

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

## SEDE-QUITO

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: Ingeniero Eléctrico.

“ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN HOGARES Y EDIFICACIONES”

AUTOR:

MANUEL MILTON CHUQUI QUINTEROS

DIRIGIDA POR:

Dr. CARLOS GALLARDO Ph.D

Quito, Diciembre 2014

## **DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIZACIÓN DE USO DEL TRABAJO DE GRADO**

Yo, Manuel Milton Chuqui Quinteros autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 2 de Diciembre del 2014

-----  
Manuel Milton Chuqui Quinteros

CC: 1721747333

**CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe del trabajo final de carrera, “ANÁLISIS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN HOGARES Y EDIFICACIONES” realizada por el Sr. Manuel Milton Chuqui Quinteros, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 2 de Diciembre del 2014

---

**Dr. CARLOS GALLARDO Ph.D**

**DIRECTOR**

## **DEDICATORIA**

*Dedico el presente trabajo a Dios por guiarme, darme fuerzas para seguir adelante y no desfallecer ante las adversidades que se me presentaron durante mi vida estudiantil.*

*A mi familia, amigos y a todas aquellas personas que siempre confiaron en mí, por el apoyo incondicional, desinteresado que recibí de todos ellos.*

*Manuel Milton*

## **AGRADECIMIENTO**

*Este proyecto es el resultado del esfuerzo de varias personas que han hecho posible la realización y culminación de este trabajo. Por esto agradezco a mi director de Tesis Dr. Carlos Gallardo Ph.D, por brindarme la oportunidad de contar con sus conocimientos, experiencia, paciencia y dedicación para la realización de esta investigación.*

*También agradezco a mis profesores, quienes a lo largo de mi vida estudiantil han impartido sus conocimientos, experiencia, preparándonos para un futuro competitivo y formándonos como personas de bien.*

*Manuel Milton*

# ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	2
1.1 Definiciones de generación distribuida.....	2
1.2 Aspectos generales de la generación distribuida .....	5
1.2.1 Aspectos económicos .....	5
1.2.2 Aspectos técnicos .....	7
1.2.3 Aspectos tecnológicos.....	8
1.2.4 Aspectos ambientales .....	9
1.3 Modalidades de generación distribuida .....	12
1.3.1 Sistemas interconectados a la red.....	13
1.3.1.1 Arquitectura y componentes.....	15
1.3.2 Sistemas aislados a la red .....	18
1.3.2.1 Arquitectura y componentes.....	20
1.4 Tecnologías de generación distribuida.....	21
1.4.1 Motores alternos .....	25
1.4.1.1 Ventajas .....	27
1.4.1.2 Desventajas.....	28
1.4.2 Turbina de gas .....	28
1.4.2.1 Ventajas .....	30
1.4.2.2 Desventajas.....	30
1.4.3 Mini – hidráulica .....	31
1.4.3.1 Ventajas .....	35

1.4.3.2 Desventajas.....	35
1.4.4 Eólica.....	36
1.4.4.1 Ventajas.....	38
1.4.4.2 Desventajas.....	38
1.4.5 Solar térmica .....	38
1.4.5.1 Ventajas.....	41
1.4.5.2 Desventajas.....	41
1.4.6 Solar fotovoltaica .....	41
1.4.6.1 Ventajas.....	43
1.4.6.2 Desventajas.....	44
1.4.7 Biomasa y residuos energéticamente valorizables .....	44
1.4.7.1 Ventajas.....	48
1.4.7.2 Desventajas.....	48
1.4.8 Pilas de combustible.....	49
1.4.8.1 Ventajas.....	50
1.4.8.2 Desventajas.....	51
1.4.9 Tecnologías emergentes .....	51
1.4.9.1 Marina .....	51
1.4.9.2 Geotérmica .....	53
CAPÍTULO II.....	54
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	54
2.1 Sistemas de almacenamiento energético.....	54
2.2 Aplicaciones de la generación distribuida .....	62
2.3 Ventajas y desventajas que presenta la generación distribuida .....	64
2.3.1 Ventajas que presenta la generación distribuida .....	64

2.3.1.1 Ventajas tecnológicas.....	64
2.3.1.2 Ventajas económicas y sociales .....	66
2.3.2 Desventajas que presenta la generación distribuida.....	66
2.3.3 Duración del suministro de la generación distribuida y tipo de energía generada. .....	68
2.4 Requisitos y recomendaciones para la interconexión.....	69
2.4.1 Criterios técnicos de conexión a la red.....	69
2.4.2 Problemática de la interconexión para la generación distribuida.....	71
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>75</b>
<b>GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR.....</b>	<b>75</b>
3.1 Situación actual del país .....	75
3.1.1 Generación distribuida en el Ecuador .....	77
3.2 Marco regulatorio y análisis de la norma IEEE 1547.....	79
3.2.1 Aspectos generales de la regulación.....	79
3.2.2 Aspectos a considerar en la regulación.....	80
3.2.2.1 Estándar de interconexión a la red eléctrica.....	81
3.2.2.2 Acceso a la red, medición y despacho.....	82
3.2.3 Consideraciones básicas de la normativa IEEE 1547.....	83
3.2.4 Análisis regulatorio de la GD en Ecuador.....	87
3.2.4.1 Regulaciones relacionadas a la generación distribuida.....	88
3.2.5 Oportunidades de desarrollo técnicos de la GD en Ecuador.....	92
3.3 Experiencia internacional y beneficios obtenidos por países que han implementado la generación distribuida.....	93
3.3.1 Países pioneros en el uso de tecnologías de GD.....	93
3.3.1.1 Generación distribuida en Estados Unidos.....	95
3.3.1.2 Generación distribuida en Alemania.....	96



3.3.1.3 Generación distribuida en China .....	98
3.3.1.4 Generación distribuida en Dinamarca .....	100
3.3.1.5 Generación distribuida en América Latina.....	101
3.3.2 Proyectos de generación distribuida.....	102
3.4 Factores facilitadores para el desarrollo de la generación distribuida y esquema para la incorporación en Ecuador. ....	105
3.4.1 Esquemas para la incorporación en el Ecuador.....	109
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>111</b>
<b>ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO SOBRE LA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN HOGARES Y EDIFICACIONES. ....</b>	<b>111</b>
4.1 Análisis de la implementación en el sistema eléctrico ecuatoriano de la generación distribuida en hogares y edificaciones. ....	111
4.1.1 Disponibilidad de recursos de energía solar.....	112
4.1.2 Disponibilidad de recursos de energía eólica. ....	113
4.1.3 Disponibilidad de recursos de biomasa y residuos sólidos urbanos.....	115
4.1.4 Disponibilidad de recursos hidroenergéticos a mediana y pequeña escala. ....	115
4.1.5 Simulación de penetración de la GD en el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito.....	117
4.2 Análisis técnico de la generación distribuida presente en hogares y edificaciones en nuestro país. ....	119
4.2.1 Regulación de voltaje. ....	120
4.2.2 Pérdidas en la red de distribución .....	123
4.2.3 Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. ....	127
4.2.4 Control potencia – frecuencia. ....	128
4.3 Análisis económico de la generación distribuida presente en hogares y edificaciones en nuestro país. ....	129

4.3.1 Costos de capacidad (potencia y energía) .....	130
4.3.2 Datos de partida.....	131
4.3.3 Desarrollo del análisis .....	132
4.3.3.1 Valor actual neto (VAN).....	135
4.3.3.2 Flujo de caja y riesgo .....	136
4.3.3.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	137
4.3.3.4 Relación costo – beneficio .....	137
4.3.4 Resultados del análisis .....	138
4.4 Financiamiento de proyectos, análisis de tendencias y retos a futuro por parte de organismo reguladores.....	140
4.4.1 Financiamiento de proyectos.....	140
4.4.1.1 Financiación por terceros .....	140
4.4.1.2 Alternativas de financiamiento estatal .....	141
4.4.2 Análisis de tendencias .....	143
4.4.3 Retos a futuro por parte de organismos reguladores .....	146
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	149
LISTA DE REFERENCIAS.....	153

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 “Ejemplo de un sistema de generación distribuida con generación eólica y mareomotriz con la opción de interconexión a dos microredes” .....	3
Figura 1.2 “Curvas de costo de plantas generadoras respecto a la potencia (1930 - 1990)” ..	6
Figura 1.3 “Apoyo anual para las energías renovables en el nuevo escenario político (a nivel mundial)” .....	10
Figura 1.4 “Ejemplo de una estación fotovoltaica usada para alimentar la red” .....	14
Figura 1.5 “Ejemplo de un sistema fotovoltaico conectado a la red” .....	15
Figura 1.6 “Arquitectura-sistema de interconexión” .....	16
Figura 1.7 “Arquitectura – sistema aislado a la red” .....	20
Figura 1.8 “Tecnologías de generación distribuida (maduras, semimaduras y emergentes)” .. .....	22
Figura 1.9 “Tecnologías de generación distribuida (renovables y no renovables)” .....	23
Figura 1.10 “Comparativa de costos de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación” .....	25
Figura 1.11 “Motor diesel de guascor” .....	26
Figura 1.12 “Esquema de una turbina de gas” .....	29
Figura 1.13 “Turbina Pelton” .....	33
Figura 1.14 “Turbina Francis” .....	33
Figura 1.15 “Turbina Kaplan” .....	34
Figura 1.16 “Saltos y caudales óptimos según el tipo de turbina” .....	35
Figura 1.17 “Estructura de un aerogenerador” .....	37
Figura 1.18 “Esquema de captador plano” .....	39
Figura 1.19 “Captador de tubos de vacío” .....	40
Figura 1.20 “Componentes de un captador plano” .....	40
Figura 1.21 “Esquema básico de conexión de un sistema fotovoltaico aislado” .....	43
Figura 1.22 “Clasificación de la biomasa” .....	45
Figura 1.23 “Funcionamiento de una pila de combustible” .....	49

Figura 2.1 “Sistema de almacenamiento de energía (battery storage)” .....	56
Figura 2.2 “Sistema de almacenamiento flywheel” .....	57
Figura 2.3 “Sistema de almacenamiento de energía SMES” .....	57
Figura 2.4 “Sistema de almacenamiento de energía supercapacitor” .....	58
Figura 2.5 “Sistema de almacenamiento de energía CAES” .....	58
Figura 2.6 “Sistema de almacenamiento por hidrobombeo” .....	59
Figura 3.1 “Evolución de la cobertura a nivel nacional, período 2.006 – 2.013” .....	75
Figura 3.2 “IEEE P1547 series of standards for interconnection” .....	86
Figura 3.3 “Países con mayor GD instalada por tecnología” .....	94
Figura 3.4 “Porcentaje de participación en generación distribuida mundialmente” .....	95
Figura 3.5 “Estructura de la generación de electricidad en Alemania (2010)” .....	97
Figura 3.6 “Estructura energética en China” .....	98
Figura 3.7 “Matriz de energía eléctrica en Brasil” .....	101
Figura 3.8 “Matriz energética mexicana” .....	102
Figura 4.1 “Red de distribución radial sin GD” .....	120
Figura 4.2 “Red de distribución radial simple con GD” .....	121
Figura 4.3 “Red de distribución radial (Análisis de Pérdidas)” .....	124
Figura 4.4 “Análisis de flujos de potencia con un generador distribuido entregando 4 kW” .....	125
Figura 4.5 “Análisis de flujos de potencia desconectando el generador distribuido G” ....	125
Figura 4.6 “Ingresos y egresos anuales” .....	133
Figura 4.7 “Flujo de Caja Libre” .....	136
Figura 4.8 “Periodo de recuperación de inversión” .....	139
Figura 4.9 “Diagrama del análisis estratégico para estructurar la GD” .....	148

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 “Tabla comparativa de emisiones” .....	11
Tabla 1.2 “Componentes del sistema de interconexión”.....	17
Tabla 1.3 “Resumen de cargas estándar” .....	19
Tabla 1.4 “Componentes del sistema aislado a la red”.....	21
Tabla 1.5 “Tecnologías de generación”.....	24
Tabla 1.6 “Tratamientos posibles en función del tipo de biomasa” .....	47
Tabla 1.7 “Características de la pilas de combustible” .....	50
Tabla 2.1 “Puntos fuertes y débiles de los sistemas de almacenamiento” .....	59
Tabla 2.2 “Características y aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético”.61	
Tabla 2.3 “Comparación entre tipo de GD en función de sus aplicaciones”.....	63
Tabla 2.4 “Tabla comparativa de los tipos de GD según la energía eléctrica producida y la duración del suministro” .....	68
Tabla 3.1 “Potencia nominal y efectiva total a diciembre del 2.013” .....	76
Tabla 3.2 “Porcentaje de cobertura por distribuidora a diciembre del 2.010” .....	77
Tabla 3.3 “Requerimiento del sistema a un voltaje anormal” .....	85
Tabla 3.4 “Máxima distorsión armónica de corriente en porcentaje de la corriente” .....	86
Tabla 3.5 “Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes” .....	90
Tabla 3.6 “Precios referenciales energía renovable (cUSD/kWh)” .....	91
Tabla 3.7 “Precios preferentes centrales hidroeléctricas hasta 50 MW (cUSD/kWh)” .....	91
Tabla 4.1 “Localidades con potencial para la generación de electricidad con recursos eólicos” .....	114
Tabla 4.2 “Centrales a biomasa en el Ecuador” .....	115
Tabla 4.3 “Clasificación de las hidroeléctricas por su tamaño” .....	116
Tabla 4.4 “Potencia nominal y efectiva de distribuidoras y autogeneradores” .....	117
Tabla 4.5 “Grado de penetración porcentual 2012” .....	118

Tabla 4.6 “Número de nodos de GD en la red de la Empresa Eléctrica Quito” .....	119
Tabla 4.7 “Cálculo de Caída de Tensión” .....	122
Tabla 4.8 “Valoración Económica del cálculo de Caída de Tensión” .....	123
Tabla 4.9 “Valoración Económica del Análisis de Pérdidas” .....	126
Tabla 4.10 “Análisis de Índice de Fallas” .....	128
Tabla 4.11 “Inversión de la instalación solar fotovoltaica” .....	132
Tabla 4.12 “Resultados anuales” .....	134
Tabla 4.13 “Premisas de trabajo” .....	138
Tabla 4.14 “Resultados económicos” .....	139
Tabla 4.15 “Resultados finales de los indicadores económicos” .....	140

## ÍNDICE DE ECUACIONES

**Ecuación (1).**- Nivel de penetración de la GD.

**Ecuación (2).**- Nivel de dispersión de la GD.

**Ecuación (3).**- Caída de tensión.

**Ecuación (4).**- Resistencia del conductor.

**Ecuación (5).**- Pérdidas de potencia.

**Ecuación (6).**- Valor actual neto (VAN).

**Ecuación (7).**- Flujos de caja Futuros.

**Ecuación (8).**- Tasa interna de retorno (TIR).

## ÍNDICE DE ANEXOS

**Anexo 1.-** Cálculo mensual de caída de tensión y valoración económica.

**Anexo 2.-** Estudio de carga por horas (hora de mayor demanda 20:00 / versión digital).

**Anexo 3.-** Estadística de pérdidas por subestación.

**Anexo 4.-** Índice de falla – año 2013.

**Anexo 5.-** Datasheet del panel fotovoltaico.

**Anexo 6.-** Datos de demanda de la Empresa Eléctrica Quito (versión digital).

**Anexo 7.-** Cálculo de demanda por horas.

**Anexo 8.-** Cálculo de la potencia generada por el sistema fotovoltaico.

**Anexo 9.-** Cálculo de potencia y demanda mensual.



## **RESUMEN**

### **“Análisis de Generación Distribuida en Hogares y Edificaciones”**

Este trabajo presenta una visión completa de la Generación Distribuida, así como también las diversas formas de aplicación más convenientes para obtener el mayor de los beneficios cuando se la implementa en hogares y edificaciones. Además se presenta una descripción de las diferentes ventajas y desventajas de dicha generación, junto a un estudio de su inclusión en nuestro país, a fin de generar un interés para invertir en este campo que aún no es mayormente explotado.

Resulta necesario el análisis de la normativa internacional conjuntamente con la nacional, estableciendo ciertas comparaciones, a fin de determinar las ventajas que podrían promover una mayor participación por parte de la inversión privada y en consecuencia una posterior implementación en los sistemas de distribución y a nivel residencial, buscando el beneficio tanto del estado, así como también del inversionista.

Al final de este trabajo se reportan los resultados de un análisis tanto técnico como económico, que demuestra una viabilidad técnica y una rentabilidad económica, las mismas que están descritas en las conclusiones, y que conllevan a exponer las recomendaciones pertinentes de acuerdo a los resultados obtenidos.

## **ABSTRACT**

### **"Analysis of Distributed Generation in Homes and Buildings"**

This work presents a comprehensive overview of Distributed Generation, as well as various forms of convenient application to get the greatest benefit when implemented in homes and buildings. Besides a description of the various advantages and disadvantages of such generation is presented, together with a study of inclusion in our country, in order to generate an interest to invest in this field is still largely untapped.

It was necessary to analyze the international together with national legislation, establishing some comparisons, to determine the benefits that could promote greater participation by private investment and consequently a subsequent implementation in distribution systems and residential, looking for the benefit of both the state as well as the investor.

At the end of this paper the results of both a technical and economic analysis, which is a demonstrated technical feasibility and economic viability, the same as those described in the findings and leading to present relevant recommendations based on the results reported obtained.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la electricidad representa la forma más útil de energía, estando presente en todos los sectores de la sociedad gracias a su gran variedad de aplicaciones, las cuales van desde el alumbrado, hasta procesos industriales, sin olvidar que se encuentra presente en el campo de las telecomunicaciones.

El objetivo de un sistema de potencia es suministrar electricidad a todos los consumidores conectados a la red, en cualquier momento y con la capacidad necesaria para cubrir las puntas de demanda. Así también, la energía eléctrica debe cumplir unos estrictos requisitos de calidad que garanticen la estabilidad del nivel de tensión y la continuidad del servicio.

El desarrollo tecnológico y la progresiva implementación de nuevas fuentes de microgeneración, unidos a los procesos de liberalización del mercado eléctrico y los condicionantes de respeto al medio ambiente ha permitido una gran evolución en la distribución de energía eléctrica, lo que conlleva a que las grandes centrales de generación se encuentren en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible.

Sin embargo, existen zonas remotas en donde la energía aún no es accesible por esta vía, o en su defecto es necesario mejorar las condiciones de calidad del servicio, ya que principalmente se desea obtener energía más barata al evitar costos de transporte. Es aquí donde la Generación Distribuida surge como una opción, además el hecho de que el Ecuador es especialmente rico en recursos alternativos como el sol, viento, pequeñas vertientes, etc. hace factible el desarrollo de energías no convencionales en distintos puntos topográficos del país.

Cierta empresa de distribución, la EEQ ha empezado a considerar este tema dentro de su plan estratégico, expuesto año tras año, con el fin de evaluar el papel que deberá jugar en el futuro la GD dentro del esquema de prestación del servicio eléctrico en su área de concesión, tomando como referencia principalmente experiencias internacionales.

# CAPÍTULO I

## DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la información existente actualmente, las diferentes definiciones de generación distribuida guardan cierta similitud, pese a que difieren en algunos aspectos, tal como límites de potencia.

Las diferentes modalidades de GD permiten proveer de energía eléctrica a zonas alejadas, o a su vez interconectarse a una red de distribución. Para lo cual la GD abarca varias tecnologías para su implementación, teniendo mayor impulso las del tipo renovable, debido a que supone un beneficio ambiental.

### 1.1 Definiciones de generación distribuida

Los sistemas de generación distribuida, que se conocen también como sistemas de generación descentralizada, fueron desarrollados a partir de los sistemas de su contraparte, los sistemas centralizados, los cuales se encuentran dispersos y aislados. *“El concepto fue reintroducido como tal en la década de 1970, aunque el término de generación distribuida no fue acuñado hasta la década de 1990”<sup>1</sup>.*

Conociendo que la generación distribuida no es un concepto nuevo, en la actualidad no existe aún un consenso mundial sobre su conceptualización, es por esta razón que no existe una definición única y común, puesto que son múltiples los factores que afectan su definición, como: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc.

De forma general, se dice que es la generación y/o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña o mediana escala, que presenta una cercanía a los centros finales de consumo y con la posibilidad de interactuar con las redes de interconexión eléctrica para efectos de compra o venta, como lo muestra la figura 1.1 [1].

---

<sup>1</sup> Personal de Investigación y Desarrollo, Taller de la Comisión de Energía en el Plan Estratégico de GD, Pacific Gas and Electric Company & Distributed Utility Associates, feb 5, 2002.



**Figura 1.1** “Ejemplo de un sistema de generación distribuida con generación eólica y mareomotriz con la opción de interconexión a dos microredes”  
**Fuente:** LABEIN – TECNALIA.

Debido a los diversos criterios que se manejan a nivel mundial para la conceptualización de generación distribuida, existe una cierta disparidad para establecer un límite de potencia para este tipo de generación, ya que esto varía de país a país, pudiendo citar como ejemplos el de Estados Unidos, en el cual el Departamento de Energía de este país establece estos límites en cantidades que van desde 1 kW hasta decenas de MW [2]; en España, la Secretaría de Estado de Energía contempla un límite de potencia de hasta de 50 MW [2]; en Colombia el límite de potencia va desde los cientos de kW hasta los 10 MW [3]; “EscoVale Consultancy, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10 MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable”<sup>2</sup>. De esta manera, se puede presentar las siguientes interpretaciones propuestas por organismos internacionales:

<sup>2</sup> L. Tecnalia, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 9, párrafo 1, Madrid, España, 2007.

- El DPCA (Distribution Power Coalition of America) la define como, *“cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución”*<sup>3</sup>.
- Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente, *“la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica”*<sup>4</sup>.
- La IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) define a la generación distribuida como la generación de energía eléctrica por medios y tecnologías relativamente más pequeñas que las generadoras convencionales y que además permite al interconexión a casi cualquier punto del sistema eléctrico de potencia, pudiendo además interactuar entre las redes [2].
- Otra interpretación manifiesta que la generación distribuida puede ser definida como tecnologías de generación eléctrica por debajo de 10 MW que pueden estar situados cerca de los centros de consumo [4].
- La Comisión Nacional para el uso eficiente de la energía (CONUEE) la define como la generación y/o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, cercana al centro de carga y con la posibilidad de interactuar con la red eléctrica para efectos de compra o venta [2].

Todas las conceptualizaciones presentadas sobre generación distribuida resultan muy afines, esto se debe a que en varias de ellas resaltan términos que identifican a este tipo de sistemas, y sea cual sea la definición o concepto emitido por uno u otro organismo, se puede decir que: la generación distribuida es un sistema en el cual se ve involucrado todo tipo de recursos y tecnologías para la generación eléctrica, determinada a una pequeña o mediana capacidad, con la principal característica que se encuentra situado cerca a los centros de consumo y con la posibilidad de interactuar con la red eléctrica de una empresa distribuidora de energía eléctrica para efectos de compra y venta de energía.

---

<sup>3</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 10, párrafo 2, Madrid, España, 2007.

<sup>4</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 10, párrafo 5, Madrid, España, 2007.

## 1.2 Aspectos generales de la generación distribuida

La interacción y convergencia de varios aspectos como: técnicos, tecnológicos, económicos y ambientales, han permitido el resurgimiento de un viejo concepto en la industria eléctrica, como lo es el de generación distribuida. Éste no es un paradigma que haya sido formulado en los últimos tiempos, pues en realidad se trata de un concepto básico que ha cobrado nuevo impulso, alentado principalmente por diversos factores tecnológicos, así también, como por condiciones del mercado, políticas energéticas y ambientales [3].

Resulta imprescindible mencionar algunos elementos que marcan la esencia fundamental de esta alternativa de generación, *“tales como el empleo de diversas fuentes de energía, como pueden ser la energía eólica, solar, térmica, hidráulica, entre otras; diferentes tipos de combustibles en el caso de tecnologías basadas en sistemas de combustión, tales como biomasa, gas natural, diesel, biodiesel, etanol, gasolina. La alta eficiencia en la generación, altos niveles de confiabilidad en el suministro y de calidad en la energía entregada y los relativamente bajos niveles de inversión inicial en los proyectos de generación”*<sup>5</sup>. Todos estos aspectos cumplen un rol importante en la innovación de los actuales sistemas de potencia, razón por la cual se describen a continuación.

### 1.2.1 Aspectos económicos

El problema de los sistemas de generación convencionales no consiste únicamente en producir suficiente electricidad, sino también en transportarla y distribuirla, lo cual representa una inversión significativa al momento de establecer un sistema de transmisión y distribución, así como también los costos de operación.

Esto representa una debilidad para dichos sistemas, puesto que es necesario invertir en readecuaciones y/o mantenimiento de sus redes y equipos. De esta manera, el valor potencial de la generación distribuida radicaría en producir la energía eléctrica dentro del

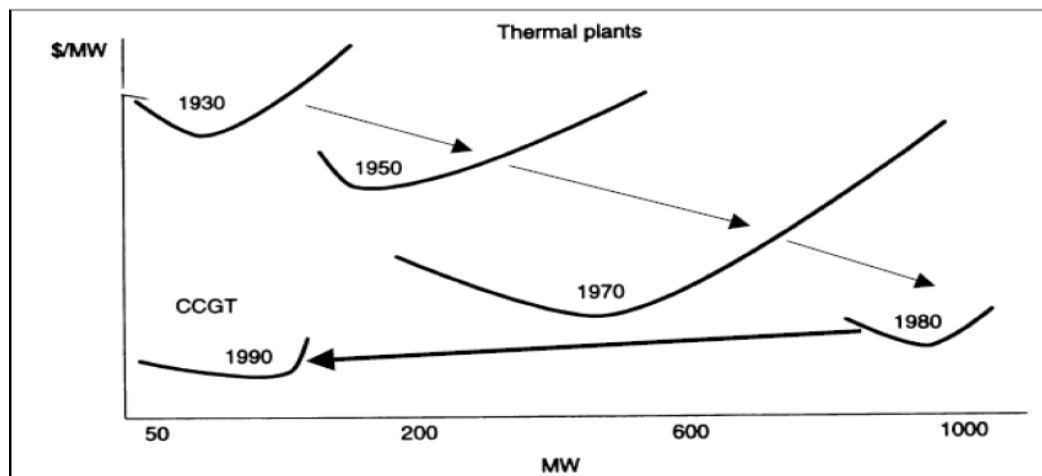
---

<sup>5</sup> J. M. Mantilla, C. A. Duque, C. H. Galeano, “Análisis del Esquema de Generación Distribuida como una opción para el Sistema Eléctrico Colombiano”, Universidad Nacional de Colombia, Edificio 453, Oficina 401, Bogotá, Colombia, jun, 2008.

mismo sistema, considerando que debe estar cercana a los centros de consumo, de esta manera se evitaría la inversión que se produciría en las redes de transporte; y a su vez reduciría las cargas en los equipos de distribución.

