



Disertación para la obtención del grado de Máster en  
Ingeniería de la Energía y del Ambiente

**INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA CON ALMACENAMIENTO EN  
AMBIENTES URBANOS-  
DIMENSIONAMIENTO Y LOCALIZACIÓN**

**Marco Vinicio Guanquiza León**

*Leiria, Julio del 2017*

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*



Disertación para la obtención del grado de Máster en  
Ingeniería de la Energía y del Ambiente

# **INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON ALMACENAMIENTO EN AMBIENTES URBANOS- DIMENSIONAMIENTO Y LOCALIZACIÓN**

**Marco Vinicio Guanquiza León**

Disertación desarrollada bajo la supervisión del Doctor Nuno Gil, Profesor de la Escuela Superior de Tecnología y Gestión del Instituto Politécnico de Leiria y Co-orientación del Doctor Julio López, Profesor de la Universidad de Cuenca.

*Leiria, Julio Del 2017*

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*

# Dedicatoria

---

*Esta tesis esta de dicada a las personas que más quiero,*

*A mi madre, por su cariño y apoyo incondicional;*

*A mis hermanos, que con su motivación me impulsaron a superar momentos difíciles.*

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*

# Agradecimientos

---

Agradezco:

- Al Profesor Nuno Gil, director de esta tesis, por su disponibilidad incondicional, consejos y orientación que, contribuyeron para mejorar esta disertación.

- Al Profesor Julio López por su apoyo y valiosas recomendaciones como codirector de este proyecto.

- A mi familia, por el apoyo, cariño y confianza que siempre me brindan.

- Al Ingeniero William Fernández por su ayuda y colaboración para la realización de esta tesis, y por su amistad.

- A los Ingenieros Manolo Molina y Sergio Zambrano, quienes dieron acertadas observaciones durante el desarrollo de esta tesis.

- A mis amigos y compañeros de maestría, con los cuales afrontamos dificultades y también disfrutamos momentos agradables.

- A la Escuela Superior de Tecnología y Gestión del Instituto Politécnico de Leiria y particularmente, al departamento de ingeniería de la energía y del ambiente, por todo el conocimiento que me transmitieron.

- A la Universidad de Cuenca por la disponibilidad que dio a sus docentes para que trabajen en el desarrollo de esta tesis.

- A la institución SENESCYT en conjunto con el Instituto de Fomento al Talento Humano, por el apoyo financiero prestado en el ámbito “BECAS COFINANCIADAS SENESCYT – INSTITUTO POLITÉCNICO LEIRIA”.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Resumen

---

La integración de generación distribuida (GD) de tamaño adecuado y con localización óptima, puede ser utilizada para obtener posibles beneficios técnicos y económicos en las redes de distribución. Por lo tanto, la GD aportará con energía a los sistemas eléctricos para ayudar a suplir las necesidades energéticas actuales y futuras, en las áreas residenciales, comerciales e industriales. La incorporación de la producción en situ debe ser llevada a cabo cuidadosamente, pues se está realizando una transformación de redes pasivas a redes activas. El establecer un punto idóneo para su conexión puede traer consigo mejoras tales como: disminución de pérdidas, aumento de fiabilidad y confiabilidad, y mejora del perfil de tensión.

El objetivo principal de esta tesis es analizar las ventajas y beneficios que se obtiene al integrar (GD) con dimensionamiento y localización conveniente en redes de distribución. Se planteó utilizar la tecnología fotovoltaica en una red de distribución semejante a las que existen en el área urbana. Además, de la ubicación de GD se estudia como la introducción de baterías permite gestionar la energía producida por estas unidades.

En este trabajo se presentan tres modelos matemáticos de optimización; el primero sitúa adecuadamente GD, el segundo permite localizar y dimensionar GD, mientras que el tercero determina la operación óptima de sistemas de almacenamiento que trabajan en conjunto con las unidades de GD instaladas, por el primer modelo. Los procesos de optimización son implementados en un paquete de optimización comercial denominado AMPL. Para probar su validez se evaluarán dos redes eléctricas, una red modelo de trece barras y otra red real de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur de Ecuador.

Con los resultados obtenidos, se concluye que las metodologías usadas son adecuadas para dimensionar y localizar GD; además al trabajar con baterías se tuvo una sustancial mejora de la gestión de la energía.

El capítulo 1 ofrece una descripción de los objetivos que se pretenden alcanzar, de la problemática solucionada y la metodología de trabajo de la presente tesis. Asimismo, se presenta el estado de arte sobre ubicación y dimensionamiento de GD en sistemas eléctricos.

En el capítulo 2 se hará una revisión de las definiciones de GD, de las tecnologías más usadas y de los sistemas de almacenamiento eléctrico.

En el capítulo 3 se describen los modelos matemáticos y las metodologías propuestas para dimensionamiento y localización óptima de GD, es decir se detalla los procedimientos seguidos para solucionar el problema.

En el capítulo 4 se desarrollan las simulaciones y se presentan los resultados que se encontraron al incorporar GD en redes de distribución. Y finalmente en el capítulo 5 se dan las principales conclusiones y recomendaciones obtenidas del trabajo.

*Palabras-clave: Generación Distribuida, dimensionamiento y localización óptima, almacenamiento eléctrico, fotovoltaica, baterías.*

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*

# Abstract

---

Distributed generation (GD) integration of adequate size and optimal location can be used to obtain potential technical and economic benefits in distribution networks. Therefore, the DG will provide energy to electrical systems to help meet current and future energy needs in residential, commercial and industrial areas. The incorporation of production in situ must be carried out carefully because transformation of passive networks is being realized to active networks. Establishing a suitable point for its connection can bring about improvements such as: loss reduction, increased reliability and reliability, and improved voltage profile.

The main objective of this thesis is to analyze the advantages and benefits obtained when integrating (GD) with sizing and convenient locations in distribution networks. It was proposed that photovoltaic technology be used in distribution networks similar to those in urban areas. In addition, the location of GD is studied as the introduction of batteries allows management of energy produced by these units.

In this work three mathematical models of optimization are presented; the first one locates GD properly, the second one locates and sizes GD, while the third one determines the optimal operation of storage systems that work in conjunction with installed GD units, as stated in the first model. Optimization processes are implemented in a commercial optimization package called AMPL. To test its validity, two electricity grids will be evaluated, a thirteen-bar model network and another real network of the Central Electric Company of the Southern Region of Ecuador.

With the results obtained, it is concluded that the methodologies used are suitable for dimensioning and locating GD; in addition to working with batteries there was substantial improvement in energy management.

Chapter 1 provides a description of the objectives to be achieved, the problem solved and the working methodology of this thesis. Also, the state of art on location and dimensioning of GD in electrical systems is presented.

Chapter 2 will review the definitions of DG, most used technologies and electrical storage systems.

Chapter 3 describes the mathematical models and methodologies proposed for optimum sizing and localization of GD, that is, the procedures followed to solve the problem are detailed.

In chapter 4 simulations are developed and the results that are found when incorporating GD in distribution networks are presented. And finally in chapter 5 the main conclusions and recommendations obtained the work are given.

Key words: Distributed Generation, optimal sizing and location, electrical storage, photovoltaic, batteries.

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*

# Lista de figuras

---

Figura 1. 1 Sistema eléctrico convencional .....	2
Figura 1. 2 Sistema eléctrico con presencia de GD .....	3
Figura 2. 1 Turbina de gas y generador eléctrico.....	13
Figura 2. 2 Sistema de cogeneración con turbina de gas .....	14
Figura 2. 3 Energía producida por cogeneración en Suecia en el año 2008.....	16
Figura 2. 4 Esquema de funcionamiento de una celda de combustible .....	17
Figura 2. 5 Curva de caudal .....	20
Figura 2. 6 Central hidroeléctrica de palas de desplazamiento .....	21
Figura 2. 7 Turbina micro-hidráulica en modalidad de poco calado con alabes.....	22
Figura 2. 8 Tipos de turbinas según caída y caudal .....	22
Figura 2. 9 Curva de potencia de salía vs velocidad del viento .....	24
Figura 2. 10 Curvas de distribución de Weibull.....	24
Figura 2. 11 Imagen de integración eólica .....	25
Figura 2. 12 Estructura física de una celda fotovoltaica.....	27
Figura 2. 13 Circuito equivalente básico para una célula fotovoltaica.....	28
Figura 2. 14 Curva característica I-V de una celda fotovoltaica .....	29
Figura 2. 15 Curva característica de una celda fotovoltaica ideal y de una real con diferentes niveles de radiación .....	29
Figura 2. 16 Variación de la irradiación para tres días consecutivos.....	30
Figura 2. 17 Esquema de funcionamiento de una batería .....	33
Figura 2. 18 Estación de bombeo .....	35
Figura 2. 19 Volante de inercia .....	36
Figura 2. 20 Planta de aire comprimido.....	37
Figura 2. 21 Súper capacitores en serie.....	37
Figura 2. 22 Esquema de almacenamiento con un súper conductor .....	38
Figura 2. 23 Sistema de almacenamiento térmico de calor sensible .....	39
Figura 2. 24 Comparación de técnicas de almacenamiento tiempo vs potencia.....	40
Figura 3. 1 Sistema radial de tres barras .....	48
Figura 3. 2 Diagrama de flujos de metodología para Localización y dimensionamiento de FV. ....	55
Figura 3. 3 Diagrama de flujos para operación de FV con baterías.....	56
Figura 3. 4 Perfil de producción de diferentes tipos de tecnologías.....	58

<b>Figura 3. 5 Curva de carga de cliente residencial .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 3. 6 Tipos de techos .....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 3. 7 Ejecución de AMPL y Solver .....</b>	<b>61</b>
<b>Figura 4. 1 Red radial simple .....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 4. 2 Red radial con sitios candidatos de plantas FV. ....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 4. 3 Red radial con sitio y tamaño de plantas FV candidatas .....</b>	<b>64</b>
<b>Figura 4. 4 Red radial con FV y Baterías.....</b>	<b>65</b>
<b>Figura 4. 5 Red modelo.....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 4. 6 Curva de producción solar en (p.u) para la red modelo .....</b>	<b>68</b>
<b>Figura 4. 7 Curva de carga de potencia activa para red modelo .....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 4. 8 Curva de carga de potencia reactiva para red modelo.....</b>	<b>69</b>
<b>Figura 4. 9 Curva de generación y demanda sin FV .....</b>	<b>71</b>
<b>Figura 4.10 Localización óptima de FV .....</b>	<b>72</b>
<b>Figura 4. 11 Perfil de producción de la subestación con localización óptima de FV .....</b>	<b>73</b>
<b>Figura 4. 12 Localización y tamaño óptimos de FV .....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 4. 13 Producción de la subestación con localización y tamaño óptimo de FV .....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 4. 14 Localización y tamaños óptimos de FV.....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 4. 15 Perfil de producción y demanda con FV .....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 4. 16 Esquema de la red en estudio .....</b>	<b>81</b>
<b>Figura 4. 17 Curva de producción solar en p.u para la red real.....</b>	<b>82</b>
<b>Figura 4. 18 Curvas de carga de potencia activa para red real .....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 4. 19 Curvas de carga de potencia reactiva para red real.....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 4. 20 Lugares candidatos para ubicación de FV .....</b>	<b>84</b>
<b>Figura 4. 21 Perfil de producción y demanda sin FV.....</b>	<b>85</b>
<b>Figura 4. 22 Localización óptima de FV en la red real.....</b>	<b>86</b>
<b>Figura 4. 23 Producción de la subestación con localización óptima de FV .....</b>	<b>86</b>
<b>Figura 4. 24 Localización y dimensionamiento óptima de FV en la red real.....</b>	<b>87</b>
<b>Figura 4. 25 Producción de la subestación con localización y dimensionamiento óptimo de FV. .....</b>	<b>88</b>
<b>Figura 4. 26 Localización y tamaño óptimo de FV minimizando costos .....</b>	<b>90</b>
<b>Figura 4. 27 Perfil de producción y demanda con FV optimizando costos .....</b>	<b>90</b>

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*

# Lista de tablas

---

Tabla 2. 1 Tamaños de instalaciones de cogeneración en Reino Unido en 1998.....	15
Tabla 2. 2 Coeficientes energéticos de cogeneración en actividades industriales .....	15
Tabla 2. 3 Tipos y características de celdas de combustible.....	19
Tabla 2. 4 Eficiencias de módulos fotovoltaicos.....	27
Tabla 2. 5 Características de tecnologías usadas para generación distribuida .....	31
Tabla 4. 1 Características eléctricas de la red .....	66
Tabla 4. 2 Costos de inversión, operación y mantenimiento de FV.....	67
Tabla 4. 3 Áreas para sistemas fotovoltaicos .....	70
Tabla 4. 4 Resultados de localización óptima de FV.....	72
Tabla 4. 5 Resultados de sitios y tamaños óptimos.....	74
Tabla 4. 6 Parámetros de red en los casos 1 y 2.....	76
Tabla 4. 7 Resultados de sitios y tamaños óptimos evaluando costos .....	77
Tabla 4. 8 Parámetros de red al insertar FV y minimizando costos.....	79
Tabla 4. 9 Parámetros de red real en los casos 1 y 2.....	88
Tabla 4. 10 Parámetros de red real con FV evaluando costos. ....	91

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*

# Lista de siglas

---

- GD - Generación distribuida
- UGD - Ubicación y Dimensionamiento de Generación Distribuida
- AE - Almacenamiento Eléctrico
- FV - Fotovoltaica
- AMPL - A Mathematical Programming Language
- UK - Reino Unido
- CHP - Producción combinada de energía y calor
- AFC - Alkaline Fuel Cell
- PEMFC - Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell
- DMFC - Direct Methanol Fuel Cell
- PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cell
- MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell
- SOFC - Solid Oxide Fuel Cell
- CC - Corriente Continua
- CA - Corriente Alterna
- CAES - Compressed Air Energy Storage
- MT - Media Tensión
- UD - Ubicación y Dimensionamiento

*Esta página fue intencionalmente dejada en blanco*

# Índice

---

<b>DEDICATORIA</b>	<b>III</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>V</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>VII</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>XIII</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>XVI</b>
<b>LISTA DE SIGLAS</b>	<b>XVIII</b>
<b>ÍNDICE</b>	<b>XX</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes	2
1.2. Planteamiento del Problema	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Alcance del estudio	5
1.5. Metodología de investigación	5
1.6. Hipótesis	5
1.7. Estado de Arte	6
<b>2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA</b>	<b>11</b>

<b>2.1.</b>	<b>Principales conceptos</b>	<b>11</b>
<b>2.2.</b>	<b>Tecnologías de Generación Distribuida</b>	<b>12</b>
2.2.1	Turbinas a gas	12
2.2.2	Cogeneración o (producción combinada de energía y calor CHP)	13
2.2.3	Celdas de combustible	17
2.2.4	Pequeñas centrales hidroeléctricas	20
2.2.5	Generadores eólicos	23
2.2.6	Celdas fotovoltaicas	26
<b>2.3.</b>	<b>Sistema de almacenamiento</b>	<b>32</b>
2.3.1	Almacenamiento electroquímico	32
2.3.2	Almacenamiento mecánico	34
2.3.3	Almacenamiento eléctrico	37
2.3.4	Almacenamiento térmico	38
2.3.5	Almacenamiento químico	40
<b>2.4.</b>	<b>Comparación de diferentes técnicas de almacenamiento</b>	<b>40</b>
<b>3.</b>	<b>METODOLOGÍA PROPUESTA</b>	<b>41</b>
<b>3.1.</b>	<b>Introducción</b>	<b>41</b>
<b>3.2.</b>	<b>Formulación general del problema de optimización</b>	<b>42</b>
<b>3.3.</b>	<b>Consideraciones del problema</b>	<b>44</b>
3.3.1.	Consideraciones del modelo de optimización	44
3.3.2.	Consideraciones para la evaluación económica	45
3.3.3.	Consideraciones técnicas para la red y plantas fotovoltaicas	45
<b>3.4.</b>	<b>Formulación matemática</b>	<b>46</b>
3.4.1.	Modelo de Localización Óptima	49
3.4.2.	Modelo para localización y dimensionamiento	50
3.4.3.	Modelo para la operación del sistema fotovoltaico con baterías	51
<b>3.5.</b>	<b>Algoritmos solución</b>	<b>53</b>
3.5.1.	Descripción general del algoritmo	54
3.5.2.	Adquisición de datos	56
3.5.3.	Procesos intermedios	60
3.5.4.	Evaluación de resultados	62

<b>4.</b>	<b>CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS</b>	<b>63</b>
4.1.	Introducción	63
4.2.	CASOS DE ESTUDIO PARA LAS REDES	63
4.3.	INFORMACIÓN PARA RED MODELO	65
4.4.	ANÁLISIS Y RESULTADOS DE RED MODELO	70
4.4.1.	Resultados de caso Base	70
4.4.2.	Resultados de caso 1.- Localización óptima	71
4.4.3.	Resultados de caso 2.- Localización y dimensionamiento óptimo de FV minimizando pérdidas	73
4.4.4.	Resultados de caso 3.- Localización y dimensionamiento de FV minimizando costos de inversión y compra de energía	76
4.4.5.	Resultados de caso 4.- FV con baterías minimizando costos de compra de energía	79
4.5.	INFORMACIÓN PARA RED REAL	80
4.6.	ANÁLISIS Y RESULTADOS DE RED REAL	84
4.6.1.	Resultados de caso base	84
4.6.2.	Resultados de caso 1.- Localización optima de FV en red real minimizando pérdidas	85
4.6.3.	Resultados de caso 2.- Localización y dimensionamiento de FV en la red real minimizando pérdidas	87
4.6.4.	Resultados de caso 3.- Localización y dimensionamiento de FV para red real minimizando costos	89
4.6.5.	Resultados de caso 4.- Operación de FV con baterías para red real minimizando Costos	91
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>93</b>
5.1.	Conclusiones	93
5.2.	Recomendaciones para trabajo futuros	94
	<b>ANEXOS</b>	<b>101</b>
	Anexo 1: Áreas disponibles para red real	101



# 1. INTRODUCCIÓN

---

Para abastecer el crecimiento de la demanda eléctrica actual y futura se dirige la atención a la generación distribuida (GD). La GD se ha convertido en una fuente de energía complementaria para la generación centralizada, ha ganado gran espacio en los sistemas de distribución. Además, las grandes centrales implican altos costos, gran emisión de gases de efecto invernadero y dificultad para conseguir permisos medio ambientales, estos factores también han impulsado el uso de la GD con recursos renovables (eólico, solar e hídrico).

Por otro lado, la inadecuada integración de GD puede causar efectos negativos como: incremento de pérdidas, funcionamiento inadecuado de protecciones debido a flujos de potencia bidireccionales [1]. Entonces el **dimensionamiento y localización** correcta puede traer consigo reducción de pérdidas, mejora del perfil de tensión, incremento de confiabilidad y menores riesgos de inversión. En este sentido se han desarrollado diversas metodologías para encontrar el sitio y tamaño óptimo de GD, como las que se resumen en [2], cada una con sus características y fortalezas. Entre los métodos de solución tenemos: métodos analíticos, algoritmos genéticos, programación lineal, programación no lineal entero mixta, he incluso algunas que combinan varias de estas. El modelado matemático ha sido una excelente herramienta para planificadores de redes de distribución que buscan insertar GD en sus sistemas eléctricos, aunque todavía no existe una sistematización del problema, se sigue investigando en este campo para mejorar la exactitud de los resultados.

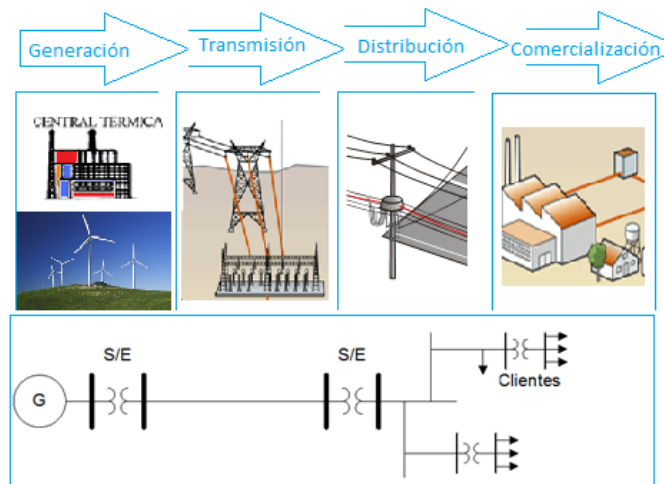
El objetivo de este trabajo es definir una metodología para la ubicación y dimensionamiento de generación distribuida (UDGD) óptima en una red radial, y posteriormente con la solución encontrada se identificara y cuantificara los beneficios que aportan las unidades GD a la empresa distribuidora, ya sean económicos o técnicos. Por su parte, el aporte que tendrá esta tesis es el modelo matemático de programación no lineal entero mixto que es de fácil implementación y trabaja con un lenguaje de modelado algebraico para programación matemática AMPL, mismo que funcionará con KNITRO; el cual es un software para resolver problemas de optimización de gran escala y no lineales.

En este capítulo se presenta la problemática a ser solucionada, los objetivos que se pretenden alcanzar con el trabajo de investigación y la metodología usada para el desarrollo de la tesis. Finalmente, se elabora una breve revisión del estado de arte para la incorporación de GD.

## 1.1. Antecedentes

---

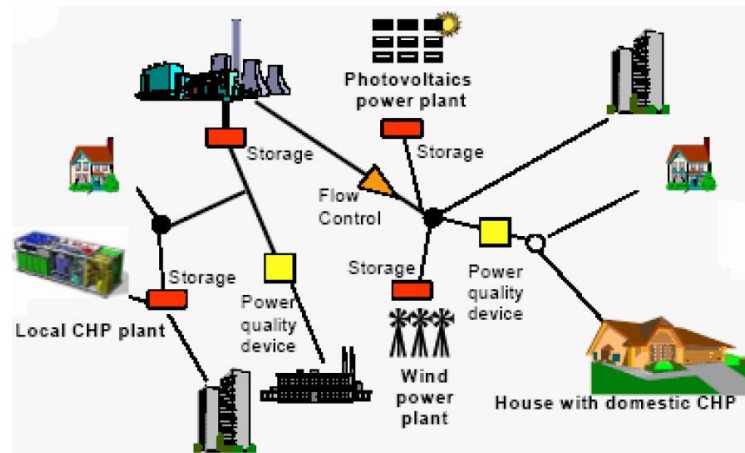
El suministro de energía eléctrica al cliente se da de forma jerárquica, es decir la electricidad es transmitida desde grandes centrales de generación, transportada por líneas de transmisión, y distribuida por subestaciones, redes primarias y secundarias. Los sistemas de distribución de energía eléctrica cumplen con la función de entregar la energía con calidad a todos y cada uno de los usuarios pertenecientes a la red. Con base en los anteriores aspectos se tiene un sistema eléctrico centralizado, como se indica en la figura 1.1.



**Figura 1. 1 Sistema eléctrico convencional**

Sin embargo, el constante crecimiento de la demanda de energía incentiva a la búsqueda de nuevas formas de producción de electricidad cercanas a la carga, debido a que un gran sistema podría presentar mayor dificultad en entregar una energía con calidad y altos niveles de confiabilidad. Sumándose a esto el desarrollo de tecnologías de generación renovable y microgeneración, surge el concepto de GD. Al generar energía eléctrica lo más cerca posible de la demanda, esta GD permite conseguir beneficios como: alivio térmico en

equipos de distribución, retardar la inversión por reforzamiento o implementaciones de nuevos sistemas, mejorar niveles de tensión, reducir **pérdidas** de energía y potencia, y disminuir costos debidos a **pérdidas** en elementos de sistemas de transmisión y distribución. En la figura 1.2 se presenta un sistema eléctrico con GD.



**Figura 1. 2 Sistema eléctrico con presencia de GD [3]**

El esquema de generación centralizada cambia debido a la presencia de GD en los diferentes puntos del sistema (alto, medio o baja tensión). La incorporación correcta de GD es un paso para conseguir redes de distribución activas, las cuales cumplan la función de enlazar eficientemente fuentes de energía con las demandas. El trabajo de encontrar la ubicación y dimensionamiento de Generación Distribuida (UDGD), implica gran complejidad debido al número de variables que involucran, pero es fundamental para tener una red con GD que opere de manera óptima.

## 1.2. Planteamiento del Problema

---

En la actualidad con la incorporación continua de nuevas cargas, las redes no serán capaces de satisfacer el incremento de la demanda eléctrica futura y para evitar problemas de perfiles de tensión, grandes pérdidas de energía, con sus respectivos incrementos de costos. Se ha visto necesario idear una metodología para la incorporación de GD que permita solucionar estos inconvenientes y alcanzar beneficios.

Existe literatura referente al tema de localización y dimensionamiento óptimo de GD en redes de distribución y en [2] se tiene una extensa lista de trabajos relacionado con el mismo. Entonces la problemática que se pretende solucionar en la presente tesis es la de UGD en una red eléctrica urbana, donde se encuentra limitaciones de espacio y por ende solo se estudiara la posibilidad de incorporar grupos de generación fotovoltaica (FV), además se resolverá el problema de operación de AE que trabaja en conjunto con las unidades FVs.

## **1.3. Objetivos**

---

### **1.3.1. Objetivo general**

---

Definir un procedimiento para encontrar la dimensión y sitio ideal de generación distribuida con almacenamiento, para identificar, analizar y cuantificar las ventajas de su operación en redes de distribución radiales.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

---

- Plantear una metodología que situé y dimensione la GD en redes de distribución.
- Desarrollar modelos matemáticos para la localización y dimensionamiento de plantas de GD, que sean de fácil implementación en software de optimización.
- Evaluar la eventual disminución de pérdidas de energía.
- Comprender el impacto de generación fotovoltaica en redes urbanas.
- Observar como el trabajo en conjunto de GD fotovoltaica y AE mejora la gestión de la energía.
- Utilizar un software de optimización comercial como herramienta de análisis para la incorporación de GD en redes de distribución.

## 1.4. Alcance del estudio

---

En el presente estudio se proyecta desarrollar una metodología para encontrar el lugar y tamaño óptimo de grupos fotovoltaicos en una red de distribución. Los criterios para la selección de la solución óptima son: la reducción de pérdidas en las líneas de media tensión y los costos de compra de energía e inversión. También se analiza el comportamiento de la redes al incorporar tanto GD y AE. Para esta tesis no se considera los efectos de la GD en los transformadores, protecciones, líneas de transmisión y redes de baja tensión.

## 1.5. Metodología de investigación

---

La metodología empleada en la tesis consistió en: planteamiento de la situación problemática, búsqueda bibliográfica de modelos utilizados para UGD, modelación de una red de distribución similar a las encontradas en el área urbana, simulación del comportamiento de la red con las posibles soluciones óptimas encontradas, presentación de resultados y cuantificación de beneficios obtenidos al incorporar FV en la red.

Este trabajo se conforma de dos partes fundamentales:

**Teórica:** Búsqueda, revisión y análisis de bibliografía de modelos utilizados para la agregación de GD en redes de distribución.

**Práctica:** Implementación del modelo en software AMPL, exploración de la solución óptima y evaluación de la mejor solución para caracterizar los beneficios obtenidas con la nueva generación.

## 1.6. Hipótesis

---

Con una adecuada localización y dimensionamiento de FV en una red de distribución, se consigue mejorar el perfil de tensión y reducir las pérdidas en la red.

## 1.7. Estado de Arte

---

El estudio de UDGD lleva varios años de investigación, a raíz de que en los años 70 se presentó la crisis petrolera, haciendo necesario encontrar otras formas de generación de energía. Pero, además de generar electricidad fue preciso su ubicación óptima y dimensionamiento para obtener los mejores beneficios tales como: mejor operación del sistema de distribución, aplazamiento de la actualización de la red y menores costos de inversión.

En el siguiente punto se describen algunos modelos para la UDGD, según las necesidades, requerimientos de la red de distribución o las características técnicas que se quieran mejorar. También se revisó información de la modelación matemática, las técnicas de solución más aplicadas, todo para comenzar a vislumbrar que método usar en esta tesis.

### **Modelos y métodos para dimensionamiento y localización de generación distribuida.**

Muchos autores han planteado la solución al problema de UDGD, en algunos estudios proponen como función objetivo minimizar pérdidas en las redes de distribución, mientras que otros se enfocan en alcanzar el máximo beneficio económico, pero como en todo estudio técnico se debe buscar un equilibrio con el cual se consigan mejoras técnicas, económicas y ambientales, por consiguiente el problema puede ser abordado con una función multiobjetivo en otros trabajos. Así a continuación se presentan algunas metodologías sobre el tema.

El tamaño óptimo de GD y con la función objetivo que minimiza pérdidas es tratado por N. S. Rau y Y. H. Wan en 1994 [4] y donde se encuentra la solución con el método del gradiente, mientras que J. O. Kim et al. en 1998 [5] utiliza el Algoritmo "*Hereford ranch*" para solucionar el problema.

L. Willis en 2000 [6], considera que las variables a optimizar son localización y tamaño, en un alimentador radial con carga uniformemente distribuida y con el mismo objetivo que los autores anteriores. Propone una metodología conocida como la regla de 2/3 "2/3 rule" la cual sugiere que se debe instalar una planta de GD de un tamaño igual a 2/3 de

la carga y que se ubique a una distancia de  $2/3$  de la longitud del alimentador, este método se fundamenta en el uso para ubicar capacitores.

G. Harrison y A. Wallace, en 2005 [7], proponen una metodología para el adecuado dimensionamiento de GD a partir de flujos de potencia óptimo. Su función objetivo consiste en maximizar los **beneficios**, evaluando la capacidad máxima de potencia permitida por el sistema, para ello se considera que GD tiene un factor de potencia fijo y que actúa como una carga negativa. Esta técnica es evaluada en una red de sub-transmisión y distribución del Reino Unido.

D. H. Popovic et al. [8], utiliza el análisis de sensibilidad de las ecuaciones de flujo de potencia y A. Keane y M. O'Malley [9] mediante programación lineal, logran en ambos trabajos localizar y dimensionar GD con funciones objetivo que maximizan la **capacidad** de GD en la red de distribución.

