

**IMPACTO EN LA GESTIÓN DE LA DEMANDA DE USUARIOS  
RESIDENCIALES QUE INCORPORAN SISTEMAS DE MEDICIÓN  
CON MEDIDORES AVANZADOS**

**WILLIAM FLÓREZ DUARTE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA**

**2021**

**IMPACTO EN LA GESTIÓN DE LA DEMANDA DE USUARIOS  
RESIDENCIALES QUE INCORPORAN SISTEMAS DE MEDICIÓN  
CON MEDIDORES AVANZADOS**

**WILLIAM FLÓREZ DUARTE**

Trabajo de aplicación realizado para optar al título de  
**Magíster en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica**

Director

**GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA**

Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica

Codirectora

**SANDRA OSPINA ARANGO**

Magíster en Generación de Energía

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA**

**2021**

## **DEDICATORIA**

A mis padres porque me han inculcado la importancia de la educación continua

A mi esposa y mis hijos por su gran amor y apoyo en todo momento

A Dios porque sin su voluntad nada es posible.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia por su apoyo permanente, comprensión en los días de ausencia y motivación en los momentos difíciles.

A mis compañeros de trabajo, porque sin el apoyo de ellos no hubiera sido posible asistir a clases y terminar la maestría.

A mi empresa Celsia por promover mi desarrollo profesional y especialmente a la Dr. Sandra Ospina por compartir su conocimiento y su experiencia.

A mi director de proyecto Dr. Gabriel Ordoñez, ya que, sin su guía, su amabilidad y prontitud en la solución de inquietudes, no hubiera podido terminar la tesis.

## RESUMEN

**TÍTULO:** IMPACTO EN LA GESTIÓN DE LA DEMANDA DE USUARIOS RESIDENCIALES QUE INCORPORAN SISTEMAS DE MEDICIÓN CON MEDIDORES AVANZADOS.\*

**AUTOR:** WILLIAM FLÓREZ DUARTE\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Demanda de energía eléctrica, elasticidad, impacto, incentivo, gestión de la demanda de energía, medidor avanzado, regresión polinomial, tarifa dinámica.

### DESCRIPCIÓN:

En muchos países del mundo, el uso de medidores avanzados ha ayudado a gestionar la creciente demanda de energía eléctrica y con el uso de tarifas dinámicas se ha potenciado los beneficios, por ejemplo, se ha logrado disminuir los picos de consumo de energía eléctrica, porque los usuarios motivados por los incentivos de la tarifa dinámica trasladan sus consumos a periodos del día donde los precios de la tarifa son bajos. El nivel de motivación del usuario se le conoce como elasticidad.

Por eso, en este trabajo de aplicación se realiza una revisión literaria de toda la información respecto al uso de medidores avanzados y tarifas dinámicas, para diseñar un modelo tarifario que ayude a implementar un sistema eficiente de gestión de la demanda en la empresa Celsia. Entonces, con los datos de consumo de energía eléctrica de sus clientes con medidores avanzados en sus hogares, se escoge un modelo de regresión polinomial que represente el comportamiento de dicho consumo de energía eléctrica y tomando la tarifa dinámica diseñada a partir de la literatura, se exponen en distintos escenarios de elasticidad precio-demanda para observar el impacto en la demanda de energía eléctrica por el uso de la nueva tarifa. Dependiendo de los resultados obtenidos, se define el tipo de impacto, si es positivo o negativo, además, se analiza si estos impactos en la demanda de energía eléctrica influyen en la tarifa diseñada. Finalmente se consolidan los resultados para concluir sobre ellos.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata. Codirector: Mg. Sandra Ospina Arango.

## ABSTRACT

**TITLE:** IMPACT ON DEMAND-SIDE MANAGEMENT OF RESIDENTIAL USERS INCORPORATING METERING SYSTEMS WITH SMART METERS.\*

**AUTHOR:** WILLIAM FLÓREZ DUARTE\*\*

**KEYWORDS:** Electricity demand, elasticity, impact, incentive, energy demand management, smart meter, polynomial regression, dynamic tariff.

### DESCRIPTION:

In many countries around the world, the use of smart meters has helped to manage the growing demand for electricity, and the use of dynamic tariffs has enhanced the benefits, for example, it has reduced peak electricity consumption, because users motivated by the incentives of the dynamic tariff move their consumption to periods of the day when the tariff prices are low. The level of user motivation is known as elasticity.

Therefore, in this application work, a literature review of all the information regarding the use of smart meters and dynamic tariffs is carried out, in order to design a tariff model that helps to implement an efficient demand management system in the company Celsia. Then, with the electricity consumption data of its customers with smart meters in their homes, a polynomial regression model is chosen to represent the behavior of such electricity consumption and taking the dynamic tariff designed from the literature, it is exposed in different scenarios of price-demand elasticity to observe the impact on electricity demand due to the use of the new tariff. Depending on the results obtained, the type of impact is defined, whether it is positive or negative, and it is also analyzed whether these impacts on electricity demand influence the designed tariff. Finally, the results are consolidated to conclude on them.

---

\* Master's thesis

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: PhD. Gabriel Ordóñez Plata. Co-director- MSc. Sandra Ospina Arango.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	16
1. OBJETIVO GENERAL .....	19
1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2. ANTECEDENTES, MARCO TEÓRICO Y SITUACIÓN ACTUAL .....	20
2.1 INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) .....	20
2.1.1 Elementos básicos en AMI.....	20
2.1.2 Propósitos de implementar un sistema AMI.....	20
2.2 MEDIDOR AVANZADO .....	21
2.3 SISTEMAS DE MEDIDA AMI A NIVEL INTERNACIONAL.....	22
2.4 SISTEMAS DE MEDIDA AMI EN COLOMBIA.....	26
2.4.1 Funcionalidades de los medidores avanzados .....	27
2.4.2 Objetivos de la implementación de los sistemas de medición AMI .....	29
2.4.3 Funcionalidades básicas de los sistemas de medición AMI.....	29
2.4.4 Regulación para implementación de AMI.....	30
2.4.5 Agentes responsables de la implementación de AMI .....	31
2.4.6 Gradualidad de la implementación de los sistemas de medición AMI .....	31
2.4.7 Remuneración de los sistemas de medición AMI .....	32
2.5 GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	32
2.6 TARIFA ESTABLE Y DINÁMICA .....	33
2.6.1 Tarifa estable .....	34
2.6.2 Tarifa de tiempo de uso (TDU).....	34
2.6.3 Precios dinámicos para el siguiente día (PDSD) .....	36
2.6.4 Tarifa de precio de pico crítico (PPC) .....	37
2.6.5 Limitación de los precios.....	38

2.7 ELASTICIDAD DEL PRECIO DE LA DEMANDA.....	38
2.8 REGULACIÓN .....	41
2.9 BARRERAS Y OPORTUNIDADES.....	44
2.9.1 Barreras .....	45
2.9.2 Oportunidades .....	46
3. ANÁLISIS DE DATOS Y MODELADO.....	48
3.1 DATOS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	49
3.2 ALEATORIEDAD, TENDENCIA E INDEPENDENCIA DE LOS DATOS .....	49
3.2.1 Aleatoriedad de la demanda de energía eléctrica del usuario residenciales "Run Test" .....	50
3.2.2 Tendencia de la demanda de energía eléctrica del usuario residencial.....	53
3.2.3 Independencia de la demanda de energía eléctrica del usuario residencial.	54
3.3 SELECCIÓN DE DATOS ÚTILES .....	56
3.4 SELECCIÓN DEL MODELO Y AJUSTE DE DATOS .....	58
3.5 MODELO AJUSTADO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	59
3.5.1 Modelo de la demanda de energía eléctrica para el estrato 2 .....	59
3.5.2 Modelo de la demanda de energía eléctrica para el estrato 3 .....	61
3.5.3 Modelo de demanda de energía eléctrica para el estrato 4 .....	62
3.6 MODELO AJUSTADO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	64
3.7 MODELO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CON AGPE.....	65
3.7.1 Modelo definitivo de los usuarios con AGPE .....	67
4. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS MODELOS PARA LA TARIFA DINÁMICA...68	
4.1 MODELO DE TARIFA PLANA.....	69
4.2 MODELO DE TARIFA TDU .....	69
4.3 MODELO DE TARIFA PDSD.....	71
4.4 SELECCIÓN DEL MODELO DE TARIFA .....	72
4.4.1 Comportamiento de la demanda con tarifa TDU.....	74

4.4.2 Comportamiento de la demanda con tarifa PDSD .....	76
5. IMPACTOS DE LA ELASTICIDAD DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA DEMANDA Y LA TARIFA .....	79
5.1 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL USUARIO RESIDENCIAL.....	80
5.1.1 Escenario 1 – usuario residencial .....	80
5.1.2 Escenario 2 - usuario residencial .....	81
5.1.3 Escenario 3 - usuario residencial .....	82
5.2 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL USUARIO CON AGPE.....	85
5.2.1 Escenario 1 - usuario con AGPE .....	85
5.2.2 Escenario 2 - usuario con AGPE .....	86
5.2.3 Escenario 3 - usuario con AGPE .....	87
5.3 ANÁLISIS DE LA TARIFA DINÁMICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CONSIDERANDO LA INSTALACIÓN DE MEDIDORES AVANZADOS .....	90
5.3.1 Escenario 1 – tarifa del usuario residencial.....	91
5.3.2 Escenario 2 – tarifa del usuario residencial.....	92
5.3.3 Escenario 3 – tarifa del usuario residencial.....	93
5.4 ANÁLISIS DE LA TARIFA DINÁMICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CONSIDERANDO QUE DISPONEN DE UN SISTEMA AGPE.....	95
5.5 DEPENDENCIA E INFLUENCIA ENTRE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y TARIFA.....	97
5.1.1 Variables de la elasticidad .....	98
5.1.2 Variables de la tarifa .....	98
5.1.3 Variables de la demanda de energía eléctrica .....	99
5.1.4 Matriz de análisis estructural.....	99
5.2 CATEGORIZACIÓN DE LOS IMPACTOS.....	101

6. CONCLUSIONES .....104

BIBLIOGRAFÍA.....107

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Casos internacionales de implementación de Smart Grids.....	23
Tabla 2. Políticas públicas y regulación en Reino Unido, India, Brasil y Chile. ...	25
Tabla 3. Funcionalidades de los medidores avanzados. ....	28
Tabla 4. Agenda regulatoria para el año 2019. ....	43
Tabla 5. Avances en la agenda regulatoria 2019.....	44
Tabla 6. Resultados de prueba de aleatoriedad de la demanda diaria de energía eléctrica de los clientes del estrato 2. ....	52
Tabla 7. Resultados de prueba de aleatoriedad de la demanda diaria de energía eléctrica de los clientes del estrato 3. ....	52
Tabla 8. Resultados del análisis para selección del modelo de la demanda de energía eléctrica.....	56
Tabla 9. Resultado del modelamiento de los datos de consumo de energía eléctrica.....	58
Tabla 10. Resultados del ajuste de datos de consumo de energía eléctrica de los usuarios residenciales de estrato 2.....	60
Tabla 11. Resultados del ajuste de datos de consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales del estrato 3. ....	62
Tabla 12. Resultados del ajuste de datos de consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales del estrato 4. ....	63
Tabla 13. Datos obtenidos del modelo optimizado de la demanda de energía eléctrica.....	64
Tabla 14. Resultados del ajuste de datos de consumo de usuarios con AGPE. ..	66
Tabla 15. Valores de tarifa TdU. ....	71
Tabla 16. Valores de tarifa PDS. ....	72
Tabla 17. Comparación del consumo de energía diario según el modelo de tarifa usado. ....	78

Tabla 18. Demanda y costo de energía eléctrica de los usuarios con AGPE bajo distinta tarifa TdU.....	97
Tabla 19. Matriz de análisis estructural.....	99
Tabla 20. Categorización de los impactos. ....	102

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Escenarios de desarrollo internacional de sistemas de medición AMI. .....	22
Figura 2. Descripción de la tarifa TdU.....	36
Figura 3. Elasticidad demanda-precio en los hogares según el estrato.....	41
Figura 4. Porcentaje de datos según estrato.....	49
Figura 5. Tendencia por gráfica de barras de la demanda diaria de energía eléctrica del estrato 2.....	53
Figura 6. Tendencia por gráfica de barras de la demanda diaria de energía eléctrica del estrato 3.....	54
Figura 9. Aplicación de la herramienta hampel para ajuste de las muestras para el consumo de energía.....	57
Figura 10. Curva de ajuste de consumo de energía eléctrica diario para usuarios estrato 2.....	60
Figura 11. Curva de ajuste de consumo diario de energía eléctrica para usuarios del estrato 3.....	61
Figura 12. Curva de ajuste de consumo diario de energía eléctrica para usuarios del estrato 4.....	63
Figura 13. Curva de ajuste de consumo diario para usuarios con AGPE.....	66
Figura 14. Comportamiento tarifa plana.....	69
Figura 15. Tarifa TdU vs Tarifa Plana.....	70
Figura 16. Tarifa PDSD vs Tarifa Plana.....	72
Figura 17. Diagrama de flujo para obtener la nueva demanda de energía eléctrica. .....	73
Figura 18. Efecto de la tarifa en la demanda de la demanda con tarifa TdU.....	74
Figura 19. Comportamiento de la demanda con tarifa TdU.....	75
Figura 20. Efecto de la tarifa en la demanda de la demanda con tarifa PDSD.....	76

Figura 21. Comportamiento de la demanda con tarifa PDSD. ....	77
Figura 22. Demanda del usuario residencial con inelasticidad. ....	80
Figura 23. Demanda del usuario residencial con elasticidad media. ....	81
Figura 24. Demanda del usuario residencial con elasticidad alta. ....	82
Figura 25. Comportamiento de la demanda diaria de energía eléctrica residencial según el escenario de elasticidad. ....	83
Figura 26. Comportamiento del costo diario de energía eléctrica residencial según el escenario de elasticidad. ....	84
Figura 27. Demanda del usuario con AGPE y elasticidad baja. ....	86
Figura 28. Demanda del usuario con AGPE y elasticidad media. ....	87
Figura 29. Demanda del usuario con AGPE y elasticidad alta. ....	88
Figura 30. Comportamiento de la demanda diaria de energía eléctrica de los usuarios con AGPE según el escenario de elasticidad. ....	89
Figura 31. Comportamiento del costo diario de la energía eléctrica de los usuarios con AGPE según el escenario de elasticidad. ....	90
Figura 32. Comportamiento de la tarifa TdU con elasticidad baja. ....	92
Figura 33. Comportamiento de la tarifa TdU con elasticidad media (0,5). ....	93
Figura 34. Comportamiento de la tarifa TdU con elasticidad alta (1,0). ....	94
Figura 35. Tarifa TdU por comportamiento de la demanda de usuario con AGPE. ....	95
Figura 36. Demanda de usuario con AGPE respecto a la nueva TdU. ....	96
Figura 37. Resultado del análisis MIC-MAC. ....	100

## ECUACIONES

	Pág.
<i>Ecuación (1)</i> .....	35
<i>Ecuación (2)</i> .....	37
<i>Ecuación (3)</i> .....	37
<i>Ecuación (4)</i> .....	37
<i>Ecuación (5)</i> .....	38
<i>Ecuación (6)</i> .....	39
<i>Ecuación (7)</i> .....	51
<i>Ecuación (8)</i> .....	51
<i>Ecuación (9)</i> .....	51
<i>Ecuación (10)</i> .....	64
<i>Ecuación (11)</i> .....	67

## INTRODUCCIÓN

En el año 2016, la UPME desarrolló un estudio llamado “Smart Grids Colombia Visión 2030”<sup>1</sup>, con el fin de buscar alternativas para cubrir la demanda de energía eléctrica creciente en el país de forma eficiente, para reducir los costos por el uso de la energía eléctrica y mejorar la prestación del servicio. Este estudio también busca mitigar el impacto por el consumo de energía en la emisión de gases de efecto invernadero. Dichas alternativas incorporan nuevas tecnologías de información y comunicación en los sistemas de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica<sup>2</sup>. Dentro de las tecnologías contempladas para gestión de la demanda, se precisó sobre el uso de los medidores avanzados, ya que, al ser bidireccionales, mejoran la comunicación entre el operador de red y el usuario, dando información requerida para la gestión de la demanda, en tiempo real. Esta información, permitirá la toma de decisiones de forma oportuna, mejorando el servicio y optimizando los costos de operación, mantenimiento y facturación<sup>3</sup>.

Actualmente en Colombia existen proyectos piloto de Medidores Avanzados implementados por empresas como ESSA, EPM, EPSA, ELECTRICARIBE y CODENSA<sup>4</sup>. Soportados en estos medidores, estas empresas han desarrollado proyectos de generación distribuida, instalación de paneles fotovoltaicos en techos y granjas solares, ofreciendo a sus clientes mejores tarifas y beneficios, logrando la diversificación de su portafolio de servicios como otro modelo de atención a la demanda de energía eléctrica. Como estos proyectos de infraestructura de Medición

---

<sup>1</sup> GRUPO TÉCNICO PROYECTO BID. *Smart Grids Colombia Visión 2030: Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de Redes Inteligentes en Colombia* [en línea]. Bogotá D.C.: 2016. 81 p. [Consultado: 08 de junio de 2019]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1\\_Parte1\\_Proyecto\\_BID\\_Smart\\_Grids.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf)

<sup>2</sup> *Ibíd.*

<sup>3</sup> *Ibíd.*, p. 32.

<sup>4</sup> *Ibíd.*, p. 3.

Avanzada (AMI) como estrategia de gestión de la demanda en nuestro país se han implementado de forma aislada, la UPME solicitó el estudio “Smart Grids Colombia Visión 2030”, el cual definió una ruta para la implementación de las Redes Avanzadas en Colombia (Smart Grids), identificando la infraestructura de medición avanzada como una de las tecnologías habilitadoras<sup>5</sup>.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia con la circular 054 de 2018 “establece los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica”<sup>6</sup>. Además, una investigación realizada por la Universidad Nacional de Colombia en el 2018 llamada “Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades”<sup>7</sup>, compara la interacción de distintos agentes del sector energético, revisa casos de uso de medidores avanzados en distintos países y en Colombia, revisa la normatividad, regulación, beneficios y barreras que ocasiona la implementación de AMI en el país<sup>8</sup>.

Teniendo en cuenta los argumentos anteriores, la empresa Celsia S.A por medio del desarrollo de este trabajo de aplicación, espera determinar algunos de los impactos en la gestión de la demanda de energía eléctrica con el uso residencial de medidores avanzados. Para ello, en el trabajo se define un modelo matemático para la demanda de energía en el capítulo 3, basado en datos reales de consumo de energía eléctrica de los usuarios residenciales de EPSA S.A E.S.P. Con este

---

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p. 22.

<sup>6</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Resolución 4-0072 (29 de enero de 2018). Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica* [en línea]. Bogotá D.C.: El Ministerio. 2018. 7 p. [Consultado: 16 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//47695-res\\_40072\\_290118.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//47695-res_40072_290118.pdf)

<sup>7</sup> TÉLLEZ GUTIÉRREZ, Sandra Milena; ROSERO GARCÍA, Javier y CÉSPEDES GANDARILLAS, Renato. *Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades* [en línea]. Bogotá. 2018. 20 p. Volumen 36. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: <http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/10711/214421443116>

<sup>8</sup> *Ibíd.*

modelo de demanda y con la adopción en el capítulo 4, de un modelo de tarifa dinámica de los nombrados por OVIEDO et al. en “Day Ahead Tariff Setting for Islanded Microgrids Considering Customers Response”<sup>9</sup>, como lo son: Tiempo de uso (TdU), Precio pico crítico (PPC) y Precio dinámico para el siguiente día (PDSD), se determinan los impactos entre demanda y tarifa de energía eléctrica en el capítulo 5, simulando un traslado de las horas de consumo de energía eléctrica de los usuarios usando el criterio de elasticidad precio-demanda en distintos escenarios.

Finalmente, mediante la modificación de parámetros como: Tarifa dinámica, elasticidad precio-demanda, demanda de energía eléctrica de usuarios residenciales y usuarios con autogeneración, se determinará que impactos adicionales ocurren en la demanda y en la tarifa de la energía eléctrica. También, se realizará un análisis causa-efecto mediante el análisis de dependencia con la matriz MIC-MAC y se entrega el consolidado de impactos describiendo cuales son positivos o negativos, con el fin de que la empresa Celsia S.A optimice la implementación de su sistema de gestión de la demanda basado en medidores avanzados.

---

<sup>9</sup> OVIEDO, Juan Carlos, *et al.* *Day Ahead Tariff Setting for Islanded Microgrids Considering Customers Response* [en línea]. International conference and utility exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE). IEEE. 2018. 7 p. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Disponible en: <https://scholar.google.es/citations?user=RaHUMYM AAAAJ&hl=es>

## **1. OBJETIVO GENERAL**

Evaluar el impacto en la gestión de la demanda de los usuarios residenciales de la empresa CELSIA S.A. que adoptan esquemas de tarificación dinámica.

### **1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar con los datos obtenidos con medidores avanzados, un modelo que represente la demanda de energía eléctrica de diferentes tipos de usuarios residenciales de la empresa Celsia S.A.
- Adoptar a partir del análisis de la literatura relacionada, un modelo de tarificación dinámica que optimice el costo y consumo de energía eléctrica para los usuarios que utilizan medidores avanzados.
- Determinar los impactos en la demanda y tarifa de energía eléctrica, por la adopción de esquemas de tarificación dinámica, bajo escenarios de baja y alta elasticidad.

## 2. ANTECEDENTES, MARCO TEÓRICO Y SITUACIÓN ACTUAL

En esta sección se resume la información de algunos trabajos y proyectos realizados alrededor del mundo y en Colombia, relacionados con medidores avanzados, su implementación, regulación, normatividad y barreras, con el fin de definir el punto de partida del trabajo de aplicación. También se revisa la información acerca de sistemas de respuesta a la demanda, tarifas dinámicas y cómo el uso de medidores avanzados puede influir en ello.

### 2.1 INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI)

Un sistema AMI permite la comunicación bidireccional entre los usuarios y los operadores de red, ya que integra hardware (medidores avanzados, conmutadores e interruptores) y software, que permiten la operación de forma remota y gestionar datos en tiempo real, además de permitir la interacción fiable, flexible y eficiente entre el usuario y los operadores de red<sup>10</sup>.

**2.1.1 Elementos básicos en AMI.** Los dispositivos básicos de un sistema AMI son:

- Medidor avanzado.
- Concentrador de datos.
- Red de comunicaciones.
- Sistema de gestión de la información.

**2.1.2 Propósitos de implementar un sistema AMI.** Los propósitos más relevantes de la implementación de un sistema AMI son los siguientes:

- Facilitar la implementación de metodologías de eficiencia energética, gestión de la demanda y tarificación dinámica.

---

<sup>10</sup> TÉLLEZ. Op. cit., p. 4.

- Admitir la instalación de sistemas avanzados de autogeneración, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Aumentar la eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica mediante el control y monitorización de los sistemas de distribución.
- Permitir que nuevos agentes integren el mercado eléctrico minorista con el fin de mejorar la competitividad del sector eléctrico.
- Control y monitorización del sistema, para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica.
- Disminuir los gastos asociados al servicio de comercialización de energía eléctrica.

## 2.2 MEDIDOR AVANZADO

Un medidor avanzado o “Smart Meter” agrega funciones nuevas a AMI garantizando la comunicación bidireccional entre los OR, sus clientes y otros agentes emergentes del mercado como los comercializadores, además de permitir la participación activa del usuario<sup>11</sup>. Los medidores avanzados utilizados en los sistemas de medición AMI deben cumplir con requisitos mínimos de adquisición y transmisión de los datos<sup>12</sup> de consumo de energía eléctrica en ambas direcciones, para que los agentes involucrados puedan gestionar, analizar y almacenar la información y de esta forma tomen las decisiones requeridas para la estabilidad y la conservación del servicio de energía eléctrica<sup>13</sup>.

---

<sup>11</sup> CENTRO DE INFORMACIÓN TECNOLÓGICA Y APOYO A LA GESTIÓN DE LA PROPIEDAD INDUSTRIAL (CIGEPI). *Medición y Gestión Inteligente de Consumo Eléctrico* [en línea]. Bogotá. 2016. 96 p. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/medicion\\_energia.pdf](https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/medicion_energia.pdf)

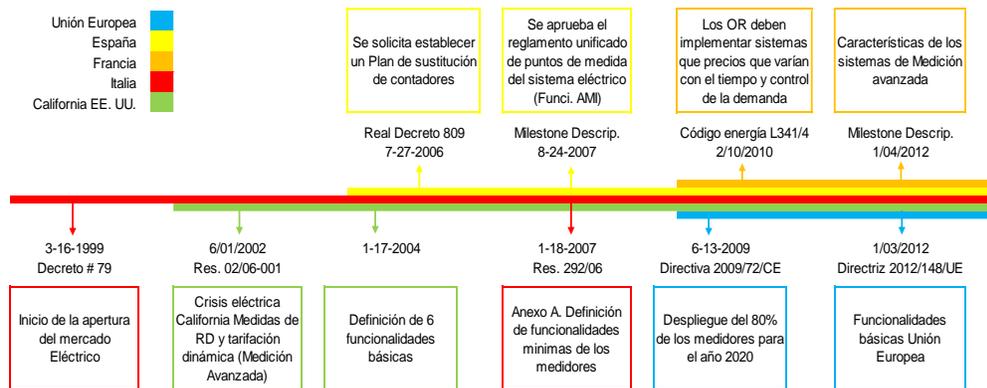
<sup>12</sup> TÉLLEZ. Op. cit., p. 5.

<sup>13</sup> *Ibíd.*, p. 4.

## 2.3 SISTEMAS DE MEDIDA AMI A NIVEL INTERNACIONAL

El sector eléctrico en la mayoría de los países está en un proceso de transformación tecnológica. Estos cambios tecnológicos han permitido impulsar la eficiencia energética, mejorar la red de distribución de energía eléctrica, la calidad de suministro de esta energía y ofrecer un portafolio diverso de servicios a los clientes. A nivel internacional, la adaptación de redes avanzadas en el sector eléctrico ha sido importante, dado que estas permiten monitorizar de forma remota, automática e instantánea, parámetros para atender contingencias y para mejorar la calidad del servicio. Además, el uso de los Medidores Avanzados suple necesidades de los consumidores respecto a todo lo relacionado al suministro de energía, tomando decisiones a partir de la información y obteniendo ahorros en la facturación<sup>14</sup>. La Figura 1 muestra la línea de tiempo de la implementación de los sistemas de medición AMI en algunos países de la Unión Europea y en California (USA).

Figura 1. Escenarios de desarrollo internacional de sistemas de medición AMI.



Elaboración: Propia. Fuente: V CONGRESO CIER DE LA ENERGÍA. *DEFINICIÓN DE LA FUNCIONALIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN INTELIGENTE PARA COLOMBIA*. [en línea]. Bogotá. 2017. P 9. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: [http://www.cocier.org/modulos/uploads/CEL7tGq8712-VCONCIER-CO-OM3.1.-122-Rosero\\_Garc%C3%ADa-presentacion.pdf](http://www.cocier.org/modulos/uploads/CEL7tGq8712-VCONCIER-CO-OM3.1.-122-Rosero_Garc%C3%ADa-presentacion.pdf)

<sup>14</sup> COLOMBIA INTELIGENTE. *Lineamientos estratégicos virtualización de la información acciones para la masificación de la medida en AMI* [en línea]. Bogotá. 2018. 61 p. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/CI+Experiencias+Medici%C3%B3n+Flexible+\\_1.pdf/71fa768f-c9ef-4744-a4a3-1a7dc9846fd1](https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/CI+Experiencias+Medici%C3%B3n+Flexible+_1.pdf/71fa768f-c9ef-4744-a4a3-1a7dc9846fd1)

Los países que más han desarrollado la implementación de Medidores Avanzados en sus redes eléctricas son: Australia, España, Francia, Italia y Estados Unidos. Otras experiencias internacionales de implementación de Smart Grids se han desarrollado en Canadá, Brasil, India, China, Japón y Corea del Sur donde se han realizado esfuerzos para promover la implementación de sistemas de medición AMI como recurso de apoyo para responder la creciente demanda de energía eléctrica<sup>15</sup>. La Tabla 1 muestra los objetivos, avances, programas y proyectos que se han realizado en algunos de los países mencionados anteriormente.

Tabla 1. Casos internacionales de implementación de Smart Grids.

País	Objetivo	Avances alcanzados	Programas pilotos
Estados Unidos	Mayor variedad de fuentes de generación, incluyendo generación distribuida, y al mismo tiempo que se introduzca el almacenamiento de energía y se cambie el uso de la red por parte de los consumidores	Desarrollo AMI y tecnologías basadas en el consumidor. Integración de sensores y tecnologías de comunicación. Control en la red, seguridad cibernética e interoperabilidad entre dispositivos y sistemas.	- Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project - Texas (Smart Texas) - Houston (Houston's Smart Grid)
Europa	- Eficiencia energética - Reducción de emisiones - Integración de energías renovables - Implementación de contadores inteligentes	Reciente desarrollo de una arquitectura de referencia RI en toda Europa.	Iniciativa Europea de redes Eléctricas (EEGI) - InvGrid - EcoGrid - Umbrella - Optimate - Itesla - eHighway2050 - SGSM - PRICE - GARPUR - Linear
Corea del sur	Creación de tecnologías innovadoras que estén en línea con el desarrollo sostenible y la seguridad energética	Desarrollo estándares para RI en temas de seguridad cibernética. Promoción de proyectos RI sostenibles.	Programa ciudades EcoModelo: - Yokohama - Tokio - Kitakyushu
Japón	Desmantelamiento de la energía nuclear a nivel nacional	La instalación masiva de contadores inteligentes para gestionar la demanda de electricidad. Introducción del EV y de las energías renovables, gestión de la energía en tiempo real y el almacenamiento de energía.	Programa ciudades EcoModelo

<sup>15</sup> GRUPO TÉCNICO PROYECTO BID. Op. cit., p. 20.