Generalmente, los sistemas eléctricos de potencia contaban con grandes centrales generadoras, debido a la significativa economía de escala presente en las diversas tecnologías de generación eléctrica, éstos producían energía a menos de la mitad del costo por KW, en comparación a los pequeños generadores, cuanto más grande el generador, mayor la ventaja sobre unidades más pequeñas.

No obstante, en los últimos años se ha evidenciado un cambio en la conducta de los costos de generación y, esto debido a múltiples causas. Hasta el año de 1980, el mínimo costo por MW se obtenía aumentando el tamaño de la planta generadora, esto dejó de ser así a partir del año de 1990, ya que se produce un cambio en este comportamiento, obteniéndose el punto óptimo para potencias menores, como se evidencia en la figura 1.2.



**Figura 1.2** “Curvas de costo de plantas generadoras respecto a la potencia (1930 - 1990)”

**Fuente:** Casten T.R. (1995) – Whither Electric Generation – The Energy Daily

En la década de 1990, tanto las centrales generadoras, así como también la transmisión y distribución, tuvieron una ventaja en el costo total de alrededor de dos a uno sobre la generación distribuida. Para el año 2000, esa ventaja se redujo al rango de entre uno y medio a uno, debido principalmente a tres razones:

1. Innovación, mejoró la eficiencia de las tecnologías de Generación Distribuida.



2. Mejoras en los materiales, permitiendo así la construcción de maquinaria más pequeña, igual de eficiente pero a un menor costo.
3. Disminución de capital humano, debido a que en la actualidad pequeñas e incluso grandes unidades generadoras pueden prescindir de operadores las 24 horas y, esto gracias al uso de los sistemas de control o también llamados sistemas SCADA.

El resultado es que la generación eléctrica localizada (o distribuida) es ahora competitiva económicamente.

### **1.2.2 Aspectos técnicos**

Las innovaciones en electrónica, tecnologías de información y dispositivos de almacenamiento, hacen más sencilla la conexión a la red de los pequeños sistemas, mientras mejora la capacidad de la red para ajustarse a los picos de demanda y a las fluctuaciones del sistema, permitiendo aumentar la confiabilidad haciéndola más robusta, lo que permite servir a centros de consumo con pequeñas unidades de generación distribuida localizadas en determinados patios de hogares, o en cualquier edificación pública o privada.

El resultado puede ser una red más interactiva (comprar o vender energía en el mismo sitio) y omnidireccional frente a la tradicional unidireccionalidad, de la central al consumidor final.

Conjuntamente con la apertura del mercado servida por la red de distribución, se encuentra otro mercado localizado en las áreas rurales, y orientado principalmente para las nuevas tecnologías. Desde hace algún tiempo, las energías renovables a pequeña escala se presentan como una solución favorable con respecto a la problemática de las redes de transmisión, en relación al poco desarrollo que tienen las mismas en zonas alejadas y sin electrificar, tanto en términos económicos como de fiabilidad.

Algunas tecnologías de generación distribuida que queman la biomasa local son capaces de proveer electricidad a pueblos aislados, donde ésta es nula o mínima. Así también los

aerogeneradores o los paneles fotovoltaicos, por mencionar algunos tipos de tecnologías presentes en la generación distribuida.

El esquema de un sistema de generación distribuida puede presentarse en dos modalidades:

- Sistemas interconectados a la red, donde la energía eléctrica se encuentra ya disponible. Dentro de esta modalidad se presentan los siguientes sistemas:
  - Estaciones de energía que alimentan a la red.
  - Sistemas que intercambian energía con la red.
- Sistemas aislados a la red, donde aún no hay acceso al servicio convencional.

### **1.2.3 Aspectos tecnológicos**

Desde hace ya algún tiempo, los fabricantes han incluido en el mercado nuevos sistemas de generadores. Recientes evidencias sugieren que la reducción del tamaño apenas está comenzando, ya que últimamente ha existido la aparición de una nueva generación de minúsculas tecnologías energéticas, que son muy inferiores en tamaño a los grandes generadores que hoy son el pilar fundamental de la industria eléctrica, los cuales abarcan un amplio espectro de avances tecnológicos, que van desde la mejora de la combustión interna, a generadores basados en procesos electroquímicos y fotoeléctricos.

Una de las características de las pequeñas tecnologías aplicadas en generación distribuida radica en su modularidad; ya que el tamaño de estos sistemas puede ajustarse agregando o quitando unidades, justamente para que se puedan acoplar a la demanda. Las tecnologías de generación distribuida son lo bastante pequeñas como para ser fabricadas en unidades modulares y llevadas por algún medio de transporte al sitio donde se localizará, donde la instalación a menudo se la realiza en un período de tiempo relativamente corto.

Estas características contrastan con las grandes centrales, que no se pueden beneficiar de la producción en serie y deben ser construidas en el propio lugar de instalación, a lo largo de períodos que a veces superan una década. Junto a los mercados tradicionales, los sistemas de generación distribuida empiezan a instalarse de forma modular y a base de

generadores que utilizan diferentes fuentes energéticas en edificios comerciales y residenciales.

La reducción en la inversión de proyectos de generación a pequeña escala y el desarrollo de tecnologías de punta en generación eléctrica de forma eficiente, confiable y de calidad, han favorecido el desarrollo de la generación distribuida. Las tecnologías de generación se pueden dividir en convencionales y no convencionales.

Las primeras incluyen combustibles fósiles impulsando a microturbinas que dan respaldo al sistema. Las segundas se refieren a la energía renovable, como la microhidráulica, geotérmica, biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustible y celdas fotovoltaicas.

#### **1.2.4 Aspectos ambientales**

A nivel mundial, la generación de electricidad es la mayor fuente de emisiones de gases contaminantes, representando más de un tercio del total. En la primera década del presente siglo, se estimó que un 62% de la electricidad mundial proviene de los combustibles fósiles y el 38% restante provenía del carbón.

Pese a que muchas de estas plantas generadoras han tratado de reducir sus emisiones mediante la inversión de costosos equipos, todavía se evidencia grandes cantidades de gases contaminantes que son emanadas por las mismas. La combinación de una alta eficiencia, superior al 90%, frente al 30% de los sistemas actuales y el uso de combustibles más limpios, permite a la generación distribuida reducir las cargas ambientales del actual sistema de producción de electricidad.

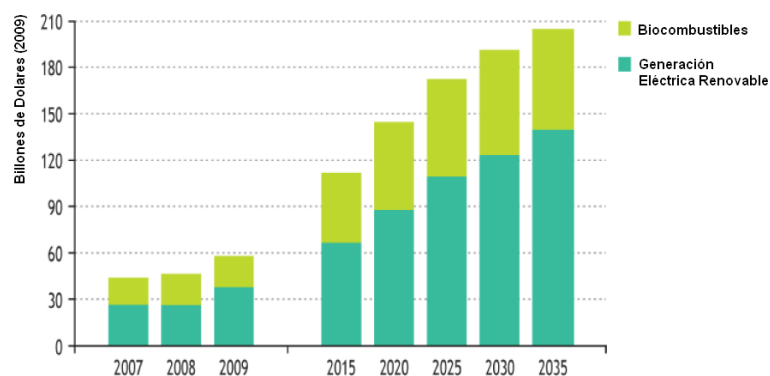
*“En el 2004, el consumo de energías renovables evitó la emisión a la atmósfera de entre 62 y 31 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (según se considere la sustitución de carbón o gas). En términos económicos, considerando a 15 € la tonelada de CO<sub>2</sub>, supondría entre 930 y*

470 millones de euros<sup>6</sup>. El Protocolo de Kyoto, aprobado el 10 de diciembre de 1997 en la cumbre de Kyoto, exige a los países industrializados a limitar las emisiones de seis gases de efecto invernadero en el período 2008-2012 [2], los cuáles son:

- CO<sub>2</sub> (Anhídrido carbónico o Dióxido de Carbono).
- CH<sub>4</sub> (Metano).
- N<sub>2</sub>O (Óxido Nitroso).
- HFCs (Hidrofluorcarburos).
- PFCs (Perfluorcarburos).
- SF<sub>6</sub> (Hexafluoruro de Azufre)

La introducción y el crecimiento de la generación distribuida, está muy ligada a las energías renovables y a otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración. Adicionalmente, las pérdidas netas del sistema eléctrico vinculadas a la lejanía entre las fuentes de generación centralizada y los centros de carga se estiman entre un 7% a 10% del total consumido [2].

La generación distribuida entendida como generación localizada junto a las fuentes de consumo, conlleva importantes reducciones en estas pérdidas, teniendo muy en cuenta además que el apoyo gubernamental que se brinde a la misma, sigue siendo el motor principal, como se evidencia en la figura 1.3.



**Figura 1.3** “Apoyo anual para las energías renovables en el nuevo escenario político (a nivel mundial)”  
**Fuente:** World Energy Outlook – 2010

<sup>6</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 50, Madrid, España, 2007.

El futuro de las energías renovables está en marcha; así lo demuestran los diversos estudios de mercado a nivel mundial. Precisamente, las primeras formas de generación distribuida en este nuevo milenio, se han presentado como tecnologías de energías renovables o de cogeneración. Desde finales de la década de 1990, las instalaciones con este tipo de energías han crecido a mayor ritmo que cualquier otra tecnología de generación de electricidad en el mundo.

Tomando en cuenta que existen diferentes tipos de tecnologías para la generación distribuida, como ya se mencionó algunas de las cuáles basadas netamente en energías renovables y otras basadas en energías convencionales, la tabla 1.1 muestra una comparación de las emisiones de algunas de estas tecnologías, así como las emisiones de un ciclo combinado, que no se considera como generación distribuida, pero sirve para compararla con la generación centralizada [2].

TECNOLOGÍA	EMISIONES (kg/MWh)			
	CO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	CO
<b>Motor Alternativo</b>	590 - 800	4,5 - 18,6	0,18 - 1,36	0,18 - 4
<b>Mini-turbinas</b>	545 - 700	1,8 - 5	0,14 - 0,18	0,5 - 4,5
<b>Mini-hidráulica</b>	0	0	0	0
<b>Eólica</b>	0	0	0	0
<b>Solar Térmica</b>	0	0	0	0
<b>Fotovoltaica</b>	0	0	0	0
<b>Biomasa</b>	0 - 50*	0,15 - 3	menor de 0,15	1,0 - 4
<b>Microturbinas</b>	590 - 800	0,09 - 0,64	despreciable	0,14 - 0,82
<b>Pilas de Combustible</b>	360 - 630	menor a 0,023	0	0,005 - 0,055
<b>Ciclo Combinado</b>	320 - 400	0,05 - 0,4	despreciable	0,02 - 0,45

**Tabla 1.1** “Tabla comparativa de emisiones”  
**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

\* El uso de la biomasa como combustible supone un ciclo neutro en la atmósfera, no contabilizándose las emisiones de CO<sub>2</sub> que se produzcan en su quemado, pues éstas se deben a la quema conjunta con otros combustibles. La biomasa, por sí sola, tiene un balance neutro de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Se puede afirmar por tanto, que la Generación Distribuida, tanto por las tecnologías de generación que utiliza, como por la reducción de pérdidas de transporte y distribución que esto supone, es un factor primordial de cara a cumplir los compromisos adquiridos en materia medioambiental, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de combustibles fósiles.

### **1.3 Modalidades de generación distribuida**

La necesidad de producir energía al ritmo tan elevado que hoy en día es demandada por los consumidores, requiere que los sistemas eléctricos se adapten a la realidad de mercados eléctricos que van a abastecer.

Por lo general, la mayoría de las veces las plantas de producción o generación de energía eléctrica no se encuentran en el lugar donde se va a consumir dicha energía, sino que es necesario transportarla desde dichos lugares de producción, situados a varios cientos de kilómetros, hasta el punto de consumo.

Poco a poco la generación distribuida se comienza a integrar en redes de tensión inferiores al transporte, ayudando así a mejorar la confiabilidad de la red y principalmente para efectos de comprar y venta de energía, aunque también se presentan sistemas en los cuales la generación está destinada para el consumo propio de sus clientes, sin la posibilidad de interactuar con alguna red, tomando en cuenta esto, el esquema de un sistema de generación distribuida presenta las siguientes modalidades [1]:

- Sistemas Interconectados a la Red, donde la energía eléctrica se encuentra ya disponible, y;
- Sistemas Aislados a la Red, donde aún no hay acceso al servicio convencional.

### 1.3.1 Sistemas interconectados a la red

En la mayoría de los casos, un aspecto necesario de la generación distribuida es la interconexión con la red eléctrica, para poder cubrir cualquier demanda eventual y vender energía eléctrica a la red.

Estos sistemas poseen una conexión física con la red, ya que muchos equipos de generación distribuida trabajan en paralelo con la red eléctrica, para lo cual necesitan estar conectados a ella de manera adecuada.

El sistema de interconexión está formado por una serie de equipos (hardware y software) que permiten realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica (normalmente, la red de distribución local) y con las cargas locales (consumidores).

*“No obstante, cabe señalar que algunos equipos de generación distribuida no se conectan a la red, trabajando en todo momento en modo aislado”*<sup>7</sup>. En el primer caso, la complejidad de la conexión dependerá del nivel de interacción que se necesite entre los generadores, las cargas y la red eléctrica [2], permitiendo:

- Operar el equipo de generación distribuida como la principal fuente de energía y comprar energía al sistema en las horas en que se produzcan picos de demanda.
- Adquirir energía de la red en caso de que se produzca una indisponibilidad en el sistema de generación distribuida.
- Exportar energía, proveer servicios auxiliares al sistema eléctrico o vender energía en el mercado eléctrico.
- Mejorar la fiabilidad suministrando una fuente de energía alternativa.

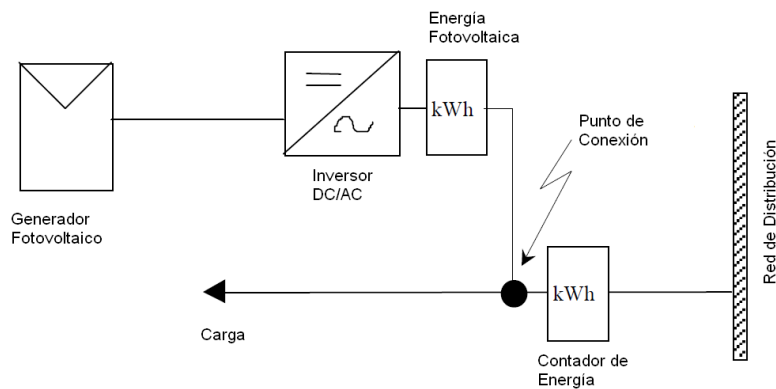
Dentro de los sistemas interconectados a la red, se presentan dos modalidades, las cuales son:

- **Estaciones de energía que alimentan la red**, estos sistemas por lo general tienen generadores de salida de energía y son operados por las compañías de

---

<sup>7</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 42, Madrid, España, 2007.

electricidad, toda la energía eléctrica que se produce es directamente inyectada a la red, como se muestra en la figura 1.4. Estos proyectos han demostrado ser muy confiables y los tiempos de construcción son relativamente cortos, por lo general menos de un año, lo cual supone beneficios económicos [1].

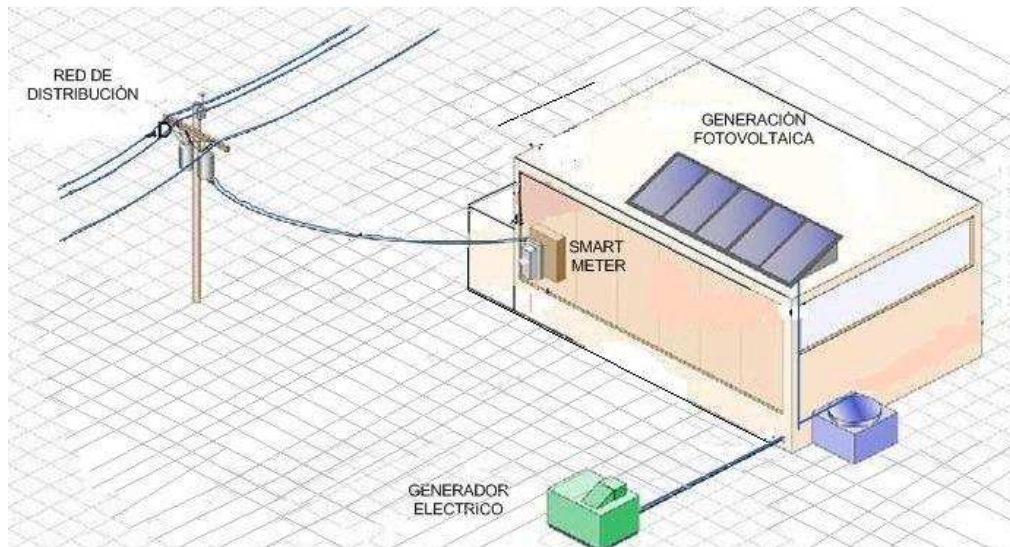


**Figura 1.4** “Ejemplo de una estación fotovoltaica usada para alimentar la red”

**Fuente:** Programa CYTED – Desarrollo y Difusión de la Generación Distribuida con Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red.

- **Sistemas que intercambian energía con la red**, se trata de consumidores normales de electricidad conectados a la red, con la diferencia que poseen sistemas de generación que les permite autoabastecerse; y en ciertos casos se encuentran en la capacidad de ofertar excedentes a la red. El consumidor puede comprar, vender o autoabastecerse según sus necesidades energéticas [1], ver figura 1.5.

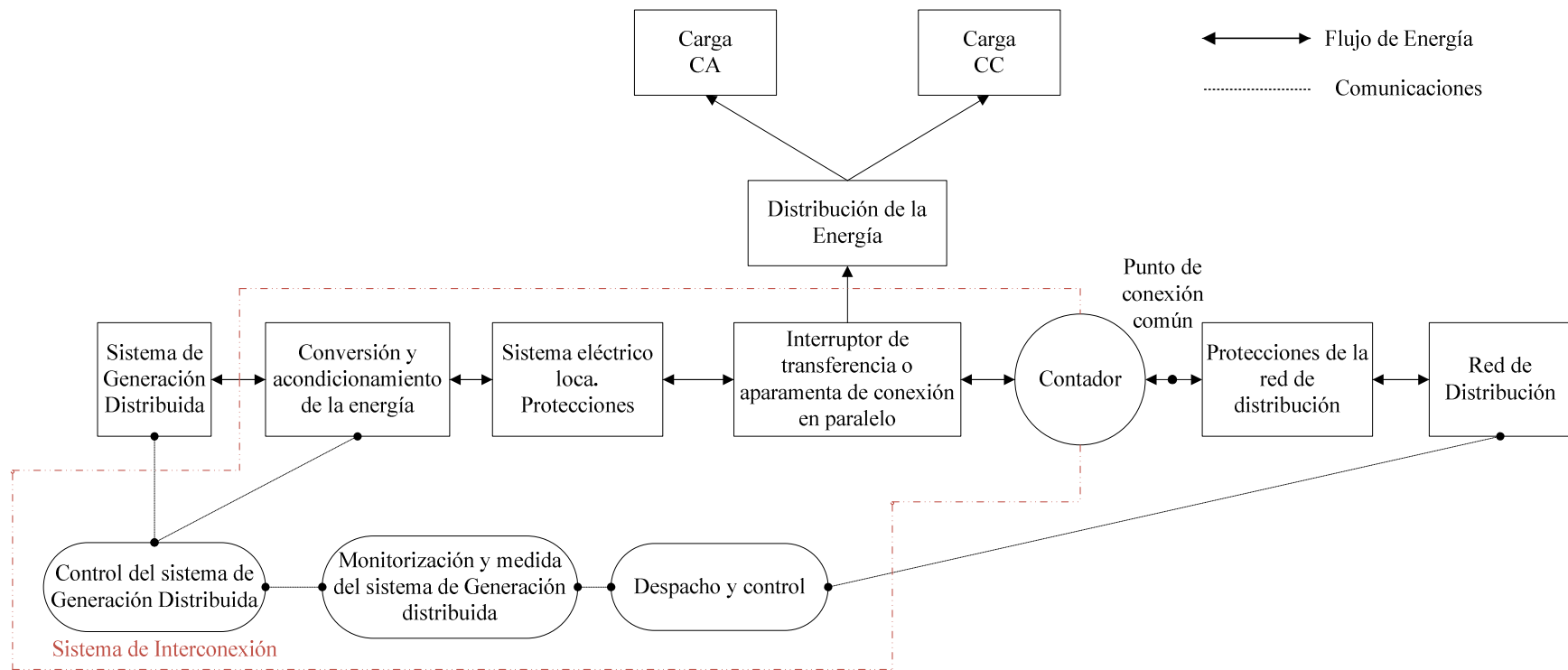




**Figura 1.5** “Ejemplo de un sistema fotovoltaico conectado a la red”  
**Fuente:** Generación Distribuida y su Potencial Aplicación en Ecuador – CENACE

### 1.3.1.1 Arquitectura y componentes

La arquitectura y componentes de un sistema de interconexión se presentan en la figura 1.6 y en la tabla 1.2 respectivamente.



**Figura 1.6** “Arquitectura-sistema de interconexión”  
**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	GENERADOR DISTRIBUIDO Y EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO
<b>Conversión y acondicionamiento de la energía</b>	<b>Inversión:</b> Dispositivo electrónico que se utiliza para convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Se utiliza cuando la fuente de GD es una pila de combustible, un panel fotovoltaico o una microturbina. <b>Transformador:</b> dispositivo eléctrico que se utiliza en líneas de CA para transformar la energía de un nivel de tensión a otro y/o proporcionar aislamiento eléctrico. Debe tener baja distorsión armónica, resistencia a potencias punta y posibilidad de conectarse en paralelo.
<b>Control del sistema de GD</b>	Dispositivo que controla la unidad de GD y proporciona un interfaz de comunicaciones, gestión de la energía, monitorización y medida.
<b>Distribución de la energía</b>	Panel que contiene interruptores, interruptores automáticos, fusibles y/o dispositivos automáticos de control de sobretensiones. Todo esto, conecta la red y la unidad de GD con la canalización eléctrica de la instalación, proporcionando seguridad personal y protección a los equipos. <b>Carga CA:</b> son los dispositivos que consumen CA. <b>Carga CC:</b> equipos que consumen CC.
<b>Sistema eléctrico local</b>	Conjunto de canalizaciones eléctricas de la instalación, paneles y componentes que constituyen la unidad de GD y el sistema de interconexión que se encuentran en el lado de la unidad de GD del punto de conexión común (PCC).
<b>Protecciones del sistema eléctrico local</b>	Dispositivos eléctricos diseñados para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
<b>Interruptor/Conmutador de transferencia</b>	Equipo de actuación automática para transferir cargas de un generador a otro. Puede ser: <b>Automático</b> o <b>Estático</b>
<b>Aparataje de conexión en paralelo</b>	Dispositivo para conectar en paralelo y sincronizar la operación de las unidades de GD con la red de distribución. El objetivo es poder intercambiar entre ambos o utilizarlos a la vez.
<b>Punto de conexión común</b>	Punto donde el sistema eléctrico local se conecta a la red de distribución.
<b>Contador</b>	Dispositivo que mide y registra la energía generada, la suministrada a la red y la suministrada por la red. No será necesario en instalaciones aisladas.
<b>Protecciones de la red de distribución</b>	Dispositivos eléctricos diseñados para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
<b>Red de distribución</b>	Es la red de la compañía eléctrica distribuidora local.
<b>Despacho y control</b>	Dispositivos y equipos de comunicación que interactúan con el sistema de GD y lo gestionan.
<b>Monitorización y medida del sistema de GD</b>	Dispositivos que monitoriza y mide varias funciones del sistema de GD.

**Tabla 1.2** “Componentes del sistema de interconexión”.  
Fuente Guía Básica de Generación distribuida – FENERCOM.

### 1.3.2 Sistemas aislados a la red

“Según estimaciones de la Unión Europea, en el mundo viven alrededor de 1.200 millones de personas sin electricidad”<sup>8</sup>. Muchas regiones, especialmente en zonas remotas, no tienen un sistema de suministro de energía fiable, además, los costos elevados vinculados a la inversión que es necesaria para la ampliación de las redes de transmisión y distribución y, la baja demanda de electricidad en zonas tan remotas podrían impedir la conexión de estas regiones a la red a mediano plazo. Bajo estas circunstancias los sistemas aislados a la red ofrecen una alternativa razonable.

Para la planificación, el diseño y la selección de un sistema aislado se deben tener en cuenta varias restricciones. El diseño óptimo de un sistema de suministro eléctrico depende principalmente de estos cinco factores [5]:

1. La potencia de conexión necesaria.
2. El consumo de energía.
3. El tipo de consumidores.
4. El período de uso.
5. Las restricciones meteorológicas.

De acuerdo a los puntos citados, la potencia y el consumo de energía de las cargas tienen una gran importancia en los sistemas aislados. En la tabla 1.3 se muestra un resumen de las cargas estándar, sus potencias y el tiempo de funcionamiento característico de cada día, lo cual es indispensable al momento de tomar en cuenta los criterios para el diseño de un sistema de este tipo.