G. Caprinelli et al. [10], encuentra la solución al problema de ubicación y dimensionamiento aplicando la teoría de decisión, a través de una función multiobjetivo que se constituye por indicadores de calidad de potencia, voltaje y costos de pérdidas en la red. Para ello aplica un procedimiento de doble trade-off para solucionar el problema; primero encuentra una amplia familia de soluciones mediante una restricción épsilon ( $\epsilon$ ) y luego aísla la solución más robusta.

Diferentes técnicas de solución son combinadas para localizar y dimensionar la GD en redes de distribución. M. Gandomkar et al. [11], integra algoritmos genéticos con métodos de búsqueda Tabú y una función que minimiza pérdidas para obtener una solución. G. P. Harrison et al. [12], da a conocer un método híbrido combinando un algoritmo genético con flujos de potencia óptimos y con su función objetivo maximiza beneficios económicos. M. R. Haghifam et al. [13], presentan una estrategia híbrida entre un algoritmo genético NSGA-II y la aproximación max-min, en un ambiente con incertezas y una función multiobjetivo. T. N. Shukla et al. [14], trabaja con un método analítico y luego con un algoritmo genético para determina el sitio y tamaño óptimo respectivamente.

Los métodos analíticos han sido también una excelente herramienta para localizar y dimensionar GD. N. Acharya et al. [15], proponen una expresión analítica que trabaja con el programa computacional MATLAB 7 el cual permite resolver los flujos de potencia con el algoritmo de Newton-Raphson. P. M. Costa y M. A. Matos [16], desarrollan varias expresiones analíticas para cuantifica el valor de las pérdidas según el número de unidades

de microgeneración que se inserten en la red. D. Q. Hung et al. [17], propone una expresión analítica para encontrar el sitio y dimensión óptima minimizando pérdidas, además analizan como el factor de potencia influye en la solución encontrada.

Los algoritmos genéticos han sido los más utilizados por los autores para resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD. A continuación describimos varios trabajos que utilizan este método de resolución; R. K. Singh y S. K. Goswami [18], usa una función objetivo que minimiza las pérdidas de potencia. M. F. Akorede et al. [19], tiene una función multiobjetivo y usando algoritmos genéticos con un ajuste dinámico en el proceso de cruce y mutación mantienen la diversidad de la población. Liu et al. [20], aborda el problema considerando incertezas, para desarrollar el estudio usan un algoritmo genético y la simulación de Monte Carlo. M. Raoofat en 2011 [21], propone una metodología para encontrar un sitio y tamaño óptimo de GD y además permite colocar simultáneamente interruptores.

M. F. AlHajri et al. [22], en su artículo analiza la sensibilidad y estabilidad de un sistema para ubicar GD. La ubicación óptima se determina evaluando los barras que presenten un alto grado de sensibilidad al inyectar potencia activa y reactiva, mientras que para el dimensionamiento usa una modificación de la programación cuadrática secuencial que minimice las pérdidas. De esta manera se logra obtener mayor flexibilidad y rapidez cuando se realiza las corridas de flujos de carga.

N. Khalesi et al. [23], presentan una función multiobjetivo para determinar el tamaño y sitio de GD en un sistema de distribución. Su función objetivo consiste en maximizar los beneficios evaluando costos por mantenimiento, operación e implementación de GD, confiabilidad y reducción de pérdidas de potencia. La solución fue encontrada usando programación dinámica.

A. M. El-Zonkoly en 2011 [24], propone un método con una función multiobjetivo basada en índices (índice de pérdidas de potencia, voltaje, nivel de corto circuitos, capacidad de potencia) y de esta forma determina el sitio y tamaño óptimo de GD, además de eso incorpora diferentes modelos de cargas. Permitiendo analizar como los modelos de cargas afecta en la solución final encontrada. Para conseguir la solución óptima usa la técnica de enjambre de partículas.

B. Banerjee y S. M. Islam en 2011 [25], presentan una investigación en la cual se pretende maximizar la confiabilidad del sistema mediante la ubicación óptima de GD. Para

el planteamiento de la función objetivo se usaron los costos de índices de confiabilidad como indicadores. Y la solución al problema es determinada mediante una aproximación probabilística.

H. Hamedi y M. Gandomkar en 2012 [26], presentan un estudio de la fiabilidad, pérdidas de potencia y calidad de potencia en un sistema de distribución cuando se inserta generación distribuida aplicando el software CYMEDIST. También estudia la variación de la carga en el tiempo (modelada con Markov) y como esto afecta la calidad de potencia. Para evaluar la calidad se usan índices de inyección de armónicos. De esta manera, primero se ordena de forma descendente las barras candidatas según el valor de los índices, y después se determina cuál es el sitio óptimo donde se insertara la unidad de GD en la red de distribución.

K. Vinothkumar y M. P. Selvan en 2012 [27], proponen una nueva metodología para ubicación y dimensionamiento de GD que se fundamenta en una técnica de programación de metas y algoritmos genéticos. De esta forma la función multi objetivo es tratada como un problema de optimización con un solo objetivo. Adicionalmente, prueban la flexibilidad de la metodología propuesta usando diferentes tipos de GD.

Con la revisión del estado de arte se logró estimar una trayectoria para el desarrollo de este trabajo investigativo. El primer punto importante es la necesidad de evaluar una gran cantidad de flujos de potencia, y con base en esto se decidió usar para este fin las ecuaciones de Baran [28]. Estas ecuaciones permiten el cálculo de flujo de potencia en redes de distribución radiales lo cual va de acuerdo al tipo de red que se pretende analizar. En segundo lugar se notó que la función objetivo puede ser enfocada de muchas formas, por ello se planteó tener dos funciones objetivo; una que permita reducir pérdidas y otra que minimice costos, siempre trabajando de forma independiente. Como tercer punto se decidió trabajar con curvas de carga y generación de un día. Finalmente se vio que en cuanto a técnicas de solución existe amplio uso de técnicas heurísticas y analíticas pero en este trabajo se optó por usar un software de optimización comercial AMPL. Además de eso, un aporte importante es el análisis de la operación de la GD instalada con sistemas de AE.

**Tabla 1. 1 Modelos para ubicación y dimensionamiento de GD [2]**

<b>Año de publicación</b>	<b>Referencia</b>	<b>Variables de optimización</b>	<b>Función objetivo</b>	<b>Método de solución</b>
1994	[4]	Tamaño	Minimizar pérdidas	Método del gradiente de segundo orden.
1998	[5]	Tamaño	Minimizar pérdidas	Algoritmo "Hereford ranch"
2000	[6]	Localización y tamaño	Minimizar pérdidas	Método analítico basado en la regla de 2/3.
2005	[7]	Tamaño	Maximizar beneficio	Programación no lineal con flujos de potencia óptimos.
2005	[8]	Localización y tamaño	Maximizar capacidad de GD	Método analítico algoritmos genéticos.
2005	[10]	Localización y tamaño	Multiobjetivo	Algoritmo genético con la técnica de restricción e.
2005	[9]	Localización y tamaño	Maximizar capacidad de GD	Programación lineal
2005	[11]	Localización y tamaño	Minimizar pérdidas	Algoritmo genético y búsqueda tabú.
2006	[15]	Localización y tamaño	Minimizar pérdidas	Método analítico
2008	[12]	Localización y tamaño	Maximizar beneficio	Algoritmo genético y Flujos de potencia óptimos.
2008	[13]	Localización y tamaño	Multiobjetivo	Método híbrido de NSGA-II y max-min.
2009	[18]	Localización y tamaño	Minimizar pérdidas	Algoritmo genético
2009	[16]	Localización y tamaño	Minimizar pérdidas	Método Analítico
2010	[14]	Localización y tamaño	Maximizar beneficio	Métodos analíticos y algoritmos genéticos.
2010	[17]	Localización y tamaño	Minimizar pérdidas	Método analítico
2010	[22]	Localización y tamaño	Minimizar pérdidas	Programación cuadrática secuencial
2011	[23]	Localización y tamaño	Maximizar beneficio	Programación dinámica
2011	[19]	Localización y tamaño	Multiobjetivo	Algoritmos Genéticos
2011	[24]	Localización y tamaño	Multiobjetivo	Técnica de enjambre de partículas
2011	[20]	Localización y tamaño	Multiobjetivo	Algoritmo genéticos con simulación Monte Carlo
2011	[21]	Localización y tamaño	Minimizar costos	Algoritmo Genéticos
2011	[25]	Localización	Minimizar costos	Técnica heurística
2012	[26]	Localización	Minimizar pérdidas	Aproximación Heurística basada en Ranking
2012	[27]	Localización y tamaño	Multiobjetivo	Programación de metas y algoritmos genéticos

## 2. Generación Distribuida

---

En este capítulo, se presenta una visión general sobre GD, encuadrando el panorama energético donde opera esta forma de generación. Luego se definen las tecnologías más utilizadas como GD. Asimismo en el desarrollo posterior de la tesis, se va analizar el comportamiento de las unidades de GD que trabajan con AE, por ello se realiza una revisión de las tecnologías de AE. En tanto se pondrá mayor énfasis en celdas fotovoltaicas y baterías, porque se supone que estas tecnologías son las más viables de implementar en un ambiente urbano por su modularidad [29].

### 2.1. Principales conceptos

---

La estructura de un sistema eléctrico de potencia es jerarquizada, grandes centrales ubicadas lejos de los consumidores producen gran cantidad de energía. Entonces la energía tenía que ser transportada por líneas de transmisión, y luego es repartida mediante un sistema de distribución a los usuarios. Ahora con la generación de energía eléctrica con recursos renovables se conectan pequeñas unidades de producción a los sistemas de distribución de baja o media tensión. Estas plantas de generación que usan fuentes renovables introducen fenómenos en la calidad de la potencia en los sistemas de distribución, que antes solo se presentaban en los niveles de alta tensión [30].

Para las nuevas formas de producción de energía, que se conectan a redes de distribución, se usan varias terminologías entre las cuales tenemos: generación insertada, generación distribuida, generación a pequeña escala, fuentes con energía renovable y recursos de energía distribuida. Actualmente, no existe una definición única de GD ya que esta depende de muchos factores como: magnitud de potencia generada, tipo de tecnología, de la conexión o no a la red, etc. Los conceptos necesarios para trabajar con redes que integran GD son los siguientes:

**Generación dispersa:** generadores muy pequeños, del tamaño necesario para alimentar consumos residenciales o pequeños negocios típicamente entre 10 y 250 kW y conectados en las instalaciones de los consumidores o aislados de las redes [31].

**Generación distribuida:**

- i) Pequeños generadores típicamente entre 15 kW y 10MW esparcidos en los sistemas eléctricos que pueden o no estar ligados a la red [31].
- ii) Fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores [32]. Así mismo, proponen una clasificación de la GD en función de su tamaño:

Micro GD:  $1 \text{ W} < \text{potencia} < 5 \text{ kW}$ .

Pequeña GD:  $5 \text{ kW} < \text{potencia} < 5 \text{ MW}$ .

Mediana GD:  $5 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 50 \text{ MW}$ .

Gran GD:  $50 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 300 \text{ MW}$ .

En la mayoría de definiciones encontradas coinciden en que GD es generación de energía eléctrica a pequeña escala cerca del consumidor. GD no implica necesariamente que la energía producida tenga que ser obtenida de recursos renovables. Existen unidades de GD que requieren como fuente primaria recursos fósiles.

## 2.2. Tecnologías de Generación Distribuida

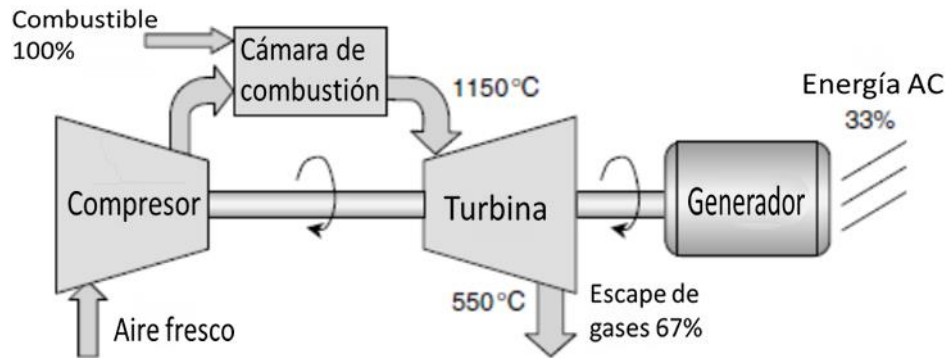
---

### 2.2.1 Turbinas a gas

---

Las turbinas a gas son máquinas que han tenido una gran evolución paralelamente con la industria aeronáutica. El principio de funcionamiento es el de una maquina térmica, la cual obtiene energía eléctrica al expandir un gas. El proceso de trabajo se inicia introduciendo aire a una cámara de compresión, de manera que se eleve su presión para

luego mezclarlo con algún combustible. Entonces el gas se combustiona a presión constante produciendo energía mecánica y calorífica. La energía mecánica hace girar un generador eléctrico que produce electricidad.



**Figura 2. 1 Turbina de gas y generador eléctrico [33]**

Puede trabajar tanto en ciclo simple o con un recuperador de calor, por lo tanto, son una excelente opción para ser usados en sistemas de cogeneración. Para su funcionamiento requiere de combustibles como: gas natural, gas licuado de petróleo, diésel, etc. Los tamaños de las turbinas varían desde 0,25 - 500MW, las más usuales comercialmente son las de 1 y 2 MW. Su eficiencia ronda el 40% en ciclo simple, y entre el 40-60% en ciclo combinado, mientras que con cogeneración alcanza del 70-90% [34].

Las ventajas que ofrecen una turbina a Gas son: facilidad de operación, bajo costo de inversión, responden de manera adecuada a los cambios de demanda y requiere un mínimo espacio físico. Mientras que, sus desventajas son: Altas emisiones de NOx, tienen dependencia de las condiciones de operación (presión, temperatura, humedad) y producen alto ruido.

## 2.2.2 Cogeneración o (producción combinada de energía y calor CHP)

---

Esta tecnología no es nueva más bien se trata de usar la energía de manera más eficiente. La cogeneración consiste en el aprovechamiento de la temperatura de gases de escape que puede provenir de cualquier unidad de producción de energía. Esta forma de

producción de energía se tornara altamente eficiente, siempre que el consumidor requiera al mismo tiempo energía eléctrica y calorífica.

Las turbinas de gas, que se describieron en el punto anterior, alcanzan un rendimiento global del 70-90%. El rendimiento es notablemente alto en comparación con la producción de calor y electricidad de forma independiente, porque se obtiene las dos energías usando la misma cantidad de combustible. La temperatura de una turbina de gas en su escape está alrededor de 500 – 600 ° C [35], por lo tanto puede ser usada de manera eficiente con una turbina de vapor para generar más electricidad (turbina con ciclo combinado).

Frecuentemente, el elemento usado para recuperar el calor residual de una turbina de gas es un generador de vapor de recuperación de calor. En la figura 2.2 se puede observar una turbina a gas con un 33% de eficiencia, generando únicamente electricidad, mientras que con salida térmica incrementa su rendimiento en un 53 %.

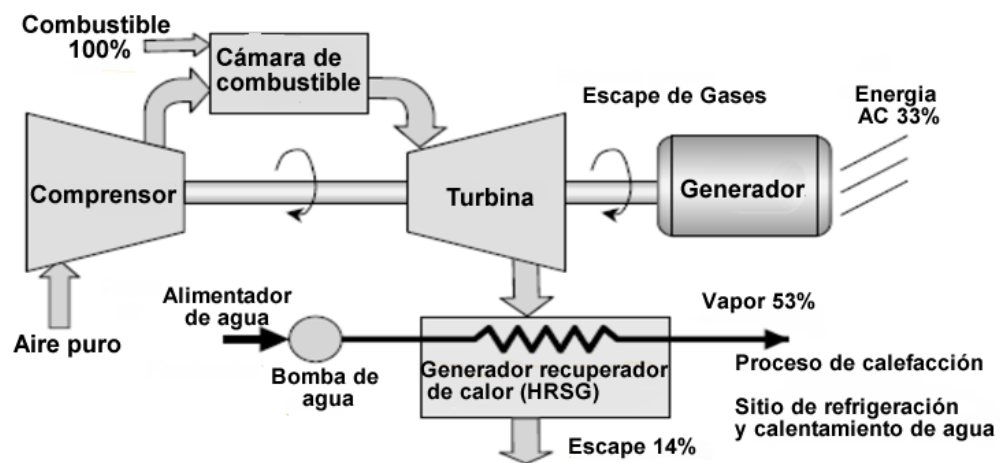


Figura 2. 2 Sistema de cogeneración con turbina de gas [33]

En la tabla 2.1 se indican diferentes tamaños de CHP del Reino Unido [35].

**Tabla 2. 1 Tamaños de instalaciones de cogeneración en Reino Unido en 1998 [35]**

Tamaño de rango	Número de instalación	Capacidad total de electricidad. (MWe)
<100kWe	674	37.8
100-999kWe	469	119.6
1-9,9MWe	161	664.2
>10Mwe	72	3107.0
<b>Total</b>	<b>1376</b>	<b>3928.6</b>

A pesar de que hay un alto número de unidades pequeñas de cogeneración, su potencia total es todavía menor que las instalaciones de mayor tamaño.

El coeficiente energético ( $S_k$ ) es un excelente indicador para la elección del tamaño de una CHP, este coeficiente es la relación entre calor y electricidad, los cuales tienen que encontrarse en las mismas unidades. A continuación en la tabla 2.2 se presentan algunos valores de  $S_k$  para algunos procesos industriales.

**Tabla 2. 2 Coeficientes energéticos de cogeneración en actividades industriales [36]**

Rama industrial	$S_k =$ Calor/Electricidad	Sistema adecuado
<b>Aceites</b>	3,5	Turbo vapor
<b>Frigoríficos</b>	3,2	-
<b>Lácteos</b>	4,1	-
<b>Textiles</b>	2,6	-
<b>Celulosa y Papel</b>	4,6	-
<b>Hierro y Acero</b>	5,6	-

Las aplicaciones en donde se puede usar cogeneración son: procesos industriales de calentamiento, calefacción para edificios o domicilios. Los CHP son más eficientes en áreas

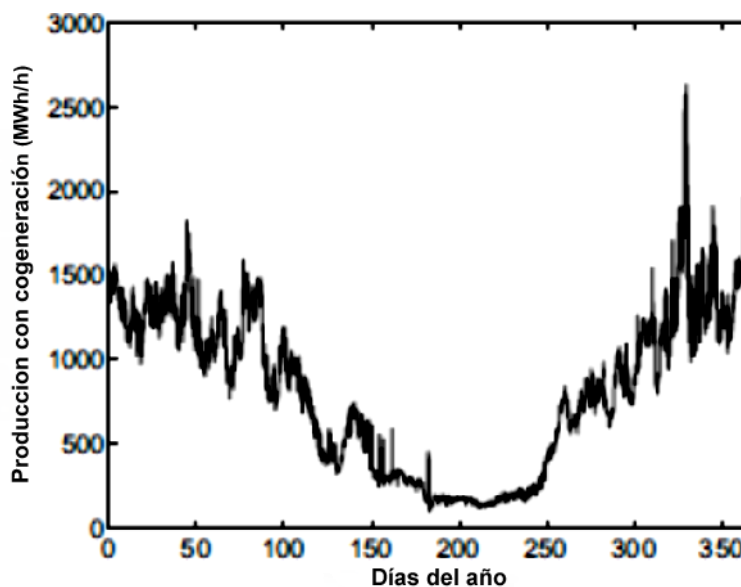
industriales por consiguiente, con mayores tamaños se alcanzan superiores rendimientos. Muchas de las máquinas de CHP pueden ser instaladas en hoteles o en instalaciones del sector público, su capacidad esta alrededor de 1MW y se conecta a la red de distribución de 11kV.

La capacidad de producción de una CHP es directamente proporcional a la demanda de calor. Como el calor es un subproducto de la producción de electricidad, se pueden presentar los siguientes casos:

**Caso 1:** La demanda de electricidad es mayor que la del calor, entonces parte del calor debe ser enfriado o desperdiciado en la atmosfera.

**Caso 2:** La demanda de electricidad es menor que la de calor, cuando se presenta esta situación se requiere de otras fuentes para producir más calor.

La variación de la producción en el tiempo de sistemas de cogeneración, se adecua a áreas industriales ya que en la mayor parte del año la producción es constante o predecible. En caso de utilizar la CHP para calefacción existirá una gran variabilidad en su producción. La figura 2.3 presenta la producción de una unidad de CHP a lo largo de un año en Suecia [30].



**Figura 2. 3 Energía producida por cogeneración en Suecia en el año 2008 [30]**

Ventajas de la cogeneración: mejora notablemente el rendimiento energético global por que usa el calor residual para nuevas aplicaciones, reduce las emisiones de CO2 y tamaño aceptable para áreas urbanas.

Desventajas: requieren el uso de electricidad y calor de forma simultánea, utilizan en la mayor parte combustibles fósiles.

### 2.2.3 Celdas de combustible

---

Son generadores estáticos que convierten la energía química de un combustible en electricidad, su principio de funcionamiento es una reacción química similar al de una pila convencional, sus tres partes principales son: ánodo, cátodo y catalizador electrolítico [37].

**Ánodo.-** es el electrodo donde se alimenta combustible y al fusionarse con el electrolito pierde un electrón, que luego es dirigido hasta el circuito externo.

**Cátodo.-** es el electrodo al cual se suministra oxígeno y donde se produce la reacción exotérmica, también conduce los electrones desde el circuito exterior hasta el punto de reacción.

**Electrolito.-** es el elemento encargado de transmitir el  $H^+$  desde el ánodo hasta el cátodo, una de sus características es que no debe ser conductor de electricidad (evita cortos circuitos), de manera que cumple la función de aislar el contacto directo entre combustible y oxidante.

A continuación en la figura 2.4 se presenta el esquema de una celda de combustible.

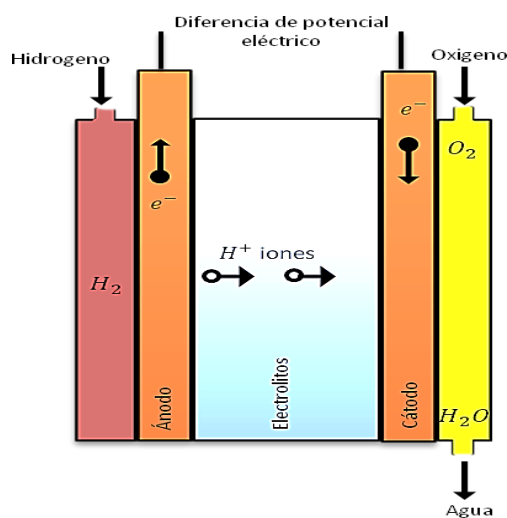


Figura 2. 4 Esquema de funcionamiento de una celda de combustible

El funcionamiento de una celda de combustible consiste en que el combustible (hidrogeno) del ánodo, junto al catalizador pierde un electrón, entonces el ion  $H^+$  viaja a través del electrolito hasta el cátodo y por una reacción exotérmica se origina calor y electricidad, a asimismo es donde se genera agua.

Esta tecnología se encuentra en fase experimental, pero su crecimiento es exponencial en avances tecnológicos y áreas de aplicación, por ejemplo: microgeneración, generación auxiliar, transporte, aplicaciones de cogeneración, y debido a su alto nivel de confiabilidad puede ser usada como una excelente opción para GD.

Las celdas de combustibles pueden convertir los combustibles en electricidad a eficiencias muy altas (35-60%), comparadas con tecnologías convencionales.

Las celdas de combustible pueden clasificarse principalmente por el tipo de electrolito empleado o temperatura a la cual trabajan, con base en esto a continuación, se describen algunos tipos de celdas de combustible [38]:

AFC: Son celdas alcalinas que usan hidróxido de potasio, y trabajan a temperaturas alrededor de 60 y 90 °C.

PEMFC: Son celdas de membrana polimérica que tienen como electrolito un polímero sólido y su temperatura de operación se encuentra entre 70°C y 100°C, no viable para cogeneración.

DMFC: Son aquellas que realizan la conversión directa de metanol.

PAFC: Su electrolito es el ácido fosfórico y la temperatura de operación se encuentra entre 175°C y 220°C.

MCFC: Tienen como electrolito el carbonato fundido y trabajan a altas temperaturas cercanas a 700°C siendo una buena opción para ser utilizados en cogeneración.

SOFC: Su electrolito son tipos cerámicas (óxido sólido), por lo tanto, trabajan a altísimas temperaturas cerca de 1000°C, todavía no se encuentra comercialmente.

**Tabla 2. 3 Tipos y características de celdas de combustible [34]**

	Baja temperatura (60 - 130°C)			Media temperatura (160-220°C)	Alta temperatura (600-1000°C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	KOH	Polímero perfluoro-sulfonado	Polímero	$H_3PO_4$	$Li_2CO_3 / K_2CO_3$	YSZ( $ZrO_2$ estabiliza con itria)
Combustible	$H_2$ puro	$H_2$ $CH_4$ $CH_3OH$	$CH_3OH + H_2O$	$H_2$ $CH_3OH$	$H_2$ $CH_4$	$H_2$ $CH_4$ $CO$
Temperatura operacional (°C)	60-90	0-80	60-130	160-220	600-700	750-1050
Tamaño (kW)	1-250	1-250	1-100	100-11000	250-10000	1-10000
Eficiencia (%)	45-60	40( $CH_4$ ) 60( $H_2$ )	32-40	35-45	45-60	50-65
Aplicaciones	Militar, espacial, transporte	Cogeneración (residencial, industrial), transporte, portátiles		Portátiles, militar, transporte	Cogeneración	

Las pilas de combustible trabajan agrupadas en bloques (stacks), para alcanzar el nivel deseado de tensión y corriente de salida. La energía producida es de corriente continua (CC), por tal razón para su conexión a la red eléctrica necesita elementos de electrónica de potencia que transforman la CC a corriente alterna (CA).

Ventajas: bajo impacto ambiental, poca inercia de carga (tiene alta eficiencia a pesar de que su demanda varíe) y son compactas.

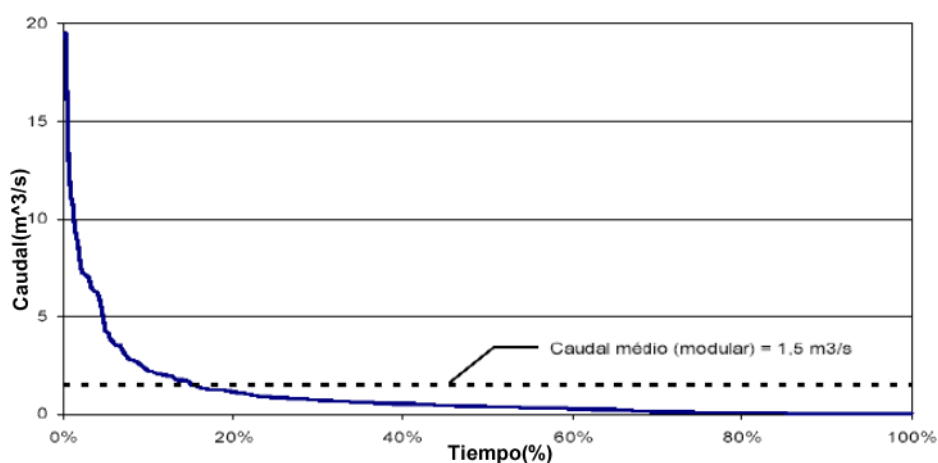
Desventajas: alto costo (todavía se encuentran en fase experimental), requiere de hidrogeno el cual puede ser obtenido mediante combustibles fósiles, el almacenamiento de hidrogeno en grandes cantidades puede resultar peligroso por su fácil oxidación con el oxígeno.

## 2.2.4 Pequeñas centrales hidroeléctricas

---

Este tipo de tecnología es una de las más maduras, consiste en la utilización de la energía potencial del agua para obtener energía eléctrica. La tendencia actual es la construcción de grandes centrales hidroeléctricas como las existentes en China (Tres Gargantas), entre el límite de Brasil y Paraguay (Itaipu), Ecuador (Cocacodo Sincler). A pesar de tratarse de fuentes que trabajan con recursos renovables pueden presentar desventajas, como las siguientes: impacto ambiental (se forman micro climas), peligro de inundación en caso de deslaves y desalojo de población que vive cerca de la central.

Por lo explicado en el párrafo anterior son preferibles las centrales hidroeléctricas pequeñas ya sean las mini céntrales o las micro céntrales. Frecuentemente, las centrales de pequeña escala se encuentran sobre el mismo caudal del rio, su operación es en paralelo con sistemas de distribución. Sin embargo, estos proyectos no tienen capacidad de almacenamiento y experimentan muchas variaciones por su directa relación con el caudal disponible [35]. Por ello es conveniente realizar un estudio hidrológico para obtener la curva de caudal, con ella se tiene el porcentaje de tiempo que el caudal se mantiene sobre un determinado valor. En la figura 2.5 se da conocer una curva de caudal.



**Figura 2. 5 Curva de caudal [39]**

Cuando se refieren a pequeñas centrales hidroeléctricas se habla de unidades que pueden encontrarse entre (10kW – 30MW). Estas a su vez pueden ser clasificadas según su



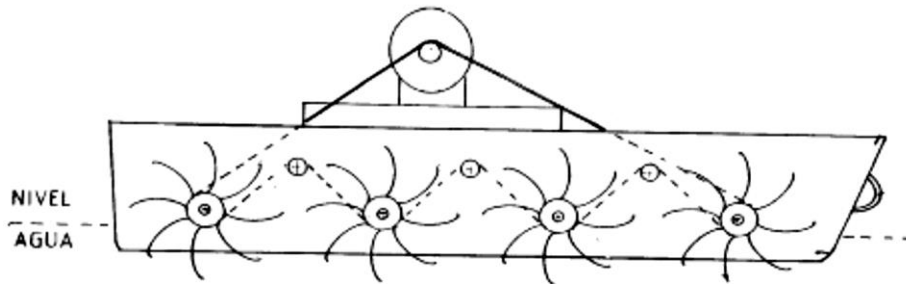


Figura 2. 7 Turbina micro-hidráulica en modalidad de poco calado con alabes [40]

### Mini-hídricas

El proceso de generación se inicia con la transformación de la energía potencial en cinética, luego se transforma en energía mecánica que hace girar a los generadores para finalmente obtener electricidad. La variación de los caudales va desde 0,4 - 200  $m^3/s$  y los saltos van desde 3 - 250m. Dependiendo tanto del caudal como del salto se puede seleccionar el tipo de turbina adecuado, ya sea Pelton, Francis, Kaplan, Banki. La figura 2.8 muestra los tipos de turbinas según la caída neta y el caudal.