China	Mejorar la eficiencia energética y la cantidad de energía renovable en la red. A partir de 2016 se pretende centrar en la conexión de las plantas de generación con las mayores áreas de demanda.	Plan de desarrollo de RI reforzado en los próximos 5 a 10 años. Desarrollo de estándares, sistemas de control de red, estaciones de carga de EV y despliegue de contadores inteligentes.	12° Plan de cinco años - Shanghai World Expo - Tianji Eco-Town
Brasil	Necesidad de expandir y modernizar su sistema eléctrico	Por el momento se han detectado importantes barreras financieras y legislativas.	- RI Sao Paulo - Sistema de medición inteligente en Fortaleza
Australia	Eliminar Barreras e incentivar inversión RI. Cómo perciben y responden los consumidores residenciales a las oportunidades que representan las tecnologías RI	Las RI se encuentran todavía en un estado temprano.	- Smart Grid - Smart City
Canadá	Renovar una infraestructura eléctrica que está quedando obsoleta	Aproximadamente la mitad de las casas cuentan con un medidor inteligente de energía.	- Ontario Smart Metering Initiative

Elaboración: Propia. Fuente: GRUPO TÉCNICO PROYECTO BID. *Smart Grids Colombia Visión 2030: Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de Redes Inteligentes en Colombia* [en línea]. Bogotá D.C.: 2016. P 20.

Por otra parte, países como Reino Unido, India, Brasil y Chile fueron considerados en el estudio “Smart Grids Colombia Visión 2030”, ya que, han realizado avances importantes en cuanto a regulación y políticas para promover la implementación de redes inteligentes<sup>16</sup>. En la Tabla 2 se muestran los avances que se han logrado en estos países en cuanto a políticas públicas y regulación.

<sup>16</sup> *Ibíd.*, p. 21.

Tabla 2. Políticas públicas y regulación en Reino Unido, India, Brasil y Chile.

País	Avances logrados	
	Políticas públicas	Regulación
Brasil	<p>Fomento a I&amp;D e innovación</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Competencia para el acceso a recursos de banca de desarrollo + concesionarias</li> <li>- Criterio de selección: constitución de capacidad productiva en Brasil incentivos tributarios a TIC</li> <li>- Descoordinación con regulación del sector eléctrico</li> </ul>	<p>Actividades complementarias para el desarrollo</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Busca de esquema de compartida de ingresos que brinde incentivos apropiados</li> <li>- Net Metering e interacción de GD con impuestos estatales</li> <li>- Barreras tributarias recién removidas</li> <li>- Tarifación horaria para consumidores de pequeña escala</li> <li>- Ya introducida, problemas en despliegue de CI contribuyen para una adopción lenta</li> </ul>
India	<p>National Smart Grid Mission</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Facilita acceso a recursos financieros (incluso de bancas multilaterales)</li> <li>- Entidad federal, aprueba políticas y normas en país con regulación descentralizada a nivel estadual</li> <li>- Fomento a reducción de pérdidas</li> <li>- Incentivos: préstamos convertidos a donaciones sólo si alcanzadas metas; despliegue de medición/ TIC es requisito.</li> </ul>	<p>Mapa de Ruta y Directivas para regulación de RI</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Comunicación con cliente prioritaria</li> <li>- Grande enfoque en proceso puede limitar capacidad de innovación</li> </ul>
Reino Unido	<p>Responsabilidades institucionales</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gobierno representado y con rol activo en organismos relevantes</li> <li>- ENSG: Plan de acción para desarrollo</li> <li>- UK SG Forum: Portal de aprendizaje</li> <li>- Financiamiento para innovación</li> <li>- Líneas atienden de start-ups a utilities</li> </ul>	<p>Estructura de incentivos ajustados</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Regulación por outputs, algunos riesgos asociados a RI tratados explícitamente</li> <li>Programa de implementación de contadores inteligentes</li> <li>- Precedidos de estudios detallados y que evalúan efectos distributivos</li> <li>Proceso involucra extensa comunicación consumidores finales / sociedad</li> </ul>
Chile	<p>Hoja de Ruta 2050 (sector energético)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sin mención directa a tecnologías de RI, pero prioridad a objetivos estratégicos que pueden beneficiarse de ellas:</li> <li>- Uso eficiente de energía</li> <li>- Innovación y desarrollo productivo</li> <li>- Reducción de pobreza energética</li> <li>- Desarrollo de energía sostenible</li> </ul>	<p>Esquema de net metering</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valoración a precio de nodo de energía, desplazamiento apenas de costos de energía (pagos por capacidad persisten)</li> </ul>

Elaboración: Propia. Fuente: GRUPO TÉCNICO PROYECTO BID. *Smart Grids Colombia Visión 2030: Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de Redes Inteligentes en Colombia* [en línea]. Bogotá D.C.: 2016. P 22.

## 2.4 SISTEMAS DE MEDIDA AMI EN COLOMBIA

En Colombia, se han realizado esfuerzos en los últimos años, para la implementación de infraestructura de medición avanzada, por un lado, se han realizado estudios por parte de la Unidad de Planeación Minero-Energética como: “Smart Grids Colombia Visión 2030”, el cual definió un mapa de ruta para la implementación de las Smart Grids en Colombia, identificando la infraestructura de medición avanzada como una de las tecnologías habilitadoras para las demás tecnologías de redes inteligentes<sup>17</sup>.

Por otro lado, se ha avanzado en regulación, por ejemplo: el Ministerio de Minas y Energía de Colombia en la circular 054 de 2018 “establece los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica”<sup>18</sup> y la resolución CREG 131 del 2020 “por la cual se establecen las condiciones para implementar un sistema de medición avanzada en el SIN”<sup>19</sup>.

A futuro, la situación del país respecto a los sistemas de medición AMI, estará determinada por las funciones que cumplan, las relaciones entre los agentes y los procesos involucrados. Además, en Colombia en los últimos años se han realizado otros estudios independientes fomentados por Universidades o entidades con el fin de determinar las funcionalidades de los medidores avanzados y pasos para la implementación de medición avanzada AMI en el sistema eléctrico del país, dentro de los cuales se encuentran los siguientes:

---

<sup>17</sup> *Ibíd.*, p. 29.

<sup>18</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Op. cit.*, p. 20.

<sup>19</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 131 (25 de junio de 2020). *Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN* [en línea]. Bogotá D.C.: Diario oficial. 2020. 31 p. [Consultado: 10 de agosto de 2020]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/\\$FILE/Creg131-2020.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/$FILE/Creg131-2020.pdf)

- “Definición de funcionalidades mínimas de un medidor inteligente en Colombia”<sup>20</sup>, el cual se realizó con apoyo de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá.
- “Lineamientos estratégicos virtualización de la información acciones para la masificación de la medida en AMI”<sup>21</sup>, realizado por la red Colombia Inteligente, conformada por empresas y entidades, para la inserción integral y eficiente de los sistemas avanzados a la red eléctrica.

**2.4.1 Funcionalidades de los medidores avanzados.** Las funcionalidades de los medidores avanzados son características que aseguran la correcta operación de los sistemas de medición AMI. Estas funciones favorecen la comunicación bidireccional entre la empresa de suministro de energía eléctrica y los usuarios, estos últimos se benefician de los datos de consumo de energía eléctrica mostrados en tiempo real con la funcionalidad soportada (USU), ya que pueden gestionar sus consumos de energía eléctrica.

Por otro lado, dependiendo de la tecnología usada, los medidores avanzados pueden interactuar con las distintas funcionalidades soportadas, por ejemplo la funcionalidad soportada (HAN), que sirve para interactuar con dispositivos programables que gestionan de forma automática la operación de electrodomésticos, con el fin de la optimización del consumo de energía eléctrica y sus costos, de acuerdo con las señales de la tarifa<sup>22</sup>.

Dentro de las funcionalidades inherentes del medidor avanzado esta la comunicación bidireccional (COB), que se puede realizar por distintos medios:

---

<sup>20</sup> TÉLLEZ GUTIÉRREZ, Sandra Milena y ROSERO GARCÍA, Javier A. *Definición de funcionalidades mínimas de un medidor inteligente en Colombia* [En línea]. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2016. 122 p. [Consultado: 15 de julio de 2019]. Disponible en: <http://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1326>

<sup>21</sup> COLOMBIA INTELIGENTE. Op. cit., p. 3.

<sup>22</sup> TÉLLEZ. Op. cit., p. 10.

cableado o inalámbrico según la tecnología, además la funcionalidad inherente (SEG) incluye herramientas, métodos y recursos de ciberseguridad para garantizar que la información no sea manipulada. La Tabla 3 presenta las funcionalidades de los medidores avanzados.

Tabla 3. Funcionalidades de los medidores avanzados.

<b>Soportadas</b>	<b>Inherentes</b>
<b>USU</b> - Acceso del usuario a la información del medidor	
<b>LRM</b> - Lectura remota del medidor	
<b>TAR</b> - Soportar esquemas de Tarificación Avanzada	<b>ALM</b> - Almacenamiento de datos del medidor
<b>CDL</b> - Conexión/Desconexión. Limitación remota de potencia	<b>COB</b> - Comunicación bidireccional por diferentes medios
<b>FRA</b> - Prevención y detección de fraudes	<b>SEG</b> - Soportar comunicaciones de datos seguras
<b>GD</b> - Soportar la importación y exportación de energía	<b>SIN</b> - Sincronización del tiempo entre medidor y sistema
<b>CAL</b> - Proporcionar medidas de la calidad de modo prepago	<b>A&amp;C</b> - Actualización y configuración remota del medidor
<b>PRE</b> - Soportar la implementación de modo prepago	
<b>HAN</b> - Integración de redes de automatización del Hogar (HAN)	

Elaboración: Propia. Fuente: J TÉLLEZ GUTIÉRREZ, Sandra Milena y ROSERO GARCÍA, Javier A. *Definición de funcionalidades mínimas de un medidor inteligente en Colombia* [En línea]. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2016. P 4.

De acuerdo a lo anterior, la funcionalidad de comunicación bidireccional (COB) del medidor avanzado mejora la comunicación entre el operador de red y el usuario, dando la información requerida para la gestión de la demanda en tiempo real como lo es el consumo y la tarifa de energía eléctrica. Por ejemplo, un usuario con la funcionalidad soportada (USU) y la funcionalidad (TAR), puede visualizar su consumo y recibir alarmas para que le avise en qué periodo del día el precio es bajo o alto, y de esta forma pueda modificar la demanda reduciendo sus costos por su consumo de energía eléctrica.

Además, estas funcionalidades pueden atraer nuevos agentes que eventualmente se generen como: nuevos comercializadores de energía, empresas de servicios

energéticos, gestores de recarga de vehículos eléctricos, etc; que más allá del servicio de energía eléctrica, ofrecen servicios integrados permitiendo la participación activa del usuario (prosumer) en el mercado de energía eléctrica<sup>23</sup>.

**2.4.2 Objetivos de la implementación de los sistemas de medición AMI.** Los objetivos fundamentales para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada<sup>24</sup> son los siguientes:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta a la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.
- Permitir, entre otros, la incorporación eficiente de tecnologías de autogeneración, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a través de la monitorización y control de los sistemas de distribución.
- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de la energía eléctrica.
- Gestionar la reducción de las pérdidas de energía eléctrica técnicas y no técnicas.
- Reducir los costos de la actividad de comercialización de energía eléctrica.

**2.4.3 Funcionalidades básicas de los sistemas de medición AMI.** Las funcionalidades básicas de la Infraestructura de Medición Avanzada<sup>25</sup> son las siguientes:

- Almacenamiento
- Comunicación bidireccional
- Ciberseguridad
- Actualización y configuración

---

<sup>23</sup> TÉLLEZ. Op. cit., p. 38.

<sup>24</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Op. cit., p. 5.

<sup>25</sup> *Ibíd.*, p. 5.

- Sincronización
- Acceso al usuario
- Lectura
- Medición horaria
- Conexión, desconexión y limitación
- Anti-fraudes
- Calidad del servicio
- Prepago

**2.4.4 Regulación para Implementación de AMI.** El Ministerio de Minas y Energía se da un plazo de doce (12) meses después de expedida la resolución 4-0072 del año 2018, para definir los requisitos para implementar AMI “en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional SIN, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos”<sup>26</sup> descritos en el capítulo 2.4.2.

En el año 2019, se expidió la resolución 4-0459 de 2019 del MINMINAS “Por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018”<sup>27</sup>, entre los cambios se destaca las condiciones para la implementación, la cual está definida para abril del año 2020. Finalmente, en el año 2020, sale la resolución CREG 131 de 2020, “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”<sup>28</sup> cumpliendo así con las resoluciones anteriores del Ministerio de Minas y Energía.

---

<sup>26</sup> *Ibíd.*, p. 6.

<sup>27</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0459 (27 de mayo de 2019). *Por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018* [en línea]. Bogotá D.C.: El Ministerio. 2019. 6 p. [Consultado: 16 de agosto de 2019]. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/48125-RESOLUCION+4-0459+%281%29.pdf>

<sup>28</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 131 (25 de junio de 2020). *Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN* [en línea]. Bogotá D.C.: Diario oficial. 2020. 31 p. [Consultado: 10 de agosto de 2020]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/\\$FILE/Creg131-2020.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/$FILE/Creg131-2020.pdf)

**2.4.5 Agentes responsables de la implementación de AMI.** En el Título III de la resolución CREG 131 de 2020, se definen las responsabilidades según los agentes presentes en el sistema eléctrico. Los Operadores de Red (OR) serán los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de equipos en AMI<sup>29</sup>, los comercializadores serán responsables de la recolección de datos para la facturación, coordinar con los OR el reemplazo de equipos de AMI y corte o suspensión del servicio de energía eléctrica<sup>30</sup>, y por último, están los GIDI (Gestores independientes de la información) son los responsables de garantizar la protección e integridad de los datos de consumo de energía eléctrica para que puedan ser consultados en cualquier momento, la disponibilidad no puede ser menor del 99,5%<sup>31</sup>.

**2.4.6 Gradualidad de la implementación de los sistemas de medición AMI.** Los Operadores de Red presentarán ante la CREG, y el Minminas, las estrategias para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada, teniendo en cuenta que por lo menos el 95% de la demanda total del OR deberá ser atendida con estos sistemas a más tardar en 2025, según las directrices dadas por la CREG. Los clientes que sean vinculados para instalación de la Infraestructura de Medición Avanzada, deben cumplir con todos los requisitos según las estrategias de implementación aprobadas por los Operadores de Red<sup>32</sup>. Por otra parte, la resolución 4-0459 del año 2019, modificó la gradualidad de la implementación definida en la resolución 4-0072, así: define como mínimo porcentaje de usuarios conectados a la red con sistemas de medición avanzada AMI, el 75%, para el año 2030<sup>33</sup>.

---

<sup>29</sup> *Ibíd.*, p. 15.

<sup>30</sup> *Ibíd.*, p. 16.

<sup>31</sup> *Ibíd.*, p. 17.

<sup>32</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0072., Op. Cit. p. 6.

<sup>33</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0459., Op. Cit. p. 5.

**2.4.7 Remuneración de los sistemas de medición AMI.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas, ajustará la regulación con el fin de garantizar la remuneración mediante la tarifa del servicio de energía eléctrica, las inversiones asociadas para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994 para la definición del régimen tarifario<sup>34</sup>.

## **2.5 GESTIÓN DE LA DEMANDA**

El plan energético nacional 2050 promueve como gestión de la demanda, el uso eficiente de la energía eléctrica. Por un lado, enviando mensajes para que los usuarios cambien sus hábitos de consumo, se conviertan en miembro activo del sistema y gestione sus consumos, por otro lado, incentivando el uso de nuevas tecnologías para autogeneración que permitan la disminución de su demanda de energía eléctrica<sup>35</sup>.

Según lo anterior, el darles participación activa a los usuarios, permite que ellos influyan directamente en la cantidad de energía eléctrica consumida en la red. Estos cambios pueden ser estimulados por señales a la baja de la tarifa de energía eléctrica en determinadas horas del día, por eso el PEN 2050 enuncia que se deben hacer esfuerzos para cambiar el modelo de tarifación diaria a un modelo más eficiente<sup>36</sup>, además, que esto permitirá la reducción de los picos de consumo de energía eléctrica aplanando la curva de demanda actual.

---

<sup>34</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0072., Op. Cit. p. 6.

<sup>35</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Plan energético nacional Colombia: Ideario energético 2050* [en línea]. Bogotá: UPME; 2016. p. 101. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/Documents/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/Documents/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf)

<sup>36</sup> *Ibíd.*, p. 112.

Como ya se ha mencionado, la medición avanzada permite implementar estrategias de eficiencia energética en cualquiera de las etapas de la cadena energética y por ende en la respuesta a la demanda. De acuerdo con el estudio de “Definición de funcionalidades de los medidores inteligentes”<sup>37</sup>, se podrían promover sistemas de gestión de la demanda para incrementar los impactos positivos, como mejorar la eficiencia del sistema eléctrico con el uso de medidores avanzados.

Otras oportunidades que ofrece la respuesta a la demanda de energía con precios de mercado permitirán<sup>38</sup>:

- Mitigación de fallas y restricciones de la red.
- Nuevo portafolio de servicios de energía eléctrica.
- Promover la instalación de sistemas de autogeneración.
- Diversificación del portafolio de servicios de energía con nuevos agentes.
- Sincronización horaria entre el despacho y el mercado tarifario.
- Implementación de Infraestructura de Medición Avanzada como sistema de respuesta a la demanda.
- Seguimiento de los consumos de energía eléctrica mediante la implementación de líneas base.

## **2.6 TARIFA ESTABLE Y DINÁMICA**

Como se mencionó antes, una estrategia de gestión de la demanda es implementar planes tarifarios distintos para operar de una manera más eficiente y sostenible el sistema eléctrico. Aquí nace el concepto de tarifa dinámica, las compañías enfocadas en el cliente la usan, con el fin de atrapar la atención del cliente

---

<sup>37</sup> TÉLLEZ. Op. cit., p. 8.

<sup>38</sup> III FORO DE ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD – ASOENERGÍA. *Nueva regulación sobre generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia* [diapositivas]. CREG. Noviembre de 2018, 21 diapositivas. [Consultado 01 de septiembre de 2019]. Disponible en: [http://www.creg.gov.co/sites/default/files/2018.11.28\\_ppt\\_nueva\\_regulacion\\_g\\_y\\_t\\_asoenerga.pdf](http://www.creg.gov.co/sites/default/files/2018.11.28_ppt_nueva_regulacion_g_y_t_asoenerga.pdf)

modificando el precio de la energía eléctrica en función de la oferta y demanda en tiempo real<sup>39</sup>, es decir hora a hora o según la estrategia seleccionada. Actualmente en Colombia, es usado el modelo tarifario estable o tarifa plana para el cobro por factura del servicio de energía eléctrica.

**2.6.1 Tarifa estable.** La tarifa estable o también conocida como tarifa plana, consiste en fijar el precio de la energía eléctrica por un periodo de tiempo sin tener en cuenta el comportamiento de la demanda<sup>40</sup>. Esta tarifa se obtiene de sumar todos los costos asociados con generación, transmisión, distribución y demás, hasta llegar al usuario final.

Por otro lado, una descripción de los posibles esquemas tarifarios fue trabajada por OVIEDO, donde se propone que los modelos de tarifas deben tener en cuenta factores como el costo marginal de energía, la demanda de energía y la generación despachada<sup>41</sup>. A continuación, se enunciarán tres modelos de tarifa dinámica, como lo son: Tiempo de uso (TdU), Precio dinámico para el siguiente día (PDSD) y Precio de pico crítico (PPC).

**2.6.2 Tarifa de tiempo de uso (TdU).** La tarifa de tiempo de uso (TdU) consiste en fijar bloques horarios de precio de la energía eléctrica durante un periodo de tiempo. Esta tarifa se define con más de dos bloques durante el día, donde los bloques se conforman con precios pico y precios valle según el comportamiento de la

---

<sup>39</sup> CAMUÑAS, Esther. *Estrategias de fijación de precios dinámicos basados en el cliente* [blog]. 12 julio 2017. [Consultado: 02 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.unir.net/empresa/revista/noticias/estrategias-de-fijacion-de-precios-dinamicos-basados-en-el-cliente/549201783334/>

<sup>40</sup> FANDIÑO HERNÁNDEZ, Tania Lorena y HERNÁNDEZ PORRAS, María Fernanda. *Análisis de sensibilidad sobre el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento para una microred aislada en el municipio de Nuquí en chocó considerando diferentes elasticidades de respuesta de los usuarios frente a tarifas dinámicas de precios*. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020. 76 p.

<sup>41</sup> OVIEDO., Op. Cit. p. 4.

demanda<sup>42</sup>. Esto se hace con el fin mostrar un comportamiento estable de la tarifa al usuario y este a su vez, pueda interpretarla de forma sencilla y usarla cuando crea conveniente. Para que esto sea posible, es necesario que cuente con un medidor avanzado. La Ecuación (1) según FANDIÑO<sup>43</sup>, representa el pago del usuario  $n$ , bajo esquema de precios en bloques.

$$\Gamma_{tdu}^n = \sum_{t=1}^T \sum_{y=1}^Y \pi_y \cdot D_{f,t}^n \quad (1)$$

Donde:

$\Gamma_{tdu}^n$  = Costo de energía eléctrica con tarifa de tiempo de uso [COP]

$\pi_y$  = Precio por hora de la tarifa TdU [COP/kWh]

$D_{f,t}^n$  = Demanda eléctrica final del usuario  $n$  [kWh]

$T$  = Número total de horas para optimizar [Horas]

$Y$  = Número total de bloques por hora de la tarifa TdU [adimensional]

$t$  = Hora de optimización [Horas]

$y$  = Bloque horario específico de la tarifa TdU [Adimensional]

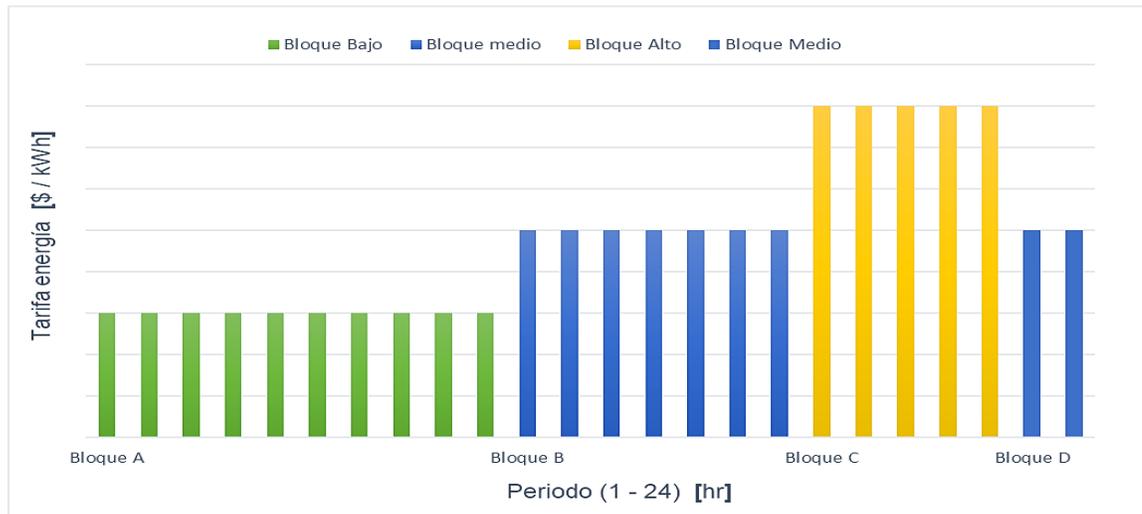
Los bloques se diseñan de tal forma que se usen los datos de la curva de demanda de energía eléctrica así: en horas de demanda máxima serán bloques pico donde la tarifa es elevada, a su vez, en horas de demanda baja serán bloques de energía valle, donde la tarifa tendrá costo mínimo. En la Figura 2 se muestra una representación de la tarifa por bloques.

---

<sup>42</sup> GÓMEZ MARÍN, Héctor Andrés y VALLEJO BETANCUR, Carlos Eduardo. *Análisis de mecanismos para la aplicación de programas de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano* [en línea]. Trabajo de grado. Medellín. Universidad EAFIT. Escuela de Economía y Finanzas, 2016. 140 p. [Consultado: 25 de marzo de 2020]. Disponible en: [https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11242/HéctorAndrés\\_GómezMarín\\_CarlosEduardo\\_VallejoBetancur\\_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11242/HéctorAndrés_GómezMarín_CarlosEduardo_VallejoBetancur_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y)

<sup>43</sup> FANDIÑO HERNÁNDEZ., Op. Cit. p. 42.

Figura 2. Descripción de la tarifa TdU.



Elaboración: Propia. Fuente: FANDIÑO HERNÁNDEZ, Tania Lorena y HERNÁNDEZ PORRAS, María Fernanda. Análisis de sensibilidad sobre el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento para una microrred aislada en el municipio de Nuquí en chocó considerando diferentes elasticidades de respuesta de los usuarios frente a tarifas dinámicas de precios. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020. p.43.

**2.6.3 Precios dinámicos para el siguiente día (PDSD).** La tarifa dinámica para el siguiente día hace parte de las tarifas de tiempo real, pero a diferencia de la tarifa TdU, el precio de la energía eléctrica varía de forma horaria y es anunciada el día anterior<sup>44</sup>. Este modelo tarifario genera confianza al usuario, de tal forma que ellos pueden programar sus consumos con anterioridad, logrando optimizar sus gastos, consumiendo energía eléctrica en los periodos de menor costo. La Ecuación (2) según FANDIÑO<sup>45</sup>, define el pago del usuario n bajo el esquema tarifario PSDS.

<sup>44</sup> BORENSTEIN, Severin; JASKE, Michael, y ROSENFELD, Arthur. *Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets* [En línea]. En: Center for the study of energy Markets (CSEM). Berkeley: University of California Energy Institute, 2002. 101 p. [Consultado: 20 de julio de 2020]. Disponible en: [http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Borenstein\\_Dynamic\\_Pricing\\_Advanced.pdf](http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Borenstein_Dynamic_Pricing_Advanced.pdf)

<sup>45</sup> FANDIÑO HERNÁNDEZ., Op. Cit. p. 43.

$$\Gamma_{pdsd}^n = \sum_{t=1}^T \pi_t \cdot D_{f,t}^n \quad (2)$$

Donde:

$\Gamma_{pdsd}^n$  = Costo de energía eléctrica con tarifa dinámica del día siguiente [COP]

$\pi_t$  = Precio por hora del esquema tarifario PDSO [COP/kWh]

$T$  = Número total de horas para optimizar [Horas]

$t$  = Horas de optimización [Horas]

$D_{f,t}^n$  = Demanda eléctrica final del usuario  $n$  [kWh]

**2.6.4 Tarifa de precio de pico crítico (PPC).** La tarifa de precio pico crítico es una combinación de las dos tarifas anteriores TdU y PDSO y consiste en incrementar de 3 a 5 veces el costo normal del precio de la energía eléctrica en las horas pico de consumo. Este pico en la tarifa se debe anunciar al usuario el día anterior y se usa para desmotivar el consumo de los usuarios<sup>46</sup>. El inconveniente de esta tarifa es que, solo se permite estos incrementos por pocas horas durante el año. El modelo de esta tarifa está compuesto por dos partes: un costo pico y un costo base. A continuación, se muestran las ecuaciones (3) y (4) definidas por FANDIÑO<sup>47</sup> para describir la tarifa PPC:

$$\Gamma_{pcc}^n = \pi_{base} \cdot \sum_t^{T_{base}} D_{f,base}^n + \pi_{pico} \cdot \sum_t^{T_{pico}} D_{f,pico}^n \quad (3)$$

$$\sum_t^T \pi_{pico} \leq \varphi_{pico} \cdot T \cdot \delta_{pico} \cdot \pi_{base} \quad (4)$$

Donde:

$\Gamma_{pcc}^n$  = Costo de energía eléctrica con tarifa de precio de pico crítico [COP]

$\pi_{base}$  = Precio base para la tarifa PPC [COP/kWh]

<sup>46</sup> GÓMEZ MARÍN., Op. Cit. p. 22.

<sup>47</sup> FANDIÑO HERNÁNDEZ., Op. Cit. p. 44.

$\pi_{pico}$  = Precio pico para la tarifa PPC [COP/kWh]  
 $D_{f,base}^n$  = Demanda eléctrica final del usuario  $n$  [kWh]  
 $D_{f,pico}^n$  = Demanda eléctrica final del usuario  $n$  [kWh]  
 $T_{base}$  = Tiempo bajo precio base para la tarifa PPC [adimensional]  
 $T_{pico}$  = Tiempo bajo precio pico para la tarifa PPC [adimensional]  
 $T$  = Número total de horas para optimizar [Horas]  
 $\varphi_{pico}$  = Porcentaje del horizonte temporal  $T$  [adimensional]  
 $\delta_{pico}$  = Veces en que se repite el precio base [adimensional]

**2.6.5 Limitación de los precios.** Los modelos de tarificación dinámica deben ser controlados por los entes gubernamentales de tal forma que no se cobren valores excesivos de energía eléctrica. Para ello, se deben definir unos límites tanto superior como inferior, para que este cambio horario de tarifa no atente contra la economía del usuario y tampoco con la sostenibilidad económica de las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica<sup>48</sup>. La Ecuación (5) muestra la expresión que define los límites máximo y mínimo para los costos:

$$\pi_y^{min} \leq \pi_y \leq \pi_y^{max} \quad (5)$$

Donde:

$\pi_y$  = Precio por hora del esquema tarifario [COP/kWh]

$\pi_y^{min}$  = Precio mínimo de la tarifa [COP/kWh]

$\pi_y^{max}$  = Precio máximo de la tarifa [COP/kWh]

## 2.7 ELASTICIDAD DEL PRECIO DE LA DEMANDA

El término elasticidad precio-demanda se refiere al grado de influencia que ejerce una variación del costo de la energía eléctrica en la demanda de la misma. Un

---

<sup>48</sup> *Ibíd.*, p. 45.

sistema de gestión de la demanda se puede basar en promover el cambio del uso de la energía eléctrica de los usuarios residenciales, ellos pueden responder efectivamente a los estímulos dados en cambios en el precio de la energía durante un periodo de tiempo. La respuesta de los usuarios a los incentivos por precio de la tarifa se puede simular usando la elasticidad precio-demanda<sup>49</sup>.