Consumidor	Potencia Nominal [W]	Tiempo Func. Caract. [h]	Energía [kWh]
Lámpara de bajo consumo	15	4	0,06
Bomba de circulación de calefacción	70	2	0,14
Bomba de agua	200	3	0,6
Frigorífico	90	5	0,45

<sup>8</sup> Juwi Solar GmbH, “Suministro de electricidad en Redes Solares Aisladas y de Respaldo”, SMA Solar Technology AG, Niestetal, Alemania, pp 4, 2013.

Consumidor	Potencia Nominal [W]	Tiempo Func. Caract. [h]	Energía [kWh]
Congelador	100	5	0,5
Cocina (fogones + horno)	2300	0,75	1,7
Microondas	1200	0,25	0,3
Hervidor	1800	0,25	0,45
Tostadora	1200	0,25	0,3
Batidora	200	0,25	0,05
Lavavajillas	1300	1	1,3
Aspiradora	1800	0,25	0,43
Plancha	1000	0,25	0,24
Máquina de coser	80	0,25	0,02
Lavadora	2000	1	2
Secadora	1000	4	4
Radio	5	3	0,015
Reproductor de DVD	15	2	0,03
Amplificador	100	2	0,2
Televisor (70 cm diagonal)	100	4	0,4
Receptor de satélite	18	3	0,054
Equipo de video	20	1	0,02
Ordenador	250	2	0,5
Equipo de fax térmico	10	0,25	0,0025
Impresora láser	100	2	0,2
Aire acondicionado (habitación)	3000	2	6
Secadora de pelo	1000	0,25	0,25
Afeitadora	15	0,25	0,0038

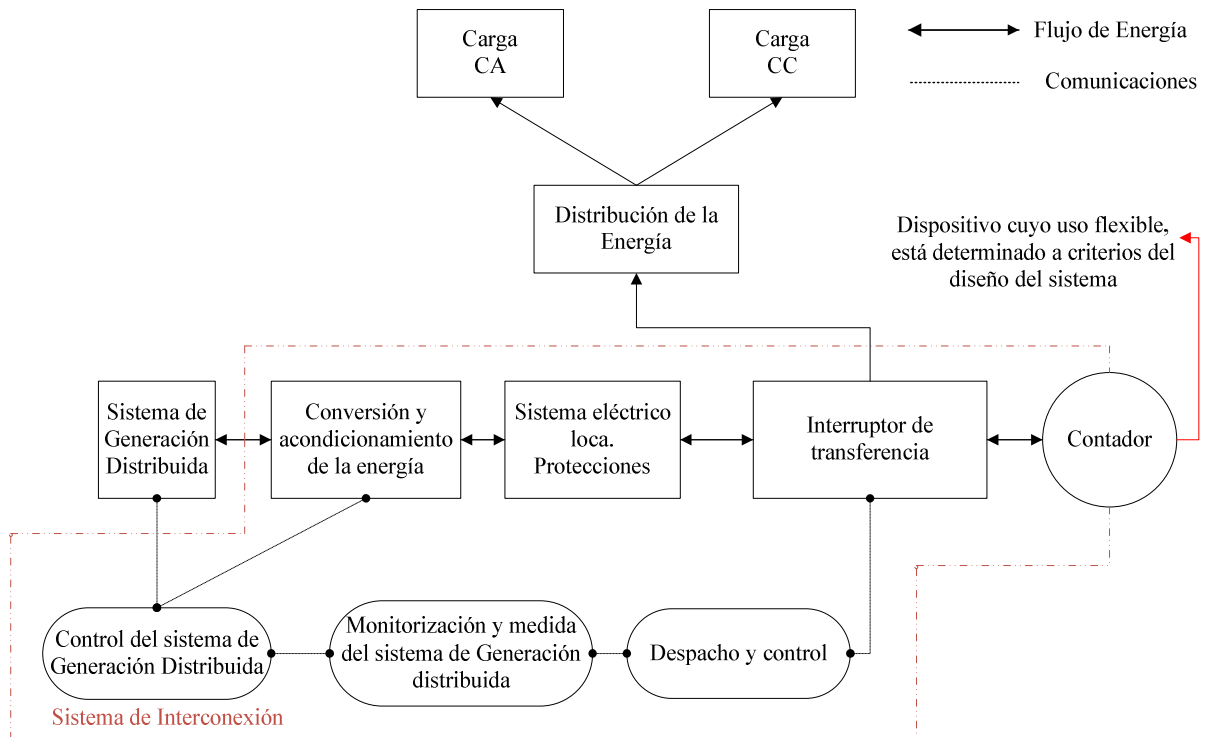
**Tabla 1.3** “Resumen de cargas estándar”

**Fuente:** Norma parte A – Empresa Eléctrica Quito

Además de estos aspectos técnicos, se deben tener en cuenta también aspectos culturales, sociales, económicos y financieros. Por lo tanto, un sistema aislado se define como una fuente de alimentación independiente y es la alternativa ideal y en ocasiones hasta ecológica (uso de energías renovables) para los lugares aislados y sin red eléctrica para suministro de energía.

### 1.3.2.1 Arquitectura y componentes

Al ser un sistema eléctrico aislado a la red, presenta una arquitectura y componentes muy similares al anteriormente citado, omitiendo ciertos dispositivos y comunicaciones que sólo son indispensables en los sistemas conectados a la red, la arquitectura y los componentes de este tipo de sistemas se presentan en la figura 1.7 y en la tabla 1.4 respectivamente.



**Figura 1.7** “Arquitectura – sistema aislado a la red”

**Fuente:** Suministro de Electricidad en Redes Aisladas y de Respaldo – SMA Solar Technology AG

SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	GENERADOR DISTRIBUIDO Y EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO
<p><b>Conversión y acondicionamiento de la energía</b></p>	<p><b>Inversión:</b> Dispositivo electrónico que se utiliza para convertir la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Se utiliza cuando la fuente de GD es una pila de combustible, un panel fotovoltaico o una microturbina. <b>Transformador:</b> dispositivo eléctrico que se utiliza en líneas de CA para transformar la energía de un nivel de tensión a otro y/o proporcionar aislamiento eléctrico. Debe tener baja distorsión armónica, resistencia a potencias punta y posibilidad de conectarse en paralelo.</p>

<b>SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA</b>	<b>GENERADOR DISTRIBUIDO Y EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO</b>
<b>Control del sistema de GD</b>	Dispositivo que controla la unidad de GD y proporciona un interfaz de comunicaciones, gestión de la energía, monitorización y medida.
<b>Distribución de la energía</b>	Panel que contiene interruptores, interruptores automáticos, fusibles y/o dispositivos automáticos de control de sobrecargas. Todo esto conecta la unidad de GD con la canalización eléctrica de la instalación, proporcionando seguridad personal y protección a los equipos. <b>Carga CA:</b> son los dispositivos que consumen CA. <b>Carga CC:</b> equipos que consumen CC.
<b>Sistema eléctrico local</b>	Conjunto de canalizaciones eléctricas de la instalación, paneles y componentes que constituyen la unidad de GD
<b>Protecciones del sistema eléctrico local</b>	Dispositivos eléctricos diseñados para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
<b>Interruptor/Conmutador de transferencia</b>	Equipo de actuación automática para transferir cargas de un generador a otro. Puede ser: <b>Automático</b> o <b>Estático</b>
<b>Contador</b>	Dispositivo que mide y registra la energía generada. No será necesario en instalaciones aisladas, debido a que en este tipo de sistema cumple una única función y su utilización queda determinada a criterios del diseñador del sistema.
<b>Despacho y control</b>	Dispositivos y equipos de comunicación que interactúan con el sistema de GD y lo gestionan.
<b>Monitorización y medida del sistema de GD</b>	Dispositivos que monitoriza y mide varias funciones del sistema de GD.

**Tabla 1.4** “Componentes del sistema aislado a la red”.  
**Elaborado por** Milton Chuqui,

## 1.4 Tecnologías de generación distribuida

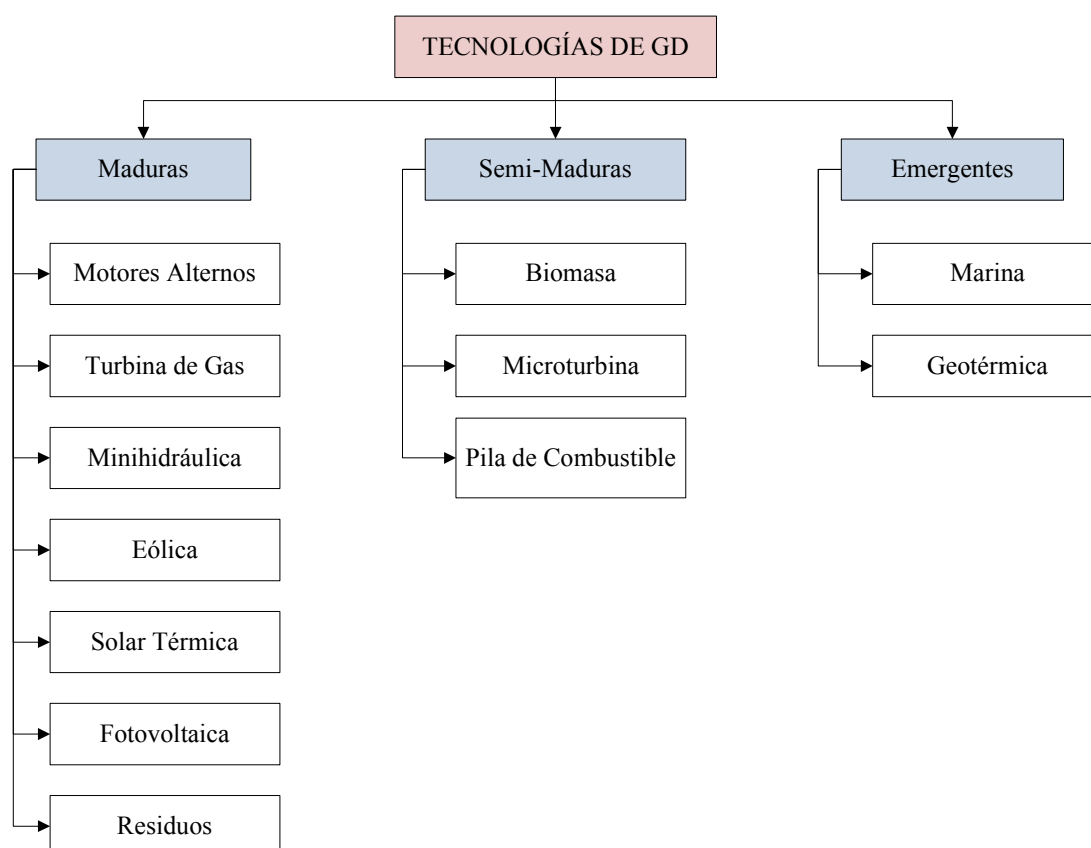
La generación distribuida es un campo de actuación prometedor en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para cubrir la demanda de energía eléctrica. Algunas fuentes de generación distribuida son novedosas y aun se mantienen en desarrollo, mientras que otras son tecnologías ya maduras y muy afianzadas en el mercado. “*Algunas son reconocidas por diferentes nombres como generadores de respaldo (back-up generators), o generación en sitio (on-site power)*”<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> F. M. González, “Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia”, I Seminario de Ingeniería Eléctrica, UNEXPO, Puerto Ordaz, Venezuela, pp 1, 2004.

Las fuentes de generación distribuida pueden ser agrupadas en función a varios puntos de vista. Un criterio es en función a su agresividad al medio ambiente y a la energía primaria que utilicen, estas tecnologías se pueden clasificar en: fuentes convencionales o tradicionales y no convencionales o alternativas [6].

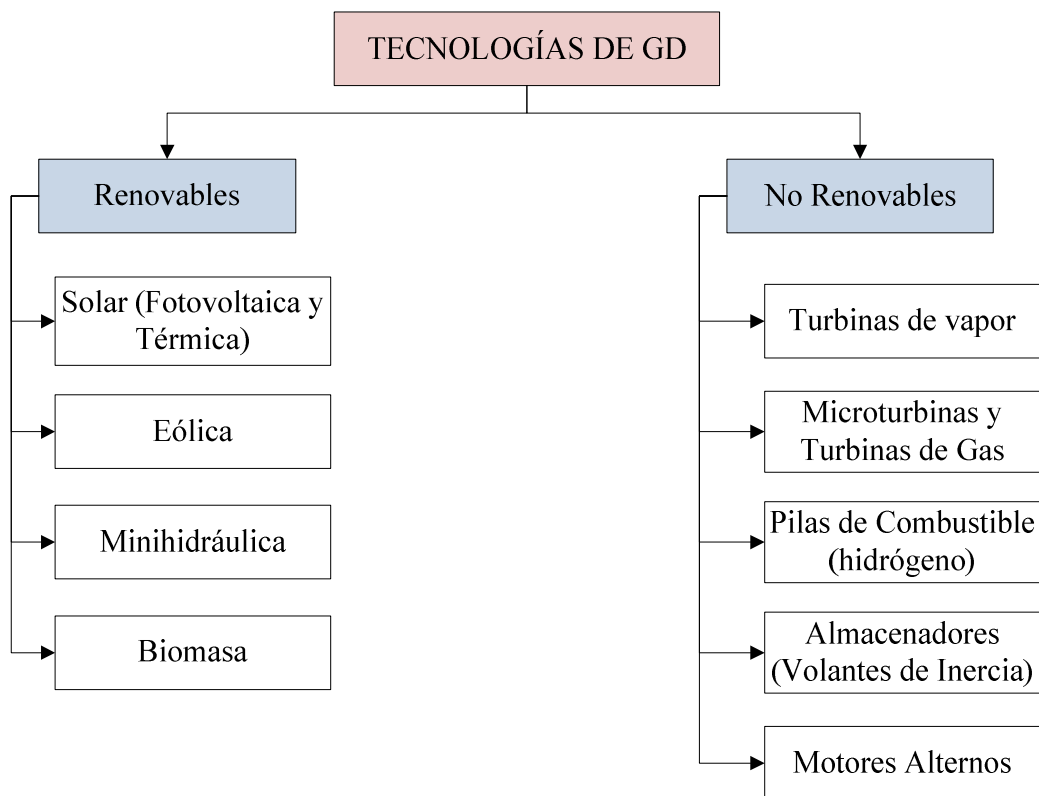
El primer grupo comprende aquellas tecnologías que utilizan como energía primaria combustibles fósiles, impulsando a microturbinas que dan respaldo al sistema, mientras que las segundas se refieren a la energía renovable, como la microhidráulica, geotérmica, biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas.

A continuación se presentan las figuras 1.8 y 1.9, donde se describe las clasificaciones de las tecnologías denominadas maduras para el caso de la primera figura; y de las tecnologías agrupadas como renovables y no renovables para el caso de la segunda figura mencionada.



**Figura 1.8** “Tecnologías de generación distribuida (maduras, semimaduras y emergentes)”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui





**Figura 1.9** “Tecnologías de generación distribuida (renovables y no renovables)”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

La tabla 1.5, muestra un resumen de las características más importantes de las tecnologías de generación consideradas maduras y semi-maduras.

TECNOLOGÍAS	ENERGÍA PRIMARIA	POTENCIA (MW)	RENDIMIENTO ELÉCTRICO* (%)	COSTE INVERSIÓN** (\$/kW)	DISPONIBILIDAD COMERCIAL
<b>Motor Alternativo</b>	Gas natural, diesel, biogás, propano	0,08 - 20	28 - 42% (gas natural) 30 - 50% (diesel) 80 - 85% (cogeneración)	654,78 - 1178,604	Actual
<b>Turbina de Gas</b>	Gas natural, biogás, propano	0,25 - 500	25 - 60% 70 - 90% (cogeneración)	785,736 - 1833,384	Actual
<b>Minihidráulica</b>	Agua	0,01 - 10	80 - 90%	1309,56 - 2357,208	Actual
<b>Eólica</b>	Viento	0,005 - 5	43%	1440,516 - 2226,252	Actual
<b>Solar Térmica***</b>	Sol	0,0002 - 200	13 - 21%	4583,46 - 10476,48	Actual
<b>Fotovoltaica</b>	Sol	0,001 - 0,1	14%	6547,8 - 9166,92	Actual
<b>Biomasa</b>	Biomasa		32%	1964,34 - 3273,9	Actual

TECNOLOGÍAS	ENERGÍA PRIMARIA	POTENCIA (MW)	RENDIMIENTO ELECTRICO* (%)	COSTE INVERSIÓN** (\$/kW)	DISPONIBILIDAD COMERCIAL
<b>Microturbina</b>	Gas natural, hidrógeno, propano, diesel, biogás	0,025 - 0,4	25 - 30% Hasta 85% (cogeneración)	1178,604 - 2619,12	Actual (limitada)
<b>Pila de Combustible</b>	Gas natural, metano, propano, hidrógeno	1 kW - 11 MW	35 - 65% Hasta 85% (cogeneración)	3273,9 - 4845,372	Algunas ya disponibles (PAFC, MCFC, PEMFC, SOFC)

**Tabla 1.5** “Tecnologías de generación”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

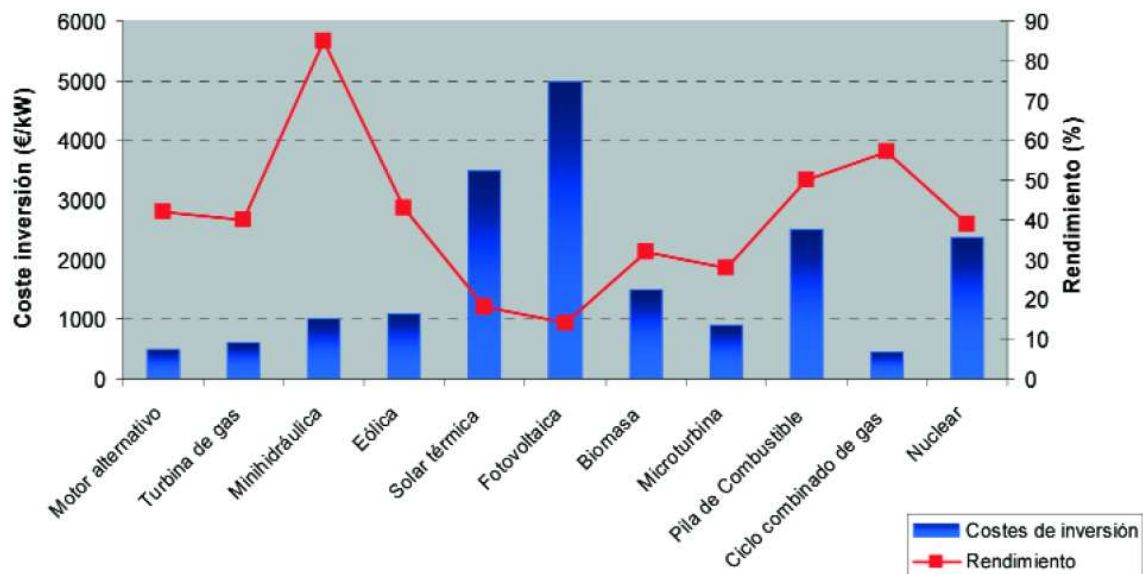
\* “Se considera como rendimiento eléctrico la relación entre energía eléctrica que se genera y la energía primaria aportada”<sup>10</sup>. Esta magnitud tiene más relevancia a la hora de comparar tecnologías de generación en las que la energía primaria aportada no es renovable. Es por ello, que las tecnologías renovables se han marcado con letra cursiva.

\*\* Al ser la fuente un documento español, los costos originales se encuentran en euros, se utilizó la conversión actual (2013, 1 € = \$1,30956).

\*\*\* Dentro de la energía solar térmica se han considerado todos los tipos de sistemas existentes en la actualidad. Esto da lugar a amplios rangos de potencia, rendimiento y costos de inversión (de hasta casi 10500 \$/kW).

La figura 1.10 compara los costos mínimos de inversión y los rendimientos eléctricos medios de las tecnologías de Generación Distribuida más desarrolladas; y de los ciclos combinados de gas y las centrales nucleares, que no entran en la categoría de GD, pero permiten comparar la GD con la generación centralizada.

<sup>10</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 12, Madrid, España, 2007.



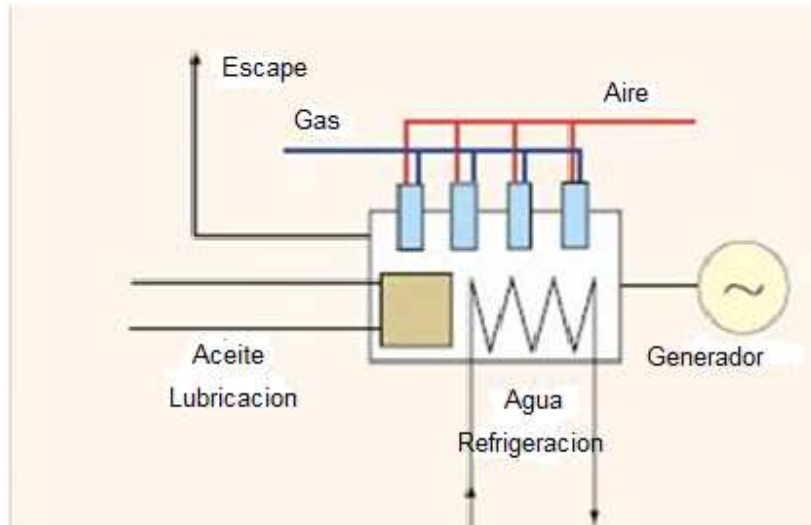
**Figura 1.10** “Comparativa de costos de inversión y rendimientos eléctricos para las diferentes tecnologías de generación”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

### 1.4.1 Motores alternos

Los motores alternos, llamados también recíprocos o motores de combustión interna (IC: internal combustion), son motores en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan a un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro, haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Requieren combustible el cual puede ser aire; y una fuente de combustión para trabajar.

Esta tecnología es la más común y técnicamente más desarrollada al ser utilizada como fuente de generación distribuida. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración, en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil [2].



**Figura 1.11** “Motor diesel de gascor”  
Fuente: Guascor

Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas; y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural.

Los motores IC se pueden clasificar en función de diferentes aspectos. Dependiendo del encendido se agrupan en dos categorías:

- **Motores de encendido provocado o por chispa;** aquellos en el que la combustión se inicia mediante una chispa, típicamente emplean la gasolina o el gas natural como combustible [2], y;
- **Motores de encendido por compresión;** de rendimiento superior por aprovechar mejor el combustible, generalmente utilizan diesel como combustible [2].

En función del ciclo, los motores pueden funcionar en cuatro (cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal) o dos (dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal) tiempos.

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante normalmente utilizado es el agua, el cual permite disipar el calor por un radiador, o el aire, utilizando un ventilador que es empleado sobre todo en motores de pequeña potencia [2].

*“Los motores IC comercialmente disponibles están en un rango de potencias de 0.5 kW a 6.5 MW”<sup>11</sup>*. Presentan un bajo costo de capital, fácil instalación, proveen confiabilidad, facilidad de seguimiento de la carga y la posibilidad de recuperación de calor, pudiendo operar con combustible generado por tratamiento de desechos (metano) y otros bio-combustibles (biofuel) [6]. Las posibilidades de aplicación de estos motores incluyen:

- Generación primaria o continua
- Generación de respaldo
- Generación remota
- Generación en stand-by

#### **1.4.1.1 Ventajas**

Al ser la tecnología más común y madura dentro de las tecnologías disponibles de GD, presenta las siguientes ventajas [7]:

- El costo de las unidades es el menor con relación a cualquier otra tecnología de GD.
- Eficiencia de conversión eléctrica relativamente alta.
- Posibilita la cogeneración térmica o eléctrica.
- Permite una rápida instalación.
- Presenta una excelente modularidad, casi cualquier edificación relacionada con la carga puede estar bien ligada (rango de kW a MW).

---

<sup>11</sup> W. Almeida, “Generación Distribuida y su Potencial Aplicación en el Ecuador”, Dirección de Operaciones, CENACE, pp. 84, Quito, Ecuador.

### 1.4.1.2 Desventajas

Los motores IC presentan las siguientes desventajas [7]:

- Los costos de mantenimiento representan los más elevados con relación a las demás tecnologías de GD, además que necesitan un mantenimiento frecuente.
- Los motores principalmente a diesel y gasolina producen niveles altos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Su funcionamiento supone un nivel de ruido excesivo, que generalmente sobrepasa los 70 dB.

### 1.4.2 Turbina de gas

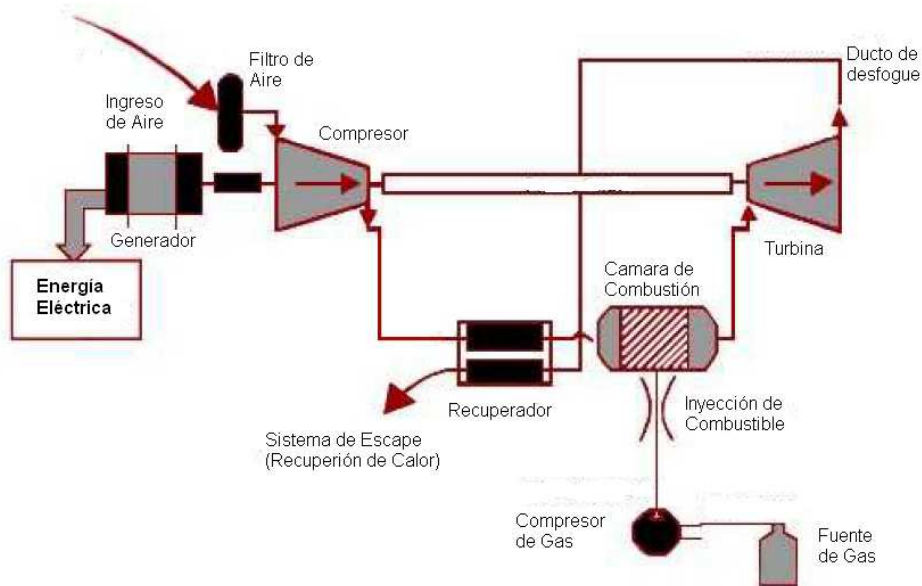
Las turbinas son generadores de electricidad que queman combustible para crear una rotación de alta velocidad en un generador de electricidad. *“La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante”*<sup>12</sup>.

