

**SISTEMA ELÉCTRICO DES-CARBONIZADO: ESTUDIO DE CASO DE LA
INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
DE SANTANDER**

**JEISON FABIÁN PINZÓN MÉNDEZ
IVÁN DARÍO LEMOS TORRES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

**SISTEMA ELÉCTRICO DES-CARBONIZADO: ESTUDIO DE CASO DE LA
INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
DE SANTANDER**

**JEISON FABIÁN PINZÓN MÉNDEZ
IVÁN DARÍO LEMOS TORRES**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

DIRECTOR:

GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA

Doctor ingeniero industrial en ingeniería eléctrica

CODIRECTOR:

CÉSAR ANTONIO DUARTE GUALDRON

PhD. en Ingeniería eléctrica y computación

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2018

AGRADECIMIENTOS

Primero agradecer a Dios ya que sin el nada hubiese sido posible, por darme la vida, la salud, la confianza, por permitirme el aprendizaje, por ser mi guía en cada momento y por hacer realidad este logro.

A mis Padres Ramiro y Olga por ser siempre un apoyo incondicional, por ser mi motor de vida, porque gracias a ellos he podido culminar esta meta, por sus esfuerzos, sacrificios, enseñanzas, por el amor más puro. Pido a Dios que los proteja y le agradezco por hacerme tan afortunado de tener unos excelentes padres. Los amo mis viejos.

A mi hermana Laura por brindarme su cariño, su apoyo, por enseñarme tantas cosas y por aconsejarme cuando lo necesitaba; Deseo que tenga muchos éxitos en su vida.

A mi familia por brindarme su calor humano y por tener la confianza de poder contar con cada uno de ellos.

A mi amada Mariluz, por compartir conmigo momentos inolvidables, por brindarme su amor y apoyo incondicional y por hacer mi vida más alegre con todas sus grandes virtudes.

A todos mis amigos, compañeros y conocidos con los cuales viví esta etapa de mi vida compartiendo momentos de alegría y tristeza.

A la Universidad Industrial de Santander y todos los profesores que formaron parte de mi formación profesional.

Agradecer al Dr. Gabriel Ordoñez y PhD. Cesar Duarte, por dirigir nuestro proyecto de grado y brindarnos su apoyo y conocimiento.

Finalmente, a pesar de la dedicación y el esfuerzo propio, este logro no es solo mío, es de todas aquellas personas que me acompañaron en esta etapa. Gracias.

IVÁN DARÍO LEMOS TORRES

Primeramente agradecer a Dios por permitirme alcanzar esta meta, por darme la vida, la salud, el aprendizaje y por ser mi guía durante todo momento. Agradezco su bondad por colocar en mi camino gratas personas.

A mis padres Reinaldo y Sandra, quienes siempre me han apoyado y me han brindado su amor, por sus esfuerzos, sacrificios, enseñanzas, sus sabios consejos en todo momento; sin la ayuda de ellos no hubiera sido posible culminar esta meta. Todo lo bueno que he alcanzado es gracias a ustedes y a mi Dios, gracias amados padres.

A mi querida Viviana, por brindarme su amor y apoyo incondicional en cada instante de la carrera, por aconsejarme cuando lo necesitaba, por estar presente y compartir momentos agradables, difíciles e inolvidables, por entenderme a pesar de mis defectos y por hacer de mi vida un mundo más agradable con sus cualidades y compañía. Gracias amor.

A mis hermanos Luis Carlos y José Daniel por brindarme su cariño, por sacar una sonrisa de mi rostro con sus travesuras cuando más lo necesitaba. A mi familia, unas personas grandiosas, quienes me brindaron su apoyo, afecto y confianza en cada una de las etapas que viví. Al señor Luis y a la señora Blanca, mis apreciados abuelos; siempre los he visto como unos padres, los quiero mucho.

A todos mis amigos, en especial a los de la carrera con los cuales viví esta etapa, con quienes siempre tuve el mejor ambiente de estudio, compartiendo gratos momentos que nunca olvidare. A mis socios Andrés, Iván, Juan, Alejandra, Cristina, Julieth, Julián y Carlos gracias por su amistad.

A la Universidad Industrial de Santander y todos los profesores que formaron parte de mi formación profesional. Agradecer al Dr. Gabriel Ordoñez y PhD. Cesar Duarte, por dirigir nuestro proyecto de grado y brindarnos su apoyo y conocimiento.

JEISON FABIÁN PINZÓN MÉNDEZ

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	22
1.1 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	23
1.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	26
1.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DE COLOMBIA	28
1.4 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	29
1.5 PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	31
1.6 COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	33
2. ANÁLISIS DEL ESTUDIO: “UTILITY OF THE FUTURE”	35
2.1 “UN SISTEMA DE POTENCIA EN TRANSICIÓN”	35
2.1.1 Enfoque distribuido para los sistemas de potencia	36
2.1.2 Digitalización del sistema energético	37
2.1.3 Sucesos relevantes de los recursos renovables en algunas partes del planeta	38
2.1.4 Des-carbonización del sistema	39
2.1.5 Posibles cambios en el sistema energético	39
2.1.6 Innovación en las tecnologías	40
2.1.7 El foco del estudio: “utility of the future”	41
2.2 “NUEVAS OPCIONES PARA EL SUMINISTRO Y CONSUMO DE LOS SERVICIOS DE ELECTRICIDAD”	42
2.2.1 Energía eléctrica, corriente alterna y sus consideraciones	43
2.2.2 Restricciones en servicios de energía eléctrica	44
2.2.3 Servicios creados a partir de restricciones	45
2.2.4 Aspectos generales de los DER	46
2.2.5 Ventajas de los DER	46

2.3 “VISUALIZANDO UN FUTURO AL IMPLEMENTAR RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS”	47
2.3.1 Oportunidades de los der al implementarse en edificios residenciales y comerciales.....	50
2.3.1.1 Respuesta a la demanda	51
2.3.1.2 Beneficios del gas y la electricidad para acondicionar el espacio	52
2.3.1.3 Almacenamiento y la demanda flexible.....	54
2.3.2 Desafíos y oportunidades de los der en la red de distribución.....	56
2.3.2.1 Impactos de la integración de generadores fotovoltaicos distribuidos en la red de distribución.....	59
2.3.2.2 Inversores fotovoltaicos con tecnologías de control.....	65
2.3.3 Nuevos papeles de las empresas de distribución con el despliegue de los DER	69
2.3.4 Efectos de los der en el sistema de potencia.....	70
2.3.5 Seguridad cibernética	72
2.3.6 Sistema energético en el futuro con la implementación de la tecnología actual	74
3. CASO DE ESTUDIO	78
3.1 RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	79
3.2 CONCEPTOS CLAVE	82
3.3 ALCANCE Y METODOLOGÍA.....	84
3.3.1 Condición 1: generación fotovoltaica en usuarios residenciales	86
3.3.2. Condición 2: generación fotovoltaica en usuarios comerciales.....	86
3.3.3. Condición 3: generación fotovoltaica en usuarios residenciales y comerciales.....	87
3.4 RESULTADOS.....	89
3.4.1 Resultados para la condición de operación 1	92
3.4.2 Resultados para la condición de operación 2	94
3.4.3 Resultados para la condición de operación 3	96
4. CONCLUSIONES	100

5. RECOMENDACIONES.....	103
BIBLIOGRAFÍA.....	104
ANEXOS.....	107

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa sistema de transmisión nacional de Colombia, año 2017.	29
Figura 2. Interconexión con Ecuador.	30
Figura 3. Interconexión con Venezuela.....	30
Figura 4. Precio bolsa promedio, precio de contratos y precio de escasez de la energía eléctrica en Colombia.	31
Figura 5. Costos indicativos de instalación por tecnología.	34
Figura 6. Taxonomía de fuentes de energía distribuidas y renovables.	37
Figura 7. Índice de reducción de costo desde el año 2008 hasta el año 2016.	41
Figura 8. Sistema eléctrico en el futuro.....	49
Figura 9. Ahorros anuales y tasas de rendimiento interno previstos para diferentes DER.	53
Figura 10. Ahorro anual con cada tipo de tecnología para diferentes condiciones climáticas.	54
Figura 11. Impacto en la rentabilidad de la batería debido a la demanda flexible y el costo de la batería en Nueva York.	55
Figura 12. Impacto en la rentabilidad de la batería debido a la demanda flexible y el costo de la batería en Texas.	56
Figura 13. Inversión de red para conectar tecnologías de bajo carbono bajo diferentes paradigmas de gestión de red.	58
Figura 14. Costo para diferentes niveles de inserción de energía Fotovoltaica.	62
Figura 15. Costos de las pérdidas de energía en función de la inserción de generación fotovoltaica.	63
Figura 16. Costos de red adicionales debido a la generación fotovoltaica en función de diferentes factores de almacenamiento.	64
Figura 17. Sistema de prueba utilizado en el estudio.	66

Figura 18. Variación de la capacidad de transferencia de los alimentadores con la integración de generadores fotovoltaicos.	67
Figura 19. Capacidad de carga del alimentador.	68
Figura 20. Pérdidas de red como un porcentaje de la demanda.	69
Figura 21. Curva de pato de California.	71
Figura 22. Ejemplo de una casa inteligente con diferentes DER conectados a un sistema de computación y gestión de datos basados en la nube.	76
Figura 23. Curva de demanda diaria sector residencial (estrato tres).....	80
Figura 24. Curva de demanda diaria sector comercial.....	80
Figura 25. Circuito en estudio	81
Figura 26. Perfil de generación solar.	84
Figura 27. Perfil de demanda en el alimentador principal del circuito (Línea 1-2). 90	
Figura 28. Perfil de demanda del alimentador residencial (Línea 17-18).....	90
Figura 29. Perfil de demanda en el alimentador comercial (Línea 21-22).....	91
Figura 30. Perfil de demanda correspondiente al alimentador residencial-comercial (Línea 11 – 12).....	91
Figura 31. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial para la condición de operación 1. ...	92
Figura 32. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial-comercial para la condición de operación 1.....	93
Figura 33. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador principal para las condiciones de operación 1. .	93
Figura 34. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador comercial para la condición de operación 2.	95
Figura 35. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial-comercial para la condición de operación 2.	95
Figura 36. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador principal para la condición de operación 2.	96

Figura 37. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador principal para la condición de operación 3.	97
Figura 38. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial-comercial para la condición 3.	97
Figura 39. Comportamiento de las pérdidas de energía eléctrica en función de la generación Fotovoltaica en el alimentador residencial-comercial para todas las condiciones de operación.	98
Figura 40. Interfaz de usuarios en OpenDSS.	110
Figura 41. Ejecución del código en OpenDSS.	115

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Capacidad instalada por tecnología y recurso.	23
Tabla 2. Capacidad instalada en cada región por tipo de recurso.	24
Tabla 3. Capacidad instalada por agente.	26
Tabla 4. Generación mensual por tipo de central.	27
Tabla 5. Generación mensual por agente.	28
Tabla 6. Parámetros considerados en cada escenario de simulación.	61
Tabla 7. Usuarios residenciales con generación fotovoltaica.	86
Tabla 8. Usuarios comerciales con generación fotovoltaica.	87
Tabla 9. Usuarios residenciales-comerciales con generación fotovoltaica.	87
Tabla 10. Información de los alimentadores.	88
Tabla 11. Cargas conectadas al circuito.	107
Tabla 12. Líneas del circuito.	108

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. INFORMACIÓN DEL CIRCUITO EMPLEADO PARA LAS SIMULACIONES.....	107
ANEXO B. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE OPENDSS.....	110

RESUMEN

Título: Sistema eléctrico des-carbonizado: estudio de caso de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico de Santander*.

Autores: Jeison Fabián Pinzón Méndez - Iván Darío Lemos Torres**

Palabras clave: Energías renovables, recursos de energía distribuidos, des-carbonización.

Descripción

El desarrollo del trabajo de grado se basó en la consulta y selección del material bibliográfico que aborda la temática de energías distribuidas, especialmente las de carácter renovable, además de identificar cuál debería ser la correcta implementación en el sistema eléctrico colombiano. Inicialmente se realiza una revisión de la matriz energética del sector eléctrico colombiano, para verificar las condiciones actuales. Posteriormente, se hace una revisión del documento "Utility of the future", estudio realizado por el MIT Energy Initiative (principal fuente de información bibliográfica de este Trabajo de Grado), extrayendo los aspectos más importantes en la implementación de energías renovables y analizando los posibles cambios técnicos y de operación que se presentarán en el sistema eléctrico de Santander.

Se realizaron simulaciones (mediante el software OpenDSS diseñado por EPRI) de un circuito ubicado en el departamento de Santander en un estrato socioeconómico 3, seleccionado como caso de estudio para este Trabajo de Grado. Este circuito está en media tensión (13,2 kV) y cuenta con cargas de tipo residencial y de tipo comercial. El análisis se basó en el comportamiento de las pérdidas de energía eléctrica de la red de distribución al inyectar cantidades importantes de generación fotovoltaica distribuida, en una red que se diseñó e implementó para operar bajo las prácticas de ingeniería tradicionales.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Director: Gabriel Ordóñez Plata Codirector: César Antonio Duarte Gualdrón

ABSTRACT

Title: De-carbonized electrical system: case study of the integration of renewable energies in Santander's electricity system.*

Authors: Jeison Fabián Pinzón Méndez - Iván Darío Lemos Torres**.

Key words: Renewable energies, distributed energy resources, de-carbonization.

Description

The development of the work was based on the review and selection of the bibliographic material that deals with the theme of distributed energies, especially those of a renewable nature, in addition to identifying what should be the correct implementation in the Colombian electricity system. Initially, a review of the Colombian energy matrix was made to verify the conditions in which it is located. Subsequently, was made a review of the document "Utility of the future", documentation of the MIT energy initiative (main bibliographic source of the degree work) identifying the most important aspects in the implementation of the renewable energy and analyzing the possible changes Santander's electrical system will present.

Simulations were carried out (using the OpenDSS software designed by EPRI) of a circuit located in the department of Santander in a socioeconomic stratum three (3), chosen as the case study for this Degree Work. This circuit is in medium voltage (13.2 kV) and has loads of residential and commercial type. The analysis was based on the behavior of the electric power losses in the distribution network when injecting large amounts of distributed photovoltaic generation into a network that was designed and implemented to operate under traditional engineering practices.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Director: Gabriel Ordóñez Plata Codirector: César Antonio Duarte Gualdrón

INTRODUCCIÓN

A medida que pasa el tiempo, el sector energético se ha visto inmerso en diferentes procesos de transformación en su diseño y operación; Los sistemas eléctricos alrededor del mundo están dejando el modelo centralizado y apuntan a un modelo más distribuido, en donde las energías renovables juegan un papel importante¹.

Las nuevas técnicas de generación y almacenamiento de energía distribuidos están cambiando el paradigma de los sistemas eléctricos. La creciente presencia de energías renovables conectadas directamente a las redes de distribución de energía eléctrica, es una tendencia para llevar el modelo energético actual a uno con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Entre estas energías se encuentran la generación eólica, solar, geotérmica, cogeneración, entre otras. Además, en este ámbito se encuentran presentes recursos distribuidos tales como baterías para el almacenamiento de energía, dispositivos que reúnen características de demanda, generación y almacenamiento, coches eléctricos y tecnologías de la información y las comunicaciones que permiten una gestión más inteligente de las redes y usuarios conectados a ellas ².

De esta problemática se puede pensar si el sistema tradicional que se ha basado en grandes centrales de generación de energía eléctrica del orden de los megavatios, continuará siendo el dominante en el futuro y que papel jugarán los recursos distribuidos para competir en igualdad de condiciones con los recursos tradicionales centralizados ³.

¹ UTILITY OF THE FUTURE; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

² GÓMEZ Tomás. La transición hacia un sector eléctrico descarbonizado. IX Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica (SICEL 2017), Bucaramanga (Colombia), 1-3 noviembre 2017

³ Ibíd.

El crecimiento de las energías renovables está ocurriendo en paralelo con el enfoque de la des-carbonización de los sistemas de energía eléctrica (migrar la generación de energía eléctrica a partir combustibles fósiles que generen emisiones de gases de efecto invernadero, a generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables), para alcanzar el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En la actualidad, el país cuenta con una matriz energética de tipo centralizada en la cual casi el 70% de la capacidad instalada se encuentra concentrada en las centrales de energía hidráulica, y solo el 1% de la generación es aportada por las fuentes no convencionales de energía renovable. Dado que los sectores eléctricos alrededor del mundo se han visto inmersos en diferentes cambios, se busca con la implementación de los recursos de energía distribuidos: promover un desarrollo económico sostenible para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como parte de la mitigación de los efectos del cambio climático global; Para asegurar la diversificación de un abastecimiento energético pleno y oportuno. Con estos mismos argumentos se promovería la gestión eficiente de la energía, que abarca temas como la eficiencia energética, así como la respuesta a la demanda⁴.

Dado que Colombia cuenta con un gran potencial hidráulico (generación sin emisión de gases de efecto invernadero), este estudio puede interpretarse como una posibilidad de diversificar la matriz energética de tal forma que cuando se presenten fenómenos naturales que afecten la generación de la energía eléctrica o situaciones donde no se tiene el suficiente recurso hídrico para abastecer las hidroeléctricas como es el caso del fenómeno del niño donde hay escasez de este recurso, se pueda buscar una solución en las energías renovables, para lograr una mejor confiabilidad del sistema eléctrico. La implementación de una red distribuida

⁴ Ibíd.

afectaría el diseño y la operación del sistema eléctrico, llevando a un nuevo conjunto de políticas y reglamentos para el futuro del sistema ^{5 6}.

Este Trabajo de Grado se divide en tres partes principales:

En la primera se presenta una breve descripción del sector eléctrico colombiano, es decir, se muestran datos como la capacidad instalada para diversas tecnologías y recursos, capacidad instalada que aporta cada región, capacidad instalada por los agentes generadores, tipo de planta de generación y cantidad de energía generada por cada tipo de planta, entre otros.

La segunda parte aborda la temática central del trabajo de grado, en la cual se realiza una síntesis de los tres primeros capítulos del documento *“Utility of the future”* (principal fuente bibliográfica de este Trabajo de Grado) realizado por el *MIT energy initiative*. Se tomó la decisión de centrar el estudio en los tres primeros capítulos ya que en ellos se presenta una descripción general de los recursos de energía distribuidos (DER) y de cómo su integración en el sistema eléctrico actual puede generar nuevas oportunidades y servicios, además como pueden afectar el diseño y la operación de los sistemas eléctricos. Los demás capítulos del documento se basan principalmente en el diseño de políticas y marcos regulatorios para hacer una integración eficiente de los DER en los sistemas eléctricos, este es un tema importante y queda abierto para posteriores estudios y análisis.

La tercera y última parte del documento, consta de un estudio de caso de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico de Santander, el cual analiza un circuito de distribución que está ubicado en los alrededores de Bucaramanga; A este circuito se le agregó generación renovable distribuida y se

⁵ GÓMEZ Tomás. Op. Cit.

⁶ CONGRESO DE COLOMBIA Ley N° 1715, 13 de mayo de 2014, “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”.

analizaron las pérdidas de energía. Las simulaciones fueron realizadas en el software OpenDSS diseñado por EPRI.

1. SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Esta síntesis del sistema eléctrico colombiano presenta datos e información relevante sobre la situación del sistema de generación y el mercado eléctrico colombiano en el mes de diciembre de 2017 (se puede elegir cualquier mes porque los datos no varían mucho con respecto a los otros meses) ⁷; Resaltando el tipo de tecnología y la participación de los agentes del parque generador eléctrico colombiano, los intercambios regionales de electricidad, la evolución del precio de la electricidad y los costos de las tecnologías de generación. Con esto, se busca dar una perspectiva de la situación actual del sector eléctrico colombiano para relacionarlo con el enfoque de des-carbonización del sector energético presentado en el documento *“Utility of the future”* ⁸.

Este enfoque se basa principalmente en hacer uso de fuentes no convencionales de energía, en especial las de carácter renovable, para sustituir tecnologías que no sean amigables con el medio ambiente y reducir la huella de carbono. Sin embargo, como se verá en el presente informe, el sistema eléctrico colombiano se basa principalmente en recursos hídricos y en condiciones normales de operación no depende tanto de tecnologías que emitan gases de efecto invernadero, por esta razón, este estudio expone una alternativa para diversificar la matriz energética al implementar fuentes no convencionales de energía a nivel de distribución y de esta manera si se llega a presentar una contingencia en el sistema (como por ejemplo, el pasado fenómeno del niño con el que casi se llega al punto de restringir el suministro de energía eléctrica) no depender tanto de los recursos térmicos y mantener la confiabilidad del sistema.

⁷ SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

⁸ UTILITY OF THE FUTURE Op. Cit.

1.1 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBINO

La capacidad de potencia instalada registrada en el sistema interconectado nacional durante el mes de diciembre de 2017 fue de 16837,4 MW; Esta capacidad se obtiene de diversas tecnologías y recursos donde, para el caso colombiano el mayor aporte es realizado por el recurso hídrico. A continuación, la Tabla 1 presenta el aporte porcentual de cada tecnología sobre la capacidad instalada.

Tabla 1. Capacidad instalada por tecnología y recurso.

TECNOLOGÍA/RECURSO	CAPACIDAD EFECTIVA NETA [MW]	CAPACIDAD EFECTIVA NETA [%]
ACPM	1248	7,41
AGUA	11725,6	69,64
BAGAZO	130,7	0,78
BIOGAS	4	0,02
CARBÓN	1369	8,13
COMBUSTOLEO	314	1,86
GAS	1708	10,14
JET-A1	46	0,27
MEZCLA GAS - JET-A1	264	1,57
RADIACIÓN SOLAR	9,8	0,06
VIENTO	18,4	0,11
TOTAL	16837,5	100,00

Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

Por otra parte, la Tabla 2 muestra la capacidad de generación instalada que aporta cada región y el tipo de tecnología con la cual realiza dicho aporte.

Tabla 2. Capacidad instalada en cada región por tipo de recurso.

REGION	ACPM	Agua	Bagazo	Biogas	Biomasa	Carbón	Combustoleo	Gas	JET-A1	GAS - JET-A1	Viento	Total
ANTIOQUIA	364	4598,8	0	0	9,4	0	0	0	0	0	0	4972,2
ANTIOQUIA	364	4598,8			9,4							
CARIBE	474	338	0	2,3	453,7	314	1351,9	0	0	0	18,4	2952,3
ATLANTICO	160					127	1242,1					
BOLIVAR	314					187	109,8					
CORDOBA		338			164							
GUAJIRA					286						18,4	
MAGDALENA				2,3								2,3
SUCRE					3,7							
NORDESTE	0	1857,7	0	0	655	0	343,3	0	264	0	0	3120
BOYACA		1019,7			327		9,7					
CASANARE							166,6					
NORTE DE SANTANDER					328							
SANTANDER		838					167		264			
ORIENTAL	0	2152,5	21,5	1,7	224	0	0	0	0	0	0	2399,7
BOGOTA D. E.		4,4		1,7								1,7
CUNDINAMARCA		2148,1			224							
META			21,5									
SUROCCIDENTAL	410	2778,6	109,2	0	26,9	0	12,8	46	0	9,8	0	3393,3
CALDAS		606						46				
CAUCA		322,7	29,9		17							
HUILA		947,1										

REGION	ACPM	Agua	Bagazo	Biogas	Biomasa	Carbón	Combustoleo	Gas	JET-A1	GAS - JET-A1	Viento	Total
NARIÑO		23,1										
PUTUMAYO		0,5										
QUINDIO		4,3										
RISARALDA		28,4	15									
TOLIMA		203,2					11,8					
VALLE DEL CAUCA	410	643,3	64,3		9,9		1			9,8		
TOTAL	1248	11725,6	130,7	4	1369	314	1708	46	264	9,8	18,4	16837,5

Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

Los agentes con mayor participación en esta capacidad instalada son: EMGESA SA ESP, Empresas Públicas de Medellín EPM e Isagen. A continuación, la Tabla 3 presenta la capacidad de generación instalada por cada agente, la cantidad de capacidad instalada y el porcentaje respecto a la capacidad instalada total registrada.

Tabla 3. Capacidad instalada por agente.

AGENTE	Capacidad Instalada [MW]	Capacidad Instalada [%]
EMGESA S.A. E.S.P.	3493	20,75
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	3478,8	20,66
ISAGEN S.A. E.S.P.	2988,9	17,75
EMPRESAS DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	1057,7	6,28
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.	1019,7	6,06
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	918	5,45
ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.	610	3,62
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	450	2,67
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	338	2,01
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	327	1,94
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	314	1,86
CELSIA S.A. E.S.P.	233,8	1,39
OTROS AGENTES	1608,6	9,55
TOTAL	16837,5	100,00

Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

1.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La energía generada registrada en diciembre de 2017 por el parque generador al sistema interconectado nacional fue 5670,7 GWh. El mayor aporte de esa energía

lo suministraron las centrales hidráulicas, seguidas de las plantas térmicas. A continuación, la Tabla 4 muestra el tipo de planta, tipo de combustible, la cantidad de generación al mes y el porcentaje de participación.

Tabla 4. Generación mensual por tipo de central.

TIPO PLANTA / COMBUSTIBLE	GENERACIÓN [GWh/mes]	PARTICIPACIÓN [%]
PLANTAS MAYORES	5183	91,40
HIDRÁULICA	4496,1	79,29
AGUA	4496,1	79,29
TÉRMICA	686,9	12,11
ACPM	16,3	0,29
BAGAZO	0,1	0,00
CARBÓN	239,5	4,22
COMBUSTOLEO	9	0,16
GAS	422	7,44
JET-A1	0	0,00
PLANTAS MENORES	487,8	8,60
EÓLICA	0,9	0,02
VIENTO	0,9	0,02
HIDRÁULICA	365,4	6,44
AGUA	365,4	6,44
TÉRMICA	63,7	1,12
BIOGAS	0,4	0,01
GAS	63,3	1,12
COGENERADOR	56,5	1,00
BAGAZO	55,7	0,98
CARBÓN	0,5	0,01
GAS	0,3	0,01
SOLAR	1,3	0,02
RADIACIÓN SOLAR	1,3	0,02
TOTAL	5670,8	100,00

Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

Adicionalmente con la finalidad de brindar información, la Tabla 5 muestra los diversos agentes que participan en la generación, la cantidad de energía generada al mes y el respectivo porcentaje de participación.

Tabla 5. Generación mensual por agente.

AGENTE	GENERACIÓN [GWh/mes]	PARTICIPACIÓN [%]
ISAGEN S.A. E.S.P.	1433,1	25,27
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	1360,5	23,99
EMGESA S.A. E.S.P.	1049,5	18,51
EMPRESAS DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	467,4	8,24
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	314,9	5,55
AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.	154,1	2,72
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	151,4	2,67
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	97,3	1,72
ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.	91,6	1,62
OTROS AGENTES	550,8	9,71
TOTAL	5670,6	100,00

Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

1.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL DE COLOMBIA

La Figura 1 presenta el mapa del sistema de transmisión nacional de Colombia donde en azul se resaltan los futuros proyectos definidos por la UPME en el plan de Expansión de Generación – Transmisión para el año 2017.

Figura 1. Mapa sistema de transmisión nacional de Colombia, año 2017.