Para determinar el grado de cambio de los patrones de consumo de energía eléctrica de los usuarios, se debe conocer el tipo de elasticidad, como se obtiene y su interpretación. En la Ecuación (6) según el documento “la elasticidad de la demanda”<sup>50</sup>, se obtiene la elasticidad precio-demanda:

$$e_t^n = - \frac{\pi_{o,t} \cdot (D_{f,t}^n - D_{o,t}^n)}{D_{o,t}^n \cdot (\pi_{f,t} - \pi_{o,t})} \quad (6)$$

Donde:

$e_t^n$  = Elasticidad por hora [adimensional]

$\pi_{o,t}$  = Precio inicial por hora de la tarifa [COP/kWh]

$\pi_{f,t}$  = Precio final por hora de la tarifa [COP/kWh]

$D_{o,t}^n$  = Demanda eléctrica inicial del usuario  $n$  [kWh]

$D_{f,t}^n$  = Demanda eléctrica final del usuario  $n$  [kWh]

Según un informe de la UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA sobre “la elasticidad de la demanda”<sup>51</sup>, se conocen tres tipos de demanda que atienden al valor de elasticidad-precio y se nombran a continuación:

---

<sup>49</sup> DU, Hong, et al. *A microgrid energy management system with demand response*. China International Conference on Electricity Distribution (CICED). IEEE. p 551-554.

<sup>50</sup> UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA. *La elasticidad de la demanda* [En línea]. Córdoba: UCO; 2016. 8 p. [Consultado: 11 de abril de 2020]. Disponible en: [https://www.uco.es/~dh1lavif/INT\\_ECONOMIA/ELASTICIDAD\\_DEMANDA.pdf](https://www.uco.es/~dh1lavif/INT_ECONOMIA/ELASTICIDAD_DEMANDA.pdf)

<sup>51</sup> UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA. *La elasticidad de la demanda* [En línea]. Córdoba: UCO; 2016. p. 3. [Consultado: 11 de abril de 2020]. Disponible en: [https://www.uco.es/~dh1lavif/INT\\_ECONOMIA/ELASTICIDAD\\_DEMANDA.pdf](https://www.uco.es/~dh1lavif/INT_ECONOMIA/ELASTICIDAD_DEMANDA.pdf)

- Demanda elástica ( $e > 1$ ): La elasticidad de la demanda con respecto al precio es mayor que uno, significando que la demanda de energía eléctrica es porcentualmente superior a la del precio.
- Demanda inelástica ( $e < 1$ ): La elasticidad de la demanda con respecto a precio es menor que uno, significando que la demanda de energía eléctrica es porcentualmente inferior a la del precio.
- Demanda unitaria ( $e = 1$ ): La elasticidad de la demanda con respecto al precio es igual a uno, significando que la demanda de energía eléctrica es porcentualmente igual a la del precio.

En la Figura 3 se muestra el resultado del estudio de proyección de la demanda en Colombia realizado por la UPME<sup>52</sup>, donde se muestra un comportamiento de la demanda de forma inelástica en el cual, según lo analizado para cada estrato la elasticidad varía entre 0,19 y 0,61 dentro el periodo comprendido entre 2010 y 2019.

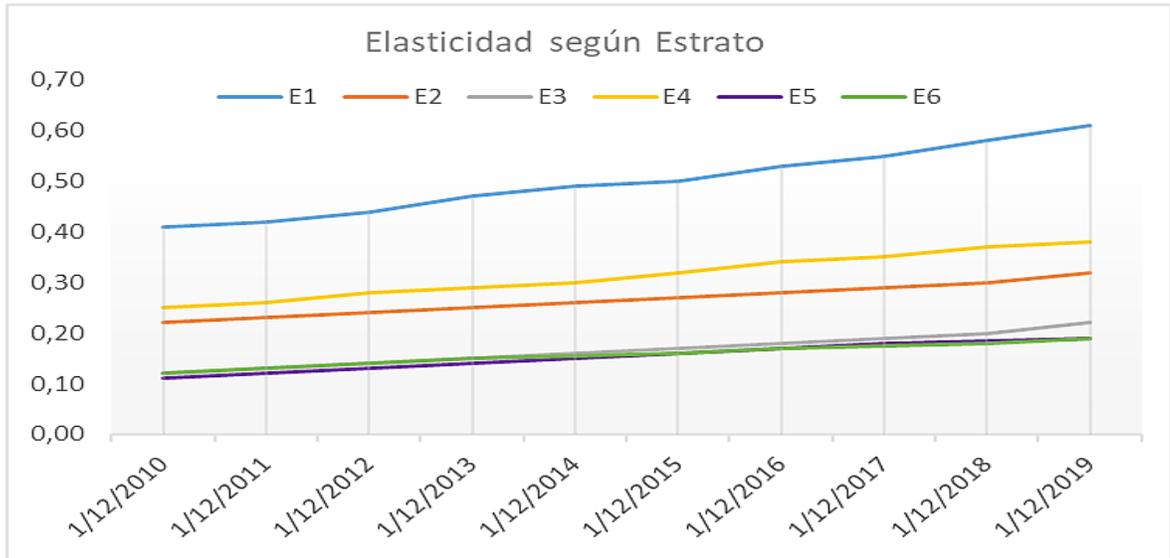
Esta variación se debe a la influencia que tiene los subsidios para el pago del servicio de la energía eléctrica, ya que los estratos que los recibe no afectan la decisión del consumo de energía eléctrica. Por ejemplo, sin subsidio el estrato 1 muestra una elasticidad más elevada respecto a los demás, debido al alto grado de sensibilidad que tienen estos usuarios a cualquier cambio en la tarifa. “Los bienes en los que el consumidor se gasta una parte importante de su presupuesto suelen tener una demanda más elástica que aquellos en los que la porción del gasto es insignificante”<sup>53</sup>.

---

<sup>52</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia [en línea]. Bogotá: UPME; octubre de 2019. 61 p. [Consultado: 01 de mayo de 2020]. Disponible en: [http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion\\_Demanda\\_Energia\\_Oct\\_2019.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Oct_2019.pdf)

<sup>53</sup> UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA. Op. Cit. p. 3.

Figura 3. Elasticidad demanda-precio en los hogares según el estrato.



Elaboración: Propia. Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia [en línea]. Bogotá: UPME; octubre de 2019. P 43.

Sin embargo, aunque la figura muestra una tendencia creciente de la elasticidad durante los últimos años, ya que los usuarios son más sensibles a los precios de la energía eléctrica, esta elasticidad precio-demanda observada en el estudio de la UPME, se realiza bajo un esquema tarifario estable (tarifa plana), por eso, es necesario dinamizar el sistema eléctrico en cuanto al precio de energía eléctrica, donde se involucren el esquema de tarifas dinámicas para que el usuario este motivado y sienta la necesidad de modificar sus patrones de consumo de energía eléctrica en el hogar, optimice sus costos por pago del servicio de energía y realice un uso eficiente de esta energía<sup>54</sup>.

## 2.8 REGULACIÓN

Dentro de la regulación creada en Colombia para la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada se destacan las siguientes:

<sup>54</sup> FANDIÑO HERNÁNDEZ., Op. Cit. p. 38.

- El documento CREG 077 de 2018, en el cual se trata el problema regulatorio para la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada y sus costos asociados, teniendo en cuenta los beneficios<sup>55</sup>.
- Resolución CREG 4-0072 de 2018, “por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica”<sup>56</sup>.
- Resolución CREG 4-0459 de 2019, “por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018”<sup>57</sup>.
- Resolución CREG 131 de 2020, “por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”<sup>58</sup>.

Además, existen otras regulaciones que promueven el uso de medición avanzada en el sistema eléctrico:

- Ley 1715 de 2014, “por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”<sup>59</sup>.
- Resolución CREG 030 de 2018, “por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”<sup>60</sup>.

---

<sup>55</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Documento CREG 077 (30 de julio de 2018). *Infraestructura de Medición Avanzada* [en línea]. Bogotá D.C.: Diario oficial. 2018. 42 p. [Consultado: 16 de agosto de 2019]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/\\$FILE/Circular054-2018%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/$FILE/Circular054-2018%20Anexo.pdf)

<sup>56</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0072., Op. Cit. p. 1.

<sup>57</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0459., Op. Cit. p. 1.

<sup>58</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 131., Op. Cit. p. 1.

<sup>59</sup> COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 de 2014 (30 de mayo de 2014). *Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional* [En línea]. Bogotá D.C.: Diario Oficial. 2014. 26 p. [Consultado: 20 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)

<sup>60</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 030 (26 de febrero de 2018). *Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional* [en línea]. Bogotá D.C.: Diario oficial. 2018. 27 p. [Consultado: 20 de agosto de 2019]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)

En el año 2019 en el foro de energía para la competitividad – Asoenergía se trató la agenda 2019 para la nueva regulación sobre generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia<sup>61</sup>. La Tabla 4 muestra la agenda regulatoria propuesta por la Comisión de Regulación de Energía y Gas para el año 2019.

Tabla 4. Agenda regulatoria para el año 2019.

Área	Tema	Trim 1	Trim 2	Trim 3	Trim 4
Mercado mayorista	Despacho vinculante y mercado intradiario		Consulta		
	Servicios complementarios		Consulta		Dec. Def.
	Evaluación mecanismos de comercialización	X	X	X	X
	Metodología tarifaria del G	Consulta		Dec. Def.	
	Respuesta de la demanda	Consulta		Dec. Def.	
	Adecuación del código de redes		Consulta		Dec. Def.
	Actualización CROM a normas NIF			Dec. Def.	
	Revisión reglas despacho de seguridad	Consulta		Dec. Def.	
Cargo por Confiabilidad	Subasta de expansión del CxC	Ejecución			
	Otros mecanismos asignación OEF		Dec. Def.		
CU	Metodología tarifaria CU	Consulta		Dec. Def.	
Interconexión Internacional	Relación bilateral Ecuador	X	X	X	X
	Reglamentación decisión CAN 816	X	X	X	X
Transmisión	Metodología tarifaria T	Consulta			Dec. Def.
	Baterías	Dec. Def.			
Distribución	Aprobación de cargos D	X	X	X	X
Comercialización	Implementación de medición inteligente	Dec. Def.			
	Bases metodología tarifaria C	Dec. Def.			
ZNI	Metodología tarifaria ZNI	Dec. Def.			
Alumbrado público	Revisión costo eficiente del servicio		Consulta		

Elaboración: Propia. Fuente: III FORO DE ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD – ASOENERGÍA. Nueva regulación sobre generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia [diapositivas]. CREG. Noviembre de 2018, diapositiva 19. [Consultado 01 de septiembre de 2019]. Disponible en: [http://www.creg.gov.co/sites/default/files/2018.11.28\\_ppt\\_nueva\\_regulacion\\_g\\_y\\_t\\_asoenergia.pdf](http://www.creg.gov.co/sites/default/files/2018.11.28_ppt_nueva_regulacion_g_y_t_asoenergia.pdf).

<sup>61</sup> III FORO DE ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD – ASOENERGÍA., Op. Cit. p. 19.

En cuanto a los avances de la agenda regulatoria anterior, se puede rescatar lo acontecido en el foro Asoenergía 2019. En la Tabla 5, se enumera las resoluciones CREG que han sido desarrolladas en base a los compromisos adquiridos en el tercer foro de ASOENERGÍA.

Tabla 5. Avances en la agenda regulatoria 2019.

Área	Tema	Resolución CREG	Definición
Cargo por Confiabilidad	Subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad	132 de 2019	“Por la cual se define el mecanismo de tomadores del Cargo por Confiabilidad para asignaciones de Obligaciones de Energía Firme a plantas nuevas”
Costo Unitario	Metodología tarifaria CU	012 de 2020	“Por la cual se establece una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional
Transmisión	Baterías	098 de 2019	“Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional”
Distribución	Aprobación de cargos D	007 de 2019	“Por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018”
Comercialización	Implementación de medición inteligente	131 de 2020	“Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”
ZNI	Metodología tarifaria ZNI	166 de 2020	“Por la cual se define una tarifa transitoria para el servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas”

## 2.9 BARRERAS Y OPORTUNIDADES

En esta sección se revisan las barreras y oportunidades para la implementación de una estructura de medición avanzada, encontradas en la literatura de estudios a nivel internacional y local.

**2.9.1 Barreras.** Se requiere suplir varias necesidades estructurales, regulatorias y tarifarias para que la Infraestructura de Medición Avanzada pueda ser implementada. Algunos aspectos por mejorar según TELLEZ<sup>62</sup> son los siguientes:

- Barrera informativa. Los usuarios se encuentran desinformados y en algunas zonas se rehúsan a la implementación de tecnología de medición AMI. Las personas se preguntan por los tipos de medidores, la diferencia entre los medidores electromecánicos y los digitales, en la incertidumbre de la medida y preocupación por la emisión de radiación electromagnética de los medidores avanzados. Se debe incorporar un plan de capacitación para todos los usuarios de energía eléctrica.
- Barreras regulatorias. La regulación colombiana aún estudia cómo remunerar las inversiones y los beneficios para la implementación del sistema de medición AMI, para ello se deben contemplar el reconocimiento de todas las inversiones para la implementación de AMI con sus respectivos plazos y considerar la creación de nuevos negocios. Aunque, la resolución CREG 131 de 2020, definirá los ajustes tarifarios necesarios para garantizar la remuneración de las inversiones en AMI<sup>63</sup>, aun no se ha sancionado la regulación necesaria.
- Tarifas. En cuanto al tema de tarifa, se debe crear un entorno donde el usuario y el operador de red se beneficien con la implementación del sistema de medición AMI. Para ello, se necesita que los usuarios no regulados dispongan de tarificación dinámica, para que adquieran una cultura de consumo de energía eléctrica basado en ahorro de costos y con beneficios de los OR para que ofrezcan a sus usuarios un portafolio diverso de servicios, motivándolo a reducir su consumo bajo condiciones establecidas de común acuerdo.

---

<sup>62</sup> TÉLLEZ GUTIÉRREZ., Op. Cit. p. 13.

<sup>63</sup> COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 131., Op. Cit. p. 28.

- Percepción del usuario. Para el caso colombiano, la empresa Electricaribe ha manifestado la aversión de algunos de sus usuarios ante el cambio de medidores, ya que no aceptan el cambio de los medidores existentes por electrónicos, y otros clientes no aceptan la instalación de medidores en poste, aumentando los reclamos y quejas. Es conveniente realizar campañas de concientización y divulgación que faciliten la adopción del nuevo sistema de medición con medidores avanzados.
- Modelos de negocio. El modelo actual de comercialización de energía eléctrica no es flexible para permitir el ingreso de la Infraestructura de Medición Avanzada y sus nuevas tecnologías. Por lo tanto, se deben definir unas estrategias legislativas, tecnológicas y tarifarias, para que las empresas prestadoras de servicio de energía eléctrica vean en el sistema de medición avanzada AMI, un medio para mejorar el servicio y sus ingresos.

**2.9.2 Oportunidades.** Las redes avanzadas proveen una serie de datos que son útiles para la creación de aplicaciones favorables para mejorar el servicio de energía eléctrica. Estos datos se pueden obtener del comportamiento de la demanda de los clientes, de la implementación de AMI, de los costos asociados a la prestación del servicio, en fin, a las diversas oportunidades de la cadena de servicio de energía eléctrica como lo son generación, transmisión y distribución<sup>64</sup>. Dentro de las utilidades están:

- Planeación de la red eléctrica: ya que permite identificar consumos elevados y predecir fallas<sup>65</sup>.
- Coordinación de la generación y el consumo de energía eléctrica: los sistemas deben estar diseñados para que exista un equilibrio entre oferta y demanda. Por

---

<sup>64</sup> CHEN, Min, et al. En: *Big Data: Related Technologies, Challenges and Future Prospects* [en línea]. Springer, 2014. [Consultado 25 de agosto de 2019]. Capítulo 6. p 59-76. Disponible en: <https://book.lat/book/2461337/97ef85?regionChanged=&redirect=10079313>

<sup>65</sup> CHEN., Op. Cit. p. 75.

ello se han promovido planes y se han hecho estudios para implementar los medidores avanzados, ya que los OR pueden obtener datos en tiempo real con los cuales pueden optimizar la oferta, la compra de energía eléctrica y así disminuir costos, estimulando el aplanamiento de la demanda<sup>66</sup>.

- Fuentes de energía renovables: con la información procesada en un sistema Big Data las FNCER se pueden gestionar y ubicar en zonas no interconectadas para mejorar la matriz energética, abarcar más usuarios, mejorar las pérdidas de energía eléctrica y mejorar los ingresos<sup>67</sup>.

---

<sup>66</sup> *Ibíd.*

<sup>67</sup> *Ibíd.*, p. 76.

### 3. ANÁLISIS DE DATOS Y MODELADO

En este capítulo se analizan tanto los datos de consumo de energía eléctrica de los usuarios residenciales con medidores avanzados de EPSA S.A E.S.P. filial de la empresa CELSIA S.A, como los datos de consumo de energía eléctrica de los usuarios que cuentan con sistemas de autogeneración con generación distribuida (GD) o auto generación a pequeña escala (AGPE).

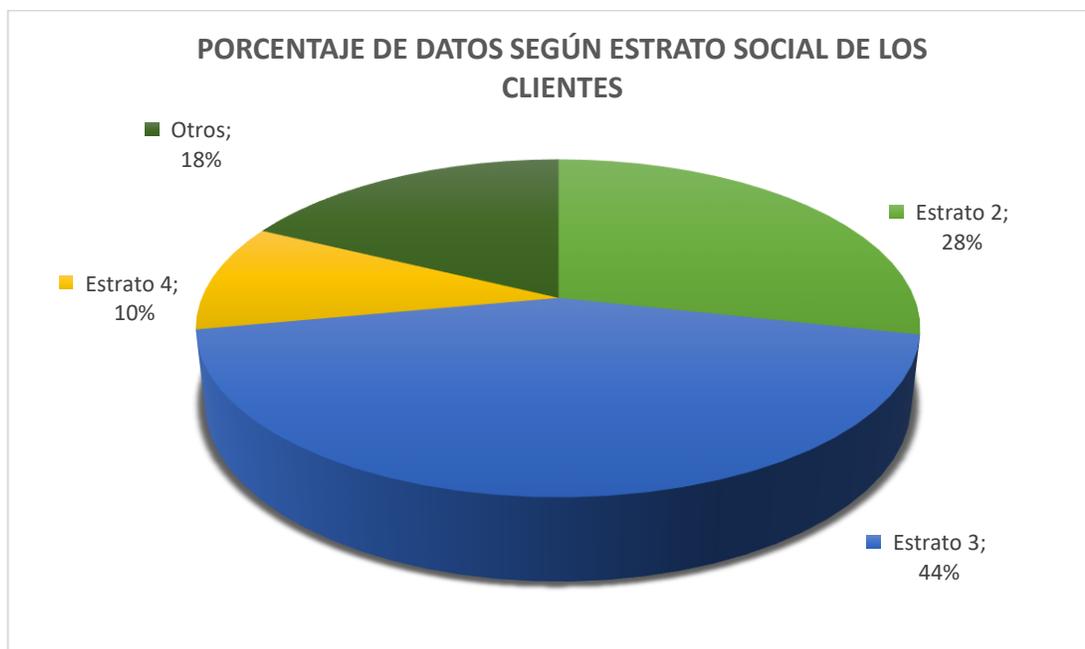
Los datos de demanda de energía eléctrica están diferenciados según el estrato social de los clientes y cada curva de consumo de energía eléctrica tiene un comportamiento distinto, según el alcance económico y las necesidades de cada usuario, por ello se realiza un muestreo estratificado para garantizar que el consumo de energía eléctrica de cada cliente según el estrato quede representado en el modelamiento de los datos. Para caracterizar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los clientes residenciales que cuentan con un medidor avanzado instalado en el hogar, se tomará la muestra de mayor cantidad de datos, con el fin de lograr un modelado adecuado de los mismos, y así, entender las características y necesidades de la carga eléctrica de los usuarios residenciales de la empresa Celsia S.A.

El análisis consiste en realizar un ajuste de las medidas de consumo de energía eléctrica, para lo cual se selecciona la muestra por estratos y se eliminan los valores atípicos. Posteriormente, mediante el software Matlab, se modelan los datos para determinar la curva de comportamiento de la demanda de energía eléctrica diaria que más se ajuste a los datos.

### 3.1 DATOS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los datos usados corresponden a una muestra del consumo promedio diario de energía eléctrica de 418 clientes residenciales entre los meses de agosto, septiembre y octubre del año 2019. Estos clientes cuentan con un medidor avanzado instalado en el hogar y están diferenciados por estrato social. En la Figura 4 se muestra el porcentaje de datos por estrato de los clientes de la empresa.

Figura 4. Porcentaje de datos según estrato.



### 3.2 ALEATORIEDAD, TENDENCIA E INDEPENDENCIA DE LOS DATOS

En la Figura 4 se muestra que la mayor cantidad de los datos de consumo de energía eléctrica de los clientes residenciales están en el estrato 3, sin embargo, los usuarios de estrato 2 tienen un porcentaje importante de los datos, por tal razón, se toma la muestra de estos dos tipos de usuarios para el modelado de los datos de consumo de energía eléctrica. Como se mencionó al iniciar este capítulo, la demanda de energía eléctrica de cada cliente depende de su capacidad económica

y de sus necesidades, por lo tanto, intentar tomar todos los datos para determinar un modelo único es inadecuado, por esta razón se decide realizar un análisis estadístico estratificado y en este caso realizar un análisis con los datos de los estratos con mayor cantidad de clientes. De todas formas, los modelos para los demás estratos también serán analizados de la misma forma. Además, a partir del numeral 3.5, se desarrolla el modelo de la demanda de energía eléctrica de todos los datos tomados con los medidores avanzados, incluyendo cada uno de los estratos presentados en la Figura 4 e incluyendo los usuarios con autogeneración.

Finalmente, en este capítulo se determina el grado de aleatoriedad, tendencia, e independencia de los datos de consumo de energía eléctrica, para observar si la muestra corresponde a datos aleatorios o no, y así, seleccionar el modelo que mejor se ajuste a los datos de consumo de energía eléctrica medidos con los medidores avanzados para los usuarios residenciales y lo usuarios con autogeneración.

**3.2.1 Aleatoriedad de la demanda de energía eléctrica del usuario residenciales “Run Test”.** Tomando el valor promedio de consumo de energía eléctrica diaria de los clientes residenciales de estrato 2 correspondiente a 120 y estrato 3 correspondiente a 182, se calcula la mediana y el valor de sucesión de los datos marcando con “1” los datos mayores a la mediana y con “0” los datos menores a la mediana. Los pasos definidos en el Capítulo 2 del libro “Análisis probabilístico y simulación”<sup>68</sup> para establecer las características de la aleatoriedad de los datos son los siguientes:

- Definir una probabilidad crítica  $\alpha = 5\%$
- Calcular la mediana
- Cantidad de datos menores a la mediana ( $n_1$ ) y mayores a la mediana ( $n_2$ )
- Valor esperado:

---

<sup>68</sup> ZAPATA, Carlos J. En: *Análisis Probabilístico y Simulación. Capítulo 2: Análisis de Datos*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. 2015. 27 p.

$$\mu_u = \frac{2n_1n_2}{n_1 + n_2} + 1 \quad (7)$$

- Desviación estándar del estadístico de prueba:

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{2n_1n_2(2n_1n_2 - n_1 - n_2)}{(n_1 + n_2)^2(n_1 + n_2 - 1)}} \quad (8)$$

- Calcular el estadístico de prueba:

$$Z_\mu = \frac{U - \mu_u}{\sigma_u} \quad (9)$$

- Prueba de Hipótesis

Hipótesis nula H0: La muestra de datos es aleatoria

Hipótesis alterna H1: La muestra de datos no es aleatoria y existe un patrón en los datos que se repite con frecuencia.

- Criterio de decisión:

$$-Z_{\alpha/2} < Z_u < Z_{\alpha/2}$$

$Z_{\alpha/2} = 1,96$ , es el valor en la distribución normal para una probabilidad crítica  $\alpha = 5\%$ . En la Tabla 6, se muestran los resultados del análisis de aleatoriedad de los datos de demanda de energía eléctrica para el estrato 2.

Tabla 6. Resultados de prueba de aleatoriedad de la demanda diaria de energía eléctrica de los clientes del estrato 2.

DESCRIPCIÓN	VALOR
Mediana	3,3953
$n1=(n/2)$	60
$n2=(n/2)$	60
$\mu_u$	40,56
Desviación	2,903
$Z_{\mu}$	-13,971
<b>Aleatoriedad</b>	<b>No aleatorio</b>

En la Tabla 7, se muestran los resultados del análisis de aleatoriedad de los datos de demanda de energía eléctrica para el estrato 3.

Tabla 7. Resultados de prueba de aleatoriedad de la demanda diaria de energía eléctrica de los clientes del estrato 3.

DESCRIPCIÓN	VALOR
Mediana	3,5126
$n1=(n/2)$	91
$n2=(n/2)$	91
$\mu_u$	92
Desviación	6,7267
$Z_{\mu}$	-13,528
<b>Aleatoriedad</b>	<b>No aleatorio</b>

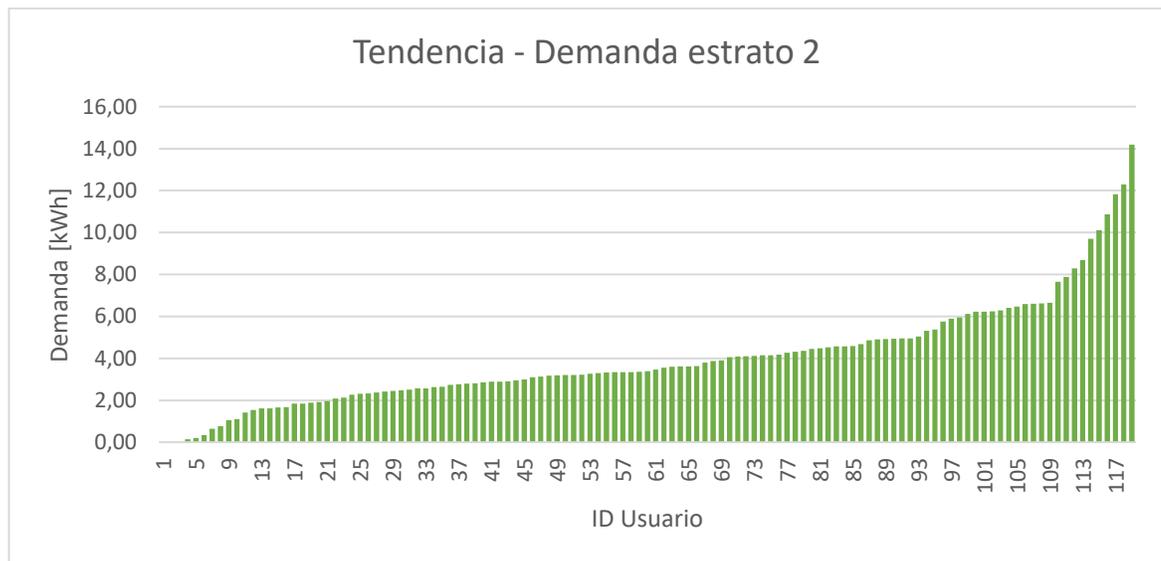
La Tabla 6 y Tabla 7 presenta los resultados del análisis de aleatoriedad de la demanda de energía eléctrica de los clientes del estrato 2 y 3, que permite concluir que esta muestra no es aleatoria dado que  $Z_{\mu}$  no está dentro del intervalo de  $-1,96 < Z_u < 1,96$ , así que, con un nivel de confianza del 95% se acepta la hipótesis alterna H1, es decir “La muestra de datos no es aleatoria y existe un patrón en los datos que se repite con frecuencia”.

### 3.2.2 Tendencia de la demanda de energía eléctrica del usuario residencial.

Para determinar si la muestra de datos bajo estudio es estacionaria o no, se debe conservar la secuencia cronológica de los datos y realizar la gráfica de barras para determinar su tendencia<sup>69</sup>.

La Figura 5 muestra el análisis de tendencia de la demanda diaria de energía eléctrica de los usuarios del estrato 2.

Figura 5. Tendencia por gráfica de barras de la demanda diaria de energía eléctrica del estrato 2.

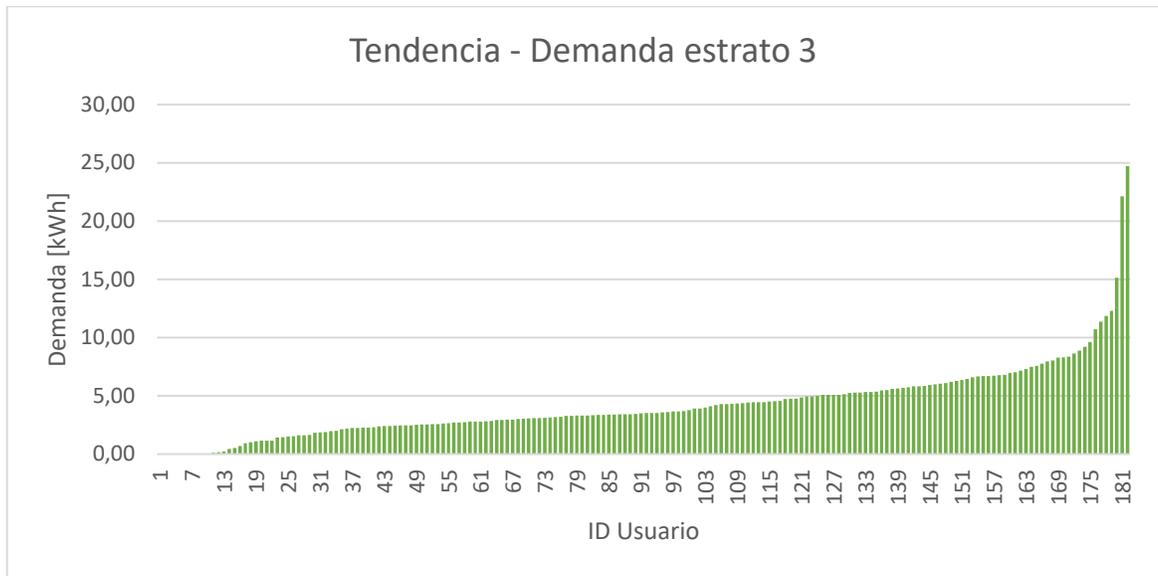


La Figura 6 muestra el análisis de tendencia de la demanda diaria de energía eléctrica de los usuarios del estrato 3.