El combustible suele ser gas natural, aunque pueden emplear GLP u otros gases, los gases de combustión tiene una temperatura de 600 °C, por esta razón se pueden utilizar de forma directa para el calentamiento de procesos, o de forma indirecta para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente [8].

Básicamente consta de un compresor, una cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha, estas máquinas generalmente rotan sobre los 4000 rpm, empleando rodamientos en aceite o aire y pueden ser clasificadas según el arreglo físico de sus componentes [6]:

---

<sup>12</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 15, Madrid, España, 2007.



**Figura 1.12** “Esquema de una turbina de gas”

**Fuente:** Informe de Recursos Energéticos Distribuidos – Universidad Politécnica de Cartagena

- Según el número de ejes:
  - Eje sencillo, y;
  - Eje partido.
- Según el ciclo de calor empleado:
  - Ciclo simple, y ;
  - Ciclo combinado.

Se utilizan en diferentes configuraciones de acuerdo a su arreglo físico, como:

- **Ciclo simple**, cuando la turbina produce solo electricidad,
- **Cogeneración**, cuando se añade un recuperador de calor a la turbina de ciclo simple, con lo cual se logra obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape, y;
- **Ciclo combinado**, cuando se añade una turbina de vapor la cual aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica [2].

Aunque la configuración con un solo eje es el diseño más común, debido a que es simple y su construcción implica un menor costo de inversión. Por su parte las turbinas en configuración ciclo simple tienen un costo inferior, la confiabilidad más alta y para aplicaciones de cogeneración es posible obtener más calor con relación a las turbinas en

configuración de ciclo combinado, aunque estas últimas poseen un ahorro del 30 – 40% de combustible de precalentamiento [6].

El rango de potencia de las turbinas varía entre 0.25 – 500 kW, con algunas aplicaciones comerciales de entre 1 y 2 MW, su eficiencia bordea el 40% en ciclo simple; y en ciclo combinado varía entre el 40% – 60%; y entre el 70% – 90%, en cogeneración [2].

Para instalaciones menores a 40 MW lo más común es la configuración de ciclo simple, por otro lado para cargas que superan los 5 MW la cogeneración es una configuración muy apropiada para este tipo de demandas y se utiliza comúnmente en sistemas “district heating” o “calefacción colectiva” las cuales son redes de distribución de calor [2].

#### **1.4.2.1 Ventajas**

Las turbinas de gas ofrecen un sin número de ventajas como por ejemplo [7]:

- El calor residual producto de la generación puede ser aprovechado.
- Permite establecer una red de servicio y mantenimiento.
- Tiene una gran relación peso – potencia.
- Los niveles de emisión de gases de efecto invernadero son bajos.
- Son bastante fiables.
- Pueden emplear combustible residual.
- 

#### **1.4.2.2 Desventajas**

Las desventajas que presentan las turbinas de gas son las siguientes [7]:

- Para cargas parciales su eficiencia es relativamente baja (su rendimiento puede disminuir hasta un 25% a media carga). El rendimiento es bajo cuando se trata exclusivamente del eléctrico.
- Presentan inconvenientes en condiciones ambientales adversos como altas temperaturas o altitud.
- Las prestaciones disminuyen cuanto menor es la potencia instalada.



- Su funcionamiento supone un nivel de ruido excesivo, que generalmente es mayor a los 60 dB.

### 1.4.3 Mini – hidráulica

El principio fundamental de esta tecnología de GD radica en el aprovechamiento de la energía potencial del agua para producir energía eléctrica, la misma que se encuentra almacenada en un embalse o que a su vez proviene de un río, es por consiguiente un combustible renovable y autóctono [9].

*“La energía potencial del agua se transforma en energía cinética en su camino descendiente por las tuberías forzadas. A continuación, se transforma la energía cinética en energía de presión, energía mecánica y, finalmente en energía eléctrica.”<sup>13</sup>*

*“Mini – Hidráulica es el término definido por la UNIDO (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial)”<sup>14</sup>*, la cual considera a esta tecnología como de GD para aquellas centrales mini – hidráulicas cuya potencia máxima instalada es menor a los 10 MW. Definiendo la potencia de instalación como el producto entre el caudal por el salto, considerando que se puede obtener la misma potencia en centrales con saltos pequeños pero con un gran caudal y de igual manera en aquellas que utilizan caudales pequeños pero con saltos grandes, de acuerdo a esto se puede realizar la siguiente clasificación [9]:

- Pico centrales, cuya potencia no excede los 5 kW.
- Micro centrales, cuya potencia supera los 5 kW pero no excede los 100 kW.
- Mini centrales, cuya potencia supera los 100 kW pero no excede el 1 MW, y;
- Pequeñas centrales, cuya potencia supera el 1 MW pero no excede los 10 MW.

---

<sup>13</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 16, Madrid, España, 2007.

<sup>14</sup> L. Tecnalía, “Energías Renovables – Generación Distribuida”, Departamento de Innovación y Promoción Económica, pp. 16, España, Septiembre 2006.

Los caudales presentan una variación que va desde 0.4 hasta 200 m<sup>3</sup>/s y los saltos varían desde 3 hasta los 250 metros, aplicando la turbina más apropiada de acuerdo a las necesidades presentes. De igual manera la distancia presente entre la toma de agua y el lugar en el que se restituye de nuevo al cauce no suele ser mayor a un kilómetro [2].

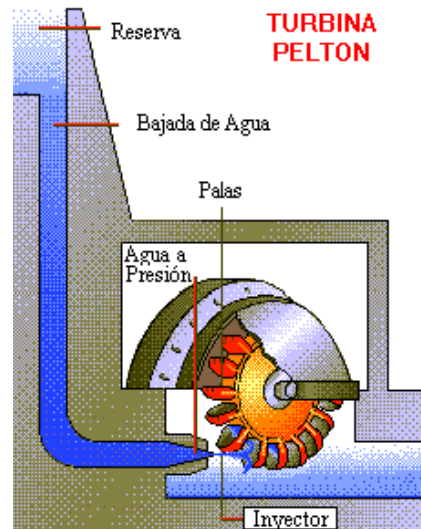
Un tipo de clasificación de este tipo de tecnología de GD, se relaciona con la forma en la que se toma y se acumula el agua, de la siguiente manera [2]:

- **Central de agua fluyente o en derivación;** son aquellas en las que por medio de varios canales, parte del agua del río se desvía de su cauce, de esta manera se la devuelve al río aguas abajo. Durante el año el caudal varía en función del régimen hidrológico del curso de agua.
- **Central de embalse o de flujo regulado;** se encuentran situadas aguas abajo de un embalse que es construido en el cauce del río y el cual almacena el agua a utilizarse para la generación de energía eléctrica. Estas centrales pueden estar localizadas al pie del embalse o más distante, para de esta manera mejorar el salto.

Los componentes elementales de una central mini – hidráulica no son diferentes de los empleados en una de gran potencia. La turbina constituye el componente primordial de una central hidráulica, ya que cada turbina presenta su propio rendimiento, dependiendo de la utilización de la misma.

Para este tipo de sistemas se utiliza generalmente turbinas Pelton, sin embargo el mercado ofrece un par de opciones más, las cuales se mencionan a continuación [9]:

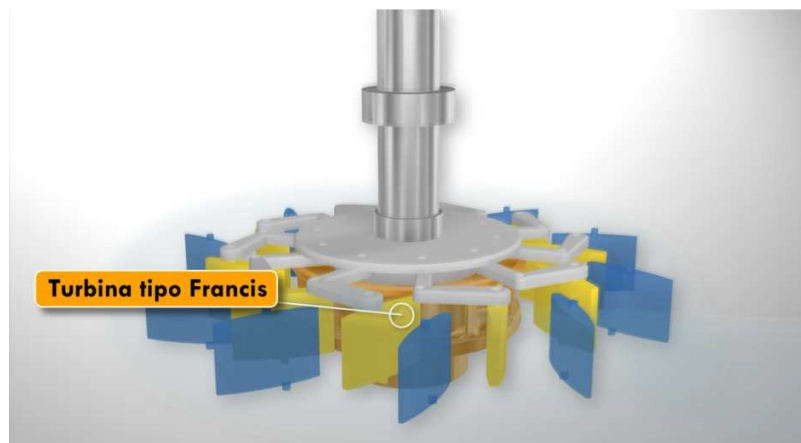
- **Turbina Pelton, de acción o de flujo cruzado,** son aquellas en las cuales la energía de presión del agua se transforma íntegramente en energía cinética en el estator, éstas aprovechan la altura disponible hasta el eje de la turbina. Son recomendables para potencias de entre 400 kW a 110 MW, ocupa poco espacio, no presenta problemas relacionados con la estancamiento ni la cavitación, su rendimiento es óptimo, puesto que aprovecha de mejor manera el potencial de caudales, que generalmente son limitados [2].



**Figura 1.13** “Turbina Pelton”

**Fuente:** Tecnalía, Energías Renovables – Generación Distribuida

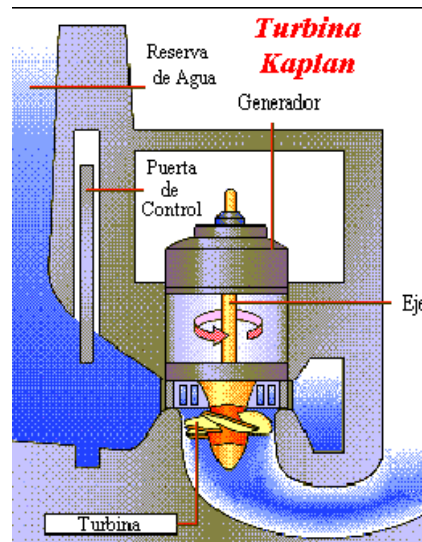
- **Turbina Francis o de reacción**, son aquellas que aprovechan la energía de presión del agua para realizar la transformación en energía cinética, que se produce tanto en la entrada como en la salida, aprovechando la altura disponible hasta el nivel de desagüe. Son recomendables para instalaciones cuya potencia no supera los 100 kW, se las utiliza generalmente en centrales con saltos medianos – pequeños, debido a que su velocidad de rotación es alta. Sin embargo, presenta problemas de estanqueidad, cavitación y de fricción y desgaste [9].



**Figura 1.14** “Turbina Francis”

**Fuente:** Tecnalía, Energías Renovables – Generación Distribuida

- **Turbina Kaplan o de reacción**, así como con las turbinas Francis, la transformación en energía cinética se la realiza tanto en la entrada como en la salida. Se utilizan para potencias que van desde los 50 kW a 600 MW, son de hélice con álabes ajustables, lo que permite obtener el mayor provecho del agua que es turbinada [2].



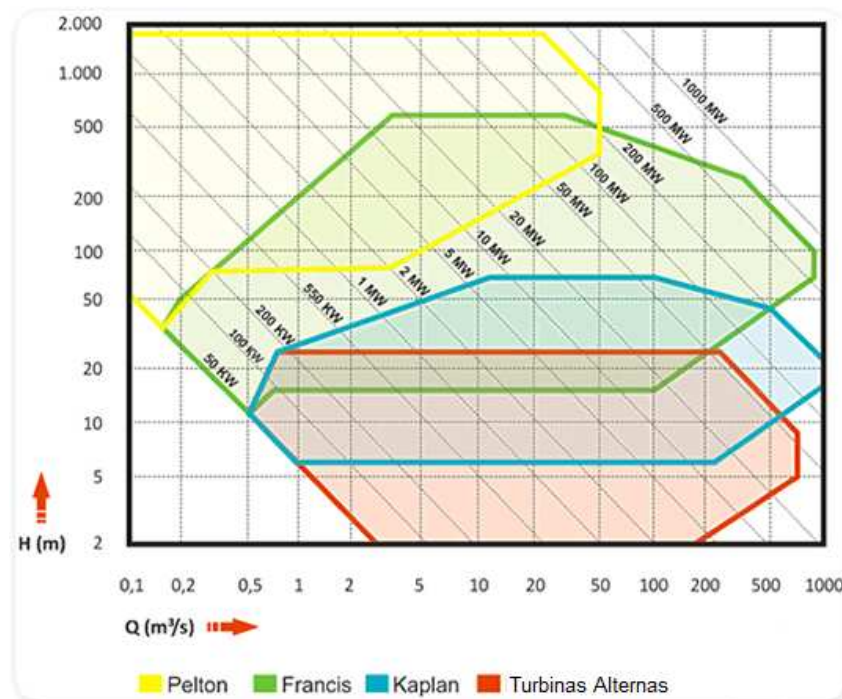
**Figura 1.15** “Turbina Kaplan”

**Fuente:** Tecnalía, Energías Renovables – Generación Distribuida

Para la selección de la turbina apropiada se realizan estudios hidrológicos, los cuales necesitan contar con los siguientes datos:

- Datos de una cantidad considerable de años: secos, húmedos y normales.
- Caudal máximo, caudal semipermanente, caudal mínimo.
- En ocasiones influye la topografía del terreno.

La figura 1.16 detalla el rango de saltos y de caudales para cada tipo de turbina, permitiendo así su máximo aprovechamiento energético. Para centrales con grandes saltos generalmente se emplea la turbina Pelton, mientras que para saltos medianos comprendidos entre 30 y 550 metros se emplea la Francis y para saltos menores a los 70 metros, pero con grandes caudales la más recomendable es la Kaplan.



**Figura 1.16** “Saltos y caudales óptimos según el tipo de turbina”  
**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

### 1.4.3.1 Ventajas

Las ventajas que presenta este tipo de tecnología de GD son las siguientes:

- Bajo costo y mínimo mantenimiento.
- No emite gases contaminantes debido a que su combustible es el agua.
- Su utilización es paralela a otros usos del agua como el riego, industria, entre otros.

### 1.4.3.2 Desventajas

Debido a que su construcción conlleva varios estudios y la utilización de recursos presentes en la naturaleza, ésta tecnología presenta los siguientes inconvenientes:

- Alto costo de construcción.
- Riesgo de inundación por rotura de la presa.
- Cambios en los ecosistemas, problemas con la flora y fauna del lugar.

#### 1.4.4 Eólica

Esta tecnología de GD tiene como fuente primaria de energía al viento, el cual se produce por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efectos del sol, el mismo que actúa sobre las aspas del aerogenerador, *“la energía cinética del viento se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje”*<sup>15</sup>, para finalmente transformar esta energía mecánica en energía eléctrica mediante un generador.

Las zonas más convenientes para la colocación de generadores eólicos son las regiones costeras y las amplias llanuras, donde los vientos soplan regularmente, puesto que es necesario que la velocidad del viento sea de alrededor de 30 km/h.

En la actualidad los aerogeneradores son de eje horizontal, ya que es necesario una orientación continua de su eje, debido a que deben mantenerse paralelo a la dirección del viento y sus aspas estar de cara al viento permanentemente [9].

La estructura de un aerogenerador es la siguiente, ver figura 1.17:

- **Cimentación y torre**, los cuales deben estar en la capacidad de soportar las aspas y la fuerza a la cual están sometidas, la altura estará en función del diámetro de las aspas y además debe ser la suficiente para evitar la baja velocidad del viento presente en la superficie del suelo [9].
- **Góndola**, se encuentra en el extremo de la torre y la cual consta de:
  - Tren de potencia, consta del eje del rotor y una caja multiplicadora.
  - Maquinaria eléctrica: generador eléctrico, controles, accionamientos y máquinas auxiliares.
  - Sistema de control, lleva a cabo diferentes funciones para garantizar un rendimiento y una seguridad máxima para el usuario.
- **Buje**, localizado en el exterior, es el componente de unión de las palas.

---

<sup>15</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 18, Madrid, España, 2007.



#### **1.4.4.1 Ventajas**

De entre las ventajas que presenta esta tecnología de GD se pueden mencionar las siguientes:

- Energía no contaminante debido a que su combustible es el viento.
- Requiere un mantenimiento mínimo.
- Presenta gran competitividad con respecto a las energías tradicionales.
- Fácil montaje y desmantelamiento de un parque eólico.

#### **1.4.4.2 Desventajas**

Las desventajas que se pueden enumerar son las siguientes:

- La generación de potencia es variable.
- Provocan un impacto visual o paisajístico.
- Impacto ambiental debido al ruido y modificación del suelo por instalación de los aerogeneradores.
- Afectación de la fauna circundante a la localización de los aerogeneradores.

#### **1.4.5 Solar térmica**

Este tipo de tecnología de GD se basa en la utilización de la energía proveniente de la radiación solar, la cual mediante un ciclo termodinámico convencional es transformada en calor y posteriormente transferida a un fluido que normalmente es el agua, lo cual permite producir la potencia necesaria para mover un alternador para generar energía eléctrica como en una central térmica clásica [8].

Es preciso concentrar la radiación solar para alcanzar temperaturas que permitan obtener un rendimiento aceptable, las cuales serían desde los 300 °C hasta los 1000 °C, temperaturas menores a estos niveles supondría un rendimiento deficiente, para lo cual la captación y concentración de los rayos solares se lo hace por medio de espejos con



orientación automática, para de esta manera aprovechar la mayor cantidad de tiempo la radiación emitida por el sol.

Según la temperatura que alcanza el fluido se distinguen tres tipos de sistemas: “*de baja (captadores planos y captadores con tubo de vacío, ver figuras 1.18 y 1.19 respectivamente), media (espejo cilindro-parabólico) y alta temperatura (discos parabólicos y centrales de torre)*”<sup>16</sup>. Para GD se reconoce los sistemas de baja temperatura y los discos parabólicos, pues para los casos restantes las potencias de generación superan los 10MW y no están situados cerca de los puntos de consumo.

Los sistemas de baja temperatura son utilizados en aplicaciones tales como calefacción, climatización de piscinas, agua caliente sanitaria (ACS), etc. Los receptores más comunes son los captadores planos vidriados y los captadores con tubo vacío. Con estos últimos se pueden alcanzar temperaturas más altas, sin embargo, los más utilizados son los captadores planos, debido a que consiguen considerables aumentos de temperatura a un costo reducido[2].



**Figura 1.18** “Esquema de captador plano”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

<sup>16</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 20, Madrid, España, 2007.

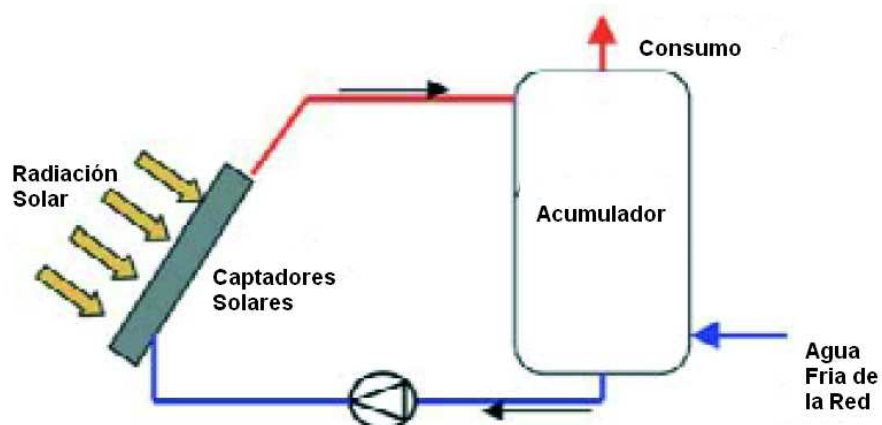
de vacío



**Figura 1.19** “Captador de tubos de vacío”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

La figura 1.20 presenta los componentes que constituyen un captador plano, el cual consta de una placa absorbente, cuyo material puede ser cromo negro, un aislamiento térmico, un fluido portador del calor, un sistema de conducción del fluido y un tanque de almacenamiento térmico aislado.



**Figura 1.20** “Componentes de un captador plano”

**Fuente:** Tecnalía, Energías Renovables – Generación Distribuida

Actualmente la energía solar térmica se la usa tanto para la producción de agua caliente sanitaria y para la calefacción (hogares y edificaciones), así como también para la

producción de frío, lo cual se presenta como una alternativa para los sistemas de refrigeración de alto consumo energético.

#### **1.4.5.1 Ventajas**

El generar mediante energía térmica, sin que exista un proceso de combustión, tiene las siguientes ventajas:

- Presenta un índice nulo de emisiones de gases contaminantes.
- Disminución de pérdidas debido a que estos sistemas se deben localizar cerca de los centro de consumo.
- Utilización alterna del fluido portador del calor para la producción del agua caliente sanitaria.

#### **1.4.5.2 Desventajas**

Los principales inconvenientes a los que está expuesta la producción de energía solar son los siguientes:

- Debido a las altas temperaturas alcanzadas por lo materiales, esta tecnología presenta problemas de duración y fiabilidad.
- Impacto visual.
- Dependencia del clima ya que la energía está sometida a ciclos (día – noche) y estacionales (invierno – verano).

#### **1.4.6 Solar fotovoltaica**

Esta tecnología de GD aprovecha la radiación producida por el sol para generar energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar mediante un material semiconductor, que componen las células fotovoltaicas, las mismas que al recibir la radiación solar se

estimulan y generan saltos electrónicos, generando diferencias de potencial en sus extremos. La adaptación en serie de estas células permite obtener voltajes en corriente continua, la misma que se puede transformar en corriente alterna y puede ser inyectada a la red [2].

Para aquellos casos donde la demanda es reducida, y sobre todo difícil de atender por su localización distante de la red de distribución, este tipo de tecnología es la más óptima para solucionar estos inconvenientes. Los nuevos materiales de fabricación de las células fotovoltaicas presentan la posibilidad de conseguir importantes reducciones en el precio de los paneles, lo que permitiría un uso más generalizado.

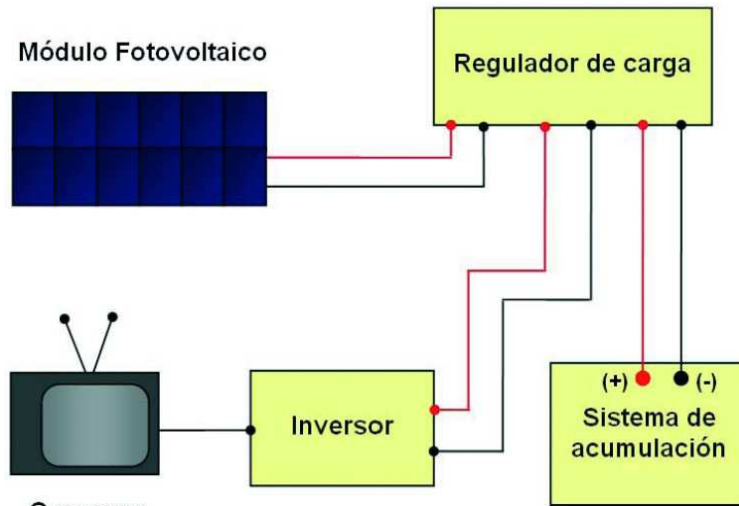
Un sistema fotovoltaico básicamente se compone de [9]:

- **Sistema de generación**, consiste de paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas, de material semiconductor y conectadas entre sí. Debido a razones de eficiencia las células fotovoltaicas más empleadas están fabricadas en silicio monocristalino (rendimiento de entre el 15 al 17%), aunque el mercado ofrece otros tipos de semiconductores como el “*silicio policristalino (rendimiento de entre el 12 al 14%), o el silicio amorfo (de un rendimiento inferior al 10%)*”<sup>17</sup>.
- **Sistema de regulación de carga**, vinculado al sistema de acumulación de energía, controla la carga y descarga de las baterías, brindando protección frente a la sobrecarga o sobredescarga [2].
- **Sistema de acumulación**, es un componente opcional para aquellos sistemas conectados a una red de distribución. Generalmente se emplean baterías, las cuales se encargan de proporcionar energía en horas de baja o nula insolación, almacenar el excedente de energía y satisfacer picos instantáneos de demanda.
- **Sistema de interconexión**, se compone de un inversor DC – AC el cual debe tener características de baja distorsión armónica, resistencia a potencias punta y posibilidad de conectar en paralelo, un contador el cual registra la

---

<sup>17</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pp. 23, Madrid, España, 2007.

energía suministrada por la red, la suministrada a la red y la energía generada; y protecciones que consta de fusibles, termomagnéticos, interruptor diferencial, sistemas de puesta a tierra y de protección contra sobretensiones y rayos, se trata de un sistema que está presente únicamente en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.



**Figura 1.21** “Esquema básico de conexión de un sistema fotovoltaico aislado”  
**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

#### 1.4.6.1 Ventajas

Desde el punto de vista medioambiental, este tipo de energía se comporta de forma similar a la energía solar térmica y presenta las siguientes ventajas:

- No contamina
- El mantenimiento es mínimo.
- Muy útil en países en vías de desarrollo sin infraestructura eléctrica.
- Elevada vida útil.
- Según la Regulación N° CONELEC-004/11 la energía fotovoltaica es la que supone mayor beneficio al momento de vender excedentes, ya que el costo referente de generación bajo esta tecnología es de 40.03 cUSD/ kWh.

### 1.4.6.2 Desventajas

Al ser una energía dependiente del clima y de las estaciones presenta los siguientes inconvenientes:

- En pequeñas instalaciones puede originar un problema visual.
- Alto costo de sus componentes, principalmente de los paneles.
- Es la energía con mayor costo de generación por kW generado.
- Presenta un deficiente rendimiento energético cuando las condiciones ambientales no son óptimas, además que la energía que obtenemos es mínima en relación con la cantidad de radiación que se recibe.