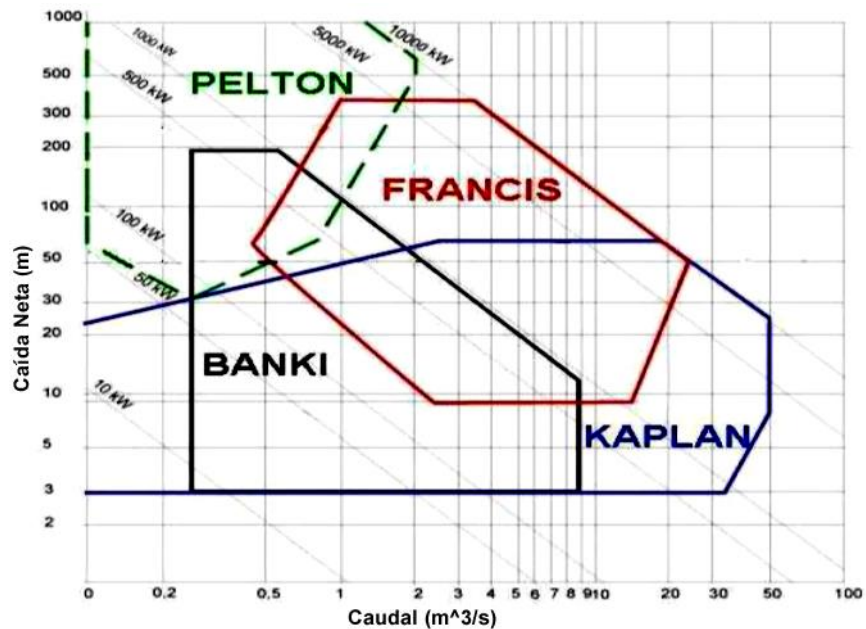


Figura 2. 8 Tipos de turbinas según caída y caudal [34]

Las mini-hídricas se clasifican por su modo de operación, entonces pueden ser:

Central de agua fluyente o derivación.- Son las centrales que no posee embalse, solo desvía el cauce del río mediante un azud y luego devuelve el agua al mismo río aguas abajo, tiene gran dependencia del régimen hidrológico.

Central de embalse o regulación.- Son las centrales que requieren la construcción de una presa en el cauce del río donde almacenaran agua. Ya que el almacenamiento es continuo permite regular la cantidad de agua y por ende la producción, se adapta muy bien cuando se presenten las horas puntas de consumo.

## 2.2.5 Generadores eólicos

---

La energía del viento es utilizada desde hace miles de años. Las turbinas eólicas son aquellas que toman la energía cinética del viento y la transforman en energía mecánica, que finalmente es convertida en energía eléctrica mediante un generador. El movimiento de las masas de aire se produce debido a la diferencia de temperaturas entre la atmosfera y la superficie terrestre o la de los océanos. En zonas costeras siempre se presenta el movimiento de aire debido a la diferencia de temperaturas entre la superficie del agua y la costa.

La potencia asociada a una turbina eólica tiene una relación cubica con la velocidad del viento. A continuación se presenta la relación en la ecuación (1) [35]:

$$P = 1/2 C_p \rho V^3 A \quad (1)$$

P = Potencia (W)

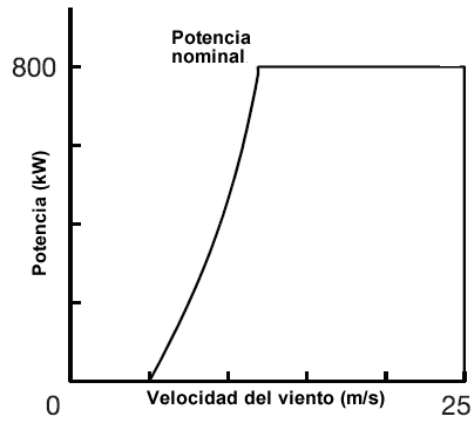
$C_p$  = Coeficiente de potencia

$\rho$  = Densidad del aire ( $1.225 \text{ kg/m}^3$ )

V = Velocidad del viento (m/s)

A = Área de barrido por las palas del aerogenerador ( $\text{m}^2$ )

Típicamente los fabricantes de generadores proporcionan una curva de potencia de salida en función de la velocidad del viento, en la figura 2.9 se muestra esta curva.



**Figura 2. 9 Curva de potencia de salía vs velocidad del viento [35]**

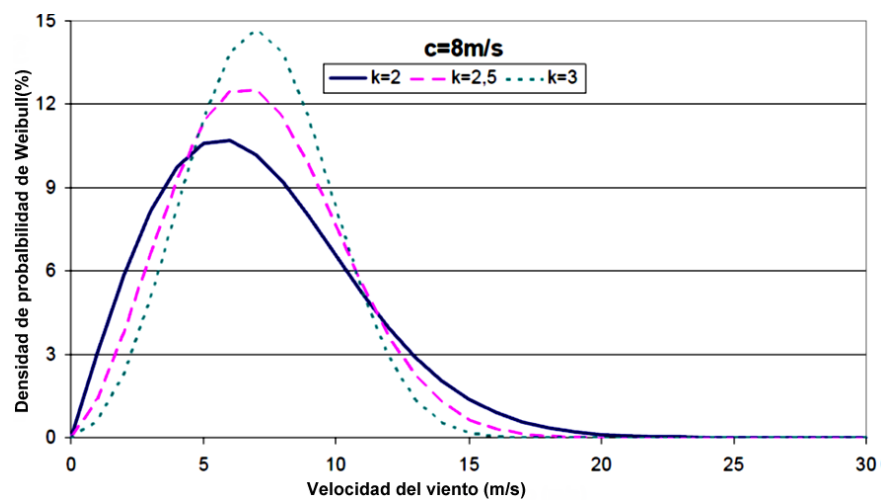
Para el dimensionamiento de un aerogenerador o parque eólico será necesario realizar mediciones de la velocidad del viento de al menos un año, o conseguir los parámetros de la distribución de Weibull. La ecuación (2) presenta la fórmula de la distribución probabilística de Weibull, además en la figura 2.10 se observa varias curvas de Weibull con diferentes valores del factor de forma.

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{v}}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{\bar{v}}{c}\right)^k}, \text{ con } u > 0 \quad (2)$$

k= Factor de forma

c= Factor de escala (m/s)

$\bar{v}$ = velocidad media del viento (m/s)



**Figura 2. 10 Curvas de distribución de Weibull [41]**

Los aerogeneradores o parques eólicos pueden ubicarse muy cerca de las ciudades, siempre y cuando se cuente con recursos eólicos adecuados. Otra opción excelente para zonas urbanas es la tecnología conocida como mini eólicas. La energía eólica en áreas urbanas tiene varios retos tanto en nivel de productos en el mercado y políticas [42]. Pero con el avance tecnológico se podrá ir superando estas barreras, ello permitirá que las personas tengan mayor conocimiento y aceptación a estas tecnologías.

### **Mini eólicas**

En la actualidad se usan mucho las turbinas de viento pequeñas, estas son iguales a los aerogeneradores que se emplean en parques eólicos, la única diferencia es su menor escala. Por ejemplo según la norma IEC 61400-2Ed 1, las mini eólicas deben utilizar un área inferior a  $40m^2$ , diámetro menor a 7m, y potencia entre 0 y 10 kW. Aunque con el avance de la tecnología se siguen desarrollando nuevos aerogeneradores más pequeños y de mayor potencia [43]. Las mini eólicas pueden ubicarse en áreas industriales y urbanas, por ejemplo: sobre edificios, encima de tejados de casas e incluso en el jardín de un hogar.

Un ejemplo de mini eólicas instaladas es el techo de la cadena TESCO en los Estados Unidos, en la figura 2.11 muestra los aerogeneradores instalados en TESCO [34].



**Figura 2. 11 Imagen de integración eólica [34]**

Debido a la variación de la velocidad del viento, las mini eólicas trabajan en sistemas híbridos con paneles fotovoltaicos, turbinas de gas, baterías, o producen hidrogeno para luego alimentar a celdas de combustible.

Ventajas de las mini eólicas: operan de manera apropiada en ambientes urbanos, tienen bajo nivel de ruido, pocas vibraciones, diseños robustos, poseen buena estética y bajos costos de mantenimiento.

Desventajas de las mini eólicas: altos costos de inversión inicial, no existencia de regulaciones y requerimientos necesarios para la conexión a la red.

## **2.2.6 Celdas fotovoltaicas**

---

La energía del sol puede ser aprovechada de dos formas: la primera consiste en el uso de la energía solar térmica, mientras que la segunda se beneficia directamente de la radiación de luz mediante las celdas fotovoltaicas.

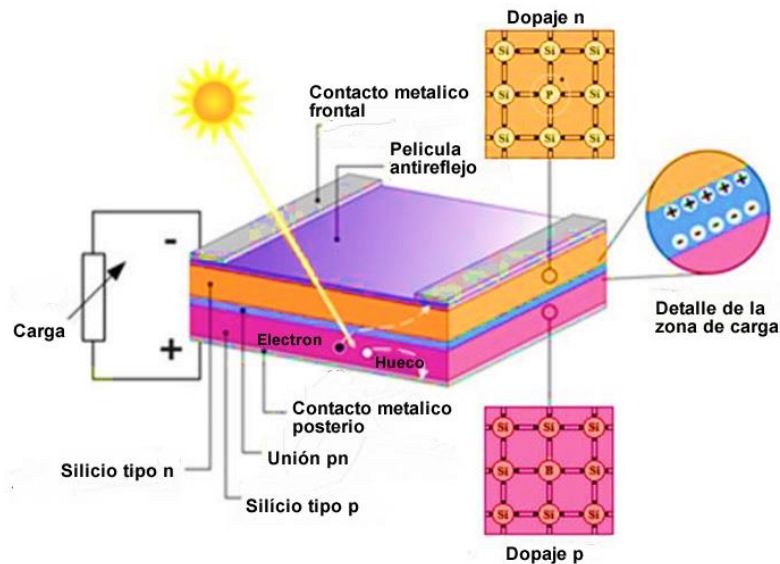
Las celdas fotovoltaicas son aquellas que realizan la conversión de radiación solar en energía eléctrica. Esta forma de transformación fue descubierta en 1839 por Henri Becquerel, la cual se conoce como efecto fotovoltaico. En los años 1950 en los Estados Unidos se fabricaron las primeras células fotovoltaicas que trabajaban con materiales semiconductores.

El principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica para obtener electricidad sigue los siguientes procesos:

- a) La radiación solar llega a la superficie de la celda solar, entonces se produce la absorción de fotones que tienen una energía igual o mayor al ancho de banda prohibida en el volumen del semiconductor.
- b) Los fotones absorbidos generan portadores de cargas libres en forma de pares electrón-hueco.
- c) La barrera de potencial que existe en la unión p-n del material semiconductor provoca la separación de los pares generados.
- d) Finalmente, se da la inyección de portadores y recombinación de pares electrón-hueco que dan origen a un voltaje en terminales. Los electrones son acelerados

hacia el lado de conductividad n, los huecos hacia el lado p, por consiguiente circula una corriente al circuito exterior de la celda y de esta forma alimenta a la carga.

Se presenta la estructura física de una celda fotovoltaica en la figura 2.12.



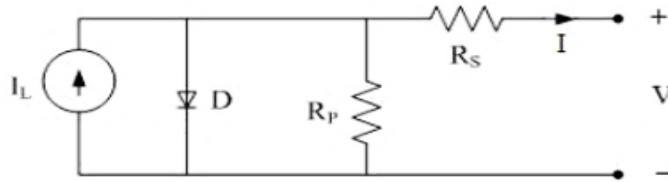
**Figura 2. 12 Estructura física de una celda fotovoltaica [44]**

La mayoría de celdas fotovoltaicas son construidas con silicio, pudiendo este ser monocristalino o policristalino, aunque existen otras combinaciones de materiales que han dado buenos resultados en lo referente a eficiencia. A continuación, se presenta en la tabla 2.4 algunos tipos de celdas y sus respectivas eficiencias.

**Tabla 2. 4 Eficiencias de módulos fotovoltaicos [45]**

Tecnología	Módulo de eficiencia
Monocristalino de silicio	24.4%
Policristalino de silicio	19.9%
Cobre indio galio selenio (CIGS)	17.5%
Teluro de cadmio (CdTe)	18.6%
Silicio amorfo(a-Si)	12.3%

Para las celdas fotovoltaicas se utiliza como modelo eléctrico un diodo junto con una resistencia en serie y otra en paralelo. En la figura 2.13 se ve el circuito equivalente básico para una celda fotovoltaica.



**Figura 2. 13 Circuito equivalente básico para una célula fotovoltaica [44]**

Del modelo de célula fotovoltaica se obtiene la ecuación (3) de corriente resultante:

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V+IR_S)}{nkT}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_p} \quad (3)$$

Dónde:

$I_L$  = Corriente generada por el panel, proporcional a la irradiación (A).

$I_0$  = Corriente de saturación del diodo depende del material usado para la construcción de la celda solar (A).

$q$  = Carga de electrón  $1,6 \times 10^{-19}$  (C).

$V$  = Voltaje de la célula en voltios (V).

$R_S$  = Resistencia en serie, valor ideal  $0\Omega$ , típico  $0,05-0,1$  ( $\Omega$ ).

$R_p$  = Resistencia paralelo, valor ideal  $\infty\Omega$ , típico  $200-300$  ( $\Omega$ ).

$n$  = Constante de idealización para paneles fotovoltaicos  $\approx 2$ .

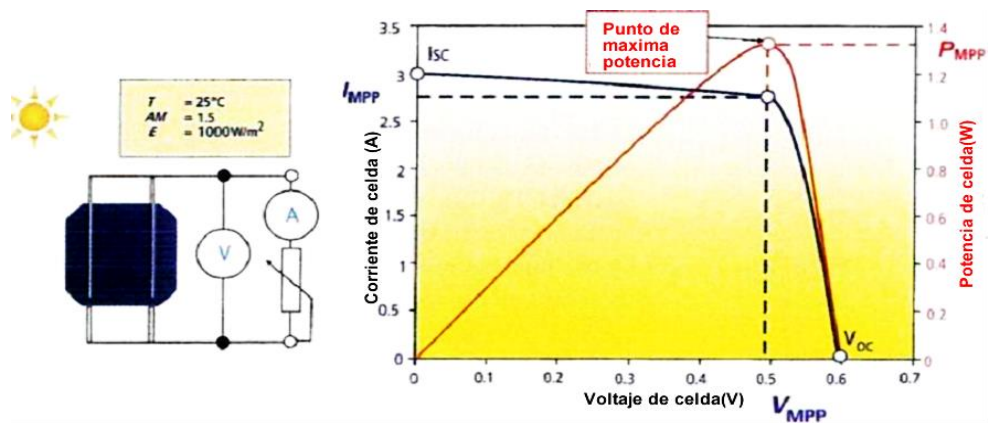
$k$  = Constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K).

$T$  = Temperatura en Kelvin (K).

Esta ecuación requiere de métodos numéricos iterativos para ser resuelta.

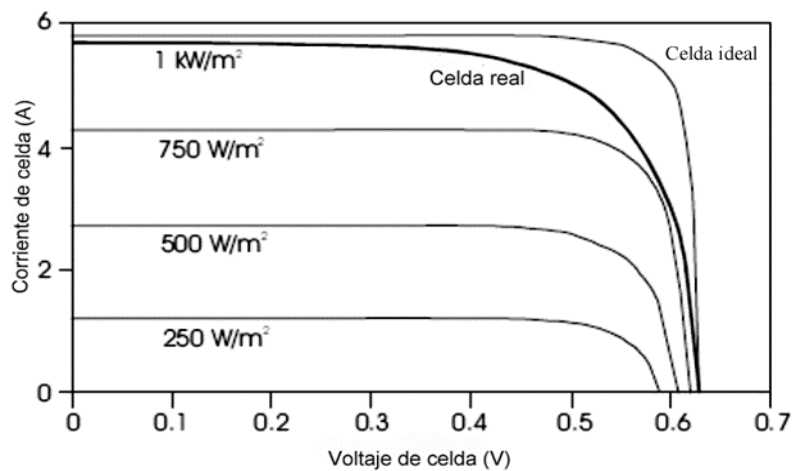
### **Curva característica I-V de una celda fotovoltaica.**

Esta curva permite conseguir los valores de voltaje en circuito abierto y la corriente de corto circuito de una celda fotovoltaica, generalmente, con la curva característica se obtiene el punto de potencia máxima de salida. En la figura 2.14 se muestra una curva característica I-V.



**Figura 2. 14** Curva característica I-V de una celda fotovoltaica [46]

Para obtener la curva característica se puede usar la norma IEC-60904-3, la cual tiene temperatura estándar igual 25°C, radiación solar de 1000W/m<sup>2</sup>, inclinación solar de 48,2° y (AM= 1,5). En la figura 2.15 se muestra varias curvas I-V de una celda real en función de diferentes radiaciones solares.



**Figura 2. 15** Curva característica de una celda fotovoltaica ideal y de una real con diferentes niveles de radiación [47]

También se obtiene el factor de forma de una celda, mediante la ecuación (4) que es la relación entre la potencia máxima y producto de  $V_{OC} \cdot I_{SC}$ .

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (4)$$

$FF$  = Factor de forma.

$P_{mpp}$  = Punto de máxima potencia (Wp).

$V_{OC}$  = Voltaje de circuito abierto (V).

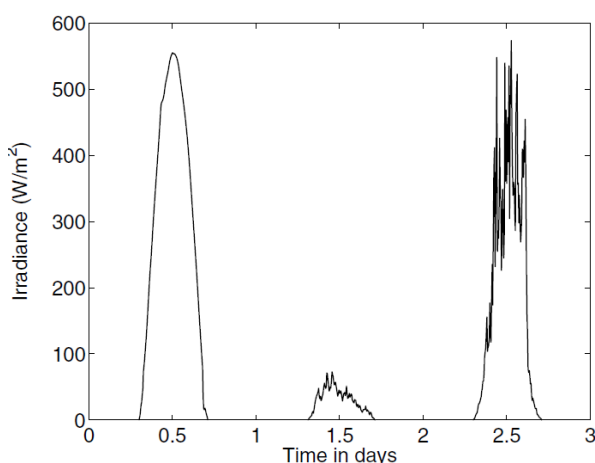
$I_{SC}$  = Corriente de cortocircuito (A).

Para células c-Si el factor de forma se encuentra entre 0,75 – 0,85 y para células a-Si varía entre 0,5 – 0,7.

El voltaje de salida adecuado para alimentar una carga se obtiene conectando las celdas fotovoltaicas en serie, comúnmente 12V de salida [47], mientras que para satisfacer los requerimientos de corriente es necesario la conexión en paralelo de celdas.

## Recurso solar

El recurso solar es muy variable ya que depende de la época del año, la presencia de nubes en el cielo y la dirección de incidencia de la radiación solar sobre el panel. Es evidente que la mayor producción con paneles fotovoltaicos se consigue en horas cercanas al medio día. En la figura 2.16 se presenta la irradiación de tres días consecutivos, evidenciando una gran variación.



**Figura 2. 16 Variación de la irradiación para tres días consecutivos [30]**

## Aplicaciones de Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por un conjunto de celdas fotovoltaicas, estos pueden ser colocados en: domicilios, centros comerciales, grandes industrias, autos eléctricos, embarcaciones náuticas, celulares e incluso ropa.

Las aplicaciones a base de módulos fotovoltaicos pueden formar grandes centrales fotovoltaicas, un claro ejemplo son las existentes en Alemania y Portugal de aproximadamente 40MW. Se ha optado por instalar centrales de gran tamaño para conseguir menores costos por kWh, pero con el continuo avance de la tecnología se han abaratado los costos de paneles y la necesidad de tener energía cerca de los centros de consumo promueve la utilización de pequeñas instalaciones en los techos de casas y edificios. Tornándose atractivas estas aplicaciones ya que se utiliza un espacio que antes no era aprovechado, entonces se reduce aún más los costos de inversión.

En la presente tesis se plantea trabajar exclusivamente con la tecnología FV, por lo tanto se pretende analizar si la ubicación y dimensionamiento óptimo de FV puede generar reducción de costos y mejoras en la operación de las redes eléctricas.

A modo de resumen se presenta una tabla comparativa de las diferentes tecnologías que se pueden usar como GD.

**Tabla 2. 5 Características de tecnologías usadas para generación distribuida [48]**

Tecnología	Motor diésel	Generador a gas	Turbinas a gas	Micro turbinas	Celdas de Combustible	Celda fotovoltaica
Capacidad (kW)	20-10000	50-5000	1000+	30-200	50-1000+	1+
Eficiencia (%)	36-43	28-42	21-40	25-30	35-54	-
Costo de generación (\$/kW)	125-300	250-800	300-600	500-750	1500-3000	-
Costo de recuperación de calor (\$/kW)	-	75-150	100-200	200-600	incluido	-
Emissiones de CO2 (kg/MWh)	650	500-620	600-680	720	430-490	0
Emissiones de NOX (kg/MWh)	10	0,2-1	0,3-0.5	0,1	0,006-0,01	0

## 2.3. Sistema de almacenamiento

---

Las plantas de GD a base de fuentes renovables presentan alta incertidumbre, por lo que es necesario el uso de sistemas de almacenamiento para, la gestión apropiada de la energía de forma continua [49]. Estos almacenan energía de tipo: solar, eólico o hídrico y después brindaran esta energía acumulada cuando el usuario la requiera.

Los sistemas de almacenamiento aportan grandes beneficios a las empresas distribuidoras, porque la energía almacenada puede realizar el seguimiento de la demanda en horas pico (máximo consumo), evitando el arranque de grupos térmicos que cubren este requerimiento de energía, reducen la congestión en líneas y aparatos del sistema eléctrico. Los sistemas de almacenamiento realizan la conversión de energía eléctrica en otra forma de energía para su acumulación, los más utilizados son:

Almacenamiento electroquímico (Baterías).

Almacenamiento mecánico (Estación de bombeo, volantes de inercia, Aire comprimido).

Almacenamiento eléctrico (super capacitores, superconductores).

Almacenamiento térmico (aire acondicionado, Energía térmica).

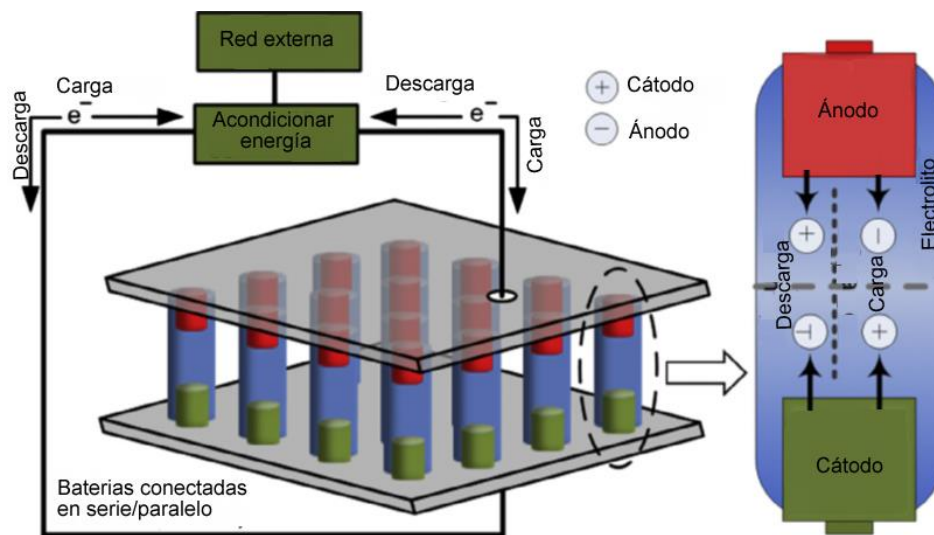
Almacenamiento químico (Electrolisis).

### 2.3.1 Almacenamiento electroquímico

---

Es la tecnología donde la energía química que se encuentra en el material activo se transforma en energía eléctrica. Uno de los sistemas de almacenamiento electroquímico más utilizado y conocido son **las baterías**, fueron desarrolladas a principios del siglo XIX por Galvani, Volta y Daniell. Aunque, su uso es amplio en aparatos electrónicos y en motores de carros, son aplicaciones de escala pequeña. Para el uso en el sector eléctrico se necesita mayor nivel de tensión y corriente lo cual se consigue a través de conexiones en serie o en paralelo formando grandes grupos de baterías.

Una batería se conforma básicamente por dos electrodos (ánodo y cátodo) y por el electrolito. Las baterías recargables realizan una conversión bidireccional entre energía eléctrica y química. Durante la descarga la reacción electroquímica ocurre de manera simultánea en los dos electrodos [50], el ánodo provee los electrones al circuito exterior mientras el cátodo los recolecta. En la figura 2.17 se ilustra un esquema básico de funcionamiento de una batería.



**Figura 2. 17 Esquema de funcionamiento de una batería [50]**

Las baterías se clasifican según el tipo de sustancia química con la cual trabajan, entonces se tiene las siguientes:

Baterías de plomo.- son las que tiene electrodos formados por plomo y oxido de plomo, por otro lado el electrolito se constituye de una disolución de ácido sulfúrico en agua. Estas baterías requieren continuo mantenimiento agregándoles agua. La reacción del electrolito implica que se ionice el agua y se doble ionice el ácido sulfúrico [50]. Tienen la ventaja de que han sido ampliamente utilizadas en varias aplicaciones con eólicas y fotovoltaicas. Mientras que, la principal desventaja es que la cantidad mundial de plomo es limitada [51] y además, el ácido sulfúrico puede causar daños ambientales si es derramado en la naturaleza.

Baterías ión litio.- estas baterías están constituidas de un ánodo de carbón de grafeno y un cátodo de un metal oxido de litio, su electrolito es un líquido orgánico que tiene disuelto sales de litio. Sus ventajas son alta densidad energética y larga vida útil, mientras que la desventaja es su alto costo inicial.

Además, están las tecnologías que utilizan litio como son: litio-ión, litio polímero y el Ni-HM. Tienen una alta capacidad para almacenar energía, aunque su costo es elevado [50].

Batería de sulfuro de sodio (NaS).- su estructura se conforma de electrodos de sodio y sulfuro de sodio derretido, por su parte el electrolito es sólido y está constituido por beta alumina. La ventaja que tiene es la alta densidad energética y eficiencia, además es una tecnología bastante madura. La desventaja que posee es su costo alto.

Baterías de níquel-cadmio.- Consta de electrodos de hidróxidos de nique y otro de metal cadmio, en tanto que su electrolito es una solución alcalina. Son muy utilizadas tanto en equipos electrónicos e incluso carros eléctricos. La principal ventaja es su largo tiempo de vida (2000 ciclos). Sus inconvenientes son que producen alta toxicidad y tienen un elevado costo.

## 2.3.2 Almacenamiento mecánico

---

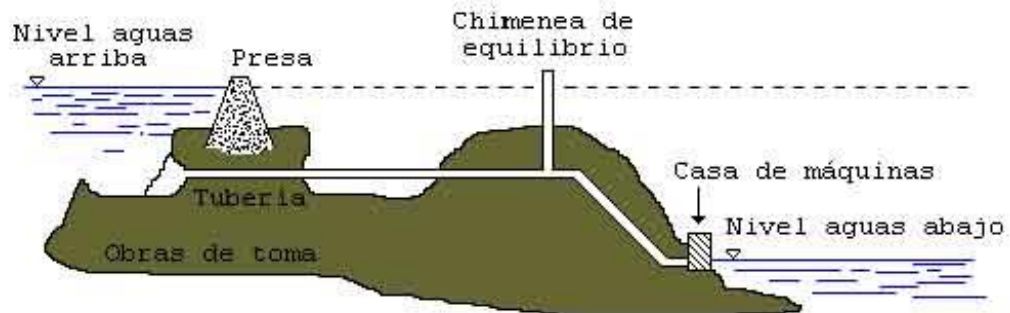
La energía eléctrica puede ser almacenada como energía mecánica. A continuación se describe varios procesos de cómo se lleva a cabo este almacenamiento.

**Estaciones de Bombeo.**- son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que posibilitan un empleo más racional de los recursos hídricos de un país, por tal razón acumulan caudal mediante bombas cuando existe un bajo consumo de energía eléctrica o si hay producción con eólicas y fotovoltaicas que no está siendo aprovechada. Este tipo de almacenamiento se usa para obtener el desplazamiento de la carga a horas de bajo consumo.

La estación de bombeo es un sistema que tiene dos reservorios de agua, un reservorio inferior y otro superior. El agua es almacenada en el reservorio superior durante la fase de carga como energía potencial. Luego el agua desciende hacia una turbina obteniendo energía eléctrica como una central convencional, fase de descarga. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior, entonces puede comenzar nuevamente el ciclo de carga. Esta energía sirve para cubrir la demanda en horas pico [49].

La potencia de carga y descarga depende de la diferencia de niveles de los reservorios, y la cantidad de energía almacenada es función de la capacidad de los reservorios.

La central dispone de grupos de motores-bombas o alternativamente, sus turbinas son reversibles de manera que puedan funcionar como bombas y los alternadores como motores. La selección del equipo para la estación de bombeo depende del salto vertical entre el reservorio inferior y superior. En caso de tener pequeños saltos se puede usar una turbina Kaplan y en caso de tener grandes saltos se puede usar una turbina Francis o Pelton. En la figura 2.18 se muestra una estación de bombeo con sus partes fundamentales.