---

<sup>69</sup> Ibíd., p. 19.

Figura 6. Tendencia por gráfica de barras de la demanda diaria de energía eléctrica del estrato 3.



Según el análisis de las gráficas de barras de la Figura 5 y la Figura 6, la variable de demanda de energía eléctrica de los usuarios de estrato 2 y 3 respectivamente, presenta una tendencia positiva y por lo tanto no es estacionaria.

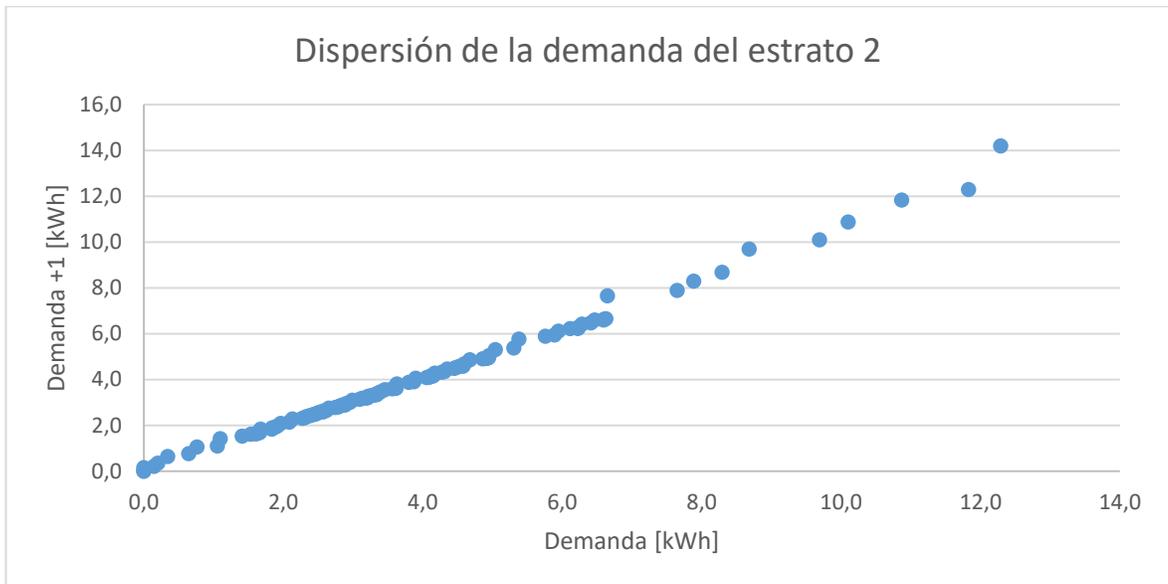
**3.2.3 Independencia de la demanda de energía eléctrica del usuario residencial.** Para determinar el grado de dependencia de los datos, se debe conservar la secuencia cronológica, y luego se debe aplicar el análisis del diagrama de dispersión siguiendo la siguiente recomendación: “Teniendo una muestra de  $n$  datos  $X_1, X_2... X_n$  no negativos, el diagrama de dispersión es una gráfica de las parejas  $(X_i, X_{i+1})$  para  $i: 1, 2... (n-1)$ ”<sup>70</sup>.

La Figura 7 presenta el análisis de dispersión de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales del estrato 2.

---

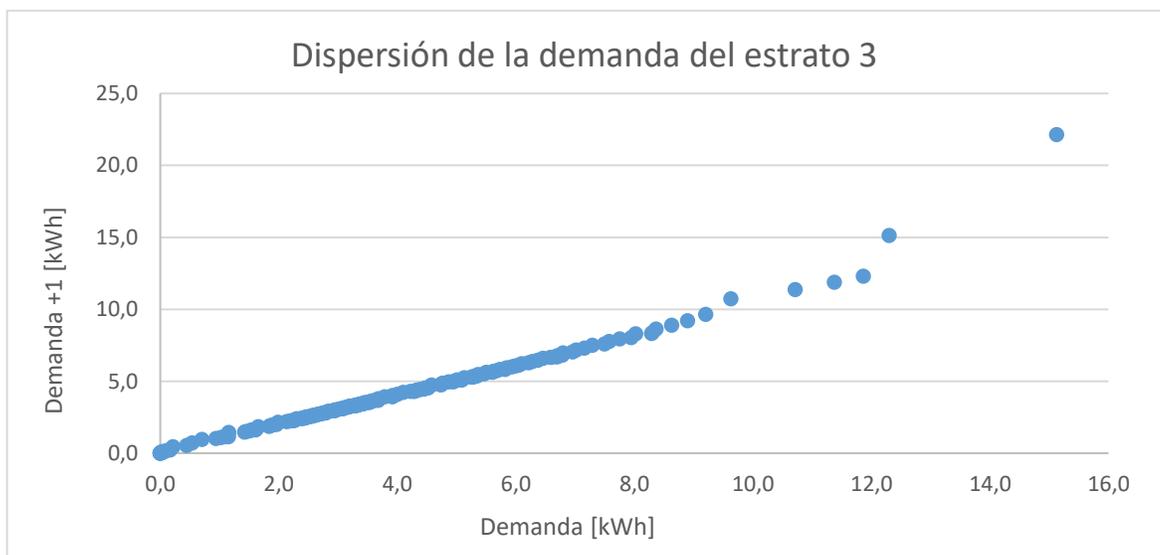
<sup>70</sup> Ibíd., p. 23.

Figura 7. Análisis de dependencia por grafica de dispersión de la demanda diaria de energía eléctrica del estrato 2.



La Figura 8 presenta el análisis de dispersión de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales del estrato 3.

Figura 8. Análisis de dependencia por grafica de dispersión de la demanda diaria de energía eléctrica.



Observando las gráficas de dispersión de la demanda de energía eléctrica en la Figura 7 y la Figura 8, los datos son dependientes, y están correlacionados positivamente, ya que los puntos tienden a formar una línea recta con pendiente positiva en el primer cuadrante del plano  $(X_i, X_{i+1})$ <sup>71</sup>.

Según los resultados obtenidos de la prueba de dispersión, se obtiene que el modelo ideal para ajustar los datos de demanda de energía eléctrica de los usuarios del estrato 2 y 3 que representan el 72% de los clientes residenciales de la empresa Celsia S.A E.S.P con medidores avanzados, es un modelo de regresión<sup>72</sup>, tal cual lo muestra la Tabla 8.

Tabla 8. Resultados del análisis para selección del modelo de la demanda de energía eléctrica.

PRUEBA	RESULTADO	MODELO	OPCIONES
Aleatoriedad	No aleatorio	Modelo	Series de tiempo
Tendencia	No estacionario	determinístico y/o	<b>Modelo de regresión</b>
Independencia	Dependiente	para dependencia	Branching process

### 3.3 SELECCIÓN DE DATOS ÚTILES

Debido a que los datos de consumo de energía eléctrica tomados de los medidores avanzados, muchas veces están en cero u oscilan durante el mes, se requiere tomar un rango de normalidad de los datos, es decir, definir un intervalo de confianza.

Así, definiendo una probabilidad crítica de  $\alpha = 5\%$  distribuida en los extremos de la media de los datos, se obtiene la zona de aceptación de la siguiente forma:  $\bar{X} \pm Z_{\alpha/2} \times S/\sqrt{N}$ , donde  $Z_{\alpha/2} = 1,96$  este valor de  $Z_{\alpha/2}$  se obtiene en la tabla de distribución normal, buscando el valor de  $Z$  correspondiente a la probabilidad  $\alpha/2 =$

<sup>71</sup> Ibíd.

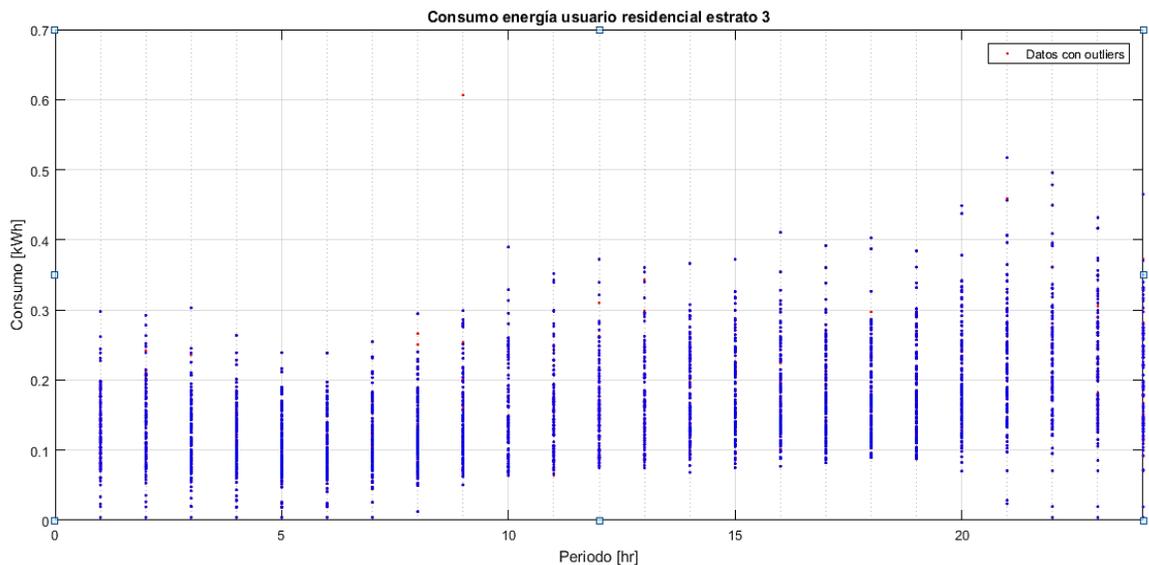
<sup>72</sup> ZAPATA, Carlos J. En: *Análisis Probabilístico y Simulación. Capítulo 1: Conceptos Básicos*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. 2015. 41 p.

0,025. La zona de rechazo está definida por los valores que estén por fuera de la zona de aceptación<sup>73</sup>.

Además de definir el rango de confianza, para seleccionar y limitar los datos a modelar, se debe determinar aquellos valores atípicos (outliers) que se encuentran por encima o por debajo del intervalo  $\bar{X} \pm 3 \cdot \sigma$ . Para ello, se usa la herramienta hampel de Matlab, la función es:  $y = hampel(x)$ , la cual aplica un filtro encontrando los datos atípicos analizándolos en un rango de más o menos 3 desviaciones estándar y si este dato sale de este margen, es reemplazado por la mediana de sus 6 datos circundantes<sup>74</sup>.

La Figura 9 muestra los datos iniciales con sus outliers (rojo) y los datos ajustados con la herramienta hampel (azul).

Figura 9. Aplicación de la herramienta hampel para ajuste de las muestras para el consumo de energía.



<sup>73</sup> *Ibíd.*, p. 35.

<sup>74</sup> THE MATHWORKS INC. MathWorks [sitio web]. [Consultado: 08 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/help/signal/ref/hampel.html>

### 3.4 SELECCIÓN DEL MODELO Y AJUSTE DE DATOS

La muestra de los datos es homogénea porque fue estratificada, seleccionando solo los datos más representativos, es decir, las lecturas de consumo de energía eléctrica promedio horario mensual de los usuarios de estrato 3. Además, estos datos son normalizados encontrando el intervalo de confianza, luego son ajustados y depurados eliminando los valores atípicos para adecuar el modelo.

Posteriormente, los datos son analizados usando la aplicación curve fitting de Matlab para determinar un modelo de regresión que ajuste y represente los datos. En la Tabla 9 se muestra la bondad de los modelos probados de regresión lineal y regresión polinomial. Además, se realiza un ajuste de mínimos cuadrados para reducir los residuos llamado LAR. “El método LAR encuentra una curva que minimiza la diferencia absoluta de los residuos, en lugar de las diferencias cuadráticas. Por lo tanto, los valores extremos tienen una menor influencia en el ajuste”<sup>75</sup>.

Tabla 9. Resultado del modelamiento de los datos de consumo de energía eléctrica.

Bondad “Regresión lineal”	Bondad “Regresión polinomial grado 9”	Bondad “Regresión polinomial grado 9 ajustada”
Goodness of fit: SSE: 10.97 R-square: 0.2141 Adjusted R-square: 0.2138 RMSE: 0.06537	Goodness of fit: SSE: 10.59 R-square: 0.2412 Adjusted R-square: 0.2385 RMSE: 0.06434	Goodness of fit: SSE: 0.943 R-square: 0.9324 Adjusted R-square: 0.9322 RMSE: 0.0192

Basándose en el resultado de bondad obtenido en la Tabla 9, para escoger el modelo de regresión que ajusta los datos de demanda de energía eléctrica se escoge el modelo de regresión de mayor coeficiente de determinación (R-square)

<sup>75</sup> CHRISTIAAN. MathWorks [blog]. [Consultado: 10 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/matlabcentral/answers/183690-what-is-the-difference-between-lar-and-the-bisquare-remain-robust-in-regression-curve-fitting-tool>

es decir, el que más cerca este a 1, ya que, mayor es la probabilidad que el modelo ajustado represente mejor la variable; R-square también es ajustado para el número de coeficientes. Los datos SSE y RMSE son datos informativos que solo son necesarios para calcular el R-square, por ejemplo, el SSE es la suma de los valores residuales al cuadrado y RMSE es la raíz del error medio al cuadrado.

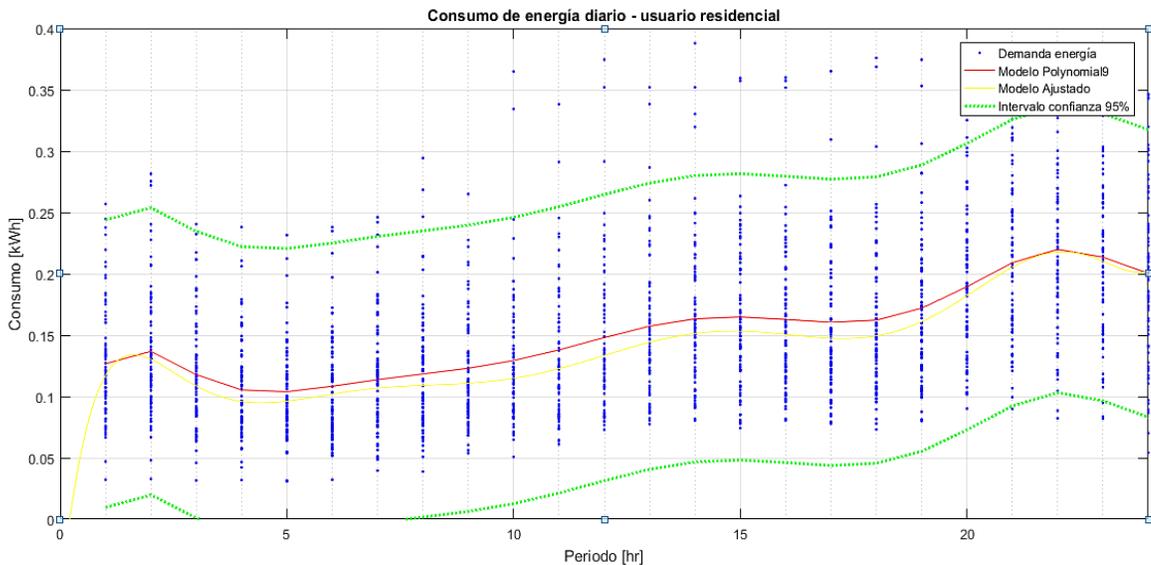
Así que, como el modelo de regresión polinomial grado 9 ajustado, dentro de su resultado de bondad muestra que el coeficiente de determinación de 0,9324 y el coeficiente de determinación ajustado es de 0,9322, se selecciona como el modelo de regresión que representa los datos de demanda de energía eléctrica para los clientes residenciales de Celsia S.A E.S.P. Se acota que el mejor modelo de regresión polinomial se logró con la opción de ajuste robusto LAR de Matlab (Residuos mínimos absolutos).

### **3.5 MODELO AJUSTADO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En este ítem se muestra el modelo ajustado (Polynomial 9) para los datos de consumo de energía eléctrica de los usuarios residenciales de los estratos 2, 3 y 4. Sin embargo, el modelo que se discutirá y analizará en este documento es el modelo ajustado para los usuarios del estrato 3.

**3.5.1 Modelo de la demanda de energía eléctrica para el estrato 2.** Continuando con el modelado de los datos de consumo de energía eléctrica, se analiza el ajuste con el modelo de regresión polinomial grado 9 de los usuarios residenciales estrato 2, que tienen instalado un medidor avanzado. La Figura 10 muestra los datos de consumo horario de energía eléctrica de los usuarios de estrato 2 (azul) y se encuentra el modelo de demanda de energía eléctrica ajustado con la herramienta LAR de MATLAB de los usuarios de estrato 2 (amarillo). En el Capítulo 3.4 se explica la funcionalidad de la herramienta LAR.

Figura 10. Curva de ajuste de consumo de energía eléctrica diario para usuarios estrato 2.



La curva que más se ajustó a los datos fue la polyfit “9”, además, usando la aplicación de ajuste de curva en Matlab se logró realizar un mejor ajuste al modelo de demanda. En la Tabla 10 se muestran los resultados.

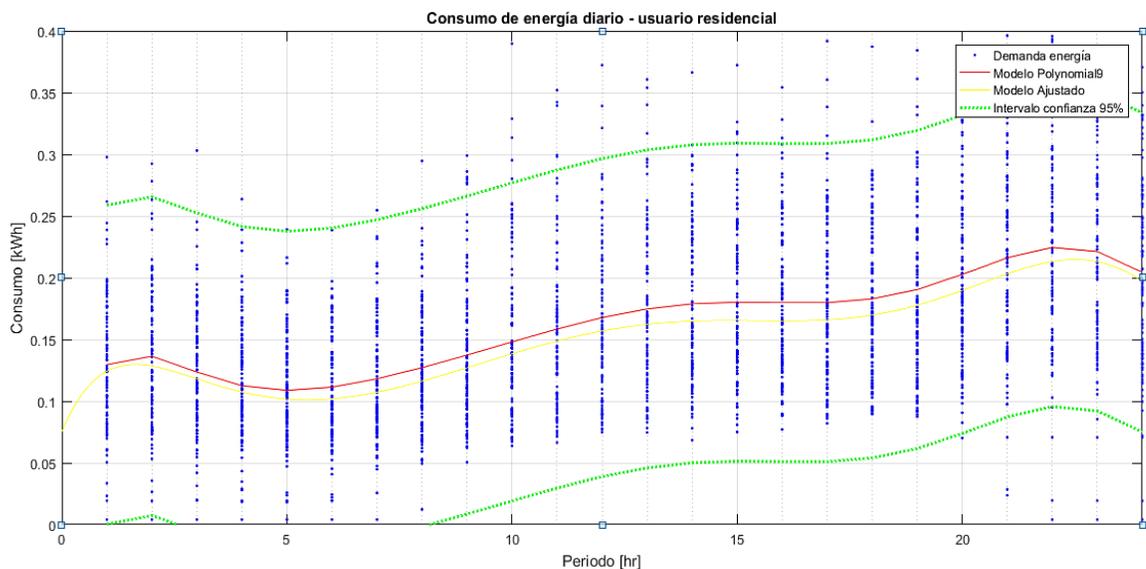
Tabla 10. Resultados del ajuste de datos de consumo de energía eléctrica de los usuarios residenciales de estrato 2.

Ajuste del modelo polinomial grado 9	Bondad del ajuste
<p>Linear model Poly9:</p> $f(x) = p1*x^9 + p2*x^8 + p3*x^7 + p4*x^6 + p5*x^5 + p6*x^4 + p7*x^3 + p8*x^2 + p9*x + p10$ <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):</p> <p>p1 = 5.886e-10 (5.236e-10, 6.536e-10)</p> <p>p2 = -6.655e-08 (-7.388e-08, -5.923e-08)</p> <p>p3 = 3.168e-06 (2.819e-06, 3.516e-06)</p> <p>p4 = -8.262e-05 (-9.175e-05, -7.349e-05)</p> <p>p5 = 0.001288 (0.001145, 0.001432)</p> <p>p6 = -0.01229 (-0.01367, -0.01091)</p> <p>p7 = 0.07047 (0.06245, 0.0785)</p> <p>p8 = -0.2268 (-0.2532, -0.2004)</p> <p>p9 = 0.3494 (0.3065, 0.3922)</p> <p>p10 = -0.06474 (-0.0896, -0.03989)</p>	<p>Goodness of fit:</p> <p>SSE: 0.3451</p> <p>R-square: 0.9592</p> <p>Adjusted R-square: 0.959</p> <p>RMSE: 0.0137</p>

**3.5.2 Modelo de la demanda de energía eléctrica para el estrato 3.** La Figura 11 muestra el ajuste encontrado para los datos de consumo de energía eléctrica para los usuarios residenciales estrato 3 con medidores avanzados.

La Figura 11 muestra los datos de consumo horario de energía eléctrica de los usuarios de estrato 3 (azul), junto con el modelo de ajuste polinomial de grado 9 (rojo) para la demanda de energía eléctrica encontrado para ellos, y se encuentra el modelo de demanda de energía eléctrica optimizado con la herramienta LAR de MATLAB (amarillo).

Figura 11. Curva de ajuste de consumo diario de energía eléctrica para usuarios del estrato 3.



En la Tabla 11, se muestran los datos obtenidos por la aplicación curve fitting de Matlab para el ajuste de los datos de consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales estrato 3.

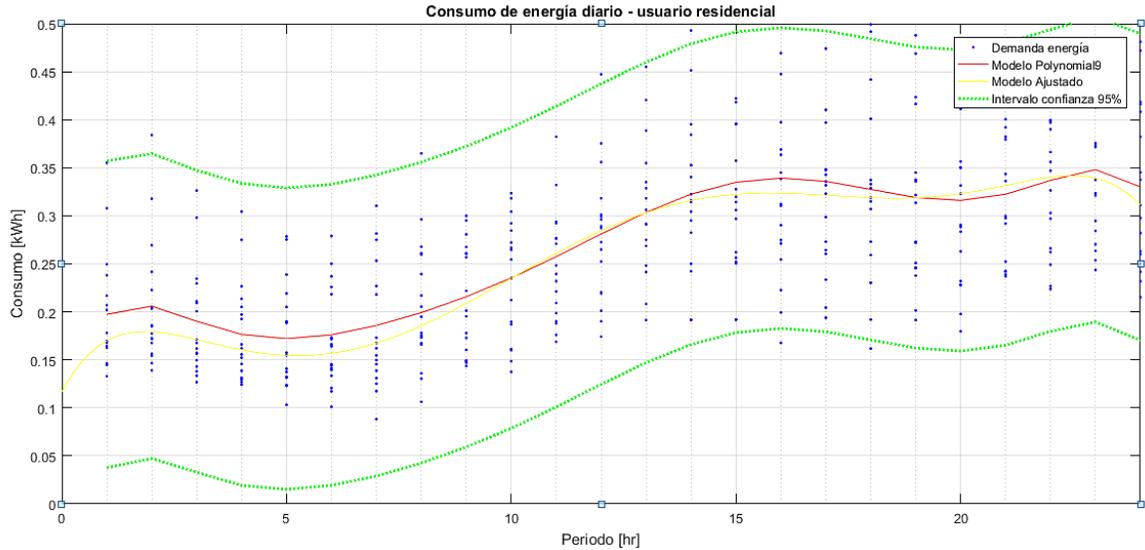
Tabla 11. Resultados del ajuste de datos de consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales del estrato 3.

Ajuste del modelo polinomial grado 9	Bondad del ajuste
Linear model Poly9: $f(x) = p1*x^9 + p2*x^8 + p3*x^7 + p4*x^6 + p5*x^5 + p6*x^4 + p7*x^3 + p8*x^2 + p9*x + p10$ Coefficients (with 95% confidence bounds): p1 = 6.746e-11 (-9.826e-12, 1.448e-10) p2 = -7.619e-09 (-1.632e-08, 1.087e-09) p3 = 3.647e-07 (-4.973e-08, 7.791e-07) p4 = -9.777e-06 (-2.063e-05, 1.076e-06) p5 = 0.0001636 (-6.913e-06, 0.000334) p6 = -0.001782 (-0.003425, -0.0001391) p7 = 0.0124 (0.002866, 0.02194) p8 = -0.04923 (-0.08056, -0.01791) p9 = 0.08736 (0.03643, 0.1383) p10 = 0.07532 (0.04578, 0.1049)	Goodness of fit: SSE: 0.943 R-square: 0.9324 Adjusted R-square: 0.9322 RMSE: 0.0192

**3.5.3 Modelo de demanda de energía eléctrica para el estrato 4.** La Figura 12 muestra el ajuste encontrado para los datos de consumo de energía para los usuarios residenciales del estrato 4 con medidores avanzados.

La Figura 12 muestra los datos de consumo horario de energía eléctrica de los usuarios de estrato 4 (azul), junto con el modelo de ajuste polinomial de grado 9 (rojo) para la demanda de energía eléctrica encontrado para ellos, y se encuentra el modelo de demanda de energía eléctrica optimizado con la herramienta LAR de MATLAB (amarillo).

Figura 12. Curva de ajuste de consumo diario de energía eléctrica para usuarios del estrato 4.



En la Tabla 12, se presentan los datos obtenidos por la aplicación curve fitting de Matlab para el ajuste de los datos de consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales del estrato 4.

Tabla 12. Resultados del ajuste de datos de consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales del estrato 4.

Ajuste del modelo polinomial grado 9	Bondad del ajuste
<p>Linear model Poly9:</p> $f(x) = p1*x^9 + p2*x^8 + p3*x^7 + p4*x^6 + p5*x^5 + p6*x^4 + p7*x^3 + p8*x^2 + p9*x + p10$ <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):</p> <p>p1 = 2.92e-11 (-3.199e-10, 3.783e-10)</p> <p>p2 = -3.586e-09 (-4.291e-08, 3.574e-08)</p> <p>p3 = 1.81e-07 (-1.691e-06, 2.053e-06)</p> <p>p4 = -5.063e-06 (-5.408e-05, 4.396e-05)</p> <p>p5 = 9.051e-05 (-0.0006795, 0.0008606)</p> <p>p6 = -0.001116 (-0.008537, 0.006305)</p> <p>p7 = 0.009232 (-0.03384, 0.0523)</p> <p>p8 = -0.04298 (-0.1845, 0.09851)</p> <p>p9 = 0.08796 (-0.1421, 0.318)</p> <p>p10 = 0.1166 (-0.01684, 0.25)</p>	<p>Goodness of fit:</p> <p>SSE: 0.4732</p> <p>R-square: 0.8852</p> <p>Adjusted R-square: 0.8826</p> <p>RMSE: 0.03448</p>

Este último modelo no se ajustó adecuadamente y el índice de correlación es menor a 0,9. Un causante son los datos útiles, ya que la muestra del consumo de energía eléctrica de los usuarios del estrato 4 son solo de 26 usuarios, siendo pocos, además, los datos de consumo de energía eléctrica oscilan en un rango muy grande comparado con los modelos anteriores.

### 3.6 MODELO AJUSTADO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El modelo de la demanda de energía eléctrica se ajustó con los datos de consumo de energía eléctrica de los usuarios de estrato 3 (ver Tabla 11), debido a que la muestra de estos usuarios es la más grande y más representativa. A continuación, se muestra el modelo matemático ajustado y sus datos para los 24 periodos:

$$\begin{aligned}
 Dmd = & 6.746 \cdot 10^{-11} \cdot x^9 - 7.619 \cdot 10^{-9} \cdot x^8 + 3.647 \cdot 10^{-7} \cdot x^7 \\
 & - 9.777 \cdot 10^{-6} \cdot x^6 + 0.0001636 \cdot x^5 - 0.001782 \cdot x^4 \\
 & + 0.0124 \cdot x^3 - 0.04923 \cdot x^2 + 0.08736 \cdot x \\
 & + 0.07532
 \end{aligned} \tag{10}$$

Con la función  $y = feval(fit, x)$  en la herramienta Matlab, se obtienen los valores promedio de la demanda de energía eléctrica hora a hora. En la Tabla 13 se muestran los resultados.

Tabla 13. Datos obtenidos del modelo optimizado de la demanda de energía eléctrica.