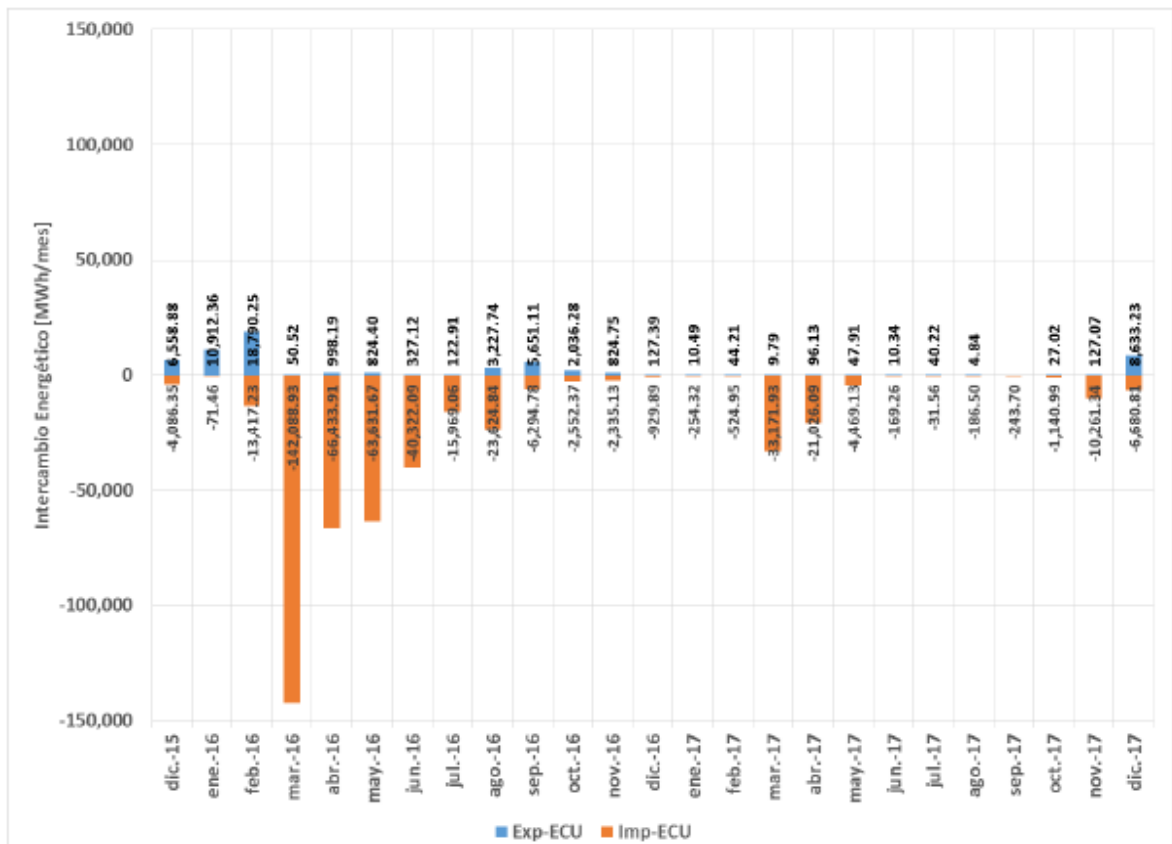


Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

1.4 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

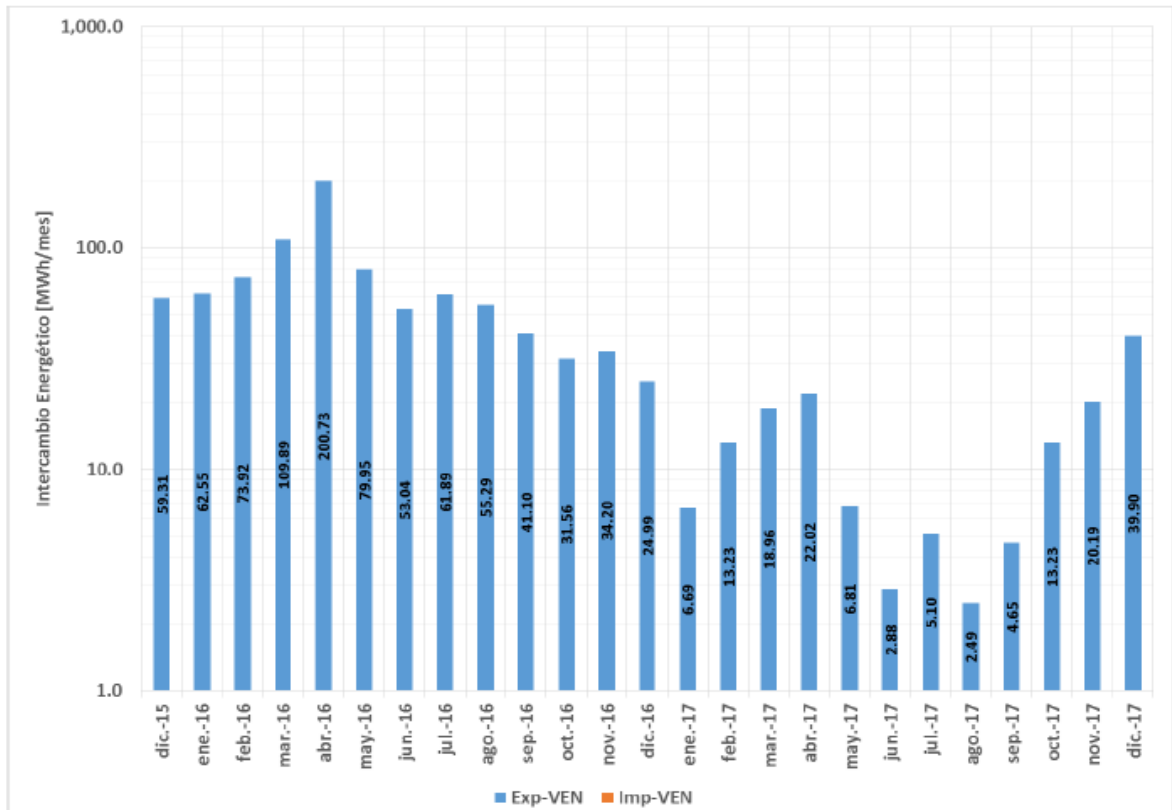
El sistema eléctrico de Colombia celebra contratos de importación y exportación de energía eléctrica con algunos de sus países vecinos como Venezuela y Ecuador. En el caso de Ecuador, se han registrado picos de exportación de 18 GWh/mes y de importación de 142 GWh/mes. Con base en las Figuras 2 y 3, se puede afirmar que, en los contratos con el Ecuador, es mayor la importación que la exportación de energía eléctrica; Para el caso de Venezuela, el panorama es diferente ya que predomina la exportación de energía eléctrica desde Colombia.

Figura 2. Interconexión con Ecuador.



Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

Figura 3. Interconexión con Venezuela.

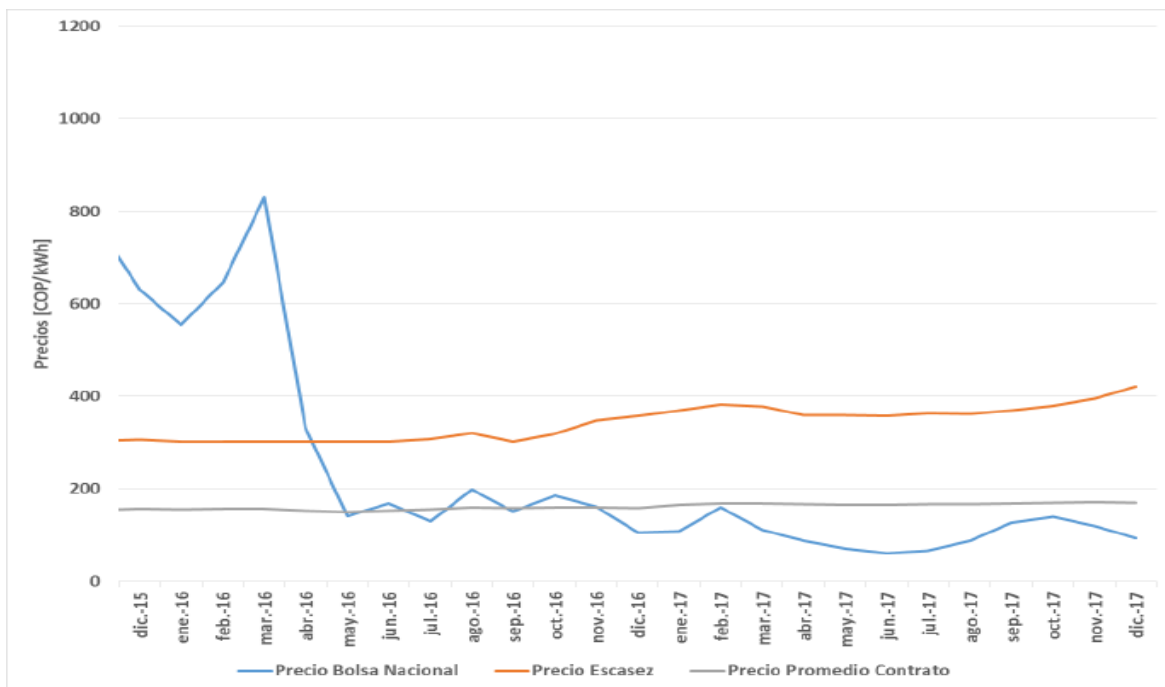


Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

1.5 PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La Figura 4 presenta el precio de bolsa, el precio promedio de contratos y el precio de escasez registrados por mes para los años de 2016 y 2017 de la energía eléctrica en el país.

Figura 4. Precio bolsa promedio, precio de contratos y precio de escasez de la energía eléctrica en Colombia.



Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

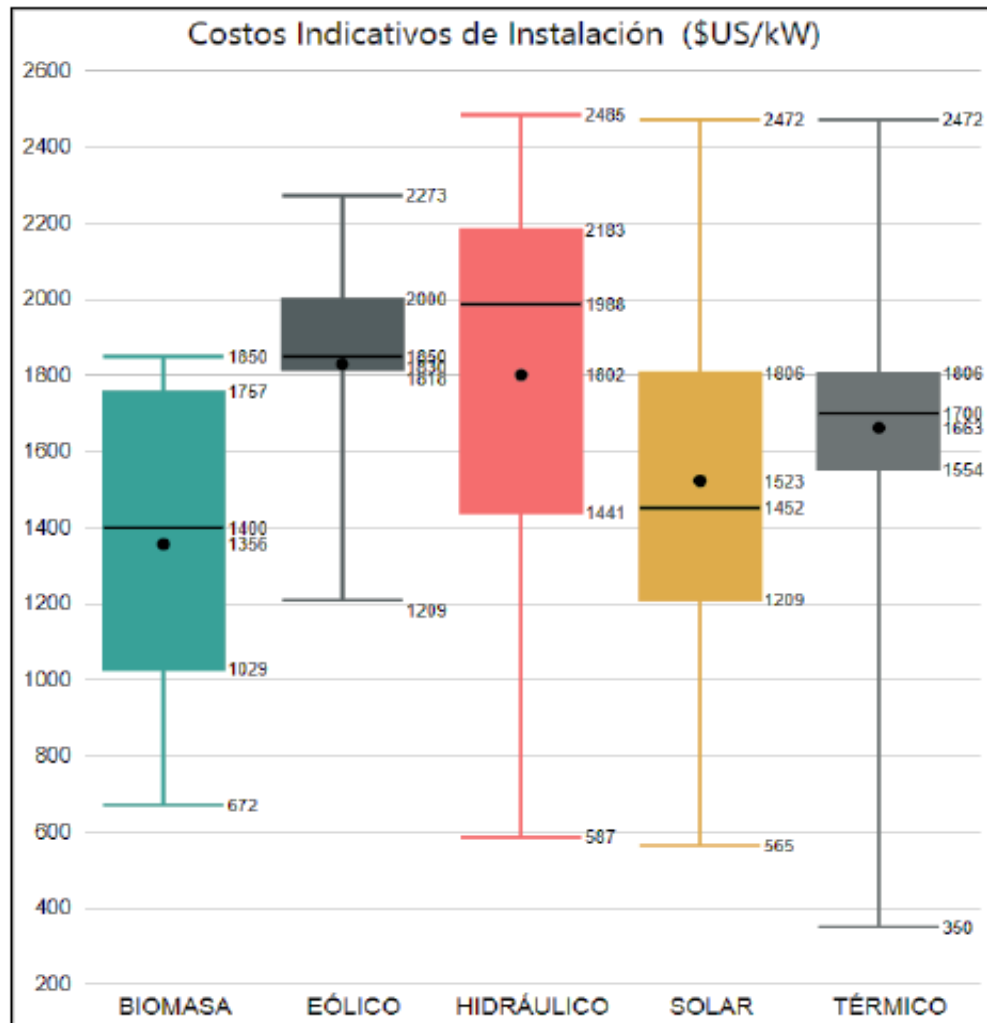
En cuanto a avances regulatorios, en diciembre de 2017 la Comisión de regulación de energía y gas (CREG, organismo estatal colombiano dedicado a regular las actividades de prestación de servicios públicos domiciliarios relacionados con energía eléctrica, gas y combustibles líquidos) realizó la publicación de lo Resolución 201, la cual modifica la Resolución CREG 243 de 2016 la cual define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas.

1.6 COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Mediante la información registrada por los agentes sobre los proyectos, se analizaron los costos de instalación de los sistemas de generación de energía eléctrica, para determinar el costo índice de instalación por tecnología. Para esto, se calcula la relación entre la inversión total con impuestos y la potencia máxima instalada de generación del proyecto. Adicional a esto tener en cuenta las licencias, permisos, transporte y otros impuestos ya que aumentan los costos del proyecto.

La Figura 5 muestra los costos índices de instalación de sistemas de generación de energía eléctrica, clasificados por tecnología, mediante un diagrama de cajas, donde se resaltan los valores máximos y mínimos, su distribución por cuartiles, una línea negra la cual representa la mediana y un punto negro el cual representa el valor promedio.

Figura 5. Costos indicativos de instalación por tecnología.



Fuente: Adaptado de: SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. [en línea], disponible en: <http://www.siel.gov.co/>.

2. ANÁLISIS DEL ESTUDIO: “UTILITY OF THE FUTURE”

En este capítulo, se realizó el análisis de los capítulos 1, 2 y 3 del documento realizado por el *MIT energy initiative* llamado “*Utility of the future*”, donde se presentará una perspectiva de como los recursos de energía distribuida podrían cambiar el diseño y la operación de los sistemas eléctricos, creando nuevas oportunidades para la generación, distribución y consumo de la energía eléctrica.

2.1 “UN SISTEMA DE POTENCIA EN TRANSICIÓN”

Algunos sistemas eléctricos en varias partes del mundo, han decidido realizar modificaciones en su funcionamiento; estos cambios han sido impulsados por la inserción de algunos aspectos como:

- El aumento de las energías renovables.
- La creciente penetración de los recursos de energía distribuida.
- El tema de la des-carbonización del sistema energético como estrategia para reducir los niveles de contaminación (especialmente la emisión de gases de efecto invernadero) y mitigar el impacto negativo que tiene en el cambio climático.
- La innovación y los beneficios que ha traído consigo las tecnologías de información y comunicación.

Esto está llevando a que el sector eléctrico se vuelva cada vez más descentralizado, permitiendo que la energía se genere, transmita y use de forma eficiente. Sin embargo, surgen una gran cantidad de dudas y una de las principales es: ¿Cómo

se entregará el servicio de la energía eléctrica cuando todos estos cambios pensados para el futuro se conviertan en una realidad? ⁹.

2.1.1 Enfoque distribuido para los sistemas de potencia En la actualidad, los sistemas de potencia están cambiando su forma tradicional de ser centralizados, gracias al crecimiento de los recursos de energía distribuida (DER), han tomado una gran importancia en los sistemas de energía eléctrica, lo cual permite identificar la posibilidad de tener nuevas formas de intercambiar energía eléctrica entre los diversos agentes que usan la red eléctrica. El estudio realizado por el MIT, define los recursos de energía distribuida “DER” como cualquier recurso que se encuentra localizado en el sistema de distribución y es capaz de proporcionar los servicios requeridos en un sistema eléctrico ¹⁰.

La inserción de los DER en los sistemas de distribución, trae consigo algunos beneficios en la generación, el almacenamiento y control de la energía eléctrica y la respuesta a la demanda ¹¹. Por consiguiente, gestionando los recursos centralizados y distribuidos se puede proporcionar el servicio de energía eléctrica con una mejor eficiencia. Sin embargo, se debe analizar la confluencia de estos sistemas, junto con otros aspectos como el crecimiento de la generación con tecnologías renovables, el aumento de las Tecnologías de información y comunicación (TIC) y la demanda flexible. La Figura 6 muestra la taxonomía de la integración de los sistemas DER en los sistemas eléctricos.

Alemania es tomada como el ejemplo más llamativo del crecimiento de los DER y generación distribuida, ya que cuenta con una capacidad instalada aproximadamente de 40 GW en energía solar fotovoltaica conectada al sistema de distribución en redes de media y baja tensión; Un aspecto a destacar es que el 85%

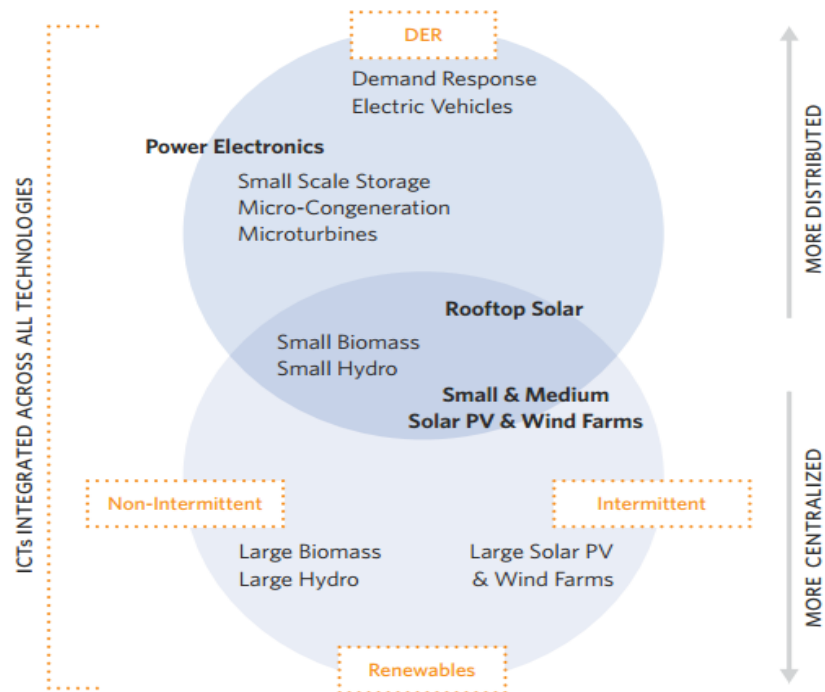
⁹ Ibíd.

¹⁰ Ibíd.

¹¹ Ibíd.

de esta capacidad es producida por instalaciones de menos de 1 MW de capacidad. Otros recursos como los parques eólicos, el almacenamiento térmico de energía y las baterías de iones de litio, también se están volviendo competitivos ¹².

Figura 6. Taxonomía de fuentes de energía distribuidas y renovables.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

2.1.2 Digitalización del sistema energético El desarrollo de las Tecnologías de Información y Comunicación (TIC), han permitido que los sistemas de energía se estén digitalizando, lo cual trae grandes beneficios y abre un abanico de oportunidades para la gestión de los sistemas eléctricos; Tales como: mayor control y supervisión en las redes eléctricas, mayor sensibilidad al cambio de los precios, permitiendo una oferta de energía eléctricas más amplia para lograr sistemas eléctricos confiables y eficientes.

¹² Ibíd.

Además de los beneficios que trae la digitalización del sistema de energía, también se deben ver los contras que se producen, uno de los que más se le debe prestar atención es la seguridad de la información proporcionada por los sistemas digitales, los cuales son vulnerables y propensos a ataques debido a la inseguridad cibernética, que pueden afectar el funcionamiento de los sistemas eléctricos.

2.1.3 Sucesos relevantes de los recursos renovables en algunas partes del planeta Los mercados de energía eléctrica del mundo, se interesan en mejorar sus sistemas eléctricos utilizando el gran apoyo que brindan la cantidad y variabilidad de alternativas para generar electricidad por medio de las energías renovables. De estos mercados se resaltan, en el continente americano países como Estados Unidos, México y Brasil, en Asia resalta China y en el continente europeo se resaltan los países vinculados a la Unión Europea.

A continuación, se presentan algunos sucesos relevantes que sucedieron en el año 2016 donde se puede observar el alcance de lo que pueden hacer las energías renovables en los sistemas de energía:

- En Portugal, del 7 al 11 de mayo, se suplió en su totalidad la demanda de energía eléctrica usando solo fuentes de energía renovable.
- En Costa Rica, se generó el 100% de su electricidad con fuentes de energía renovables durante 76 días consecutivos.
- En California (Estados Unidos), se logró suplir el 40% de la demanda de electricidad con energías renovables.
- En Alemania, con recursos renovables se pudo suplir cerca del 100% de la demanda de energía eléctrica durante un corto periodo de tiempo (horas).
- En Reino Unido, uno de los lugares del nacimiento de la generación de energía eléctrica con carbón, se produjo mayor energía eléctrica durante una semana con energías renovables que con las centrales eléctricas de carbón.

Las empresas para su normal funcionamiento y evitar fallas en sus procesos industriales, deben tener un suministro de energía sin interrupciones, que les de seguridad, confiabilidad y que además tenga un precio justo; por esto se debe tener presente que el sistema de energía eléctrica debe tener estas y otras características y cumplir con los requerimientos de los consumidores y de las normas vigentes.

Recientemente se ha adoptado un tipo de combustible diferente al carbón en las plantas térmicas, el cual permite reducir la emisión de gases de efecto invernadero, este es el gas natural el cual en los últimos años ha tenido un gran incremento en su demanda en el sector energético ¹³.

2.1.4 Des-carbonización del sistema Es claro que el cambio climático afecta a todos y su mitigación representa un desafío muy grande. Para mitigar los impactos negativos en el cambio climático, se ha intentado que todo el mundo se una para evitar que la situación empeore; Un ejemplo a resaltar se dio en el año 2015, a mediados del mes de diciembre, cuando se llevó a cabo el acuerdo de Paris donde 195 países se reunieron para hablar del tema del cambio climático y comprometerse a limitar el aumento global de la temperatura y disminuir los niveles de contaminación para evitar el empeoramiento de las condiciones climáticas; Por consiguiente, las naciones tienen como objetivo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el eje central ha sido el sector energético (cantidad elevadas de emisión de gases de efecto invernadero) en donde el crecimiento de las energías renovables y el enfoque de la des-carbonización del sistema eléctrico han dado un punto a favor para cumplir el desafío ¹⁴.

2.1.5 Posibles cambios en el sistema energético Con la llegada de los cambios en el sistema de energía eléctrica, los grandes generadores de energía eléctrica, las empresas de energía y los operadores de las redes deben redefinir sus roles ya que

¹³ *Ibíd.*

¹⁴ *Ibíd.*

deben identificar qué acarrearía el hecho de que los consumidores de energía produzcan su propia energía y en algunos casos no solo suplir su demanda sino también inyectar energía a la red para suplir la demanda de otros consumidores. Estos cambios han tomado relevancia ya que se apunta al desabastecimiento de los combustibles fósiles, lo cual ha hecho que los investigadores estén en la tarea de descubrir otras formas de suplir la energía que pronto dejarán de generar ¹⁵.

También hay quienes tienen un punto de vista no tan agradable hacia las fuentes de energía distribuidas debido a un posible aumento de fallas en el funcionamiento de la red y fallas regulatorias. Adicionalmente, se enfocan en que los sistemas de energía del futuro si tendrán energías renovables, pero estas estarán en plantas de gran escala y no descartan el uso de combustibles fósiles siempre y cuando se busque la aplicación de métodos para reducir la emisión de los gases de efecto invernadero que deterioran la situación ambiental ¹⁶.

2.1.6 Innovación en las tecnologías Hoy en día, el uso de energías renovables es más económico gracias a las innovaciones tecnológicas que surgen constantemente; De esta forma, los precios para la instalación de algunas tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica han reducido sus costos considerablemente y se prevé que estas cifras sigan disminuyendo. Sin embargo, la reducción de estos costos no ha sido suficiente, ya que para los DER se sigue requiriendo apoyos para tener oportunidad de competir contra los demás ofertantes energéticos, por esto hasta que no se cree un escenario nivelado entre los DER y los recursos centralizados probablemente los consumidores serán quienes paguen la energía a un costo elevado ¹⁷.

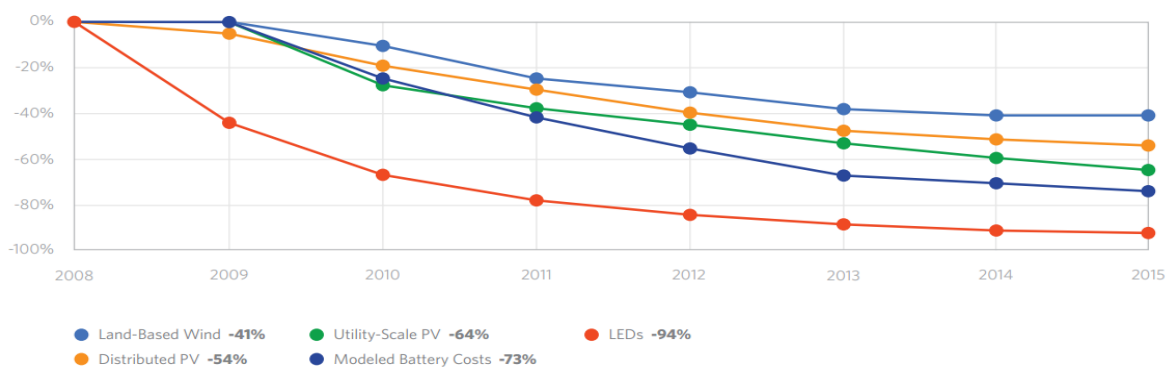
¹⁵ *Ibíd.*

¹⁶ *Ibíd.*

¹⁷ *Ibíd.*

Gracias a la inclusión de los DER y a los cambios que se prevén en los sistemas de energía será permitido que los agentes y consumidores pasivos de energía eléctrica puedan tener la capacidad de elegir de quien obtendrá el suministro para suplir su demanda energética y en un futuro pensar en que otros servicios podría solicitar más allá de esta energía ¹⁸. La Figura 7 muestra la reducción de los índices del costo de las tecnologías emergentes en generación de energía eléctrica.

Figura 7. Índice de reducción de costo desde el año 2008 hasta el año 2016.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

2.1.7 El foco del estudio: “utility of the future” Para este trabajo de grado, se está analizando los capítulos 1, 2 y 3 del estudio “Utility of the future” el cual tiene énfasis en la descentralización del sistema de energía, tomando como referencia los sistemas norteamericanos, europeos. También pretende dar recomendaciones para crear un escenario ideal y equitativo, donde los recursos de energía distribuidos puedan competir en el mercado con los recursos de energía centralizados. El diseño de este escenario es importante, pues, si no se dan las condiciones óptimas para el funcionamiento, los consumidores de la energía eléctrica se verán afectados porque tendrán que pagar costos significativos por el servicio.

¹⁸ Ibíd.

El estudio plantea 4 objetivos, estos son enunciados a continuación.

- “Presentar como los DER pueden afectar el diseño y la operación del sistema y crear nuevas oportunidades para la provisión de servicios de energía eléctrica. (capítulos 2-3).
- Presentar un marco para reformas regulatorias proactivas, que incluyan un sistema integral de precios y cargos por servicios de electricidad, una regulación mejorada e incentivos para los servicios de distribución, así como la reestructuración de la organización del sector energético y mejoras en el diseño de los mercados mayoristas y de servicios auxiliares de la energía eléctrica (capítulos 4-7).
- Ofrecer, suponiendo que se implementan las reformas correctas, los precios y los cargos, un conjunto de ideas sobre el valor de las nuevas tecnologías y una evaluación de los factores que probablemente determinarán la cartera de soluciones costo-efectivas, tanto distribuidas como centralizadas, que pueden surgir en diferentes contextos del sistema de energía eléctrica (capítulo 8).
- Finalmente, recopilar las recomendaciones normativas contenidas en el estudio en el formato de un conjunto de herramientas para reguladores y responsables de la formulación de políticas (capítulo 9)”¹⁹.

2.2 “NUEVAS OPCIONES PARA EL SUMINISTRO Y CONSUMO DE LOS SERVICIOS DE ELECTRICIDAD”

Los servicios de energía eléctrica son todas aquellas actividades que realizan los diferentes agentes dentro del sistema eléctrico, cuyo objetivo es que los usuarios finales puedan hacer uso de ella, generando de esta forma un valor económico. El escenario de los sistemas tradicionales de energía eléctrica que se encargaban de transportar esta energía desde los grandes sistemas de generación (megavatios)

¹⁹ *Ibíd.*

hasta los usuarios finales, está cambiando gracias a los DER los cuales apuntan a que los sistemas sean descentralizados. Este capítulo presenta los aspectos más relevantes del servicio de la electricidad, las nuevas formas de prestar el servicio y de algunas características de los DER.

Todos los esfuerzos realizados en la planificación y operación de las actividades y acciones que se realizan para proporcionar el servicio de la electricidad tiene, como objetivo poder maximizar el bien social teniendo en cuenta que no solo se deben tomar las cifras monetarias, sino también todos los demás aspectos que no se pueden monetizar. Además, se debe tener en cuenta que todo estará restringido por leyes ya sea políticas o físicas, regulaciones, decretos, contratos y demás.

2.2.1 Energía eléctrica, corriente alterna y sus consideraciones La energía eléctrica se ha convertido en un servicio fundamental gracias a que es usada en una amplia gama de actividades y su uso les genera un costo a los consumidores ²⁰. El estudio tiene como referencia la energía eléctrica de corriente alterna, a su vez este tipo de corriente tiene varias implicaciones que se deben tener presentes como los son:

- 1 La oferta y la demanda deben estar en equilibrio en todo momento, esto implica que se deban coordinar todos los agentes implicados en el sistema de energía, es decir, que los agentes que suministran el servicio de energía deben estar atentos al comportamiento de los agentes que consumen la misma. De no ser así, el sistema podría presentar fallas.
- 2 La energía debe ser entregada en el sitio donde se va a consumir, es decir, partiendo desde el sitio donde se está generando la energía, esta debe ser transportada a través de las redes eléctricas del sistema hasta el punto de su consumo.

²⁰ Ibíd.

- 3 La electricidad y todo lo que hace parte de ella está sujeta a leyes físicas y a las restricciones propuestas por normas y regulaciones. Además, se deben tener presentes algunos aspectos técnicos que influyen como: el calentamiento de los conductores y transformadores, las pérdidas de energía por diversos motivos, los cambios de la frecuencia nominal del sistema y las posibles perturbaciones en las ondas de tensión y corriente.
- 4 Se debe tener la opción de calcular el precio de la electricidad en cualquier momento y lugar dentro de la red, estos precios se calculan mediante técnicas computacionales, además de que existen teorías que están bien definidas, como lo es la teoría del precio spot o precio corriente, que es cuando el precio pactado para transacciones es pagado de manera inmediata o la teoría del precio futuro (forward Price), en la cual el pago se realiza en una fecha posterior a la que se realizan los contratos ²¹.

2.2.2 Restricciones en servicios de energía eléctrica Ya que la electricidad tiene un papel tan importante en la mayoría de las actividades modernas, esta ha sido regulada para asegurar el funcionamiento continuo y tener la reserva de energía suficiente para poder actuar cuando se presenten fallas en los sistemas eléctricos, errores en la predicción de la demanda o un suministro de energía variable por parte de las energías renovables. Para esto, los entes encargados de formular las políticas en este campo, establecen restricciones para que los agentes puedan responder ante los escenarios planteados.