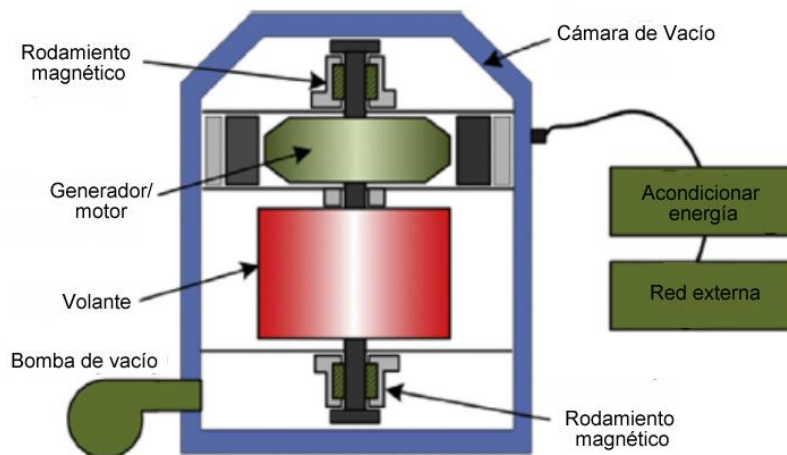


**Figura 2. 18 Estación de bombeo [52]**

**Volantes de inercia.-** Es un sistema de almacenamiento que permite que la energía mecánica pueda ser acumulada en forma de movimiento rotacional (energía cinética) bajo condiciones de bajas pérdidas de fricción. Un volante de inercia tiene estructura rotante, recibe y entregar energía a través de un eje de rotación. La fricción es disminuida usando cojinetes y toda la estructura rotante se encuentra insertada en una cámara de vacío o con un gas inerte. Existen los volantes tanto de alta como de baja velocidad [53].

Este tipo de tecnología proporciona energía en un tiempo muy corto, sin embargo su capacidad de almacenamiento todavía es pequeño y tiene un alto costo. La gama de almacenamiento para este sistema está entre 0,2 y 25kWh [53].

El esquema de un volante de inercia se muestra en la figura 2.19.



**Figura 2. 19 Volante de inercia [50]**

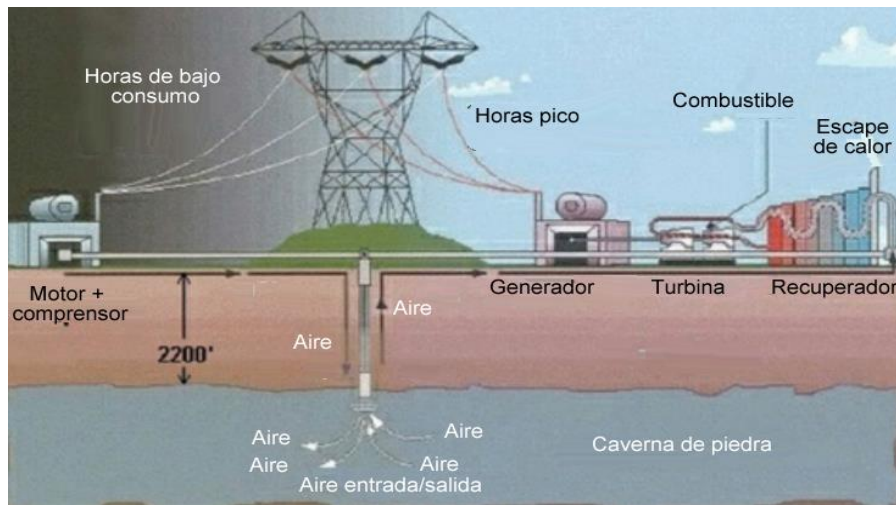
Ámbito de aplicación.- Actualmente se usa para el transporte, por ejemplo cuando un tren acelera el sistema de almacenamiento proporciona la energía a la red de esta forma se disminuye la demanda. El volante de inercia, en el momento de frenado del tren, absorbe la energía y luego la devuelve al acelerar, luego se repite el proceso cíclicamente.

La energía se gestiona con volantes de inercia, esto se consigue almacenando energía en las horas valle y después en las horas de alto consumo se devuelve la energía a la red.

**Aire comprimido.**- esta técnica de almacenamiento guarda aire comprimido (energía de presión) con una presión cercana a 70 bar, se la conoce como CAES (Compressed Air Energy Storage), por sus siglas en ingles. Esta tecnología es muy costosa porque aún se encuentra en fase de desarrollo. Sin embargo, actualmente se utilizan cavernas de sal y roca dura para reducir los costos.

Su funcionamiento consiste en almacenar aire comprimido mediante un compresor, dentro de la tierra en la fase de carga. Después mediante una turbina de expansión y un generador, el aire comprimido es transformado en energía eléctrica en la fase de descarga. Estos sistemas tienen pocas pérdidas y permiten almacenar grandes cantidades de energía entre 50-300 MWh [53].

En la figura 2.20 se da el esquema de funcionamiento de una planta de aire comprimido.



**Figura 2. 20 Planta de aire comprimido [54]**

### 2.3.3 Almacenamiento eléctrico

---

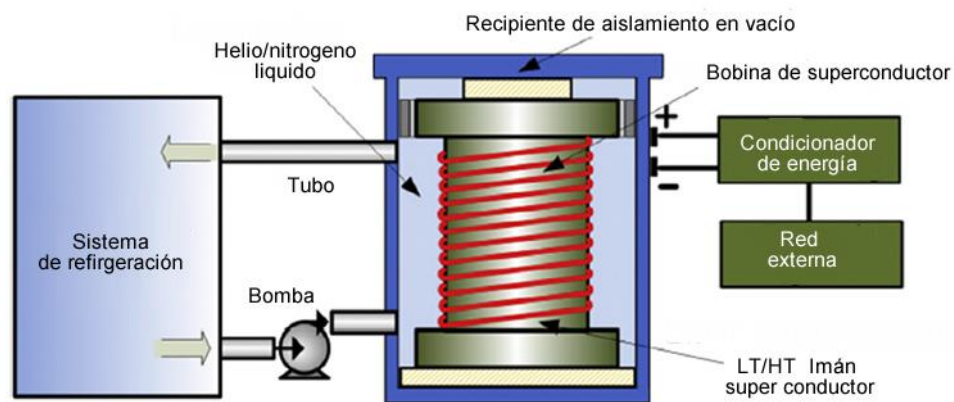
**Súper capacitores.-** son condensadores que permiten almacenar una alta densidad de energía. Tienen características tanto de capacitadores como de baterías electro químicas pero no hay reacción química. Estos sistemas alcanzan una rápida respuesta, por ello son muy utilizadas para el balance de potencia. Pero tiene un costo elevado y su tasa de auto descarga es grande. Los súper capacitores almacena la energía en forma de campo eléctrico. Para aplicaciones en potencia se coloca varios capacitores en serie como se puede ver en la figura 2.21, estos módulos pueden alcanzar una potencia de salida de 50 a 100 kW [55].



**Figura 2. 21 Súper capacitores en serie [54]**

**Súper conductores.-** este método de almacenamiento se fundamenta en obtener un campo magnético mediante la circulación de corriente en un hilo superconductor. La electricidad llega a una bobina que produce un campo magnético (fase de carga), el campo magnético produce una corriente eléctrica que es insertada en la red (fase de descarga). Para minimizar las pérdidas óhmicas el superconductor debe ser mantenido a una temperatura inferior a la temperatura superconductor.

Estos sistemas permiten alcanzar altas densidades de energía y con tiempos de respuesta rápidos pero sus costos todavía son muy altos. En la figura 2.22 se puede apreciar cómo se lleva a cabo el almacenamiento con un súper conductor.



**Figura 2. 22 Esquema de almacenamiento con un súper conductor [49]**

### 2.3.4 Almacenamiento térmico

---

En estos sistemas se utiliza el calor de un medio de almacenamiento para guardar calor. Existen dos tipos: calor sensible, calor latente.

El almacenamiento térmico con calor latente usa la transición de un material de líquido a sólido a una temperatura constante. Cuando almacena calor el material pasa de estado sólido a líquido, y cuando se hace la recuperación de energía el material vuelve a su estado original sólido.

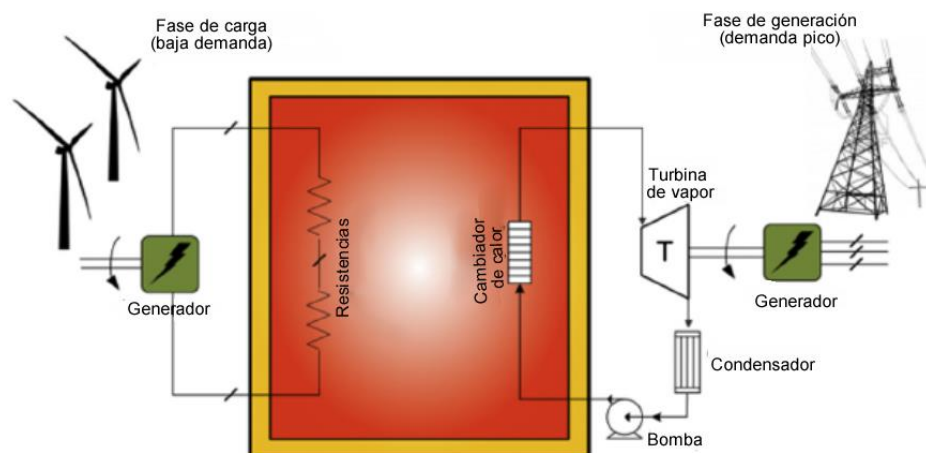
El almacenamiento con calor sensible consiste en calentar un material (sodio, sal fundida, agua presurizada, etc.) en este caso el material no cambia de estado. El calor se

recupera en forma de vapor de agua que sirve para hacer funcionar un sistema turbina-alternador y producir electricidad [55].

La energía puede ser almacenada como energía térmica a baja temperatura por ejemplo; con colectores térmicos que almacenan agua caliente para climatizar un ambiente o incluso para cocinar a 100°C. Los sistemas de absorción de calor (colector solar) pueden ir ubicados en techos y guardan el calor en contenedor con superficies aisladas para reducir las pérdidas.

Almacenamiento a media y alta temperatura son usados para procesos industriales, la temperatura media puede ser definida entre 100 y 500 °C, mientras que alta temperatura son aquellas superiores a 500 °C. Para realizar el almacenamiento en altas temperaturas es necesario materiales adecuados que soporten las mismas. Además son necesarios buenos conductores ya sean líquidos o gaseosos, se pueden usar aire como fluido de transferencia, o el sodio líquido como material para almacenamiento de calor y transferencia. El sodio líquido es usado en centrales nucleares o en centrales de concentradores solares que almacenan temperaturas entre 275 y 530 °C, luego generan vapor para procesos industriales o generación de electricidad [50].

En la figura 2.23 se da a conocer un sistema de almacenamiento térmico mediante generación eólica.



**Figura 2. 23 Sistema de almacenamiento térmico de calor sensible [50]**

### 2.3.5 Almacenamiento químico

Con este método se almacena energía a través de reacciones químicas, uno de los más conocidos son las baterías aunque este proceso es electro químico. Otro método químico consiste en producir hidrogeno, a través de la electrolisis (proceso inverso al que sucede en una celda de combustible). También el hidrógeno puede ser obtenido de biomasa mediante fermentación biológica o por gasificación a alta temperatura. El hidrogeno almacenado sirve para producir electricidad mediante celdas de combustible [50]. Se puede almacenar como hidrógeno líquido o gaseoso pero tiene baja densidad de energía.

## 2.4. Comparación de diferentes técnicas de almacenamiento

Cuando se desea comparar el desempeño de las diferentes técnicas de almacenamiento se pueden usar algunos criterios como: costo, densidad de energía, potencia específica, reciclabilidad, durabilidad y eficiencia energética. A continuación, se presenta una figura en la cual se puede comparar la potencia especifica vs los tiempos de respuesta.

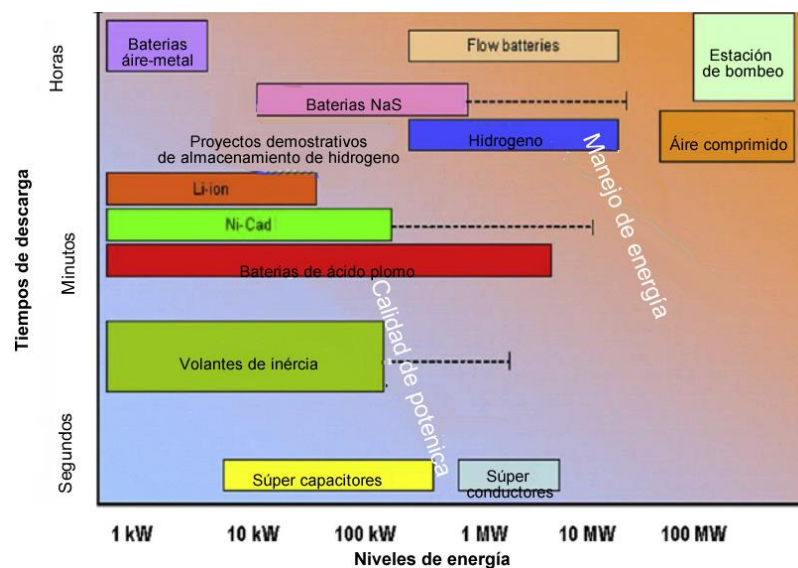


Figura 2. 24 Comparación de técnicas de almacenamiento tiempo vs potencia [56]

## 3. Metodología propuesta

---

### 3.1. Introducción

---

Este capítulo, presenta el proceso para el dimensionamiento y localización de GD en un alimentador de media tensión (MT), mediante la formulación de tres modelos matemáticos: el primero, de ubicación de FV en la red de MT, el segundo determinación de los tamaños y sitios óptimos para las plantas FVs, y la incorporación de las baterías con FV.

Las dos metodologías para logran los objetivos planteados son: la primera metodología que sirve para desarrollar los dos primeros modelos y la segunda sirve para estudiar la operación de FVs en conjunto con baterías. Cada metodología se compone de adquisición de datos, proceso de trabajo de solver para encontrar la solución y análisis de resultados. Los criterios para la selección de la solución óptima son minimizar pérdidas y reducir costos, estas funciones serán evaluadas por separado.

Los modelos serán analizados exclusivamente con la tecnología FV como unidad de GD y para sistemas de AE se trabajará con baterías de NaS. Sin embargo, los modelos podrán ser usados para otras tecnologías siempre y cuando se realice las modificaciones adecuadas de costos y características técnicas de GD y AE.

Los modelos de optimización presentados en esta sección para la localización y dimensionamiento son del tipo no lineal entero y mixto. Así mismo, para determinar el estado del sistema eléctrico se usan las ecuaciones propuestas en [28] para redes radiales. Las restricciones principales que consideran estos modelos son: Límite de voltaje, potencia de subestación, capacidad de conductores, y potencia máxima de las FVs.

El propósito final de este capítulo será mostrar los modelos y las metodologías empleadas para resolver el problema planteado en esta tesis. Por lo tanto la formulación sirve para localizar y dimensionar GD con AE mediante un software de optimización. Además se utilizarán curvas de carga y generación que varíen a lo largo de un día, para tener mejores soluciones que cuando se trabaja tan solo con demanda máxima.

## 3.2. Formulación general del problema de optimización

---

El modelo matemático general de un problema de optimización se presenta en la ecuación (5):

$$\begin{aligned} \min/ \max : f(x) & \quad (\text{Función objetivo}) \\ \text{s.a.} & \\ g_j(x) \geq 0, j = 1, 2, \dots, M & \quad (\text{Restricciones de desigualdad}) \\ h_k(x) = 0, k = 1, 2, \dots, K & \quad (\text{Restricciones de igualdad}) \\ \underline{x}_i \leq x \leq \bar{x}_i, i = 1, 2, \dots, n & \quad (\text{Variable de decisión}) \end{aligned} \tag{5}$$

La solución para la función objetivo está definida por un punto óptimo ( $x$ ) y valor óptimo de  $f(x)$ .

Para la UDGD con almacenamiento se puede simplificar el modelo de tal manera que se resuelvan con programación lineal, pero no se alcanzan tan buenos resultados a pesar su gran simplicidad en el momento de encontrar una solución, debido a que las redes eléctricas tienen elementos con comportamientos no lineales. Entonces para formular un modelo que encuentre lugares y tamaños óptimos de FVs, se trabajara con modelos no lineales enteros. Además como una FV puede presentar alta incertidumbre, se ha visto necesario desarrollar un modelo que permita analizar la incorporación de baterías.

Para formular el modelo de optimización se consideró las siguientes generalidades [2]:

### a) La función objetivo

Está puede tener un solo objetivo o múltiples objetivos, por ejemplo los tratados en algunos modelos son: reducción de pérdidas de energía, minimización de tiempo de interrupción o desviaciones de voltaje, reducción de los costos de operación e inversión. En otros casos consiste en maximizar los beneficios económicos, ya sea por ahorro al retrasar reforzamientos o por la mejor explotación de las redes existentes.

### b) Número de unidades de generación distribuida

Este parámetro es muy importante puesto que puede existir la posibilidad de incorporar una sola planta de GD o varias, esto implicaría introducir la 1.<sup>ra</sup> planta

para luego proseguir sucesivamente introduciendo las demás plantas hasta conseguir N plantas conectadas a la red. Se puede clasificar como: i) solo una GD, ii) múltiple GD.

**c) Variables de Generación Distribuida**

Entre las principales variables se consideran tamaño, ubicación, tamaño y tecnología. Dependiendo del número de variables que se requieren, el estudio puede convertirse en un problema muy complejo.

**d) La variabilidad en la carga**

Para el análisis se pueden usar perfiles de carga: de un solo nivel, multinivel, variable en el tiempo, probabilística y difusa. La carga se puede distribuir uniformemente o no a lo largo de un alimentador eléctrico. En [8] y [57] modelan la variación de la carga a lo largo de un día creando una curva de carga diaria, en [13] se modela la carga usando números difusos, mientras que, en [20] modela el crecimiento futuro de la carga mediante una distribución normal. A pesar de que el consumo eléctrico tiene constante variación, se puede realizar el análisis de localización y dimensionamiento con un solo valor de carga en las barras, entonces se obtiene resultados rápidamente pero poco realistas.

**e) Tecnología de la GD**

Dependiendo de si se trata de una planta eólica, fotovoltaica, turbinas de gas o cualquiera de las tecnologías descritas en el capítulo anterior ocasionarán un comportamiento diferente en la red y el análisis cambia debido a la tecnología. Por ejemplo algunas tecnologías pueden producir más o menos armónicos y la función objetivo puede ser minimizar el número de armónicos.

**f) Restricciones**

En todo problema de optimización siempre se tiene escasos recursos ya sean económicos, energéticos o limitaciones técnicas. Las restricciones técnicas pueden ser: dirección de flujos de potencia, la capacidad de los transformadores o líneas de distribución, la capacidad de los equipos de protección. Mientras que las restricciones energéticas pueden abarcar: el tamaño del emplazamiento de la planta de GD, la cantidad de recurso disponible (solar, eólico, combustible fósil, etc.).

## 3.3. Consideraciones del problema

---

### 3.3.1. Consideraciones del modelo de optimización

---

Basados en el punto 3.2 de formulación del problema, para el planteamiento del modelo matemático se tiene las siguientes consideraciones:

- La función objetivo.- Las funciones objetivos son dos que trabajan de forma independiente. La primera minimiza pérdidas y la segunda reduce costos de inversión, mantenimiento y operación.
- Número de unidades de generación distribuida.- Se inicia examinando la disponibilidad del recurso solar en las barras, luego se eligen las barras candidatas y los algoritmos se encargan de seleccionar automáticamente el número de GDs según el valor óptimo de la función objetivo.
- Variables de GD (tamaño y ubicación).- Se plantea encontrar la solución a tres casos: a) Localización óptima, b) localización y tamaño de GD, c) operación óptima de GD con baterías.
- La variabilidad en la carga.- Se considera que se tendrá una curva de carga diaria con diferente potencia para cada barra.
- Tecnología de la GD y AE.- Las tecnologías más adaptables para un ambiente urbano son los paneles fotovoltaicos; ya que estos son fácilmente adaptables a edificaciones, casas y fábricas, por su fácil instalación. Además, este tipo de tecnología es renovable y no produce ningún tipo de contaminación.
- La variación en el recurso.- Se utiliza una curva de producción diaria de un sistema fotovoltaico, en todas las barras se maneja la misma curva.

- Restricciones.- Las restricciones consideradas en el estudio son el espacio disponible para el emplazamiento de FV, capacidad de los conductores de la red, límites de voltaje permitido y límites de potencia de subestación (se restringe a la potencia de subestación mínima a cero).

### **3.3.2. Consideraciones para la evaluación económica**

---

- La alimentación a la red de distribución es solo desde una subestación, el precio de energía es conocido y corresponde al de la subestación para todos los nodos.
- La compañía distribuidora decide si instalar o no las unidades de GD en función de los beneficios que obtenga.
- Los costos de paneles, inversor, regulador, elementos de protección, mantenimiento y operación para sistemas fotovoltaicos son tomados de trabajos investigativos.

### **3.3.3. Consideraciones técnicas para la red y plantas fotovoltaicas**

---

- El alimentador bajo estudio es radial y no cambia su configuración.
- La FV es capaz de suministrar solo potencia activa.
- La FV se integra en media tensión.
- La conexión de FV con la red de media tensión es a través de un transformador elevador de tensión.
- Se considera que el ciclo de la batería tiene capacidad de lograr el 100% de carga y un mínimo del 20% de descarga.

## 3.4. Formulación matemática

---

La dificultad consiste en determinar un lugar y tamaño adecuado para las plantas FVs en una red de distribución existente, este es considerado uno de los problemas más complejos en optimización porque se trata de un problema no lineal entero y mixto. Se van emplear los cuatro componentes principales de formulación matemática de un problema de optimización que presentan en [58]:

### Conjunto de datos:

N: Número de barras del sistema.

T: Número de periodos para el estudio.

$\Delta t$ : Duración de periodo de tiempo (h).

D: Días que pueden ser analizados, solo un día.

$c_{inv}$ : Costo de inversión del sistema fotovoltaico (dólares/h).

$c_{SE}$ : Costo de energía en la subestación (\$/Wh).

$c_{O\&M}$ : Costo de operación y mantenimiento (\$/Wh).

$r_{ij}$ : Resistencia de línea desde la barra  $i$  hasta la barra  $j$  ( $\Omega$ ).

$x_{ij}$ : Inductancia de línea desde la barra  $i$  hasta la barra  $j$  ( $\Omega$ ).

$C_{g_{i,d,t}}$ : Curva de producción de GD,  $i$  índice de barra,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (p.u).

$P_{i,d,t}^D$ : Curva de potencia activa de la demanda,  $i$  índice de barra,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (W).

$Q_{i,d,t}^D$ : Curva de potencia reactiva de la demanda,  $i$  índice de barra,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (VAr).

$\Omega_l$ : Conjunto de líneas.

$\Omega_{gen}$ : Conjunto de barras candidatas para instalar FV.

$\Omega_{nom}$ : Conjunto de todas las barras de la red.

## Conjunto de variables

Este conjunto está compuesto por las variables involucradas en el problema, junto con sus dominios respectivos de definición.

$P_{i,d,t}^{SE}$ : Potencia activa de la subestación  $i$ ,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (W).

$Q_{i,d,t}^{SE}$ : Potencia reactiva de la subestación  $i$ ,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (VAr).

$S_{\max}^{SE}$ : Potencia máxima de la subestación (VA).

$P_i^{FV}$ : Tamaño de la unidad FV,  $i \in$  al conjunto de FVs (W).

$Pmin_i$ : Potencia activa mínima de la unidad de FV (W).

$Pmax_i$ : Potencia activa máxima de la unidad de FV (W).

$V_{i,d,t}$ : Tensión en la barra  $i$ ,  $i \in$  al conjunto de todas las barras,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (V).

$Vmin_i$ : Tensión mínima en la barra  $i$  (V).

$Vmax_i$ : Tensión máxima en la barra  $i$  (V).

$s_i$ : Variable binaria, toma el valor de 1 si se instala la FV en la barra  $i$  y 0 en caso contrario,  $i \in$  al conjunto de barras candidatas de FVs.

$P_{ki,d,t}$ : Flujo de potencia activa de la barra  $k$  a la barra  $i$ ,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (W).

$Q_{ki,d,t}$ : Flujo de potencia reactiva de la barra  $k$  a la barra  $i$ ,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (VAr).

$I_{ij,d,t}$ : Corriente de línea de la barra  $i$  a la barra  $j$ ,  $d$  índice de día,  $t$  índice de periodo (A).

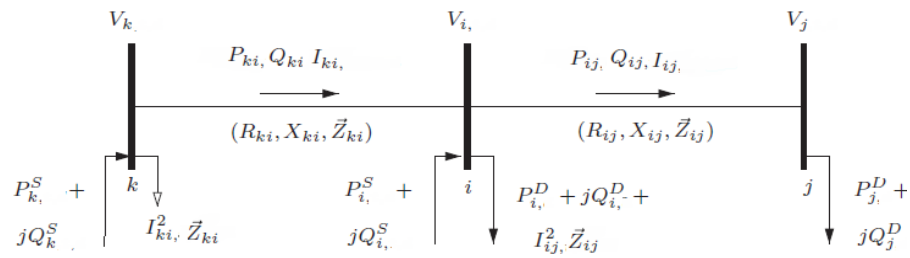
## Conjunto de restricciones

Definen el conjunto de soluciones admisibles.

Entre las restricciones principales tenemos las siguientes: restricción de equilibrio de potencia, voltaje en la barra de referencia igual a uno, límites de voltaje, restricción de potencia de subestación, límites de potencia de generación y restricción de corriente máxima.

Estado de operación del sistema.- para determinar el estado del sistema se debe cumplir el equilibrio de potencia activa y reactiva. En este estudio se utilizan las ecuaciones planteadas por Baran [28], para determinar el estado de un sistema radial. A continuación, se presenta la formulación para el flujo de carga y sus consideraciones previas:

- La demanda utiliza el modelo de carga de potencia e impedancia constante.
- El nodo i está más próximo a la S/E que el nodo j y las pérdidas del tramo i - j están concentradas en el nodo i.
- El sistema es balanceado, por lo que se considera un modelo monofásico.



**Figura 3. 1 Sistema radial de tres barras [59]**

$$\sum_{ki \in \Omega l} P_{ki} - \sum_{ij \in \Omega l} (P_{ij} + R_{ij} I_{ij}^{sqr}) + P_i^S = P_i^D \quad \forall i \in \Omega b \quad (6)$$

$$\sum_{ki \in \Omega l} Q_{ki} - \sum_{ij \in \Omega l} (Q_{ij} + X_{ij} I_{ij}^{sqr}) + Q_i^S = Q_i^D \quad \forall i \in \Omega b \quad (7)$$

$$V_i^{sqr} - V_j^{sqr} = 2(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ij}) + Z_{ij}^2 I_{ij}^{sqr} \quad \forall ij \in \Omega l \quad (8)$$

$$V_j^{sqr} I_{ij}^{sqr} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega l \quad (9)$$

Dónde:

$P_{ki}$ = Potencia activa de la barra k a la barra i (W).

$R_{ij}$ = Resistencia de la barra i a la barra j ( $\Omega$ ).

$I_{ij}$ = Corriente de la barra i a la barra j (A).

$P_i^S$ = Potencia de la fuente (W).

$P_i^D$ = Potencia de la demanda (W).

$Q_{ki}$ = Potencia reactiva de la barra k a la barra i (VAr).

$X_{ij}$ = Inductancia de la barra i a la barra j ( $\Omega$ ).

$Q_i^S$ = Potencia de la fuente (VAr).

$Q_i^D$ = Potencia de la demanda (VAr).

$V_j$  = Voltaje de barra (V).

$Z_{ij}$  = Impedancia de la barra i a la barra j ( $\Omega$ ).

Las ecuaciones 6 y 7 corresponden a potencia activa y reactiva, estas se modificarán para incluir FV y luego baterías.

### **Función objetivo**

En el estudio se utilizó una función objetivo que minimiza las pérdidas en el sistema y otra que disminuye los costos.

### **3.4.1. Modelo de Localización Óptima**

---

El modelo utilizado aprovecha todo el espacio disponible en el ambiente urbano, en consecuencia las plantas FVs tendrán el tamaño máximo (no se dimensiona). Además, se permite que el flujo de potencia se de en las dos direcciones y de este modo se logrará insertar un mayor número de unidades FVs. A continuación, se describe el modelo.

- Función objetivo: Se minimiza las pérdidas en las líneas de distribución a lo largo de un día.

$$f1 = \min \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} \sum_{ij \in \Omega l} R_{ij} \cdot I_{ij,d,t}^{sqr} \cdot \Delta t \quad (10)$$

- Equilibrio de potencia: estas ecuaciones permiten determinar el estado de operación de la red igualando la potencia generada con la demanda.

$$\sum_{ki \in \Omega l} P_{ki,d,t} - \sum_{ij \in \Omega l} (P_{ij,d,t} + R_{ij} \cdot I_{ij,d,t}^2) + P_{i,d,t}^{SE} + P_{i,d,t}^{FV} \cdot s_i = P_{i,d,t}^D \quad (11)$$

$$\forall i \in \Omega nom, \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$\sum_{ki \in \Omega l} Q_{ki,d,t} - \sum_{ij \in \Omega l} (Q_{ij,d,t} + X_{ij} \cdot I_{ij,d,t}^2) + Q_{i,d,t}^{SE} = Q_{i,d,t}^D \quad (12)$$

$$\forall i \in \Omega nom, \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$V_{i,d,t}^2 - V_{j,d,t}^2 = 2(R_{ij} \cdot P_{ij,d,t} + X_{ij} \cdot Q_{ij,d,t}) + Z_{ij}^2 \cdot I_{ij,d,t}^{sqr} \quad \forall ij \in \Omega l \quad (13)$$

$$\forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

$$V_{j,d,t}^{sqr} \cdot I_{ij,d,t}^{sqr} = P_{ij,d,t}^2 + Q_{ij,d,t}^2 \quad \forall ij \in \Omega l$$

$$\forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (14)$$

- Potencia de subestación: la potencia activa y reactiva no puede superar la capacidad máxima de la subestación.

$$\left(P_{i,d,t}^{SE}\right)^2 + \left(Q_{i,d,t}^{SE}\right)^2 \leq \left(S_{\max}^{SE}\right)^2 \quad \forall i \in gen \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (15)$$

- Restricción de voltaje: las empresas distribuidoras tienen un límite predeterminado para la desviación máxima de voltaje.

$$V \min_i^2 \leq V_{i,d,t}^2 \leq V \max_i^2 \quad (16)$$

- Restricción de corriente: la restricción de corriente es dada por la capacidad máxima del conductor.

$$0 \leq I_{ij,d,t}^2 \leq I_{ij \max}^2 \quad \forall ij \in \Omega l \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (17)$$

- Voltaje de referencia en la subestación es equivalente a 1 en por unidad, swing es una constante con el número de la barra donde está la subestación.

$$V_{i,d,t} = 1 \quad \forall i = swing \quad \forall d = 1, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (18)$$

- La variable binaria (s) tomará el valor de 1 en caso de que se instale la planta FV o en caso contrario será igual a 0.

$$s_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega gen \quad (19)$$

### 3.4.2. Modelo para localización y dimensionamiento

---

El presente modelo permite dimensionar y situar óptimamente FV sin alterar la estructura y operación de la red actual. Entonces para conseguir esto fue necesario añadir una restricción al modelo anterior: se limita que la potencia fluya solo en un sentido (el tamaño es determinado en función de la producción FV y la carga en la barra).