<b>Periodo [hr]</b>	<b>P01</b>	<b>P02</b>	<b>P03</b>	<b>P04</b>	<b>P05</b>	<b>P06</b>
<b>Demanda [kWh]</b>	0,1242	0,1285	0,1182	0,1074	0,1017	0,1019
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P07</b>	<b>P08</b>	<b>P09</b>	<b>P10</b>	<b>P11</b>	<b>P12</b>
<b>Demanda [kWh]</b>	0,1073	0,1162	0,1271	0,1384	0,1487	0,1569
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P13</b>	<b>P14</b>	<b>P15</b>	<b>P16</b>	<b>P17</b>	<b>P18</b>
<b>Demanda [kWh]</b>	0,1623	0,1649	0,1653	0,1650	0,1659	0,1697
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P19</b>	<b>P20</b>	<b>P21</b>	<b>P22</b>	<b>P23</b>	<b>P24</b>
<b>Demanda [kWh]</b>	0,1778	0,1898	0,2032	0,2131	0,2131	0,1971

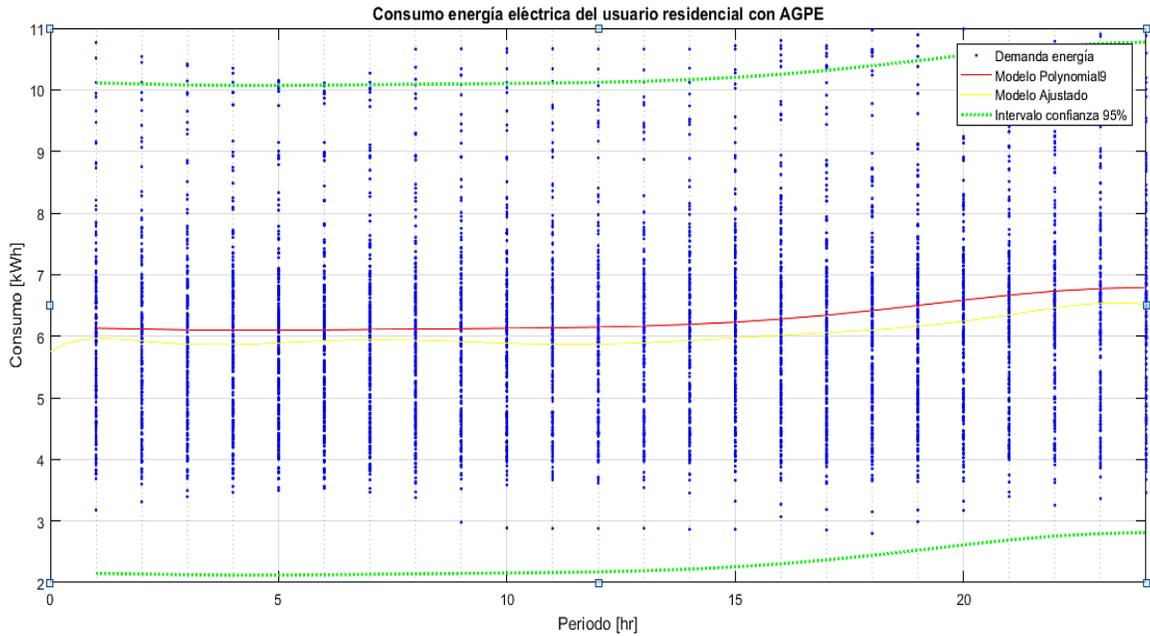
### 3.7 MODELO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CON AGPE

En este ítem, se diseña el modelo matemático del consumo de energía eléctrica que describe el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales que tienen instalado un sistema de autogeneración a pequeña escala con energía solar fotovoltaica en el techo. Para ello, se usan de la base de datos de EPSA S.A., lecturas de consumo de energía eléctrica diaria de medidores avanzados; este análisis es similar al realizado con los usuarios residenciales de estrato 3.

Ya se conoce que el modelo matemático a usar es el de regresión polinomial grado 9, entonces, se toma una probabilidad crítica de  $\alpha = 5\%$  para obtener la zona de aceptación de los datos de la siguiente forma  $\bar{X} \pm Z_{\alpha/2} \times \sigma/\sqrt{N}$ , donde  $Z_{\alpha/2} = 1.96$ .

Finalmente, se eliminan los valores atípicos (outliers) usando la herramienta  $y = hampel(x)$ , de Matlab. Los resultados del modelado de los datos de los usuarios con AGPE se muestran en la Figura 13, donde la gráfica en rojo es el modelo inicial encontrado y la gráfica amarilla es el modelo ajustado con la aplicación curve fitting de Matlab.

Figura 13. Curva de ajuste de consumo diario para usuarios con AGPE.



En la Tabla 14, se muestra el resultado del ajuste de los datos por regresión polinomial grado 9, el mejor modelo se logra con la opción de ajuste robusto LAR (Residuos mínimos absolutos).

Tabla 14. Resultados del ajuste de datos de consumo de usuarios con AGPE.

Ajuste del modelo polinomial grado 9	Bondad del ajuste
<p>Linear model Poly9:</p> $f(x) = p1*x^9 + p2*x^8 + p3*x^7 + p4*x^6 + p5*x^5 + p6*x^4 + p7*x^3 + p8*x^2 + p9*x + p10$ <p>Coefficients (with 95% confidence bounds):</p> <p>p1 = 8.084e-10 (-5.806e-10, 2.197e-09)</p> <p>p2 = -9.941e-08 (-2.559e-07, 5.704e-08)</p> <p>p3 = 5.114e-06 (-2.334e-06, 1.256e-05)</p> <p>p4 = -0.0001428 (-0.0003379, 5.219e-05)</p> <p>p5 = 0.002351 (-0.0007128, 0.005415)</p> <p>p6 = -0.02309 (-0.05262, 0.006433)</p> <p>p7 = 0.1307 (-0.04068, 0.302)</p> <p>p8 = -0.388 (-0.951, 0.1749)</p> <p>p9 = 0.4931 (-0.422, 1.408)</p> <p>p10 = 5.747 (5.216, 6.278)</p>	<p>Goodness of fit:</p> <p>SSE: 1088</p> <p>R-square: 0.9438</p> <p>Adjusted R-square: 0.9437</p> <p>RMSE: 0.4742</p>

**3.7.1 Modelo definitivo de los usuarios con AGPE.** El modelo de demanda de energía eléctrica definitivo para los usuarios con AGPE, se encontró con la aplicación curve fitting y la opción de ajuste robusto LAR. La siguiente ecuación muestra el modelo matemático ajustado:

$$\begin{aligned} Dmd = & 8.084 \cdot 10^{-10} \cdot x^9 - 9.941 \cdot 10^{-8} \cdot x^8 + 5.114 \cdot 10^{-6} \cdot x^7 \\ & - 1.428e \cdot 10^{-4} \cdot x^6 + 0.002351 \cdot x^5 - 0.02309 \cdot x^4 \\ & + 0.1307 \cdot x^3 - 0.388 \cdot x^2 + 0.4931 \cdot x + 5.747 \end{aligned} \quad (11)$$

Un detalle importante que muestra la Figura 13 es la eliminación de la primera punta de consumo de energía eléctrica, esto se debe al aporte del sistema de autogeneración fotovoltaica, inclusive se ve una pequeña caída entre los periodos 8 al 15. En el capítulo 5 se analiza con más detalle este impacto.

#### 4. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS MODELOS PARA LA TARIFA DINÁMICA

En esta sección del trabajo de aplicación, se selecciona la tarifa dinámica que mejor se ajuste al modelo de la demanda de energía eléctrica. De los tres modelos de tarifa considerados por OVIEDO et al.<sup>76</sup>, las tarifas TdU y PPC son fáciles de seguir por parte del usuario, pero el inconveniente que tiene la última, es que no se puede aplicar de forma regular sino algunos días en el año, por lo tanto, no es eficaz para un Sistema de Gestión de la Demanda<sup>77</sup>, además, no es un incentivo suficiente para el usuario<sup>78</sup>, por lo tanto, la tarifa PPC no se tiene en cuenta en el análisis de tarifas de este trabajo de aplicación.

El modelo de tarifa se diseña de acuerdo con los criterios y parámetros encontrados en la literatura, basado en la Ecuación (1) para la tarifa TdU y la Ecuación (2) para la tarifa PDSD. Se crea un programa en el software Matlab para facilitar el diseño y el cálculo y se implementa un límite de parada para que la demanda de energía actual no aumente más del 5% del consumo de energía eléctrica actual.

Por otra parte, el criterio de selección de la tarifa se realiza bajo dos escenarios, la tarifa actual comparada con la tarifa TdU y la tarifa actual comparada con la tarifa PDSD. Como ya se mencionó, para la realización del modelo, se estructura e implementa un programa en el software Matlab que facilita el diseño y cálculo de los parámetros. Además, se implementa otro límite de parada para que, si por alguna razón los usuarios se oponen al cambio de tarifación, no paguen más del 5% adicional del precio de su factura de energía eléctrica actual.

---

<sup>76</sup> OVIEDO., Op. Cit. p. 1.

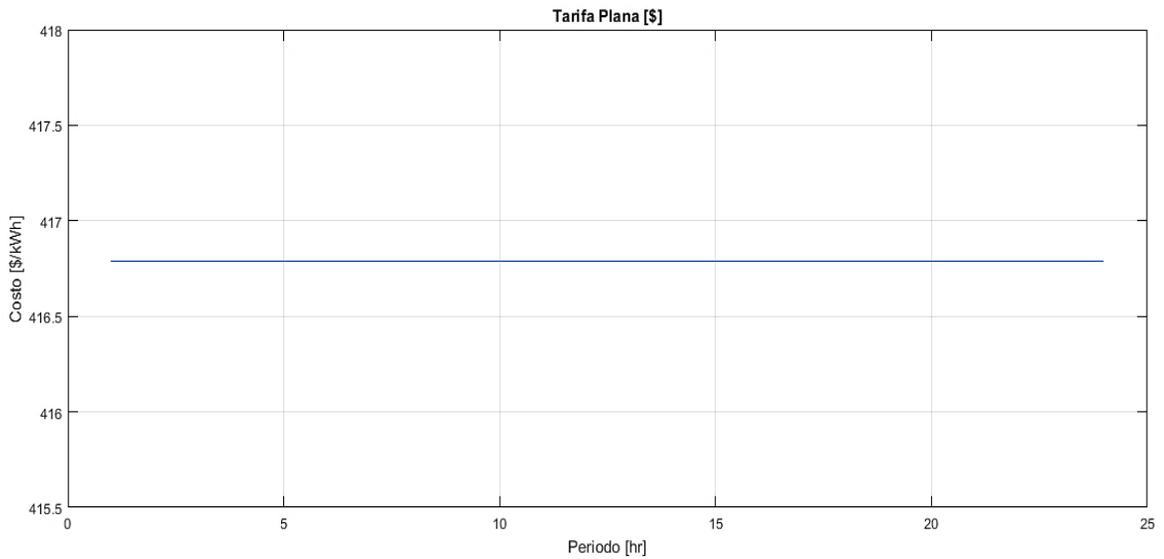
<sup>77</sup> YAN, Xing, et al. *A review on price-driven residential demand response*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 96. ELSEVIER. 2018. p 411-419.

<sup>78</sup> FANDIÑO., Op. Cit. p. 63.

## 4.1 MODELO DE TARIFA PLANA

La tarifa plana se define como una tarifa fija durante los 24 periodos (horas) del día, así que, se toma el valor promedio de la tarifa de energía eléctrica de los meses de agosto y septiembre de 2019 que era 416,79 \$/kWh y se replica 24 veces. En la Figura 14 se observa el comportamiento estable de la tarifa.

Figura 14. Comportamiento tarifa plana.



## 4.2 MODELO DE TARIFA TDU

Para crear el modelo de tarifa de tiempo de uso, se requiere definir la cantidad de bloques, la anchura (duración) y la magnitud (precio) del intervalo. Para el autor LI RAN, un buen esquema de tarifa TdU debe tener solo 3 tipos de aranceles<sup>79</sup>. Así que, tomando el comportamiento de la demanda (Figura 11) existen 4 bloques potenciales, bloque 1 desde el periodo 1 hasta el 10, bloque 2 desde el periodo 11

---

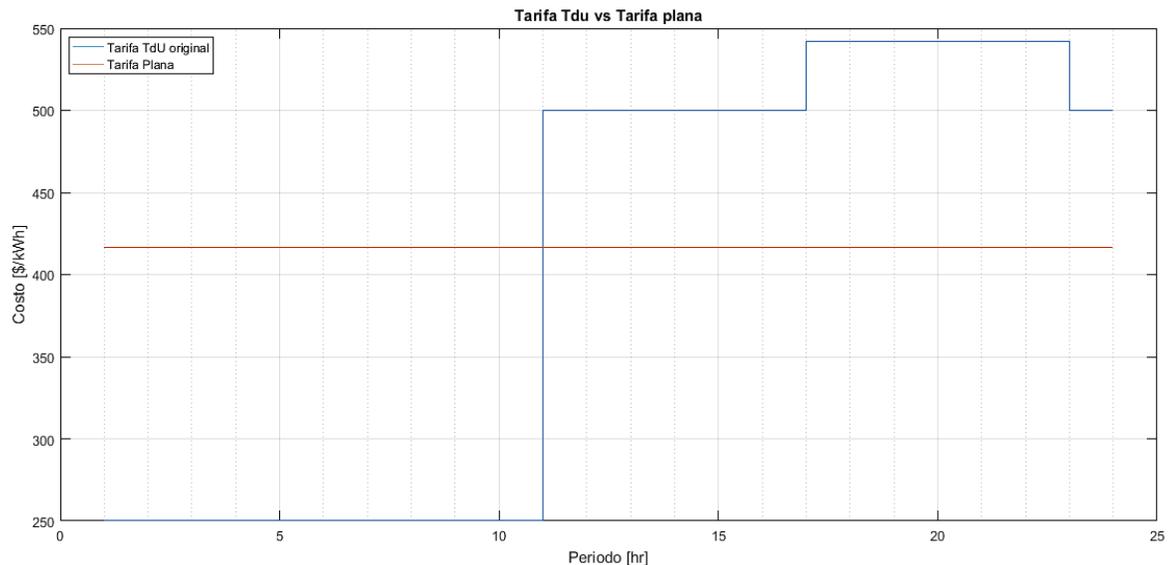
<sup>79</sup> LI RAN, Wang, et al. *Development of time-of-use price by clustering techniques*. Power and Energy Society General Meeting. IEEE. 2014. 5 p.

hasta el periodo 16, bloque 3 de alto consumo desde periodo 17 hasta el 22 y bloque 4 con descenso de consumo entre los periodos 23 y 24.

Definida la cantidad de bloques y su duración, se coloca el incremento porcentual de la tarifa respecto a la plana. Para ello, basado en el modelo expuesto por NA<sup>80</sup>, los límites máximo y mínimo para el modelo de tarifa TdU óptimo está dado por:  $0,5 \cdot \pi_y \leq \pi_y \leq 1,7 \cdot \pi_y$ , donde:  $\pi_y$  es el precio por hora en [COP/kWh].

Para definir una tarifa dinámica, se necesita flexibilidad por parte del usuario, por eso, se toma un valor de elasticidad unitaria de 1 para el diseño, siendo más alta que la dada en el estudio de proyección de la demanda en Colombia realizado por la UPME<sup>81</sup>. La Figura 15 muestra la tarifa TdU comparada con la tarifa plana.

Figura 15. Tarifa TdU vs Tarifa Plana.



<sup>80</sup> NA, Yu y JI-LAI, Yu. *Optimal TOU Decision Considering Demand Response Model*. International Conference on Power System Technology. IEEE. 2006.5 p.

<sup>81</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia.*, Op. Cit. p. 43.

Los valores hora a hora de la tarifa de tiempo de uso se muestran en la Tabla 15 y su diseño cumple con los siguientes límites:  $0,6 \cdot \pi_y \leq \pi_y \leq 1,3 \cdot \pi_y$ .

Tabla 15. Valores de tarifa TdU.

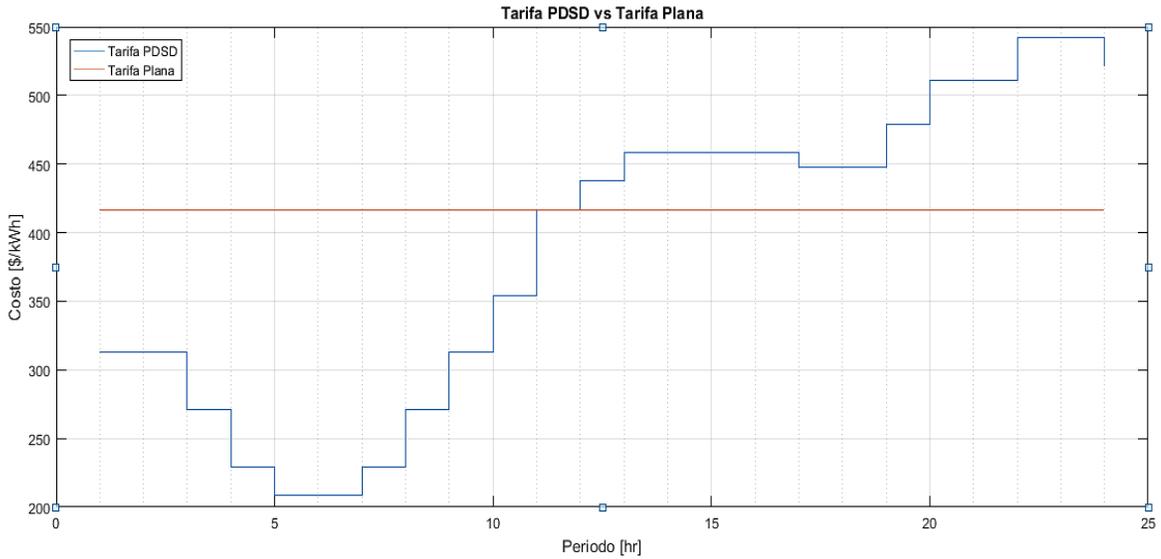
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P01</b>	<b>P02</b>	<b>P03</b>	<b>P04</b>	<b>P05</b>	<b>P06</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	250,074	250,074	250,074	250,074	250,074	250,074
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P07</b>	<b>P08</b>	<b>P09</b>	<b>P10</b>	<b>P11</b>	<b>P12</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	250,074	250,074	250,074	250,074	500,148	500,148
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P13</b>	<b>P14</b>	<b>P15</b>	<b>P16</b>	<b>P17</b>	<b>P18</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	500,148	500,148	500,148	500,148	541,827	541,827
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P19</b>	<b>P20</b>	<b>P21</b>	<b>P22</b>	<b>P23</b>	<b>P24</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	541,827	541,827	541,827	541,827	500,148	500,148

### 4.3 MODELO DE TARIFA PDSD

Para diseñar el modelo de tarifa dinámico para el siguiente día, se establece un crecimiento o reducción de la tarifa plana similar al diseño de tarifa dinámica TdU, es decir,  $0,5 \cdot \pi_y \leq \pi_y \leq 1,7 \cdot \pi_y$  según NA, pero esta variación no se hace bloque por bloque sino hora a hora. Además, se debe tomar una elasticidad de 1 como en el diseño de la tarifa de tiempo de uso, pero también, con una variación de hora a hora. La elasticidad se usa para determinar una futura demanda con la tarifa PDSD, donde el criterio de parada es que la demanda nueva tenga una tendencia plana, es decir, +/- 5% la demanda actual con tarifa plana.

Además, este modelo también tiene un límite incremental que no puede superar el 5 % del valor pagado en un día con tarifa plana. Esta tarifa dinámica PDSD se debe comparar con la tarifa actual para verificar su variabilidad y comportamiento, tal como lo muestra la Figura 16.

Figura 16. Tarifa PDSD vs Tarifa Plana.



Los valores hora a hora de la tarifa de precio dinámico para el siguiente día PDSD se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Valores de tarifa PDSD.

<b>Periodo [hr]</b>	<b>P01</b>	<b>P02</b>	<b>P03</b>	<b>P04</b>	<b>P05</b>	<b>P06</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	312,5925	312,5925	270,9135	229,2345	208,395	208,395
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P07</b>	<b>P08</b>	<b>P09</b>	<b>P10</b>	<b>P11</b>	<b>P12</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	229,2345	270,9135	312,5925	354,2715	416,79	437,6295
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P13</b>	<b>P14</b>	<b>P15</b>	<b>P16</b>	<b>P17</b>	<b>P18</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	458,469	458,469	458,469	458,469	448,04925	448,04925
<b>Periodo [hr]</b>	<b>P19</b>	<b>P20</b>	<b>P21</b>	<b>P22</b>	<b>P23</b>	<b>P24</b>
<b>Costo [\$/kWh]</b>	479,3085	510,56775	510,56775	541,827	541,827	520,9875

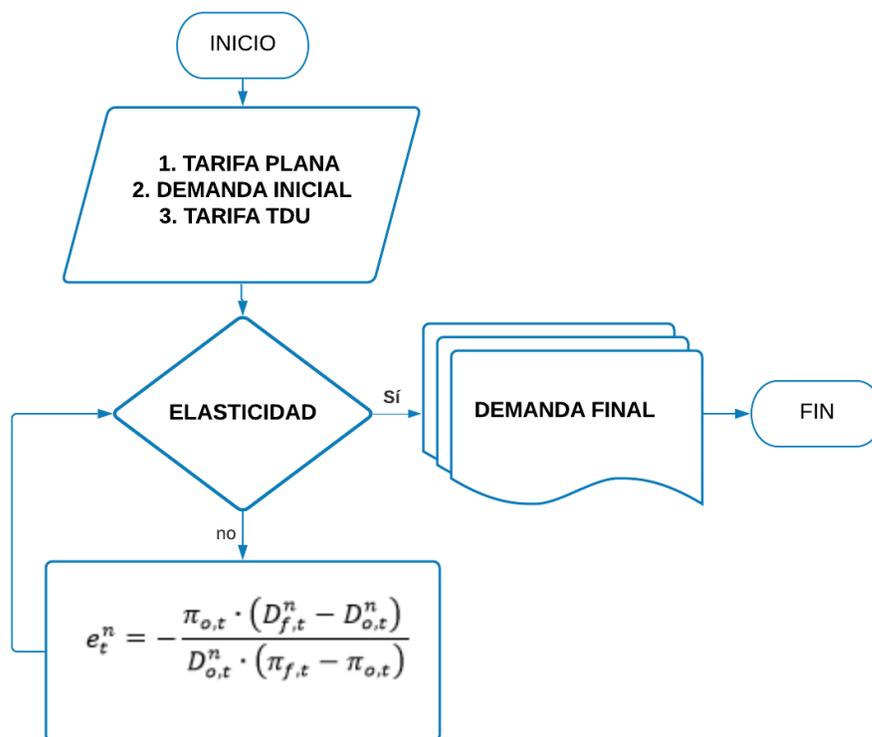
#### 4.4 SELECCIÓN DEL MODELO DE TARIFA

En este numeral se determina el modelo de tarifa dinámica más adecuado y/o el que más incentivos da al usuario, para que este pueda cambiar sus patrones de consumo de energía eléctrica.

Se debe recordar que la elasticidad precio-demanda se refiere al grado de influencia que ejerce una variación del precio de la energía eléctrica en su demanda de

energía, así que, se tomará un rango de elasticidad para usuarios residenciales como el definido en el estudio de proyección de la demanda realizado por la UPME, para establecer el nuevo comportamiento de la demanda, y la curva de menor demanda es la que establecerá el modelo de tarifa dinámica a utilizar. El procedimiento usado se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 17.

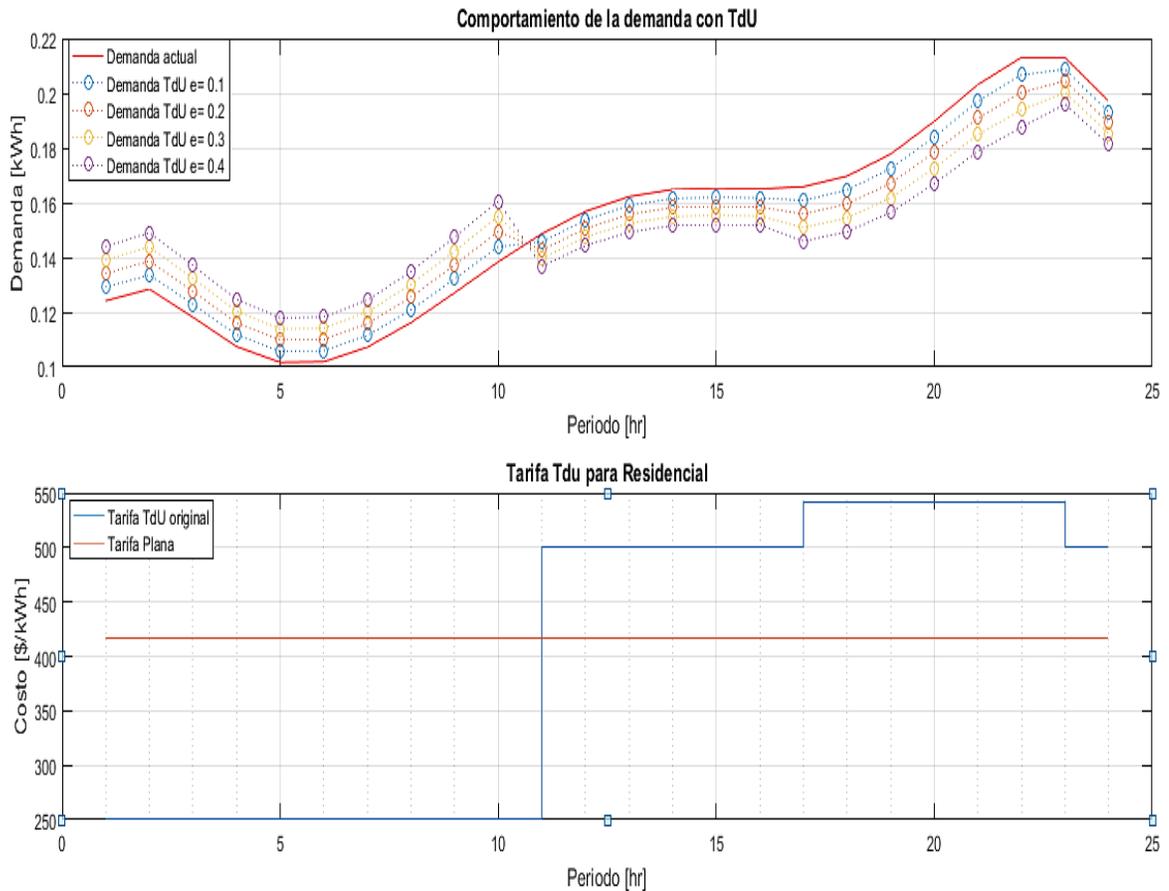
Figura 17. Diagrama de flujo para obtener la nueva demanda de energía eléctrica.



Usando la Ecuación 6 de elasticidad se realiza lo siguiente: Se toma como precio inicial la tarifa plana, como precio final la tarifa TdU, para la demanda inicial es la encontrada en el Capítulo 3.5.2 y para la elasticidad se toma el rango de  $[0,1 - 0,4]$ , entonces, la variable a encontrar es la demanda final que para este caso es el comportamiento de la demanda con la tarifa TdU y con la tarifa PDSD.

**4.4.1 Comportamiento de la demanda con tarifa TdU.** El análisis del comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales al implementar un esquema de tarifa dinámica TdU por bloques, considera un intervalo de elasticidad de  $[0,1 - 0,4]$  y se representa en la Figura 18.

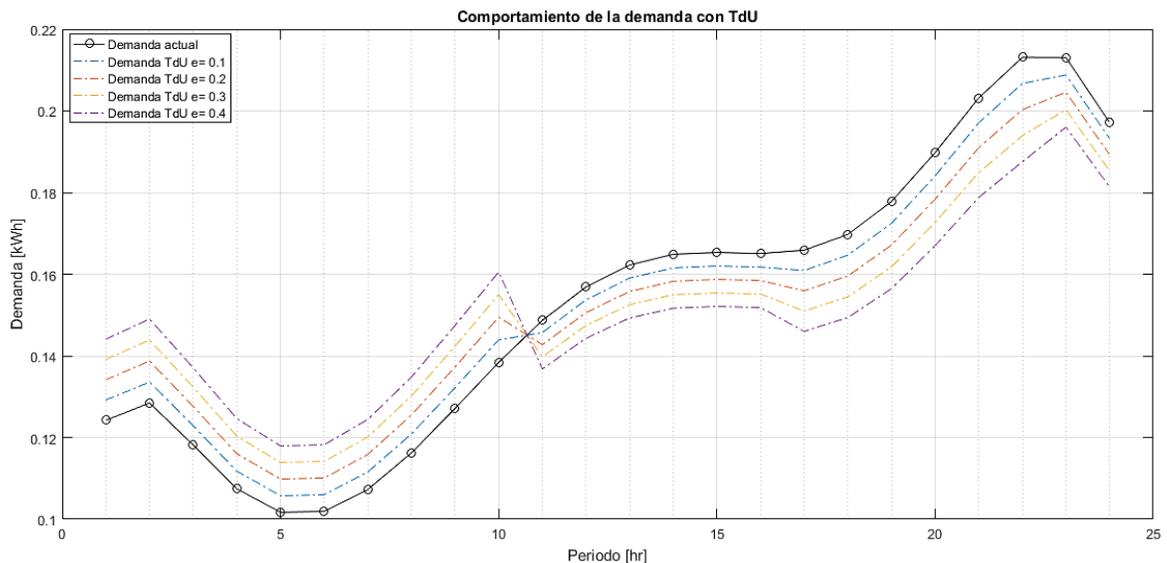
Figura 18. Efecto de la tarifa en la demanda de la demanda con tarifa TdU.



Para explicar los resultados obtenidos en la Figura 18, se necesita entender el procedimiento llevado a cabo, así que, recordando el diagrama de la Figura 17, se toma como precio inicial la tarifa plana, como precio final la tarifa TdU, para la demanda inicial es la encontrada en el Capítulo 3.5.2 y para la elasticidad se toma el rango de  $[0,1 - 0,4]$ , entonces, la variable a encontrar es la demanda final que para este caso es el comportamiento de la demanda con TdU.

También se observa que la tarifa TdU tiene dos tipos de precio respecto a la tarifa plana, precio bajo entre los periodos 1 al 10 y precio alto entre los periodos 11 al 24, el detalle del diseño de la tarifa se explica en el Capítulo 4.2. Estos precios de la tarifa modifican el comportamiento de la demanda de energía de la siguiente manera: Cuando el precio de la TdU es bajo respecto a la tarifa plana, la demanda de energía eléctrica aumenta debido al incentivo que da al usuario para que traslade su consumo a dichos periodos de costo económico, pero cuando la tarifa TdU tiene precio alto respecto a la tarifa plana, el usuario baja su consumo energía eléctrica. En la Figura 19 se puede observar claramente el cambio de la demanda.