Estas restricciones permiten que la toma de decisiones con alto nivel de complejidad o incertidumbre se lleve de una forma más tratable. Algunos ejemplos de estas restricciones son:

- Límites en las capacidades de transferencia de energía sobre las líneas de transporte de las redes del sistema.

²¹ Ibíd.

- Cantidad de energía de reserva para la respuesta ante las posibles fallas que se presenten.
- Capacidad instalada de las empresas que proporcionan los servicios de la electricidad.
- Restricciones por confiabilidad que van de acuerdo a los límites puestos para los indicadores SAIDI (medida de la duración de cada interrupción del servicio de energía eléctrica) y SAIFI (medida de la cantidad de interrupciones del servicio de energía eléctrica).

Los entes encargados de crear las políticas pueden realizar restricciones para asegurar objetivos específicos y crear un escenario equitativo tanto para los recursos centralizados como para los recursos distribuidos; Ejemplo, para las centrales térmicas que forman parte de los recursos centralizados, podría crear un límite de contaminación expulsada al medio ambiente y para los recursos distribuidos podría implantar un límite de energía suministrada a la red ²²

2.2.3 Servicios creados a partir de restricciones También debe resaltarse que cuando se establece una restricción, esta no solo limita o regula, además de esto permite crear oportunidades para generar nuevos servicios; Un caso común donde se presenta esto es cuando las empresas contratan a terceros para solucionar los incumplimientos que tengan de las restricciones que lo regulan. Entonces puede decirse que una restricción puede crear servicios, pero no siempre un servicio es creado como consecuencia de una restricción; esto por el hecho de que gracias a los avances tecnológicos se crean algunos servicios para el mejoramiento del sistema de energía eléctrica y son implementados por sus beneficios, pero no necesariamente porque exista una norma o regulación que establezca su utilización ²³.

²² *Ibíd.*

²³ *Ibíd.*

2.2.4 Aspectos generales de los DER Los DER son definidos como aquellos recursos conectados al sistema de distribución y que son capaces de proporcionar los servicios de electricidad. Los DER suelen ser divididos en dos clases: la primera clase son los recursos cuya finalidad es proporcionar el servicio de electricidad, en esta clase están los sistemas fotovoltaicos, los dispositivos de almacenamiento de energía, granjas de energía eólica, entre otros. La segunda clase son aquellos recursos que se crearon por razones distintas a la prestación del servicio de electricidad como tal, algunos de ellos son los autos eléctricos y la demanda flexible ²⁴.

Actualmente, se puede decir que los DER son las nuevas fuentes para proporcionar el servicio de la energía eléctrica, esto ha hecho que sean considerados como motivadores para el estudio que se está analizando. No obstante, debe aclararse que los DER no son la única alternativa innovadora de proporcionar energía, también existen otros motores de cambio para mejora el sector de la energía como lo es el uso eficiente de la energía eléctrica.

Es importante tener en cuenta la variabilidad del costo de los DER pues es casi inútil intentar dar un valor único a estos, es decir que existe una gran variación de costos y rendimiento. Esta diferencia se observa por tipos de tecnología, tamaño o escala de la instalación, clase. Entonces, es casi imposible tratar de unificar un único valor para este tipo de recursos ²⁵.

2.2.5 Ventajas de los DER Con los cambios que se prevén para el futuro del sistema de energía eléctrica, la implementación de los DER es una alternativa importante. A continuación, se presentan algunos factores diferenciadores y ventajas que trae la implementación de los DER en el sistema de energía eléctrica.

²⁴ Ibíd.

²⁵ Ibíd.

- Un beneficio importante de la implementación de los DER, es que gracias a su forma distribuida de operar hace que la utilización de sus servicios tome un valor adicional cuando proporcionen la energía en lugares que sean inaccesibles para los recursos centralizados o incluso lugares donde así se tenga la capacidad de acceder los recursos centralizados, el proporcionar el servicio de electricidad mediante los DER resulte más económico y eficiente.
- Gracias a la pequeña escala que tienen los DER, les ha permitido la creación de nuevas oportunidades para los “agregadores” en los sistemas de energía. Los “agregadores” son compañías cuya función es actuar entre los usuarios finales, los propietarios de los DER y demás participantes del sistema de energía eléctrica, a su vez, también existen los minoristas, cuya función es agregar pequeños consumidores del servicio de electricidad y adquirir poder en su nombre.
- Los DER permitirán realizar cambio en los modelos comerciales y crear nuevos modelos de negocio del servicio de energía. Este estudio adopta la definición de un modelo de negocio presentado por Osterwalder y Pigneur (2010), estos plantean que un modelo de negocio se compone de: una propuesta de valor, socios clave, segmentos de clientes, una estructura de costos, flujos de ingresos, actividades clave, recursos clave, relaciones con los clientes y canales de comunicación ²⁶.

2.3 “VISUALIZANDO UN FUTURO AL IMPLEMENTAR RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS”

Existe una amplia gama de nuevas tecnologías como la generación distribuida, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, respuesta a la demanda, medición, comunicaciones, que pueden jugar un papel importante en los futuros

²⁶ Ibíd.

sistemas eléctricos dándole forma a la industria de la electricidad. Se debe cambiar la percepción que se tenía de un sistema eléctrico tradicional, basado en un sistema centralizado en el cual la energía fluye de los grandes centros de generación hacia el usuario final. Al adoptar este cambio se deben tener en cuenta las capacidades de los DER a la hora de jugar un papel activo en el sector energético, además, la presencia de los DER y la rápida expansión del “Internet de las cosas” plantean nuevos desafíos para la privacidad lo que resulta en una preocupación para las empresas y usuarios de los servicios públicos ²⁷.

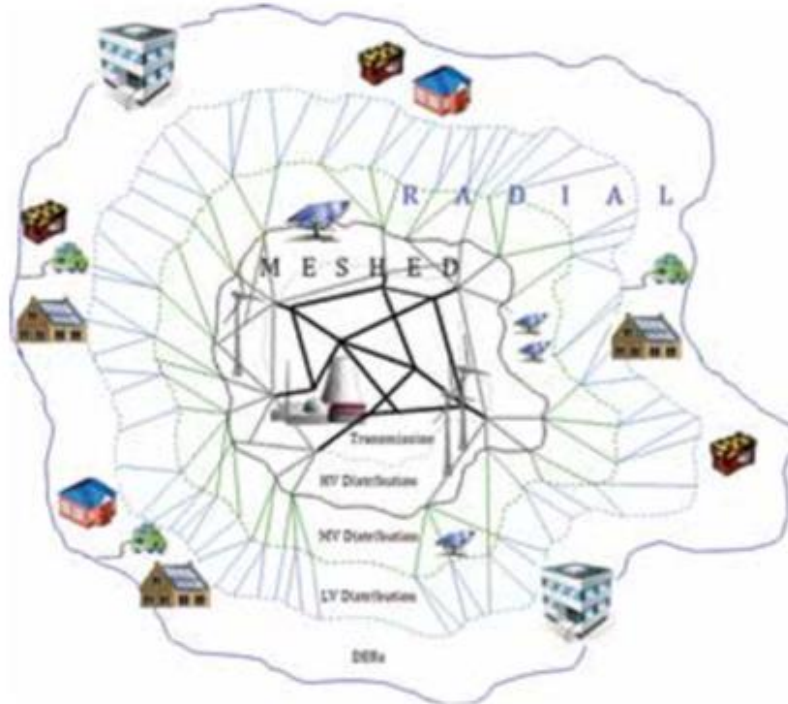
Una desviación importante del convencional sistema de energía centralizado se debe a la gran cantidad de dispositivos que pueden inyectar, almacenar o retirar energía directamente desde sus puntos de conexión. Los recursos distribuidos pueden presentar ventajas sobre los centralizados, pero también se pueden presentar una serie de desventajas o limitaciones y costos adicionales al implementar este tipo de recursos. Los generadores distribuidos conectados a la red de distribución pueden no estar bien alineados con la demanda local, lo que implica que en cualquier instante los flujos de potencia pueden ocurrir en cualquier dirección ²⁸. Además, con la participación de los DER en los sistemas eléctricos no solo los flujos de potencia se vuelven bidireccionales sino también las señales de comunicación, control y precios.

Una nueva perspectiva del sistema eléctrico se puede visualizar en la Figura 8, donde se observa que los roles de los operadores del sistema de transmisión y distribución deben ser reconsiderados, así como los límites de distribución y transmisión.

²⁷ *Ibíd.*

²⁸ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

Figura 8. Sistema eléctrico en el futuro.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

La transición del sector eléctrico depende en gran manera de la eliminación de barreras ineficientes que no permiten que los DER interactúen correctamente con el sistema, así como también cualquier tipo de política o subsidio mal diseñado que alteren las decisiones de invertir en cualquier DER específico; también es importante diseñar un marco regulatorio en el que todos los recursos puedan combinar sus preferencias en cuanto la inversión y la utilización de los servicios de electricidad ²⁹. El incremento en la penetración de los DER está acompañado por el surgimiento de nuevos servicios que los operadores del sistema de transmisión y distribución utilizarán junto con los servicios proporcionados por los recursos centralizados, esto se traduce en una integración más estrecha en las actividades de los operadores de transmisión y distribución.

²⁹ UTILITY OF THE FUTURE Op. Cit.

Los usuarios del sistema eléctrico que venían teniendo un comportamiento pasivo tendrían la posibilidad de decidir en la forma como utilizan la energía eléctrica con sus preferencias y prioridades. Los clientes podrían elegir en minimizar el costo de sus facturas de electricidad, reducir su dependencia de la red, elegir entre una y otra tecnología DER para proporcionar o recibir servicios de electricidad dependiendo de su costo y desempeño técnico, reducir el impacto ambiental, evitar el uso del proveedor actual, entre otros.

El aumento de la autogeneración de energía se ve acompañado con la disminución de la dependencia de la red de muchos usuarios. Entre las razones para desertar de la red se encuentran la amplia gama de recursos de generación y almacenamiento distribuido cada vez más asequible, la satisfacción asociada con un tipo de energía o tecnología en específico y la elección entre un sistema que sea más respetuoso con el medio ambiente. En el caso de clientes individuales la motivación para desertar de la red se ve forzado por el motivo de evitar los costos de red y políticas de electricidad, donde es una cuestión abierta si algunos costos de política tales como el apoyo a subsidios para energías renovables, programas de eficiencia energética, tarifas sociales, deban pertenecer a la tarifa eléctrica. En estos sistemas, la autogeneración reduce los pagos al proveedor de red, pero no reduce los costos de red y políticas existentes. Por esta razón, los gobiernos y autoridades regulatorias necesitan reconsiderar que debe y no debe ser incluido en las tarifas de electricidad ³⁰.

2.3.1 Oportunidades de los der al implementarse en edificios residenciales y comerciales Las reducciones de costos en las diferentes tecnologías de recursos de energía distribuida aumentan las oportunidades para que los clientes se auto proporcionen diferentes servicios de electricidad a un costo competitivo. Un número cada vez mayor de tecnologías DER son ahora rentables en muchas aplicaciones

³⁰ *Ibíd.*

(ver Figura 7), estas tecnologías incluyen la energía solar fotovoltaica, baterías, sistemas micro combinados de calor y potencia, entre otros. La principal motivación de diferentes clientes DER es la oportunidad de reducir sus facturas de electricidad y generar ingresos dependiendo de los beneficios financieros que brindan los diferentes DER.

Por otro lado, la integración de los DER viene acompañado con desafíos, que requieren un replanteamiento de las prácticas tradicionales del funcionamiento del sistema eléctrico, sin olvidar las modificaciones que se deben hacer sobre la marcha en marcos regulatorios establecidos.

2.3.1.1 Respuesta a la demanda El alto uso de energía eléctrica, la capacidad de controlar calefacción, ventilación y cargas de aire acondicionado (HAVC) hacen que los edificios comerciales sean buenos candidatos para proporcionar respuesta a la demanda ³¹, la respuesta a la demanda se puede definir como los cambios en el uso de energía eléctrica por parte de los clientes de uso final a partir de sus perfiles normales de consumo en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad ³². Los materiales utilizados sobre edificios comerciales y estructuras pueden proporcionar almacenamiento de energía cuando se calientan o enfrían estratégicamente. Métodos tales como el control predictivo del modelo (MPC) se puede usar para determinar estrategias de enfriamiento óptimas que explotan el almacenamiento térmico para minimizar los costos de energía además de proporcionar potencialmente otros servicios, como las reservas operativas ³³.

³¹ *Ibíd.*

³² GU Cailian, LIU Li, ZHANG Tieyan, ZHENG Yang. Demand response model and impact studies based on bidirectional interactive of information and electrical energy. CICED, Paper No CP0424. 2012

³³ UTILITY OF THE FUTURE MEMO PAPER Describing commercial buildings' thermal response and optimal cooling strategy for provision of electricity services

Las cargas del edificio, como las cargas para calefacción y refrigeración se pueden gestionar para reducir las facturas de energía eléctrica al reaccionar a los precios de la energía por hora y proporcionar reservas operativas ³⁴.

2.3.1.2 Beneficios del gas y la electricidad para acondicionar el espacio Los recursos energéticos distribuidos para el acondicionamiento del espacio comprenden un conjunto de tecnologías variadas, que van desde sistemas bien establecidos como hornos, calderas y unidades de aire acondicionado, hasta equipos emergentes como la micro combinación de calor y electricidad (micro-CHP), bombas reversibles de calor y sistemas híbridos de acondicionamiento de gas y electricidad ³⁵. Los clientes, ya sea comerciales o residenciales, toman la decisión de elegir un tipo de tecnología respecto a otra cuando muestran parámetros de rendimiento como la eficiencia, relación calor potencia, así como también parámetros económicos tales como los costos iniciales y operativos.

La Figura 9 presenta los ahorros anuales y las tasas internas de retorno para cada tipo de tecnología DER al proporcionar acondicionamiento de espacio en una casa unifamiliar. Las tecnologías DER que se usaron para el acondicionamiento de espacio se muestran a continuación: Motor de combustión interna (ICE), Motor Stirling (SE), dos tipos de pila de combustible, bomba de calor aire-aire (AA HP).

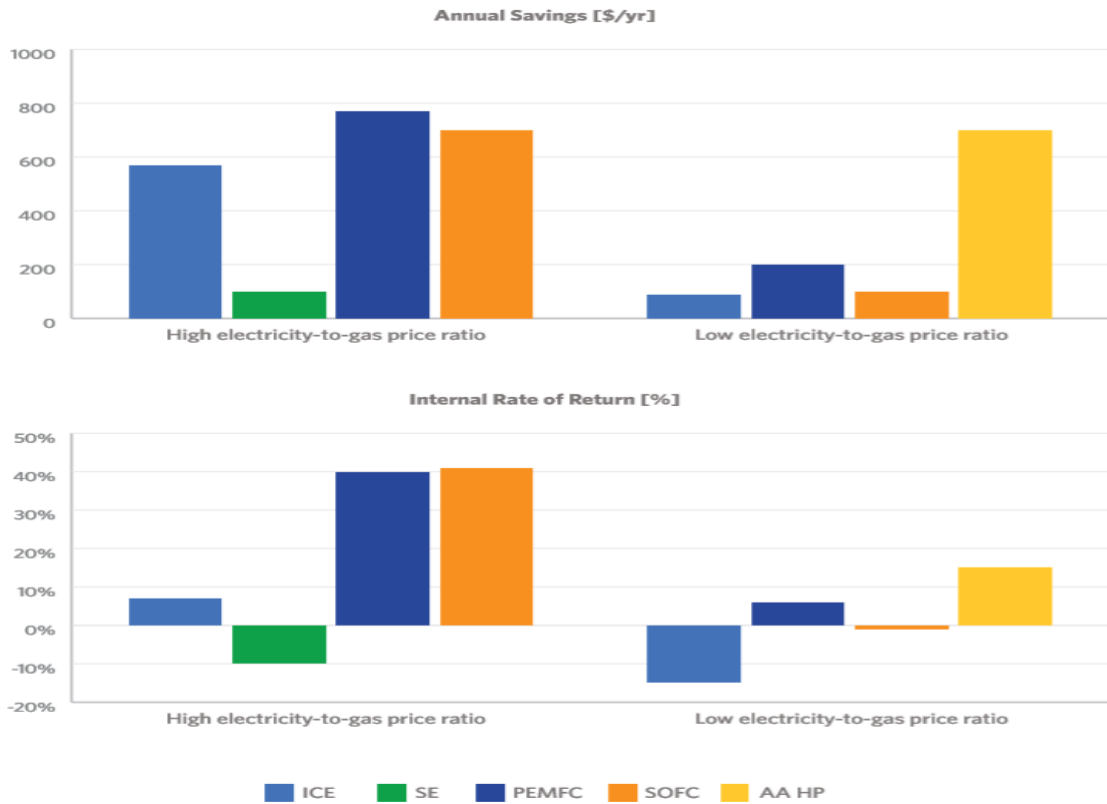
Nota: Una descripción más detallada de la metodología que usaron en el estudio se puede encontrar en ³⁶.

³⁴ UTILITY OF THE FUTURE Op. Cit.

³⁵ Interplay of Gas and Electricity Systems at Distribution Level, Utility of the Future working paper.

³⁶ Ibid.

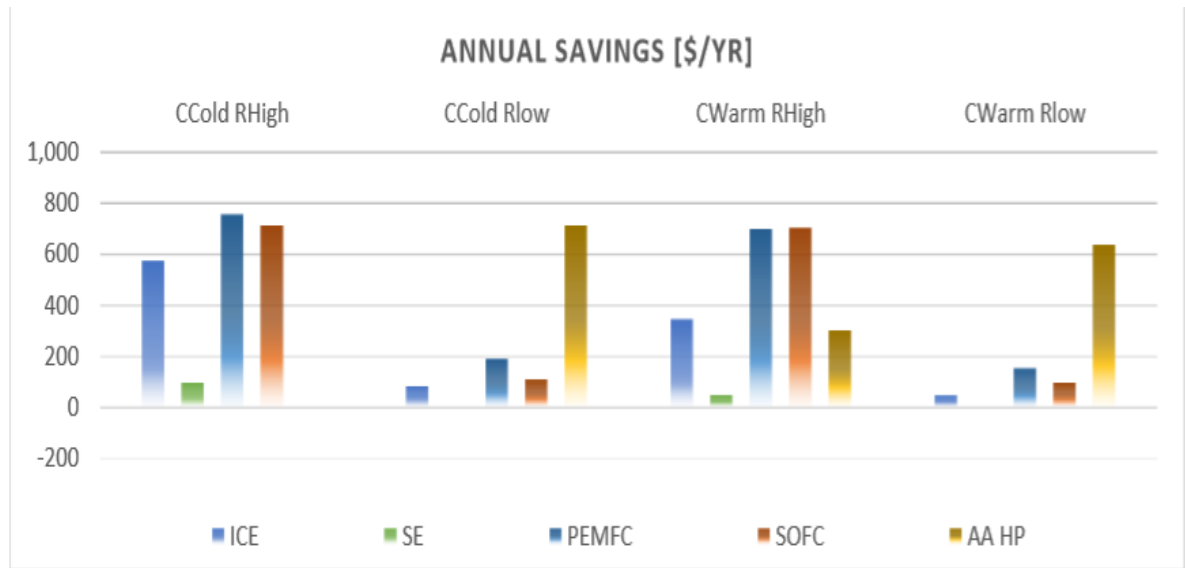
Figura 9. Ahorros anuales y tasas de rendimiento interno previstos para diferentes DER.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

El ahorro que se presentara con cada tipo de tecnología se calcula con respecto a un caso de referencia basado en una caldera de condensación de gas de alta eficiencia. Uno de los principales resultados que se muestran es que los precios de energía y los costos iniciales de las diversas tecnologías tienen un gran impacto en su viabilidad económica. Además, la rentabilidad de las tecnologías DER también depende de las condiciones climáticas a las que se encuentren sometidas, esto se puede observar en la Figura 10.

Figura 10. Ahorro anual con cada tipo de tecnología para diferentes condiciones climáticas.



Fuente: Interplay of Gas and Electricity Systems at Distribution Level, utility of the future working paper

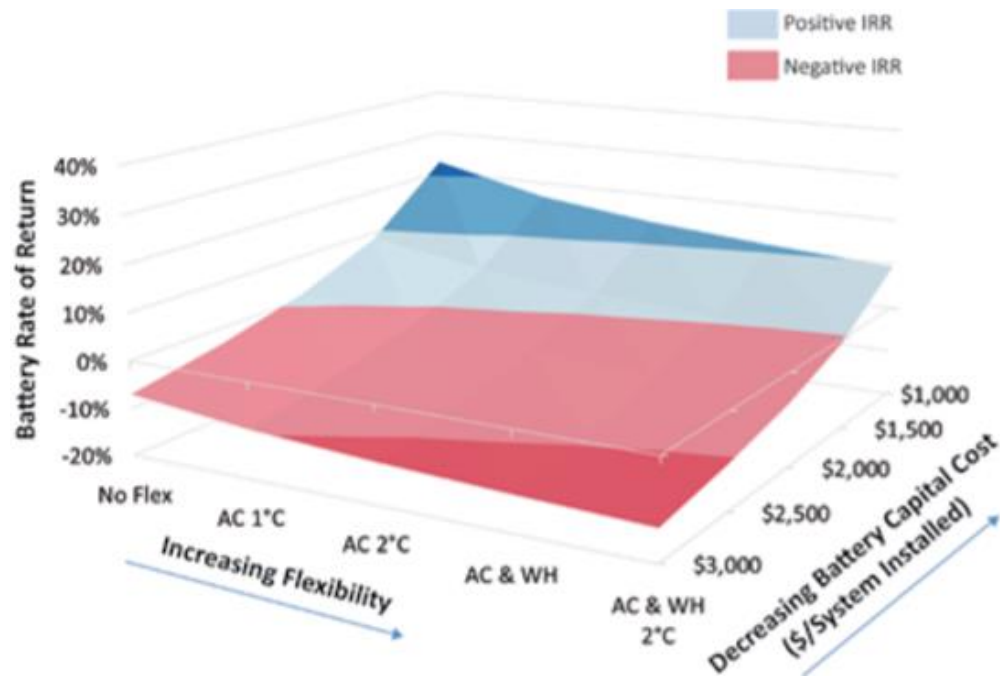
NOTA: Los términos que aparecen en la parte inferior de la gráfica corresponden a los diferentes tipos de tecnologías que usaron en el análisis, las tecnologías que usaron fueron: motor de combustión interna (ICE), motor Stirling (SE), bomba de calor aire-aire (AA HP) y dos tipos de pila de combustible, celda de combustible de membrana de electrolito de polímero (PEMFC) y celdas de combustible de óxido solido (SOFC).

2.3.1.3 Almacenamiento y la demanda flexible La adopción de tecnologías DER responde a parámetros como las tarifas de electricidad, condiciones climáticas, costos tecnológicos y parámetros de rendimiento. Según ³⁷, las entradas clave para definir qué tipo de DER es más rentable son el alcance de la flexibilidad de la demanda y el costo inicial de las baterías. Un contraste entre los dos tipos de tecnologías mencionados se observa en las figuras 11 y 12 donde se ilustra el

³⁷ UTILITY OF THE FUTURE Op. Cit.

impacto de los diferentes niveles de flexibilidad de la demanda y los costos iniciales de las baterías, expresados como tasa interna de retorno (IRR) ³⁸.

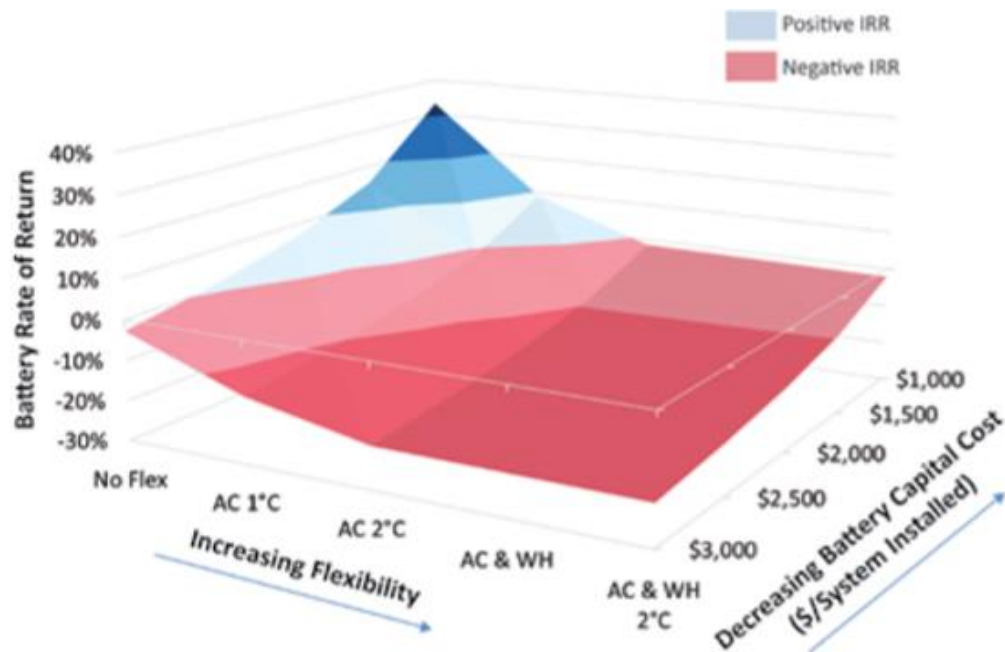
Figura 11. Impacto en la rentabilidad de la batería debido a la demanda flexible y el costo de la batería en Nueva York.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

³⁸ Ibíd.

Figura 12. Impacto en la rentabilidad de la batería debido a la demanda flexible y el costo de la batería en Texas.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

En ambos casos, la demanda flexible tiene un impacto negativo en la rentabilidad de las baterías, es decir, a medida que aumenta la cantidad de flexibilidad que se puede presentar, el costo de las baterías debe disminuir en una cantidad significativa para que el uso de las baterías en estos escenarios sea rentable ³⁹. Se puede decir que las tecnologías DER no solo compiten con los recursos centralizados, sino que también pueden competir entre sí para proporcionar los mismos servicios de electricidad ⁴⁰.

2.3.2 Desafíos y oportunidades de los der en la red de distribución A medida que más clientes adopten las diferentes tecnologías DER y por consiguiente se presente un despliegue significativo de estos recursos en las redes de distribución,

³⁹ HUNTINGTON, S. "Case study: Battery Storage vs Flexible Demand." Utility of the Future Memo Paper

⁴⁰ UTILITY OF THE FUTURE Op. Cit.

se requerirá una revisión de los métodos de planificación y operación de la red, así como definir nuevos roles y funciones que pueden desempeñar las empresas de distribución. Algunas de estas nuevas funciones que deben cumplir las compañías de distribución se basan en la operación y facilitación neutral del mercado. Además, dichas compañías deben jugar un papel importante en el despliegue de tecnologías innovadoras que permitan que los DER participen dentro de los diferentes mercados de energía de una forma óptima. Estas tecnologías incluyen la infraestructura de vehículos eléctricos y la medición inteligente.

La conexión de los DER se ha venido manejando bajo el escenario en el que la red se refuerza siempre y cuando la capacidad de red existente es insuficiente para garantizar la continuidad del suministro, sin que se violen las restricciones físicas en la operación en tiempo real del sistema. Este paradigma ha sido rentable y eficaz en el contexto de un sistema de energía centralizado, sin embargo, el aumento de los DER en los sistemas de distribución cuestiona la eficacia de este enfoque ⁴¹.

Analizando esta problemática el Smart Grid Forum del Reino Unido llevo a cabo una serie de estudios en función de los niveles de inversión que serían necesarios para acomodar los DER en diferentes escenarios ⁴². Los estudios compararon dos estrategias de inversión inteligente de la red de distribución, tomando como referencia un modelo de negocios inusuales (BAU) donde solo se realizan inversiones convencionales de cables. Las dos estrategias de inversión se presentan a continuación:

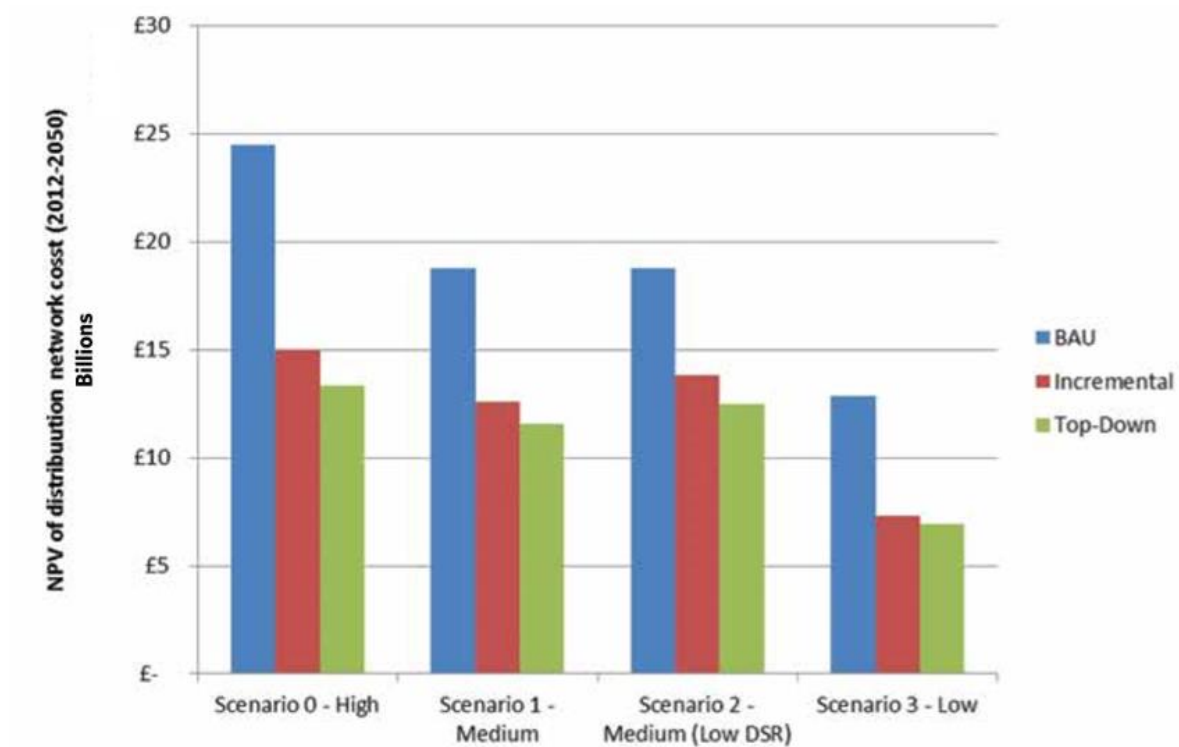
- Una estrategia a la que denominaron “Top-down”, en la cual se presenta una inversión inicial en tecnologías de redes inteligentes y se sigue invirtiendo siempre y cuando las redes alcancen sus límites de capacidad.
- Una estrategia incremental, donde la inversión solo ocurre cuando las redes alcanzan sus límites de capacidad.