### 1.4.7 Biomasa y residuos energéticamente valorizables

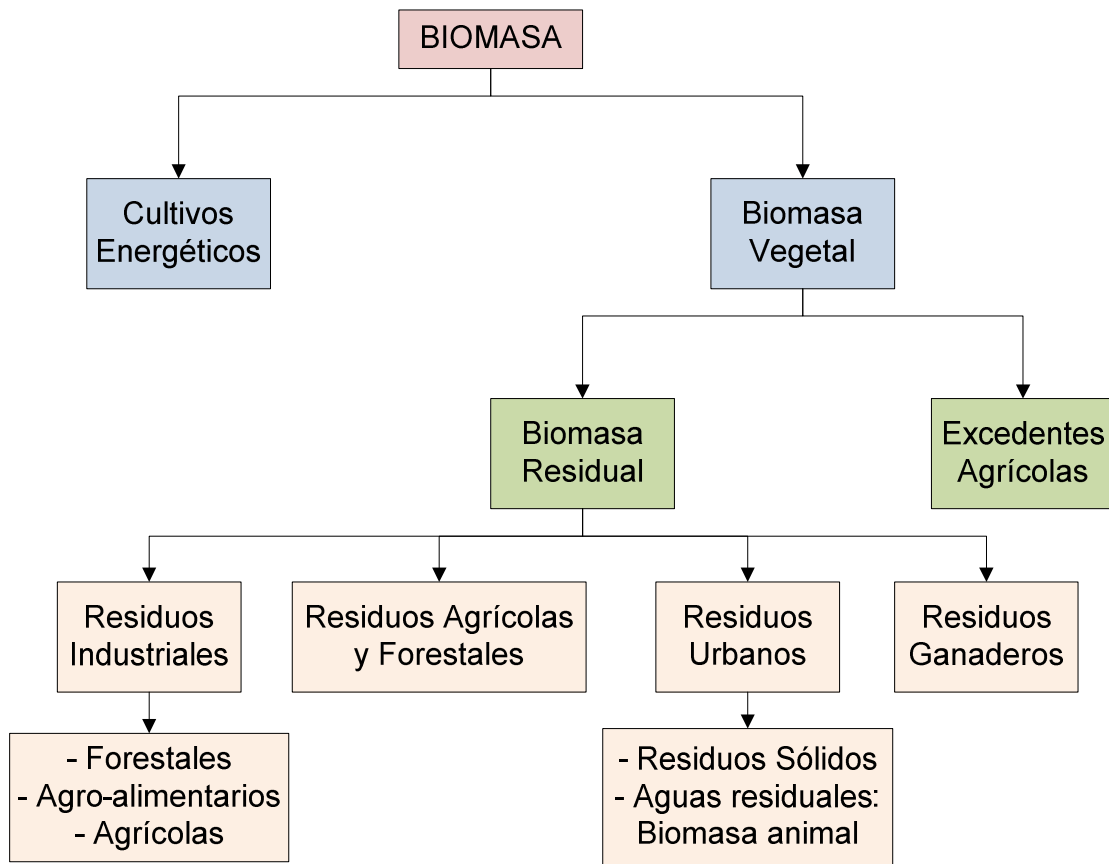
*“Se denomina biomasa a toda aquella materia orgánica cuyo origen está en un proceso biológico y a los procesos de reciente transformación de esta materia que se produzcan de forma natural o artificial, excluyendo por tanto, de este grupo a los combustibles fósiles, cuya formación tuvo lugar hace millones de años”<sup>18</sup>.*

Esta materia está constituida básicamente por carbono e hidrógeno y debido a la producción de la fotosíntesis, la energía química de la materia orgánica puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o combustible mediante diversos procesos.

Con relación a la generación de energía eléctrica, junto a la biomasa se pueden considerar una variedad de residuos industriales, y según su origen se los puede clasificar en dos grandes grupos, como se explica en la figura 1.22.

---

<sup>18</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pps. 28-29, Madrid, España, 2007.



**Figura 1.22** “Clasificación de la biomasa”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

- **Recursos forestales**, para fines energéticos la biomasa explotada comprende recursos como leña, madera, desechos madereros. Sin embargo, este recurso es considerado como una opción razonable únicamente en poblaciones donde la densidad territorial de dicha demanda, así como también el de la población es baja [9].
- **Desechos agrícolas**, pueden estar compuestos por las podas de los olivos, viñedos y frutales en general, por la paja de los cereales como el trigo, cebada, o por residuos de otros cultivos como el maíz, la caña de azúcar.
- **Desechos de la ganadería**, se reconoce a este grupo aquellos elementos como el purín, estiércol y desechos de mataderos.
- **Cultivos energéticos**, son plantaciones desarrolladas con el único propósito de utilizarlas como fuente de energía, o como materia prima para obtener

biocombustibles. Resulta bastante cuestionable la conveniencia de cultivos con fines netamente energéticos, debido a la competencia que ejercerían con la producción de alimentos y otros productos como la madera [9]. Los cultivos energéticos más comunes son:

- Cultivos tradicionales: caña de azúcar, cereales, remolacha, papa, eucaliptos, sauces.
  - Cultivos poco frecuentes: chumberas, cardos, helechos.
  - Cultivos acuáticos: algas de agua salada.
  - Cultivos para la producción de combustibles: plantas como la palma o el caucho, en general aquellas con un porcentaje elevado de materia leñosa.
- **Residuos urbanos**, son aquellos residuos procedentes de la actividad humana, como los residuos sólidos urbanos o las aguas residuales urbanas. Para poder emplearlos con fines energéticos es necesario su adecuación para utilizarlos en los sistemas convencionales [2], estos procesos de transformación pueden ser:
    - **Físicos**, son aquellos procesos relacionados a las fases de transformación de la biomasa y que actúan directamente sobre la misma, como triturado, astillado, compactado y secado.
    - **Químicos**, se trata de procesos relacionados con la transformación química, los cuales se producen generalmente mediante hidrólisis (proceso que se da lugar en una atmósfera oxidante, de aire u oxígeno, obteniendo calor en forma de gases calientes), pirolisis (descomposición térmica de la biomasa en ausencia total de oxígeno) y gasificación (combustión incompleta de la biomasa en una atmósfera pobre de oxígeno, obteniendo gas combustible) [9].
    - **Biológicos**, proceso que se efectúa mediante la acción directa de microorganismos o de sus enzimas, generalmente llamado fermentación. Son procesos relacionados con la producción de ácidos orgánicos, alcoholes y polímeros, para lo cual la materia prima óptima es aquella biomasa residual con alta concentración de



humedad como los residuos ganaderos y las aguas residuales urbanas.

- **Termoquímicos**, proceso basado en la transformación química de la biomasa, la cual es sometida a altas temperaturas (300 °C -1500 °C) para producir un proceso de secado y evaporación de sus componente volátiles, seguido de reacciones de descomposición de sus moléculas para finalmente obtener los productos finales [2].

De forma general, la producción de energía se la realiza mediante la combustión y obtención de calor, o indirectamente para conseguir biocombustibles por acción de bacterias y procesos químicos. De esta manera se obtiene biogás, que es una mezcla de metano y CO<sub>2</sub>, cuya concentración es del 60% y 40% respectivamente. El etanol se obtiene a partir de la fermentación bacteriana de cereales como remolacha, caña de azúcar o maíz. A partir de la madera y el carbón se logra obtener metanol [9]. Todo esto depende de los tratamientos a los que haya sido expuesta la biomasa, los cuales se presentan en la tabla 1.6.

TIPOS DE BIOMASA	TECNOLOGÍAS			
	Combustión	Gasificación Pirolisis	Fermentación Alcohólica	Digestión Anaeróbica
Forestal	X	X		
Agrícola	X	X	X	
Ganadera				X
Industrial	X			X
Urbana	X			X

**Tabla 1.6** “Tratamientos posibles en función del tipo de biomasa”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

Se trata de una tecnología interesante, ya que favorece el reciclaje de residuos, contribuyendo así a una mayor limpieza de bosques, su potencial evidencia el gran interés en el estudio y desarrollo de tecnologías que permitan un uso eficiente de la misma. Sin embargo, la necesidad de amplios terrenos para cultivo e infraestructura de transporte, son los principales inconvenientes para una utilización masiva.

### **1.4.7.1 Ventajas**

Como ventajas de este tipo de energía se puede enumerar las siguientes:

- Tecnología renovable (siempre que se replanten tantos árboles y plantas como sean utilizadas), limpia y barata.
- Tecnologías simples.
- Suministrada por un sin número de productos.
- Al contrario de las energías eólica y solar, la de la biomasa es fácil de almacenar.
- La energía derivada de la biomasa es renovable indefinidamente.

### **1.4.7.2 Desventajas**

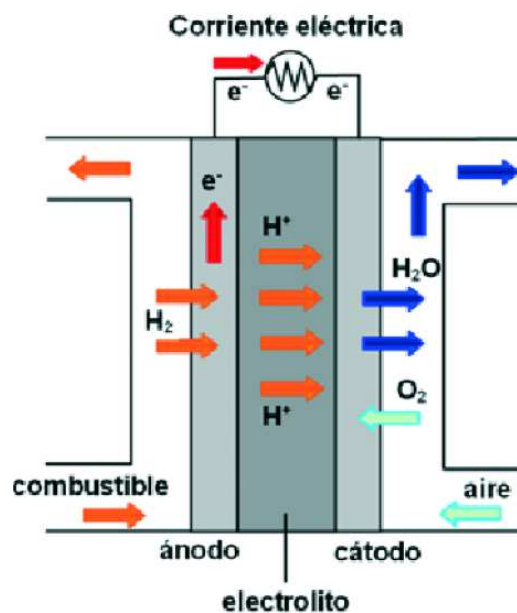
Los inconvenientes de la biomasa como energía renovable son los siguientes:

- Económicamente resulta poco rentable, debido al alto contenido en residuos inutilizables, el transporte de éstos resulta bastante problemático, por esta razón se debe obtener la energía en el mismo lugar donde se obtiene el desecho.
- Para el caso de biocombustibles se deben realizar cambios tecnológicos en los motores, tomando en cuenta además que la eficiencia de éstos es menor.
- Opera con una enorme cantidad de combustible, cualquiera que éste sea.
- Cierta impacto medioambiental, debido a la utilización de extensiones de terreno para el cultivo de la materia prima.

### 1.4.8 Pilas de combustible

“Son dispositivos electroquímicos que transforman la energía química de un combustible rico en hidrógeno en electricidad, agua y calor”<sup>19</sup>. Esta transformación es posible debido a un proceso de electrólisis inversa, inyectando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito.

En el proceso también se producen gases originarios de la extracción del hidrógeno, del gas natural u otros combustibles. Son muy semejantes a una batería común que puede ser recargada mientras ésta entrega potencia, en vez de recargarse usando electricidad, su eficiencia va desde un 35% a un 55% con una potencia de generación desde 1kW hasta 250kW.



**Figura 1.23** “Funcionamiento de una pila de combustible”  
**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

La tabla 1.7 resume los diferentes tipos de pilas existentes en el mercado (las más desarrolladas), tomando en cuenta la clasificación según el tipo de electrolito empleado y la temperatura de trabajo.

<sup>19</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pps. 33, Madrid, España, 2007.

	BAJA TEMPERATURA (60-130 °C)			MEDIA TEMPERATURA (160-220 °C)	ALTA TEMPERATURA (600-1000 °C)	
	AFC (Alcalinas)	PEMFC (Membrana Polimérica)	DMFC (Conversión Directa de Metanol)	PAFC (Ácido Fosfórico)	MCFC (Carbonato Fundido)	SOFC (Óxido Sólido)
<b>TEMPERATURA DE OPERACIÓN [°C]</b>	60 - 90	0 - 80	60 - 130	160 - 220	600 - 700	750 - 1050
<b>TAMAÑO [kW]</b>	1 - 250	1 - 250	1 - 100	100 - 11000	250 - 10000	1 - 10000
<b>EFICIENCIA [%]</b>	45 - 60	40 - 60	32 - 40	35 - 45	45 - 60	50 - 65
<b>APLICACIONES</b>	Militar, espacial, transporte	Cogeneración (residencial, industrial), transporte	Militar, transporte	Cogeneración		

**Tabla 1.7** “Características de la pilas de combustible”  
**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

Las también llamadas celdas de combustible están compuestas por stacks (banco de baterías) de conexión modular, por lo que la potencia de salida (tensión y corriente) resulta flexible en función del número de módulos y las conexiones empleadas [2].

#### 1.4.8.1 Ventajas

De entre las ventajas que presentan las celdas de combustible se pueden mencionar las siguientes:

- Baja emisión de gases contaminantes.
- Presentan un eficiencia relativamente buena, que bordea el 50%.
- Producen un mínimo de ruido, gracias a esto pueden instalarse en sitios como bibliotecas u hospitales.
- La cogeneración térmica o eléctrica es posible en algunos procesos y en edificaciones.
- Elevada vida útil (las del tipo PAFC y SOFC), por encima de las 20000 horas.

### **1.4.8.2 Desventajas**

Los principales inconvenientes a los que se encuentra expuesta esta tecnología son:

- Presentan un elevado costo y la degradación progresiva del electrolito (las del tipo PEMFC y MCFC), por debajo de las 3000 horas, lo que no permite alcanzar una vida útil en función de su rentabilidad.
- De presentarse variaciones de carga son muy poco eficientes a una respuesta instantánea a este tipo de inconvenientes.
- Al ser una tecnología aún en desarrollo, no se encuentran muchas aplicaciones, originalmente están orientadas al sector del transporte.

### **1.4.9 Tecnologías emergentes**

Fuera del grupo anterior de tecnologías, se encuentra otro grupo catalogado como “emergentes”, las cuales ya se están implementando en algunos países en vías de desarrollo, y cuyo combustible proviene de la utilización de la fuerza o los efectos producidos por ciertos eventos naturales, como por ejemplo: la fuerza del océano o el vapor emanado desde el interior de la Tierra.

#### **1.4.9.1 Marina**

Esta tecnología se basa en el aprovechamiento de la energía cinética de las olas producida por la acción del viento, la energía cinética de las corrientes y el desnivel de las mareas y la energía térmica debido a la variación de temperatura presente a diferentes profundidades debido a la irradiación solar [9].

Esta tecnología aún está en vías de desarrollo y debido a los altos costos de instalación en la actualidad resulta muy poco rentable su implementación, aunque países como Francia, Rusia y Noruega, ya son pioneros en la utilización de esta tecnología. Así, los tipos de aprovechamiento energético de la energía del mar son:

- **Energía de las mareas (mareomotriz)**, se basa en el movimiento periódico alternativo para la utilización de la altura del mar. Se obstruye el agua del altamar y en la bajamar se controla la salida del agua, la cual mueve turbinas situadas en distintas zonas de la costa. La energía estimada que se disipa por las mareas bordea los 22000 millones de kWh, del cual la cantidad recuperable es de alrededor de los 200 millones de kWh. Su principal inconveniente es el alto costo de inversión en relación al rendimiento obtenido (bordea el 25%), debido al reducido número de horas en que se puede utilizar [9].
- **Energía de las corrientes marinas**, se basa en el aprovechamiento del flujo de las corrientes marinas con el propósito de generar electricidad. El sistema más utilizado consiste en hacer girar un rotor usando la corriente de manera similar a como lo hacen los aerogeneradores, pero en este caso se usan las denominadas turbinas marinas.
- **Energía de las olas (undimotriz)**, es la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento directo de las olas que son producidas por acción directa del viento. Se trata de un recurso de débil densidad energética. Sin embargo, los sistemas instalados más modernos tienen una potencia de entre 1 y 2 MW, considerados óptimos para abastecer a cargas localizadas cerca de las costas [9].
- **Energía térmica oceánica (maremotérmica)**, aprovecha las diferentes temperaturas presentes entre la superficie y las profundidades para producir energía eléctrica. El agua localizada en la superficie resulta ser el combustible de este sistema, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante, la temperatura mínima aprovechable es de 18 °C, por lo que resultaría eficaz su instalación en zonas próximas al trópico.

### 1.4.9.2 Geotérmica

*“La energía geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor acumulado en rocas o aguas que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la Tierra”<sup>20</sup>. Se extrae la energía térmica de un determinado yacimiento, haciendo circular agua o vapor, conduciendo así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie.*

Existen tres formas de aprovechamiento, dependiendo del nivel térmico del fluido. Los procesos de alta temperatura (150 °C – 400 °C) los cuales se emplean para la generación directa de electricidad. Los de media temperatura (10 °C – 150 °C), se emplean para producir electricidad mediante ciclos binarios con aplicación en procesos industriales. Finalmente los de baja temperatura (por debajo de los 70 °C), se emplean en procesos como calefacción de viviendas, procesos industriales, usos agrícolas y cuando la temperatura bordea entre los 20 °C a 30 °C se usa para producir ACS [2].

En Ecuador, las actividades de exploración geotérmica comenzaron en 1978, a cargo del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). Los primeros resultados se obtuvieron en 1980, seleccionando las áreas de interés geotérmico en dos grupos. Los de alta temperatura, que incluía Tufiño, Chachimbiro y Chalupas; y los de baja temperatura, que incluía Ilaló, Chimborazo y Cuenca [21].

Cabe mencionar que estos posibles proyectos geotérmicos se encuentran en etapa de prefactibilidad o de reconocimiento, sin conocer aún un potencial estimado de generación eléctrica. *“En 2008, el gobierno ecuatoriano puso en marcha una nueva iniciativa de desarrollo geotérmico, y a finales del 2010 las ofertas solicitadas para realizar la exploración de pre-factibilidad en dos de los recursos geotérmicos más prometedores”<sup>21</sup>.*

---

<sup>20</sup> L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, pps. 37, Madrid, España, 2007.

<sup>21</sup> W. Almeida, “Generación Distribuida y su Potencial Aplicación en el Ecuador”, Dirección de Operaciones, CENACE, pp 85, Quito, Ecuador.

## **CAPÍTULO II**

### **ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Dentro de un sistema de GD existen varios componentes a considerar para su implementación, como son los sistemas de almacenamiento energético, cuya aplicación principal es acumular energía para un consumo propio y para venta de excedentes a empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Las aplicaciones de GD son diversas, en virtud que este tipo de generación presenta varias ventajas como: técnicas, tecnológicas, ambientales y económicas. Para lo cual la interconexión resulta fundamental con el fin de obtener el máximo provecho. Es aquí donde la empresa distribuidora juega un rol importante, ya que es ésta quien instaura normas y criterios técnicos para permitirle al usuario acceder a su red eléctrica.

#### **2.1 Sistemas de almacenamiento energético**

La inestabilidad energética, producto de varios factores presentes en las diversas fuentes de GD hace esencial el uso de sistemas de almacenamiento, los cuales permiten disponer de energía de forma continua. Estos sistemas realizan un seguimiento de la demanda por parte de la generación, impidiendo el arranque de grupos térmicos en emergencias breves, estabilizando los imprevistos que presente el suministro y mejorando la planificación de los sistemas de generación [2].

Las tecnologías de almacenamiento energético no generan electricidad, solo permiten suministrar energía eléctrica por cortos periodos de tiempo. Generalmente, estos sistemas son utilizados para corregir el voltaje que se presenta cuando las empresas eléctricas o los consumidores interrumpen el suministro o cargas.

De igual manera, es factible disminuir la demanda máxima y optimizar los recursos, desplazándolo a horas en que el precio sea menor, y también tienen la capacidad para



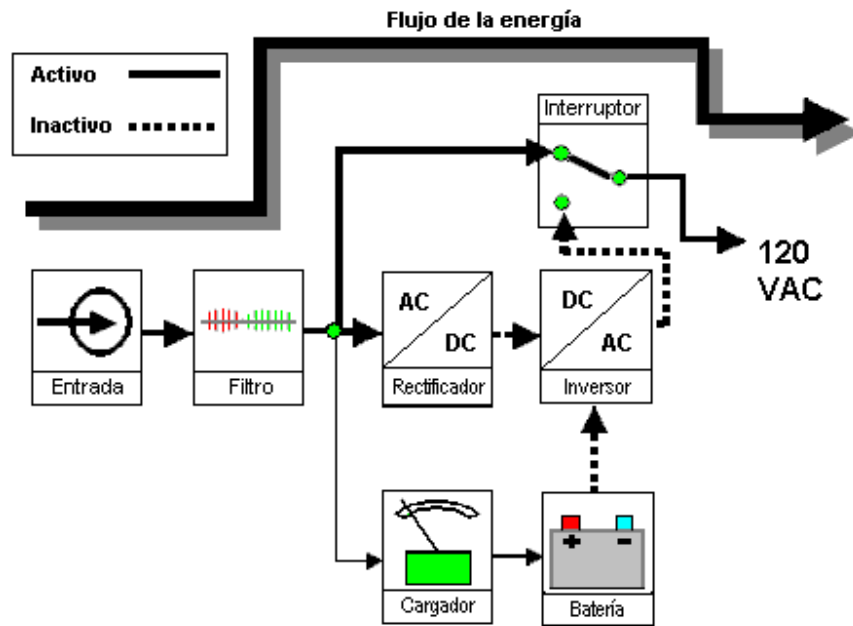
usarse como fuente ininterrumpida de energía (UPS) [6]. Como tal, las tecnologías de almacenamiento de energía se consideran como un recurso de energía distribuida.

Al momento de elegir un sistema de almacenamiento, se debe, tener en cuenta diversos aspectos como:

- Adecuada capacidad de almacenamiento.
- Potencia aportada.
- La respuesta recibida debe ser inmediata, modulada y controlada.
- Suficiente vida útil para recuperar la inversión.
- Reducidos costos de mantenimiento y de sus componentes consumibles.
- Bajo impacto ambiental.

Los sistemas de almacenamiento más comunes presentes en el mercado son:

- **Almacenamiento de energía (battery storage).** Las empresas eléctricas de distribución emplean el almacenamiento de energía en baterías, como una fuente que provee ininterrumpidamente energía eléctrica a las subestaciones; y para arrancar los sistemas de respaldo. Sin embargo, las aplicaciones han evolucionado hasta el punto de almacenar y distribuir energía por un periodo de algunas horas. Las baterías han mejorado su calidad de energía y confiabilidad para consumidores residenciales y comerciales, suministrando un respaldo o nivelación durante una pérdida de energía, siendo las más usadas en este tipo de aplicaciones las de plomo – ácido, aunque están presentes otras más avanzadas de sodio – sulfuro, zinc – bromo y litio – aire.

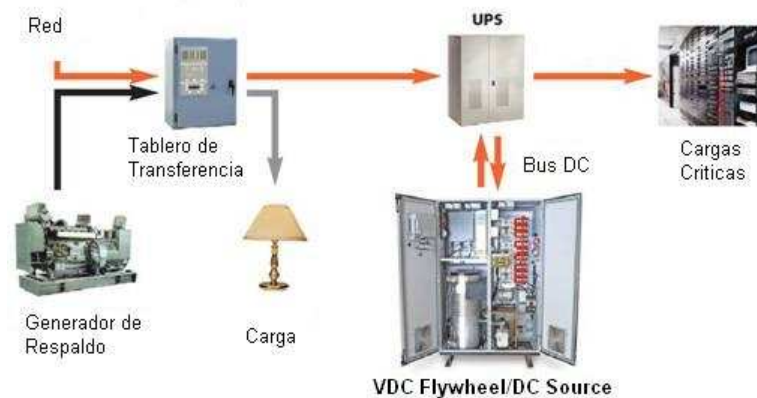


**Figura 2.1** “Sistema de almacenamiento de energía (battery storage)”  
**Fuente:** Energy Store Technologies for Electric Applications, J.I. San Martín; I. Zamora.

- **Volantes (flywheel).** “Es un dispositivo electromecánico que acopla un motor – generador con un sistema para almacenar energía por corta duración”<sup>22</sup>. Generalmente los volantes son cargados y descargados por medio de un motor – generador, el cual controla la energía que provee la red al rotor que gira del volante y la entrega cuando se presenta un corte en el suministro. El generador transforma la energía cinética almacenada en el rotor en energía eléctrica DC, la misma que es entregada a frecuencia y voltaje constantes, a través de un inversor y un sistema de control.

En el periodo de tiempo en el cual se corta el suministro y arrancan los sistemas de respaldo de energía, el volante provee energía, teniendo en cuenta que éstos últimos abastecen durante un lapso de tiempo de 1 a 30 segundos, mientras que los sistemas de respaldo entran en funcionamiento en un tiempo de entre 5 a 20 segundos [6].

<sup>22</sup> F. M. González, “Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia”, I Seminario de Ingeniería Eléctrica, UNEXPO, pp 8, Puerto Ordaz, Venezuela, 2004.



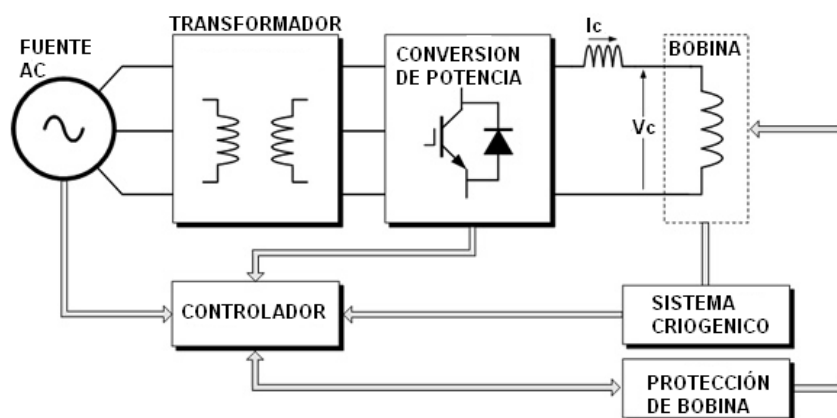
**Figura 2.2** “Sistema de almacenamiento flywheel”

**Fuente:** Energy Store Technologies for Electric Applications, Flywheel System.

- **Superconductores magnéticos de almacenamiento de energía (SMES).**

Almacenan energía en el campo de una bobina magnética con un flujo de corriente continua, la misma que puede ser convertida nuevamente en corriente alterna cuando sea necesario. Un campo magnético se origina debido a la circulación de una corriente DC en una bobina cerrada de cable semiconductor, un interruptor de estado sólido controla el camino de la corriente circulante.