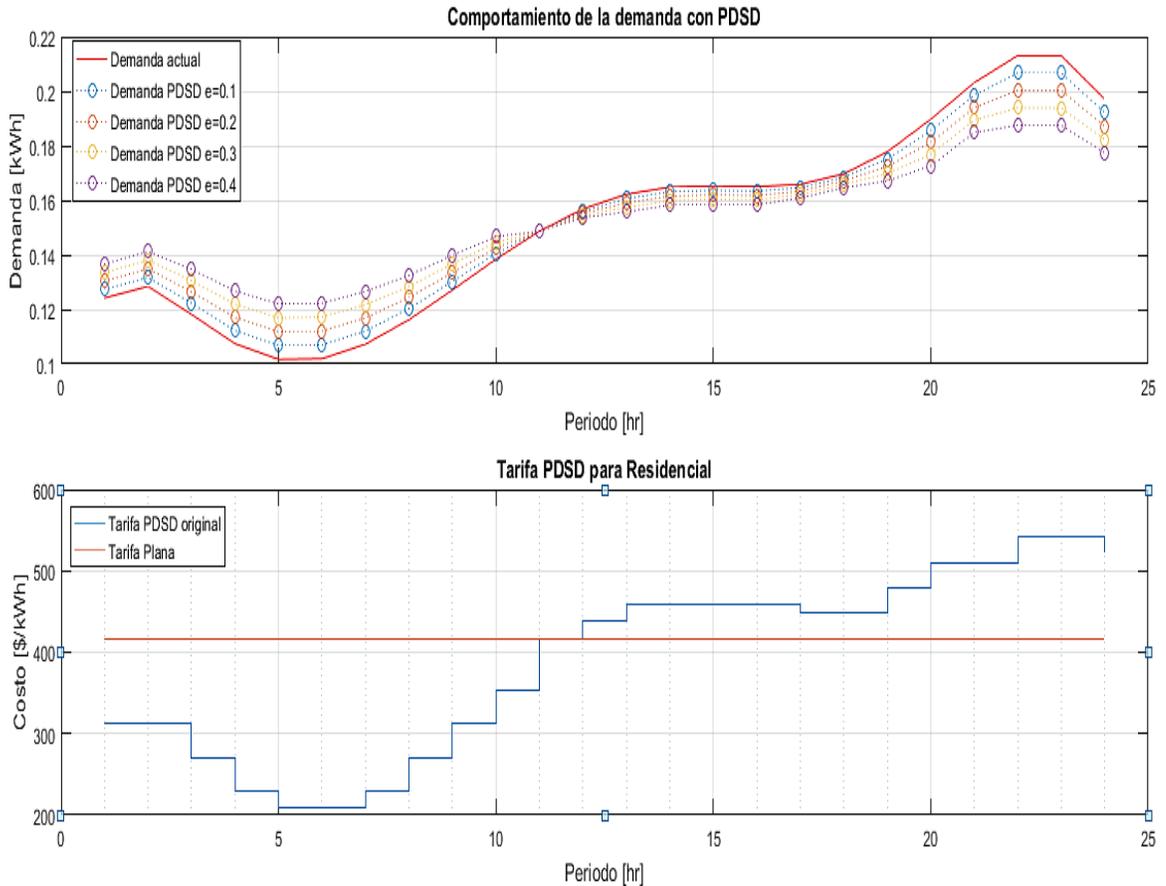
Figura 19. Comportamiento de la demanda con tarifa TdU.



Por otro lado, la Figura 19 muestra un cambio de aumento a reducción de la demanda de energía eléctrica entre el periodo 10 y 11, esto se debe a que allí es justo el momento del cambio del estado de bajo precio a alto precio de la tarifa TdU respecto a la tarifa plana, es decir, los usuarios trasladan su consumo de energía eléctrica a los periodos de bajo precio, bajando la demanda en los periodos de alto precio y optimizando los costos por consumo de energía eléctrica.

**4.4.2 Comportamiento de la demanda con tarifa PSDS.** Ahora se analiza el comportamiento de la demanda de energía eléctrica al implementar un esquema de tarifa dinámica para el siguiente día en la Figura 20. En este modelo también se asume un rango de elasticidad entre:  $[0,1 - 0,4]$ .

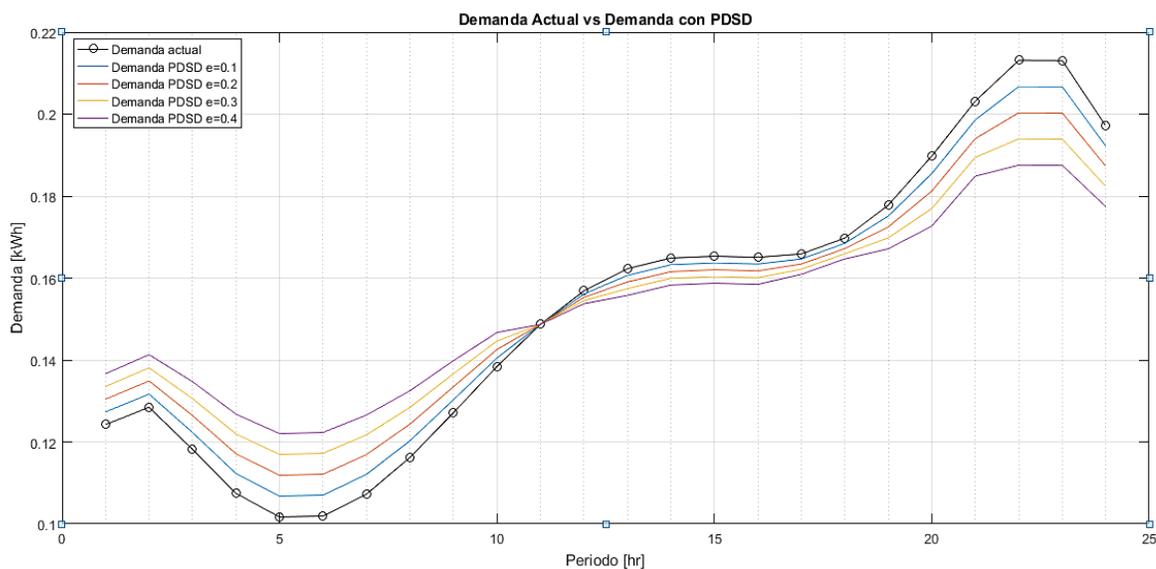
Figura 20. Efecto de la tarifa en la demanda de la demanda con tarifa PSDS.



El procedimiento para obtener los resultados de la Figura 20 es así: se usa el diagrama de flujo de la Figura 17 tomando como precio inicial la tarifa plana, como precio final la tarifa PSDS, para la demanda inicial se usa el modelo del Capítulo 3.5.2 y para la elasticidad se toma el rango de  $[0,1 - 0,4]$ , entonces, la variable a encontrar es la demanda final debido al uso de la tarifa PSDS.

La Figura 20 muestra el comportamiento de la demanda de energía de la siguiente manera: Cuando el precio de la tarifa PSDS es bajo respecto a la tarifa plana, la demanda de energía eléctrica aumenta, pero cuando el precio de la tarifa PSDS tiene precio alto respecto a la tarifa plana, el usuario baja su consumo energía eléctrica. La Figura 21 muestra en detalle el cambio de la demanda de energía eléctrica causado por el uso de la tarifa PSDS.

Figura 21. Comportamiento de la demanda con tarifa PSDS.



En la Figura 21 se observa el cambio de la demanda de energía eléctrica entre el periodo 10 y 11, la causa es la misma explicada para la Figura 19. Ahora, comparando las figuras 19 y 21, se observa que el modelo de tarifa TdU traslada mejor los picos de consumo de energía eléctrica, sin embargo, esta observación no es concluyente, por ello, se debe realizar una valoración numérica con el fin de determinar cuál de los dos modelos de tarifa dinámica genera una mayor reducción en el consumo de energía eléctrica. La Tabla 17 muestra una comparación cuantitativa del consumo de energía eléctrica diaria con distintas elasticidades, para determinar cuál de los modelos de tarifa dinámica es el más adecuado.

Tabla 17. Comparación del consumo de energía diario según el modelo de tarifa usado.

<b>Elasticidad</b>	<b>Demanda energía con Plana [kWh]</b>	<b>Demanda energía con PDSO [kWh]</b>	<b>Demanda energía con TdU [kWh]</b>	<b>Diferencia Demanda (PDSO – TdU) [kWh]</b>
E = 0,1	3,6635	3,6641	3,6493	0,0148
E = 0,2	3,6635	3,6646	3,6351	0,0295
E = 0,3	3,6635	3,6651	3,6209	0,0442
E = 0,4	3,6635	3,6656	3,6067	0,0568

Según los resultados obtenidos en la evaluación cualitativa (figuras 19 y 21) y la evaluación cuantitativa (Tabla 17), el modelo de tarifa dinámica más adecuado es el de tiempo de uso (TdU). Una de las razones es que esta tarifa es lo suficientemente estable, lo cual permite una mayor aceptación y participación por parte del usuario, ya que, le permite trasladar fácilmente los periodos de consumo para disminuir los picos de máximo consumo de energía eléctrica.

Otro aspecto observado, es la favorabilidad dada para el ahorro de la demanda de energía eléctrica por el aumento de la elasticidad ya que, a medida que el grado de elasticidad es mayor, la TdU potencia sus beneficios (la demanda baja respecto a la tarifa plana), al contrario de la tarifa PDSO que produce una oscilación en la demanda de energía eléctrica (aumenta y disminuye respecto a la tarifa plana).

Finalmente, es importante aumentar el grado de aceptabilidad de los usuarios al modelo de tarifa dinámica TdU, porque al aumentar la elasticidad precio-demanda, los impactos positivos se maximizan.

## **5. IMPACTOS DE LA ELASTICIDAD DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA DEMANDA Y LA TARIFA**

En este capítulo, se realiza un procedimiento similar al explicado mediante el diagrama de flujo de la Figura 17, pero se analiza el comportamiento de la demanda y la tarifa de energía eléctrica bajo tres escenarios de elasticidad: elasticidad baja, elasticidad media y elasticidad alta. En primer lugar, se analiza el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales con distinto nivel de elasticidad, luego se analiza el comportamiento de la tarifa de energía eléctrica, pero basado en los resultados obtenidos en el análisis de la demanda, es decir, el escenario 1 de inelasticidad (elasticidad baja) arroja datos nuevos de demanda, estos se convierten en datos fijos de la ecuación (6) de elasticidad del capítulo 2.7, ahora el nuevo valor a predecir es la tarifa, y así, se obtiene una tarifa dinámica distinta por cada escenario de elasticidad evaluado.

Una vez obtenido el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales bajo el esquema tarifario TdU, se establece el comportamiento del consumo de energía eléctrica de los usuarios con sistemas de autogeneración (AGPE) a partir de energía solar fotovoltaica, bajo el esquema tarifario TdU y los mismos escenarios de baja, media y alta elasticidad. Usando el modelo matemático obtenido para los usuarios con AGPE en el numeral 3.7.1, se simula el comportamiento de la tarifa de tiempo de uso definida en el numeral 4.4.2, para establecer si ésta tiene algún cambio en su comportamiento.

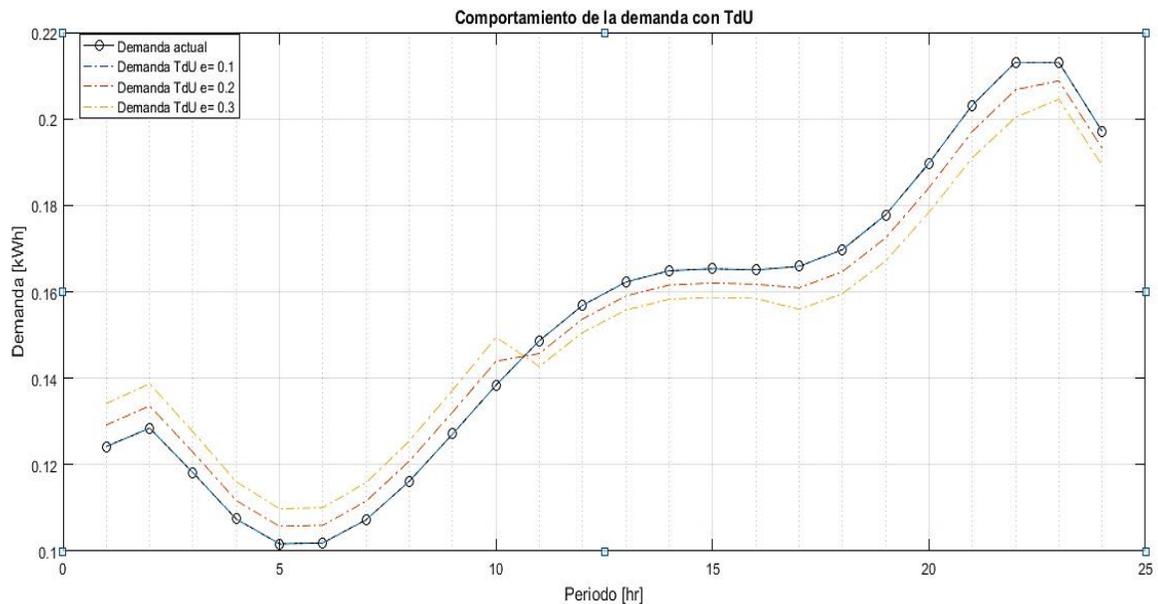
Posteriormente con las variables analizadas (demanda / tarifa), se determina el nivel de influencia y dependencia que existe entre ellas. Además, se analiza el grado de influencia que tienen respecto a los distintos escenarios de elasticidad, esto se logra con el método MICMAC de análisis de impactos cruzados.

## 5.1 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL USUARIO RESIDENCIAL

En este numeral, se analiza el comportamiento de la demanda de energía eléctrica implementando el modelo de tarifa dinámica de tiempo de uso seleccionado bajo tres escenarios: el primer escenario de elasticidad baja (E1), el segundo escenario de elasticidad media (E2) y el último escenario de elasticidad alta (E3).

**5.1.1 Escenario 1 – Usuario residencial.** En este escenario de elasticidad baja, el usuario no realiza grandes cambios en sus patrones de consumo de energía eléctrica, ya que no se adapta al modelo de tarifa TdU, tal vez, no lo acepta, se siente inseguro o desconoce su comportamiento, riesgos y beneficios. El rango de elasticidad usado para evaluar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en este escenario es de  $[0,0 - 0,2]$ . La Figura 22 muestra baja aceptabilidad de la tarifa TdU por parte del usuario, ya que el consumo de energía eléctrica es similar al actual y la finalidad de los esquemas de tarifación dinámica es disminuir los picos de demanda de esta energía.

Figura 22. Demanda del usuario residencial con inelasticidad.

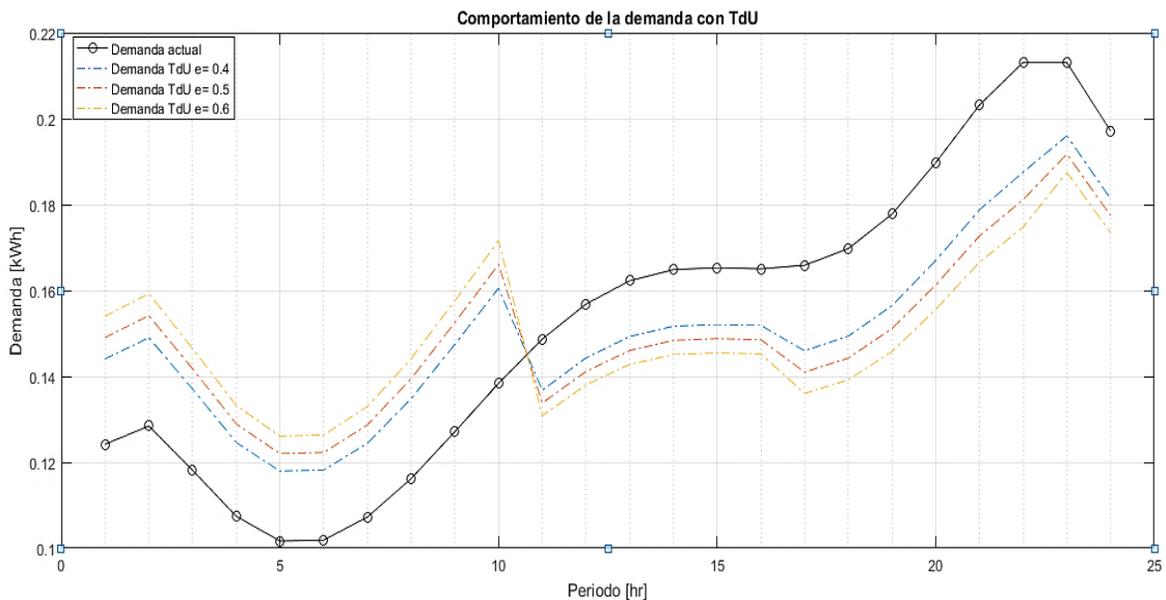


La Figura 22 muestra una reducción promedio del pico de consumo de energía eléctrica (periodos entre el periodo 19 y 22) en 6% y el consumo diario de energía eléctrica en 0,8%.

**5.1.2 Escenario 2 - Usuario residencial.** En la Sección 4.4 se pudo observar que al usar el modelo de tarifa TdU, el consumo de energía eléctrica baja al incrementar el valor de elasticidad precio-demanda. En este escenario, se toma un rango medio de elasticidad entre [0,4 – 0,6] y se revisa el comportamiento de la demanda de la energía eléctrica.

La Figura 23 muestra una mejora en la aceptabilidad de la tarifa TdU por parte del usuario y logra bajar el pico de consumo de energía eléctrica (periodos entre el periodo 19 y 22) en 18% y el consumo diario de energía eléctrica en 2,3%. Este impacto positivo o beneficio se logra porque el usuario trasladó algunos períodos de consumo a tiempo de tarifa baja. Sin embargo, esto no es suficiente porque el cambio en la demanda aun es débil, por lo tanto, se necesita incentivar al usuario para que use más el modelo de tarifa de energía TdU.

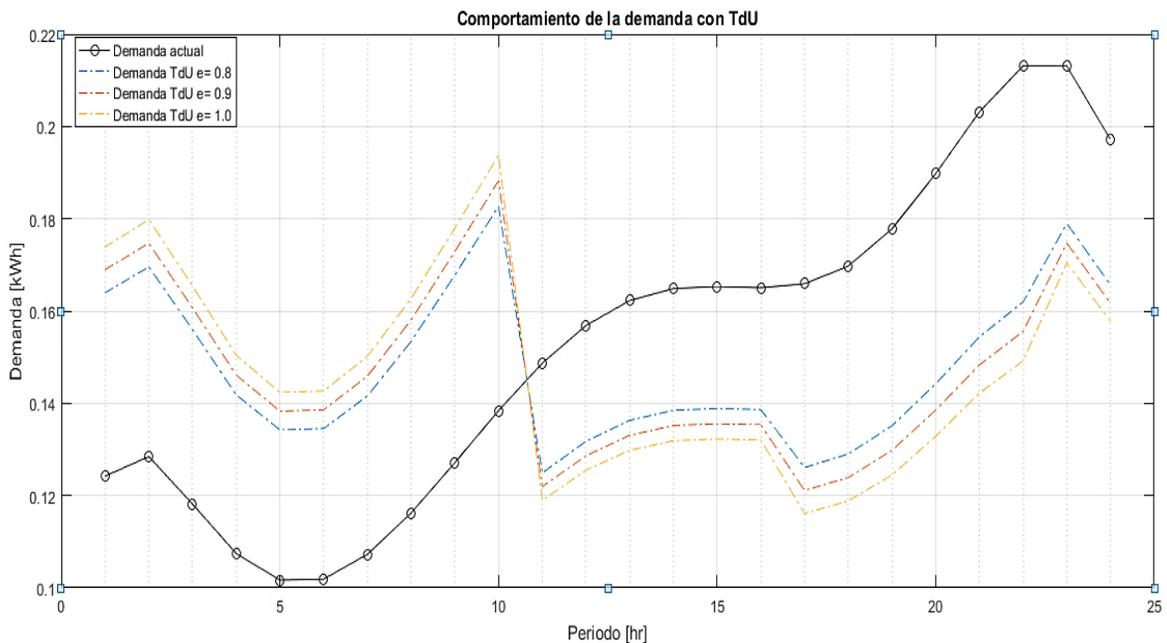
Figura 23. Demanda del usuario residencial con elasticidad media.



**5.1.3 Escenario 3 - Usuario residencial.** Para finalizar el análisis del comportamiento de la demanda de energía eléctrica, se crea un escenario donde el usuario está totalmente comprometido y ha aceptado el modelo de tarifación TdU, con el fin de lograr el máximo provecho de los beneficios e incentivos económicos que trae su uso, se define este escenario, con un rango mayor de elasticidad cercano a 1, el intervalo es  $[0,8 - 1,0]$ .

La Figura 24 muestra los mejores resultados, los cuales son los esperados: los picos de consumo de energía eléctrica disminuyen en un 30%, se logra aplanar la curva de la demanda de esta energía, se distribuye el consumo de energía eléctrica en todo el día y se realiza un uso eficiente de ésta. Estos resultados se deben a que el usuario residencial aprueba el uso de la tarifa TdU y está potenciando al máximo los beneficios que este tipo de tarifación ofrece.

Figura 24. Demanda del usuario residencial con elasticidad alta.

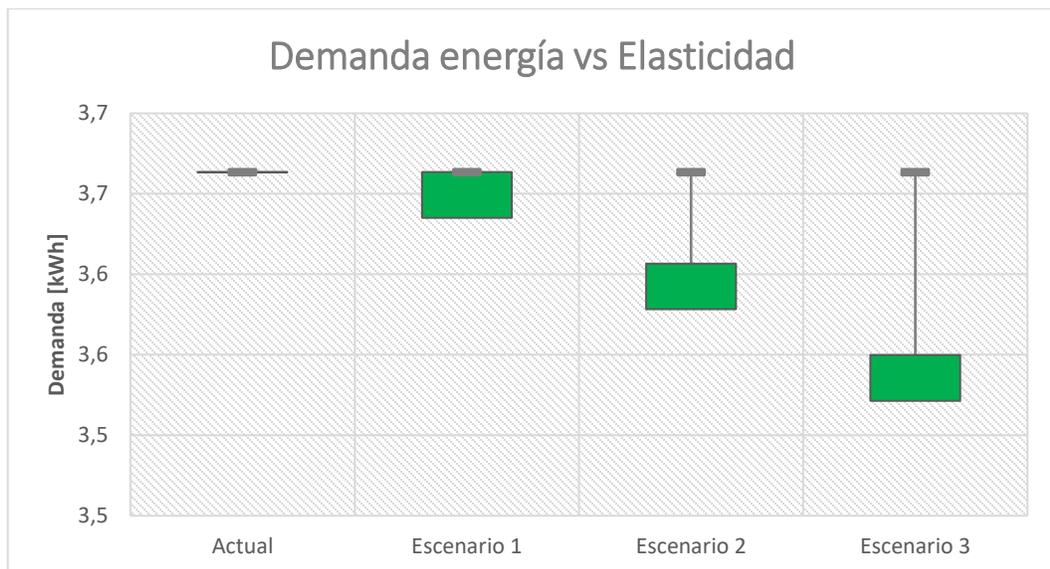


Por otra parte, la Figura 24 representa un descenso en el costo de la energía eléctrica en la medida que la elasticidad aumenta, esto debido a que el usuario se

empodera en la gestión del consumo de su energía eléctrica, de acuerdo a los incentivos dados por la tarifa dinámica. Este beneficio ya se había mencionado al finalizar el análisis del Capítulo 4. A medida que este sistema de gestión de la demanda de la energía eléctrica capacite al usuario y lo motive a ser un miembro activo del sistema eléctrico, se aumenta la elasticidad precio-demanda, logrando resultados adecuados como el traslado del consumo de energía eléctrica a los periodos donde el precio es más bajo.

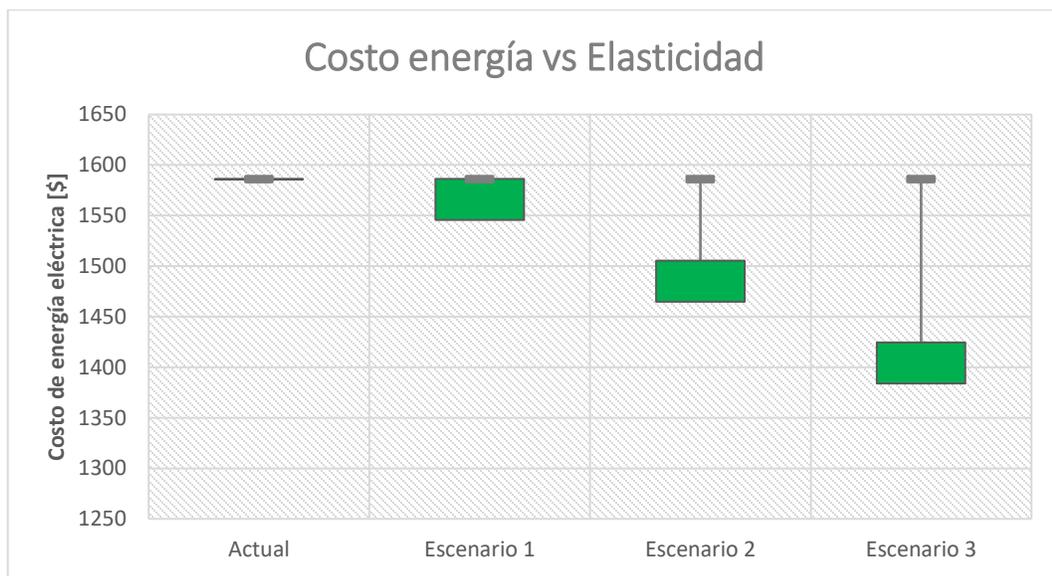
Los resultados relevantes en este escenario de alta elasticidad son que se logra disminuir el pico de demanda en un 30% entre los periodos 19 al 22, la demanda diaria en un 4% y el costo de energía eléctrica diaria en un 13%, siendo un impacto positivo e importante. La Figura 25 muestra la reducción de la demanda diaria de energía eléctrica en cada uno de los escenarios simulados y los compara respecto al escenario actual de elasticidad cero con tarifa plana.

Figura 25. Comportamiento de la demanda diaria de energía eléctrica residencial según el escenario de elasticidad.



Como se observa el escenario de alta elasticidad entrega los mejores resultados, la caída en el consumo de energía por parte del usuario residencial es significativo. Por otro lado, la Figura 26 muestra la reducción del costo diario de energía eléctrica en cada uno de los escenarios simulados.

Figura 26. Comportamiento del costo diario de energía eléctrica residencial según el escenario de elasticidad.



Según los resultados obtenidos, queda demostrado que un sistema eficiente de gestión de la demanda de la energía eléctrica con un sistema de medición avanzada basado en esquemas de tarificación dinámica, es una buena estrategia para el aplanamiento de la curva de demanda de la energía eléctrica, logrando de esta forma la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la reducción de los costos asociados al pago del servicio del consumo de energía eléctrica<sup>82</sup>.

---

<sup>82</sup> YAN., Op. Cit. p. 2.

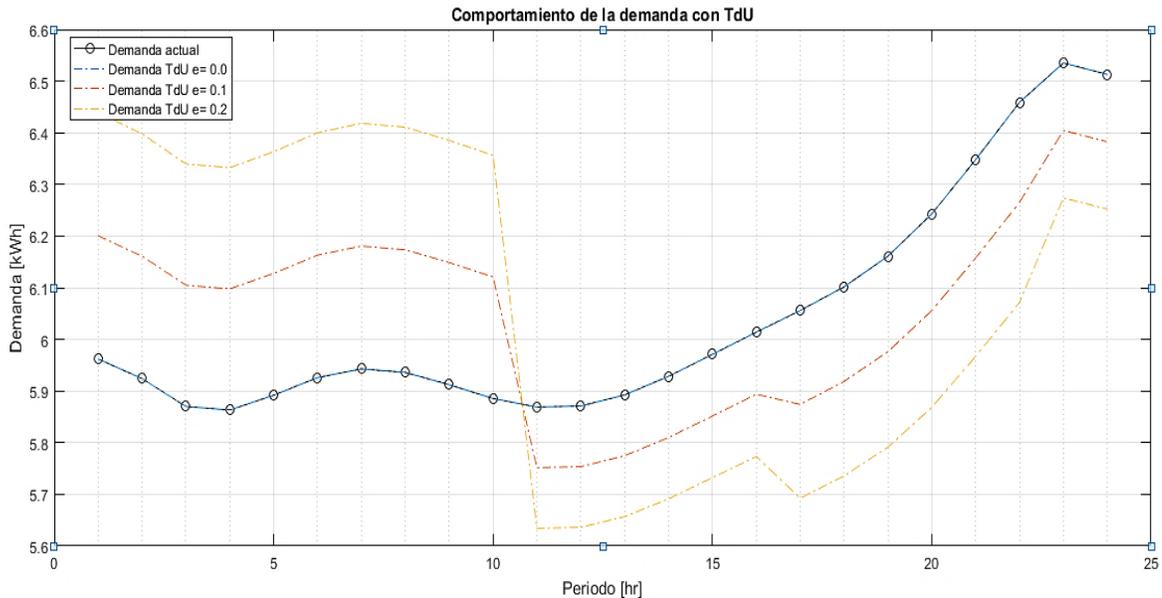
## **5.2 COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL USUARIO CON AGPE**

En esta sección, se analiza el comportamiento de la demanda de la energía eléctrica de los usuarios que tienen un sistema AGPE con energía solar fotovoltaica bajo el esquema tarifario de tiempo de uso seleccionado. El comportamiento del consumo de energía eléctrica de estos usuarios se analiza bajo los mismos tres escenarios de elasticidad definidos previamente en este capítulo: escenario de elasticidad baja (E1), escenario de elasticidad media (E2) y escenario de elasticidad alta (E3).