⁴¹ *Ibíd.*

⁴² *Ibíd.*

La Figura 13 muestra los resultados obtenidos para los diferentes modelos de inversión.

Figura 13. Inversión de red para conectar tecnologías de bajo carbono bajo diferentes paradigmas de gestión de red.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

Con base en la Figura 13 se puede decir que la operación pasiva de la red en la planificación y operación conducen a costos innecesariamente grandes, en particular en sistemas con alta penetración de DER. En estos sistemas, los costosos refuerzos de la red serán activados por situaciones que ocurren con poca frecuencia, tales como inyecciones muy altas o retiros de DER solares⁴³. Para evitar ineficiencias las compañías de distribución deberán adoptar formas innovadoras para administrar sus redes, lo que implica que el acoplamiento en la planificación y

⁴³ Ibíd.

operación de la red no solo sea manejado en las etapas de panificación y conexión, sino también durante el funcionamiento en tiempo real.

Varios países ya han adoptado esta transformación en sus redes. Por ejemplo, desde 2012 las empresas de distribución alemanas han tenido la capacidad de limitar remotamente las inyecciones de energía de ciertas instalaciones fotovoltaicas (especialmente instalaciones con capacidad superior a 30 kW) para mitigar las restricciones de la red local a cambio de una compensación financiera ⁴⁴.

2.3.2.1 Impactos de la integración de generadores fotovoltaicos distribuidos en la red de distribución Un estudio realizado por Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) ilustra cómo las altas penetraciones de energía solar fotovoltaica en las azoteas, aumentan los costos de expansión de las redes de distribución y como el almacenamiento distribuido puede ofrecer soluciones para mitigar estos costos incrementales en el futuro ⁴⁵.

Los generadores fotovoltaicos distribuidos representan un tipo particular de energía renovable intermitente y presenta las siguientes características: primero, al ser distribuidos se encuentran dispersos, lo que significa que la capacidad instalada total se encuentra diseminada a través en una gran área geográfica; segundo, su salida de potencia es variable; tercero, su producción de potencia es incierta debido a que los cambios atmosféricos representan grandes desviaciones que son difíciles de predecir ⁴⁶. Estas características se traducen en que una red de distribución con una cantidad sustancial de generación fotovoltaica distribuida, es más costosa que una que sirve principalmente a cargas bajo las prácticas de ingeniería actuales ⁴⁷.

⁴⁴ *Ibíd.*

⁴⁵ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

⁴⁶ KASSAKIAN, J. G., and R. SCHMALENSEE. The Future of the Electric Grid: An Interdisciplinary MIT Study. Technical report, Massachusetts Institute of Technology. 2011

⁴⁷ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

Uno de los principales desafíos que enfrentan las redes ante la presencia de generación fotovoltaica distribuida, es que algunos clientes que antes solo eran consumidores de electricidad ahora, en ocasiones, pueden inyectar energía a la red. Ahora el operador de red debe asegurarse de mantener la confiabilidad del sistema en dos casos críticos de operación, uno para generación y otro para demanda. Independientemente de la coincidencia entre los patrones de demanda y la generación solar, los altos niveles de penetración de energía solar fotovoltaica presentan nuevos desafíos para el operador del sistema de distribución e imponen costos a la red, la cual debe continuar brindando un servicio confiable y de calidad en todos los escenarios ⁴⁸.

Para minimizar los problemas del sistema relacionados con la introducción de generadores distribuidos, el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE) crearon el estándar IEEE 1547, que tiene por objeto proporcionar un conjunto de criterios y requisitos para la interconexión de los recursos de DG en la red eléctrica en los Estados Unidos y en otros lugares ⁴⁹.

Debido a la diversidad que existe en las redes de distribución, establecer una relación entre un cambio en las características de la red en función de los niveles de penetración fotovoltaica, el comportamiento de los clientes, el impacto de los costos y las pérdidas de energía es complejo si se buscara la obtención de resultados generalizados ⁵⁰. El estudio realizado por el MIT se llevó a cabo con la ayuda de un modelo de red de referencia (RNM) ⁵¹ desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas de España (IIT). El modelo RNM es una herramienta de planificación a gran escala que programa la red de distribución a partir de las coordenadas geográficas y los perfiles de los

⁴⁸ *Ibíd*

⁴⁹ "Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces". IEEE Std 1547.

⁵⁰ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

⁵¹ DOMINGO, C. M., et al. "A Reference Network Model for Large-Scale Distribution Planning with Automatic Street Map Generation." Power Systems, IEEE Transactions on 26, no. 1. 2011

usuarios de la red. Diseña redes que comprenden varios niveles de tensión e incluye planes para las subestaciones y alimentadores. Los algoritmos de planificación consideran las restricciones técnicas de red, como los límites de tensión, restricciones térmicas y continuidad del suministro. Además, considera restricciones geográficas como el mapa de las calles, la topografía y rutas prohibidas (a través de reservas naturales y lagos). Existen dos versiones del RNM, Greenfield y Brownfield. En la versión Greenfield, construye la red desde cero y se usa para modelar la red inicial. La versión Brownfield expande la red para acomodar demanda adicional o nuevos recursos energéticos distribuidos, es decir, se usa para estimar cuáles son los refuerzos requeridos en escenarios futuros ⁵².

En el estudio realizado por el MIT ⁵³, se analizaron diferentes tipos de escenarios, donde se variaba la cuota de energía fotovoltaica. La capacidad que asumieron para cada escenario es tal que la producción anual de la energía generada con paneles fotovoltaicos oscila entre el 0% y el 40% de la carga anual. La información de cada red de distribución analizada se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Parámetros considerados en cada escenario de simulación.

CARGA	L1	80% residencial, 15% comercial y 5% industrial
	L2	15% residencial, 80% comercial y 5% industrial
DISEÑO DE RED	E1	Europa
	E2	Estados Unidos
ALMACENAMIENTO	S1	Sin almacenamiento
	S2	Factor de almacenamiento = 0,2
	S3	Factor de almacenamiento = 1

Nota: Adaptado de: The Future of Solar Energy an interdisciplinary MIT Study

Para elegir el tamaño de los generadores fotovoltaicos, igualaron cada generador fotovoltaico eligiendo el cliente que tiene la carga de tamaño más cercano a la producción de energía del generador en el momento de máxima producción de

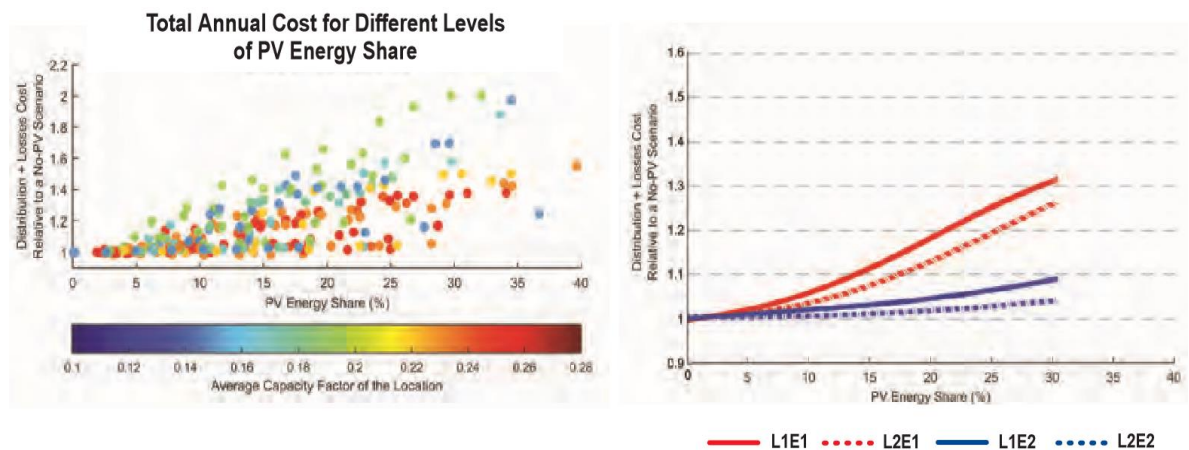
⁵² IIT Technology offer [en línea] disponible en <http://www.iit.comillas.edu/technology-offer/rnm>

⁵³ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

energía solar. Como se mencionó, el objetivo de este estudio se basa en calcular las adaptaciones de red requeridas y las pérdidas inducidas por la adición de generación fotovoltaica en cada escenario.

La Figura 14 presenta los resultados para cuatro escenarios diferentes. Los costos totales que se muestran son para todos los escenarios en relación con el costo de escenario sin generación fotovoltaica. Analizando la figura 14 se puede decir que la penetración significativa de generación fotovoltaica en las redes de distribución, puede ser un factor de costo relevante. Hay que tener en cuenta que en el eje de las abscisas se presenta la relación entre la generación fotovoltaica anual y la carga total.

Figura 14. Costo para diferentes niveles de inserción de energía Fotovoltaica.



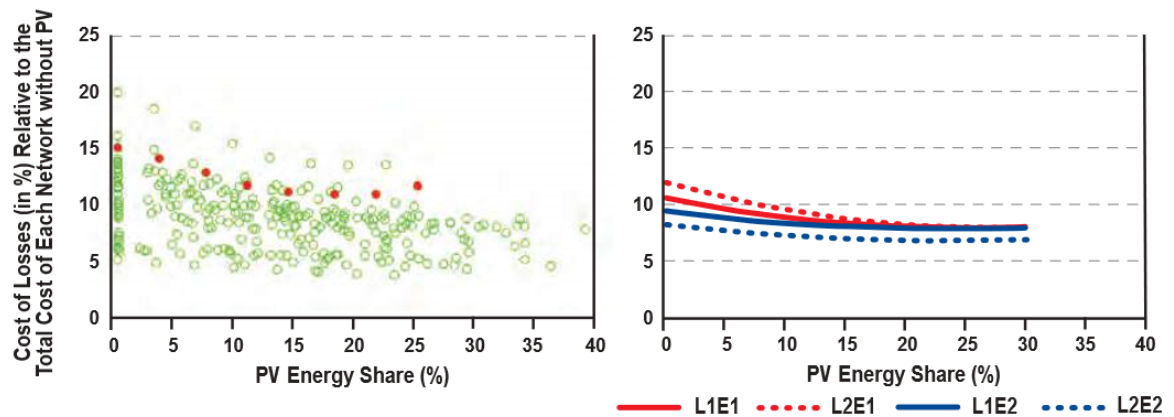
Fuente: The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study, Capítulo 7

Dichos resultados son los que se esperaban, debido a que, a medida que aumenta la generación fotovoltaica, más usuarios se convierten en generadores a ciertas horas e inyectan energía a la red, por lo tanto, los alimentadores deben estar listos para hacer frente a los casos más extremos sea en máxima generación o en el escenario de carga máxima ⁵⁴.

⁵⁴ Ibíd.

El tema de pérdidas de energía también es un factor importante a la hora de cuantificar los costos adicionales, al implementar una nueva tecnología en la red de distribución ⁵⁵. En la Figura 15 se observa que los costos debidos a las pérdidas de energía tienen una tendencia general a disminuir a medida que aumenta la penetración de energía fotovoltaica. Sin embargo, para niveles muy altos de penetración de energía fotovoltaica las pérdidas de energía comienzan a aumentar, es decir, existe un límite de participación de energía fotovoltaica en el cual las pérdidas de energía aumentan. En este estudio se muestra que el límite de participación se encuentra en un 25%.

Figura 15. Costos de las pérdidas de energía en función de la inserción de generación fotovoltaica.



Fuente: The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study, Capítulo 7

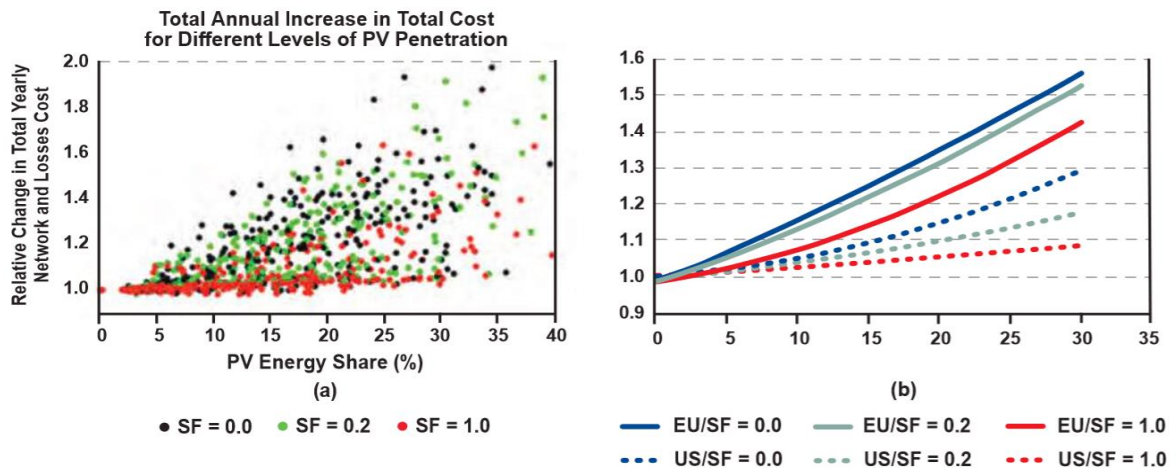
Hay que tener en cuenta que, para pequeñas participaciones de energía fotovoltaica la probabilidad de que un usuario pueda inyectar energía a la red es pequeña, es decir, la mayoría de la generación va a suplir la carga local ⁵⁶. Dicho esto, los perfiles de carga de los clientes y la cantidad de generación fotovoltaica son controladores de costos importantes.

⁵⁵ *Ibíd.*

⁵⁶ GU Cailian, LIU Li, ZHANG Tieyan, ZHENG Yang Op. Cit.

Los flujos inversos de potencia a ciertas horas son los principales causantes de la necesidad de refuerzos de la red ⁵⁷. Por lo tanto, la instalación de almacenamiento distribuido detrás del medidor puede verse como una alternativa a la inversión en la red para acomodar escenarios con alta participación de energía fotovoltaica. El nivel de inyección de energía del almacenamiento distribuido se modela a través del parámetro denominado factor de almacenamiento (SF), el cual puede tener un valor entre cero y uno. Cuando SF=0 la batería absorbe cualquier inyección de energía que exceda la carga nominal; cuando SF=1 la batería absorbe cualquier inyección de energía; para SF=0,2 absorbe cualquier inyección de energía en exceso de 0,8 veces la carga nominal ⁵⁸. La Figura 16 hace una comparación de los costos de red adicionales en función de los diferentes factores de almacenamiento.

Figura 16. Costos de red adicionales debido a la generación fotovoltaica en función de diferentes factores de almacenamiento.



Fuente: The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study, Capítulo 7

No obstante, adquirir almacenamiento distribuido no es el enfoque más rentable para la mitigación de costos e impactos en la red de distribución. No está claro si los costos asociados para adquirir almacenamiento son más baratos que las

⁵⁷ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

⁵⁸ Ibíd-

soluciones de red convencionales, debido principalmente a los precios actuales de las baterías. Además, podría haber otras soluciones más eficientes y rentables como la respuesta a la demanda y la reducción de generación fotovoltaica ⁵⁹.

Establecer el conjunto de políticas para asignar los costos de distribución entre los clientes es un tema complejo y ya está afectando a algunas redes, principalmente cuando los reguladores siguen un enfoque común (como si se tratara de recursos centralizados) para la asignación de costos ⁶⁰. Se necesitará un método para la asignación de costos que relacione el comportamiento de los usuarios de la red con la contribución al costo de la red. Esto se puede lograr aplicando el principio de causalidad de costos ⁶¹, es decir, a los usuarios de la red se les cobra de acuerdo a como su utilización de la red contribuye a los costos de distribución. Una propuesta más detallada para el diseño de los cargos de la red de distribución se encuentra en ⁶².

2.3.2.2 Inversores fotovoltaicos con tecnologías de control Existe una clase importante de tecnología que proporciona soporte de tensión al cambiar los niveles de inyección o absorción de potencia reactiva del sistema solar fotovoltaico ⁶³. Este tipo de tecnología se presenta en los inversores fotovoltaicos con estrategias flexibles de control del inversor volt-var ⁶⁴. La fluctuación de tensión es una preocupación fundamental para la operación de las redes de distribución, esto se debe principalmente a la naturaleza radial de muchas redes de distribución que

⁵⁹ *Ibíd.*

⁶⁰ *Ibíd.*

⁶¹ PÉREZ-ARRIAGA, I., editor. "Chapter 9, Electricity Retailing". Regulation of the Power Sector. Springer. 2013. ISBN: 978-1-4471-5033-6 (Print) 978-14471-5034-3 (Online) <http://www.springer.com/us/book/9781447150336>

⁶² PÉREZ-ARRIAGA Ignacio & BHARATKUMAR Ashwini, A Framework for Redesigning Distribution Network Use of System Charges Under High Penetration of Distributed Energy Resources: New Principles for New Problems. CEEPR working paper, 2014

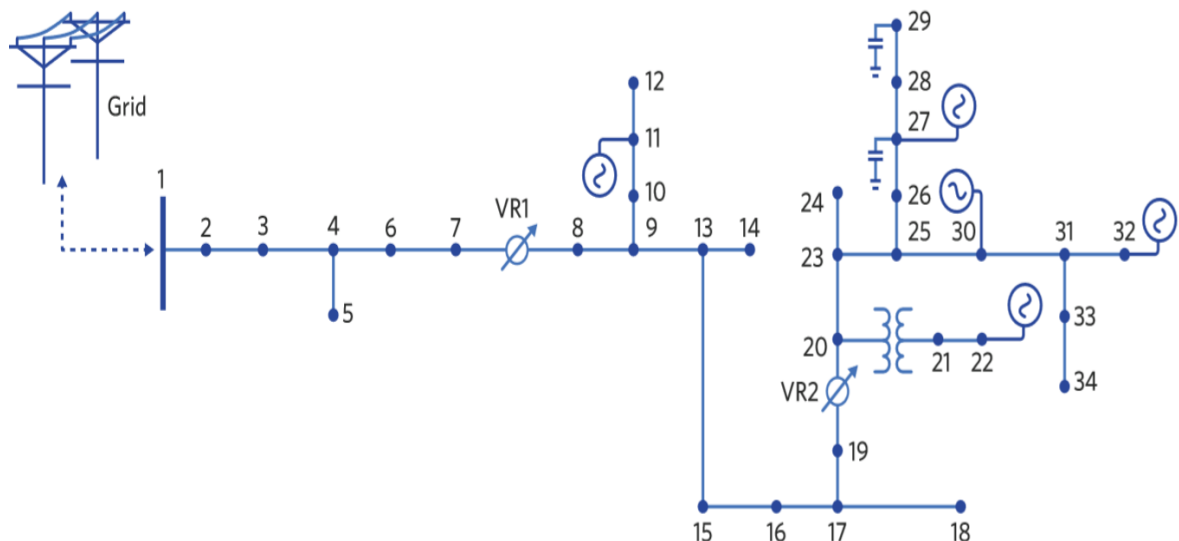
⁶³ JAHANGIRI P. and ALIPRANTIS D., "Distributed Volt/VAr control by PV inverters," in 2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition, 2014, pp. 1–1.

⁶⁴ FARIVAR M., CLARKE C. R., LOW S. H., and CHANDY K. M., "Inverter VAR control for distribution systems with renewables," in 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2011, pp. 457–462

cubren largas distancias en las cuales las caídas de tensión son uno de los parámetros importantes en la planificación ⁶⁵.

Un caso de estudio presentado en ⁶⁶, analiza como los inversores fotovoltaicos con estrategias de control centralizado pueden ser más útiles que los inversores que trabajan con factores de potencia de unidad constante. En el estudio utilizaron un alimentador de prueba de la IEEE ⁶⁷, que consta de 34 nodos con cinco generadores fotovoltaicos, donde la capacidad de generación fotovoltaica instalada en cada generador es la demanda máxima en el nodo donde se conecta. El objetivo es determinar la máxima capacidad de transferencia del alimentador bajo diferentes condiciones de operación. La Figura 17 presenta el sistema de prueba que utilizaron en el estudio.

Figura 17. Sistema de prueba utilizado en el estudio.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

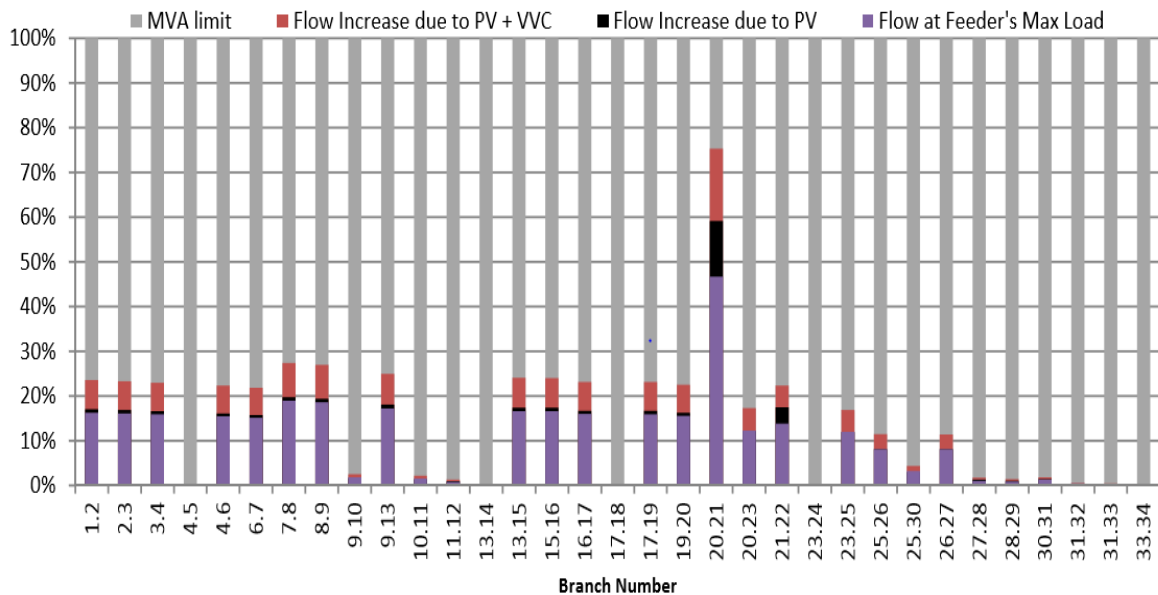
⁶⁵ ABDELMOTTELEB I., GÓMEZ T., and CHAVES J.P.. “Benefits of PV Inverter Volt-Var Control on Distribution Network Operation.” IIT-Comillas Working Paper. 2016.

⁶⁶ *Ibíd.*

⁶⁷ Distribution Test Feeder Working Group, “IEEE Distribution Test Feeders”.

La Figura 18 muestra la máxima capacidad de cada ramal bajo diferentes condiciones de operación y todos los ramales están significativamente por debajo de sus límites térmicos. Consideraron tres condiciones de operación; la primera, se hace el análisis sin considerar la integración fotovoltaica; la segunda, el despliegue de generadores fotovoltaicos reduce las pérdidas de energía, incrementando la capacidad de transferencia del alimentador; la tercera, al implementar estrategias de control en el inversor fotovoltaico, se observa un aumento adicional en la capacidad de transferencia.

Figura 18. Variación de la capacidad de transferencia de los alimentadores con la integración de generadores fotovoltaicos.



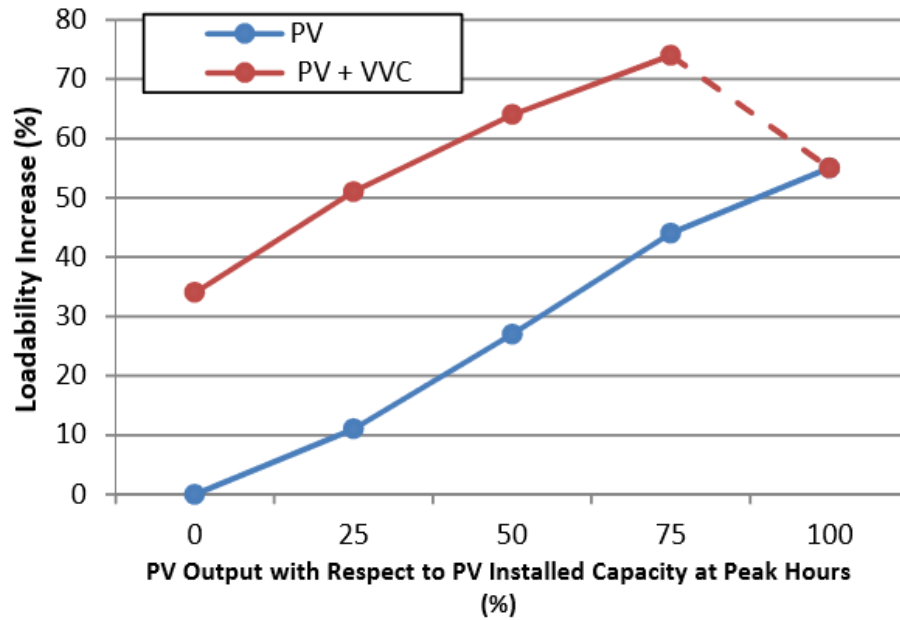
Fuente: ABDELMOTTELEB I., GÓMEZ T., and CHAVES J.P.. “Benefits of PV Inverter Volt-Var Control on Distribution Network Operation.” IIT-Comillas Working Paper. 2016.”

Una característica importante del sistema de generación fotovoltaica es su capacidad para ayudar a satisfacer la demanda. Los aumentos en la capacidad de carga del alimentador pueden disminuir la necesidad de refuerzos de red ⁶⁸. Como

⁶⁸ ABDELMOTTELEB I., GÓMEZ T., and CHAVES J.P. Op. Cit.

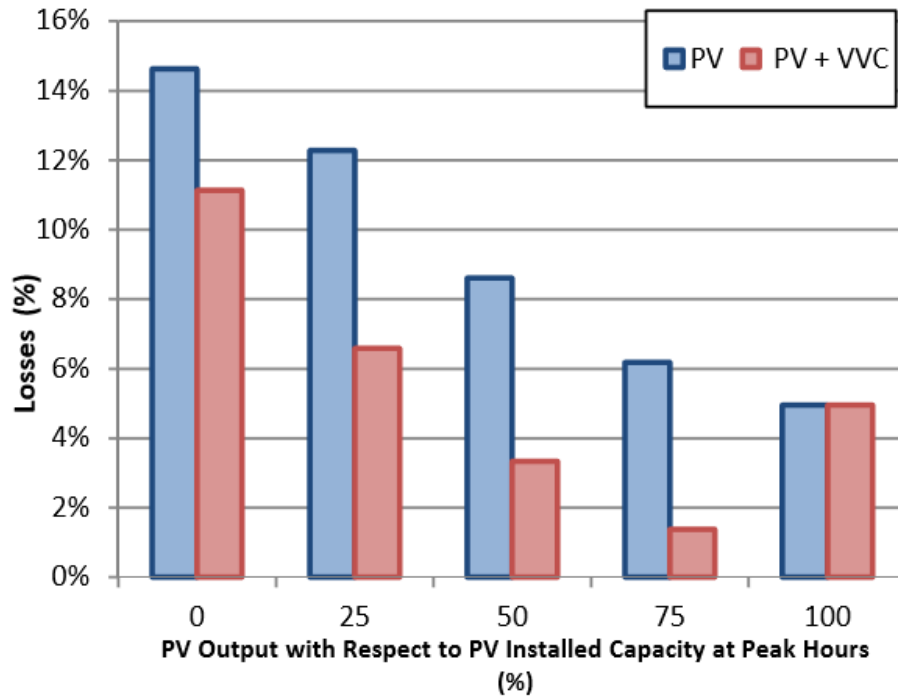
se muestra en la Figura 19, la capacidad de carga del alimentador se incrementa cuando la energía solar fotovoltaica se combina con estrategias de control del inversor fotovoltaico volt-var. Además, no solo se incrementa la capacidad de transferencia, sino también, las pérdidas de la red pueden reducirse significativamente (Figura 20).

Figura 19. Capacidad de carga del alimentador.



Fuente: ABDELMOTTELEB I., GÓMEZ T., and CHAVES J.P.. "Benefits of PV Inverter Volt-Var Control on Distribution Network Operation." IIT-Comillas Working Paper. 2016."