- Funciones objetivo: se evalúan en primer lugar las pérdidas de las líneas que corresponde a f1, y una segunda que minimiza costos de compra de energía e inversión.

$$f1 = \min \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} \sum_{ij \in \Omega} R_{ij} \cdot I_{ij,d,t}^{sqr} \cdot \Delta t \quad \text{Ecuación 10}$$

$$f2 = \min 24 \cdot \left( \sum_{i \in \Omega_{gen}} c_{inv} v_i \cdot P_i^{FV} \right) + \left( \sum_{i \in \Omega_{genSE}} c_{SE}^{SE} \cdot p_{SE}^{SE} \cdot \Delta t \right) + cO \& m \cdot \left( \sum_{i \in \Omega_{nom}} P_i^{FV} \cdot Cg_{i,d,t}^{FV} \cdot \Delta t \right)$$

$$\forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (20)$$

Restricciones:

- Equilibrio de potencia: la ecuación 11 es alterada se convierte en la ecuación 21 para que incluya la curva de generación y de esta manera dimensione las unidades FVs.

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d,t} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d,t} + R_{ij} \cdot I_{ij,d,t}^2) + P_{i,d,t}^{SE} + P_i^{FV} \cdot Cg_{i,d,t}^{FV} = P_{i,d,t}^D \quad (21)$$

$$\forall i \in \Omega_{nom}, \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

- Además, el modelo está sujeto a las mismas restricciones del modelo anterior que corresponden a las **ecuaciones 12 a 19**.
- Límites de potencia de generación: La unidad FV no genera potencia reactiva y la potencia activa se restringe a un mínimo de 5kW y el máximo es función del área disponible.

$$P \min_i \cdot s_i \leq P_i^{FV} \leq P \max_i \cdot s_i \quad \forall i \in \Omega_{gen} \quad (21)$$

### 3.4.3. Modelo para la operación del sistema fotovoltaico con baterías

---

Después de encontrar la localización óptima para las FVs con el modelo del punto 3.4.1, se procede a integrar baterías en las barras que se instaló la GD, por lo tanto se analiza cómo trabajan en conjunto las FVs y los sistemas de almacenamiento. Para ello el modelo debe incorporar restricciones que determinen la carga y descarga de las baterías, la carga máxima y mínima que soportan las mismas, en cuanto a la ecuación de equilibrio de potencia activa de la sección 3.4.1 se añadió la potencia de las baterías. A continuación, se indican los datos, variables y restricciones que fueron necesarias anexar al primer modelo para estudiar el comportamiento de FV con baterías:

## Conjunto de Datos

$\bar{E}_{i\max}$  : Capacidad máxima de almacenamiento de energía (Wh).

$\underline{E}_{i\min}$  : Capacidad mínima de almacenamiento de energía (Wh).

$\bar{P}_{i\max}^c$  : Potencia máxima de carga de la batería (W).

$\bar{P}_{i\max}^d$  : Potencia máxima de descarga de la batería (W).

$n_i^c$  : Eficiencia de carga.

$n_i^d$  : Eficiencia de descarga

## Conjunto de Variables

$E_{i,d,t}$  : Energía almacenada en las baterías de la barra  $i$ , el día  $d$  y a la hora  $t$  (Wh).

$P_{i,d,t}^b$  : Potencia de la batería en la barra  $i$ , el día  $d$  y a la hora  $t$  (W).

$P_{i,d,t}^c$  : Potencia de carga de la batería de la barra  $i$ , el día  $d$  y a la hora  $t$  (W).

$P_{i,d,t}^d$  : Potencia de descarga de la batería de la barra  $i$ , el día  $d$  y a la hora  $t$  (W).

$\alpha_{i,d,t}$  : Variable binaria, que indica si la batería se carga o descarga.

## Conjunto de Restricciones

Consta de las mismas restricciones que el modelo del punto 3.4.1 de localización óptima más se adicionan las siguientes: capacidad de almacenamiento, energía horaria acumulada del banco de baterías, energía inicial, estado final, potencia de carga y descarga.

- Funciones objetivo: se estudió la minimización del costo de compra de energía a la subestación esto corresponde a  $f_3$ .

$$\min f_3 = \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} \sum_{k \in SE} C_k^{SE} \cdot P_{k,d,t}^{SE} \cdot \Delta t \quad (22)$$

- Equilibrio de potencia: Para este caso se altera la ecuación 11, en donde ahora se incluye la potencia de las FVs y baterías.

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d,t} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d,t} + R_{ij} \cdot I_{ij,d,t}^2) + P_{i,d,t}^{SE} + P_i^{FV} + P_{i,d,t}^b = P_{i,d,t}^D \quad (23)$$

$$\forall i \in \Omega_{nom}, \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

- Sujeta también a las restricciones de las **ecuaciones 12 a 19**.

Además para verificar la operación de las baterías se añaden las siguientes ecuaciones.

- Energía almacenada en las baterías.

$$E_{i,d,t} - E_{i,d,t-1} = \Delta t \left( n_i^c \cdot P_{i,d,t}^c - \frac{P_{i,d,t}^d}{n_i^d} \right) \quad \forall i \in \Omega_{gen} \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (24)$$

- Límite mínimo y máximo de energía en las baterías.

$$\underline{E}_{i \min} \leq E_{i,d,t} \leq \bar{E}_{i \max} \quad \forall i \in \Omega_{gen} \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (25)$$

- Potencia de las baterías.

$$P_{i,d,t}^b = P_{i,d,t}^d - P_{i,d,t}^c \quad \forall i \in \Omega_{gen} \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T \quad (26)$$

- Límite de potencia de descarga de las baterías.

$$0 \leq P_{i,d,t}^d \leq \bar{P}_{i \max}^d \cdot \alpha_{i,d,t} \quad (27)$$

- Límite de potencia de carga de las baterías.

$$0 \leq P_{i,d,t}^c \leq \bar{P}_{i \max}^c \cdot (1 - \alpha_{i,d,t}) \quad (28)$$

- Variable binaria para controlar que las baterías no puedan cargar y descargar al mismo tiempo.

$$\alpha_{i,d,t} \in \{0, 1\} \quad (29)$$

A modo de resumen el modelo completo está compuesto de:

$\min f3 = \text{ecuación } 22$

$s.a. = \text{ecuación } 23$

$\text{ecuación } 12 \text{ a } 19$

$\text{ecuación } 24 \text{ a } 29$

## 3.5. Algoritmos solución

---

En esta sección se describen los procesos seguidos para encontrar la solución al problema planteado, la primera metodología sirve para los dos primeros modelos, y la segunda sirve para analizar la operación de las baterías. Cada parte tiene los siguientes pasos:

adquisición de datos, proceso de trabajo de solver para encontrar la solución y análisis de resultados.

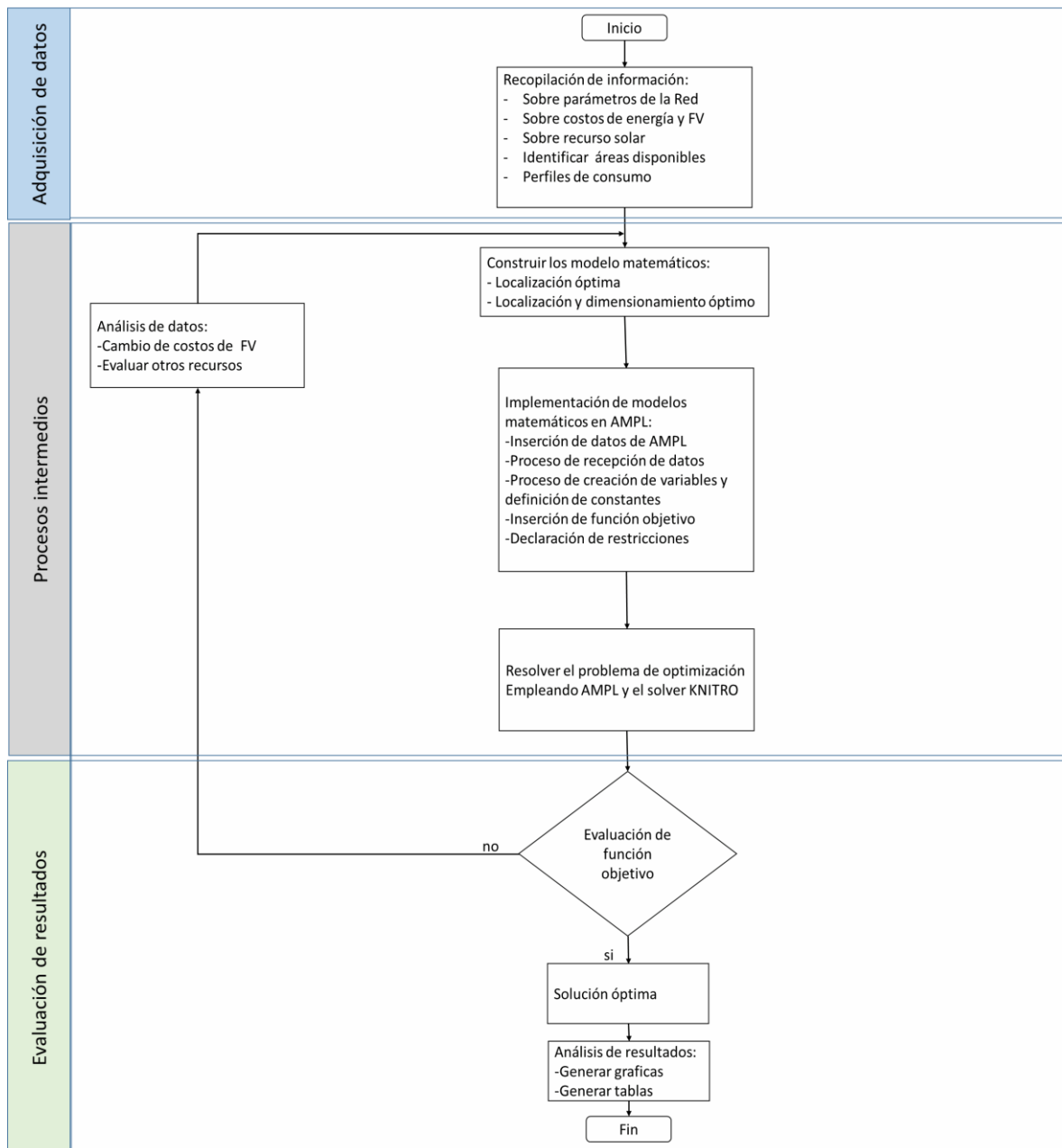
### **3.5.1. Descripción general del algoritmo**

---

En el diagrama de flujos, figura 3.2, se indican los procesos que se realizan tanto para la localización óptima, y para la localización y dimensionamiento de las FVs. A continuación, se explican brevemente los bloques de los algoritmos.

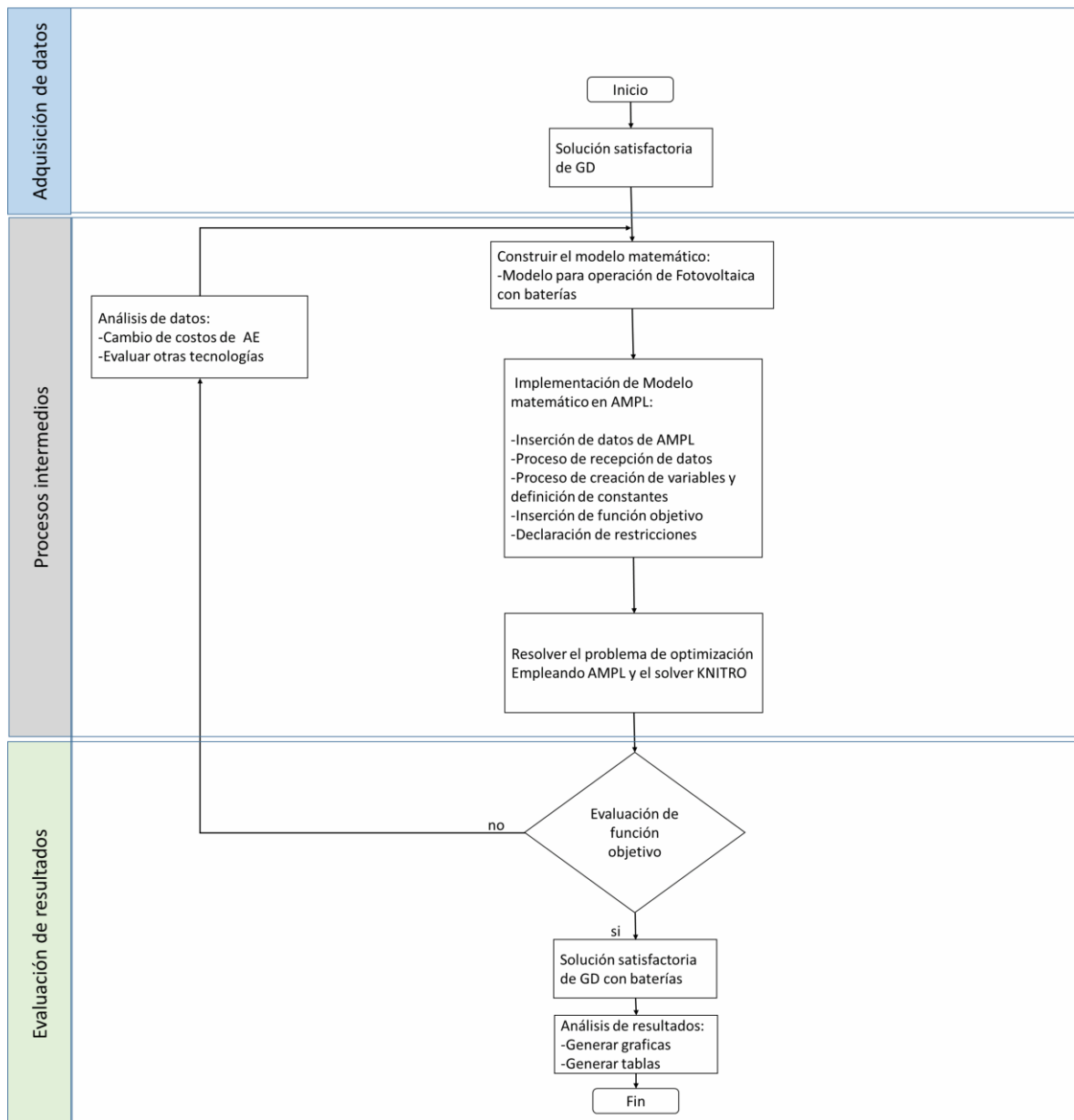
- Adquisición de datos: esta etapa consistió en recopilar información acerca de los parámetro de la red, costos asociados a FV y baterías, recurso solar disponible en el área de estudio, perfil de consumo del alimentador.
- Procesos intermedios: esta etapa corresponde a un extenso trabajo para adecuar los datos adquiridos en la etapa anterior al formato en el cual trabaja AMPL. Así también se construye e implementa los modelos matemáticos en el lenguaje AMPL.
- Evaluación de resultados: con la solución óptima encontrada se realizan gráficas y tablas, que indican en cuanto mejora la operación de la red y los beneficios que se obtienen, esta etapa es tratada en su totalidad en el capítulo 4.

En las secciones 3.5.2, 3.5.3 y 3.5.4 se explican con mayor detalle cada punto de los algoritmos.



**Figura 3. 2 Diagrama de flujos de metodología para localización y dimensionamiento de FV.**

Para la parte operación de FV con almacenamiento, se usan los lugares ya definidos por la solución de localización óptima. Entonces los proceso se deben realizar en cadena, en primer lugar se realiza la localización de la GD y luego siguiendo los procesos del diagrama de flujo de la figura 3.3 se consigue analizar el comportamiento de la DG fotovoltaica con baterías.



**Figura 3. 3 Diagrama de flujos para operación de FV con baterías.**

### 3.5.2. Adquisición de datos

En esta sección se describe cual es la información que se necesita recopilar para resolver el problema planteado, con los modelos matemáticos presentados en las secciones anteriores.

## Parámetros de red

Se recopilan los valores de resistencia R, reactancia inductiva X, límites de capacidad de los conductores. Configuración de la red (en este estudio se consideran solo redes radiales). Datos de niveles de voltaje de la subestación y su potencia, que servirán como valores base del sistema.

## Información de costos

Cuando se pretende evaluar una función objetivo que minimice costos de inversión y de compra de energía son necesarios los precios de inversión por (W) instalado de las plantas FVs y los valores de operación y mantenimiento por Wh.

Como los modelos hacen la evaluación económica a lo largo de un periodo de 24 horas, se transformó los costos de inversión a un costo por hora. Normalmente el costo total de inversión es expresado en \$/W para las plantas FVs. Por lo tanto, el proceso para transformar los costos de inversión de \$/W a \$/W-h es el dado en [60] y utilizan las fórmulas siguientes:

### Costo fijo por año

$$CP / \text{año} = \frac{r \cdot CP}{1 - \left( \frac{1}{(1+r)^T} \right)} \quad (30)$$

Dónde:

CP/año: costo por año (\$/W-año)

r: es la tasa de interés (%)

T: periodo para el cual se pretende tener las anualidades (años)

CP: costo por capacidad (\$/W)

### Costo fijo por hora

$$CP / MWh = \frac{CP / \text{año}}{8760 \text{ horas}} \quad (31)$$

Dónde:

CP/año: costo por año (\$/W-año)

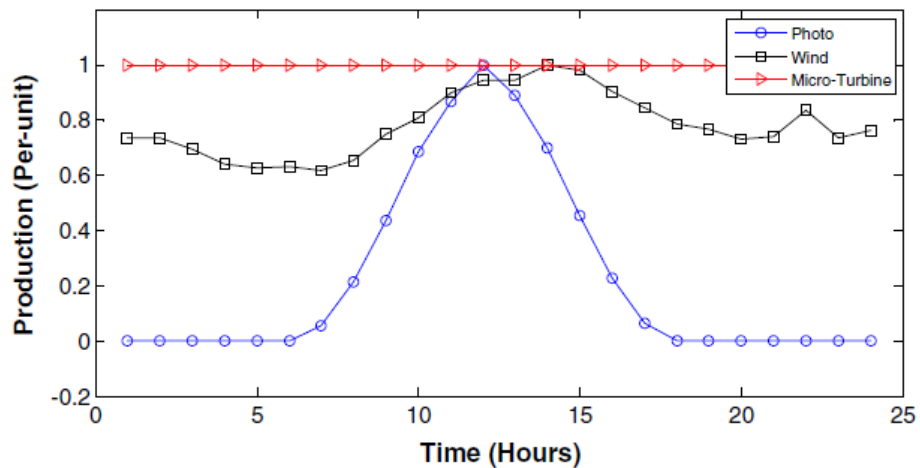
CP/MWh: costo fijo por hora (\$/W-h)

## Perfil de generación

Para la construcción de un perfil de generación fueron necesarios los datos de producción de algún sistema fotovoltaico. En este estudio se usaron los datos de la página web de la red eléctrica de España para la red modelo, mientras que, para la red real se usan datos de un sistema fotovoltaico de la E.E.R.C.S. Los datos de producción se convirtieron a valores por unidad, esto se alcanza dividiendo los datos para el valor máximo de producción de dicho sistema, para lo cual se usó la siguiente formula.

$$Producción_{pu} = \frac{producción(W)}{producción(W)_{máxima}} \quad (32)$$

En los mejores casos se tendrá un alto número de muestras de producción y demás datos de demanda, con las cuales se pueden trabajar y tener resultados más exactos. También se puede proceder a promediar todos los valores a lo largo de cada hora, para de este modo tener 24 valores para un día completo, en la figura 3.4 se presenta el perfil de producción en p.u de varias tecnologías.

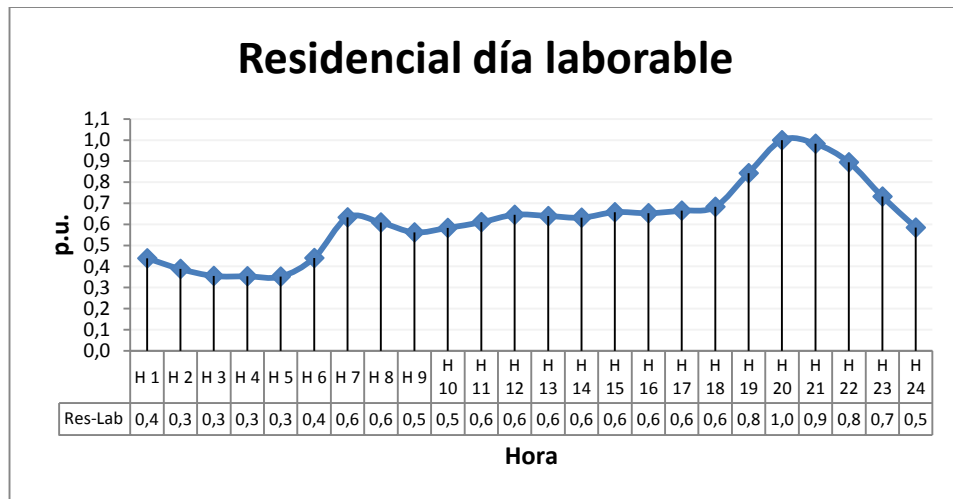


**Figura 3. 4 Perfil de producción de diferentes tipos de tecnologías [61]**

En la figura anterior se presenta los perfiles de producción de varios tipos de tecnologías, aunque la presente tesis se enfoca solo en FV.

## Perfil de consumo eléctrico

Para elaborar el perfil de consumo eléctrico se necesitan los valores de demanda medidos a lo largo de un día. Se puede estudiar la curva de demanda de un día laborable y otra de un fin de semana, sin perder de vista que se deben tener al menos 24 valores correspondientes a las horas del día. En la figura 3.5 se observa una curva de carga para clientes residenciales.



**Figura 3. 5 Curva de carga de cliente residencial**

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. 2016.

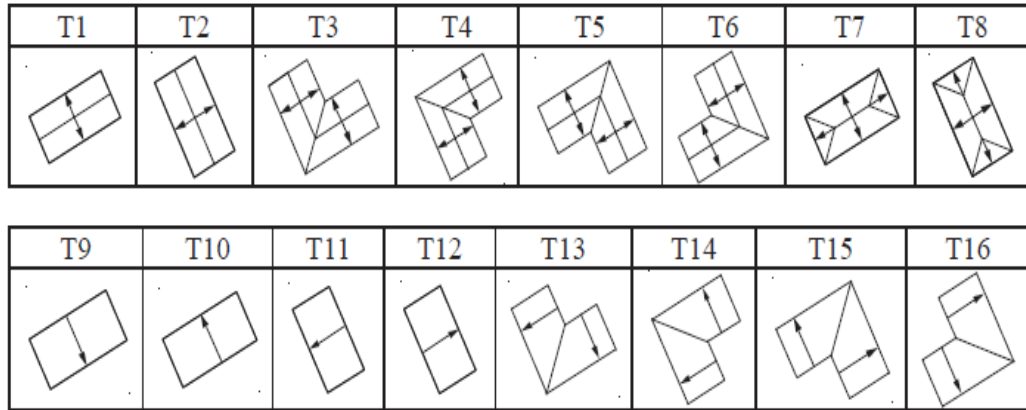
Los perfiles de consumo pueden ser muy variados dependiendo del cliente ya sea comercial, residencia o industrial.

## Estudio de disponibilidad de espacio

Para limitar el tamaño del grupo fotovoltaico, la mayor restricción que se presenta en un ambiente urbano es el espacio.

Como punto de partida para la red modelo se pretende usar tamaños uniformes en todas las barras candidatas. Pero para el caso real se pretende seguir una metodología similar a la presentada por A. Orioli [62]. Esta consiste en analizar mediante Google Earth el área disponible de los techos donde se pretende implementar los paneles fotovoltaicos.

En la figura 3.6 se ilustra los tipos de techos que en [62] se caracterizan:



**Figura 3. 6 Tipos de techos [62]**

La potencia máxima en cada barra se determina mediante la superficie de la cubierta. Para el cálculo de número de paneles que se pueden colocar en los respectivos techos, se usó el panel tipo PLM-250M-60 que tiene las siguientes dimensiones: 1650x992x46(mm) y una potencia de salida de 250W.

$$\text{Area de panel} = 1,650 * 0,992 = 1,64m^2 \quad (33)$$

El número de paneles que se puede instalar en cada techo (barra), se determina con la fórmula 34.

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{superficie del techo}}{\text{área de panel}} \quad (34)$$

Y para el caculo de la potencia máxima instalada se usó la fórmula 35

$$P_{\text{max instalada}} = p_{\text{max panel}} * \text{número de paneles} \quad (35)$$

### 3.5.3. Procesos intermedios

---

En los siguientes puntos se describen los procesos que permitieron la construcción, implementación y verificación de los modelos de optimización, con su respectiva ejecución en AMPL.

## Construcción de un modelo matemático

Para la construcción del modelo matemático se realizó la determinación de datos de entrada, selección de variables, identificación de restricciones y planteamiento de función objetivo.

En definitiva, se construyeron tres modelos, el primero permitía localizar FV, el segundo localiza y dimensiona FV y el tercero determina la operación de FV con almacenamiento.

## Implementación del modelo matemático en AMPL

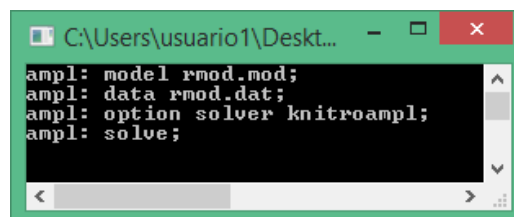
AMPL es un lenguaje bastante amigable que permite trabajar independientemente con los datos y modelos, y finalmente combina estos dos ficheros para lograr solucionar el problema con un solver adecuado.

En el fichero de datos se introdujo los parámetros de red, costos, potencia de demanda, perfil de generación. Y en el fichero del modelo se recibieron los datos, crearon variables, declararon restricciones y la función objetivo.

En el estudio se utilizó AMPL y el solver KNITRO para resolver el problema de optimización.

## Uso de AMPL y Solver

En esta etapa se debe insertar el fichero del modelo, los datos, seleccionar el solver con el cual se pretende resolver el problema y finalmente se ejecuta. A continuación, en la figura 3.7 se presenta un ejemplo de las sentencias que se ejecutan en AMPL para conseguir integrar FV e incorporar almacenamiento en una red de distribución.

A screenshot of a terminal window with a green title bar. The title bar text is partially visible as 'C:\Users\usuario1\Deskt...'. The terminal content shows four lines of AMPL commands: 'ampl: model rmod.mod;', 'ampl: data rmod.dat;', 'ampl: option solver knitroampl;', and 'ampl: solve;'. The terminal has a black background with white text and a scroll bar on the right side.

```
ampl: model rmod.mod;
ampl: data rmod.dat;
ampl: option solver knitroampl;
ampl: solve;
```

Figura 3. 7 Ejecución de AMPL y Solver

### 3.5.4. Evaluación de resultados

---

En esta sección se analizó los resultados para determinar si existe o no mejoras en la red al incorporar FV, y se estudia la conveniencia o no de instalar las unidades FVs. Todo el proceso de análisis de casos de estudio y sus resultados se presenta en el capítulo siguiente.

#### **Análisis de resultados**

Para un correcto análisis se realizó simulaciones con diferentes casos:

**Caso 1.-** Localización óptima de FV sin baterías, con la función objetivo de minimizar pérdidas.

**Caso 2.-** Localización y dimensionamiento óptimo de FV sin baterías con la función objetivo de minimizar pérdidas.

**Caso 3.** Localización y dimensionamiento óptimo de FV, pero ahora se usa la función objetivo de minimizar costos de inversión y compra de energía.

**Caso 4.-** Operación de baterías con los resultados del caso 1 de localización de FVs y función objetivo de minimizar costos de compra de energía en la subestación.

En cada caso se cuantifica la reducción de energía comprada a la subestación y reducción de pérdidas. Para los diferentes casos se realizan tablas y gráficas de los resultados obtenidos.

Ya con todos los resultados estudiados y analizados se podrá tomar una decisión de instalar o no las unidades de GD.

## 4. Casos de Estudio y Resultados

---

### 4.1. Introducción

---

Para ilustrar la aplicación de las metodologías propuestas, en la sección anterior, se adaptó una red de media tensión (MT) como red modelo, misma que tiene la topología de la red IEEE de 13 nodos, pero se ha utilizado un conductor ACSR de calibre 2/0. En la figura 4.5 se presenta esta red. Los datos de producción solar fueron tomados de una página web “Red Eléctrica de España” [63], y para las características de consumo se utilizaron mediciones de transformadores de distribución de la Centro sur. Esta pequeña red de MT sirvió para depurar el programa en AMPL y probar la valides de la metodología propuesta.