**5.2.1 Escenario 1 - Usuario con AGPE.** En este escenario de elasticidad baja, se analiza el comportamiento de la demanda de los usuarios que cuenta con un sistema de autogeneración con energía solar fotovoltaica. El rango de elasticidad usado para evaluar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en este escenario es de  $[0,0 - 0,2]$ .

En la Figura 27 se observa que el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios con AGPE es mejor que los usuarios que no disponen de estos sistemas, ya que disminuye el pico de consumo de energía eléctrica de los períodos 17 al 23, trasladando estos consumos de energía eléctrica a los períodos 1 al 10 que son de menor precio.

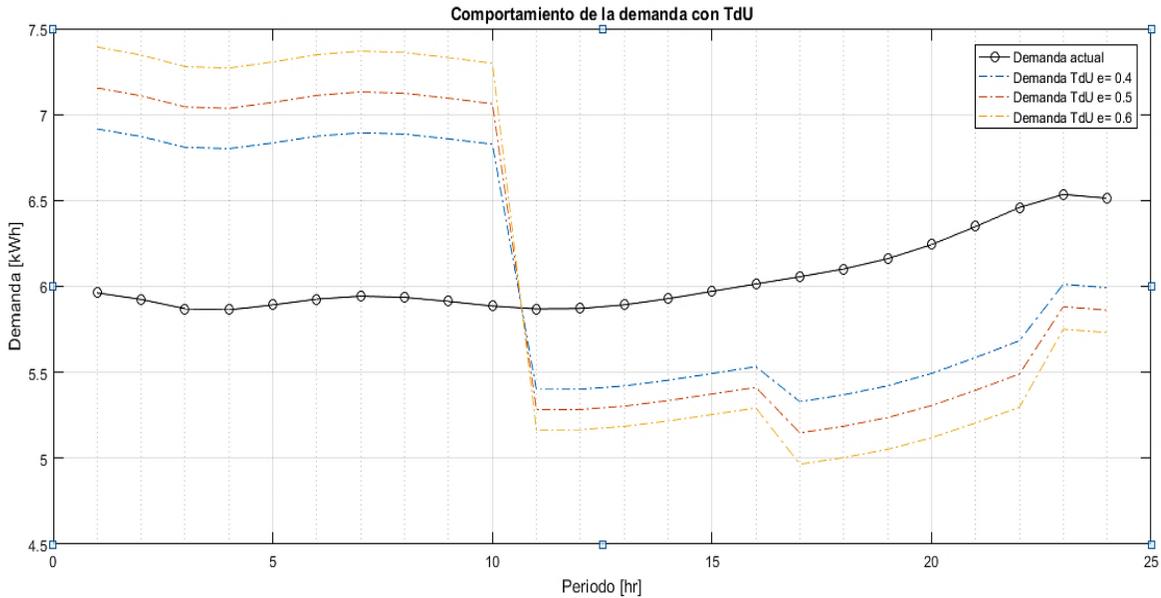
Figura 27. Demanda del usuario con AGPE y elasticidad baja.



Otra observación importante es que la respuesta a la demanda de los usuarios con AGPE es mejor, debido a que el pico intermedio de demanda de energía eléctrica que existía entre los periodos 10 al 15 en los usuarios residenciales, ya no existe, dado que esa demanda está siendo suministrada por el sistema de autogeneración de energía solar fotovoltaica.

**5.2.2 Escenario 2 - Usuario con AGPE.** En el escenario de elasticidad media, se observa un nuevo comportamiento del consumo de energía eléctrica de los usuarios con sistema AGPE. Aquí se espera que la respuesta de los usuarios a los incentivos de la tarifa TdU sea mejor. Sin embargo, la respuesta de los usuarios excede las expectativas. Como se muestra en la Figura 28, una elasticidad por encima de 0,4 con la tarifa TdU diseñada, impacta negativamente la demanda de energía eléctrica, porque traslada el pico de consumo de energía eléctrica a los periodos de baja demanda.

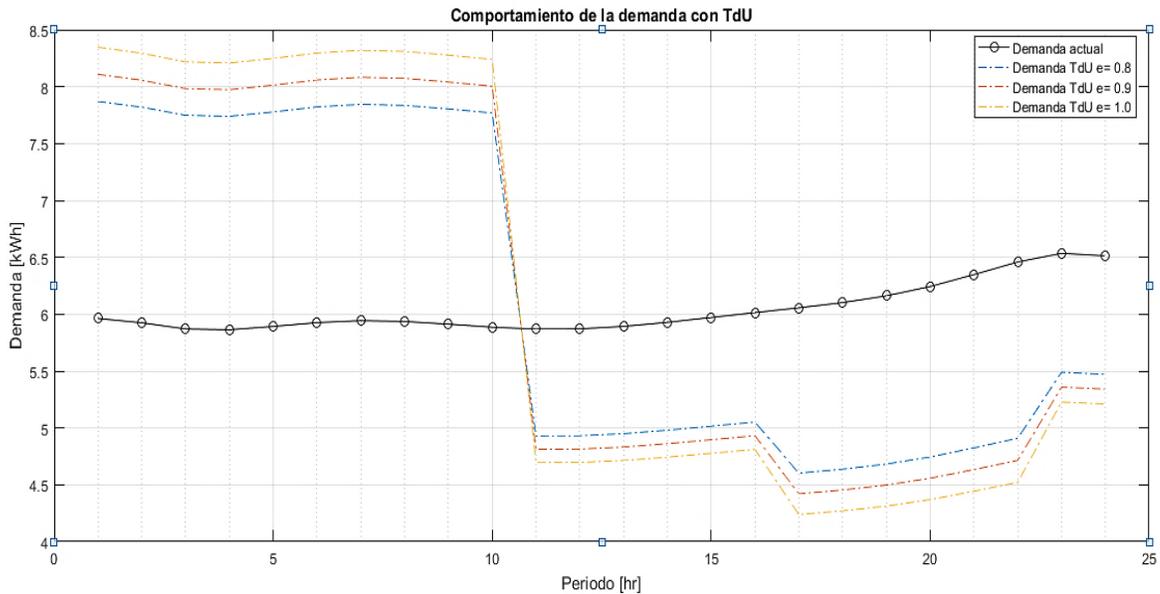
Figura 28. Demanda del usuario con AGPE y elasticidad media.



Según el resultado de la Figura 28, este comportamiento negativo se debe a la tendencia plana en los primeros periodos del día de la demanda de energía eléctrica de los usuarios con AGPE. Por consiguiente, se requiere diseñar para este tipo de usuario otro esquema tarifario, tal vez una TdU sencilla, con solo dos bloques sería suficiente.

**5.2.3 Escenario 3 - Usuario con AGPE.** En un escenario de elasticidad alta, la respuesta de los usuarios impacta negativamente la demanda de energía eléctrica. El traslado de los períodos de consumo de energía eléctrica hacia los períodos de precio bajo, va a ser masivo y creará nuevos picos en las primeras horas del día. La Figura 29 muestra el resultado del comportamiento de la demanda de energía eléctrica para este escenario.

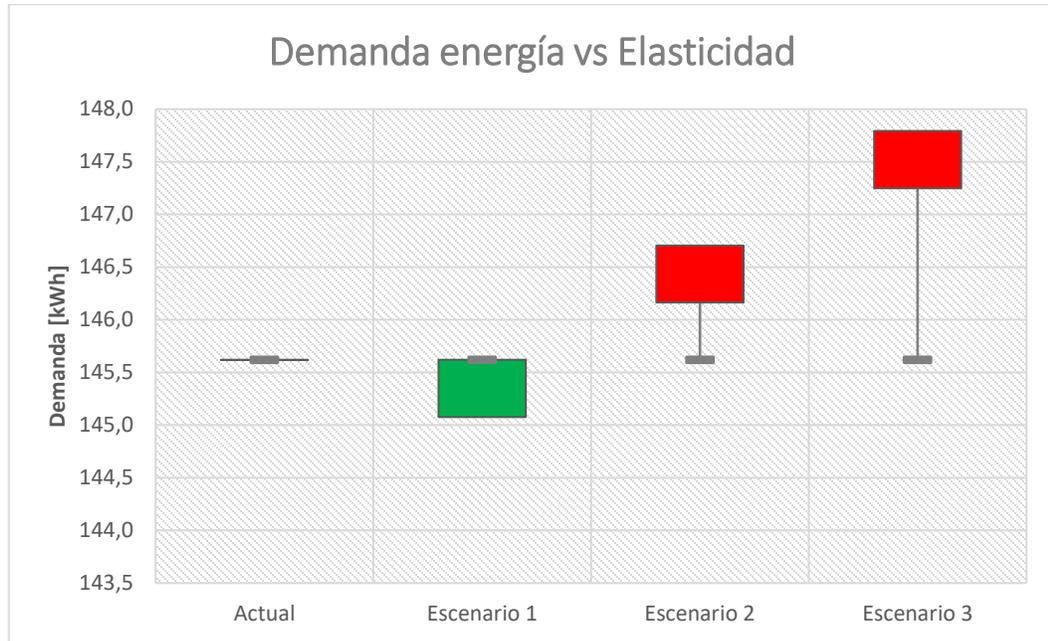
Figura 29. Demanda del usuario con AGPE y elasticidad alta.



En la Figura 29 se observa el traslado de la demanda de energía eléctrica a las primeras horas del día donde el precio de la tarifa es menor, por eso se afirma que los usuarios con sistemas AGPE, necesitan otro esquema de tarifa dinámica TdU más sencillo.

También se puede concluir que la gestión de la demanda de los usuarios con AGPE, necesitan un valor bajo de elasticidad, es decir, los sistemas de autogeneración con energía solar fotovoltaica, por si solo benefician la demanda de energía eléctrica, porque reduce el primer pico del día de consumo intermedio de energía eléctrica. Para observar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios con AGPE en cada uno de los escenarios, se realiza la Figura 30 de cotizaciones con máximos y mínimos para ayudar a entender de forma más sencilla los postulados anteriores.

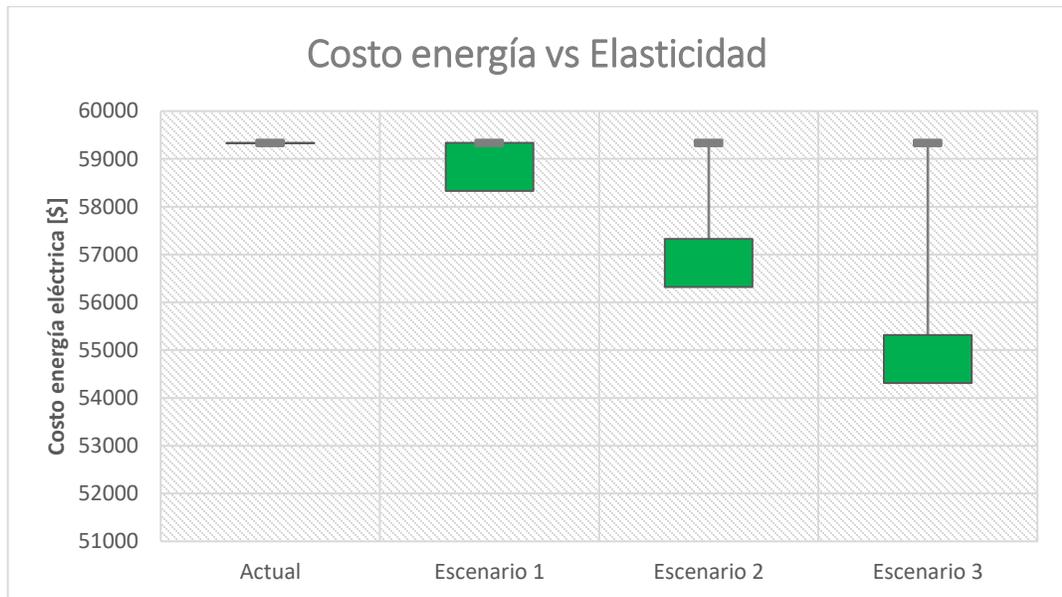
Figura 30. Comportamiento de la demanda diaria de energía eléctrica de los usuarios con AGPE según el escenario de elasticidad.



Como se puede observar los escenarios de media y alta elasticidad son desfavorables para la demanda de energía eléctrica de los usuarios con AGPE, ya que aumenta el consumo diario. Para el primer escenario de elasticidad baja, se logra una disminución del consumo de energía eléctrico diario del 0,37%, pero para el escenario de alta elasticidad se obtiene un aumento del consumo de energía eléctrico diario del 1,12%.

Aunque los resultados muestran una baja favorabilidad de la elasticidad en el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios con autogeneración, al final el costo de la energía eléctrica consumida en el día si se beneficia. La causal de la afirmación anterior, es que estos usuarios trasladan el consumo de energía eléctrica a los periodos donde la tarifa TdU tiene un precio bajo. En la Figura 31 se observa el comportamiento del costo del consumo diario de la energía eléctrica de los usuarios con AGPE.

Figura 31. Comportamiento del costo diario de la energía eléctrica de los usuarios con AGPE según el escenario de elasticidad.



La Figura 31 muestra una reducción del costo por facturación diaria del consumo de energía eléctrica, que puede llegar hasta un 8,5%, sin embargo, el comportamiento del consumo de energía eléctrica de estos usuarios no es recomendable, ya que están generando nuevos picos de consumo en las horas donde no existían, debido al uso de energía eléctrica en los periodos donde la tarifa tiene precios bajos.

### **5.3 ANÁLISIS DE LA TARIFA DINÁMICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CONSIDERANDO LA INSTALACIÓN DE MEDIDORES AVANZADOS**

En el análisis de los diversos escenarios, se evidencia un impacto positivo en la gestión de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales que tienen instalados medidores avanzados y de los usuarios que tienen sistema de autogeneración con energía fotovoltaica, que permiten el uso de la tarifa dinámica TdU en el sistema de cobro de energía eléctrica. Ahora en esta sección del Capítulo 5, se analiza qué ocurre con la tarifa dinámica TdU si disminuyen los picos de

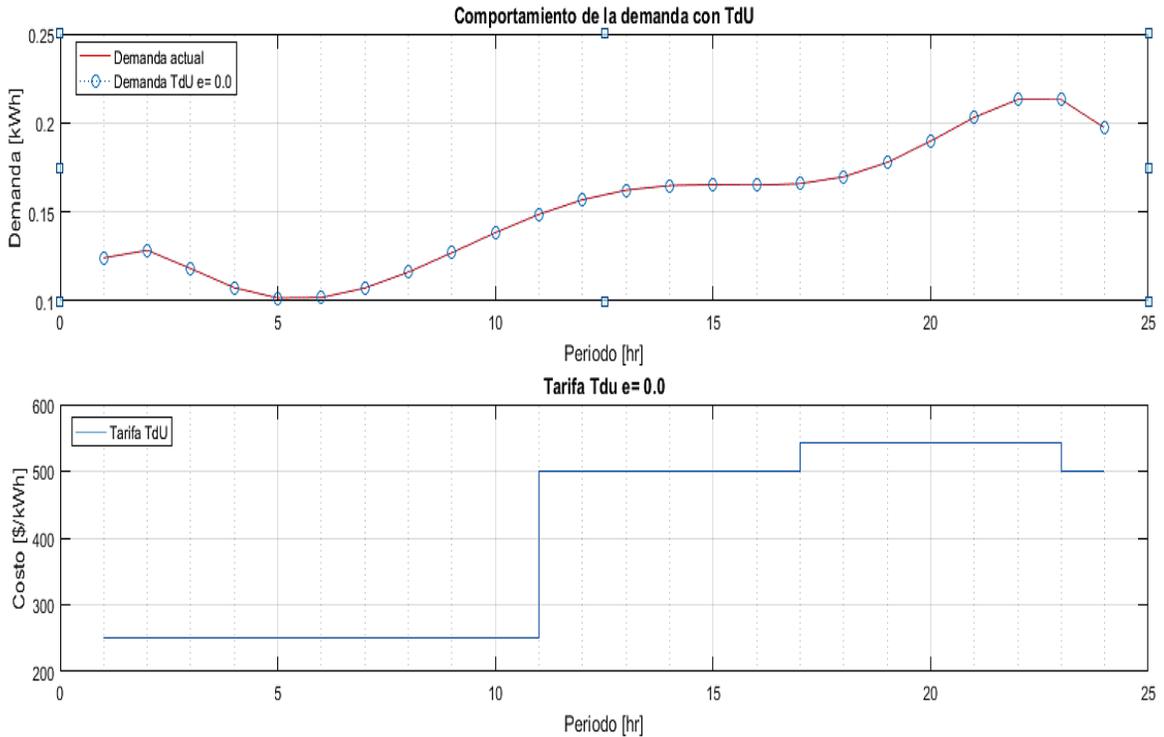
consumo de energía eléctrica a los niveles presentados en este capítulo para cada escenario, es decir, se realiza un análisis causa-efecto sobre la tarifa dinámica TdU.

Para entender mejor este proceso se debe recordar la Ecuación (6) de la elasticidad dada en el numeral 2.7 del Capítulo 2, así que, para encontrar una respuesta a la demanda bajo cualquier escenario, los datos iniciales de demanda y tarifa estable (plana) ya se conocen, así como el dato de la tarifa final que para este caso es la TdU diseñada.

Esto mismo se realiza para encontrar la respuesta de la tarifa a la nueva demanda bajo los mismos escenarios, por ejemplo, el escenario 1 de elasticidad baja, da un nuevo comportamiento de la demanda, estos se convierten en datos fijos de la ecuación (6) de elasticidad, ahora el nuevo valor a predecir es la nueva tarifa TdU, es decir, se realiza de nuevo el procedimiento de diseño de la tarifa TdU pero con los nuevos datos de demanda encontrados en cada escenario, así se obtiene una tarifa dinámica distinta por cada escenario de elasticidad evaluado, donde la tarifa inicial es la TdU diseñada inicialmente, la demanda inicial es la misma, la demanda final es la encontrada en el numeral 5.1 del Capítulo 5, para cada uno de los escenarios y la variable a evaluar es la nueva tarifa TdU.

**5.3.1 Escenario 1 – Tarifa del usuario residencial.** En el escenario en que la demanda de energía eléctrica no se altere y siga su comportamiento inicial, la tarifa se mantendrá igual, ya que la elasticidad está en cero, porque el usuario no está dispuesto a aceptar un cambio en la configuración de su tarifa plana. En la Figura 32 se muestra el comportamiento de la tarifa TdU en el escenario sin elasticidad en la tarifa.

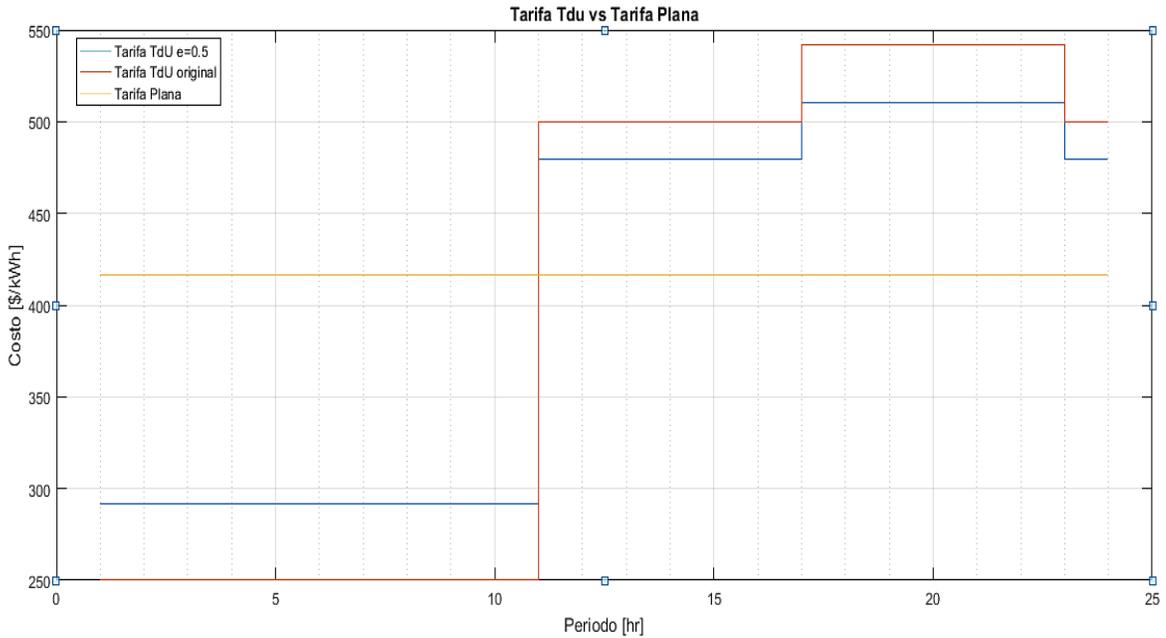
Figura 32. Comportamiento de la tarifa TdU con elasticidad baja.



Como se evidencia en la figura anterior, el comportamiento inelástico de la demanda hace que la tarifa dinámica TdU se mantenga tal cual fue diseñada y no presente variación alguna.

**5.3.2 Escenario 2 – Tarifa del usuario residencial.** Según el comportamiento de la demanda en un escenario con elasticidad media (valores entre 0,4 y 0,6) mostrado en la Figura 23, se nota una leve disminución en los picos de consumo de energía eléctrica. Con estos datos de demanda, se obtiene un nuevo modelo de tarifa dinámica TdU, en un escenario de baja elasticidad considerando un valor de elasticidad de 0,5.

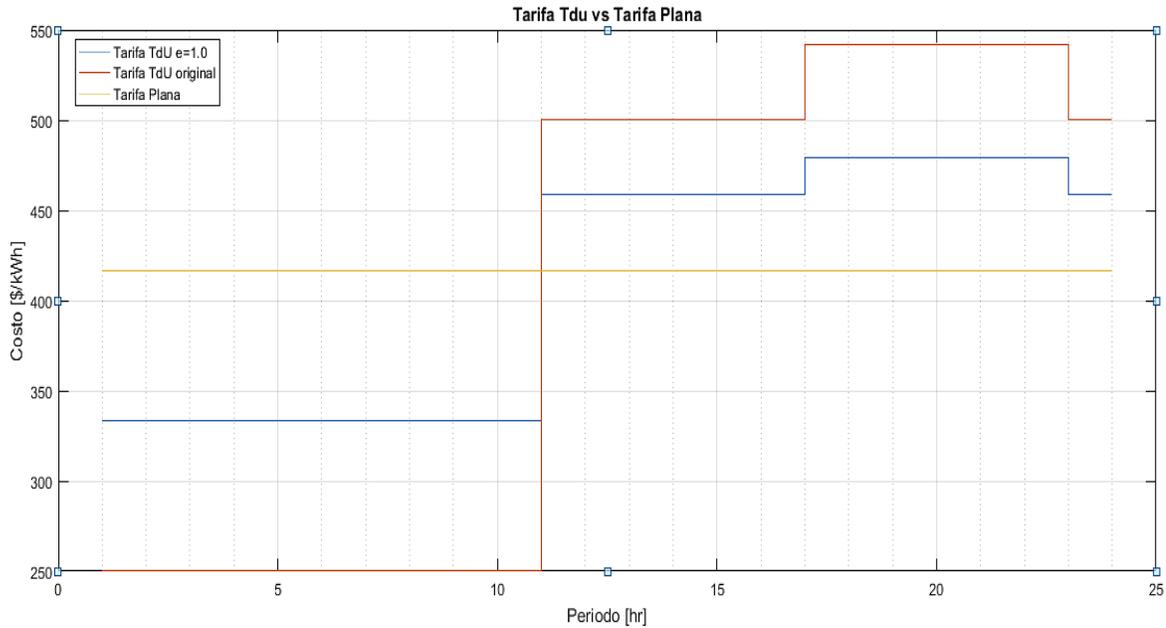
Figura 33. Comportamiento de la tarifa TdU con elasticidad media (0,5).



En la Figura 33 muestra una leve disminución de los valores picos del precio que conforman la tarifa TdU, la reducción es 5% aproximadamente. Por lo tanto, se demuestra que los esfuerzos para empoderar al usuario para que realice un uso adecuado y eficiente de la energía modificando sus patrones de consumo, no solo beneficia económicamente sus intereses, sino también beneficia al sistema eléctrico colombiano aportando al aplanamiento de la curva de demanda de energía eléctrica.

**5.3.3 Escenario 3 – Tarifa del usuario residencial.** La Figura 24 muestra un aplanamiento de la curva de demanda de energía eléctrica cuando se considera una elasticidad alta, debido a que el usuario ya es miembro activo del sistema, cambia sus patrones de consumo y está convencido de los beneficios que obtiene al aceptar la tarifa dinámica de tiempo de uso. A partir de los datos obtenidos de demanda en el escenario de alta elasticidad, se obtiene el nuevo modelo de tarifa TdU. En la Figura 34 se muestran los precios de la tarifa dinámica TdU obtenidos.

Figura 34. Comportamiento de la tarifa TdU con elasticidad alta (1,0).



La tarifa ha descendido su precio pico un 10%, porque el usuario modifica su consumo de energía eléctrica, ocasionando una caída en la demanda, es decir, esta empoderado, este término según BECERRA RIAÑO<sup>83</sup>, se refiere al nivel de participación del cliente como miembro activo del mercado energético nacional, a la adaptabilidad que tiene él a los cambios, al dinamismo del mercado en cuanto a tarifas y penetración de sistemas de generación con energías renovables.

En conclusión, un valor alto de elasticidad precio-demanda permite que los usuarios se beneficien disminuyendo el pago de la factura por consumo de energía eléctrica, debido al cambio de los periodos de consumo de energía eléctrica a los periodos de menor precio de la tarifa de esta energía.

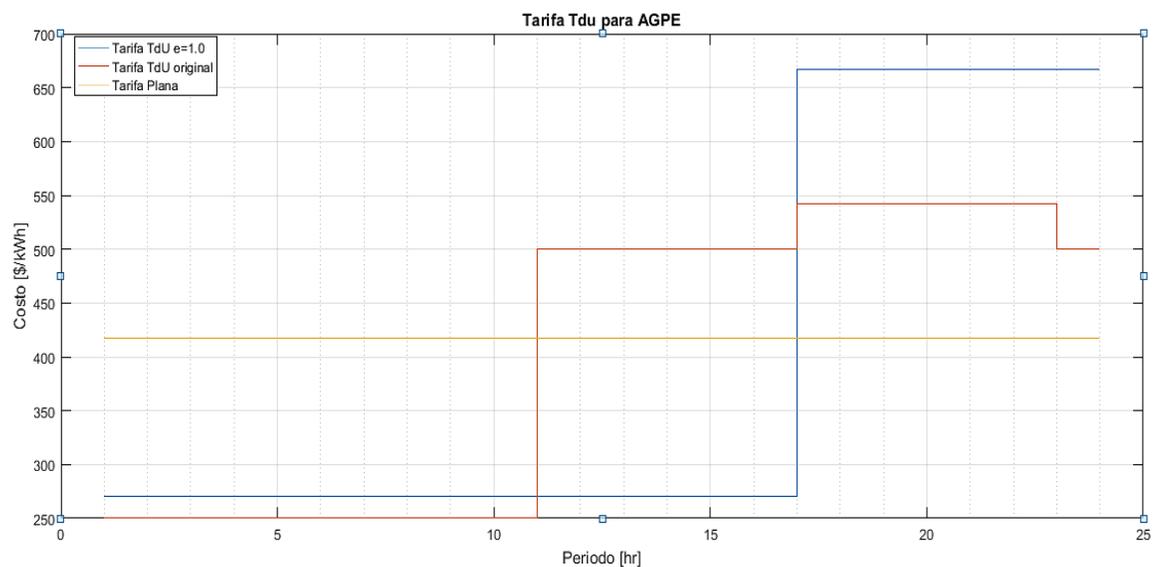
<sup>83</sup> BECERRA RIAÑO, William Camilo y RIOS CUENTAS, Luis Miguel. *Propuesta para la adaptación de los modelos de empoderamiento de la energía eléctrica usando medición inteligente "Smart Metering"*. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2016. 156 p.

## 5.4 ANÁLISIS DE LA TARIFA DINÁMICA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CONSIDERANDO QUE DISPONEN DE UN SISTEMA AGPE

En numeral 5.2 del Capítulo 5, se analizó que el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios con autogeneración de energía es diferente al comportamiento de los usuarios residenciales, debido al aporte de la autogeneración con energía solar fotovoltaica, que elimina el pico de demanda media y solo queda la punta final de pico máximo de demanda, por eso, es necesario un esquema de tarifa dinámica TdU sencillo.

Realizando un nuevo diseño de tarifa TdU, se simula en Matlab y se obtiene un esquema de precios mejorado, a partir de los datos de demanda hora a hora de los usuarios con sistema AGPE. La Figura 35 entrega el comportamiento y los valores de la nueva tarifa dinámica TdU.