Figura 20. Pérdidas de red como un porcentaje de la demanda.



Fuente: ABDELMOTTELEB I., GÓMEZ T., and CHAVES J.P.. “Benefits of PV Inverter Volt-Var Control on Distribution Network Operation.” IIT-Comillas Working Paper. 2016.”

Como se ha visto, la integración de generación distribuida con estrategias de control del inversor en redes de distribución con capacidades de transferencia que están limitadas principalmente por restricciones de tensión, pueden mejorar la eficiencia del sistema al reducir las pérdidas de energía y aumentar la capacidad de carga de la red. Esto lleva principalmente a aplazar potencialmente la necesidad de refuerzos de la red.

2.3.3 Nuevos papeles de las empresas de distribución con el despliegue de los DER A medida que la integración de las capacidades DER se vuelve más común, el papel del operador del sistema de distribución se volverá cada vez más complejo ⁶⁹. El funcionamiento tradicional de las redes pasivas de distribución está

⁶⁹ UTILITY OF THE FUTURE Op. Cit.

desactualizado, por lo tanto, se deben aplicar estrategias de administración de la red más activas que permitan obtener el mayor valor de las capacidades DER y reduzcan los costos de red ⁷⁰.

En el sistema de distribución se presentarán nuevas responsabilidades para incluir la gestión de los datos del usuario final y el despliegue de nuevas tecnologías como: la medición avanzada, la infraestructura de carga de vehículos eléctricos (EV) y el almacenamiento distribuido. Esto presenta una problemática importante para los reguladores y los responsables de la formulación de las políticas, estos agentes deben decidir si este tipo de tecnologías deben considerarse como los activos del operador de distribución o entregarse como activos para ser manejados de manera competitiva ⁷¹. Por ejemplo, en California la comisión reguladora ha ordenado que las grandes empresas de servicios públicos implementen cierta cantidad de capacidad de almacenamiento para el año 2020 ⁷². Esta capacidad está destinada para varias aplicaciones, incluido el soporte de la red de distribución.

2.3.4 Efectos de los der en el sistema de potencia Cantidades significativas de energías renovables variables e intermitentes, conectadas a redes de distribución, presentan un gran desafío para los mercados mayoristas de energía eléctrica ⁷³. La incertidumbre sobre los cronogramas de producción puede contribuir a un desajuste de los precios de la electricidad. Los recursos intermitentes contribuyen a la necesidad de un ciclo rápido de los recursos térmicos (en sistemas eléctricos con alta presencia de recursos de generación térmicos) y una demanda sensible para mantener un balance entre la generación y la demanda, por lo tanto, esto lleva a un aumento en los costos operativos del sistema ⁷⁴.

⁷⁰ Ibid.

⁷¹ Ibid.

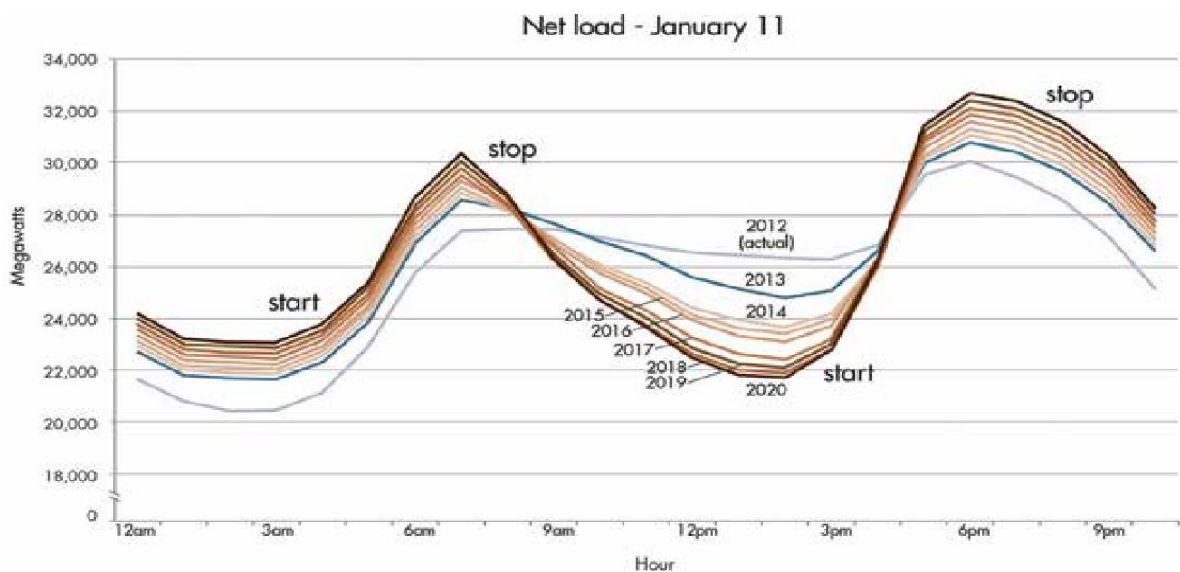
⁷² Ibid.

⁷³ Ibid.

⁷⁴ Ibid.

En los últimos años se ha presentado un crecimiento en las tecnologías variables de energía renovable como el viento y el sol, tanto a nivel de distribución como de transmisión. Una característica importante de estas tecnologías es su intermitencia, lo que presenta un desafío importante para su integración en los sistemas de potencia ⁷⁵. Esto requiere la presencia de otros recursos para adaptar rápidamente los cambios en la producción de energía para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda. Un ejemplo de esto se puede visualizar en la Figura 21, donde el incremento de generación solar en el sistema de California ha dado lugar a una rampa significativa de generadores térmicos en la noche y radicales reducciones en las unidades de generación térmica en las horas del día.

Figura 21. Curva de pato de California.



Fuente: Utility of the Future; an MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition

En aquellos sistemas que cuenten con una cantidad significativa de generación térmica, estas unidades se verán obligadas a cambiar rápidamente su salida de potencia. Por lo tanto, los costos asociados con la operación de las centrales térmicas aumentarían y podrían compensar cualquier reducción de costos

⁷⁵ Ibid.

asociados con la implementación de tecnologías variables de energía renovable. Además, estas tecnologías tienen un doble efecto en los precios spot, los precios pueden aumentar debido al costo de generación del ciclo térmico y pueden disminuir en periodos en los que la alta producción de energías renovable variable desplaza a los generadores más costosos.

Por otra parte, existen barreras que crean dificultades para la participación de los DER en los mercados mayoristas a la hora de competir con los recursos centralizados. Estas barreras resultan porque las tecnologías avanzan a un ritmo más acelerado que las regulaciones y políticas impartidas en el mercado de la energía eléctrica. Por lo tanto, deben examinarse las reglas del mercado actual y poder nivelar los campos de juego entre los DER y los recursos convencionales.

Un ejemplo claro de estas barreras, son los requisitos de participación de mercados relacionados con el tamaño del recurso. En el 2016 el operador del sistema independiente de California (CAISO) permitió que los recursos energéticos que son demasiados pequeños para participar en el mercado mayorista se agruparan para cumplir un umbral mínimo de 0,5 MW ⁷⁶. No obstante, es importante que exista una estrecha relación entre los operadores del sistema de distribución, reguladores y participantes del mercado para aprovechar estos valiosos recursos distribuidos.

2.3.5 Seguridad cibernética La continuidad del suministro energético es un factor importante en términos de economía, salud de los ciudadanos y bienestar general. Por lo tanto, cualquier evento que pueda causar un apagón prolongado conlleva a costos extremadamente altos ⁷⁷. La conexión de los diferentes recursos de energía distribuidos a los mercados de la energía eléctrica aumentará en gran manera la complejidad digital de dichos sistemas ⁷⁸. Las empresas de servicios públicos

⁷⁶ Ibid.

⁷⁷ Ibid.

⁷⁸ Ibid.

deberán abordar nuevos desafíos de privacidad, debido a que llegarían a reunir y almacenar una gran cantidad de datos con información privada y corporativa.

A diferencia de las amenazas tradicionales debidas a la confiabilidad del sector eléctrico, como por ejemplo el clima extremo, las amenazas cibernéticas presentan un factor de riesgo importante, debido principalmente a que son menos predecibles. La presencia de estos ataques a la red depende de la motivación del atacante, por ejemplo, un ataque a un sector financiero o comercial se puede dar principalmente por intereses económicos, por otra parte, un ataque a un sistema con infraestructura crítica se puede dar por intereses políticos o ideológicos. Ya que los sistemas eléctricos se componen de sistemas cibernéticos, físicos y de personas; las fallas podrían originarse a partir de ataques físicos o cibernéticos y por medio de personas que actúen por error o intencionalmente ⁷⁹.

Con la adopción y el crecimiento del internet de las cosas se puede mejorar la eficiencia y la comodidad de los usuarios, pero también presenta desafíos para las empresas de servicios públicos ya que aumentan la vulnerabilidad de los sistemas a los ataques cibernéticos. Se puede concluir, que los mercados emergentes que permiten un papel activo para los DER que se basan en un intercambio instantáneo de información digital, aumentarán en gran medida la exposición a los ataques cibernéticos. El Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) de los Estados Unidos estableció un marco de referencia de ciberseguridad en el cual se incluyen los siguientes objetivos ⁸⁰:

- Identificar: Comprensión institucional para gestionar el riesgo de ciberseguridad para los sistemas, activos, datos y capacidades de la organización.
- Proteger: Implementar las salvaguardas necesarias.
- Detectar: Identificar y habilitar respuestas oportunas con la ocurrencia de un evento de ciberseguridad.

⁷⁹ Ibid.

⁸⁰ Ibid.

- Responder: Medidas de seguridad y actividades con respecto a un evento de ciberseguridad detectada.
- Recuperar: Restablecer los servicios de infraestructura críticos que se vieron afectados por un evento de ciberseguridad.

El documento *Utility of the Future* afirma “Los programas de seguridad cibernética en todas las partes del sistema de energía eléctrica necesitan identificar amenazas cibernéticas y proteger las redes operacionales. La mala arquitectura, parte de la cual fue diseñada hace décadas cuando las amenazas cibernéticas no eran tan comunes, puede crear vulnerabilidades, permitiendo a los adversarios obtener acceso inicial, establecer comunicaciones de entrada y salida confiables y mantener una presencia constante dentro de una red”. Para cumplir con los estándares mínimos de seguridad para mantener la integridad y el correcto funcionamiento de la red eléctrica, es necesario solicitar estándares mínimos de regulación de ciberseguridad que deben cumplir todos los componentes de una red interconectada (sistemas de transmisión y distribución, DER, micro redes, puntos de conexión de medición, etc.).

Implementar seguridad para la red eléctrica requiere que las empresas de servicios públicos (o los encargados de la operación de la red) desarrollen una cultura de gestión de riesgos, así como también se requiere un intercambio rápido de información sobre amenazas cibernéticas; además, de la implementación de equipos activos capacitados y coordinados para detectar y responder a una actividad cibernética anormal para reducir el tiempo de permanencia de los ataques cibernéticos, implementando defensas a estos ataques ⁸¹.

2.3.6 Sistema energético en el futuro con la implementación de la tecnología actual Visualizando un futuro no muy lejano, es interesante dar una perspectiva de

⁸¹ Ibid.

las redes de distribución en los niveles de tensión más bajos, al hacer uso generalizado de las TIC al combinarse con los recursos distribuidos. El documento “Utility of the Future”⁸², presenta una tecnología que se basa en la computación de datos en la nube, a esta tecnología se le denomina “SPLORDER” y es un sistema de administración de energía basado en la nube desarrollado por investigadores del Instituto de Investigación en Tecnología de la Universidad Pontificia Comillas⁸³. Con esto, cada usuario podría compartir la información actual del uso de energía de sus dispositivos de una forma periódica dependiendo de la naturaleza del dispositivo.

Así, por ejemplo, las unidades de aire acondicionado podrían compartir datos sobre su consumo, una batería compartir información sobre su estado de carga, un termostato podría enviar información sobre su temperatura y preferencias del usuario, etc. Uno de los objetivos principales que puede motivar a los clientes para que usen este tipo de optimización, es la reducción de sus facturas totales de energía mientras apoyan los intereses ambientales, sin dejar a un lado la comodidad de cada usuario. Además, si el usuario cuenta con unidades de generación distribuida (por ejemplo, paneles solares instalados en el techo de su hogar) podría representar ingresos por la venta de servicios de electricidad a los operadores del sistema⁸⁴

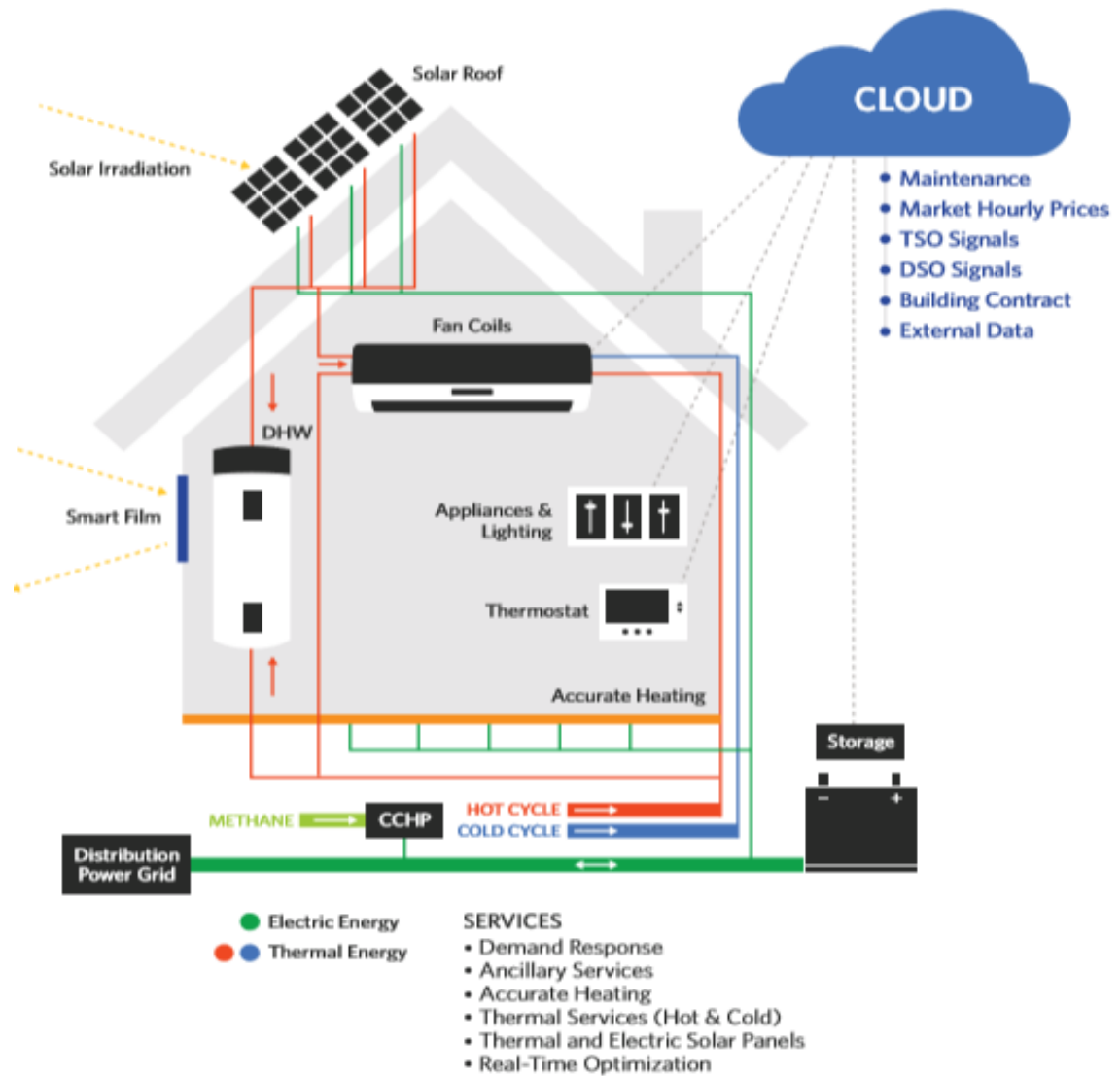
Un esquema de cómo sería una unidad residencial de este tipo se presenta en la Figura 22, cada una de las diferentes tecnologías presentes está conectada a un sistema de computación y administración de datos basado en la nube.

⁸² Ibid.

⁸³ CALVILLO, C. F., A. SÁNCHEZ-MIRALLES, J. VILLAR, and F. MARTÍN. “Optimal Planning and Operation of Aggregated Distributed Energy Resources with Market Participation.” *Applied Energy* 182 (November): 2016. 340–57

⁸⁴ UTILITY OF THE FUTURE Op. Cit.

Figura 22. Ejemplo de una casa inteligente con diferentes DER conectados a un sistema de computación y gestión de datos basados en la nube.



Fuente: Utility of the future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition

En la nube convergerían los datos de los diferentes usuarios como también la información del sistema eléctrico, el precio de la energía mayorista, información de los alimentadores de distribución, condiciones de operación, etc. De esta forma el operador del sistema podría tener un control más detallado del sistema al poder enviar señales de emergencia de las condiciones de operación, por ejemplo, la

cantidad de potencia que puede ser inyectada o retirada durante un intervalo de tiempo. Tomará tiempo para que los reguladores puedan modificar las reglas actuales del mercado para permitir que estos tipos de tecnologías se integren eficientemente a los diferentes sistemas de energía ⁸⁵.

⁸⁵ *Ibíd.*

3. CASO DE ESTUDIO

Como se mencionó en capítulos anteriores, este estudio presenta una propuesta para diversificar la matriz energética colombiana, para que en casos de contingencias se cuente con una amplia variedad de recursos, garantizando la continuidad del suministro eléctrico. En la actualidad, el país cuenta con un sistema eléctrico centralizado en el cual cerca del 70% de la capacidad instalada se encuentra concentrada en centrales hidráulicas ⁸⁶.

El documento “Utility of the Future” presenta una amplia diversidad de recursos de energía distribuidos (DER) con los cuales se podría presentar cambios en el sector eléctrico actual. Para el caso de estudio, se trabajó con la energía solar fotovoltaica al ser implementada de manera distribuida en el sistema de distribución.

Los generadores de energía fotovoltaica distribuida presentan algunas particularidades (por ejemplo, la capacidad instalada se encuentra dispersa en la red, su producción de potencia es incierta debido a las nubes y cambios climáticos repentinos, entre otros), que los diferencian de los generadores tradicionales, por lo tanto, se puede decir que la integración de este tipo de tecnología genera nuevas oportunidades y desafíos que pueden afectar el diseño y operación del sistema eléctrico ⁸⁷.

Para la obtención de los resultados se trabajó con una red radial de distribución de (13,2 kV) ubicada en el departamento de Santander (Colombia), los datos de la red fueron proporcionados por la empresa distribuidora de energía del departamento. El objetivo principal de las simulaciones es dar una perspectiva de cómo se

⁸⁶ SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), Op. Cit.

⁸⁷ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

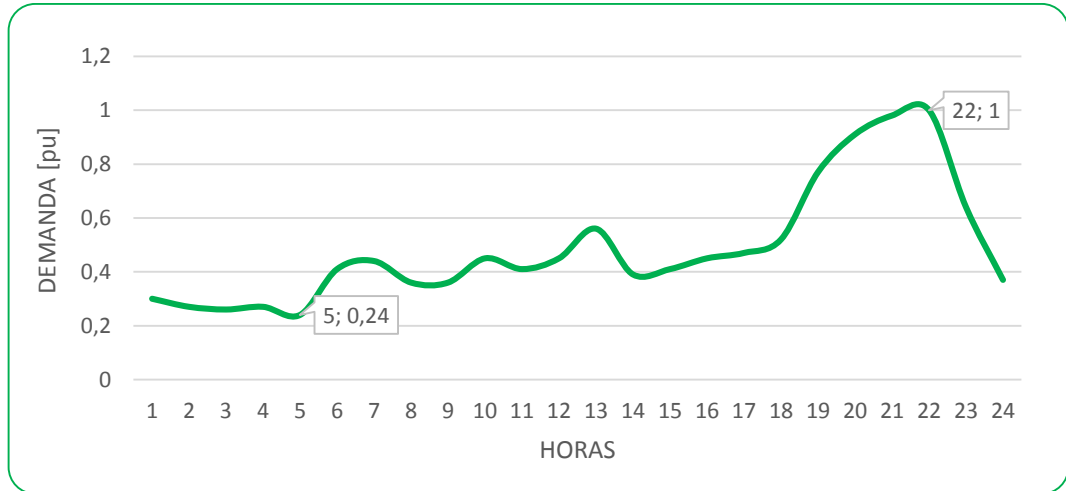
comporta la red de distribución ante la implementación de generación fotovoltaica distribuida, analizando principalmente el comportamiento de las pérdidas de energía. Los resultados obtenidos en las simulaciones son en particular para la red de distribución del caso de estudio y podrían aplicarse a una red de características similares.

3.1 RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se centra en una red de distribución radial ubicada en un municipio del Departamento de Santander, con tensión nominal igual a 13,2 kV. La red se encuentra en un estrato socioeconómico tres donde hay dos tipos de usuarios, residenciales y comerciales. El comportamiento para cada tipo de usuario es diferente y se ve reflejado en el uso diario de electricidad, es decir, en su perfil de demanda; el usuario residencial se caracteriza prácticamente por un consumo durante todo el día, presentando un aumento al terminar la tarde y con el pico de demanda al llegar la noche; el usuario comercial se caracteriza por tener un consumo energético que comienza alrededor de las ocho de la mañana y finalizando alrededor de la media noche. A continuación, las Figuras 23 y 24 muestran las gráficas en por unidad para la demanda diaria de cada tipo de usuario; cada una de las curvas fue tomada de la norma técnica de la Empresa Electrificadora de Santander (ESSA) ⁸⁸.

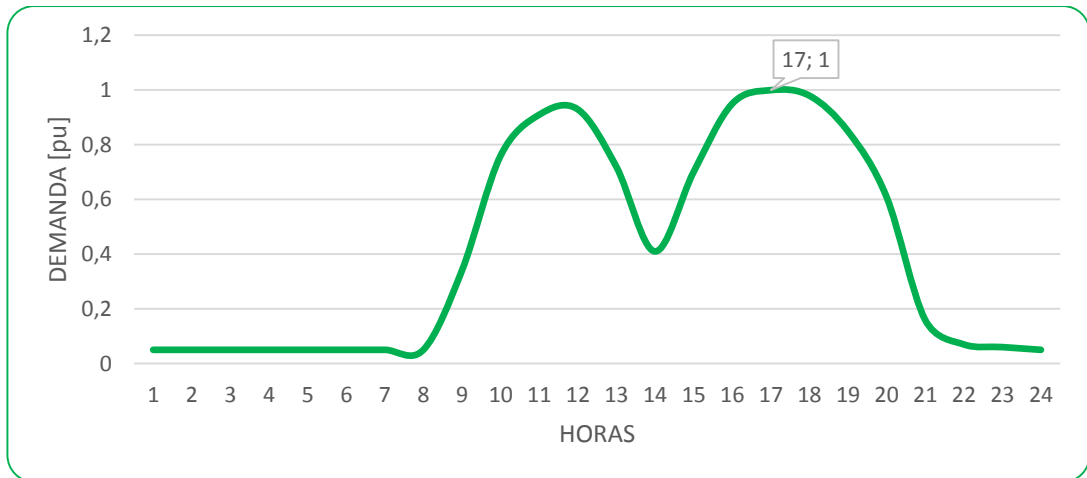
⁸⁸ ESSA Norma Técnica de la Electrificadora de Santander

Figura 23. Curva de demanda diaria sector residencial (estrato tres).



Fuente: Adaptado de: ESSA Norma Técnica de la electrificadora de Santander,

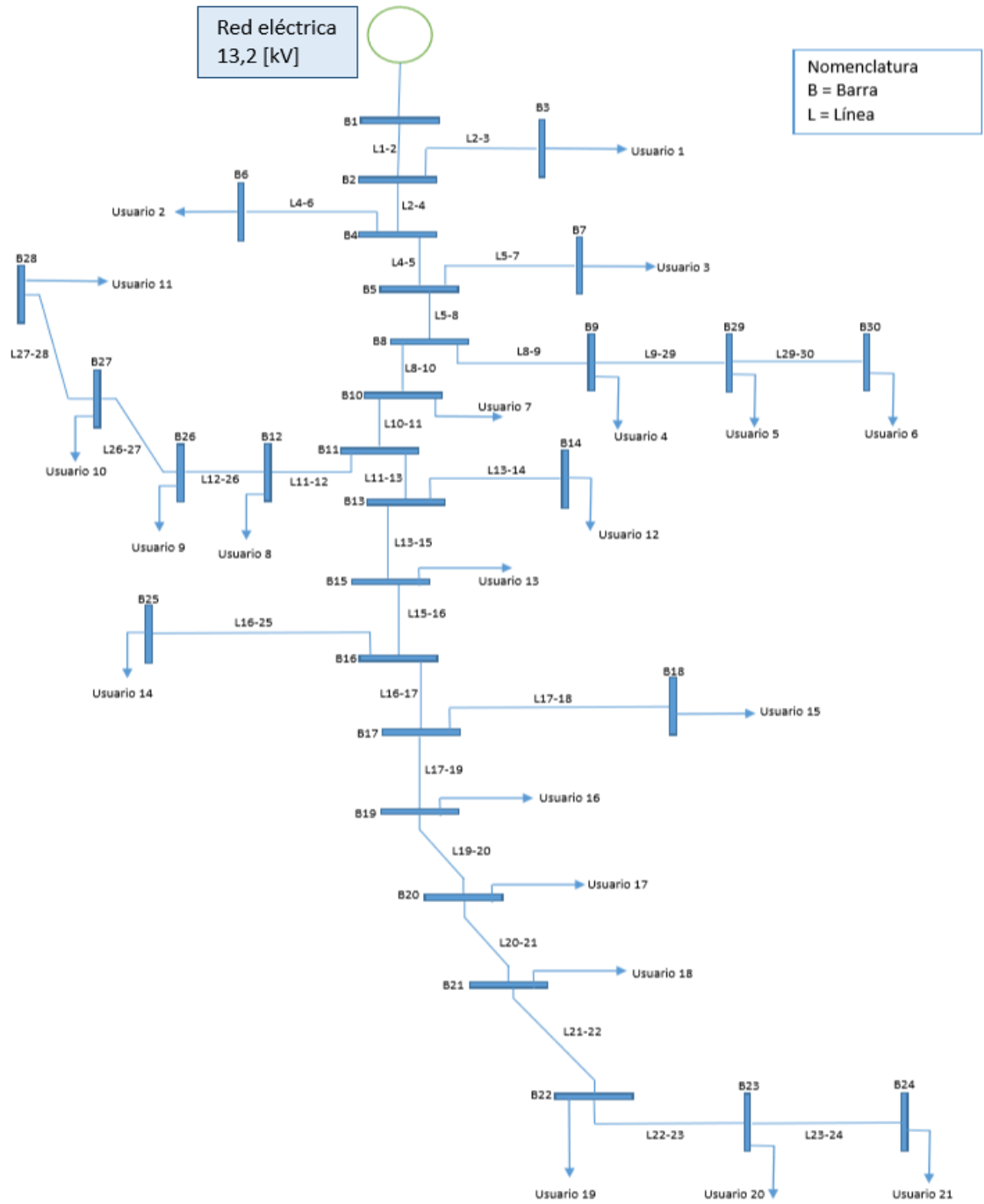
Figura 24. Curva de demanda diaria sector comercial.



Fuente: Adaptado de: ESSA Norma Técnica de la electrificadora de Santander,

En la Figura 25 se puede apreciar la red eléctrica en estudio que cuenta con 30 nodos en media tensión, 21 usuarios en total (cargas), de los cuales 15 son residenciales y 6 son comerciales. La información en detalle del circuito como la información de cada una de las líneas y cargas se presenta en el ANEXO 1.

Figura 25. Circuito en estudio



3.2 CONCEPTOS CLAVE

Las cantidades significativas de generación fotovoltaica distribuida en la red traen consigo efectos técnicos y económicos ⁸⁹. Uno de los principales desafíos se basa en la capacidad de cambiar los flujos de potencia dependiendo de la hora del día, causando problemas que pueden llegar a ocasionar modificaciones e inversiones en la red para abordar los impactos de esta tecnología ⁹⁰. A continuación, se presenta una serie de conceptos básicos relacionados con la generación distribuida.

- **Generación Fotovoltaica:** La generación fotovoltaica es una forma de aprovechar la energía proveniente del sol, este tipo de aprovechamiento consiste en transformar la energía solar en energía eléctrica utilizando el efecto fotovoltaico, en los denominados paneles fotovoltaicos. El potencial energético procedente del sol depende de distintos factores como; época del año, hora del día, temperatura de la zona y situación atmosférica ⁹¹. La conexión a la red se hace por medio de un inversor y dependiendo del tamaño del generador y el punto de conexión, se puede conectar a diferentes niveles de tensión. En los capítulos 2 y 3 del documento “The Future of Solar Energy” estudio realizado por el MIT, se encuentra información con detalles de las características de este tipo de tecnología.

Al darle uso a la energía fotovoltaica por medio de generadores distribuidos, se puede presentar un escenario crítico con generación máxima en redes que se diseñaron y están preparadas para enfrentar una condición extrema de carga máxima ⁹². Los problemas más frecuentes relacionados con la inserción de generación fotovoltaica distribuida se presentan a continuación:

⁸⁹ The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

⁹⁰ *Ibíd.*

⁹¹ GONZÁLES José A. C, PÉREZ Roque C., SANTOS Antonio C., GIL Manuel-A.C.. Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables pearson educación, S.A, Madrid, 2009.