El algoritmo de localización y dimensionamiento de FV, explicado en el capítulo 3, fue probado en la red modelo considerando dos funciones objetivos: 1) minimizando pérdidas y 2) minimizando costos de inversión y de compra de energía. Además, para el algoritmo de FV con baterías se maneja una función de costo de compra de energía en la subestación.

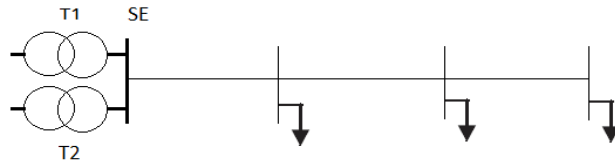
Así también la metodología se probó en un alimentador real, el cual fue tomado de la empresa distribuidora de electricidad del Ecuador E.E.R.C.S. Los datos de producción se tomaron de una unidad fotovoltaica de 30kW de la misma distribuidora, ubicada cerca del alimentador estudiado. En cuanto a los datos de demanda, de cada barra de la red, también son proporcionados por la misma empresa.

### 4.2. CASOS DE ESTUDIO PARA LAS REDES

---

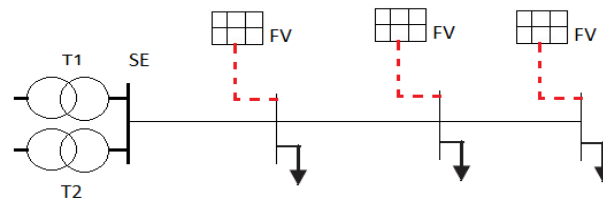
Con el fin de analizar los tres modelos formulados en el capítulo 3, se tendrá en total cuatro casos de estudio más el caso base:

- **Caso base.**- en este escenario se presenta el estado actual del sistema. En la figura 4.1 se presenta un sistema radial el cual es alimentado únicamente desde la subestación.



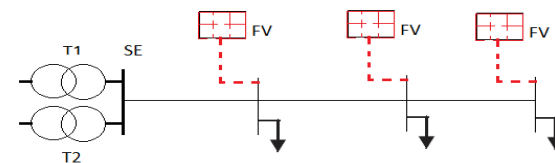
**Figura 4. 1 Red radial simple**

- **Caso 1 con localización óptima.**- en esta instancia el algoritmo determina en que barras se instala o no las unidades FVs, para este caso el tamaño es fijo. En la figura 4.2 se observa un sistema radial simple con varios grupos FV candidatos, entonces el modelo se encarga de definir si se instala o no la planta FV en los distintos nodos candidatos.



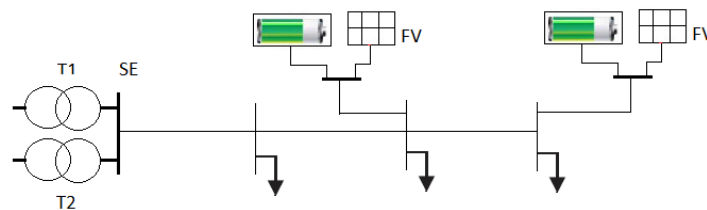
**Figura 4. 2 Red radial con sitios candidatos de plantas FV.**

- **Caso 2 con localización y dimensionamiento minimizando pérdidas.**- en este escenario las variables a determinar son el sitio y tamaño de las FVs. En la figura 4.3 se muestra una red radial con sitios y tamaños de FVs candidatas, por lo tanto el modelo debe dar como solución óptima de estas dos variables minimizando pérdidas.



**Figura 4. 3 Red radial con sitio y tamaño de plantas FV candidatas**

- **Caso 3 con localización y dimensionamiento minimizando costos.-** este caso es similar al anterior y la principal diferencia es que la función objetivo ahora es minimizar costos de inversión y compra de energía.
- **Caso 4 Operación óptima de FV y baterías.-** este escenario sirve para determinar la operación óptima de las baterías con las unidades FVs. En la figura 4.4 se presenta una red radial con FV y baterías, entonces en este caso se analizará el comportamiento de la red con las dos tecnologías.



**Figura 4. 4 Red radial con FV y Baterías.**

## 4.3. INFORMACIÓN PARA RED MODELO

---

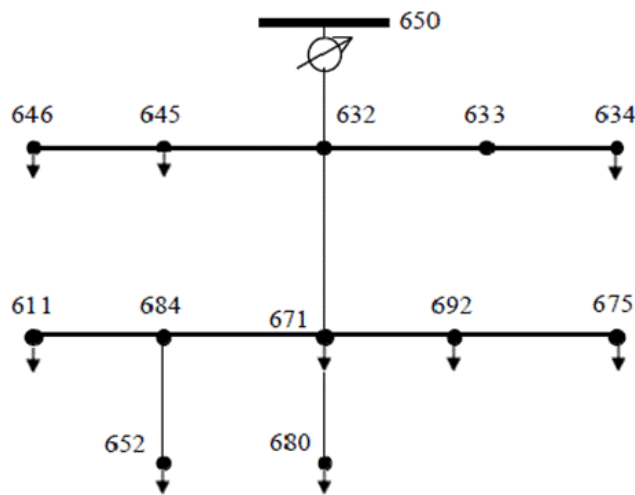
### Parámetros de la red modelo

Para el sistema de prueba, implementado en AMPL, se usó una topología de red similar a la IEEE de 13 nodos [64], pero se le hizo unas adaptaciones. Por lo tanto se eliminó un transformador que se encontraba entre las barras 633 y 634 y en su lugar se colocó una línea de 300 pies de longitud, porque en el modelo planteado no se examina las pérdidas en estos elementos, también entre las barras 671 y 692 se agregó una línea de iguales características. Para toda la red se usó el calibre de conductor 2/0 y la configuración (ID-500) dada en la publicación [64]. En la red se toma como potencia base 100MVA y voltaje base de 22 kV. Los parámetros de la red se presentan en la tabla 4.1.

**Tabla 4. 1 Características eléctricas de la red**

Nombre	Origen	Destino	r p.u	x p.u	imax(A)
L632_645	632	645	0,018	0,016	276
L632_633	632	633	0,018	0,016	276
L633_634	633	634	0,011	0,01	276
L645_646	645	646	0,011	0,01	276
L650_632	650	632	0,07	0,064	276
L684_652	684	652	0,028	0,026	276
L632_671	632	671	0,07	0,064	276
L671_684	671	684	0,011	0,01	276
L671_680	671	680	0,035	0,032	276
L671_692	671	692	0,011	0,01	276
L684_611	684	611	0,011	0,01	276
L692_675	692	675	0,018	0,016	276

A continuación en la figura 4.5 se presenta la topología de la red modelo.



**Figura 4. 5 Red modelo**

Esta red se compone de 12 líneas, 13 nodos y de los cuales 9 se encuentran con carga, por lo tanto los nodos 632, 633 y 684 no tienen carga. El nodo de referencia o en el cual se encuentra la subestación es el nodo 650.

## Información de costos para red modelo

Para realizar el análisis con costos se revisaron los precios de la tecnología FV en papers como [65], [66], [67], [68], [69] cuyos valores se presentan en la tabla 4.2, aquí podemos encontrar los precios de inversión, operación y mantenimiento. De esta información en la presente tesis se decidió usar el valor dado por IRENA.

**Tabla 4. 2 Costos de inversión, operación y mantenimiento de FV.**

Tecnología	Costo de inversión (\$/MW)	Costos de operación y mantenimiento (\$/MWh)	Autor
Solar de 160.9 kwp	4200000		R. Barrio, 2009
Solar de 1MW	3500000		T. Pavlovi,2011
Solar PV	4000000	4,45	J. Clerc,2013
Solar de 131,74 kwp	3795000	2,27	R.A.F. de Groot, 2013
Solar PV	2000000	4,57	IRENA, 2014
<b>Tesis actual</b>	<b>2000000</b>	<b>4,57</b>	<b>Basado en los valores de IRENA.</b>

Para valorar la función de costos es preciso tener el costo de inversión y de mantenimiento en dólares por hora, por ello se sigue el procedimiento dado por las ecuaciones 30 y 31. El costo de inversión elegido de 2'000.000 (\$/MW) instalado, y el costo de operación y mantenimiento es de 4,57 (\$/MWh). Además se consideró un financiamiento de 20 años y un interés anual de 9% y con ello se obtuvo los siguientes resultados:

$$\text{Costo por año} = CP / \text{año} = 219092,95 (\$/ MW - \text{año})$$

$$\text{Costo por hora} = CP / MW - h = 25,01 (\$/ MW - h) = 2,501 \cdot 10^{-5} (\$/ W - h)$$

El costo de energía del nodo de la subestación es de  $8,00 \times 10^{-5}$  (\$/Wh), este valor se tomó del pliego tarifario de las empresas eléctricas, donde el cargo tarifario en media tensión con demanda horaria se encontraba entre 0,077 y 0,095\$/kWh.

### Perfil de generación de la red eléctrica de España para red modelo

Los datos para elaborar la curva de generación FV se tomaron de la página web, red eléctrica de España, estos valores corresponden a un promedio del mes de enero del 2017. En la figura 4.6 se presenta la curva de producción solar en por unidad.

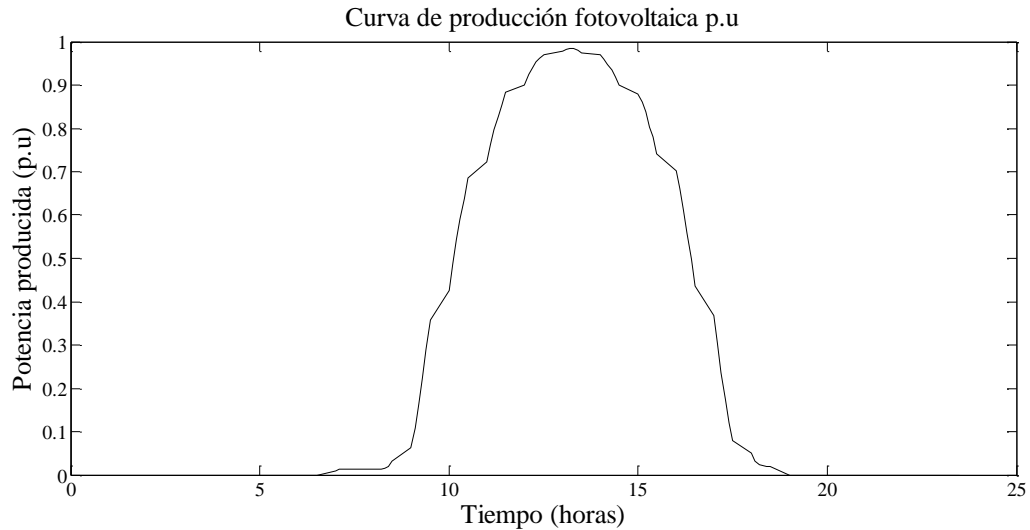
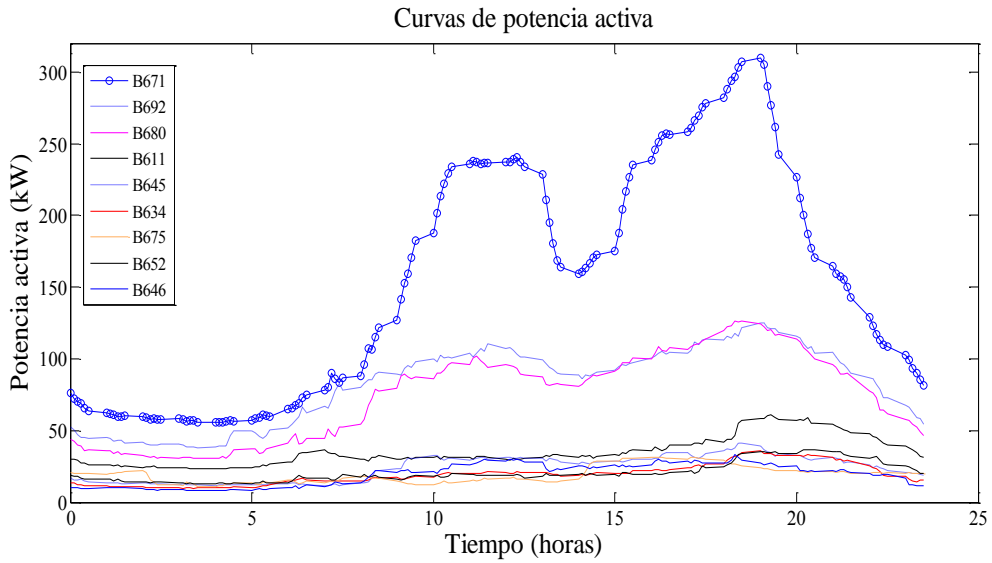


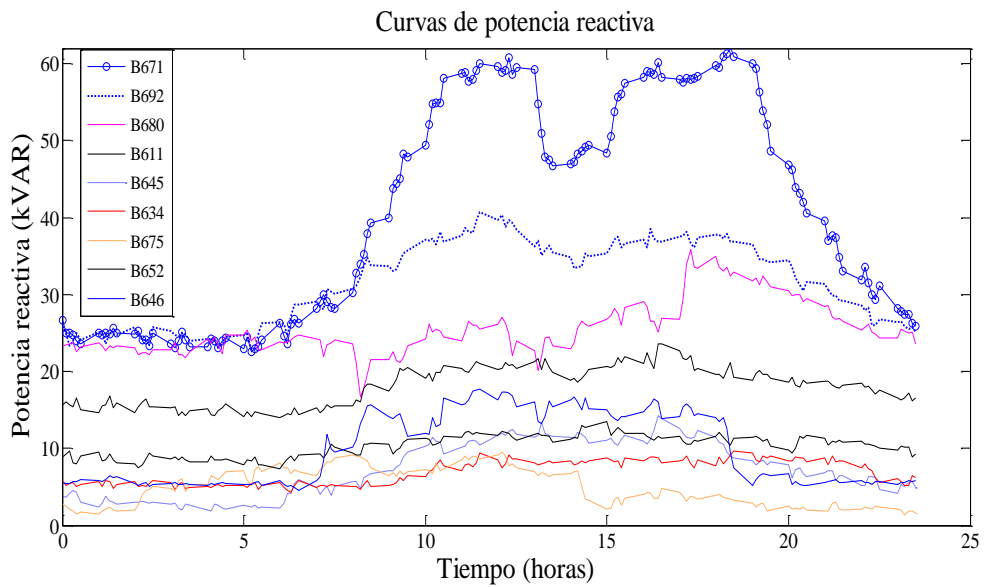
Figura 4. 6 Curva de producción solar en (p.u) para la red modelo

### Perfil de consumo eléctrico para la red modelo

Como la red IEEE de 13 barras solo tenía un valor de carga, para simular un modelo más realista, se usaron mediciones de consumo de transformadores de distribución de la Centro Sur como datos de entrada para la demanda. Entonces a las barras de la red se le asigna una curva de carga de un transformador. En la figura 4.7 y 4.8 se muestran las curvas de potencia activa y reactiva respectivamente.



**Figura 4. 7 Curva de carga de potencia activa para red modelo**



**Figura 4. 8 Curva de carga de potencia reactiva para red modelo**

### Área para sistemas fotovoltaicos para red modelo

Aunque para determinar este parámetro es importante realizar un estudio de campo, y de este modo se puede tener el área disponible. En la red modelo solo se usaron tamaños de áreas uniformes para las barras. En la tabla 4.3 se ilustra una asignación aleatoria del espacio disponible en cada barra.

**Tabla 4. 3 Áreas para sistemas fotovoltaicos**

<b>Número de barra</b>	<b>Superficie para PVs (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Superficie de panel (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Número de paneles</b>	<b>Potencia máxima(W)</b>	<b>Potencia máxima en (KW)</b>
<b>B611</b>	200	1,64	121	30250	30,25
<b>B632</b>	0	1,64	0	0	0
<b>B633</b>	0	1,64	0	0	0
<b>B634</b>	100	1,64	60	15000	15
<b>B645</b>	0	1,64	0	0	0
<b>B646</b>	200	1,64	121	30250	30,25
<b>B652</b>	200	1,64	121	30250	30,25
<b>B671</b>	100	1,64	60	15000	15
<b>B675</b>	0	1,64	0	0	0
<b>B680</b>	200	1,64	121	30250	30,25
<b>B684</b>	0	1,64	0	0	0
<b>B692</b>	135	1,64	82	20500	20,5

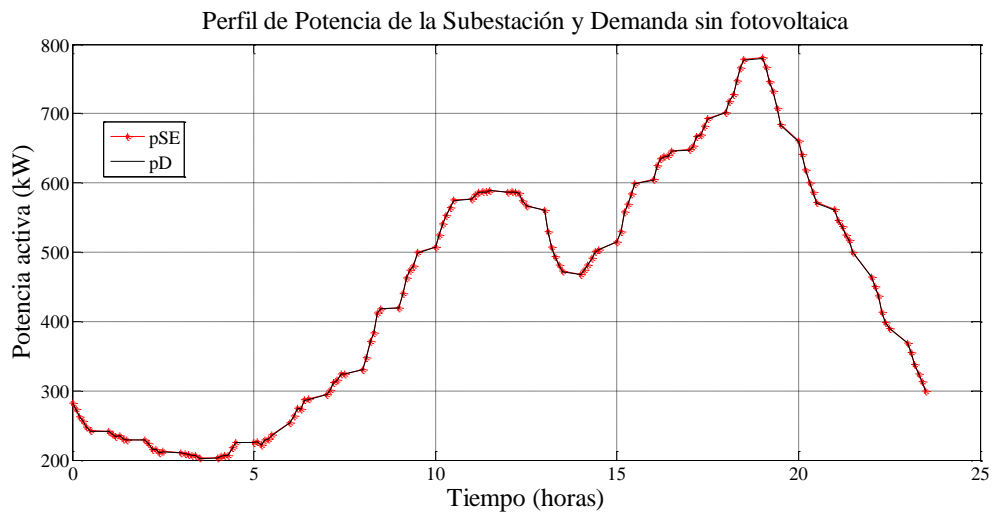
## **4.4. ANÁLISIS Y RESULTADOS DE RED MODELO**

---

### **4.4.1. Resultados de caso Base**

---

La red modelo es una red radial, entonces toda la potencia de carga y de pérdidas es suministrada por la subestación. Aunque la subestación no genera propiamente energía en el presente estudio se trata como si lo hiciera. A continuación, se presenta el balance energético entre la potencia suministrada por la subestación (pSE) y la potencia de la demanda (pD).



**Figura 4.9 Curva de generación y demanda sin FV**

En la figura 4.9 se observa como la subestación abastece toda la potencia de la demanda y de las pérdidas totales de la red. Por esta razón la curva de generación se encuentra ligeramente por encima de la curva de demanda.

#### 4.4.2. Resultados de caso 1.- Localización óptima

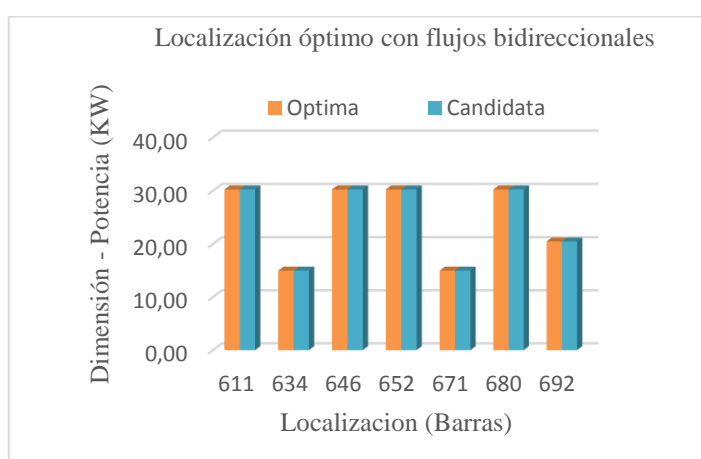
---

La existencia GD en una red de distribución provoca que los flujos de potencia disminuyan, se puede llegar en determinados casos hasta invertir su sentido e incluso insertar potencia al sistema de transmisión (en función de la carga y de la potencia generada). En esta sección, se estudia el efecto que provoca el insertar FV con localización adecuada permitiendo que la potencia fluya en los dos sentido. El tamaño de las unidades FV se fijó al máximo admisible en las barras, entonces de esta forma se tiene mejor aprovechamiento de toda el área disponible. En la tabla 4.4 si indican los resultados del modelo de localización óptima.

**Tabla 4. 4 Resultados de localización óptima de FV.**

Barras	Variable de ubicación (s)	Tamaño máximo (kW)
611	1	30,25
634	1	15
646	1	30,25
652	1	30,25
671	1	15
680	1	30,25
692	1	20,5

En la tabla 4.4 se pudo notar que cuando la red permite flujos bidireccionales se insertan todos los grupos fotovoltaicos. Los resultados indican que las unidades FV de pequeño tamaño (máximas de 100kW) son integradas en su totalidad, porque al localizarse cerca de las cargas de inmediato reducen las pérdidas.

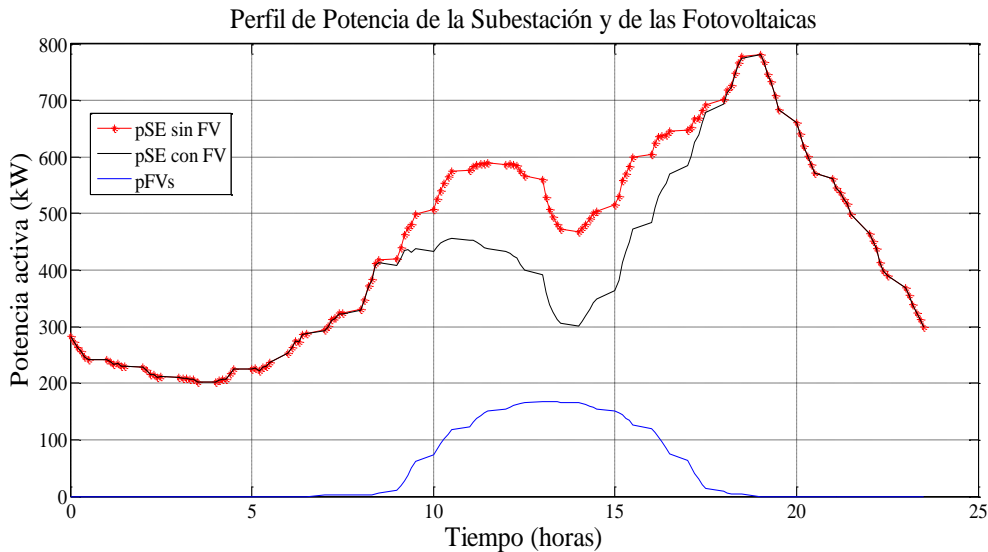


**Figura 4.10 Localización óptima de FV**

La figura 4.10 muestra como los sistemas FVs se localizan en todas las barras candidatas, sin embargo no se debe olvidar que se permiten flujos bidireccionales, y esto puede provocar una inadecuada operación de las protecciones. Este modelo de localización óptima podrá ser de gran utilidad cuando se tengan redes inteligentes. Los resultados de

localización óptima serán los datos de entrada para analizar la operación con baterías en el **caso 3**.

La figura 4.11 presenta la curva de potencia de la subestación (pSE) con y sin FV, y la curva de potencia de los paneles (pFVs) instalados. La curva de la subestación con FV presenta claramente una disminución de la potencia requerida desde los sistemas de transmisión, debido al aporte de las FVs instaladas.



**Figura 4. 11 Perfil de producción de la subestación con localización óptima de FV**

Además se instalan todas las unidades FVs porque su potencia total todavía es menor que la demanda total de la red.

### **4.4.3. Resultados de caso 2.- Localización y dimensionamiento óptimo de FV minimizando pérdidas**

---

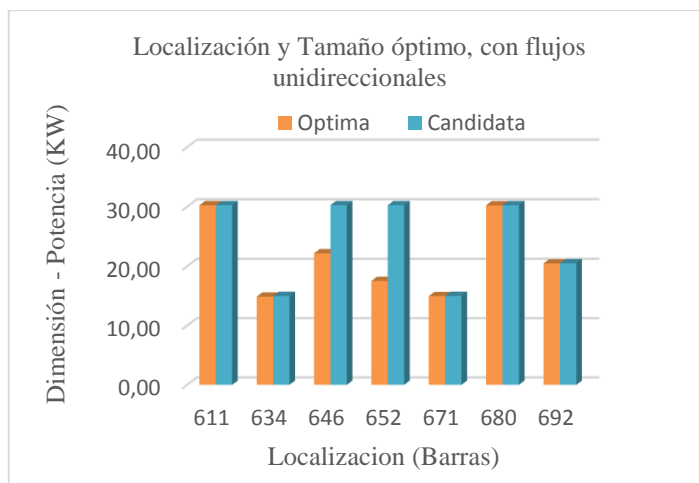
En este caso se encontró el sitio y tamaño óptimo de las plantas FVs. Para ello, se limitó que la potencia solo fluya en una sola dirección de fuente a carga, esto permitirá que el algoritmo dimensione las unidades FVs en función de la carga y la generación. En la tabla 4.5 se indica la localización y tamaños óptimos minimizando pérdidas.

La tabla 4.5 permite notar que al restringir que los flujos fluyan en un solo sentido, se instalan FVs en todas las barras candidatas pero el tamaño es diferente del máximo, en comparación con el caso anterior.

**Tabla 4. 5 Resultados de sitios y tamaños óptimos**

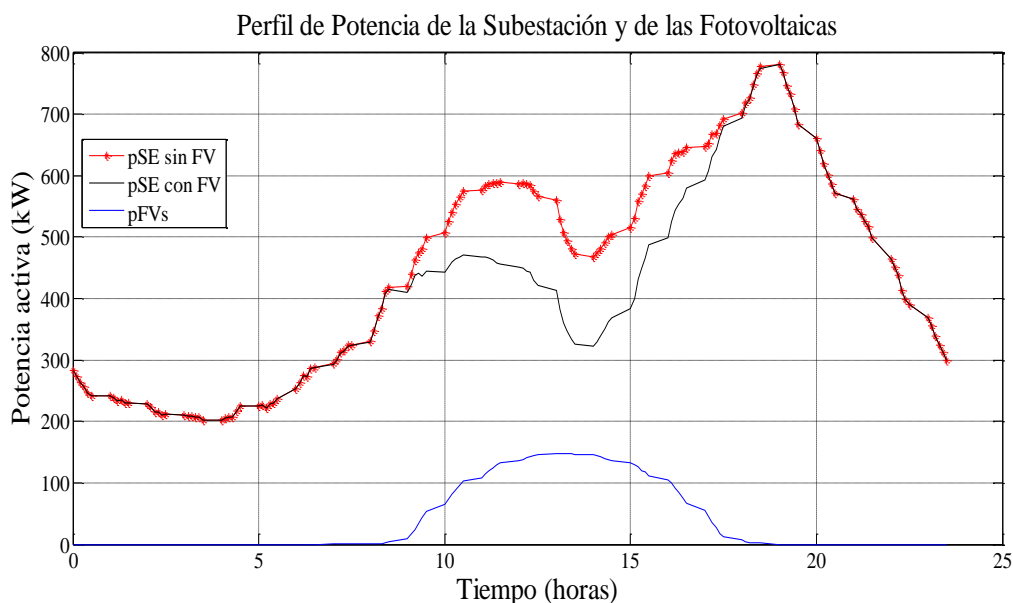
<b>Barras</b>	<b>Variable de instalación (s)</b>	<b>Tamaño óptimo (kW)</b>
<b>611</b>	1	30,24
<b>634</b>	1	14,88
<b>646</b>	1	22,18
<b>652</b>	1	17,53
<b>671</b>	1	14,98
<b>680</b>	1	30,23
<b>692</b>	1	20,48

La figura 4.12 presenta de forma gráfica el resultado del algoritmo, en esta grafica se observa que la mayor parte de las FVs son instaladas y que las unidades FV de barras 634 y 652 tienen una dimensión optima menor que el tamaño máximo. Con esta solución óptima la red operara de manera adecuada sin tener que alterar la red existente. Con estos resultados no se estudió el comportamiento con baterías, porque al tener un tamaño óptimo que ya supe la potencia demanda, insertar almacenamiento implicaría que se cargue con energía de la subestación.



**Figura 4. 12 Localización y tamaño óptimos de FV**

La figura 4.13 indica la curva de potencia suministrada desde la subestación cuando se inserta FV en un sitio y tamaño óptimo.



**Figura 4. 13 Producción de la subestación con localización y tamaño óptimo de FV**

La figura 4.13 es muy similar a la figura 4.11 porque en ambos casos se inserta FV en todas las barras, la única diferencia es que ahora ya se tiene también el tamaño óptimo de las FVs. Además el modelo localización y dimensionamiento óptimo puede ser una excelente opción para los planificadores de redes que estén en una fase inicial de integración de GD, porque

no tendrían que modificar los alimentadores existentes. Puesto que se ha restringido que los flujos circulen en una sola dirección.

En la tabla 4.6 se presentan los parámetros de la red que mejoran con localización óptima, y con localización y dimensionamiento óptimo de FV.

**Tabla 4. 6 Parámetros de red en los casos 1 y 2.**

Parámetros	Localización óptima		Localización y dimensionamiento óptimo
	Sistema sin FV	Sistema con FV	Sistema con FV
<b>Energía suministrada por la sub estación (kWh/día)</b>	10728,01	9682,39	9810,30
<b>Pérdidas (kWh/día)</b>	7,58	6,39	6,51
<b>Costo diario (\$/día)</b>	858,24	882,3	879,35

En todos los casos la demanda máxima total es de 779,49 kW, y la energía total de la red en el día es de 10720,43 (kWh/día). De la tabla 4.6 se deduce que con localización óptima se logra reducir un 15% y en el caso 2 se disminuye 14% de las pérdidas, pero en ambos casos el costo diario es mayor que no insertar FV, esto es porque el objetivo principal de estos dos casos es minimizar pérdidas.

#### **4.4.4. Resultados de caso 3.- Localización y dimensionamiento de FV minimizando costos de inversión y compra de energía**

En este punto se plantea analizar el modelo matemático reduciendo costos de inversión y compra de energía, por lo tanto la función objetivo es la ecuación (20). Los costos utilizados son los del punto 4.3: costo de inversión de 25,01\$/MW-h, el valor de operación y mantenimiento de 4,57\$/MWh, y el de energía 80\$/MWh.