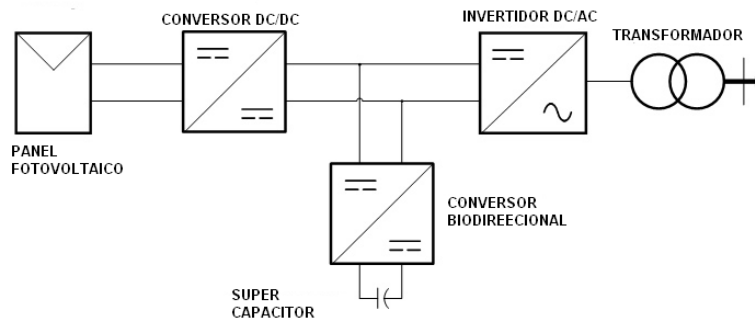
Una apropiada modulación del interruptor permite mantener el voltaje estable para la adecuada operación de un inversor, el cual convierte el voltaje DC en AC [2]. Los sistemas SMES poseen un tamaño considerable y generalmente se usan para una operación de corta duración.



**Figura 2.3** “Sistema de almacenamiento de energía SMES”

**Fuente:** Energy Store Technologies for Electric Applications, Superconducting magnetic energy store system.

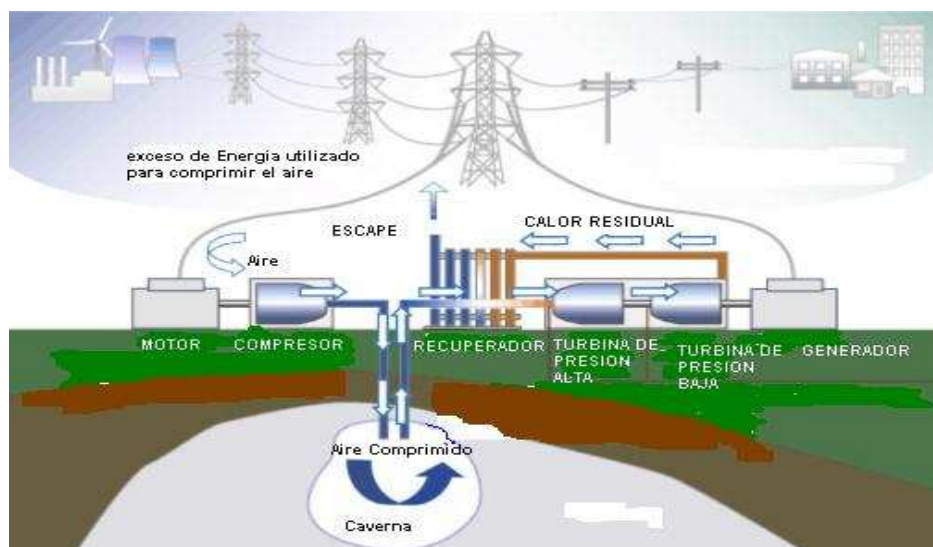
- **Super-capacitor.** Los supercapacitores o también llamados ultracapacitores, son fuentes de energía DC. Deben estar interconectados con la red eléctrica con un acondicionador de potencia estático, entregando una frecuencia de 60 Hz. Un supercapacitor suministra energía durante una interrupción de corta duración.



**Figura 2.4** “Sistema de almacenamiento de energía supercapacitor”

**Fuente:** Energy Store Technologies for Electric Applications, Supercapacitor in a electrical Microgrid.

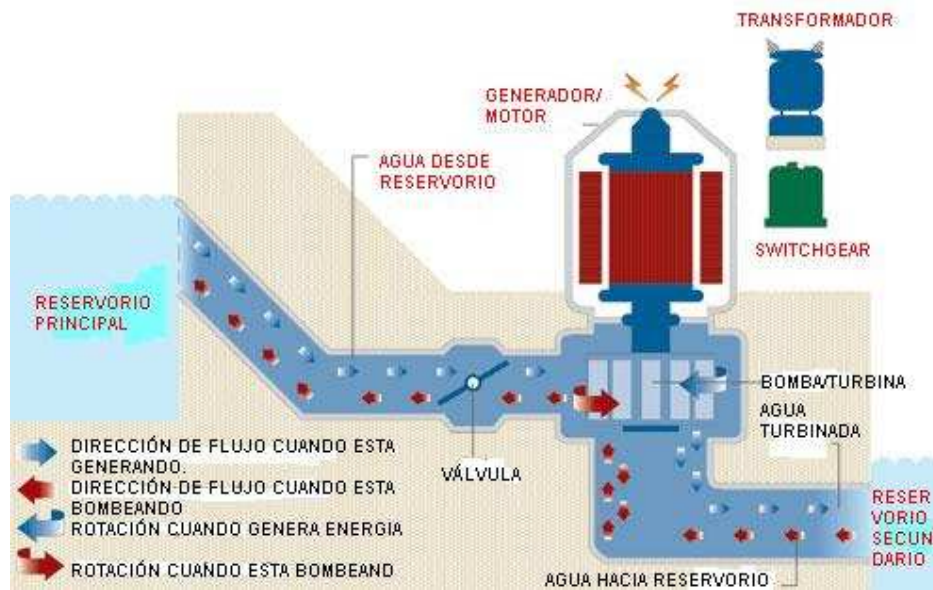
- **Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES).** Es un método por el cual se usa aire presurizado como un medio de almacenamiento de energía. Un compresor es impulsado por un motor eléctrico, el cual es usado para presurizar el depósito de almacenamiento usando la energía fuera de las horas pico, ya que durante estas horas el aire es liberado del depósito mediante una turbina produciendo energía.



**Figura 2.5** “Sistema de almacenamiento de energía CAES”

**Fuente:** Energy Store Technologies for Electric Applications, Possible Configuration CAE System.

- **Sistemas de bombeo (hidrobombeo).** Son sistemas que permiten almacenar energía en forma de energía potencial, para lo cual utiliza dos depósitos de agua situados a distintas alturas. El agua es transportada desde el depósito inferior al superior durante la época de baja demanda de electricidad, mientras que durante las horas pico se deja caer el agua, lo cual permite generar electricidad como una central hidroeléctrica convencional.



**Figura 2.6** “Sistema de almacenamiento por hidrobombeo”

**Fuente:** Energy Store Technologies for Electric Applications, Hybrid wind-power plant.

La tabla 2.1 muestra los puntos fuertes y débiles que presentan los diversos sistemas de almacenamiento energético:

TECNOLOGÍA	MADUREZ	DENSIDAD ENERGÉTICA	VIDA (EN CICLOS)	COSTO-kWh	COSTO kW
<b>Bombeo</b>	Excelente	Deficiente	Excelente	Excelente	Deficiente
<b>Volante</b>	Regular	Regular	Excelente	Bueno	Bueno
<b>Aire a Presión</b>	Buena	Deficiente	Muy Buena	Excelente	Deficiente
<b>Batería Plomo-Ácido</b>	Excelente	Deficiente	Regular	Bueno	Bueno
<b>Batería Niquel-Cadmio</b>	Excelente	Regular	Regular	Bueno	Bueno
<b>Batería Sodio-Azufre</b>	Regular	Buena	Buena	Bueno	Regular
<b>SMES</b>	Regular	Deficiente	Excelente	Regular	Muy Bueno
<b>Ultracapacitor</b>	Deficiente	Deficiente	Excelente	Bueno	Muy Bueno

**Tabla 2.1** “Puntos fuertes y débiles de los sistemas de almacenamiento”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM

Las principales características y aplicaciones de los diferentes sistemas de almacenamiento se resumen en la tabla 2.2 que se presenta a continuación:

TECNOLOGÍA	TIEMPO DE DESCARGA	BANDA DE POTENCIA	EFICIENCIA	DISPONIBILIDAD COMERCIAL	APLICACIÓN	ESTADO
<b>Térmico</b>	Sin datos disponibles	Sin datos disponibles	65% (en promedio)	Sin datos disponibles	Solar térmica, biomasa, geotérmica y sistemas conectados a la red renovables.	Sin datos disponibles
<b>Bombeo</b>	Horas-Días	100 - 1000 MW	66% (en promedio)	Disponible	Hidráulica y sistemas conectados a la red, renovables	Sin datos disponibles
<b>Volante</b>	Segundos-Minutos	10 - 100 kW	78% (en promedio)	Disponible	Sistemas conectados a la red, renovables	Comercialmente disponibles como productos individuales o integrados con motores
<b>Aire a Presión</b>	Horas-Días	100 - 1000 MW	69% (en promedio)	Disponible	Sistemas conectados a la red, renovables	No son muy utilizados principalmente por las exigencias significativas de espacio que supone emplearlo.
<b>Batería Plomo-Ácido</b>	Minutos-Horas	1 kW - 40 MW	60.7% - 67.7%	Disponible	Hidráulica, fotovoltaica, eólica, mareomotriz y undimotriz	Pilas de plomo-ácidas están disponibles comercialmente y son muy usadas. Investigación en curso para pilas avanzadas
<b>Batería Niquel-Cadmio</b>	Segundos-Horas	1 kW - 40 MW	Sin datos disponibles	Disponible		
<b>Batería Sodio-Azufre</b>	Horas-Días	50 kW - 10 MW	56.7% - 72.2%	Sin datos disponibles		
<b>Hidrógeno</b>	Sin datos disponibles	Sin datos disponibles	24% - 58%	Sin datos disponibles	Hidráulica, fotovoltaica, eólica, mareomotriz y undimotriz	Sin datos disponibles
<b>SMES</b>	Segundos	1 - 100 MW	Sin datos disponibles	Prototipos	Fotovoltaica y sistemas conectados a la red, renovables	Comercialmente disponibles usando superconductores en helio líquido. Los superconductores en nitrógeno líquido están en la etapa de desarrollo.
<b>Ultracapacitor</b>	Segundos	10 kW - 1 MW	90% (en promedio)	Prototipos	Fotovoltaica y sistemas conectados a la red renovables	Pequeños están disponibles en el mercado para emplearlos en dispositivos electrónicos. Supercondensadores de mayor tamaño están aún en desarrollo.

**Tabla 2.2** “Características y aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético”

**Fuente:** Guía Básica de la Generación Distribuida – FENERCOM / Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia – I seminario de Ingeniería Eléctrica

## 2.2 Aplicaciones de la generación distribuida

La aplicación de distintas tecnologías en la GD depende básicamente de los requerimientos particulares del usuario, así como también de la cantidad de kW a generarse [10]. Los arreglos tecnológicos más comunes se mencionan a continuación:

- **Generación básica.** Está relacionada con la mayoría de los sistemas de GD, y principalmente con los que son propiedad de las compañías eléctricas, ya que se utiliza comúnmente para suministrar parte de la energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda, así como también para dar un soporte a la red eléctrica aumentando el nivel de tensión del sistema eléctrico. De esta manera se obtiene una reducción de pérdidas de potencia y se consigue una mejora en la calidad de la energía eléctrica del sistema [11].
- **Demanda en horas pico.** El costo de la energía eléctrica varía según la demanda presente y la generación disponible en un momento determinado. Es por esta razón que la GD puede suministrar energía eléctrica en horas pico, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, lo que supondría una reducción en el costo de la energía demandada.
- **Reserva.** Durante un corte en el suministro se puede utilizar la GD como reserva para abastecer de energía a los consumidores que la requieran, tales como industrias, hospitales, etc. Esta alternativa es viable aplicarla si se toma en consideración y resultan favorables los costos que implica la tecnología a emplear, si son habituales las interrupciones o se cuenta con fuentes de energía favorables[10].
- **Generación aislada o electrificación rural.** Los poblados remotos o localizados en zonas rurales generalmente presentan inconvenientes e impedimentos, tanto técnicos como económicos para poder conectarse a una red de distribución, principalmente por la distancia que los separa de la red o porque se encuentran ubicados en zonas de difícil acceso. La GD se presenta como una opción favorable para solucionar este problema y suministrar energía a estos sectores, abasteciendo la demanda energética de estas instalaciones (autoabastecimiento).



- **Cogeneración (CHP – calor y electricidad combinados).** Los sistemas tradicionales presentan poca eficiencia al momento de generar electricidad, ya que en general solo se convierte una tercera parte de la energía potencial del combustible [11]. Ciertas tecnologías de GD permiten establecer sistemas CHP, ya que una unidad de cogeneración presenta una elevada eficiencia de empleo de energía. El calor obtenido, producto del proceso de la conversión del combustible en energía eléctrica puede utilizarse para diversos requerimientos como en hospitales, zonas residenciales, procesos industriales.
- **Soporte para la red de distribución.** En ocasiones las empresas eléctricas se ven obligadas a reforzar su red, debido al incremento en la demanda en diversas épocas del año, o a su vez por fallas en la red. La instalación de plantas de GD conectadas a la red sería una opción favorable para cubrir este requerimiento, de esta manera se logra una mayor confiabilidad del sistema; y a su vez una disminución en el costo de la energía demandada durante estos períodos del año.

Las diferentes aplicaciones que presenta la GD varían en función de la tecnología instalada. De forma específica, la tabla 2.3 presenta una comparación de aplicaciones entre las tecnologías de GD posicionadas y comercialmente establecidas en el mercado.

TIPOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	APLICACIONES PRINCIPALES
<b>Microturbinas</b>	Se utilizan para cualquier tipo de generación: básica, demanda de horas pico, cogeneración, etc.
<b>Pilas de Combustible</b>	Las grandes plantas son adecuadas para aplicaciones de generación básica. También son apropiadas para proporcionar CHP. Disponibles desde el punto de vista comercial en pequeñas unidades y conectadas en forma modular para suministrar consumos elevados. De forma específica de acuerdo a los tipos de celdas de combustible, las aplicaciones son: * MCFC, generación básica tanto en el modo de generación de eléctrica, así como también de cogeneración. * SOFC, generación básica vinculada principalmente al rango de generación residencial en modalidad de cogeneración.
<b>Fotovoltaica</b>	Generación básica y autónoma en algunas aplicaciones rurales si se combina con baterías. Suministro de mantenimiento para las telecomunicaciones, iluminación exterior y señalización.
<b>Aerogeneradores</b>	Generación básica. En pequeña escala para suministro de electrificación rural y aplicaciones en la industria.
<b>Motores de Combustión Interna</b>	Se utilizan para satisfacer la demanda durante horas pico y operaciones de apoyo (para objetivos de fiabilidad) o generación de respaldo, más no para un suministro continuo.

**Tabla 2.3** “Comparación entre tipo de GD en función de sus aplicaciones”

**Fuente:** Fuentes de Energía Distribuida y Tecnologías Disponibles – Francisco Gonzáles

## **2.3 Ventajas y desventajas que presenta la generación distribuida**

El constante incremento de la demanda energética, sumado a las limitaciones que se imponen en aspectos medioambientales a la construcción de nuevas centrales de producción de energía y la ampliación de la infraestructura del actual sistema, constituyen los componentes determinantes en la apertura de un nuevo escenario.

### **2.3.1 Ventajas que presenta la generación distribuida**

La GD presenta un sin número de beneficios, ya que el usuario puede ser desde una empresa generadora hasta una residencia. De esta manera, la GD es un modelo donde las fuentes de energía tienen todas las oportunidades de florecer y sobre todo las energías renovables.

El actual apogeo de los sistemas de GD se debe a las ventajas inherentes que presenta la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica, ya que permite ajustadamente dar solución a los problemas que presenta la generación tradicional. Por lo tanto las ventajas se las engloba en dos grupos:

- Ventajas tecnológicas
- Ventajas económicas y sociales

#### **2.3.1.1 Ventajas tecnológicas**

- La GD permite reducir las pérdidas de energía eléctrica presentes tanto en las redes de distribución como en las redes de transmisión. La oportuna y correcta disposición de los sistemas de GD disminuye el flujo de potencia por las redes, provocando la disminución de las pérdidas energéticas, lo que conlleva al aumento en la capacidad de distribución de la red eléctrica [12].
- La implementación de sistemas de GD basados en energía renovable reduce la emisión de contaminantes a la atmósfera. No obstante, cualquier tecnología de GD

influye en una disminución en la emisión de contaminantes, en parte, debido a la reducción de pérdidas energéticas presentes en estos sistemas [13].

- La GD es una solución bastante favorable para ayudar a cubrir la demanda en horas pico y en los programas de gestión del consumo. De igual manera, representa mayor fiabilidad y continuidad del sistema, ya que la implementación de GD implica tener varios centros de generación y no solamente una gran generación centralizada como es el caso del modelo tradicional.
- Los sistemas de GD intervienen en la estabilidad del sistema, ya que permite usarse como suministro de reserva de la energía necesaria y apoyo al restablecimiento del sistema en caso de un colapso total; además proporciona flexibilidad dentro del mismo, debido a la variabilidad que presenta el tamaño y la localización [14].
- Una de las ventajas más importantes es la disponibilidad de tecnologías modulares de generación eléctrica más eficientes, como las microturbinas, las celdas de combustible, fotovoltaica, y las pequeñas generadoras eólicas, dentro del interés creciente por confiabilidad, calidad y la atención a las necesidades ambientales de negocios y residencias. Esto implica tener una instalación sencilla en un lapso de tiempo relativamente corto. Además, ofrece una gran ventaja en el funcionamiento y en el mantenimiento del sistema, así como también en la flexibilidad de su capacidad, aumentando o disminuyendo el número de módulos [15].
- Finalmente, una generación dispersa, basada principalmente en fuentes locales de energía, diversifica los recursos e incrementa la autosuficiencia de una región. Una micro red, formada por varios generadores pequeños interconectados, pueden ofrecer un servicio fiable, ya que la probabilidad de un fallo de todos es mínima. Si alguno presentara alguna falla, resulta muy fácil para el resto compartir la carga. Generalmente, la GD hará al sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados.

### **2.3.1.2 Ventajas económicas y sociales**

Las regiones remotas y comunidades aisladas, son las que obtienen mayor beneficio de las diferentes posibilidades ofrecidas por el desarrollo de las tecnologías energéticas descentralizadas, las cuales se mencionan a continuación:

- Permite reducir las inversiones y el riesgo que conlleva la infraestructura eléctrica. La GD tiene la capacidad de suministrar los incrementos de carga local necesarios, instalándolas en localizaciones estratégicas, ya que existe una estrecha correspondencia entre la capacidad instalada y el crecimiento de la demanda, por lo que pueden reducir e inclusive evitar la construcción de nuevas líneas de transmisión y distribución, mejorar los sistemas eléctricos y reducir la capacidad de los sistemas de transporte y distribución durante la etapa de planificación.
- Reducción de los costos de operación y mantenimiento, debido a que la GD incrementa la vida de los transformadores y de los equipos del sistema de transporte y distribución, además que facilita el ahorro de combustible y en ciertos casos los disminuye totalmente como es el caso de las energías renovables.
- Los consumidores presentan numerosas ventajas, ya que orientados hacia una alta fiabilidad, así como también a una mejor calidad de energía y a un bajo precio del servicio, pueden decidirse por la GD, ya que el servicio ofrecido a estos dos extremos es económicamente competitivo respecto de la generación tradicional. En cuanto a los consumidores localizados fuera del alcance de la red, la GD es la única solución [15].
- No existe un determinado interés por un cierto tipo de combustible que por otro, debido a que según las diferentes tecnologías de GD, los tipos de recursos energéticos y combustibles utilizados están diversificados. En el caso de la biomasa, se estimula el empleo para su aprovechamiento, sobre todo en el sector rural.

### **2.3.2 Desventajas que presenta la generación distribuida**

Al tiempo que se consideran importantes beneficios, que permitirían fácilmente una introducción mucho más acelerada de los sistemas de GD frente a la registrada hasta ahora,

el escenario resulta algo complicado, debido a que las diversas tecnologías enfrentan ciertas barreras y desventajas en varios aspectos que incluyen lo técnico, lo legal y lo regulatorio.

- Una inadecuada planificación, diseño y ubicación de la conexión a la red de sistemas de GD puede provocar problemas, tales como el incremento de las pérdidas en el sistema, que provoca mayores costos de explotación de la red para la empresa distribuidora, la propagación de armónicos y otros tipos de perturbaciones[17].
- Una desventaja es la limitación económica (por los altos costos) y legislativas en el marco del desarrollo de la GD, principalmente vinculados a conflictos con los intereses de otros actores, particularmente con los operadores de red, ya que aún hay aspectos que no están siendo considerados en la regulación, que de cierta forma opacan el desarrollo la GD [12].
- Una barrera importante es el desconocimiento sobre el potencial de la GD; ya que esto puede llevar a un cierto nivel de escepticismo sobre su desarrollo, debido a la percepción de riesgos tecnológicos en la instalación y en la operación, sobre todo en cuanto a la armonización de las protecciones. Junto a este inconveniente, se presenta el problema de que ciertas tecnologías de GD entregan potencias bajas y fluctuantes, lo que representa una enorme desventaja al momento de una interconexión con la red [18].
- El DTI (Department of Trade And Industry) clasifica las desventajas en tres tipos de desventajas: costos, información y técnicas. Con relación a las técnicas, existe una deficiencia en elementos de medición que satisfagan los requerimientos y exigencias de los consumidores y del manejo de la distribución. Para los costos, existe todavía una escasa demanda por lo que no se pueden alcanzar economías de escala, sumado a la poca inversión en investigación y desarrollo. Finalmente, en cuanto a la información, existe una insuficiencia de sistemas de acreditación para productos y personal capacitado para la instalación [18].

Para evitar algunos de estos problemas y obtener el máximo de beneficios técnicos y económicos de la GD es necesario realizar un estudio, planificación y gestión adecuados. Considerar las características específicas de los sistemas de GD a utilizar, el grado de

introducción que va a tener en la red, la tecnología así como también la topología a emplear y determinar el tamaño y ubicación óptimos, lo que permitiría establecer un escenario favorable en el Ecuador.

### 2.3.3 Duración del suministro de la generación distribuida y tipo de energía generada.

La permanencia del suministro de la GD se modifica considerablemente según su tamaño, tipos y aplicación utilizada. El suministro puede realizarse durante un período prolongado en aplicaciones con un consumo base de valor constante, un suministro inestable generado por los recursos renovables y un periodo corto de suministro que se utiliza para apoyar el suministro de la red eléctrica. Se puede realizar una comparación tomando como base la cantidad de energía entregada, su duración y el tipo de energía, tal y como se muestra en la tabla 2.4.

PERÍODO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	TIPO DE GD	OBSERVACIONES
<b>Período prolongado de suministro</b>	Turbinas de gas y pilas de combustible	Las turbinas de gas suministran Py Q. Las pilas de combustible suministran únicamente P. Se emplean como suministradores de consumo base.
<b>Suministro inestable</b>	Sistemas de energía renovable (Sistemas eólicos y fotovoltaicos)	Dependen de las condiciones atmosféricas. Suministran P únicamente y necesitan una fuente de Q en el sistema eléctrico. Se utilizan en lugares alejados. Necesitan controlar su funcionamiento en algunas aplicaciones.
<b>Período corto de suministro</b>	Baterías, sistemas fotovoltaicos aislados	Almacenan energía para utilizarla en momentos necesarios durante un período corto de tiempo.

**Tabla 2.4** “Tabla comparativa de los tipos de GD según la energía eléctrica producida y la duración del suministro”

**Elaborado por:** Milton Chuqui

En términos generales, lo que se busca al implementar proyectos de GD, es aumentar la calidad de energía, entendiendo por esto: contar con la energía eléctrica de forma ininterrumpida con sus apropiados parámetros eléctricos que la definen acorde a las necesidades, como es voltaje, corriente y frecuencia, entre otros.

La repercusión que esto traerá será un sistema eléctrico, en el cual los aspectos culturales, ambientales y económicos de los diferentes grupos sociales se tomarán en cuenta, convergiendo a las soluciones más adecuadas y ampliamente aceptadas. Además, la GD fomenta el desarrollo de localidades alejadas del sector urbano, creando puestos de trabajo.

En cuanto al punto de vista social, la GD puede hacer de la producción de energía un asunto donde toda una sociedad se vea envuelta y redistribuir los grandes ingresos de la industria eléctrica, promoviendo la igualdad social.

## **2.4 Requisitos y recomendaciones para la interconexión.**

En la mayoría de los casos, un aspecto primordial de la GD es la interconexión con la red eléctrica, para de esta manera poder cubrir cualquier eventualidad presente en el sistema eléctrico. De esta manera se plantean dos puntos de vista muy importantes para que exista una completa sinergia entre distribución y generación.

Por una parte, a la empresa distribuidora le interesa que haya un marco regulatorio que contenga apartados eficientes direccionados a minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones. Por otro lado, a los clientes generadores les conviene una normativa clara en lo que concierne a criterios y ubicación en la conexión a la red, así como una regulación específica con respecto a los costos en aquellos casos en los que la conexión conlleve un refuerzo de la red.

### **2.4.1 Criterios técnicos de conexión a la red**

En lo referente a los criterios técnicos de conexión a la red, el Estado Ecuatoriano, faculta a cada empresa distribuidora a determinar ciertos criterios que tienen sus fundamentos en las siguientes consideraciones:

- En lo relacionado al aspecto económico, la instalación generadora correrá con todos los gastos implicados en la realización de estudios previos, así como en la ampliación o modificación de las instalaciones existentes, una nueva red para su conexión.
- El nivel de tensión de red al cual se conectará es decidido en función a la potencia instalada, se recomienda que para instalaciones con una potencia inferior a 1 MW se conecte a redes de baja tensión y aquellas con una potencia mayor a 1 MW se conecte en redes de cómo mínimo 138 kV, puesto que según la Regulación 002/13 se daría un tratado como de generador. Esto quiere decir que la salida de la unidad de GD debe tener la misma tensión, frecuencia y ángulo de fase que la red eléctrica a la cual se desea conectar. De forma general, la GD puede ser instalada en cualquier punto de la red, donde técnicamente se disponga del acceso y cumpliendo lo establecido por el ente regulador [19].
- El rango de variación de tensión no es admisible cuando supera un margen determinado en el nodo al cual se encuentra conectado el generador, debido a que el sistema de GD, como cualquier carga que está conectada en paralelo en la red eléctrica, no puede inyectar armónicos ni corriente continua por encima de unos límites definidos. Lógicamente, esto dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nodo al cual se conecte (robustez de la red) [2].
- Con relación a la forma de conexión, esta dependerá de si la conexión es aérea o subterránea y del nivel de tensión al que se conecte. Cuanto mayor es el nivel de tensión al que el cliente desee conectarse, mayores serán los requerimientos, debido a que las potencias son mayores y por ende las repercusiones en la red son más significativas [20].
- En lo que respecta al factor de potencia, este aspecto es competencia única y exclusivamente del cliente de GD que pretende conectarse a la red, por esta razón es él quien se debe preocupar de que este factor sea lo más cercano a la unidad.
- La regulación de tensión en equipos y procesos es primordial, ya que permiten al operador de la red eléctrica de distribución mantener una tensión constante pese a la variaciones presentes producto de los cambios en las cargas, variación en las fuentes de energía (sol, viento, flujo de agua), etc [20].