⁹² The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

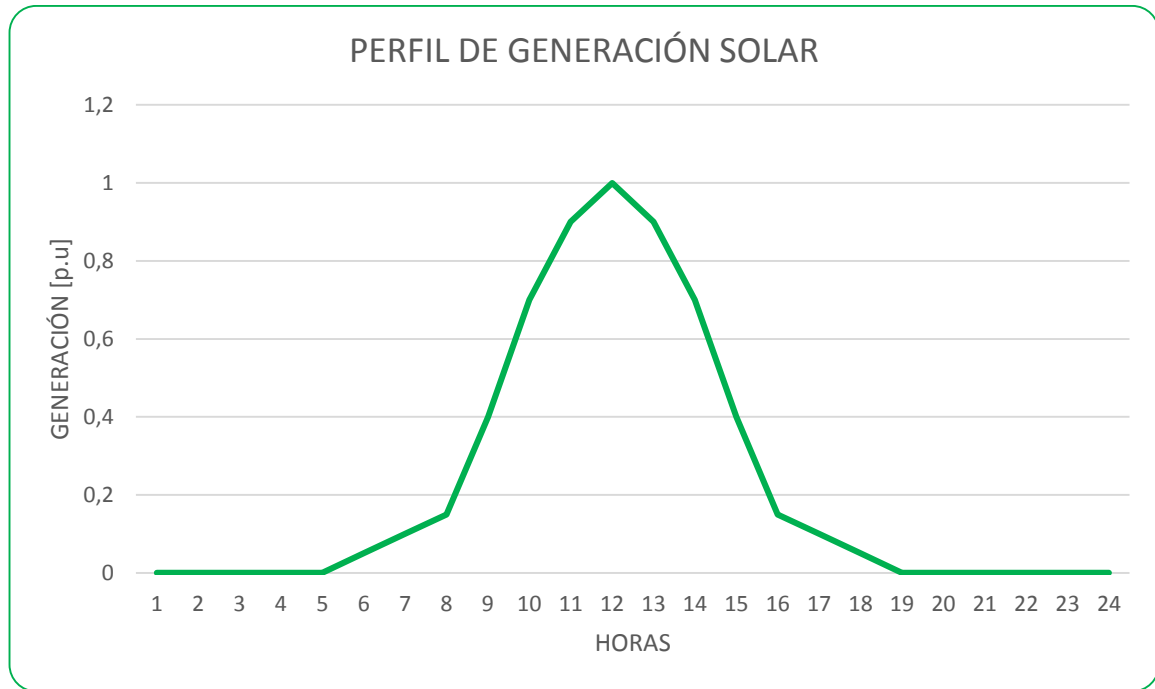
- La red eléctrica está diseñada para mantener la tensión dentro de unos límites. Cuando un usuario entrega una cantidad de energía considerable, la tensión en el alimentador puede exceder el límite máximo permitido por los reguladores.
- La presencia de dispositivos electrónicos como los inversores fotovoltaicos pueden aumentar la distorsión de las señales de tensión y corriente e inducir fenómenos que afectan el servicio del suministro de la energía eléctrica.
- **Perfiles de carga y generación:** Los flujos de potencia en la red eléctrica están en constante cambio debido a los perfiles de carga y generación, el entorno cambiante de dichos perfiles está sujeto especialmente al comportamiento de las personas ⁹³.

La curva de carga es la serie de valores de la demanda, la cual varía con el tiempo. Esta curva cambia, dependiendo del tipo de consumidor (residencial, comercial o industrial), si se encuentra entre semana o fin de semana y de las características climáticas. Esta curva puede representarse gráficamente mediante el perfil de carga.

Para el análisis de este trabajo la curva de generación que tiene relevancia es la de generación fotovoltaica. En condiciones ideales (día soleado despejado), el perfil de generación solar se muestra en la Figura 26 en ella se puede apreciar un pico de generación en las horas del mediodía y una generación nula en las horas de la noche.

⁹³ *Ibíd.*

Figura 26. Perfil de generación solar.



Fuente: Adaptado de: Review ABB 2-2015

3.3 ALCANCE Y METODOLOGÍA

Dado que las redes de distribución son diversas, es difícil dar resultados generales. Por lo tanto, con este trabajo de grado se busca obtener resultados específicos para la red de distribución en estudio. Principalmente el análisis se basa en el comportamiento de las pérdidas de energía de la red de distribución al inyectar cantidades importantes de generación fotovoltaica distribuida, en una red que se diseñó e implementó para operar bajo las prácticas de ingeniería tradicionales (redes diseñadas principalmente para suplir condiciones de carga y no de generación). En la actualidad la red de análisis no cuenta con generación fotovoltaica, por lo tanto, se espera que en un futuro los usuarios de la red tomen la iniciativa de instalar generación fotovoltaica en sus hogares o establecimientos comerciales.

La simulación de la red se desarrolla por medio de la herramienta computacional OpenDSS ⁹⁴. OpenDSS es un software de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica desarrollado por EPRI (Electric Power Research Institute). Una de las ventajas que ofrece es su característica particular de ser un programa del tipo software libre que fue diseñado para llevar a cabo simulaciones de ciclos de trabajo con una periodicidad deseada: diarias, anuales, entre otros. Cada uno de los elementos del sistema pueden presentar una única curva de demanda o de funcionamiento por medio de las opciones *Monitor* y *EnergyMeter* que ofrece OpenDSS ⁹⁵.

Para obtener los resultados se analizan tres condiciones de operación de la red de distribución: la primera, considera la red con generación fotovoltaica en los usuarios residenciales; la segunda, considera la red con generación fotovoltaica en usuarios comerciales y la; tercera, condición de operación considera que la red tiene generación fotovoltaica en usuarios residenciales y comerciales. Además, de analizar el circuito sin generación fotovoltaica. Cada condición de operación se realizó bajo el modo de solución diario (Daily Mode), el cual hace una simulación de 24 horas con incrementos de 1 hora por defecto. Los resultados obtenidos en cada condición que cuenta con generación fotovoltaica se comparan con un caso de referencia, la condición de operación sin generación. La red se analiza para varios escenarios con diferentes cuotas de energía fotovoltaica, la capacidad total asumida para cada escenario varía con respecto a la carga o capacidad instalada del alimentador. Para cada condición de operación, el análisis considera alrededor de diez escenarios de cuota de energía fotovoltaica. Esto se lleva a cabo para poder analizar el comportamiento de la red bajo la presencia de generadores fotovoltaicos distribuidos.

⁹⁴ EPRI, OpenDSS Tutorial. Distribution System Simulator

⁹⁵ CLARO BAÉZ Juan Pablo. Modelado y simulación de Smart Grid con OpenDss y Matlab (Tesis de pregrado). Universidad de Sevilla, escuela Técnica superior de Ingeniería, Sevilla, España. 2016

Nota: En el ANEXO 2 se presenta una descripción básica de los elementos de OpenDSS utilizados en las simulaciones, como también, la información del código realizado para obtener los resultados en las simulaciones.

La elección y la ubicación de los diferentes puntos de generación fotovoltaica se hicieron de forma aleatoria. A continuación, se muestra la información de la ubicación de la generación fotovoltaica para cada condición de operación.

3.3.1 Condición 1: generación fotovoltaica en usuarios residenciales Esta condición de operación supone que, de los 15 usuarios residenciales de la red, 8 de ellos tendrán generación fotovoltaica distribuida. La Tabla 7 muestra la información de los usuarios residenciales con generación fotovoltaica.

Tabla 7. Usuarios residenciales con generación fotovoltaica.

Usuarios residenciales	Carga	
	FP	P [kW]
3	0,9	4
4	0,9	16,1
8	0,9	4
13	0,9	11,9
15	0,91	14,1
20	0,91	7,8
14	0,9	12
10	0,9	18,2

3.3.2. Condición 2: generación fotovoltaica en usuarios comerciales Para esta condición de operación se supone que todos los usuarios comerciales tendrán generación fotovoltaica distribuida, es decir, un total de seis usuarios comerciales. La Tabla 8 muestra la información de los usuarios comerciales con generación fotovoltaica.

Tabla 8. Usuarios comerciales con generación fotovoltaica.

Usuarios Comerciales	Carga	
	FP	P[kW]
1	0,9	4
19	0,9	8,2
21	0,9	21,4
9	0,91	18,8
11	0,9	4
6	0,9	24,1

3.3.3. Condición 3: generación fotovoltaica en usuarios residenciales y comerciales La última condición de operación realizó una combinación entre las dos condiciones anteriores, es decir se simuló las dos primeras condiciones al tiempo. La Tabla 9 muestra la información de los usuarios comerciales y residenciales con generación fotovoltaica.

Tabla 9. Usuarios residenciales-comerciales con generación fotovoltaica.

Usuarios residenciales	Carga	
	FP	P [kW]
3	0,9	4
4	0,9	16,1
8	0,9	4
13	0,9	11,9
15	0,91	14,1
20	0,91	7,8
14	0,9	12
10	0,9	18,2
Usuarios Comerciales	Carga	
	FP	P[kW]
1	0,9	4
19	0,9	8,2
21	0,9	21,4
9	0,91	18,8
11	0,9	4
6	0,9	24,1

Para cada uno de los usuarios, comercial y residencial, el perfil de generación de energía es igual al mostrado en la Figura 26, con diferencia que para cada usuario la generación máxima varía dependiendo de la capacidad instalada de la carga.

Para el análisis de los resultados se seleccionaron tres tipos de alimentadores que representan todos los alimentadores presentes en el circuito. El tipo de carga que suministra es la característica que define al tipo de alimentador. Para efectos del estudio se tienen tres tipos de alimentadores, residencial, comercial y residencial-comercial. La Tabla 10, especifica la información general de los alimentadores seleccionados.

Tabla 10. Información de los alimentadores.

Tipo	Nombre	Línea	Observaciones
Residencial	Alimentador residencial	Línea 17-18	Circuito que alimenta únicamente a cargas residenciales.
Comercial	Alimentador comercial	Línea 21-22	Circuito que alimenta a dos cargas comerciales y una residencial. Pero la potencia de la carga residencial es pequeña en comparación con las comerciales.
Residencial-comercial	Alimentador residencial-comercial	Línea 11-12	Circuito que alimenta a cargas residenciales y comerciales con potencia instalada de tamaño similar.
Residencial-comercial	Alimentador principal	Línea 1-2	Circuito principal que alimenta todas las cargas presentes en el circuito

3.4 RESULTADOS

En las figuras que se presentan a continuación, se muestran los perfiles de demanda para los alimentadores que se seleccionaron para el análisis. La elección de los alimentadores se hizo teniendo en cuenta que estos representarían en totalidad los alimentadores de todo el circuito. En las Figuras 28 y 29 se observa que los perfiles de demanda son equivalentes a los tomados de la norma técnica de la Electrificadora de Santander, ya que estos alimentadores alimentan solo cargas residenciales o comerciales. Lo contrario ocurre en los alimentadores principal y comercial-residencial (ver Figuras 30 y 31), debido a que estos dan suministro de energía eléctrica a cargas comerciales y residenciales.

Nota: En la Figura 27 se observan tres gráficas de diferente color, cada una de ellas representa la potencia que fluye por el alimentador durante del día para cada una de las fases, es decir, la red se encuentra desbalanceada. Cuando se muestre una única gráfica (ver Figuras 28, 29 y 30), quiere decir que el alimentador se encuentra balanceado (la potencia en cada fase es la misma).

Figura 27. Perfil de demanda en el alimentador principal del circuito (Línea 1-2).

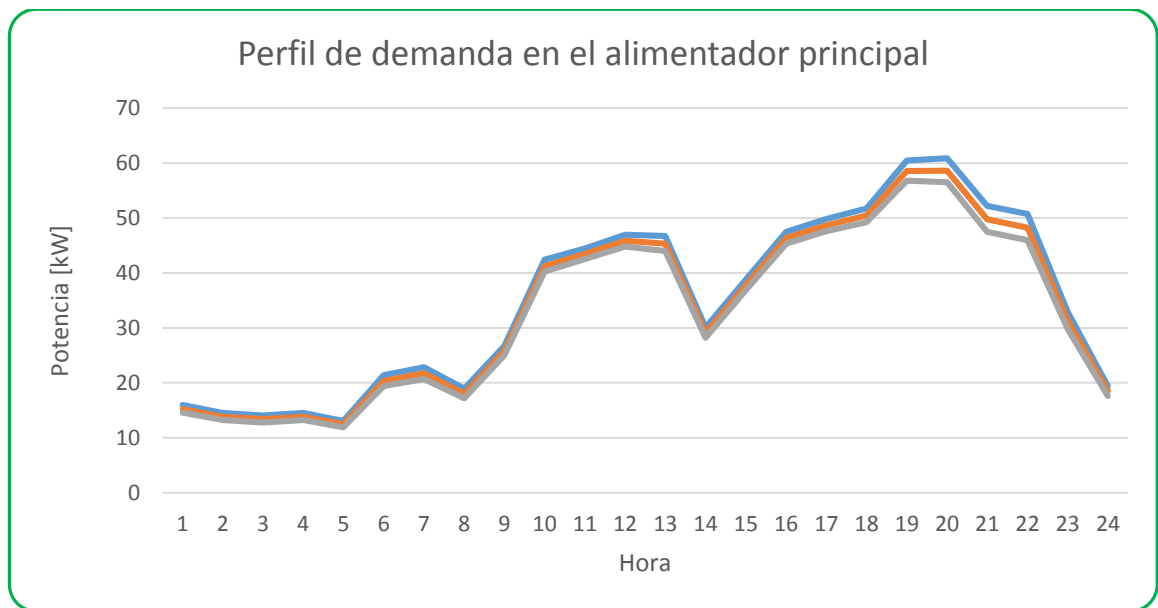


Figura 28. Perfil de demanda del alimentador residencial (Línea 17-18).

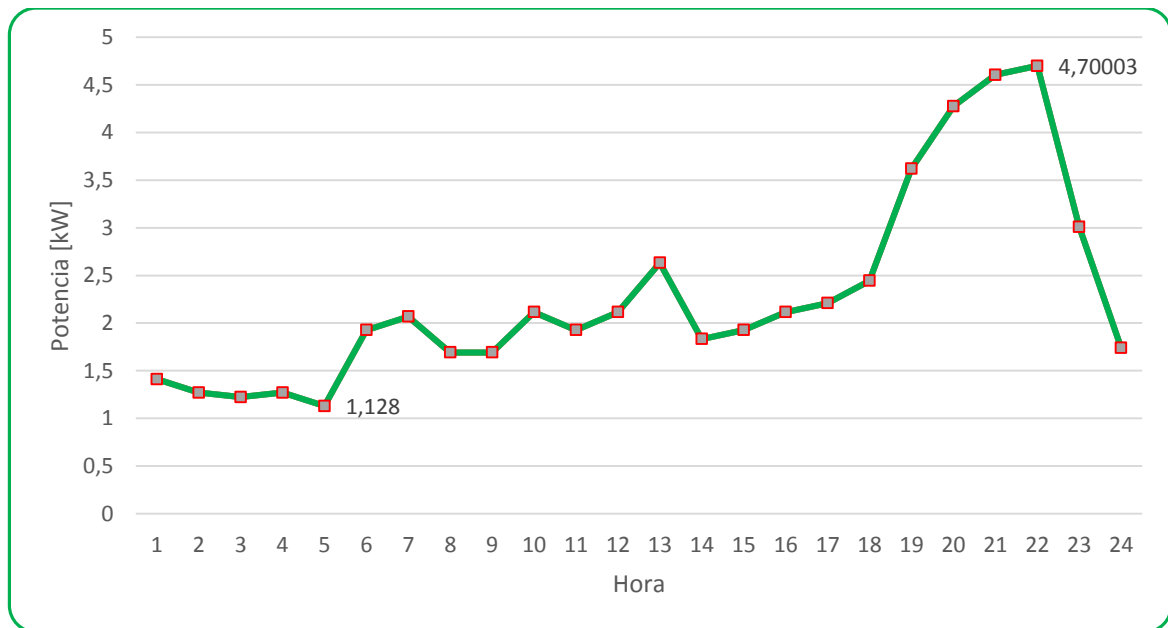


Figura 29. Perfil de demanda en el alimentador comercial (Línea 21-22).

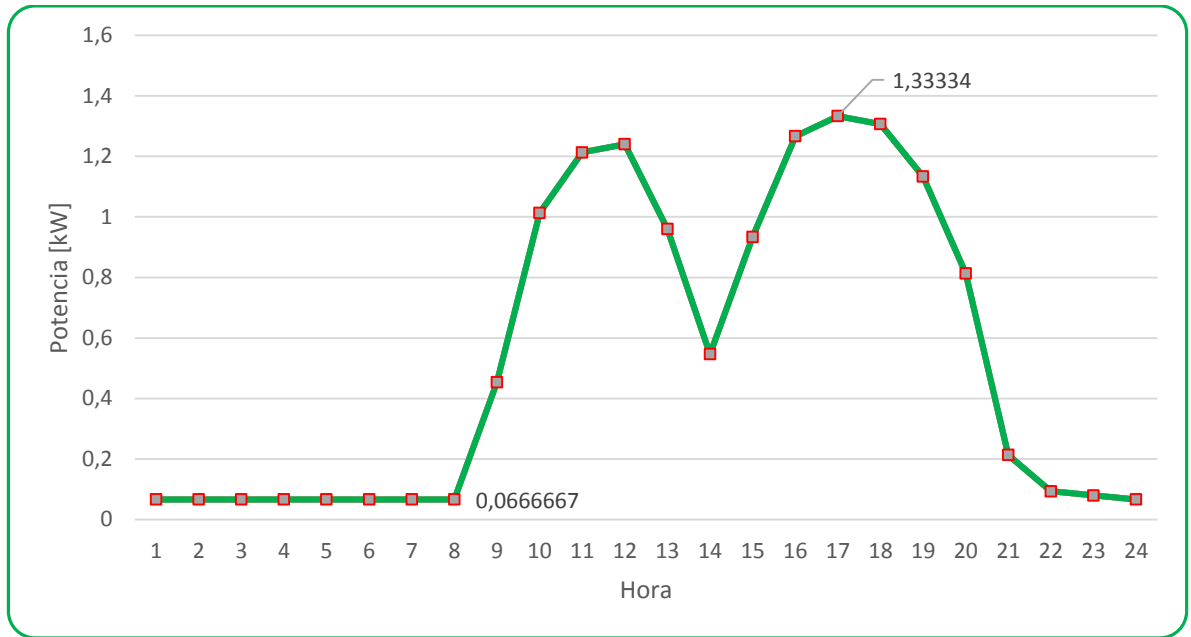
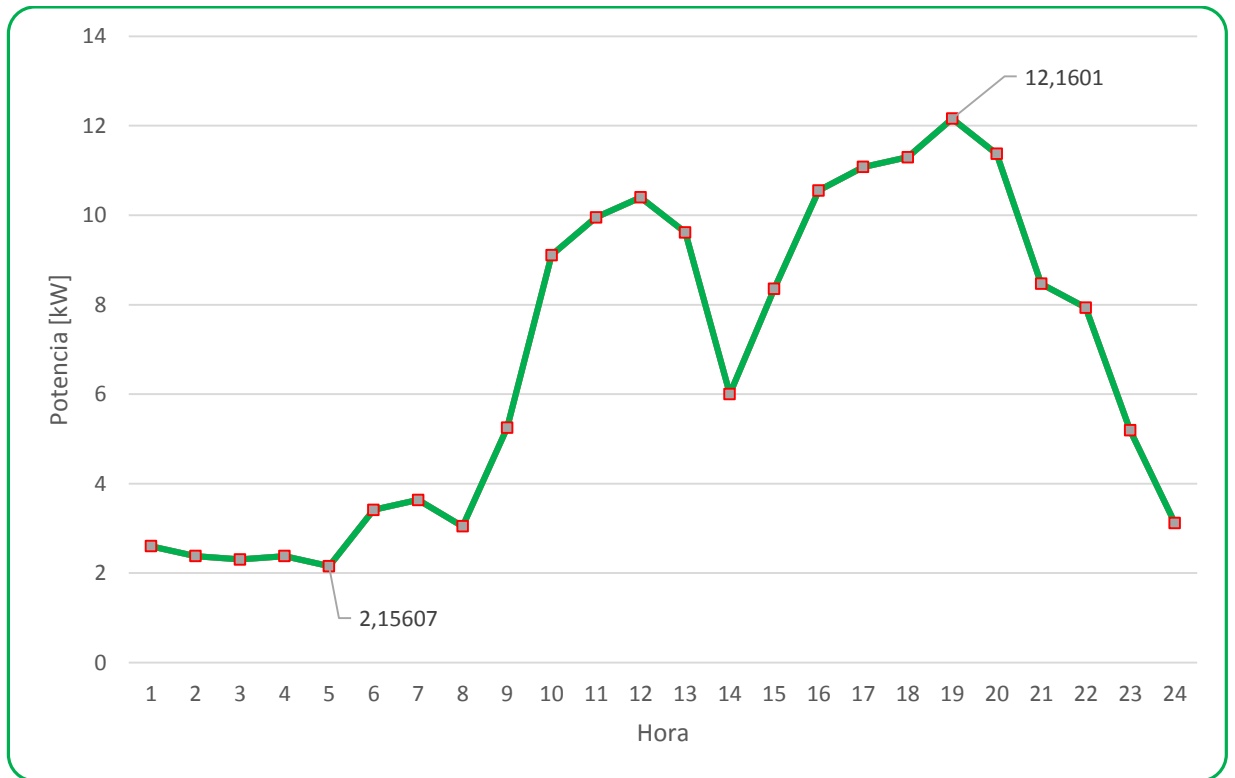


Figura 30. Perfil de demanda correspondiente al alimentador residencial-comercial (Línea 11 – 12).



3.4.1 Resultados para la condición de operación 1 A continuación, se muestra el comportamiento de las pérdidas de energía para la condición de operación 1 (generación fotovoltaica suministrada por parte de usuarios residenciales). En las Figuras 31, 32 y 33 se observan las pérdidas de energía en cada alimentador en función de la generación fotovoltaica (FV), las pérdidas se muestran en relación con las pérdidas del alimentador en el escenario que no contiene generación FV (considerando en este caso que las pérdidas de energía son de 1 pu). En el eje horizontal la generación FV es la relación entre la generación de energía fotovoltaica diaria y la carga total del alimentador en condiciones de operación normal.

Figura 31. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial para la condición de operación 1.

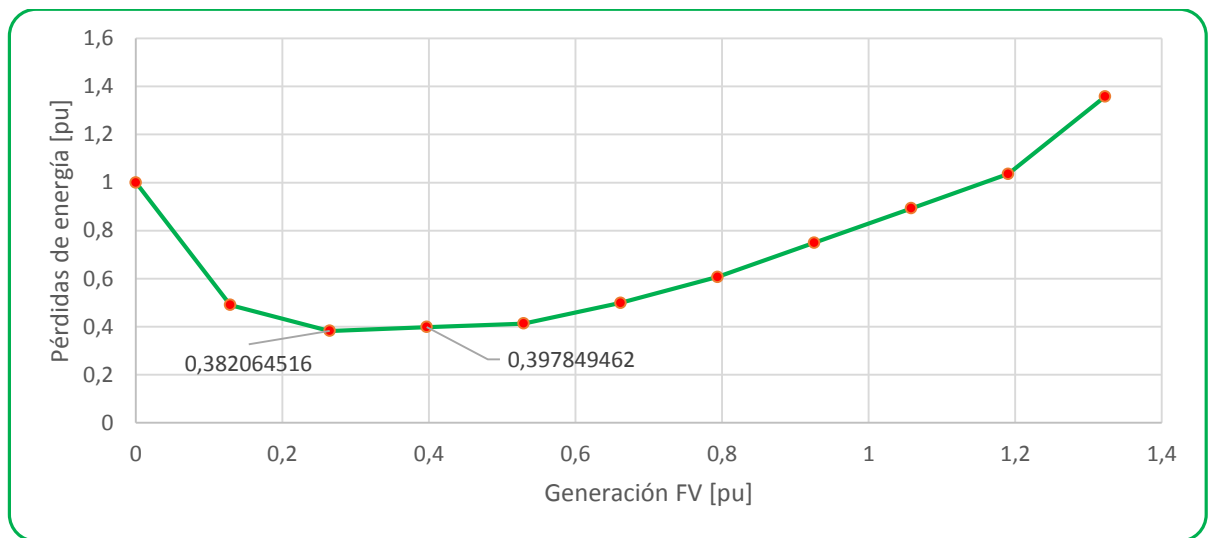


Figura 32. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial-comercial para la condición de operación 1.

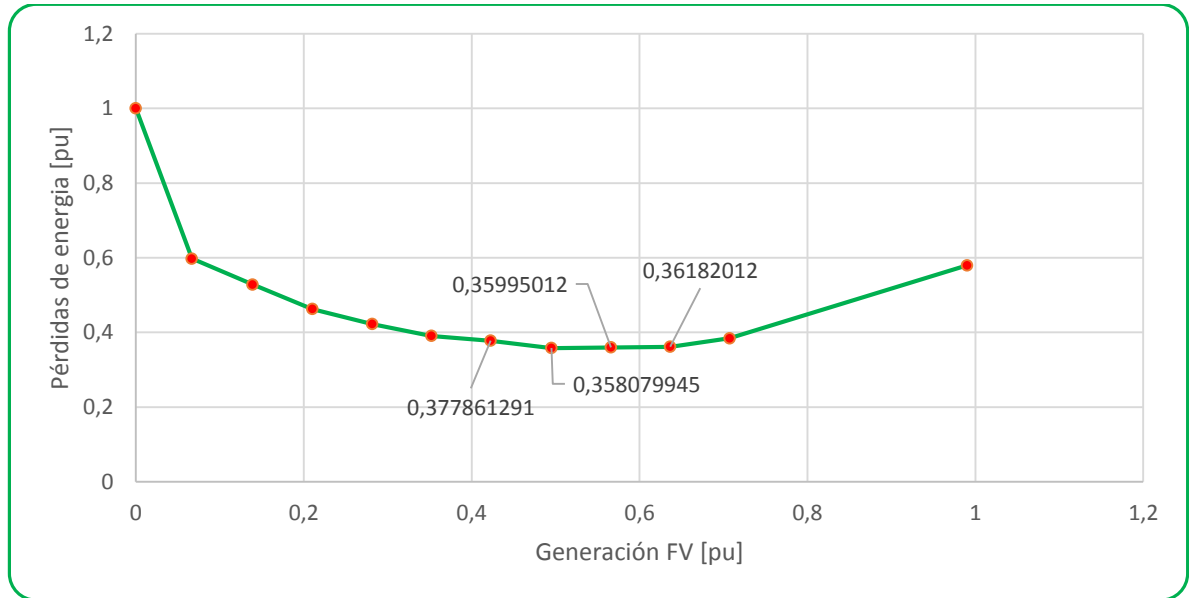
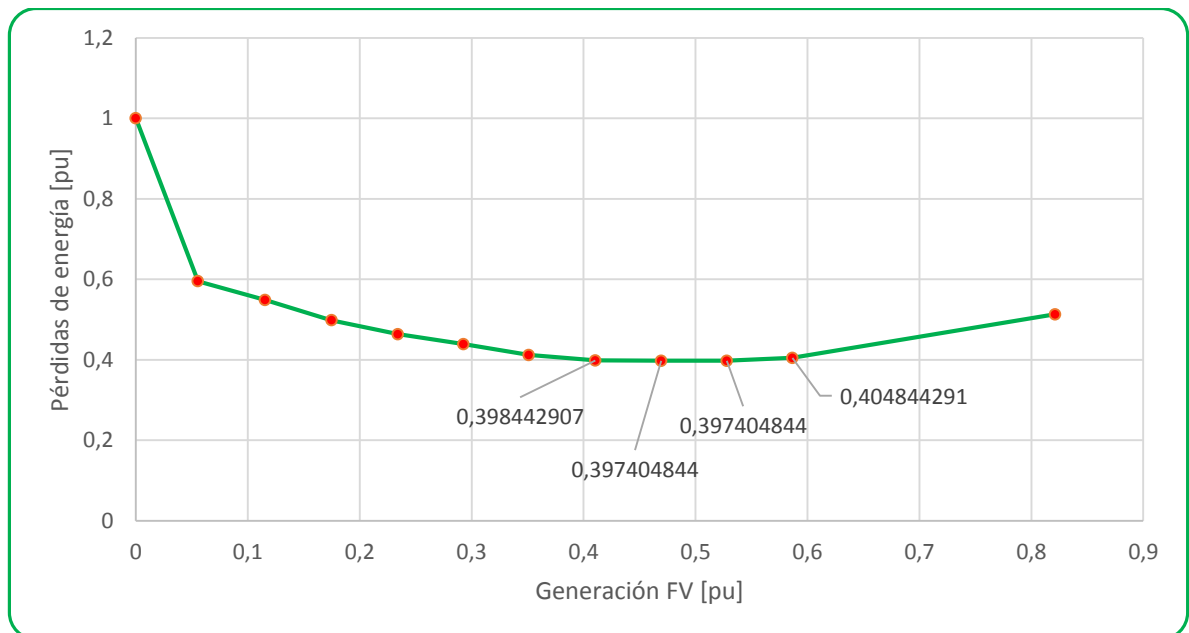


Figura 33. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador principal para las condiciones de operación 1.