### Estado inicial de sistema sin FV

En el punto 4.4.1 se estudió esta situación y el comportamiento es el mismo, porque la subestación suministra toda la energía al sistema, y el costo total diario a pagar era de 858,24 (\$/día).

### Estado del sistema con localización y dimensionamiento óptimo de FV, minimizando costos

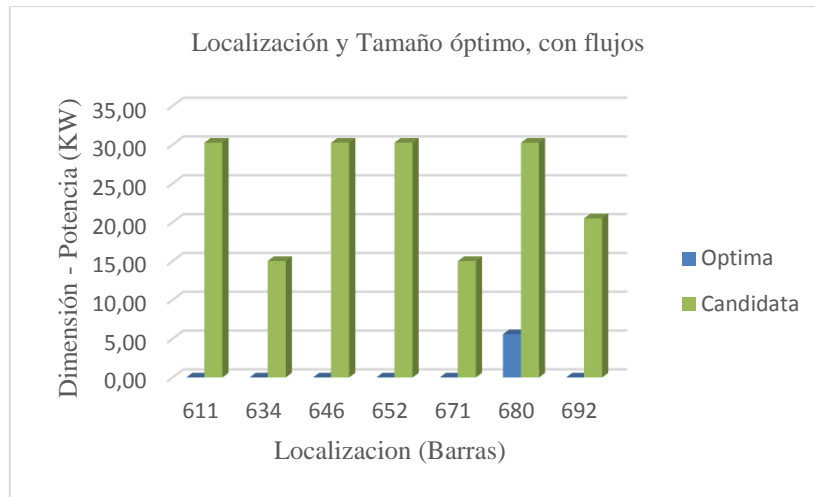
Ahora, al intentar insertar FV con el costo de inversión de 25,01\$/MWh se verifico que el proyecto no era viable económicamente, debido al alto precio de inversión que presentan los sistemas fotovoltaicos. Entonces considerando que los costos de inversión de estos sistemas podrían reducirse a futuro, se encontró que con un valor de inversión de 19,17 \$/MWh ya resultarían viables estos proyectos. El siguiente análisis se realiza con este costo.

Con la aplicación del segundo modelo y evaluando costos, se tuvo como resultado solo introducir una planta FV. En la tabla 4.7 indica los resultados del caso 3.

**Tabla 4. 7 Resultados de sitios y tamaños óptimos evaluando costos**

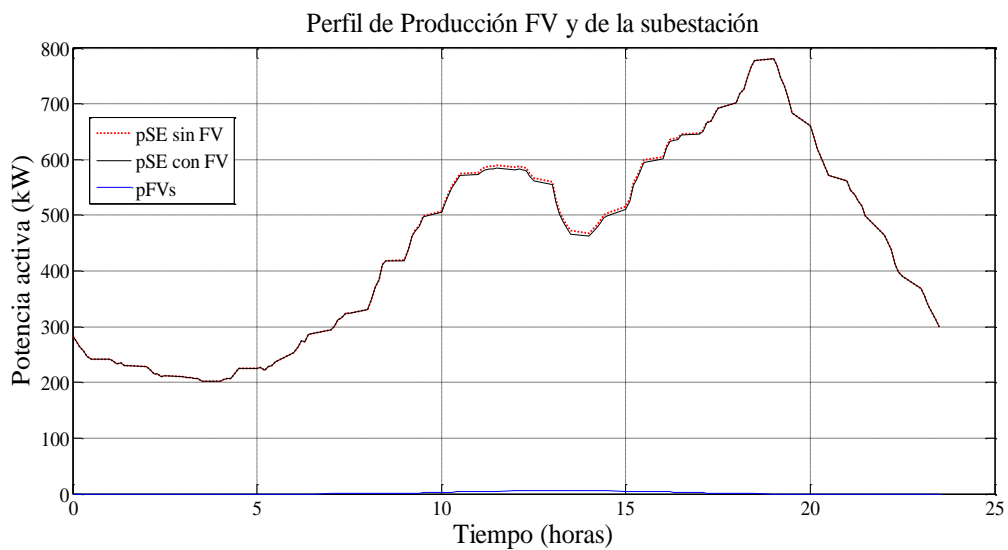
Barras	Variable de instalación (s)	Tamaño óptimo (kW)
680	1	5,57

En la figura 4.14 se presenta de forma gráfica los resultados de la tabla anterior, la solución óptima es que se instalen FV solo en la barra 680.



**Figura 4. 14 Localización y tamaños óptimos de FV**

La figura 4.15 muestra la curva de producción FV, la curva de potencia que suministra la subestación con y sin FV.



**Figura 4. 15 Perfil de producción y demanda con FV**

En la figura anterior se indica que el aporte de esta FV es mínimo, las pérdidas se disminuyen en un valor pequeño. Pero con el costo de inversión de 19,17 dólares por MW- hora ya se logra incorporar sistemas FVs sin provocar pérdidas a los operadores del sistema de distribución.

En la tabla 4.8 se presentan los parámetros de la red que mejora al insertar FV considerando como función principal la reducción de costos.

**Tabla 4. 8 Parámetros de red al insertar FV y minimizando costos**

<b>Parámetros</b>	<b>Sistema sin FV</b>	<b>Sistema con FV</b>
<b>Energía suministrada por la sub estación (kWh/día)</b>	10728,01	10694,03
<b>Pérdidas (kWh/día)</b>	7,58	7,57
<b>Costo diario (\$/día)</b>	858,24	858,24

En la tabla anterior se puede observar que hay una reducción de las pérdidas de energía pero no de los costos. Estos proyectos resultan poco viables cuando solo se considera costos de inversión, pero se podría mejorar la oportunidad de integración de esta tecnología en ambientes urbanos con otros incentivos tales como: reducción de CO<sub>2</sub>, incentivos por uso de tecnologías renovables o subsidios gubernamentales.

#### **4.4.5. Resultados de caso 4.- FV con baterías minimizando costos de compra de energía**

---

Las simulaciones se realizaron considerando como datos de entrada los resultados del caso 1. Entonces la red incorpora todas las FVs con su máxima capacidad. Para este caso se fijó la capacidad de las baterías en un máximo de 100 kWh, se seleccionó este valor viendo el trabajo de [70]. El estudio inicia a las cero horas, donde no existe demanda pico y se espera que el sistema de almacenamiento comencé cargándose de energía para después descargar en las horas pico.

En esta etapa el algoritmo tenía las condiciones siguientes:

-El objetivo principal es solo la reducción de costos de energía en la subestación.

-La capacidad de descarga mínima es 20% de la capacidad total del sistema, considerando una profundidad de descarga del 80%.

-Solo se instalarán baterías siempre y cuando se haya instalado una unidad FV.

-El sistema de almacenamiento puede cargarse de energía tanto desde la red como desde el sistema FV.

-La potencia de carga-descarga del sistema de almacenamiento no puede superar la potencia 100kw. En otras palabras puede cargar o descargar una potencia mayor de 100kW.

-En este punto no se toma en cuenta los costos que implican las unidades de FV y las baterías.

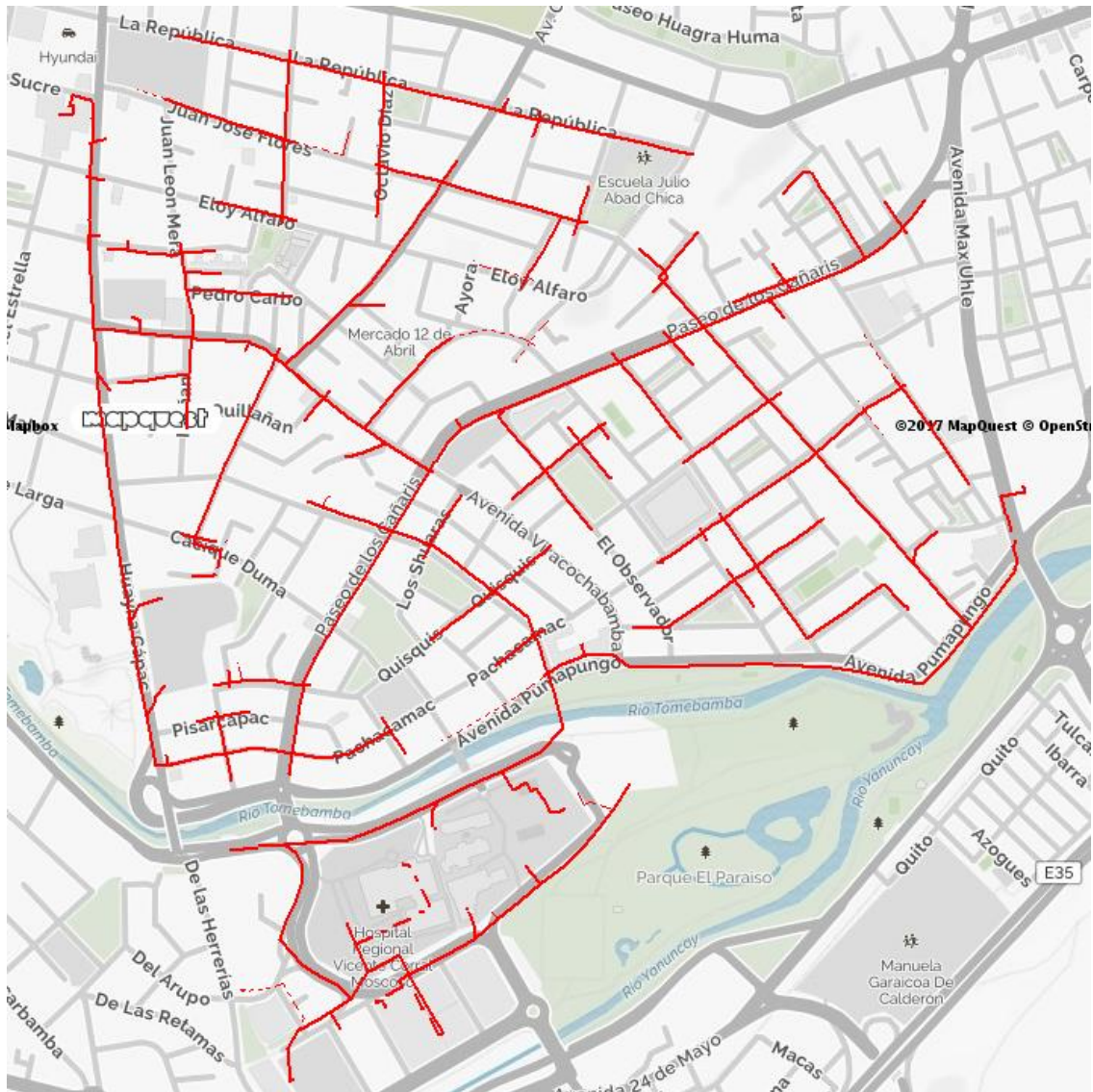
Se obtuvo como resultado que **no es conveniente instalar ninguna batería**, porque resulta en costos mayores de compra de energía para la subestación, debido a que energía de las plantas FV solo alimentaban a las demandas y para cargar las baterías se tenía que consumir energía desde la subestación.

## 4.5. INFORMACIÓN PARA RED REAL

---

### Parámetros de la red real

El sistema real analizado fue el alimentador 0324 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. Al trabajar con el sistema completo se tuvo problemas con la memoria RAM del computador por el alto número de variables y el gran esfuerzo computacional requerido. Para facilitar el trabajo computacional se simplificaron todos los nodos de paso de la red. En la figura 4.16 se ilustra la topología del alimentador estudiado.



**Figura 4. 16 Esquema de la red en estudio**

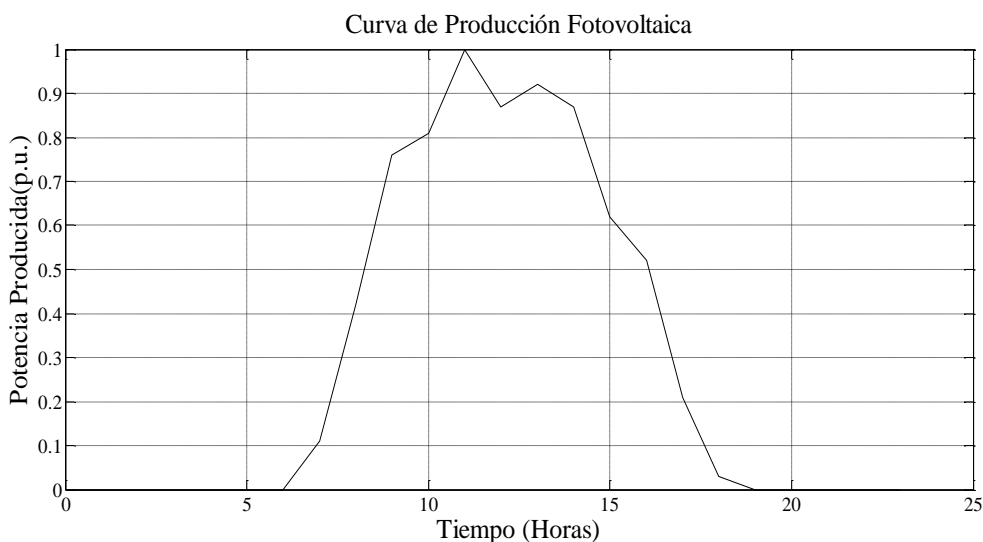
Esta red es un alimentador de MT de 22kV y la subestación está conformada por dos transformadores 24/32 MVA. El alimentador con las respectivas simplificaciones se compone de 414 líneas, 415 nodos y de los cuales 160 se encuentran con carga.

### **Información de costos para red real**

Para evaluar la función objetivo de costos, se utilizaron los mismos valores del punto 4.3b por lo tanto, el costo de operación y mantenimiento es 4,57 (\$/MWh), el costo de inversión de 25,01 (\$/hora) y el precio de energía del nodo de la subestación es de 80,00(\$/MWh).

### Perfil de producción fotovoltaica

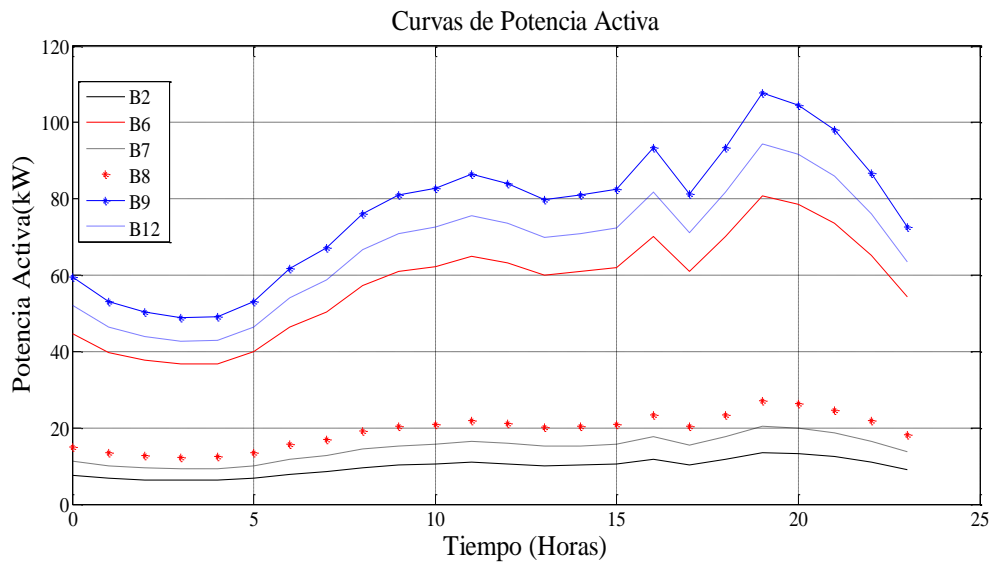
Los datos para elaborar la curva de producción fotovoltaica fueron suministrados por la E.E.R.C.S., de un sistema FV que esta empresa tienen en funcionamiento. Los valores corresponden a un promedio de los días miércoles del mes de enero del 2017. La figura 4.17 presenta la curva de producción solar en por unidad.



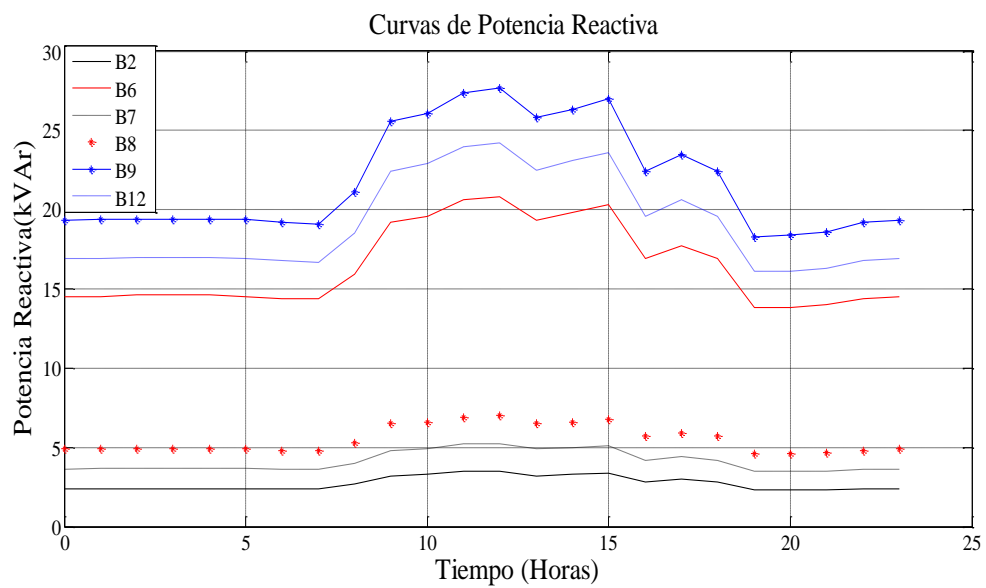
**Figura 4. 17 Curva de producción solar en p.u para la red real**

### Perfil de consumo eléctrico para la red real

Los datos de demanda de potencia activa y reactiva se obtuvieron realizando distribución de carga con el método de los kVA en el software de flujos de potencia de distribución Cymdist. En la figura 4.18 y 4.19 se muestran las curvas de potencia activa y reactiva respectivamente, para algunas de las barras del alimentador.



**Figura 4. 18 Curvas de carga de potencia activa para red real**



**Figura 4. 19 Curvas de carga de potencia reactiva para red real**

### Área para sistemas fotovoltaicos para red real

Con la herramienta de Google Earth, se determinó las áreas disponibles para la red real. En la figura 4.20 se indican los lugares que fueron seleccionados como candidatos para este estudio. Además en el anexo 1 se presentan las áreas disponibles de las barras candidatas.



**Figura 4. 20 Lugares candidatos para ubicación de FV**

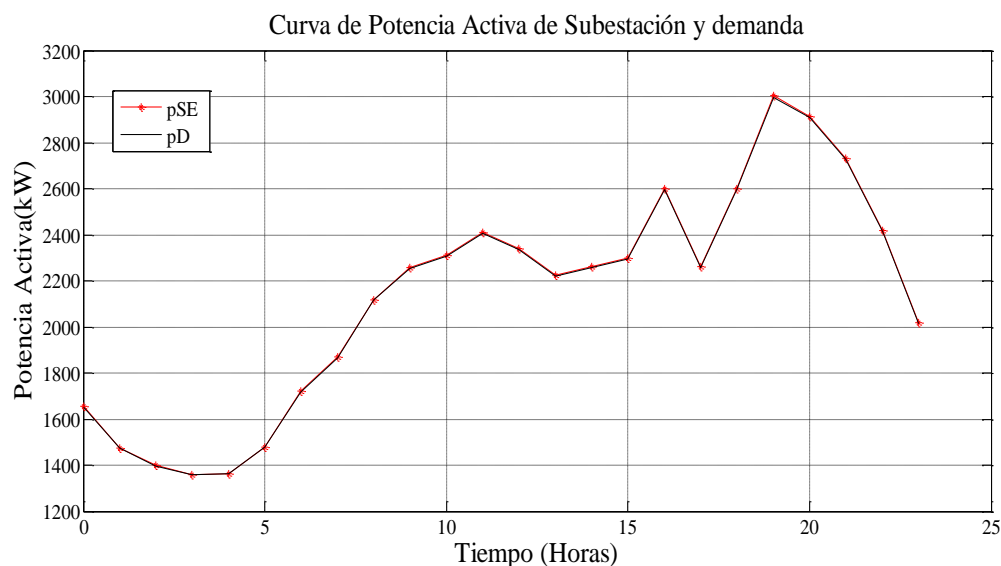
## 4.6. ANÁLISIS Y RESULTADOS DE RED REAL

---

### 4.6.1. Resultados de caso base

---

Este es el caso original del sistema cuando la totalidad de la demanda es cubierta por energía de la subestación. En esta situación todos los flujos de potencia se dirigen de la fuente a la carga.



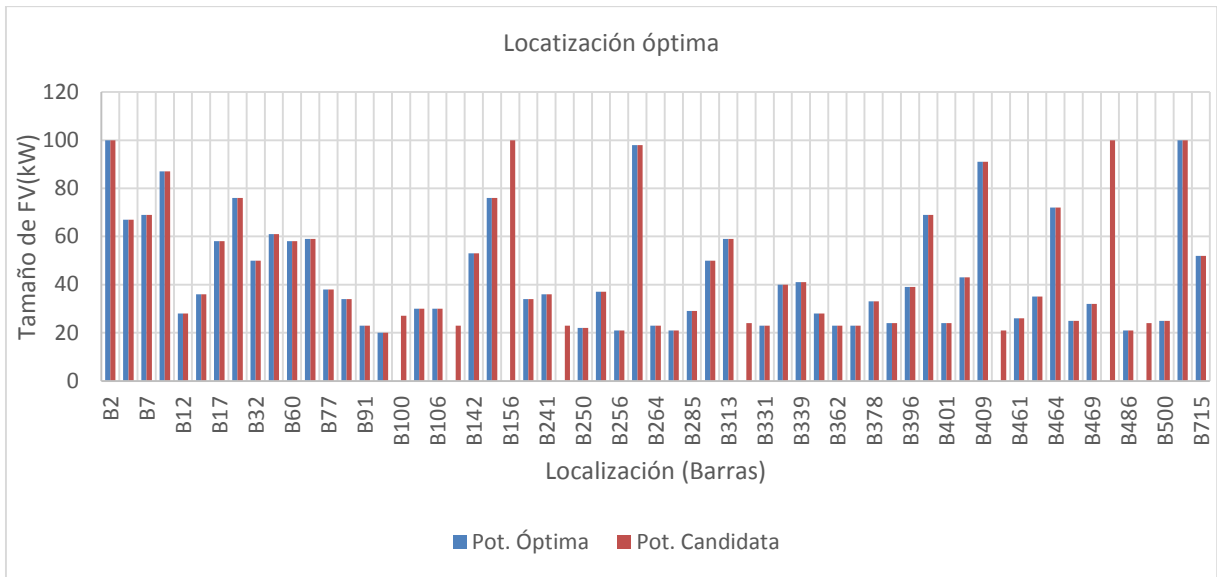
**Figura 4. 21 Perfil de producción y demanda sin FV**

En la figura 4.21 se observa como el perfil producción de la subestación y demanda se complementan en su totalidad. En este caso el total de energía suministrada por la subestación es 51095,02 kWh de lo cual 82 kWh representan la pérdidas de energía en las líneas de MT. De los resultados obtenidos vale destacar que la red estudia tiene pocas pérdidas en sus líneas de MT, en la actualidad, pero si se incrementa el consumo de energía también crecerán las pérdidas y se tendrá un escenario más idóneo para la inserción de GD.

#### 4.6.2. Resultados de caso 1.- Localización óptima de FV en red real minimizando pérdidas

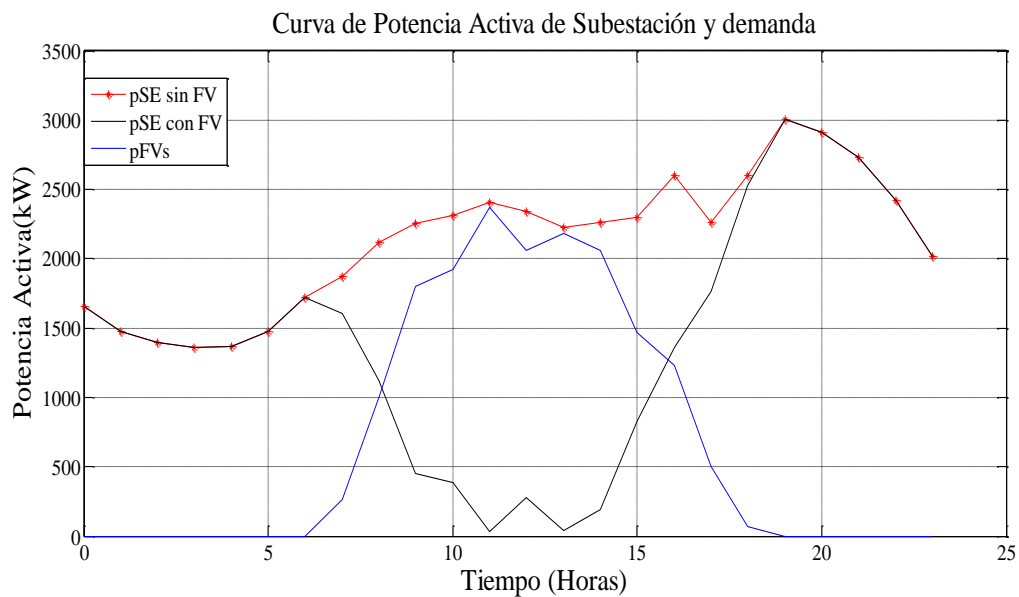
---

El tamaño de las unidades FVs es fijo y corresponde al valor máximo posible en las barras. Entonces, los sitios óptimos se presentan en la figura 4.22. En esta se observa que de las 61 FVs candidatas se instalaron 53 unidades, estas permitirán la mayor reducción de pérdidas. Las barras en las que no conviene instalar FV por el momento son: 100, 130, 156, 249, 329, 411, 475, 489.



**Figura 4. 22 Localización óptima de FV en la red real**

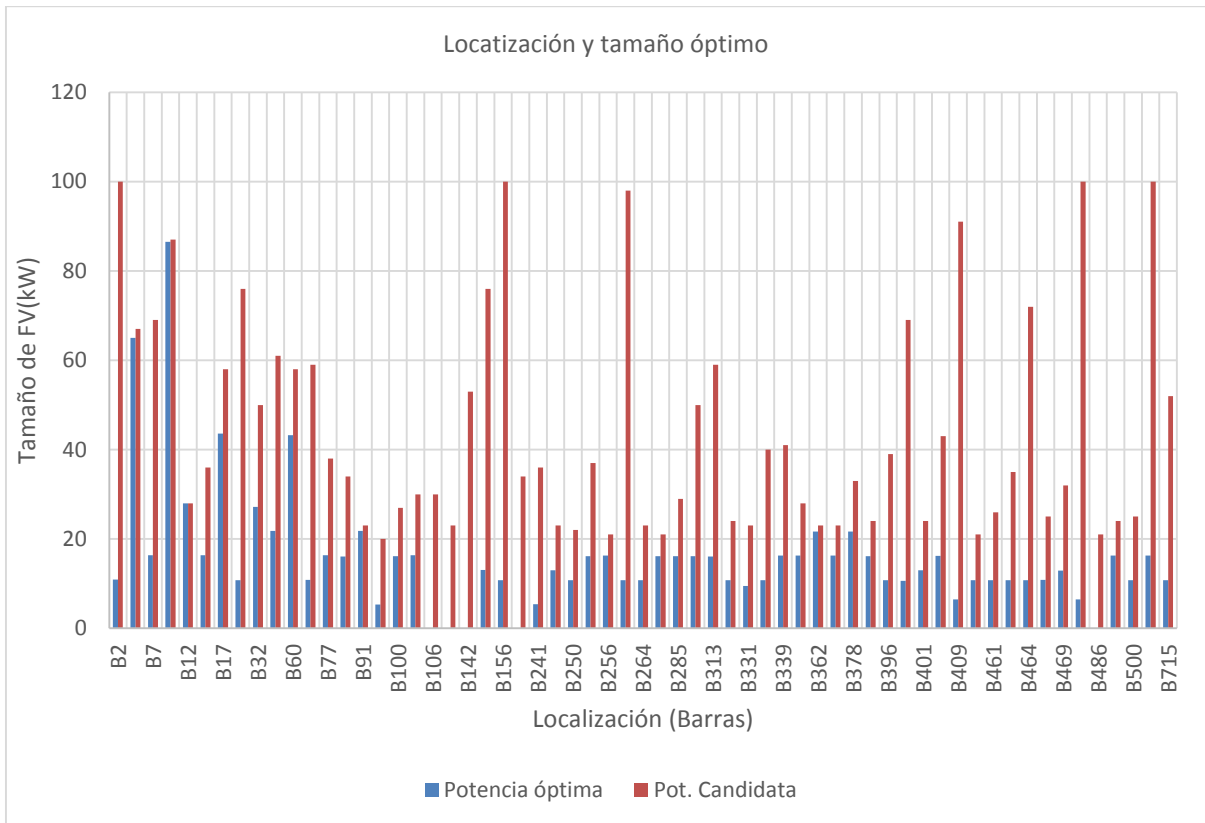
La figura 4.23 muestra como en la subestación se disminuye notablemente los requerimientos de energía al insertar FV. En horas de mayor radiación existen puntos donde energía de las plantas FVs cubren toda la demanda.