- Se debe considerar la integración con la puesta a tierra de la red de distribución, ya que las unidades que conforman el sistema de GD deben estar conectadas a tierra siguiendo las respectivas recomendaciones, con el objetivo de evitar sobrecargas a lo largo de la línea y posibles daños, tanto para el sistema de GD, así como también a los equipos de la empresa distribuidora [2].
- Otro aspecto a considerar al momento de la interconexión con la red es la normalización y la racionalización de los criterios de protecciones de cada generador y su coordinación con las protecciones de la red de distribución. En este punto, es la empresa distribuidora quien establece los criterios técnicos y el procedimiento a seguir en lo que respecta a la coordinación de las protecciones, lo cual podría generar ciertos conflictos debido a que son diferentes los requisitos, ya que varían en función de la empresa distribuidora a la que se conecte.
- Finalmente, la desconexión del sistema de GD ante interrupciones en la red de distribución eléctrica debe ser considerada y admisible, ya que en caso de que se produzca un acontecimiento de estas características, el equipo de GD no debe suministrar energía con el fin de evitar la electrificación de la red de la empresa distribuidora, para que de esta forma, se permita, entre otras cosas la reposición de la línea del evento que causó la interrupción.

Los requerimientos de equipo de interconexión para la GD consta de varios dispositivos, como se menciona en la tabla 1.6, los mismos que dependen de la aplicación, el tamaño de la unidad de GD y su localización en la red, por lo que la cantidad y las especificaciones varían de acuerdo a los criterios de diseño utilizados para realizar la interconexión.

#### **2.4.2 Problemática de la interconexión para la generación distribuida.**

Las barreras técnicas presentes en la interconexión radican principalmente en las características técnicas que requiere la red de distribución, sumado a los requerimientos que presentan los equipos de GD para hacerlos compatibles con la red. En este aspecto la topología del sistema de distribución cumple un rol importante.

La topología es la forma en que se planifica, diseña y opera el sistema de distribución, que es el primer paso para la interconexión. En general, los sistemas de distribución presentan dos tipos de configuraciones: radial y lazo, las cuales presentan beneficios inherentes y difieren en la forma del arreglo de interconexión entre la subestación y los alimentadores de distribución.

La configuración radial es la más común en un sistema de distribución, lo que implica que ha sido diseñado para trabajar en un solo sentido, donde la energía fluye exclusivamente de la subestación, a través de las redes de distribución hasta llegar a los consumidores, todo en un solo sentido, subestaciones – clientes. Si el sentido o la dirección se suspende, en consecuencia el cliente se vería afectado por una pérdida de energía.

El diseño radial representa el 99% de todo el sistema de distribución ya que presenta claras ventajas. Debido a la simplicidad que implica su planificación, diseño y operación su costo es inferior, ya que se puede predecir su desarrollo [10]. *“La carga en cada punto puede ser fácilmente hallada, simplemente sumando todas las cargas de los clientes a partir de ese punto.”*<sup>23</sup>

Sin embargo, los sistemas lazo son mucho más confiables que los sistemas radiales, esta poca fiabilidad se debe al sentido unidireccional de la subestación a los clientes que presentan. Al presentarse una falla, generalmente el equipo de reparación interviene para reanudar el servicio, donde se ven obligados a interrumpir temporalmente el suministro en la red de diseño radial, transferir las cargas interrumpidas a otro alimentador y reparar el alimentador dañado.

La GD interactúa con los sistemas radiales de tres formas principales, las mismas que podrían traer consecuencias como cambios en la potencia relacionados con el flujo y la capacidad, nivel de voltaje y necesidades de protección, además el potencial impacto que este genere depende del tamaño y localización de la unidad. De esta forma el despliegue de la GD sobre estos sistemas puede afectar la operación de la red. Adicionalmente debido a su sentido unidireccional de los sistemas radiales, estos no presentan la flexibilidad y la

---

<sup>23</sup> F. Amaya, “Estudio y Modelado de los Recursos Energéticos Renovables Conectados a la Red Eléctrica y de Gas en el Municipio de Coslada”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas, pp. 27, Madrid, España, jun 2004.

interacción necesarias para contribuir beneficios relacionados con la GD tales como el soporte de voltaje o venta de excedentes [10].

Una alternativa presente para los sistemas de distribución es la configuración mallada, la misma que consiste en dos direcciones de alimentación entre las fuentes de energía y el consumidor. Su complejidad es ligeramente mayor, y se caracteriza porque la energía eléctrica fluye desde ambos lados (subestación y clientes), con solo una de dos posibles rutas. Técnicamente es posible transformar el sentido unidireccional a bidireccional, ya que tanto las líneas de distribución así como los transformadores están en la capacidad de transportar la energía en una u otra dirección.

El problema radica en que para cualquier configuración que adopte la red, un incremento de la penetración de la GD podría afectar toda la seguridad de la misma. Dicha penetración puede ser definida como la fracción de la carga sobre la demanda total del sistema que va a ser suplida por la GD, representada en la ecuación (1). Este índice aún es relativo, ya que el nivel de penetración viene expresado en base a la carga conectada en un área específica del sistema.

Otro factor primordial que es parte de este problema es el nivel de dispersión, el cual se define como la razón del número de nodos con inyección de GD y el número de nodos con demanda, representada en la ecuación (2), para esto se debe considerar un área del sistema que refleje el número de puntos en la red para describir este índice en donde se tenga conectada GD, en función de los nodos de la carga conectada.

Sin embargo, la aplicación práctica de la GD requiere de una topología de red diferente a la radial, elevada automatización a nivel de subestación y dispositivos electrónicos que deben conectarse a la subestación y/o el controlador del sistema, teniendo en cuenta que la comunicación debe ser direccional y permitir el control, monitoreo y reporte de las unidades de GD [19].

$$\%Nivel_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} * 100\% \quad \text{Ecuación (1)}$$

**Donde:**

%Nivel\_GD: Nivel de penetración de la GD

$P_{GD}$ : Potencia producida por la GD

$P_{load}$ : Demanda total del sistema

$$\%Dispersión_{GD} = \frac{\#Nodos_{GD}}{\#Nodos_{Carga}} * 100\% \quad \text{Ecuación (2)}$$

**Donde:**

$\%Dispersión_{GD}$ : Nivel de dispersión

$\#Nodos_{GD}$ : Número de nodos con inyección de GD

$\#Nodos_{Carga}$ : Número de nodos con demanda

En general, se evalúan tres puntos elementales de la interconexión desde el punto de vista de la empresa distribuidora. Primero, la seguridad del personal de la línea debe ser garantizada todo el tiempo, los sistemas de GD deben tener la capacidad de ofrecer seguridad en el caso fortuito de que la empresa ponga una línea fuera del servicio, evitando la energización inadvertida. Segundo, de ninguna manera debe estar comprometida la seguridad del equipo de la compañía eléctrica, lo que significa que si el sistema de GD presentara una falla, la misma no debiera afectar al sistema de la empresa al cual se encuentra conectado y de igual manera de forma inversa. Finalmente, por ninguna razón debe comprometerse la confiabilidad del sistema de distribución.

## CAPÍTULO III

### GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR

El Ecuador mantiene su generación de energía eléctrica con base en fuentes tradicionales de energía primaria, aproximadamente el 47% de la energía eléctrica producida proviene del petróleo y sus derivados.

Actualmente, pese a que se dispone de regulaciones que de cierta manera promueven la instalación de unidades de generación de pequeña escala, aún no existe mayor desarrollo e impulso en este ámbito, principalmente debido a la generalidad que presentan las regulaciones existentes. Es aquí donde la experiencia y normativa internacional juega un rol importante, puesto que la misma puede ser aplicada y acoplada a nuestra realidad, obteniendo el mayor de los beneficios.

#### 3.1 Situación actual del país

De acuerdo a datos estadísticos publicados por el CONELEC en el más reciente Plan Maestro de Electrificación 2.013 – 2.022; y al último censo de población y vivienda realizado por el INEC en el año 2010, el porcentaje de cobertura de electrificación a nivel nacional es de cerca del 96%, lo cual representa una evolución considerable, tomando en cuenta que en el 2.002 este porcentaje era de apenas 86%, ver figura 3.1 [21].



**Figura 3.1** “Evolución de la cobertura a nivel nacional, período 2.006 – 2.013”

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2.013 – 2.022

A diciembre del 2.013, el porcentaje de participación del S.N.I. en el sector eléctrico ecuatoriano fue del 94,55% (4.502,45 MW), mientras que los sistemas no incorporados fueron del 12,16% (578,9 MW), ver tabla 3.1. Toda esta potencia se la obtiene de centrales de tipo hidroeléctricas, térmicas turbogas, térmicas con motor de combustión interna, térmicas turbovapor, solar, eólica y las interconexiones con los países vecinos de Colombia y Perú [21].

SISTEMA	TIPO DE CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)
S.N.I.	Hidroeléctrica	2256
	Térmica MCI	795,81
	Térmica Turbogas	897,5
	Térmica Turbovapor	443,24
	Energía Renovable No Convencional Incorporada al S.N.I.	109,9
Total S.N.I.		4502,45
No Incorporado	Eólico	3,8
	Fotovoltaica	0,5
	Hidráulica	4,05
	Térmica MCI	480,25
	Térmica Turbogas	78
	Térmica Turbovapor	12,3
Total No Incorporado		578,9
<b>Total General</b>		<b>5081,35</b>

**Tabla 3.1** “Potencia nominal y efectiva total a diciembre del 2.013”

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2.013 – 2.022

De forma general, en la tabla 3.2 se presentan los porcentajes de cobertura de las empresas de distribución, de donde se puede apreciar que las regionales de la CNEL: Sta. Elena, Sucumbíos, Bolívar y Esmeraldas, muestran el menor porcentaje de cobertura en su área de servicio; al contrario de las empresas eléctricas: Quito, Galápagos, Norte y la CNEL – Regional El Oro, que presentan sus valores de cobertura por encima del 96% [21].

Área de Concesión	Urbano			Rural			Total		
	Viviendas (#)	Clientes (#)	% Cobertura	Viviendas (#)	Clientes (#)	% Cobertura	Viviendas (#)	Clientes (#)	% Cobertura
CNEL-Bolívar	30.560	27.754	90,85%	16.550	13.705	82,81%	47.110	41.459	88,02%
CNEL-EI Oro	142.605	138.597	97,22%	29.065	27.393	94,32%	171.670	165.990	96,73%
CNEL-Esmeraldas	71.971	66.204	92,28%	42.580	31.851	76,01%	114.551	98.055	86,23%
CNEL-Guayas Los Ríos	268.801	242.589	90,42%	39.686	33.250	84,21%	308.487	275.839	89,62%
CNEL-Los Ríos	75.155	67.249	89,62%	37.138	31.469	84,82%	112.293	98.718	88,03%
CNEL-Manabí	235.811	216.129	91,85%	73.414	62.470	85,23%	309.225	278.599	90,28%
CNEL-Milagro	97.845	91.879	94,06%	36.045	31.864	88,51%	133.890	123.743	92,56%
CNEL-Sta. Elena	55.327	50.007	90,48%	42.742	35.896	84,05%	98.069	85.903	87,68%
CNEL-Sto. Domingo	107.439	102.194	95,18%	31.799	27.057	85,18%	139.238	129.251	92,89%
CNEL-Sucumbíos	44.195	40.131	91,06%	28.666	19.571	70,42%	72.861	59.702	82,94%
E.E. Ambato	98.503	96.004	97,49%	76.169	67.404	89,05%	174.672	163.408	93,81%
E.E. Azogues	10.620	10.437	98,29%	11.815	10.902	92,28%	22.435	21.339	95,12%
E.E. Centro Sur	139.681	136.048	97,42%	91.868	82.507	90,01%	231.549	218.555	94,48%
E.E. Cotopaxi	48.803	46.043	94,35%	41.931	36.564	87,22%	90.734	82.607	91,06%
E.E. Galápagos	6.058	6.029	99,54%	1.103	1.061	96,65%	7.161	7.090	99,09%
E.E. Norte	109.366	107.806	98,58%	63.783	60.051	94,17%	173.149	167.857	96,95%
E.E. Quito	511.532	508.274	99,37%	188.477	185.636	98,52%	700.009	693.910	99,14%
E.E. Riobamba	71.718	68.365	95,33%	48.753	42.492	87,18%	120.471	110.857	92,03%
E.E. Sur	90.139	86.840	96,35%	45.694	39.872	87,40%	135.833	126.712	93,34%
Eléctrica de Guayaquil	585.522	543.955	93,25%	-	-	0,00%	585.522	543.955	93,25%
<b>Total general</b>	<b>2.801.651</b>	<b>2.652.534</b>	<b>94,82%</b>	<b>947.268</b>	<b>841.015</b>	<b>89,03%</b>	<b>3.748.919</b>	<b>3.493.549</b>	<b>93,35%</b>

**Tabla 3.2** “Porcentaje de cobertura por distribuidora a diciembre del 2.010”

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2.012 – 2.021

La energía eléctrica que genera el Ecuador proviene principalmente de fuentes tradicionales de energía primaria: sistemas térmicos de conversión (bunker y diesel), los cuales representan el 51,46% de la generación total, esto quiere decir alrededor de 2.450,38 MW y también sistemas hidroeléctricos, los cuales representan el 46,52%, alrededor de 2.215,19 MW instalados.

### 3.1.1 Generación distribuida en el Ecuador

Aunque de forma gradual, en nuestro país el concepto de generación distribuida ha ido ganando cabida, por tal razón varios proyectos se han ejecutado; y algunos otros se han impulsado principalmente por los beneficios tanto técnicos como económicos, que suponen la puesta en marcha de dichos proyectos, los cuales se muestran a continuación:

- En Zamora, en el año 2.004 la alcaldía y el Ministerio de Energía y Minas de ese entonces, iniciaron la construcción del proyecto hidroeléctrico Chorrillos con una inversión de 4 millones de dólares, el mismo que tiene como finalidad la generación de energía eléctrica con 3,96 MW, inyectando 9,8 GW al Sistema Nacional Interconectado. Hasta el año 2.008 ya tenía un avance del 34%, pero por falta de recursos se paralizaron los trabajos, los cuales se reanudaron en el 2012 [1] [21].

- En la ribera del río Napo se instalaron paneles solares y gracias al sistema de generación fotovoltaica, la electricidad comienza a cambiar la vida de los 80 habitantes de la comunidad quichua en Añangu, proyecto que fue impulsado por el programa Eurosolar, apoyado por la Comunidad Europea y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable [1].
- En lo referente a generación eólica, en el año 2.006 se concretó un proyecto en la isla San Cristóbal, el cual entró en operación desde octubre del 2.007, siendo el primer parque eólico del Ecuador con una potencia instalada de 2,4 MW y con un costo aproximado de 10 millones de dólares. De igual manera, se terminaron los estudios de factibilidad e impacto ambiental del proyecto eólico Santa Cruz – Baltra con una capacidad de 3 MW, cuyos resultados arrojan que la única opción, tanto técnica como económicamente es construir el parque eólico en la isla de Baltra y se interconecte con la isla Santa Cruz para abastecer de suministro de energía renovable a ambas islas [21].
- Otro proyecto de generación eólica que entró en operación es el de Villonaco, este parque eólico cuenta con 11 aerogeneradores, con una potencia total de 16,5 MW y con una inversión de 41,8 millones de dólares, este proyecto se constituye como el de mayor altura en la región.
- Con relación a generación fotovoltaica, el banco KFW ha apoyado los proyectos en las islas Floreana e Isabela. El primero es un sistema de generación híbrido que consiste en una central fotovoltaica con una potencia instalada de 20,6 kWp que trabaja con una central a diesel, la cual opera en forma complementaria para suplir el déficit de la demanda de punta y cuando las condiciones meteorológicas no son favorables.  
El segundo, de igual manera es un sistema híbrido fotovoltaico – diesel que consta de un conjunto de paneles solares con una potencia de 700 kWp conectados a un banco de baterías. Ambos proyectos han permitido la reducción considerable del diesel y por ende una menor contaminación causada por las generadoras termoeléctricas en las islas Galápagos [1] [21].
- La generación que utilizan ciertas industrias privadas como la industria Endesa, la cual aplica la cogeneración con desperdicios de madera y reutiliza el vapor de los



diferentes procesos. De la misma manera ciertos ingenios azucareros como Valdez y San Carlos generan energía eléctrica con bagazo de caña.

- El Proyecto Hidroeléctrico Abanico está localizado en la región Sur Oriental del Ecuador, en la Provincia de Morona Santiago. La obra de toma de agua está localizada a 15 Km. de la ciudad de Macas. Es una central a filo de agua (sin reservorio) que utiliza una derivación del río Abanico para generar un total de 37.50 MW de energía limpia, en dos etapas: la primera de 15 MW y la segunda de 22.5 MW.

En la actualidad existen regulaciones que incentivan la instalación de unidades de generación a pequeña escala, donde se requiere una rápida y adecuada respuesta a las restricciones de transmisión. Es decir, se cuenta con argumentos que permiten impulsar el desarrollo energético mediante fuentes alternas y de generación distribuida, ya sea con fuentes convencionales o renovables.

### **3.2 Marco regulatorio y análisis de la norma IEEE 1547.**

Los estándares técnicos adoptados por la industria generalmente provienen de estándares desarrollados por organismos internacionales como el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) o IEC (International Electrotechnical Commission), los mismos que pueden o no ser aplicados, a menos que una organización específica o legislativa requiera la aplicación de estos estándares. Es por esto, que una gran cantidad de estándares, requerimientos, guías, recomendaciones e instrucciones para la conexión de generación distribuida están disponibles y son aplicables, tanto nacional como internacionalmente.

#### **3.2.1 Aspectos generales de la regulación**

Las modificaciones en las regulaciones que sufre el mercado eléctrico hacen que realizar una comparación y/o análisis de las ya muy complicadas normas de interconexión eléctrica resulte bastante difícil, no obstante una comparación puede ser útil debido a [22]:

- La normativa de interconexión a la red eléctrica es frecuentemente una fuente de controversia y discrepancia entre los desarrolladores (organismos reguladores), las empresas distribuidoras y los clientes que desean realizar la interconexión, de tal modo que la comparación y análisis podría contribuir a reducir tales discrepancias.
- Esto podría proporcionar un mejor entendimiento de los destacados aspectos para aquellos países, regiones o empresas que están desarrollando normativas para la interconexión a la red eléctrica, además que podría contribuir a concretar los estatutos de interconexión en un contexto global.
- De la misma manera, esto representa un reto para los fabricantes de los diferentes equipos y componentes a utilizarse en la interconexión, ya que gracias a esto, nuevos equipos y estrategias de control han sido desarrolladas e implementadas. La comparación de los requerimientos de conexión de diferentes países, da a los fabricantes una visión general de las reglas existentes.

*“Adicionalmente, es importante destacar que la normativa de interconexión, frecuentemente incorpora estatutos de otras normativas, por ejemplo estándares de calidad de servicio, estatutos tomados principalmente de normativas como la IEC 91400-21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected; y la IEEE 519, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”<sup>24</sup>.*

### **3.2.2 Aspectos a considerar en la regulación.**

La GD otorga ciertas ventajas que los reguladores pueden aprovechar, ofrece oportunidades para optimizar recursos, debido a los costos reducidos que supone la generación de energía eléctrica bajo este medio, como la reducción en la inversión tanto en los sistemas de transmisión como de distribución y ofrece a los consumidores más opciones para cubrir sus necesidades específicas.

---

<sup>24</sup> E. F. Contreras, “La Generación Distribuida y sus retos frente al nuevo marco legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, Tesis de Maestría dirigida por R. E. Sempértegui, Facultad de Ingeniería, Universidad de Cuenca, pps. 129-130, Cuenca, Ecuador, oct. 2013.

Sin embargo, únicamente ciertas regulaciones son las que manifiestan la apertura a la aplicación de GD, ya que actualmente en la gran mayoría de países, la normativa es aplicable para instalaciones de GD exclusivamente para unidades en grandes plantas de generación y/o centralizadas, o a su vez estas deben cumplir con regulaciones diseñadas para permitir la conversión de energía a través de energía renovable o cogeneración.

Los principales aspectos a considerar en cuanto a regulación son:

- Estándar de Interconexión.
- Acceso, Medición y Despacho.

### **3.2.2.1 Estándar de interconexión a la red eléctrica.**

El instaurar estándares de interconexión es necesario para el diseño de la tecnología y posterior implementación de GD, con la finalidad de obtener beneficios tanto técnicos como económicos. Los aspectos a considerar por los consumidores son los siguientes:

- Permitir una pre-certificación de los equipos de GD usando pruebas tipo a los equipos.
- Admitir el estudio de ingeniería de la confiabilidad de los sistemas de transmisión y distribución y la seguridad necesaria para cada proyecto de GD.
- Los cambios necesarios para adaptar la interconexión y emplear el sistema de transmisión.

Existe una serie de aspectos técnicos que aún no han sido resueltos y que están más allá de los criterios de interconexión; por ejemplo, después de completada la interconexión, el despacho del sistema de GD necesita tanto de un sistema de control en el generador, como de un sistema de comunicación, que pueda iniciar el arranque de la unidad de GD en tiempo real. El control puede estar bajo la supervisión ya sea del consumidor, compañías de transmisión o distribución, de los operadores independientes del sistema o de arreglos contractuales.

### **3.2.2.2 Acceso a la red, medición y despacho.**

Los aspectos de acceso, medición y despacho definen la viabilidad de la GD para tener acceso a la red y si fuere ese el caso, de igual manera como medir y pagar por el acceso. La garantía de libre acceso a la red eléctrica está incluida en la normativa nacional, de la misma manera los costos son un punto de un buen debate aun en la actualidad.

El transmisor y los distribuidores deberán permitir el libre acceso de terceros agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) a la capacidad de transporte existente o remanente de sus sistemas, y en el caso de una línea de interconexión dedicada el libre acceso estará condicionado a la capacidad remanente de su sistema.

El transmisor, los distribuidores y los agentes que construyan líneas de interconexión dedicadas, tendrán como contraprestación derecho a percibir la remuneración que determine el CONELEC en el pliego tarifario o la que resulte de lo convenido por las partes o determinada por el CONELEC, según corresponda.

Los consumidores de GD que optan por la interconexión a la red eléctrica, frecuentemente sienten que hay un costo excesivo por dicha conexión, mientras que las empresas de transmisión y distribución consideran que sus costos no son cubiertos. Debido a que los consumidores de GD emplean tanto el sistema de transmisión como el de distribución de una manera diferente, estando conectados a la red ya sea para suministrar potencia de respaldo o como un sistema de generación suplementario.

El pliego tarifario emitido por el CONELEC, especifica la tarifa residencia (para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 V), la cual se aplica a todos los consumidores sujetos a la Categoría Residencial, independientemente del tamaño de la carga conectada. En el caso que el consumidor residencial sea atendido a través de un transformador de su propiedad y el registro de lectura sea en Baja Tensión, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 2% en el monto total de energía consumida.

El consumidor deberá pagar:

- Un cargo por comercialización en USD/consumidor, independiente del consumo de energía.
- Cargos crecientes por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida.

Las empresas eléctricas deberían considerar ciertos rubros, los cuales cubrirían los costos de transmisión y distribución, confiabilidad del sistema y por ingeniería de estudios de emplazamiento. Pagos característicos que cubren costos como:

- **Cargos por demanda en espera (standby)**, abarca el sistema de respaldo para salidas no programadas, mantenimiento del sistema en salidas programadas y servicios suplementarios cuando el sistema de GD no tiene la capacidad de cumplir con las necesidades del consumidor.
- **Cargos por salidas o desconexiones**, que cubre los costos del uso no continuo del sistema y que a su vez es empleada para propósitos de respaldo.
- **Gastos varados y gastos de transición de competencia CTC (competition transition charges)**, que abarca el desmantelamiento del sistema de GD.

Si los cargos por standby son excesivos, la opción para los usuarios es instalar múltiples y más pequeñas unidades de generación para proveer su propia demanda, para de tal modo prevenir cambios innecesarios.

### **3.2.3 Consideraciones básicas de la normativa IEEE 1547.**

El 25 de Junio de 1998, el grupo IEEE de normativas, emite las normas necesarias estableciendo los requisitos de los sistemas de energía distribuidos, que incluye la GD y el almacenamiento de energía relativa a pilas de combustible, fotovoltaica, generación dispersa y almacenamiento de energía.

El propósito de esta norma es definir los requisitos técnicos de manera que pueda ser adoptada universalmente. Esto no solo se refiere a los aspectos técnicos, sino también a la adopción de esta norma por ser pertinente a través de una serie de industrias e instituciones, por ejemplo, los fabricantes de hardware, servicios públicos, empresas de servicios

energéticos, los códigos y las organizaciones de normalización, los reguladores y los legisladores, y otras entidades interesadas.