Las figuras muestran que las pérdidas presentan una tendencia a disminuir a medida que aumenta la generación fotovoltaica hasta aproximadamente un 40% de la energía entregada, a partir de este valor las pérdidas tienden a aumentar. Dependiendo del tipo de alimentador las pérdidas de energía tienen un comportamiento diferente. Así, por ejemplo, en el alimentador residencial (Figura 31) después del 40% la curva tiende a aumentar con una mayor pendiente en relación con los otros alimentadores (Figura 32 y Figura 33).

Por otra parte, al comparar las figuras 31 y 32 se observa que el alimentador residencial-comercial (Figura 32) requiere una mayor cantidad de generación FV para sobrepasar el valor de pérdidas de energía de referencia (caso sin generación fotovoltaica). Esto se debe a la presencia de cargas comerciales en el alimentador residencial-comercial que consumen la energía excedente generada por las cargas residenciales. Por lo tanto, se necesita una cantidad mayor de generación fotovoltaica para que el alimentador presente una condición crítica de operación (generación máxima) en algunas horas del día.

3.4.2 Resultados para la condición de operación 2 Los resultados obtenidos en la segunda condición de operación (generación fotovoltaica suministrada por parte de usuarios comerciales) se presenta en las Figuras 34, 35 y 36. En ellas se observa el valor de pérdidas de energía en función de la generación FV. Las pérdidas se representan en relación con las pérdidas del alimentador en el escenario que no contiene generación FV. En el eje horizontal la generación FV es la relación entre la generación fotovoltaica diaria y la carga total del alimentador en condiciones de operación normal. Al igual que en la condición de operación 1, el comportamiento de las pérdidas disminuye a medida que aumenta la generación fotovoltaica y al llegar a determinado valor de generación su comportamiento cambia y comienza a aumentar.

Figura 34. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador comercial para la condición de operación 2.

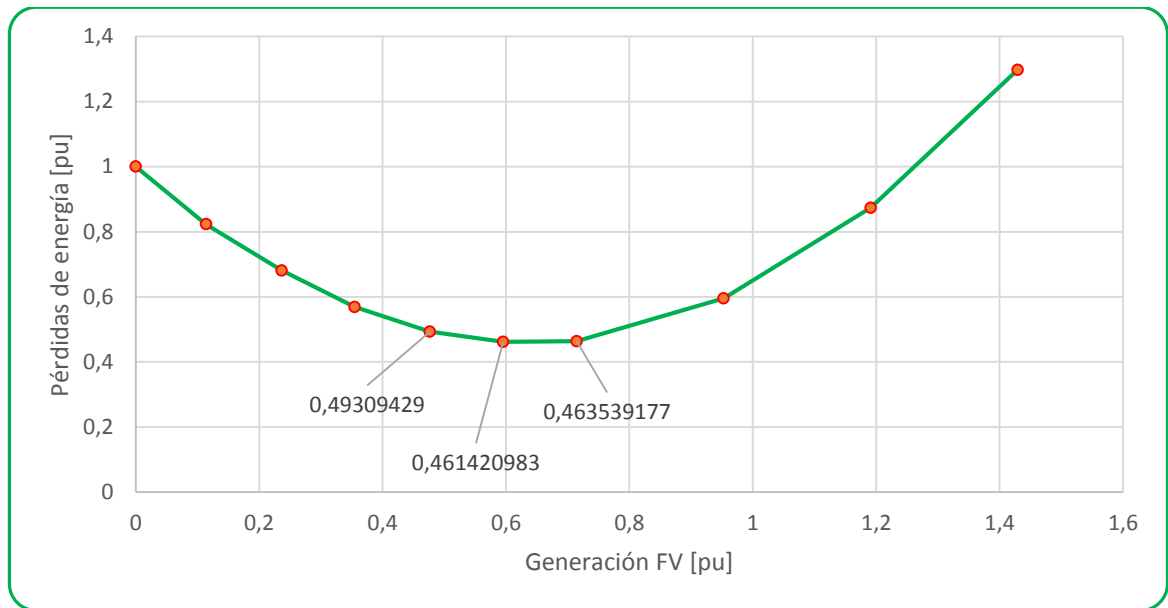


Figura 35. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial-comercial para la condición de operación 2.

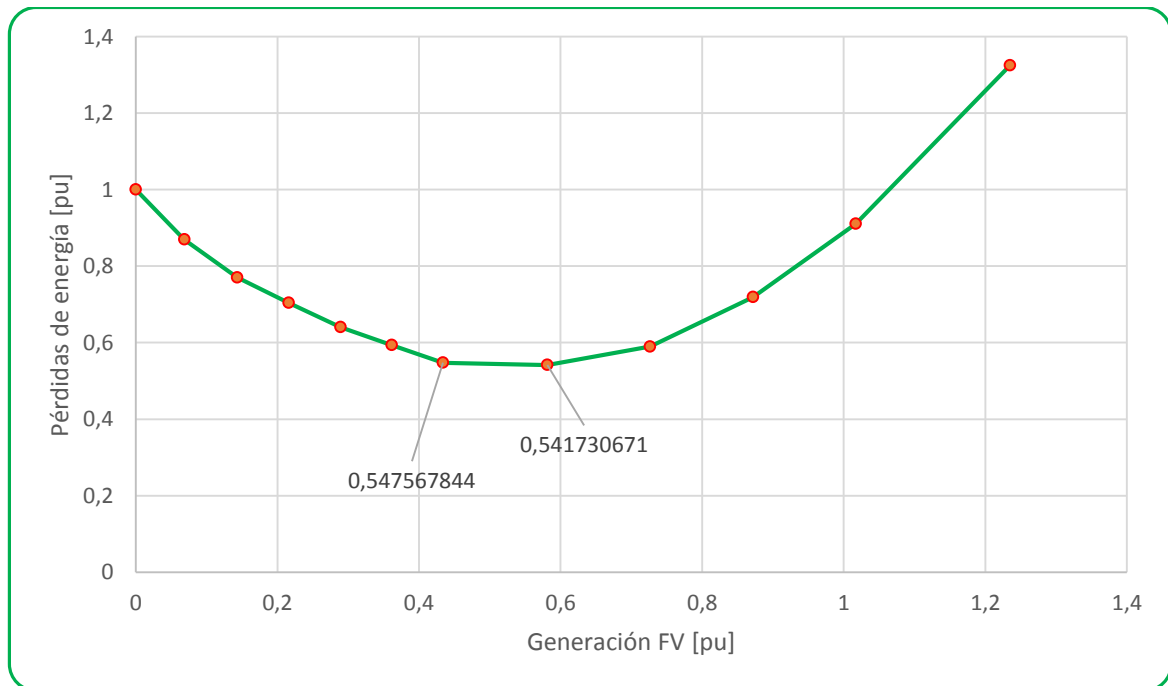
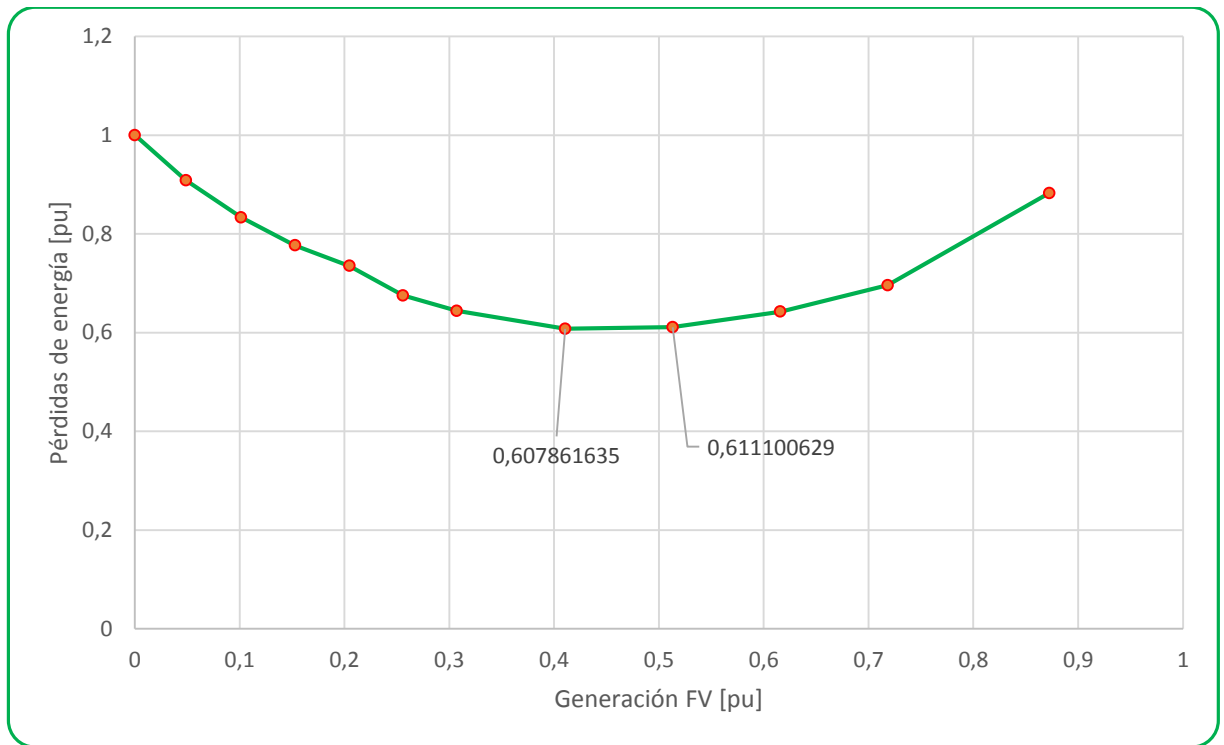


Figura 36. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador principal para la condición de operación 2.



3.4.3 Resultados para la condición de operación 3 En las Figuras 37 y 38 se muestra los resultados para la última condición de operación (generación fotovoltaica suministrada por parte de usuarios comerciales y residenciales). En este caso solo se muestran las curvas de las pérdidas de energía para el alimentador principal (Figura 37) y residencial-comercial (Figura 38), ya que los alimentadores residencial y comercial tienen las mismas características presentadas en la condición de operación 1 y 2 respectivamente. Al igual que en los casos anteriores, las figuras muestran las pérdidas de energía en relación con el caso de referencia denominado escenario que no contiene generación FV.

Figura 37. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador principal para la condición de operación 3.

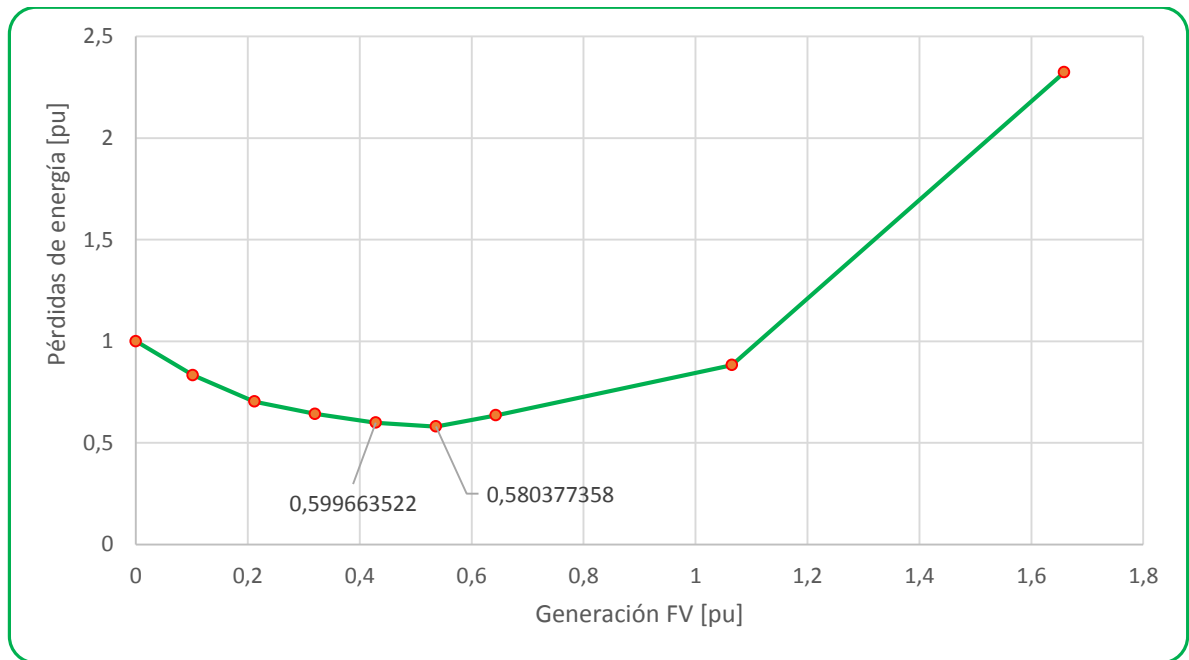
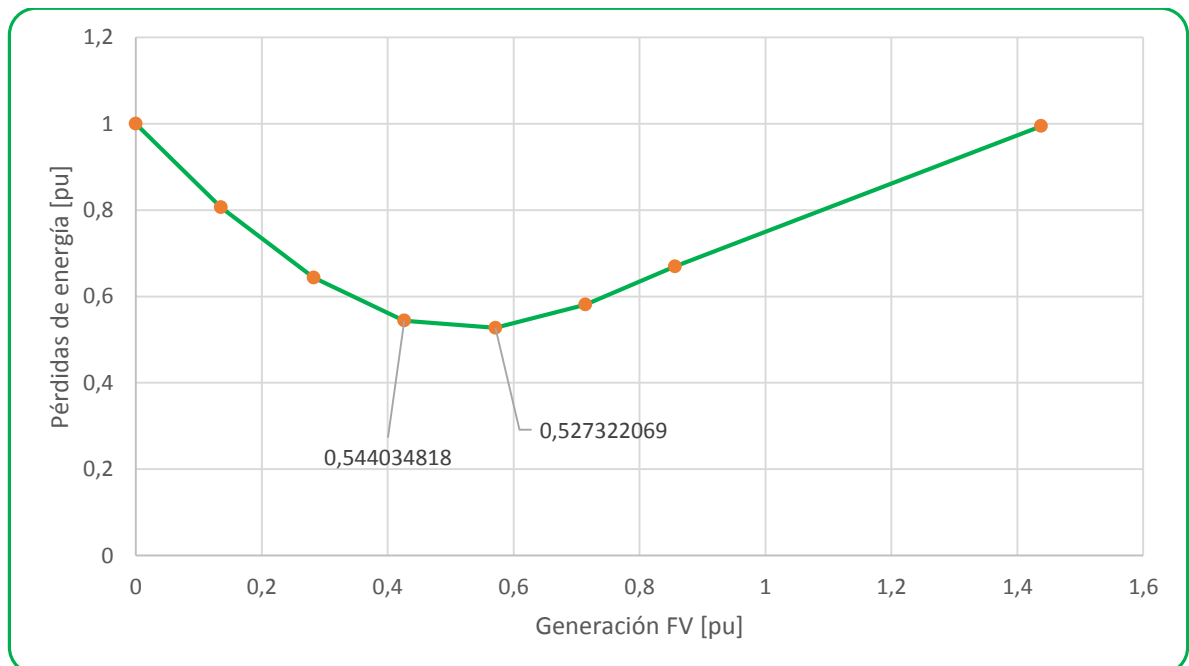


Figura 38. Comportamiento de las pérdidas de energía en función de la generación PV en el alimentador residencial-comercial para la condición 3.

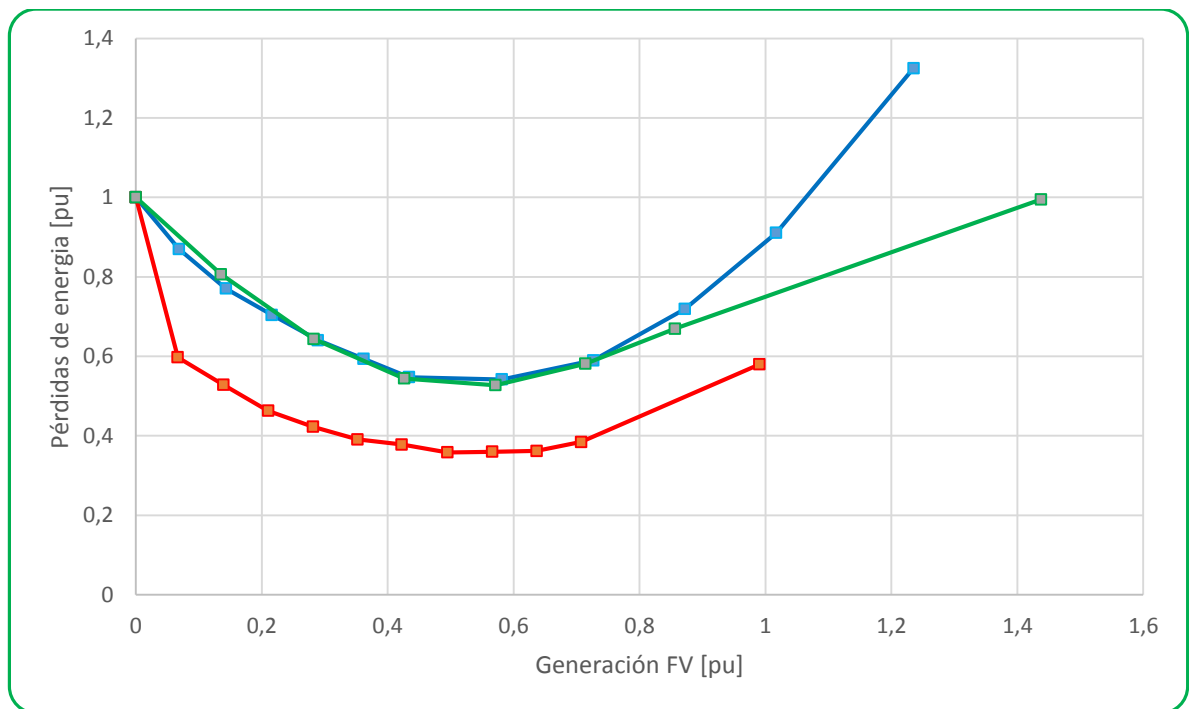


De las Figuras 37 y 38 se establece que el comportamiento de las pérdidas de energía eléctrica en los alimentadores es similar al presentado en los casos anteriores.

Para comparar el comportamiento de las perdidas en cada condición de operación en un mismo alimentador, en la Figura 39 se presenta la curva de pérdidas de energía para el alimentador residencial-comercia en cada condición de operación.

Nota: En la Figura 39 se observa el comportamiento de las pérdidas de energía para las tres condiciones de operación en estudio. La curva roja corresponde a la condición 1 (Generación en usuarios residenciales), la verde corresponde a la condición 2 (Generación en usuarios comerciales) y la azul corresponde a la condición 3 (Generación en usuarios comerciales y residenciales).

Figura 39. Comportamiento de las pérdidas de energía eléctrica en función de la generación Fotovoltaica en el alimentador residencial-comercial para todas las condiciones de operación.



Los resultados obtenidos en esta figura, muestran que los efectos de la presencia de generación fotovoltaica, dependen de parámetros como la cantidad de capacidad fotovoltaica instalada, lugar de ubicación, características del alimentador y el comportamiento de las cargas.

4. CONCLUSIONES

El sistema eléctrico colombiano depende en gran medida del potencial hidráulico, dado que el 70% de la capacidad instalada se encuentra concentrada en centrales de energía hidráulica. Al diversificar la matriz energética colombiana con fuentes no convencionales de energía renovable no solo se logra una mejor confiabilidad del sistema eléctrico, sino también promueve un desarrollo económico sostenible para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero como parte de la mitigación de los efectos del cambio climático global. Es claro que el cambio climático afecta a toda la población y su mitigación representa un gran desafío.

La adopción de recursos de energía distribuida (DER) en redes de distribución que fueron diseñadas bajo las técnicas tradicionales de ingeniería, presentan una serie de beneficios, inconvenientes técnicos y modificación en la regulación a la hora de administrar la red. Los operadores y reguladores del sistema deben estar preparados para realizar cambios en regulaciones y condiciones de operación, debido a que el despliegue de este tipo de tecnologías, avanza más rápido que las leyes y regulaciones que se desarrollan en cuanto al tema de administrar u operar los recursos de energía distribuida en la red actual. Es tarea de los reguladores diseñar políticas y reglas de juego que permitan una integración eficiente de los DER en los diferentes mercados de la energía eléctrica y compitan en igualdad de condiciones con los recursos centralizados, sin afectar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

En relación con los resultados obtenidos en las simulaciones se concluye que, el impacto de los generadores fotovoltaicos en la red de distribución depende del perfil de generación (cantidad de potencia que pueden entregar), ubicación de los mismos en la red y las características de las cargas (en particular los perfiles de demanda).

Por otra parte, con relación a las pérdidas de energía eléctrica, se observa que éstas empiezan a disminuir en la medida que aumenta la generación fotovoltaica hasta un determinado valor y posteriormente, cuando se incrementa la generación FV, las pérdidas aumentan en algunos casos considerablemente, dependiendo del escenario que se presente. Este es un resultado consistente porque a medida que aumenta la generación fotovoltaica, las cargas se convierten en generadores, por lo tanto, la red de distribución debe estar preparada para soportar dos condiciones de operación crítica, uno con carga máxima y otro con generación máxima.

Es importante resaltar que las pérdidas de energía no solo presentan inconvenientes técnicos, sino también económicos. Al incrementar considerablemente las pérdidas de energía, se ve reflejado en la corriente eléctrica que circula por el alimentador, es decir, a mayor cantidad de pérdidas mayor es el valor de la corriente. Un incremento en la corriente genera problemas de calentamiento en los conductores y caídas de tensión en los mismos, lo que requiere una inversión en la red de distribución por parte de los operadores del sistema (ya sea cambiando el calibre del conductor o modificando la infraestructura de la red). En algunos casos las empresas administradoras de la red no estarán dispuestas a invertir en dichas modificaciones. Por esta razón, cantidades significativas de generación fotovoltaica son un factor económico relevante en la red de distribución.

El almacenamiento de energía puede ser una alternativa para resolver los inconvenientes técnicos que se presentan con la penetración de generación FV en las redes de distribución. La principal barrera para la implementación de almacenamiento es su alto costo de inversión inicial y pocos usuarios estarían dispuestos en invertir en este tipo de tecnología. Tal vez la respuesta a la demanda y la reducción de generación fotovoltaica sea soluciones más asequibles, permitiendo una adopción eficiente de la generación fotovoltaica en las redes de distribución.

La incorporación de los DER en los sistemas de distribución es una realidad evidente en todo el mundo y Colombia no es ajena a esta necesidad, ya que hay un interés mundial por disminuir los gases de efecto invernadero y una de las formas de lograrlo es incrementando el uso de energías renovables para suplir las necesidades energéticas mundiales. Por consiguiente, es imperativo que el país se prepare para que el sistema de distribución de energía eléctrica esté preparado para permitir la gestión de la energía eléctrica considerando las diferentes aplicaciones de los DER que se vayan instalando. Es decir, los sistemas eléctricos se deben actualizar en su infraestructura tanto eléctrica como de comunicaciones para permitir los cambios que implican la incorporación las tres D (DDD): Descarbonización, Descentralización y Digitalización.

5. RECOMENDACIONES

- Como se mencionó anteriormente, este trabajo de grado solo abarca algunos capítulos (Cap. 1, 2 y 3) del documento “Utility of the Future”, el cual fue tomado como principal fuente bibliográfica, donde se habló de los principales aspectos que pueden presentarse en los sistemas de energía eléctrica actuales. Sin embargo, en los capítulos no abarcados, hay ciertos temas interesantes para realizar el respectivo análisis y gran cantidad de información de la cual hace posible que se pueda lograr proponer nuevos trabajos de grado relacionados con esta temática. Temas importantes para el sector de la energía eléctrica como las reformas regulatorias, el sistema de precios, cargos e incentivos, formulación de políticas, nuevas tecnologías, entre otros.
- Algunos temas como las energías renovables y las fuentes de energía distribuida, son temas en los cuales no se debe detener la investigación debido a su importancia y necesidad de mejorar los sistemas de energía eléctrica. Y se debe aprovechar el hecho de que existe una extensa cifra de libros, documentos, artículos e información lo cual hace que se puedan seguir innovando e impulsando el desarrollo y modernización de los sistemas eléctricos.

BIBLIOGRAFÍA

ABDELMOTTELEB I., GÓMEZ T., and CHAVES J.P.. “Benefits of PV Inverter Volt-Var Control on Distribution Network Operation.” IIT-Comillas Working Paper. 2016.

ASSOCIATED ELECTRIC POWER SYSTEMS INTERFACES Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy IEEE Std 1547.

CALVILLO, C. F., A. SÁNCHEZ-MIRALLES, J. VILLAR, and F. MARTÍN. “Optimal Planning and Operation of Aggregated Distributed Energy Resources with Market Participation.” Applied Energy 182 (November): 2016. 340–57.

CLARO BAÉZ Juan Pablo. Modelado y simulación de Smart Grid con OpenDss y Matlab (Tesis de pregrado). Universidad de Sevilla, escuela Técnica superior de Ingeniería, Sevilla, España. 2016

CONGRESO DE COLOMBIA Ley N° 1715, 13 de mayo de 2014, “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional”.

Distribution Test Feeder Working Group, “IEEE Distribution Test Feeders”.

DOMINGO, C. M., et al. “A Reference Network Model for Large-Scale Distribution Planning with Automatic Street Map Generation.” Power Systems, IEEE Transactions on 26, no. 1. 2011.

EPRI, OpenDSS Tutorial. Distribution System Simulator.

ESSA Norma Técnica de la Electrificadora de Santander,

FARIVAR M., CLARKE C. R., LOW S. H., and CHANDY K. M., “Inverter VAR control for distribution systems with renewables,” in 2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2011, pp. 457–462.

GÓMEZ Tomás. La transición hacia un sector eléctrico descarbonizado. IX Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica (SICEL 2017), Bucaramanga (Colombia), 1-3 noviembre 2017.

GONZÁLES José A. C, PÉREZ Roque C., SANTOS Antonio C., GIL Manuel-A.C.. Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables pearson educación, S.A, Madrid, 2009.

GU Cailian, LIU Li, ZHANG Tieyan, ZHENG Yang. Demand response model and impact studies based on bidirectional interactive of information and electrical energy. CIGRE, Paper No CP0424. 2012

HUNTINGTON, S. “Case study: Battery Storage vs Flexible Demand.” Utility of the Future Memo Paper.

IIT Technology offer [en línea] disponible en <http://www.iit.comillas.edu/technology-offer/rnm>

Interplay of Gas and Electricity Systems at Distribution Level, Utility of the Future working paper.

JAHANGIRI P. and ALIPRANTIS D., “Distributed Volt/VAR control by PV inverters,” in 2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition, 2014, pp. 1–1.

KASSAKIAN, J. G., and R. SCHMALENSEE. The Future of the Electric Grid: An Interdisciplinary MIT Study. Technical report, Massachusetts Institute of Technology. 2011.

PÉREZ-ARRIAGA Ignacio & BHARATKUMAR Ashwini, A Framework for Redesigning Distribution Network Use of System Charges Under High Penetration of Distributed Energy Resources: New Principles for New Problems. CEEPR working paper, 2014.

PÉREZ-ARRIAGA, I., editor. "Chapter 9, Electricity Retailing". Regulation of the Power Sector. Springer. 2013. ISBN: 978-1-4471-5033-6 (Print) 978-14471-5034-3 (Online) <http://www.springer.com/us/book/9781447150336>

Review ABB 2-2015

SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO (SIEL), informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. <http://www.siel.gov.co/>.

The Future of Solar Energy an Interdisciplinary MIT Study

UTILITY OF THE FUTURE MEMO PAPER Describing commercial buildings' thermal response and optimal cooling strategy for provision of electricity services.

Utility of the Future; an MIT Energy Initiative response to an industry in transition.

ANEXOS

ANEXO A. INFORMACIÓN DEL CIRCUITO EMPLEADO PARA LAS SIMULACIONES

Para el proyecto se trabajó con un circuito de distribución con tensión nominal igual a 13,2 kV (Media tensión), ubicado en un municipio del departamento de Santander. La información del circuito fue proporcionada por la empresa distribuidora de energía de la región.

- **CARGAS CONECTADAS AL CIRCUITO**

A continuación, se presenta una tabla con las características de las cargas conectadas al circuito analizado, donde se podrá observar el tipo de usuario, el número de la barra a la cual se conectan los usuarios, el factor de potencia y potencia de la carga.

Tabla 11. Cargas conectadas al circuito.

Usuarios comerciales			
Nombre	Fp	P[kW]	Tipo
1	0,9	4	Trifásica
19	0,9	8,2	Trifásica
21	0,9	21,4	Trifásica
9	0,91	18,8	Trifásica
11	0,9	4	Trifásica
6	0,9	24,1	Trifásica

Usuarios residenciales			
Nombre	Fp	P[kW]	Tipo
2	0,92	5,4	Monofásica

Usuarios residenciales			
Nombre	Fp	P[kW]	Tipo
3	0,9	4	Trifásica
4	0,9	16,1	Trifásica
5	0,92	3,4	Monofásica
7	0,9	14,9	Trifásica
8	0,9	4	Trifásica
10	0,9	18,2	Trifásica
12	0,91	1,4	Monofásica
13	0,9	11,9	Trifásica
14	0,9	12	Trifásica
15	0,91	14,1	Trifásica
Nombre	Fp	P[kW]	Tipo
16	0,9	9,1	Monofásica
17	0,9	8,6	Monofásica
18	0,9	8,3	Monofásica
20	0,91	7,8	Trifásica

Nota: Adaptado de la información proporcionada por la empresa distribuidora de energía de la región.