**Figura 4. 23 Producción de la subestación con localización óptima de FV**

### 4.6.3. Resultados de caso 2.- Localización y dimensionamiento de FV en la red real minimizando pérdidas

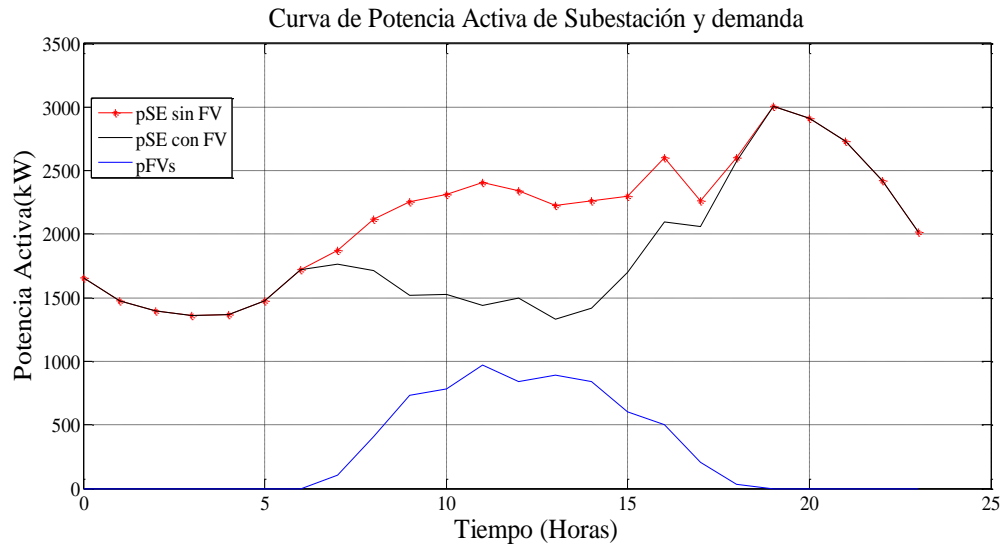
Recordando que el dimensionamiento se da cuando se restringe que los flujos solo circulen en un sentido, en la figura 4.24 se dan las soluciones óptimas para la red real. Aquí se identifica de mejor manera la localización y dimensionamiento óptimo. En este caso, en la mayor parte de las barras se da un dimensionamiento y en las barras 106, 130, 142, 186y 486 son donde no se deben instalar FVs



**Figura 4. 24 Localización y dimensionamiento óptima de FV en la red real**

En la figura 4.25 se muestra que de forma similar al caso anterior, los requerimientos de energía de la subestación se reducen, pero en este caso las FV contribuyen con menor cantidad de energía, pero la ventaja de localizar y dimensionar

está en que no se tendría que alterar la red existente puesto que no se permiten flujos bidireccionales.



**Figura 4. 25 Producción de la subestación con localización y dimensionamiento óptimo de FV.**

En la tabla 4.9 se presentan los parámetros de la red que mejoran al insertar FV considerando como función objetivo la reducción de pérdidas.

**Tabla 4. 9 Parámetros de red real en los casos 1 y 2**

Parámetros	Sistema sin FV	Localización óptima de FV caso1	Sistema con FV caso 2
<b>Demanda máxima (kW)</b>	2996,10	2996,10	2996,10
<b>Demanda de energía (kWh/día)</b>	51013,10	51013,10	51013,10
<b>Energía suministrada por la sub estación (kWh/día)</b>	51095,02	34127,59	44164,39
<b>Pérdidas (kWh/día)</b>	82	51,15	64,21
<b>Costo diario (\$/día)</b>	4087,6	4231,37	4145,87

En la tabla anterior se puede observar que hay una reducción de las pérdidas de energía a lo largo del día, de un 37,6 % con localización óptima y flujos bidireccionales, mientras en el caso 2 se alcanza un 20,7% de reducción. Sin embargo, en ambas situaciones el costo resulta mayor que no insertar FV.

En cuanto al porcentaje de reducción de pérdidas no se puede dar un valor fijo, ya que en la red modelo se disminuyó un 15% de las pérdidas y en la red real un 37,6%. En ambos casos de estudio se evidencia que según la estructura de la red, topología, tipo de conductor, y cargas presentes, la introducción de FV produce distintas mejoras.

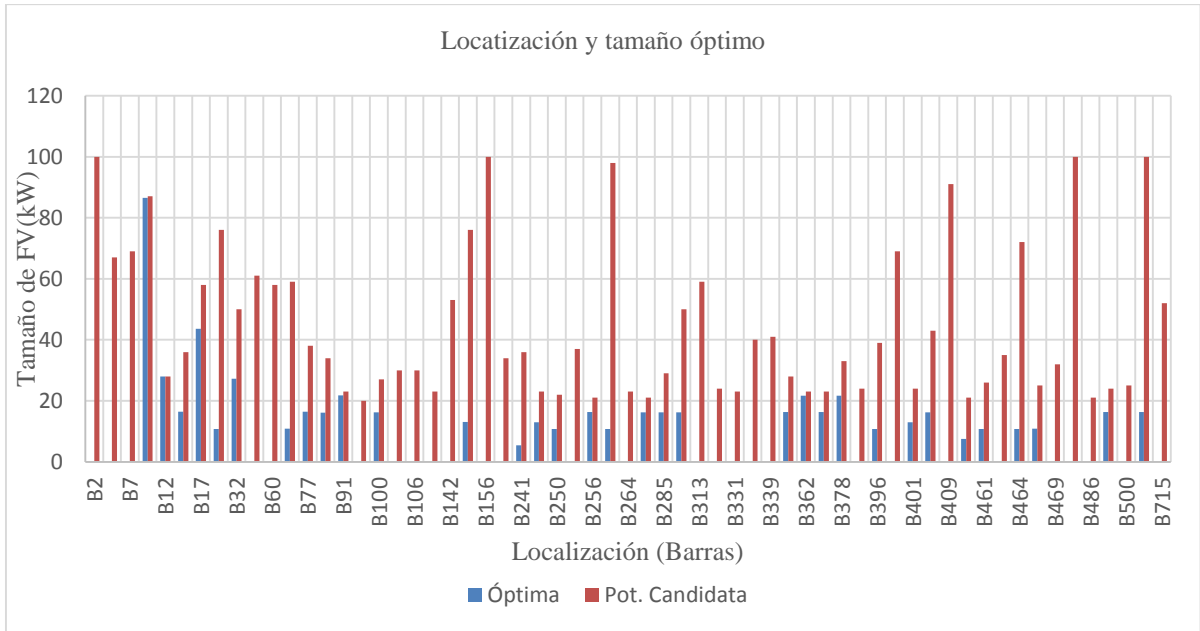
#### **4.6.4. Resultados de caso 3.- Localización y dimensionamiento de FV para red real minimizando costos**

---

Evaluando el algoritmo con la función objetivo de costo y con un precio de inversión de 25,01\$/MWh se constató que no se instalaba ninguna unidad FV, debido al alto precio de inversión que presentan los sistemas FV. Sin embargo, al igual que con la red modelo se procedió con la búsqueda del costo de inversión que hiciera viable estos proyectos.

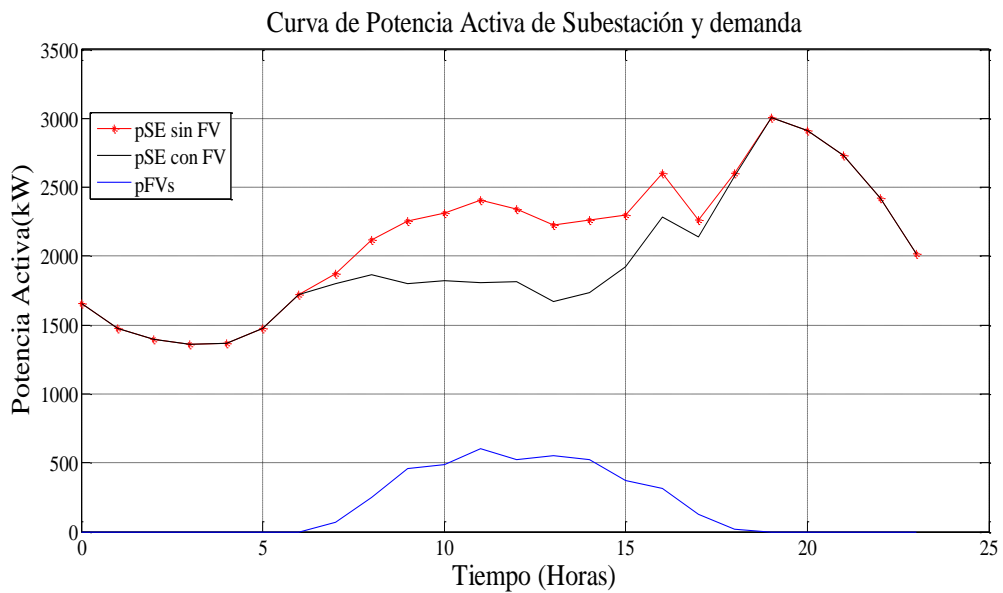
En la figura 4.26 se presenta de forma gráfica los resultados del algoritmo, con un costo de inversión de 22,5 \$/hora, con el cual ya comienza ser rentable insertar FV. Se observa que existe un menor número de barras óptimas al evaluar costo que al considerar solo pérdidas.

En este caso las barras en las que no conviene instalar FV son: B2, B6, B7, B54, B60, B97, B103, B106, B130, B142, B156, B186, B252, B264, B313, B329, B331, B335, B339, B391, B399, B409, B463, B469, B475, B486, B500, B715. Entonces de las 61 barras candidatas se instalaran 33 unidades FVs.



**Figura 4. 26 Localización y tamaño óptimo de FV minimizando costos**

La figura 4.27 muestra el perfil de potencia de la subestación cuando se inserta FV en el alimentador considerando la función de costos.



**Figura 4. 27 Perfil de producción y demanda con FV optimizando costos**

En la tabla 4.10 se comparan los parámetros de la red sin FV y con FV.

**Tabla 4. 10 Parámetros de red real con FV evaluando costos.**

<b>Parámetros</b>	<b>Sistema sin FV</b>	<b>Sistema con FV</b>
<b>Demanda máxima (kW)</b>	2996,10	2996,10
<b>Demanda de energía (kWh/día)</b>	51013,10	51013,10
<b>Energía suministrada por la sub estación (kWh/día)</b>	51095,02	46793,27
<b>Pérdidas (kWh/día)</b>	82	67,8
<b>Costo diario (\$/día)</b>	4087,6	4087,3

La introducción de las plantas de GD con tecnología FV permite disminuir 4301,75 kWh de energía eléctrica que se compra al sistema eléctrico. En este caso se simuló con un costo esperado a futuro por ello ya hay reducción en los costos diarios por compra de energía. También se puede decir que con una reducción de un 10% del costo de inversión actual ya se puede empezar a integrar FV en este alimentador. Además se tiene una reducción de un 17,3% en las pérdidas.

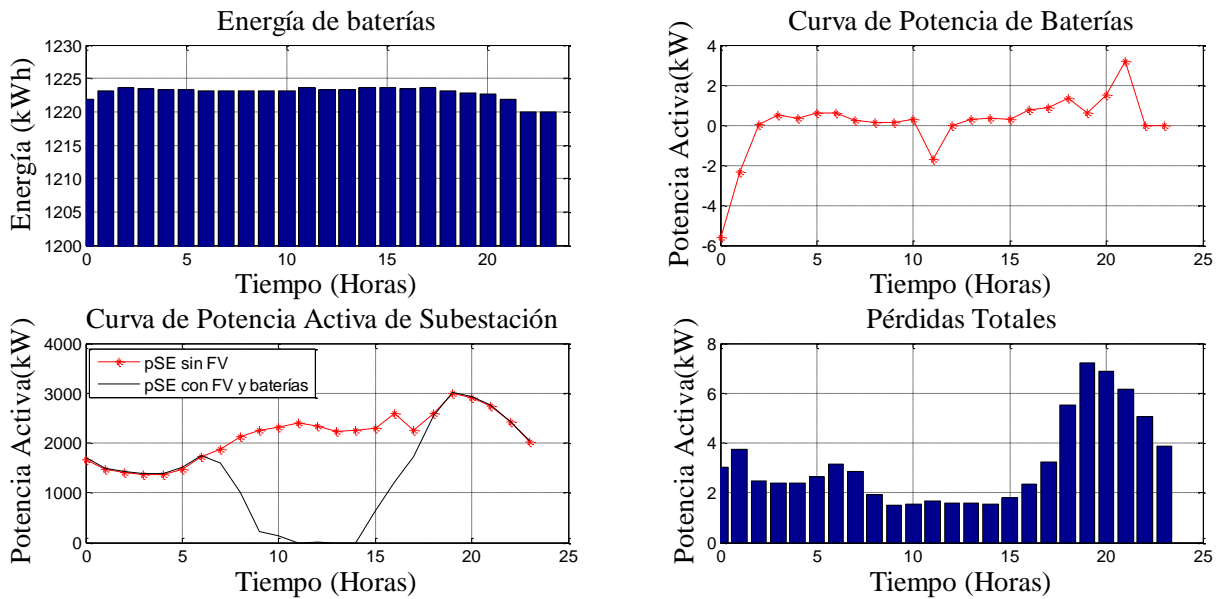
#### **4.6.5. Resultados de caso 4.- Operación de FV con baterías para red real minimizando Costos**

---

Como dato de entrada para esta simulación se tiene la misma potencia y capacidad de las baterías que el caso de la red modelo. El resultado de esta simulación se indica en la figura 4.28, allí se presentan los parámetros de las baterías y de la red. En la gráfica de energía de baterías es evidente que en las primeras horas del día las baterías tienen un proceso de carga, mientras que en horas de demanda pico se produce su descarga. En la gráfica de potencia de las baterías se indica la potencia de todas las baterías a lo largo del día.

La gráfica de potencia activa de la subestación muestra que en las primeras horas se produce un incremento del consumo de potencia en la subestación, esto se debe a que en

esos periodos no hay producción FV y por lo tanto las baterías se cargan con energía de la subestación. En horas cercanas al medio día algunos grupos de baterías se cargan y otras se descargan, así también la energía requerida por la subestación en estos periodos puede llegar a ser casi cero. Finalmente en la gráfica de potencia de pérdidas se ve como la GD con tecnología FV logra disminuir las pérdidas en mayor medida, porque se está generando lo más cerca posible del consumidor.



**Figura 4. 28 Energía y potencia en las baterías**

La energía consumida desde la red en el caso base era de 51095,02 kWh mientras que, al insertar fotovoltaica se redujo a 34127,59 kWh y cuando se colocan baterías se llega a disminuir hasta un 32881,79 kWh. Estos resultados indican que si se tiene poca demanda y una alta radiación se produce una adecuada gestión de la demanda, porque la energía almacenada en las baterías se consume en el momento más adecuado. Así también se logró probar la valides del modelo de optimización de FV y baterías.

En este caso no se valoró el costo de inversión de las baterías, puesto que el análisis se enfoca en determinar como la instalación de almacenamiento ayuda a reducir la incertidumbre que tiene la tecnología FV. Es decir si solo se tuviera las unidades FVs el total de la energía producida debe ser consumida en las horas de mayor radiación. Mientras que al trabajar con FVs y baterías, estas almacenarían energía cuando se tenga mayor producción y poca demanda, y luego se podría usar esta energía en las horas nocturnas cuando no hay presencia del recurso solar y la energía es más costosa.

## 5. Conclusiones y Recomendaciones

---

### 5.1. Conclusiones

---

El presente trabajo tuvo el objetivo de cuantificar las ventajas del dimensionamiento y localización óptima de generación distribuida. Además se pretendía incluir sistemas de almacenamiento para que den apoyo a la generación distribuida durante las horas pico. Por eso, se utilizó tres algoritmos de optimización que se resolvían por separado. De los resultados obtenidos y análisis realizados se finaliza en este capítulo con las conclusiones siguientes:

- El primer modelo de localización óptima puede ser una excelente herramienta para la planificación de redes inteligentes que permitan flujos bidireccionales.
- En cuanto al segundo modelo de localización y dimensionamiento planteado sería una excelente opción para planificadores de sistemas de distribución cuando se pretende determinar los mejores lugares y los tamaños óptimos para implementar FV sin tener que alterar sus redes existentes.
- La localización y dimensionamiento óptimo de FV permite disminuir pérdidas un 14% en la red modelo mientras que en la red real se puede alcanzar hasta un 20.7%.
- Al probar las redes trabajando simultáneamente con FV y baterías es evidente que los sistemas de almacenamiento permiten gestionar la energía de las unidades de GD insertadas. Entonces, se logra reducir aún más las pérdidas y la potencia máxima requerida en las horas pico.
- En los casos que se evaluaron costos de inversión se encontraron desventajas, generalmente, la inserción de tecnología FV resultaba más costoso que solo distribuir energía desde la subestación. Entre tanto, se realizó un análisis reduciendo costos de inversión y se encontró viabilidad en estos proyectos a futuro.
- Se concluye que la inserción de GD en sistemas de distribución seguirá teniendo mayor importancia, porque con el desarrollo de redes inteligentes y mejores formas de control y protección de redes, se disminuyen los problemas de instalación de GD.

Además, se podrán combinar varias tecnologías renovables para obtener una matriz energética diversa.

- También se cree que los beneficios en reducción de pérdidas y mejora del perfil de tensión, se incrementarían con tecnologías de GD más eficientes que se van construyendo con los avances y desarrollos tecnológicos.

## **5.2. Recomendaciones para trabajo futuros**

---

Con los resultados obtenidos en esta tesis, se realizan las siguientes sugerencias:

- Se puede expandir el uso de algoritmo combinando FV, las mini eólicas o alguna tecnología apta para el área urbana.
- Cuando se tiene tenga alimentadores reales tan grandes no descartar el uso de otros métodos heurísticos para obtener una preselección de lugares candidatos y de esta forma reducir el espacio de búsqueda.
- Se puede incorporar algún incentivo económico, en la función de costos, para que sea más fácil encontrar viabilidad económica con fotovoltaica. Por ejemplo incentivos por CO<sub>2</sub> evitados o costos evitados por reforzamientos en la red.
- En este estudio se abordaron y cuantificaron beneficios en la red y a la distribuidora pero podría evaluarse los posibles beneficios para productores independientes de energía eléctrica.

## Bibliografía

- [1] L. M. GUEDES, E. C. SANTOS y M. A. OLIVEIRA, «Alocação de geração distribuída em redes de,» de *XIII Encontro Regional Ibero Americano do Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2009.
- [2] G. S. Pavlos y H. D. Nikos, «Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 28, nº 3, AGOSTO 2013.
- [3] D. Treballe, «La generación distribuida en España,» Madrid, 2006.
- [4] N. S. Rau y Y.-H. Wan, «Optimum location of resources in distributed planning,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, nº 4, 1994.
- [5] J. O. Kim, S. W. Nam, S. K. Park y C. Singh, «Dispersed generation planning using improved Hereford ranch algorithm,» *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 47, nº 1, 1998.
- [6] H. L. Willis, «Analytical methods and rules of thumb for modeling DG-distribution interaction,» *IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, 2000.
- [7] G. Harrison y A. Wallace, «Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation,» *Proc. Inst. Electr. Eng.—Gener., Transm., Distrib.*, vol. 152, nº 1, 2005.
- [8] D. H. Popovic, J. A. Greatbanks, M. Begovic y A. Pregelj, «Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability,» *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 27, nº 5, 2005.
- [9] A. Keane y M. O'Malley, «Optimal allocation of embedded generation on distribution networks,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, nº 3, 2005.
- [10] G. Caprinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Pilo y R. A., «Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method,» *Proc. Inst. Electr. Eng.—Gener., Transm., Distrib.*, vol. 152, nº 4, 2005.
- [11] M. Gandomkar, M. Vakilian y M. Ehsan, «A genetic-based tabu search algorithm for optimal DG allocation in distribution networks,» *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 33, nº 12, 2005.
- [12] G. Harrison, A. Piccolo, P. Siano y A. R. Wallace, «Hybrid GA and OPF evaluation of network capacity for distributed generation connections,» *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 78, nº 3, 2008.
- [13] M. Haghifam, H. Falaghi y O. P. Malik, «Risk-based distributed generation placement,» *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, nº 2, 2008.
- [14] T. N. Shukla, S. P. Singh, V. Shrinivasarao y K. B. Naik, «Optimal sizing of distributed generation placed on radial distribution systems,» *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 38, nº 3, 2010.

- [15] N. Acharya, P. Mahat y N. Mithulanathan, «An analytical approach for DG allocation in primary distribution network,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 28, nº 10, 2006.
- [16] M. A. Costa y P. M. Matos, «Avoided losses on LV networks as a result of microgeneration,» *Elect. Power Syst. Res*, vol. 79, nº 4, 2009.
- [17] D. Q. Hung, N. Mithulanathan y R. C. Bansal, «Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks,» *IEEE Trans. Energy Convers*, vol. 25, nº 3, 2010.
- [18] R. K. Singh y S. K. Goswami, «Optimum siting and sizing of distributed generations in radial and networked systems,» *Elect. Power Compon. Syst*, vol. 37, nº 2, 2009.
- [19] M. F. Akorede, H. Hizam, I. Aris y M. Z. A. A. Kadir , «Effective method for optimal allocation of distributed generation units in meshed electric power systems,» *IET Gener., Transm., Distrib*, vol. 5, nº 2, 2011.
- [20] Z. Liu, F. Wen y G. Ledwich, «Optimal siting and sizing of distributed generators in distribution systems considering uncertainties,» *IEEE Trans. Power Del*, vol. 26, nº 4, 2011.
- [21] M. Raoofat, «Simultaneous allocation of DGs and remote controllable switches in distribution networks considering multilevel load model,» ,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 33, nº 8, 2011.
- [22] M. F. AlHajri, M. R. AlRashidi y M. E. El-Hawar, «Improved sequential quadratic programming approach for optimal distribution generation deployments via stability and sensitivity analyses,» *Electr. Power Compon. Syst*, vol. 38, nº 14, 2010.
- [23] N. Khalesi, N. Rezaei y M.-R. Haghifam , «DG allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 33, nº 2, 2011.
- [24] A. M. El-Zonkoly, «Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation,» *IET Gener., Transm., Distrib*, vol. 5, nº 7, 2011.
- [25] B. Banerjee y S. M. Islam, «Reliability based optimum location of distributed generation,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 33, nº 8, 2011.
- [26] H. Hamedi y M. Gandomkar, «A straightforward approach to minimizing unsupplied energy and power loss through DG placement and evaluating power quality in relation to load variations over time,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 33, nº 1, 2012.
- [27] K. Vinothkumar y M. P. Selvan, «Distributed generation planning: A new approach based on goal programming,» *Electr. Power Compon. Syst*, vol. 40, nº 5, 2012.
- [28] M. E. Baran y F. . F. Wu, «OPTIMAL CAPACITOR PLACEMENT ON RADIAL DISTRIBUTION SYSTEMS,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, nº 1, 1989.
- [29] O. Moraes Toledo, D. Oliveira Filho y A. Alves Cardoso Diniz, «Distributed photovoltaic generation and energy storage systems: A review,» *El Sevier*, 2010.

- [30] B. Math y H. Fainan , INTEGRATION OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE POWER SYSTEM, 1 ed., John Wiley & Sons, Inc, 2011, p. 3.
- [31] H. L. Willis y W. G. Scott, «Distributed power generation, planning and evaluation,» 2000.
- [32] T. Ackermann, G. Andersson y L. Soder, «Distributed generation: a definition,» *Electri Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195-204, 2001.
- [33] G. M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, New Jersey : JOHN WILEY & SONS, INC, 2004.
- [34] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, «Guia Básica de la generación distribuida,» Graficas Elisa S.A., Madrid, 2007.
- [35] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen y G. Strbac, Embedded Generation, 1 ed., London: The Institution of Engineering and Technology, London, 2008.
- [36] IILSEN, «Nuevas energías renovables,» 2004.
- [37] M. Hashem Nehrir y C. Wang, MODELING AND CONTROL OF FUEL CELLS Distributed Generation Applications, New Jersey: A JOHN WILEY & SONS, INC, 2009.
- [38] M. A. RUBIO SEKUL, UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN EN MERCADOS COMPETITIVOS, 1 ed., vol. 1, Santiago de Chile: PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE, 2008.
- [39] R. Castro, «Energias Renováveis e Produção Descentralizada INTRODUÇÃO À ENERGIA MINI-HÍDRICA,» Lisboa, 2008.
- [40] J. Guillén, «Electrificación rural mediante renovables».
- [41] P. Marques, «Energía eólica,» Leiria, 2016.
- [42] J. J. Winebrake, Alternate Energy: Assessment and Implementation Reference Book, Lilburn, Georgia;New York and Basel: THE FAIRMONT PRESS, INC.;MARCEL DEKKER, INC., 2004.
- [43] I. Cruz, «La tecnología mini eólica: potencial de desarrollo y retos,» Madrid, 2008.
- [44] J. Tavares Pinho y M. A. Galdino, Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos, Rio de Janeiro, 2014.
- [45] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, E. D. Dunlop, D. H. Levi y A. W. Y. Ho-Baillie, «Solar cell efficiency tables (version 49),» Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2016.
- [46] P. Marques, «Energía fotovoltaica,» 2015.
- [47] R. Messenger y J. Ventre, Photovoltaic systems engineering, 2 ed., Boca Raton; London; New York; Washington, D.C.: CRC Press LLC, 2004.

- [48] I. Segura Heras, «Evaluación Del Impacto De La Generación Distribuida En Sistemas De Distribución Primaria De Energía Eléctrica,» Valencia, 2005.
- [49] R. Amirante, E. Cassone y E. Distaso,, «Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies,» *Energy Conversion and Management*, 2016.
- [50] X. Luo, J. Wang, M. Dooner y J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *ELSEVIER*, 2014.
- [51] G. F. Reed, A. R. Sparacino y J. R. Kerestes, «Determination of the installation site and optimal capacity of the battery energy storage system for load leveling,» *IEEE Trans. Energy Convers*, vol. 11, nº 1, p. 162–167, 1996.
- [52] M. Garcia, «Energía hidroeléctrica,» Cuenca, 2013.
- [53] B. Sørensen, *Renewable Energy; Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects*, 3 ed., Elsevier Science, 2004.
- [54] H. Ibrahima, A. Ilinca y J. Perronb, «Energy storage systems—Characteristics and comparisons,» *ELSEVIER*, 2008.
- [55] O. Palizban y K. Kauhaniemi, «Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications,» *ELSEVIER*, 2016.
- [56] E. Lopez , F. Isorna , M. Silva , . F. Rosa y J. Guerra, «Energy evaluation of a solar hydrogen storage facility: Comparison with other electrical energy storage technologies,» *Science Direct*, 2015.
- [57] F. Rotaru, G. Chicco, G. Grigoras y G. Cartina, «Two-stage distributed generation optimal sizing with clustering-based node selection,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 40, nº 1, 2012.
- [58] E. Castillo, A. J. Conejo y P. Pedrega, *Formulación y resolución de modelos de programación matemática en ingeniería y ciencia.*, Ciudad Real, 2002.
- [59] A. Rueda-Medina, J. F. Franco, M. Rider, A. Padilha-Feltrin y R. Romero, «A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems,» *Electric Power Systems Research*, p. 133– 143, 2013.
- [60] A. Dammert, R. García y F. Molinelli, *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*, Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica de Perú, 2010.
- [61] V. Quezada, J. Abbad y T. Román , «Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation.,» *IEEE Transaction on Power System* , p. 533–540., 2006.

- [62] A. Orioli y A. Di Gangi, «The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts,» *Elsevier*, 2015.
- [63] R. e. d. España, «Red eléctrica de España,» enero 2017. [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/tablas/2>. [Último acceso: junio 2017].
- [64] W. H. Kersting, «Radial distribution test feeders.,» *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*, pp. 908-912, 2001.
- [65] R. BARRIO ROMERO, «PROJECTE D'INSTAL·LACIÓ D'UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA CONNECTADA A XARXA SOBRE LA COBERTA DE L'AULARI DE L'ESCOLA POLITÈCNICA SUPERIOR D'ENGINYERS DE VILANOVA I LA GELTRÚ,» Barcelona, 2009.
- [66] T. M. PAVLOVI, D. D. MILOSAVLJEVI], A. R. RADIVOJEVI] y M. A. PAVLOVI], «COMPARISON AND ASSESSMENT OF ELECTRICITY GENERATION CAPACITY FOR DIFFERENT TYPES OF PHOTOVOLTAIC SOLAR PLANTS OF 1 MW IN SOKOBANJA, SERBIA,» *THERMAL SCIENCE*, vol. 15, nº 3, pp. 605-618, 2011.
- [67] M. Díaz, B. Campos y J. Clerc, «Desarrollo de una metodología para la construcción de curvas de abatimiento de emisiones de GEI incorporando la incertidumbre asociada a las principales variables de mitigación,» 2013.
- [68] A. Sebitosi , R. de Groot y V. van der Veen, «Comparing solar PV (photovoltaic) with coal-fired electricity production in the centralized network of South Africa,» *Elsevier*, 2013.
- [69] I. R. E. Agency, «RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2014,» 2015.
- [70] «Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, pp. 601-607, 2016.

*Esta página foi intencionalmente deixada em branco*

# Anexos

## Anexo 1: Áreas disponibles para red real

Barras	Superficie para PVs(m2)	Potencia máxima en (KW)	Barras	Superficie para PVs(m2)	Potencia máxima en (KW)	Barras	Superficie para PVs(m2)	Potencia máxima en (KW)
B2	680	100	B148	500	76	B378	218	33
B6	440	67	B156	770	100	B391	155	24
B7	451	69	B186	220	34	B396	255	39
B9	570	87	B241	239	36	B399	450	69
B12	182	28	B249	149	23	B401	158	24
B13	235	36	B250	144	22	B407	280	43
B17	380	58	B252	244	37	B409	597	91
B24	500	76	B256	140	21	B411	139	21
B32	328	50	B261	646	98	B461	170	26
B54	399	61	B264	152	23	B463	230	35
B60	380	58	B282	141	21	B464	474	72
B65	385	59	B285	191	29	B468	167	25
B77	250	38	B290	330	50	B469	210	32
B79	224	34	B313	390	59	B475	3343	100
B91	150	23	B329	155	24	B486	136	21
B97	132	20	B331	149	23	B489	159	24
B100	180	27	B335	260	40	B500	167	25
B103	195	30	B339	266	41	B509	875	100
B106	198	30	B361	182	28	B715	340	52
B130	150	23	B362	151	23			
B142	350	53	B374	151	23			