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [50] M. Ortiz and E. M. Garcia, “Pronóstico de la demanda eléctrica residencial basado en el modelo de regresión adaptativa multivariante spline (MARS),” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [51] M. Simbaña and E. M. Garcia, “Optimización mediante el método de Montecarlo de la demanda eléctrica residencial,” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [52] G. Ayala and E. M. Garcia, “Respuesta de la demanda eléctrica basado en el modelo Markoviano,” Universidad Politecnica Salesiana, 2016.
- [53] P. Moreno and E. M. Garcia, “Respuesta a la Demanda para Smart Home Utilizando Procesos Estocásticos,” *I+D Tecnológico*, 2016.
- [54] E. M. Garcia and I. Isaac, “Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users,” in *Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), IEEE*, 2016.
- [55] E. M. Garcia, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlos algorithms and Markov Chains (MCMC),”

- in *51st International Universities' Power Engineering Conference*, 2016, no. Mcmc.
- [56] E. M. Garcia, "Diagn{ó}stico de la demanda de consumo de energ{í}a el{é}ctrica en un smart home, enfocado en el sector residencial de Quito, durante el a{ñ}o 2015, Barri{ó} la Kennedy. Caracterizaci{ó}n y optimizaci{ó}n del consumo de energ{í}a el{é}ctrica," Universidad T{é}cnica de Cotopaxi, Latacunga, 2016.
- [57] E. Inga, D. Carri{ó}n, A. Aguila, E. M. Garc{í}a, and R. Hincapi{é}, "Minimal Deployment and Routing Geographic of PMUs on Electrical Power System based on MST Algorithm," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 5, pp. 2264–2270, 2016.