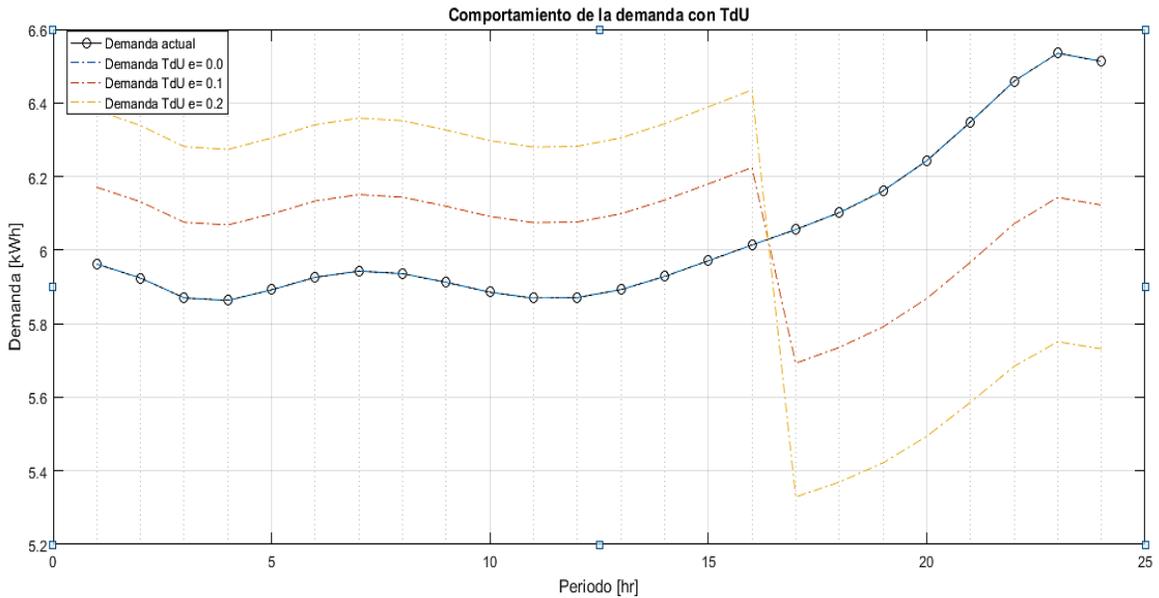
Figura 35. Tarifa TdU por comportamiento de la demanda de usuario con AGPE.



Como se muestra en la Figura 35, el nuevo esquema tarifario TdU es más sencillo, formado con solo dos bloques, quizás, más fácil de entender y usar por parte del

usuario, es muy similar a un diseño de tarifa PPC. En cuanto a los impactos se observa que hay una reducción del 2,5% en el costo diario de la factura de energía eléctrica respecto a la tarifa TdU original, simulando la respuesta de la demanda respecto a la nueva tarifa TdU en el escenario (E1) de baja elasticidad. El impacto en cuanto a la demanda de energía eléctrica se detalla en la Figura 36.

Figura 36. Demanda de usuario con AGPE respecto a la nueva TdU.



Comparando la demanda de energía eléctrica de la Figura 36 con la Figura 27, bajo el escenario de elasticidad baja ( $e=0,2$ ), se nota un comportamiento más estable, se eliminan los cambios de picos de consumo y se obtiene un ahorro en el costo de la factura de energía eléctrica diaria de aproximadamente 2,5%.

Debido a que las gráficas visualmente son similares, en la Tabla 18 se realiza un análisis cuantitativo de las demandas diarias de energía eléctrica obtenidas en la Figura 27 y Figura 36 para demostrar con claridad la afirmación anterior.

Tabla 18. Demanda y costo de energía eléctrica de los usuarios con AGPE bajo distinta tarifa TdU.

Periodo	Resultados con TdU nueva			Resultados con TdU original		
	TdU Nueva [\$/kWh]	Demanda [kWh]	Costo [\$]	TdU Original [\$/kWh]	Demanda [kWh]	Costo [\$]
1	270,91	6,38	1728,25	250,07	6,44	1610,22
2	270,91	6,34	1717,23	250,07	6,40	1599,95
3	270,91	6,28	1701,58	250,07	6,34	1585,37
4	270,91	6,27	1699,61	250,07	6,33	1583,53
5	270,91	6,30	1707,95	250,07	6,36	1591,31
6	270,91	6,34	1717,82	250,07	6,40	1600,50
7	270,91	6,36	1722,71	250,07	6,42	1605,05
8	270,91	6,35	1720,71	250,07	6,41	1603,19
9	270,91	6,33	1713,84	250,07	6,39	1596,79
10	270,91	6,30	1706,07	250,07	6,36	1589,55
11	270,91	6,28	1701,29	500,15	5,63	2817,96
12	270,91	6,28	1701,87	500,15	5,64	2818,92
13	270,91	6,30	1708,10	500,15	5,66	2829,23
14	270,91	6,34	1718,51	500,15	5,69	2846,48
15	270,91	6,39	1730,86	500,15	5,73	2866,93
16	270,91	6,43	1743,31	500,15	5,77	2887,54
17	666,86	5,33	3553,81	541,83	5,69	3084,34
18	666,86	5,37	3580,69	541,83	5,74	3107,67
19	666,86	5,42	3615,51	541,83	5,79	3137,90
20	666,86	5,49	3663,59	541,83	5,87	3179,62
21	666,86	5,59	3725,22	541,83	5,97	3233,11
22	666,86	5,68	3790,40	541,83	6,07	3289,68
23	666,86	5,75	3835,11	500,15	6,27	3137,82
24	666,86	5,73	3822,09	500,15	6,25	3127,17
<b>Total</b>	<b>9669,53</b>	<b>145,65</b>	<b>57026,15</b>	<b>9752,89</b>	<b>145,62</b>	<b>58329,84</b>
Diferencia costo diario de la Energía Eléctrica			<b>-\$ 1303,69</b>	<b>-2,29%</b>		
C_TdUnueva – C_TdUoriginal						

## 5.5 DEPENDENCIA E INFLUENCIA ENTRE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y TARIFA

Previamente, se ha analizado la relación existente entre la tarifa dinámica TdU y la demanda de energía eléctrica. Como se muestra en los resultados obtenidos en este capítulo, a medida que la elasticidad precio-demanda crece, la demanda de energía disminuye, los picos de consumo bajan y se aplanan la curva de demanda de energía eléctrica. Lo mismo sucede con la tarifa dinámica, ya que, al disminuir los máximos y mínimos de consumo de energía eléctrica, los precios de la tarifa

TdU se reducen, porque en el escenario en que la aceptabilidad de los usuarios crezca, la tarifa ya no debe tener los picos de precios por bloques tan altos.

Otra forma de mostrar la influencia o impacto entre la demanda de la energía eléctrica, la tarifa de ésta y la elasticidad de la tarifa, es por medio del método MICMAC “Matriz de impactos cruzados y la multiplicación aplicada a la clasificación”. Este método realiza un análisis estructural donde se muestra la relación entre las distintas variables analizadas y se determina el nivel de influencia y dependencia entre ellas<sup>84</sup>.

El método plantea definir en la primera etapa, variables mediante un diagrama causa-efecto, sin embargo, según el análisis que se realizó previamente en este capítulo, se nota como la demanda de energía eléctrica y la tarifa son influenciadas por la elasticidad de la tarifa, según los tres escenarios evaluados. Por lo tanto, las variables ya están definidas y el método puede pasar a la siguiente etapa.

**5.1.1 Variables de la elasticidad.** Los escenarios evaluados muestran la influencia que tiene la elasticidad de la tarifa, tanto en la demanda de la energía eléctrica como en la tarifa de ésta, así que, las variables que se necesitan son las siguientes:

- A. Elasticidad baja
- B. Elasticidad media
- C. Elasticidad alta

**5.1.2 Variables de la tarifa.** Al diseñar la tarifa dinámica de tiempo de uso TdU se tuvo en cuenta el comportamiento de la demanda tanto con tarifa plana como la dinámica, por eso, las dos variables que aporta la tarifa de energía eléctrica son:

- D. Tarifa plana o estable

---

<sup>84</sup> MUNDOCOSTOS. *Aplicaciones del método MIC-MAC en el análisis de costos* [sitio web]. San Miguel de Tucumán. 2016. [Consultado: 15 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://www.mundocostos.com.ar/micmac>

E. Tarifa de tiempo de uso TdU

**5.1.3 Variables de la demanda de energía eléctrica.** La demanda de la energía eléctrica como tal es la única variable, ya que, durante el desarrollo de este trabajo, se ha analizado su comportamiento bajo distintos escenarios de elasticidad y bajo esquemas de tarificación dinámica, entonces las variables que corresponden a la demanda de energía eléctrica son:

F. Demanda de energía eléctrica residencial

G. Demanda de energía eléctrica con AGPE

**5.1.4 Matriz de análisis estructural.** En esta matriz se valora el grado de influencia de cada variable sobre las demás, por eso se define un rango de peso donde la influencia nula es (0), débil es (1), moderado (2) y fuerte (3). La matriz se muestra en la Tabla 19.

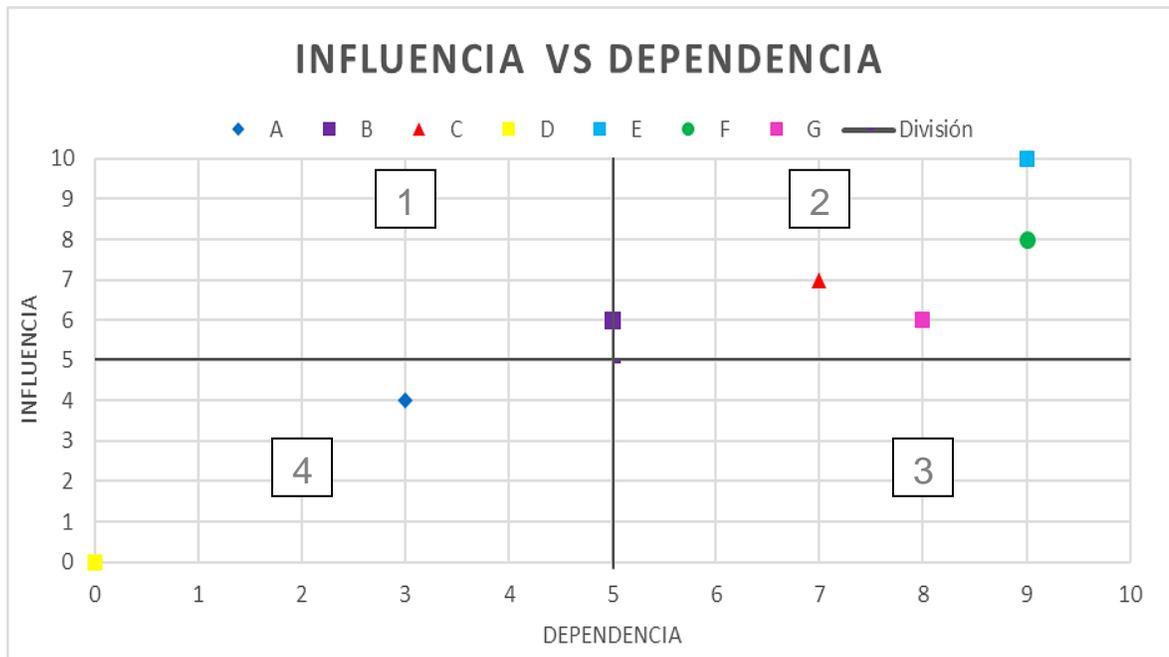
Tabla 19. Matriz de análisis estructural.

VARIABLES	A	B	C	D	E	F	G	INFLUENCIA
A	0	0	0	0	0	1	3	4
B	0	0	0	0	2	2	2	6
C	0	0	0	0	3	3	1	7
D	0	0	0	0	0	0	0	0
E	0	2	3	0	0	3	2	10
F	1	2	3	0	2	0	0	8
G	2	1	1	0	2	0	0	6
DEPENDENCIA	3	5	7	0	9	9	8	

Como se aprecia en la Tabla 19, en el método estructural MIC-MAC, la valoración de las variables muestran aquellas que más impactan o influyen a las demás, por ejemplo, si se observa el sumatorio horizontal se ve el grado de influencia de cada variable con respecto a la otra y la fila de suma verticales entrega el grado de dependencia.

Ahora se puede realizar un diagrama de dispersión con los datos obtenidos en la matriz, donde los valores de dependencia pertenecen al eje X y los de influencia pertenecen al eje Y. En la Figura 37 se traza el plano influencia-dependencia.

Figura 37. Resultado del análisis MIC-MAC.



Trazando una línea divisoria en los ejes X e Y, se obtienen 4 zonas así: zona 1 de variables de poca dependencia, zona 2 de variables de enlace, zona 3 de variables dependientes y zona 4 de variables excluidas según lo expuesto por SUAREZ ROSA en el “análisis estructural para la toma de decisiones”<sup>85</sup>.

Según los resultados obtenidos en la Figura 37, las variables B, C, E, F y G se encuentran en la zona 2. Esta zona muestra que la variación de las variables ubicadas allí, impactan fuertemente a las demás y a su vez, son muy sensibles a los cambios que se presenten en las otras. Por otro lado, los cambios en las

<sup>85</sup> SUÁREZ ROSA, Sergio. Método MICMAC (II) – *Análisis estructural para la toma de decisiones* [blog]. mprende.es. 17 de septiembre de 2014. [Consultado: 15 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://mprende.es/2014/09/17/metodo-micmac-ii-analisis-estructural-para-la-toma-de-decisiones>

variables ubicadas en la zona 3 impactan mínimamente a las demás variables. Por último, las variables de la zona 4 no impactan en ninguna proporción a las otras, por tal motivo son excluidas de cualquier análisis posterior<sup>86</sup>.

En conclusión, la alta elasticidad, la tarifa dinámica y la demanda de energía eléctrica tienen un nivel muy alto de impacto e influencia sobre ellas mismas, por lo tanto, el beneficio se potencia en la medida que se pueda potenciar la elasticidad precio-demanda.

## **5.2 CATEGORIZACIÓN DE LOS IMPACTOS**

A partir de la evaluación de los distintos escenarios, se han evidenciado los beneficios del uso de medidores avanzados, siempre que se adopten los esquemas de tarificación dinámica. La tarifa seleccionada TdU en escenarios de elasticidad (E1 para elasticidad baja, E2 para elasticidad media y E3 para elasticidad alta) entrega impactos positivos a la demanda y al costo de la factura de energía eléctrica.

Adicionalmente, también se beneficia de forma proporcional al medio ambiente con la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. En la Tabla 20 se presenta un resumen de los impactos encontrados en este capítulo según su categoría y se da una valoración cualitativa de la siguiente forma:

- Aumento (+)
- Disminución (-)
- Neutral (\*)

Una vez valoradas las estrategias, se define el tipo de impacto.

---

<sup>86</sup> Ibíd.

Tabla 20. Categorización de los impactos.

Categoría	Característica	Estrategia					Tipo de Impacto
		E 1	E 2	E 3	Tarifa TdU	AG PE	
<b>Demanda de energía eléctrica</b>	Demanda de energía eléctrica	*	-	-	*	-	Positivo
	Aplanamiento de la curva de demanda de energía eléctrica	*	+	+	+	+	Positivo
	Traslado de periodos de consumo de energía eléctrica	*	+	+	+	+	Positivo
	Atención de zonas no interconectadas ZNI	*	+	+	*	+	Positivo
<b>Económico</b>	Gastos del OR en operación y mantenimiento	*	+	+	-	-	Indefinido
	Precio de la tarifa	*	-	-	*	-	Positivo
	Costo de la factura de energía eléctrica	*	-	-	-	-	Positivo
	Acceso a las tecnologías	*	+	+	-	-	Indefinido
<b>Ambiente</b>	Desforestación	*	-	-	-	-	Positivo
	Ruido	*	-	-	-	-	Positivo
	Emisión de gases de efecto invernadero	*	-	-	-	-	Positivo
	Uso de combustibles fósiles	*	-	-	-	-	Positivo
	Calentamiento global	*	-	-	-	-	Positivo
<b>Social</b>	Calidad de vida	*	+	+	+	+	Positivo
	Atención de fallas	*	+	+	+	+	Positivo
	Calidad del servicio de energía eléctrica	*	+	+	+	+	Positivo
	Generación de empleo	*	+	+	+	+	Positivo

Los tipos de impactos positivos se refiere a los beneficios encontrados durante las simulaciones desarrolladas en este trabajo de aplicación. Por ejemplo: el uso de tarifación dinámica TdU disminuye un 30% el pico de la curva de demanda de energía eléctrica y un 13% el costo diario de la energía eléctrica consumida, esto se cumple solo si, se presenta un alto grado de aceptabilidad (elasticidad alta) de la tarifa dinámica.

También se define en el numeral 5.5 de este capítulo, las variables que tienen un nivel alto de dependencia respecto a la elasticidad precio-demanda que son la demanda y la tarifa de la energía eléctrica.

En la Tabla 20 se presentan dos tipos de impactos como indefinidos, debido a que este trabajo de aplicación no evalúa cómo será el comportamiento de los costos de

operación y mantenimiento de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, y tampoco se evalúa cómo será el acceso a las tecnologías tales como el medidor, concentradores, aplicaciones, software, etc.

Aunque los impactos evaluados en una posible implementación del sistema de gestión de la demanda de Celsia S.A usando medición avanzada, bajo esquemas de tarificación dinámica son positivos, estos dependen de las estrategias que planifique la compañía para potenciar sus beneficios, así como en las estrategias que se implementen para mitigar las barreras para reducir los impactos negativos.

## 6. CONCLUSIONES

Esta sección presenta las conclusiones más importantes del trabajo de aplicación realizado. Estas se encuentran estructuradas en torno al logro del objetivo general y los objetivos específicos planteados en el Capítulo 1.

Los resultados obtenidos en este trabajo de aplicación muestran un impacto positivo en la gestión de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales que cuentan con medidores avanzados y aceptan el esquema de tarificación dinámica. La evaluación de los distintos escenarios de elasticidad muestra una reducción tanto en la demanda de energía eléctrica como en los costos de esta energía, así como la optimización de los periodos de uso de la misma. Lo anterior permitirá la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero asociados a la reducción en el uso de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica y, por lo tanto, la mejora en la calidad de vida de los usuarios y mejora en la calidad del servicio de energía eléctrica, mejorando la imagen y eficiencia de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.

Sobre el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios residenciales que usan medidores avanzados, se puede afirmar que el uso de tarificación dinámica TdU es positivo, debido a que el usuario cambia sus patrones de consumo dependiendo del valor de elasticidad precio-demanda así:

- Con elasticidad baja, los clientes disminuyen su consumo diario de energía eléctrica solo un 0,8%, el pico de consumo de energía eléctrica solo un 6% y el costo diario por consumo de energía eléctrica solo un 2,5%, debido a la baja aceptabilidad de la tarifa TdU.
- Con elasticidad media, los clientes responden positivamente al incentivo dado por la tarifa TdU, cambia sus patrones de consumo y optimiza sus gastos así: reducción del consumo diario de energía eléctrica un 2,3%, el pico de consumo

de energía eléctrica solo un 18% y el costo diario por consumo de energía eléctrica solo un 7,6%.

- Con elasticidad alta, los clientes están gestionando su demanda de energía eléctrica, con el uso correcto de la tarifa dinámica, trasladando su consumo a horas de menor precio, disminuyendo su pico de consumo de energía eléctrica un 30%, la demanda diaria un 4% y sus costos por facturación de la energía eléctrica un 13%.

Por otra parte, la tarifa dinámica TdU diseñada, también presenta cambios en su comportamiento, debido a la modificación que ella misma produce en la demanda de energía eléctrica, es decir, como en los escenarios de media y alta elasticidad los clientes adoptan el nuevo esquema de tarifa variable, la demanda de energía eléctrica baja y el pico de la curva se aplanan, por lo tanto, la tarifa TdU no requiere tener esos picos elevados en su precio y puede reducirse un 5% en el escenario de elasticidad media y 10% en el escenario de elasticidad alta.

Con relación a los usuarios que tienen sistemas de autogeneración con energía solar fotovoltaica (FV), estos ya están gestionando su demanda de energía eléctrica, porque están aprovechando los periodos del día donde la energía que consumen es suministrada por el sistema solar FV. Por ello, al modelar los datos suministrados por los medidores de energía avanzados, no se evidencia la primera punta de consumo en su curva de demanda de energía eléctrica y, por lo tanto, se confirma que estos usuarios, están impactando positivamente la demanda de energía eléctrica. Sin embargo, la respuesta de estos usuarios puede mejorar si se implementa tarificación dinámica a sus esquemas de tarificación, tal cual lo demuestra el numeral 5.2 del Capítulo 5. Ellos solo necesitan baja elasticidad para gestionar adecuadamente su consumo de energía eléctrica.

En muchas secciones de este trabajo de aplicación, se ha resaltado la importancia que tiene la implementación de estrategias para potenciar los beneficios

encontrados, por ejemplo, el diseño de una tarifa TdU sencilla, facilita su uso y aumenta la aceptación por parte del cliente, además, la implementación gradual del sistema de gestión de la demanda de energía eléctrica con medición avanzada, la divulgación de las oportunidades y beneficios que trae el nuevo esquema de tarifación a los usuarios también beneficia. Hay varias estrategias que pueden potenciar los impactos positivos dados a la demanda de energía eléctrica, y deben ser revisadas en trabajos futuros.

Finalmente, es importante recordar que los resultados obtenidos en este trabajo de aplicación se obtienen a partir de simulaciones del comportamiento de la demanda y la tarifa de energía eléctrica, con datos reales de consumo de energía eléctrica de usuarios residenciales que cuentan con medidores avanzados de la empresa Celsia, sin embargo, se evaluaron en unos escenarios de elasticidad a criterio del autor que deben ser validados.

## BIBLIOGRAFÍA

BECERRA RIAÑO, William Camilo y RIOS CUENTAS, Luis Miguel. Propuesta para la adaptación de los modelos de empoderamiento de la energía eléctrica usando medición inteligente “Smart Metering. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2016. 156 p.

BORENSTEIN, Severin; JASKE, Michael, y ROSENFELD, Arthur. Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets [En línea]. En: Center for the study of energy Markets (CSEM). Berkeley: University of California Energy Institute, 2002. 101 p. [Consultado: 20 de julio de 2020]. Disponible en: [http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Borenstein\\_Dynamic\\_Pricing\\_Advanced.pdf](http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Borenstein_Dynamic_Pricing_Advanced.pdf)

CAMUÑAS, Esther. Estrategias de fijación de precios dinámicos basados en el cliente [blog]. 12 julio 2017. [Consultado: 02 de abril de 2020]. Disponible en: <https://www.unir.net/empresa/revista/noticias/estrategias-de-fijacion-de-precios-dinamicos-basados-en-el-cliente/549201783334/>

CHEN, Min, *et al.* En: Big Data: Related Technologies, Challenges and Future Prospects [en línea]. Springer, 2014. [Consultado 25 de agosto de 2019]. Capítulo 6. p. 59-76 Disponible en: <https://book.lat/book/2461337/97ef85?regionChanged=&redirect=10079313>

CHRISTIAAN. MathWorks [blog]. [Consultado: 10 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/matlabcentral/answers/183690-what-is-the-difference-between-lar-and-the-bisquare-remain-robust-in-regression-curve-fitting-tool>

COLOMBIA INTELIGENTE. Lineamientos estratégicos virtualización de la información acciones para la masificación de la medida en AMI [en línea]. Bogotá. 2018. 61 p. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/CI+Experiencias+Medici%C3%B3n+Flexible+\\_1.pdf/71fa768f-c9ef-4744-a4a3-1a7dc9846fd1](https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/CI+Experiencias+Medici%C3%B3n+Flexible+_1.pdf/71fa768f-c9ef-4744-a4a3-1a7dc9846fd1)

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Documento CREG 077 (30 de julio de 2018). Infraestructura de Medición Avanzada [en línea]. Bogotá D.C.: Diario oficial. 2018. 42 p. [Consultado: 16 de agosto de 2019]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/\\$FILE/Circular054-2018%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3413698103ff1fde052582e5007b5317/$FILE/Circular054-2018%20Anexo.pdf)

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 131 (25 de junio de 2020). Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN [en línea]. Bogotá D.C.: Diario oficial. 2020. 31 p. [Consultado: 10 de agosto de 2020]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/\\$FILE/Creg131-2020.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/33d0b0fa08574678052585a50075e521/$FILE/Creg131-2020.pdf)

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 030 (26 de febrero de 2018). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional [en línea]. Bogotá D.C.: Diario oficial. 2018. 27 p. [Consultado: 20 de agosto de 2019]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 1715 de 2014 (30 de mayo de 2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional [En línea]. Bogotá D.C.: Diario Oficial. 2014. 26 p. [Consultado: 20 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0072 (29 de enero de 2018). Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica [en línea]. Bogotá D.C.: El Ministerio. 2018. 7 p. [Consultado: 16 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//47695-res\\_40072\\_290118.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//47695-res_40072_290118.pdf)

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 4-0459 (27 de mayo de 2019). Por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018 [en línea]. Bogotá D.C.: El Ministerio. 2019. 6 p. [Consultado: 16 de agosto de 2019]. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/48125-RESOLUCION+4-0459+%281%29.pdf>

DU, Hong, *et al.* A microgrid energy management system with demand response. China International Conference on Electricity Distribution (CICED). IEEE. p 551-554.

FANDIÑO HERNÁNDEZ, Tania Lorena y HERNÁNDEZ PORRAS, María Fernanda. Análisis de sensibilidad sobre el dimensionamiento de sistemas de almacenamiento para una microred aislada en el municipio de Nuquí en chocó considerando diferentes elasticidades de respuesta de los usuarios frente a tarifas dinámicas de precios. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2020. 76 p.

GÓMEZ MARÍN, Héctor Andrés y VALLEJO BETANCUR, Carlos Eduardo. Análisis de mecanismos para la aplicación de programas de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano [en línea]. Trabajo de grado. Medellín. Universidad EAFIT. Escuela de Economía y Finanzas, 2016. 140 p. [Consultado: 25 de marzo de 2020]. Disponible en: [https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11242/HéctorAndrés\\_GómezMarín\\_CarlosEduardo\\_VallejoBetancur\\_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11242/HéctorAndrés_GómezMarín_CarlosEduardo_VallejoBetancur_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y)

GRUPO TÉCNICO PROYECTO BID. Smart Grids Colombia Visión 2030: Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de Redes Inteligentes en Colombia [en línea]. Bogotá D.C.: abril de 2016. 81 p. [Consultado: 08 de junio de 2019]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1\\_Parte1\\_Proyecto\\_BID\\_Smart\\_Grids.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf)

III FORO DE ENERGÍA PARA LA COMPETITIVIDAD – ASOENERGÍA. Nueva regulación sobre generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia [diapositivas]. CREG. Noviembre de 2018, 21 diapositivas. [Consultado 01 de septiembre de 2019]. Disponible en: [http://www.creg.gov.co/sites/default/files/2018.11.28\\_ppt\\_nueva\\_regulacion\\_g\\_y\\_t\\_asoenerga.pdf](http://www.creg.gov.co/sites/default/files/2018.11.28_ppt_nueva_regulacion_g_y_t_asoenerga.pdf)

LI RAN, Wang, *et al.* Development of time-of-use price by clustering techniques. Power and Energy Society General Meeting. IEEE. 2014. 5 p.

MUNDOCOSTOS. Aplicaciones del método MIC-MAC en el análisis de costos [sitio web]. San Miguel de Tucumán. 2016. [Consultado: 15 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://www.mundocostos.com.ar/micmac>

NA, Yu y JI-LAI, Yu. Optimal TOU Decision Considering Demand Response Model. International Conference on Power System Technology. IEEE. 2006.5 p.

OVIEDO, Juan Carlos, *et al.* Day Ahead Tariff Setting for Islanded Microgrids Considering Customers Response [en línea]. International conference and utility exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE). IEEE. 2018. 7 p. [Consultado: 15 de septiembre de 2019]. Disponible en: <https://scholar.google.es/citations?user=RaHUMYMAAAAJ&hl=es>

SUÁREZ ROSA, Sergio. Método MICMAC (II) – Análisis estructural para la toma de decisiones [blog]. mprende.es. 17 de septiembre de 2014. [Consultado: 15 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://mprende.es/2014/09/17/metodo-micmac-ii-analisis-estructural-para-la-toma-de-decisiones>

TÉLLEZ GUTIÉRREZ, Sandra Milena y ROSERO GARCÍA, Javier A. Definición de funcionalidades mínimas de un medidor inteligente en Colombia [En línea]. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2016. 122 p. [Consultado: 15 de julio de 2019]. Disponible en: <http://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1326>

TÉLLEZ GUTIÉRREZ, Sandra Milena; ROSERO GARCÍA, Javier y CÉSPEDES GANDARILLAS, Renato. Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades [en línea]. Bogotá. 2018. 20 p. Volumen 36. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: <http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/10711/214421443116>

THE MATHWORKS INC. MathWorks [sitio web]. [Consultado: 08 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/help/signal/ref/hampel.html>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Plan energético nacional Colombia: Ideario energético 2050 [en línea]. Bogotá: UPME; 2016. 184 p. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/Documents/PEN\\_IdearioEnergetico2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/Documents/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf)

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA Y MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia [en línea]. Bogotá: UPME; octubre de 2019. 61 p. [Consultado: 01 de mayo de 2020]. Disponible en: [http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion\\_Demanda\\_Energia\\_Oct\\_2019.pdf](http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Proyeccion_Demanda_Energia_Oct_2019.pdf)

UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA. La elasticidad de la demanda [En línea]. Córdoba: UCO; 2016. 8 p. [Consultado: 11 de abril de 2020]. Disponible en: [https://www.uco.es/~dh1lavif/INT\\_ECONOMIA/ELASTICIDAD\\_DEMANDA.pdf](https://www.uco.es/~dh1lavif/INT_ECONOMIA/ELASTICIDAD_DEMANDA.pdf)

V CONGRESO CIER DE LA ENERGÍA. Definición de la funcionalidad de la infraestructura de medición inteligente para Colombia. [en línea]. Bogotá. 2017. P 9. [Consultado: 01 de agosto de 2019]. Disponible en: [http://www.cocier.org/modulos/uploads/CEL7tGq87I2-VCONCIER-CO-OM3.1.-122-Rosero\\_Garc%C3%ADa-presentacion.pdf](http://www.cocier.org/modulos/uploads/CEL7tGq87I2-VCONCIER-CO-OM3.1.-122-Rosero_Garc%C3%ADa-presentacion.pdf)

YAN, Xing, *et al.* A review on price-driven residential demand response. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96. ELSEVIER. 2018. p 411-419.

ZAPATA, Carlos J. En: *Análisis Probabilístico y Simulación*. Capítulo 1: Conceptos Básicos. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. 2015. 41 p

ZAPATA, Carlos J. En: *Análisis Probabilístico y Simulación*. Capítulo 2: Análisis de Datos. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. 2015. 27 p.