- **LÍNEAS DEL CIRCUITO**

A continuación, se presenta una tabla con las características de las líneas que pertenecen al circuito analizado; donde se podrá observar el nombre de la línea, los valores de resistencia y reactancia en secuencia positiva y secuencia cero y finalmente la longitud de la línea.

Tabla 12. Líneas del circuito.

Línea	Resistencia [Ω /km]		Reactancia [Ω /km]		Longitud [km]
	Secuencia +	Secuencia 0	Secuencia +	Secuencia 0	
Línea 1-2	0,41489	0,588897	0,420633	2,003803	0,036436
Línea 2-3	1,320277	1,494285	0,464162	2,047332	0,061652
Línea 2-4	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,573623

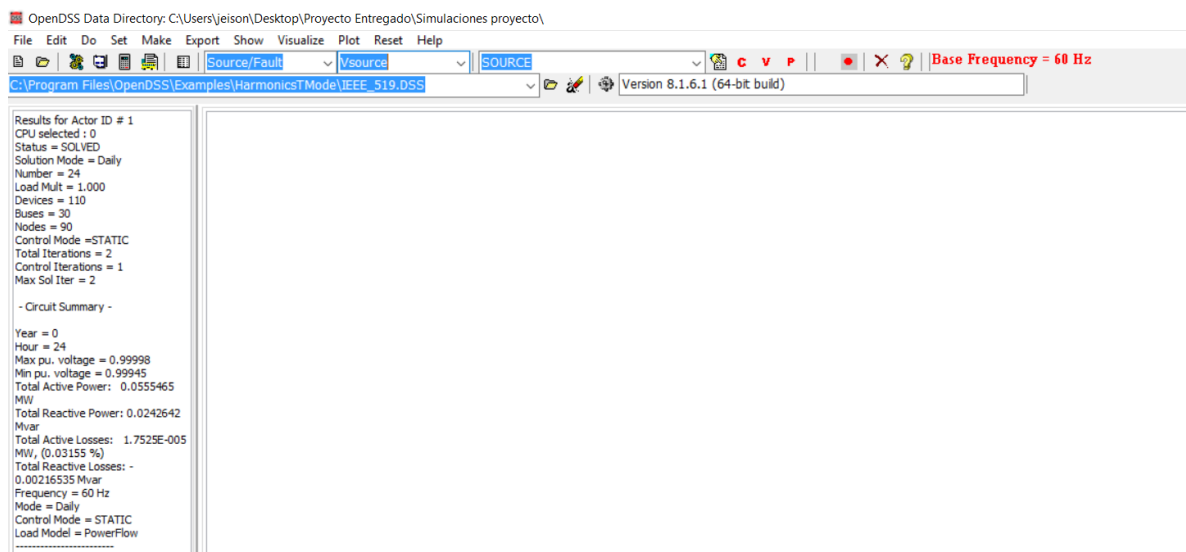
Línea	Resistencia [Ω /km]		Reactancia [Ω /km]		Longitud [km]
	Secuencia +	Secuencia 0	Secuencia +	Secuencia 0	
Línea 4-5	0,41489	0,588897	0,420633	2,003803	0,048
Línea 4-6	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,175231
Línea 5-7	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,177611
Línea 5-8	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,39599
Línea 8-10	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,328533
Línea 10-11	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,106019
Línea 8-9	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,356746
Línea 11-13	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,36206
Línea 13-14	1,320277	1,494285	0,464162	2,047332	0,281143
Línea 13-15	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,282932
Línea 15-16	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,188175
Línea 11-12	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,430635
Línea 16-17	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,047011
Línea 17-18	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,117444
Línea 17-19	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,347361
Línea 19-20	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,86429
Línea	Resistencia [Ω /km]	Reactancia [Ω /km]	Longitud [km]	Línea	Resistencia [Ω /km]
	Secuencia +	Secuencia 0	Secuencia +	Secuencia 0	
Línea 20-21	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,480122
Línea 21-22	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,278684
Línea 22-23	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,624071
Línea 23-24	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,461686
Línea 16-25	1,320277	1,494285	0,464162	2,047332	0,733287
Línea 12-26	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,891678
Línea 26-27	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,597955
Línea 27-28	0,522707	0,696715	0,429422	2,012568	0,259089
Línea 9-29	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,079472
Línea 29-30	0,830441	1,004449	0,446818	2,029989	0,180809

Nota: Adaptado de la información proporcionada por la empresa distribuidora de energía de la región.

ANEXO B. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE OPENDSS

Para generar los códigos de diseños de circuitos y simulaciones, OpenDSS cuenta con su propia interfaz de usuario (Figura 1).

Figura 40. Interfaz de usuarios en OpenDSS.



A continuación, se presenta una explicación básica de las funciones y elementos utilizados en la simulación del circuito del caso de estudio.

- **Frecuencia**

Antes de crear el nuevo circuito, es importante definir y usar la frecuencia correcta. Para definir la frecuencia de trabajo se puede hacer de dos formas; la primera, seleccionando en la barra de menús la opción “Set” y eligiendo la base de frecuencia deseada; y la segunda, escribiendo el siguiente comando en el script de OpenDSS.

Set DefaultBaseFrecuency = 60

- **Comando “Clear”**

Es importante que este comando encabece todos los scripts que se realicen en OpenDSS, para evitar fallos y errores en la compilación del programa.

- **Nuevo circuito (*Circuit*)**

Para crear un objeto en OpenDSS se debe insertar el comando *New Elemento*, donde el término “Elemento” se debe cambiar por el nombre del objeto que se desea crear. Para crear el nuevo circuito se escribe el siguiente comando:

New Circuit.Fuente phases=3 basekv=13.2 bus1=barra1 Mvasc3=2000 Mvasc1=2100

Para el caso de estudio, se trata de una fuente trifásica con tensión nominal de 13,2 kV y se encuentra conectada a la barra1 del circuito. Los términos *Mvasc3* y *Mvasc1* corresponden a las potencias de corto circuito trifásicas y monofásicas, respectivamente.

- **Curvas de carga (*LoadShape*)**

El objeto *Loadshape* se utiliza para hacer simulaciones de tiempo (anuales, diarias, etc.). Para el circuito analizado se utilizó para realizar las variaciones de potencia en las cargas residenciales y comerciales en un día de trabajo, con intervalos de una hora por defecto.

```

New LoadShape.residencial npts=24 interval=1
~ mult={0.3 0.27 0.26 0.27 0.24 0.41 0.44 0.36 0.36 0.45 0.41 0.45 0.56 0.39 0.41 0.45 0.47 0.52 0.77 0.91 0.98 1 0.64 0.37}
~ qmult={0.3 0.27 0.26 0.27 0.24 0.41 0.44 0.36 0.36 0.45 0.41 0.45 0.56 0.39 0.41 0.45 0.47 0.52 0.77 0.91 0.98 1 0.64 0.37}

New LoadShape.comercial npts=24 interval=1
~ mult={0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.34 0.76 0.91 0.93 0.72 0.41 0.7 0.95 1 0.98 0.85 0.61 0.16 0.07 0.06 0.05}
~ qmult={0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.34 0.76 0.91 0.93 0.72 0.41 0.7 0.95 1 0.98 0.85 0.61 0.16 0.07 0.06 0.05}

```

Los comandos *mult* y *qmult* permiten variar la potencia activa y reactiva de las cargas, respectivamente.

- **Líneas (*Line*)**

Con el elemento línea se puede modelar la mayoría de tipos de líneas, sean monofásicas o trifásicas. Un aspecto importante a considerar son las unidades de longitud de la línea, sino se definen, el programa toma por defecto el valor en metros.

```

New LineCode.Arreglo1 nphases=3 baseFreq=60 r1=1.320277 x1=0.464162 r0=1.494285 x0=2.047332 units=km
New LineCode.Arreglo2 nphases=3 baseFreq=60 r1=0.830441 x1=0.446818 r0=1.004449 x0=2.029989 units=km
New LineCode.Arreglo3 nphases=3 baseFreq=60 r1=0.522707 x1=0.429422 r0=0.696715 x0=2.012568 units=km
New LineCode.Arreglo4 nphases=3 baseFreq=60 r1=0.414890 x1=0.420633 r0=0.588897 x0=2.003803 units=km

New Line.Linea1_2 phases=3 bus1=barra1 bus2=barra2 length=0.036436 units=km linecode=Arreglo4
New Line.Linea2_3 phases=3 bus1=barra2 bus2=barra3 length=0.061652 units=km linecode=Arreglo1

```

El elemento *LineCode* es una librería que contiene las características de impedancias para las líneas. Cabe resaltar que la utilización de *LineCode* no es necesaria, pero es de gran ayuda cuando hay un número considerable de líneas con las mismas características de impedancia. Después de definir este elemento, se crea cada una de las líneas designando las barras entre las que se conectara, el número de fases, la longitud de la línea y el *LineCode* respectivo de cada línea.

- **Cargas (*Load*)**

En *OpenDSS* existen tres maneras para caracterizar una carga

1. Potencia activa [kW] y factor de potencia.
2. Potencia activa [kW] y potencia reactiva [kvar].

3. Potencia aparente [kVA] y factor de potencia.

Una vez definidas las cargas, pueden ser modificadas por una serie de multiplicadores para crear el perfil de demanda (*LoadShape*).

```
New Load.Carga3 phases=3 conn=wye Bus1=Barra3 kw=4 pf=0.9 kv=13.2 daily=comercial  
New Load.Carga6 phases=1 Bus1=Barra6.1 kw=5.4 pf=0.92 kv=7.621 daily=residencial
```

OpenDSS cuenta con ocho modelos para las cargas. Para el estudio realizado se seleccionó el modelo 1 (P y Q constantes), que es el que maneja por defecto el programa. El comando *daily* corresponde al ciclo de trabajo que para efecto nuestro se hizo coincidir con las curvas de carga (*LoadShape*) definidas previamente.

- **Monitores (*Monitor*)**

La opción *monitor* que ofrece *OpenDSS* permite obtener curvas de potencia, corriente o tensión respecto al tiempo. Dependiendo de las variables que se requieran monitorear, se escoge el modo de operación del monitor. A continuación, se muestra una forma básica de definirlo.

```
New monitor.Linea1_2power element=line.Linea1_2 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

Para configurar correctamente el monitor, se debe seleccionar el elemento, el terminal donde se desea conectar para su estudio y su modo de operación. El software ofrece distintos modos de operación que permiten guardar distintas variables del sistema, a continuación, se enuncian los dos modos que se utilizaron en las simulaciones.

- Modo 0: Estándar, tensión y corriente en cada fase.
- Modo 1: Potencia activa y reactiva en cada una de las fases.

- **Medidores de energía (*Energymeter*)**

Es un medidor que se conecta a un terminal de un elemento del circuito. Su función es idéntica a la de un medidor de energía real, además de medir la potencia y la energía que fluye por el elemento, tiene la capacidad de medir las pérdidas de energía y valores de sobrecarga dentro de una región.

```
New energymeter.principal element=line.Linea1_2 terminal=1
```

- **Tensione en por unidad**

OpenDSS permite obtener los valores de tensión en por unidad. Para realizar esta operación solo hay que escribir el siguiente comando en el script, además de definir un valor de tensión base.

```
set voltagebases = [13.2]  
calcVoltagebases
```

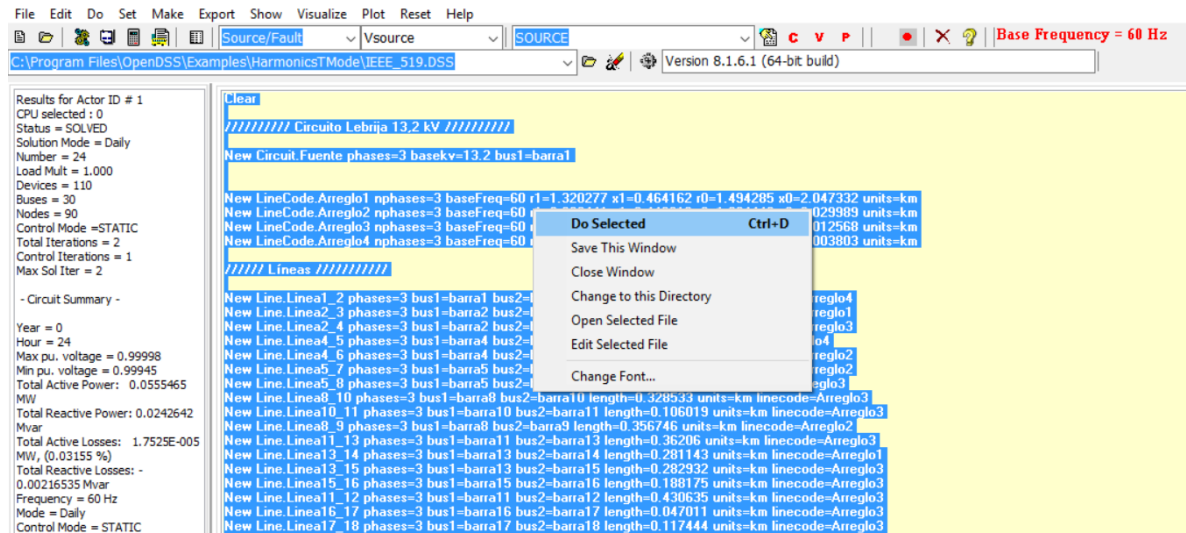
- **Solución del circuito**

Al finalizar, se debe ingresar una serie de comandos al final del código para darle solución al circuito. En donde se debe incluir el modo de solución, el tiempo de los pasos de la simulación, la cantidad de pasos y el comando “*solve*”. Para el trabajo de grado realizado, se trabajó con el modo de solución diario (*daily*) con un número total de 24 pasos y con una hora de intervalo de tiempo entre cada paso.

```
set mode = daily  
set stepsize = 1h  
set number = 24  
solve
```

Para ejecutar el código desde OpenDSS, se debe seleccionar el código, dar clic derecho sobre él y por ultimo elegir la opción *Do Selected*. En la Figura #2 se puede apreciar lo dicho anteriormente.

Figura 41. Ejecución del código en OpenDSS.



Si se desea obtener información más detallada de los elementos y comandos de OpenDSS, se puede descargar un manual de usuario que se encuentra en la página del EPRI, o si se desea, en la ventana de trabajo de OpenDSS existe la opción de ayuda que es muy útil.

- **Código o flujograma de la simulación**

A continuación, se presenta el código utilizado para realizar las simulaciones de este estudio.

Clear

////////// Circuito Lebrija 13,2 kV //////////

New Circuit.Fuente phases=3 basekv=13.2 bus1=barra1

New LineCode.Arreglo1 nphases=3 baseFreq=60 r1=1.320277 x1=0.464162
r0=1.494285 x0=2.047332 units=km
New LineCode.Arreglo2 nphases=3 baseFreq=60 r1=0.830441 x1=0.446818
r0=1.004449 x0=2.029989 units=km
New LineCode.Arreglo3 nphases=3 baseFreq=60 r1=0.522707 x1=0.429422
r0=0.696715 x0=2.012568 units=km
New LineCode.Arreglo4 nphases=3 baseFreq=60 r1=0.414890 x1=0.420633
r0=0.588897 x0=2.003803 units=km

///// Líneas //////////

New Line.Linea1_2 phases=3 bus1=barra1 bus2=barra2 length=0.036436 units=km
linecode=Arreglo4
New Line.Linea2_3 phases=3 bus1=barra2 bus2=barra3 length=0.061652 units=km
linecode=Arreglo1
New Line.Linea2_4 phases=3 bus1=barra2 bus2=barra4 length=0.573623 units=km
linecode=Arreglo3
New Line.Linea4_5 phases=3 bus1=barra4 bus2=barra5 length=0.048 units=km
linecode=Arreglo4
New Line.Linea4_6 phases=3 bus1=barra4 bus2=barra6 length=0.175231 units=km
linecode=Arreglo2
New Line.Linea5_7 phases=3 bus1=barra5 bus2=barra7 length=0.177611 units=km
linecode=Arreglo2
New Line.Linea5_8 phases=3 bus1=barra5 bus2=barra8 length=0.39599 units=km
linecode=Arreglo3
New Line.Linea8_10 phases=3 bus1=barra8 bus2=barra10 length=0.328533
units=km linecode=Arreglo3
New Line.Linea10_11 phases=3 bus1=barra10 bus2=barra11 length=0.106019
units=km linecode=Arreglo3
New Line.Linea8_9 phases=3 bus1=barra8 bus2=barra9 length=0.356746 units=km
linecode=Arreglo2

New Line.Linea11_13 phases=3 bus1=barra11 bus2=barra13 length=0.36206
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea13_14 phases=3 bus1=barra13 bus2=barra14 length=0.281143
units=km linecode=Arreglo1

New Line.Linea13_15 phases=3 bus1=barra13 bus2=barra15 length=0.282932
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea15_16 phases=3 bus1=barra15 bus2=barra16 length=0.188175
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea11_12 phases=3 bus1=barra11 bus2=barra12 length=0.430635
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea16_17 phases=3 bus1=barra16 bus2=barra17 length=0.047011
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea17_18 phases=3 bus1=barra17 bus2=barra18 length=0.117444
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea17_19 phases=3 bus1=barra17 bus2=barra19 length=0.347361
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea19_20 phases=3 bus1=barra19 bus2=barra20 length=0.86429
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea20_21 phases=3 bus1=barra20 bus2=barra21 length=0.480122
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea21_22 phases=3 bus1=barra21 bus2=barra22 length=0.278684
units=km linecode=Arreglo2

New Line.Linea22_23 phases=3 bus1=barra22 bus2=barra23 length=0.624071
units=km linecode=Arreglo2

New Line.Linea23_24 phases=3 bus1=barra23 bus2=barra24 length=0.461686
units=km linecode=Arreglo2

New Line.Linea16_25 phases=3 bus1=barra16 bus2=barra25 length=0.733287
units=km linecode=Arreglo1

New Line.Linea12_26 phases=3 bus1=barra12 bus2=barra26 length=0.891678
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea26_27 phases=3 bus1=barra26 bus2=barra27 length=0.597955
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea27_28 phases=3 bus1=barra27 bus2=barra28 length=0.259089
units=km linecode=Arreglo3

New Line.Linea9_29 phases=3 bus1=barra9 bus2=barra29 length=0.079472
units=km linecode=Arreglo2

New Line.Linea29_30 phases=3 bus1=barra29 bus2=barra30 length=0.180809
units=km linecode=Arreglo2

////// Medidores //////////

New energymeter.principal element=line.Linea1_2 terminal=1

////// Formas de carga //////////

New LoadShape.residencial npts=24 interval=1

~ mult=(0.3 0.27 0.26 0.27 0.24 0.41 0.44 0.36 0.36 0.45 0.41 0.45 0.56 0.39 0.41
0.45 0.47 0.52 0.77 0.91 0.98 1 0.64 0.37)

~ qmult=(0.3 0.27 0.26 0.27 0.24 0.41 0.44 0.36 0.36 0.45 0.41 0.45 0.56 0.39 0.41
0.45 0.47 0.52 0.77 0.91 0.98 1 0.64 0.37)

New LoadShape.comercial npts=24 interval=1

~ mult=(0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.34 0.76 0.91 0.93 0.72 0.41 0.7
0.95 1 0.98 0.85 0.61 0.16 0.07 0.06 0.05)

~ qmult=(0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.05 0.34 0.76 0.91 0.93 0.72 0.41 0.7
0.95 1 0.98 0.85 0.61 0.16 0.07 0.06 0.05)

////// Cargas //////////////////////

New Load.Carga3 phases=3 conn=weye Bus1=Barra3 kw=4 pf=0.9 kv=13.2
daily=comercial

New Load.Carga6 phases=1 Bus1=Barra6.1 kw=5.4 pf=0.92 kv=7.621
daily=residencial

New Load.Carga7 phases=3 conn=wye Bus1=Barra7 kw=4 pf=0.9 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga9 phases=3 conn=wye Bus1=Barra9 kw=16.1 pf=0.9 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga29 phases=1 Bus1=Barra29.2 kw=3.4 pf=0.92 kv=7.621
daily=residencial

New Load.Carga30 phases=3 conn=wye Bus1=Barra30 kw=24.1 pf=0.9 kv=13.2
daily=comercial

New Load.Carga10 phases=3 conn=wye Bus1=Barra10 kw=14.9 pf=0.9 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga12 phases=3 conn=wye Bus1=Barra12 kw=4 pf=0.9 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga26 phases=3 conn=wye Bus1=Barra26 kw=18.8 pf=0.91 kv=13.2
daily=comercial

New Load.Carga27 phases=3 conn=wye Bus1=Barra27 kw=18.2 pf=0.9 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga28 phases=3 conn=wye Bus1=Barra28 kw=4 pf=0.9 kv=13.2
daily=comercial

New Load.Carga14 phases=1 Bus1=Barra14.3 kw=1.4 pf=0.91 kv=7.621
daily=residencial

New Load.Carga15 phases=3 conn=wye Bus1=Barra15 kw=11.9 pf=0.9 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga25 phases=3 conn=wye Bus1=Barra25 kw=12 pf=0.9 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga18 phases=3 conn=wye Bus1=Barra18 kw=14.1 pf=0.91 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga19 phases=1 Bus1=Barra19.1 kw=9.1 pf=0.9 kv=7.621
daily=residencial

New Load.Carga20 phases=1 Bus1=Barra20.2 kw=8.6 pf=0.9 kv=7.621
daily=residencial

New Load.Carga21 phases=1 Bus1=Barra21.3 kw=8.3 pf=0.9 kv=7.621
daily=residencial

New Load.Carga22 phases=3 conn=wye Bus1=Barra22 kw=8.2 pf=0.9 kv=13.2
daily=comercial

New Load.Carga23 phases=3 conn=wye Bus1=Barra23 kw=7.8 pf=0.91 kv=13.2
daily=residencial

New Load.Carga24 phases=3 conn=wye Bus1=Barra24 kw=21.4 pf=0.9 kv=13.2
daily=comercial

Redirect PV.dss

set voltagebases = [13.2]

calcVoltagebases

////////// Monitores //////////

New monitor.PV_power3C element=transformer.trafo3C terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_voltage3C element=transformer.trafo3C terminal=1 mode=0

New monitor.PV_variables3C element=pvsystem.PV3C terminal=1 mode=3

New monitor.PV_power22C element=transformer.trafo22C terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_voltage22C element=transformer.trafo22C terminal=1 mode=0

New monitor.PV_variables22C element=pvsystem.PV22C terminal=1 mode=3

New monitor.PV_power24C element=transformer.trafo24C terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_voltage24C element=transformer.trafo24C terminal=1 mode=0

New monitor.PV_variables24C element=pvsystem.PV24C terminal=1 mode=3

New monitor.PV_power26C element=transformer.trafo26C terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_voltage26C element=transformer.trafo26C terminal=1 mode=0

New monitor.PV_variables26C element=pvsystem.PV26C terminal=1 mode=3

New monitor.PV_power28C element=transformer.trafo28C terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_voltage28C element=transformer.trafo28C terminal=1 mode=0

New monitor.PV_variables28C element=pvsystem.PV28C terminal=1 mode=3

New monitor.PV_power30C element=transformer.trafo30C terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_voltage30C element=transformer.trafo30C terminal=1 mode=0

New monitor.PV_variables30C element=pvsystem.PV30C terminal=1 mode=3

New monitor.Linea1_2power element=line.Linea1_2 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea1_2_2power element=line.Linea1_2 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea2_3power element=line.Linea2_3 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea2_3_2power element=line.Linea2_3 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea2_4power element=line.Linea2_4 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea2_4_2power element=line.Linea2_4 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea4_5power element=line.Linea4_5 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea4_5_2power element=line.Linea4_5 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea4_6power element=line.Linea4_6 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea4_6_2power element=line.Linea4_6 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea5_7power element=line.Linea5_7 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea5_7_2power element=line.Linea5_7 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea5_8power element=line.Linea5_8 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea5_8_2power element=line.Linea5_8 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea8_10power element=line.Linea8_10 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea8_10_2power element=line.Linea8_10 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea10_11power element=line.Linea10_11 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea10_11_2power element=line.Linea10_11 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea8_9power element=line.Linea8_9 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.Linea8_9_2power element=line.Linea8_9 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea11_13power element=line.Linea11_13 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea11_13_2power element=line.Linea11_13 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea13_14power element=line.Linea13_14 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea13_14_2power element=line.Linea13_14 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea13_15power element=line.Linea13_15 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea13_15_2power element=line.Linea13_15 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea15_16power element=line.Linea15_16 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea15_16_2power element=line.Linea15_16 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea11_12power element=line.Linea11_12 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea11_12_2power element=line.Linea11_12 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea16_17power element=line.Linea16_17 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea16_17_2power element=line.Linea16_17 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea17_18power element=line.Linea17_18 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea17_18_2power element=line.Linea17_18 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea17_19power element=line.Linea17_19 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea17_19_2power element=line.Linea17_19 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea19_20power element=line.Linea19_20 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea19_20_2power element=line.Linea19_20 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea20_21power element=line.Linea20_21 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea20_21_2power element=line.Linea20_21 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea21_22power element=line.Linea21_22 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea21_22_2power element=line.Linea21_22 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea22_23power element=line.Linea22_23 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea22_23_2power element=line.Linea22_23 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea23_24power element=line.Linea23_24 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea23_24_2power element=line.Linea23_24 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea9_29power element=line.Linea9_29 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea9_29_2power element=line.Linea9_29 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea29_30power element=line.Linea29_30 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea29_30_2power element=line.Linea29_30 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea12_26power element=line.Linea12_26 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea12_26_2power element=line.Linea12_26 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea26_27power element=line.Linea26_27 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea26_27_2power element=line.Linea26_27 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea27_28power element=line.Linea27_28 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea27_28_2power element=line.Linea27_28 terminal=2 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea16_25power element=line.Linea16_25 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Linea16_25_2power element=line.Linea16_25 terminal=2 mode=1
ppolar=no

//////// Solución //////////

set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 24
solve

////////////////// ARREGLO FOTOVOLTAICO ////////////////////

//////// Curvas características del arreglo fotovoltaico //////////

New XYcurve.PVsystem npts=4 Xarray=[0 25 75 100] Yarray=[1.2 1 0.8 0.6]

New XYcurve.Eficiencia npts=4 Xarray=[0.1 0.2 0.4 1] Yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]

New LoadShape.Irradiancia npts=24 interval=1

~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

New TShape.Temperatura npts=24 interval=1

~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

////////////////// Generadores para carga comercial ////////////////////

New PVSystem.PV3C phases=3 bus1=PV3C kv=0.48 irradiance=0.98 Pmpp=7.2
Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem

Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo3C phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV3C kV=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra3 kV=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV22C phases=3 bus1=PV22C kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=14.76 Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo22C phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV22C kv=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra22 kv=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV24C phases=3 bus1=PV24C kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=38.52 Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo24C phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV24C kv=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra24 kv=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV26C phases=3 bus1=PV26C kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=33.84 Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo26C phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV26C kv=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra26 kv=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV28C phases=3 bus1=PV28C kv=0.48 irradiance=0.98 Pmpp=7.2
Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo28C phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV28C kv=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra28 kv=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV30C phases=3 bus1=PV30C kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=43.38 Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo30C phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV30C kv=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra30 kv=13.2 KVA=25 conn=wye

//////////////////// Generadores para carga residencial //////////////////////

New PVSystem.PV7R phases=3 bus1=PV7R kv=0.48 irradiance=0.98 Pmpp=7.2
Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo7R phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV7R kv=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra7 kv=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV9R phases=3 bus1=PV9R kv=0.48 irradiance=0.98 Pmpp=28.98
Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura

New Transformer.trafo9R phases=3 Xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=PV9R kv=0.48 KVA=25 conn=wye

~ wdg=2 bus=barra9 kv=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV12R phases=3 bus1=PV12R kv=0.48 irradiance=0.98 Pmpp=7.2
Temperature=25 pf=1

~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura
New Transformer.trafo12R phases=3 Xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=PV12R kV=0.48 KVA=25 conn=wye
~ wdg=2 bus=barra12 kV=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV15R phases=3 bus1=PV15R kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=21.42 Temperature=25 pf=1
~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura
New Transformer.trafo15R phases=3 Xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=PV15R kV=0.48 KVA=25 conn=wye
~ wdg=2 bus=barra15 kV=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV18R phases=3 bus1=PV18R kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=25.38 Temperature=25 pf=1
~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura
New Transformer.trafo18R phases=3 Xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=PV18R kV=0.48 KVA=25 conn=wye
~ wdg=2 bus=barra18 kV=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV23R phases=3 bus1=PV23R kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=14.04 Temperature=25 pf=1
~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura
New Transformer.trafo23R phases=3 Xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=PV23R kV=0.48 KVA=25 conn=wye
~ wdg=2 bus=barra23 kV=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV25R phases=3 bus1=PV25R kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=21.6 Temperature=25 pf=1
~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura
New Transformer.trafo25R phases=3 Xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=PV25R kV=0.48 KVA=25 conn=wye
~ wdg=2 bus=barra25 kV=13.2 KVA=25 conn=wye

New PVSystem.PV27R phases=3 bus1=PV27R kv=0.48 irradiance=0.98
Pmpp=32.76 Temperature=25 pf=1
~ %Cutin=0.1 %Cutout=0.1 EffCurve=Eficiencia P-TCurve=PVsystem
Daily=Irradiancia Tdaily=Temperatura
New Transformer.trafo27R phases=3 Xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=PV27R kV=0.48 KVA=25 conn=wye
~ wdg=2 bus=barra27 kV=13.2 KVA=25 conn=wye