Esta norma se centra en las especificaciones técnicas de las pruebas, y de la propia interconexión, y no en los tipos de las tecnologías de la GD. Esta norma tiene como objetivo ser tecnológicamente neutral, aunque los atributos técnicos de los recursos energéticos y los tipos de Sistemas Eléctricos de Potencia no tienen relación con las necesidades de interconexión.

Aunque esta norma establece los criterios y requisitos para la interconexión, no es un manual de diseño ni es una guía de aplicación. Establece los requisitos técnicos funcionales mínimos, que son universalmente necesarios para ayudar a asegurar una interconexión técnicamente sólida.

A continuación, se presentan algunas consideraciones básicas incluidas en la norma IEEE 1547:

- La GD no debe afectar el voltaje suministrado a los consumidores, y los límites de voltaje de servicio deben estar dentro del margen establecido en la norma ANSI C84.1, Range A.
- La GD, aparte de los efectos que causa sobre el voltaje del SEP debido a la generación de potencia real, por lo que no debe causar conflictos o cambios en el nivel de voltaje presente en el nodo de conexión, en cuanto no presente ningún inconveniente en el voltaje del sistema de potencia.
- La unidad de GD debe estar en la capacidad de sincronizarse con el SEP, sin que provoque una fluctuación mayor a  $\pm 5\%$  del voltaje operativo.
- Las fuentes de GD deben ser capaces de responder a condiciones anormales que influyan y afecten el voltaje y la frecuencia suministrada.
- Las competencias de las protecciones para la interconexión del sistema deben monitorear parámetros como el calor efectivo, valor de la frecuencia, cada valor del voltaje línea – neutro, o en su defecto el voltaje fase – fase. Cuando cualquier valor de los voltajes medidos se encuentre por debajo del rango mostrado en la tabla 3.3, la unidad de GD deberá suspender la alimentación del sistema eléctrico de potencia.

Rango de Voltaje (% de voltaje base)	Tiempo de Despeje (segundos)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2
$88 \leq V < 120$	1
$V \geq 120$	0,16
Nota: Voltajes bases son los voltajes nominales establecidos en la norma ANSI C84.1	
GD $\leq$ 30 kW, máximo tiempo de despeje	
GD $>$ 30 kW, tiempo de despeje por defecto	

**Tabla 3.3** “Requerimiento del sistema a un voltaje anormal”  
**Fuente:** IEEE 1547 National Standard for Interconnecting Distributed

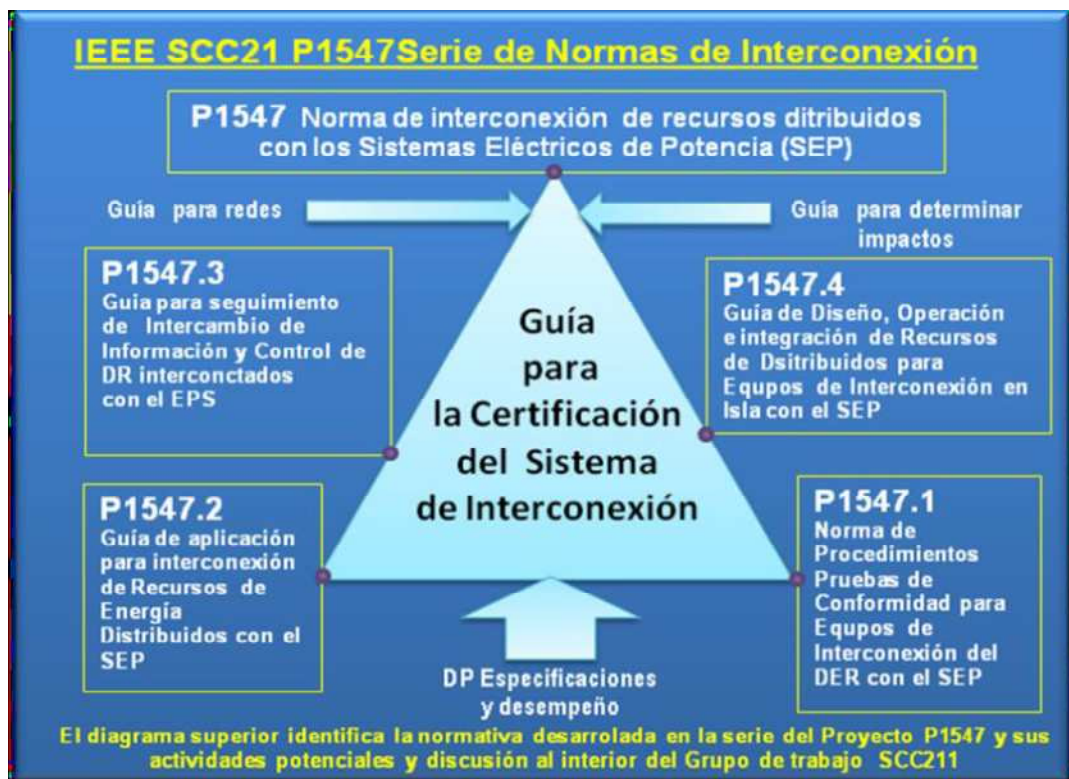
- Para fuentes de GD con una capacidad de generación menor a los 30 KW de capacidad pico, el ajuste de voltaje y el tiempo de despeje será ajustable o fijo, mientras que para mayores a 30 kW únicamente será ajustable.
- La medición del voltaje se la debe realizar en el punto de conexión con la fuente de GD, cuando estén presentes algunos de los siguientes requisitos:
  - La capacidad del sistema de GD conectado al punto común de acoplamiento es menor o igual a 30 kW.
  - El equipo de interconexión debe ser certificado para la prueba de aislamiento.
  - La capacidad de GD es menor que el 50% de la carga total de los sistemas de potencia a mínima carga; y no es permitido exportar potencia.
- Con relación a las perturbaciones de frecuencia, el sistema de GD se mantendrá conectado al SEP únicamente si la frecuencia fluctúa en el rango de 59.3 Hz a 60.5 Hz. La medición de la misma se efectuará en la fuente de GD o en el punto común de acoplamiento. Un sistema de GD menor a 30 kW dejará de alimentar la red del SEP en 0.16 segundos si la frecuencia excede los 60.5 Hz; y tendrá la capacidad de retardar la desconexión con un ajuste de baja frecuencia en el rango de 59.3 Hz a 57 Hz; y a su vez desconectarse en los 0.16 segundos si la frecuencia es menor a 57 Hz.

- Para el caso de los generadores sincrónicos aplicados a la GD, deben contar con funciones de protección contra la pérdida de sincronismo, para aislar la fuente de GD del sistema de potencia sin la intervención de ningún retardo intencional.
- Referente a calidad de servicio, la unidad de GD interconectada al sistema no debe inyectar corriente DC mayor o igual a 0.5% de la corriente de salida a potencia nominal. La unidad no deberá crear armónicos objetables a los otros usuarios.
- Cuando el sistema de GD alimenta a cargas lineales balanceadas, la corriente armónica suministrada en el punto común de acoplamiento no debe exceder los límites establecidos en la tabla 3.4.

Orden Armónico Individual	< 11	$35 \leq h < 35$	$35 \leq h < 35$	$35 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
Porcentaje (%)	4	2	1,5	0,6	0,3	5

**Tabla 3.4** “Máxima distorsión armónica de corriente en porcentaje de la corriente”

Fuente: IEEE P1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System.



**Figura 3.2** “IEEE P1547 series of standards for interconnection”

Fuente: IEEE P1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System.



### **3.2.4 Análisis regulatorio de la GD en Ecuador**

En la actualidad, no existe una muy clara legislación concerniente a GD en el organismo regulador (CONELEC), el cual está promoviendo la incursión de algunos proyectos con energía renovable, proyectos fotovoltaicos, hidroeléctricos y eólicos con un límite de potencia de 1 MW, los mismos que están siendo ejecutados en función a la Regulación 001/13 y la Regulación 002/13 [21].

Con los incentivos y resoluciones adoptadas, se pueden identificar algunas señales en las regulaciones que si bien dan una visión positiva, no han sido suficientes para concretar la decisión en los inversionistas para el financiamiento de proyectos de pequeños y medianos recursos de generación, que reciben la denominación de GD [19].

Se ha establecido un alcance comprensible, que si bien abarca un amplio grupo de fuentes primarias alternativas de energía, de la misma manera establece un límite de potencia de hasta 1 MVA, las fuentes se las define de un modo general, no habiendo estudios y recomendaciones para obtener los incentivos que corresponden según el tipo de fuente de energía. Sin embargo, se permite la participación privada, pero como excepción, para proyectos menores a 1 MW.

El tratamiento preferente de generador no convencional, posibilita al inversionista acogerse a precios especiales, ver tablas 3.5 y 3.6, actualizadas en la Regulación CONELEC 007/12 a la Regulación CONELEC 004/11. Tales precios estarían vigentes por 15 años, indicativo que permite hacer una relación costo – beneficio, con indicadores estables para llegar a resultados que permitan evaluar los proyectos financieramente y prever posibilidades de financiamiento e inversión.

La regulación de mercado debe proporcionar un despacho prioritario, estableciendo un límite de hasta un 6% de la capacidad operativa de la generación, lo cual está fijando metas de orden centralizado.

La normativa vigente para la interconexión a la red eléctrica resulta muy general y está orientada exclusivamente para los sistemas de distribución, lo que presenta un gran inconveniente tomando en cuenta los costos elevadísimos de la inversión en este ámbito,

resultando necesaria una normativa específica para aquellos consumidores que aspiran a la interconexión con los sistemas de distribución.

#### **3.2.4.1 Regulaciones relacionadas a la generación distribuida.**

Al amparo del Mandato Constituyente N° 15 y de las políticas establecidas, varias empresas del sector eléctrico se fusionaron para integrar dos grandes corporaciones, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) y la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). De la misma manera, el CONELEC según este Mandato, ha emitido varias regulaciones que permiten la incorporación y dan un cierto incentivo a la GD las cuales son:

- **Regulación N° CONELEC-006/08.-** define las reglas comerciales para el funcionamiento del mercado, los parámetros para el cálculo de las tarifas eléctricas y la aplicación de los pliegos tarifarios. Determina el esquema de costos, el componente de distribución, la tarifa única a nivel nacional, mercado de corto y largo plazo, contratos regulados, la liquidación comercial de las transacciones y las auditorías solicitadas para constatar parámetros técnicos o comerciales.
- **Regulación N° CONELEC-013/08.-** regulación que complementa a la 012/08, establece reglas comerciales para el funcionamiento del mercado y la normativa para los contratos regulados entre los participantes del mercado, regula las transacciones de corto y largo plazo, las liquidaciones de las transacciones en el mercado, la actividad del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), proyectos de expansión del Sistema Nacional de Transmisión y el uso de energías provenientes de fuentes renovables no convencionales.
- **Regulación N° CONELEC-001/09.-** establece las regulaciones para la participación del autoprodutor (autogenerador con cogeneración), para la comercialización de la energía. Está orientada al fomento de la cogeneración, basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, incrementando la eficiencia energética y mejorando la seguridad del abastecimiento. Regulación que exige cumplir los siguientes requerimientos:

- Que la GD se oriente a necesidades de sus instalaciones o asociados a la cogeneración.
  - Obligación de proveer de los excedentes de energía eléctrica al mercado, si la tiene disponible.
  - La capacidad de producción de cogeneración no estará sujeta al despacho centralizado, sin embargo el autogenerador – cogenerador, deberá comunicar al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) sobre la operación de su planta.
- **Regulación N° CONELEC-009/08.-** regulación para el registro de generadores menores a 1 MW, establece el procedimiento al que deben ajustarse los inversionista para ejecutar proyectos de generación y aquellas centrales que se encuentran operativas de igual potencia nominal a la mencionada y que su operación no sea de emergencia.

Además, se emitió tres nuevas regulaciones que manteniendo el esquema vertical, presentan la apertura para pequeños proyectos a mediana y pequeña escala (menores a 50 MW), en especial vinculados a energías renovables y no convencionales:

- **Regulación N° CONELEC-002/11.-** establece los parámetros a seguir que permitan la participación de generadores privados, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico. Proyectos nuevos por excepción menores a 50 MW y que no figuren en el Plan Maestro de Electrificación; que sean calificados como necesarios para satisfacer el interés público, destinados a cubrir la demanda y la reserva de generación.

La adjudicación se la otorga mediante contratos regulados y por un proceso público de selección, debiendo cumplir al menos los siguientes requisitos:

- Los estudios presentados sean de carácter “pre factibles”.
- El proyecto planteado no se encuentre establecido en el Plan Maestro de Electrificación.
- Se optimice el uso del recurso natural para generación eléctrica y que no se vean afectados los proyectos establecidos en el Plan Maestro de Electrificación.

- El costo de las centrales de generación no debe exceder a los costos promedios estipulados en los contratos regulados, para cada tipo de tecnología.
- Los respectivos cálculos de la energía firme o energía garantizada deben estar técnicamente sustentados.
- **Regulación N° CONELEC-003/11.-** determina la metodología para establecer los plazos y precios a aplicarse en los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la inversión privada, incluyendo aquellos cuya fuente de generación sean energías renovables.

TECNOLOGÍA	PLAZO PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA	PLAZO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	PLAZO PARA LOS AUTOGENERADORES
TIPO DE CENTRAL Y RANGO DE POTENCIA	AÑOS		
Vapor	30		30
MCI < 514 rpm	20		20
MCI 514 - 900 rpm	15		15
MCI > 900 rpm	7		7
Gas Industrial	20		20
Gas Jet	7		7
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogas	15	15	15
Geotérmicas	30	30	30
Hidro 0 - 0,5 MW		20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20 - 30	30	30
Hidro 5 - 10 MW	23 - 40	40	40
Hidro 10 - 50 MW	28 - 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50		50

**Tabla 3.5** “Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes”

**Fuente:** Regulación 003/11 Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios Referentes de Generación y Autogeneración

- **Regulación N° CONELEC-004/11.-** determina el tratamiento a seguir para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales. Establece los requerimientos, precios, período de vigencia y forma de despacho de la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado, así como también

a sistemas aislados, por lo generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

Las energías renovables no convencionales abarcan tecnologías como: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas menores a 50 MW de capacidad instalada. Los interesados en implementar proyectos cuya fuente sea algún tipo de energía renovable podrán solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional, tomando en cuenta que aquellas unidades de generación hidroeléctrica cuya capacidad sea mayor a 50 MW no podrán acogerse a la presente regulación.

- **Precios Referentes.-** Los precios por la energía medida en el punto de entrega, en centavos de dólar por kWh se muestran en las tablas 3.6 y 3.7, no se reconoce pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales. Los precios están garantizados y vigentes por un período de 15 años, a partir de la fecha de suscripción del contrato y hasta antes del 31 de diciembre del 2013.

CENTRALES	TERRITORIO CONTINENTAL	TERRITORIO INSULAR
Eólicas	9,13	10,04
Fotovoltaicas	40,03	44,03
Solar Termoeléctrica	31,02	34,12
Corrientes Marinas	44,77	49,25
Biomasa y Biogás < 5 MW	11,05	12,16
Biomasa y Biogás > 5 MW	9,6	10,56
Geotérmicas	13,21	14,53

**Tabla 3.6** “Precios referenciales energía renovable (cUSD/kWh)”

**Fuente:** Regulación 004/11 Política de Incentivos

CENTRALES	PRECIO
Centrales Hidroeléctricas hasta 10 MW	7,17
Centrales Hidroeléctricas mayores a 10 MW hasta 30 MW	6,88
Centrales Hidroeléctricas mayores a 30 MW hasta 50 MW	6,21

**Tabla 3.7** “Precios preferentes centrales hidroeléctricas hasta 50 MW (cUSD/kWh)”

**Fuente:** Regulación 004/11 Política de Incentivos

- **Requisitos para la conexión.-** En el punto de conexión, el generador debe instalar todos los equipos necesarios para la conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo la normativa vigente y demás requisitos que se exigen para el transmisor o el distribuidor. Aquellos generadores que se acojan a los precios referentes de esta regulación no firman un contrato, deben obtener un registro de conformidad con la regulación respectiva y se deberá constatar que la potencia del proyecto haga uso óptimo y adecuado del recurso.
- **Regulación N° CONELEC-001/13.-** Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales, Establece el tratamiento para la participación de generadores, con energías renovables no convencionales, en el Sector Eléctrico ecuatoriano.
- **Regulación N° CONELEC-002/13.-** Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1MW, Determinar el procedimiento que deben cumplir los proyectos de generación de energías renovables, menor a 1 MW, para obtener el Registro ante el CONELEC, así como su tratamiento en los aspectos comerciales, técnicos y de control.

### **3.2.5 Oportunidades de desarrollo técnicos de la GD en Ecuador**

Con relación a lo analizado anteriormente, se plantean posibles argumentos que el ente regulador podría incorporar para manejar de mejor manera el tema de la concesión de medios de generación de mediana y pequeña escala:

- Se debe empezar por establecer una definición clara y concisa desde el punto de vista de recurso de energía distribuido.
- Establecer una regulación que defina exactamente los recursos de energía distribuida o generación distribuida.
- Determinar claramente la diferencia entre la conexión a media tensión o subtransmisión.

- Establecer los rangos de potencia debidamente sustentados, mediante estudios y/o simulaciones técnicas apegados a la realidad de nuestro sistema de subtransmisión y distribución.
- La definición podría incluir parámetros como la operación, objetivos y alcance de las normativas de conexión, tomando en cuenta que se deben establecer los requisitos de protección, confiabilidad y calidad de energía.

Lo importante es establecer el uso de modelos que planteen la obtención de un ingreso adicional al inversionista, en proporción orientada a recuperar la inversión en el orden de los 15 a 25 años, cuando el generador tiene un efecto positivo sobre la red.

De la misma manera el esquema no solo reconocería los costos y beneficios reales de la GD, sino también el de los usuarios, esto quiere decir que aquellos que presenten un impacto mayor en las pérdidas o en el uso de la red deberían pagar más de aquellos que producen un impacto menor.

### **3.3 Experiencia internacional y beneficios obtenidos por países que han implementado la generación distribuida.**

La falta de definición y concordancia de diversos factores, ha provocado que varias de las publicaciones y estudios realizados no cuenten con la adecuada especificación y estadísticas concretas de los sistemas de generación distribuida alrededor del mundo. En este sentido, los datos más representativos son aquellos relacionados con las cifras de producción de potencia y energía en cuanto a fuentes energéticas renovables a pequeña y mediana escala, lo que de alguna forma permite estimar la tendencia y desarrollo de sus tecnologías a nivel mundial.

#### **3.3.1 Países pioneros en el uso de tecnologías de GD.**

En el contexto internacional, el empleo de GD ha sido fomentado por diversos factores. De acuerdo con datos del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) de

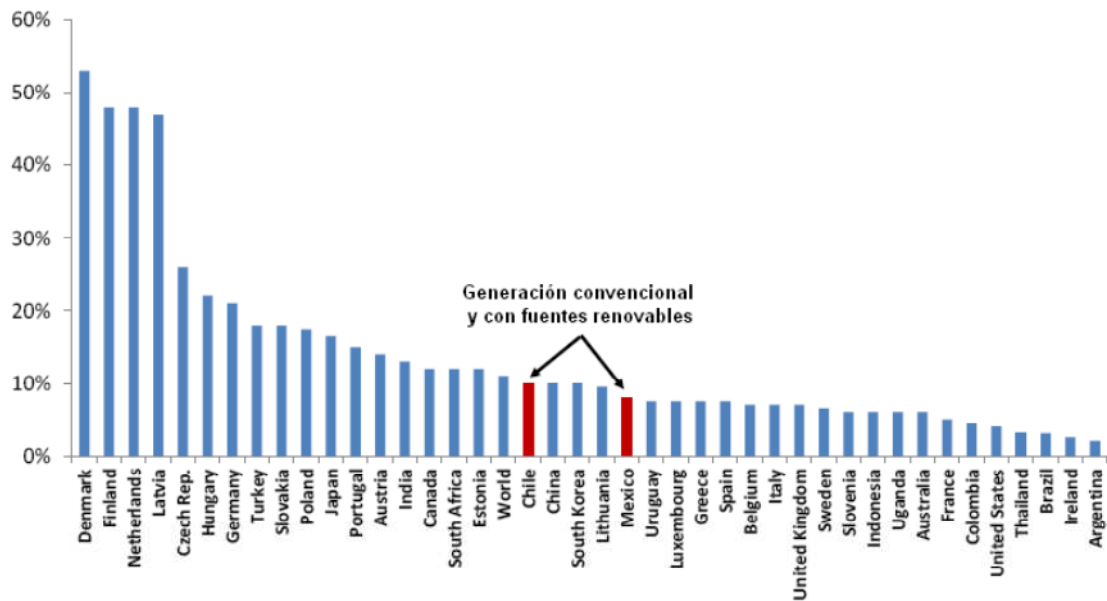
2010, en varios países del mundo el porcentaje de la potencia instalada de GD se ha elevado, en relación con la capacidad total instalada, es así que en países como Dinamarca y Holanda, alcanza valores de hasta el 37%, y en otros países como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania tan solo el 15% y en el caso de Estados Unidos llega al 5% [1].



**Figura 3.3** “Países con mayor GD instalada por tecnología”  
**Fuente:** U.S. Department of Energy – Renewable Energy Data Book

De acuerdo a los estudios más recientes de la Agencia Internacional de Energía, se estima que en los próximos 10 años el mercado mundial para la GD será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares, teniendo en cuenta que los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a la GD.





**Figura 3.4** “Porcentaje de participación en generación distribuida mundialmente”

**Fuente:** Perspectiva sobre la Generación Distribuida mediante Energías Renovables en América Latina y el Caribe

### 3.3.1.1 Generación distribuida en Estados Unidos.

Para el año 2009, Estados Unidos se afianzó como pionero en la incorporación de nueva capacidad eólica. Sin embargo, en el 2010, una importante reducción ocurrió en este país, cuyo aporte descendió del 25,9% (alrededor de los 9,9 GW) al 14,9% (alrededor de 5,6 GW), desplazando a Estados Unidos al segundo lugar después de China en lo referente a la producción de energía eléctrica cuya fuente es el viento.

De la misma manera, se ha percibido un notable crecimiento en sectores como el solar fotovoltaico, lo que representa un cambio significativo en la estructura de la producción de energía eléctrica en este país. La generación de electricidad mediante energía solar se ha incrementado cuatro veces más entre el 2000 y el 2010, esto significa que la capacidad solar fotovoltaica acumulada creció cerca del 52% respecto del año anterior. Sin embargo, esto representa una parte muy pequeña del total de generación eléctrica en los Estados Unidos [27].

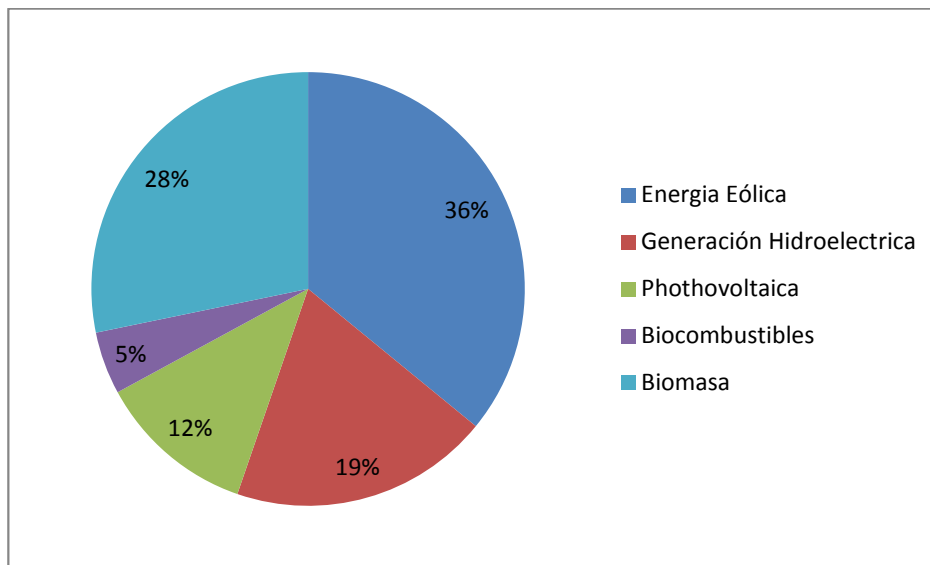
Proyectos como la Iniciativa Solar de California (CSI), ha llevado a un gran incremento en la capacidad del Estado, ya que en el 2008, más de 150 MW se agregó al sistema; y a

finales del 2.009, 57.500 proyectos solares aproximadamente fueron instalados. Los sistemas fotovoltaicos en California permitieron que este país se incluya entre aquellos con mayor capacidad solar instalada a nivel mundial y para el futuro pretende ubicarse como el número uno, ya que el objetivo de la CSI es de 1.940 MW de nueva energía solar a ser instalada hasta el 2.017 [27].

La generación por bioenergía ha permanecido estable durante los últimos siete años y actualmente representa el 33% de toda la energía renovable generada en los Estados Unidos (descartando la generación hidroeléctrica). La capacidad de biomasa instalada en este país presenta una tasa de crecimiento anual del 3,1% desde el 2.006 al 2.010. La energía eléctrica producida proviene principalmente de productos como la madera y de los residuos agrícolas que se queman como combustible para la generación en el sector industrial (tales como en la industria de la pulpa y el papel) [27].

### **3.3.1.2 Generación distribuida en Alemania**

Alemania ha establecido la mayor tendencia en el desarrollo de generación eólica y solar fotovoltaica a nivel mundial. En la última década, más del 80% de todas las centrales de este país, han estado fundamentadas en tecnologías de energía renovables, sobre todo la eólica.



**Figura 3.5** “Estructura de la generación de electricidad en Alemania (2010)”

**Fuente:** Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety – BMU

Desde el 2004, Alemania es el país con la mayor cantidad de instalaciones fotovoltaicas solares en su haber a nivel mundial, actualmente existen aproximadamente 300.000 instalaciones de este tipo en territorio alemán. Algunas estimaciones señalan que cerca del 90% de los sistemas fotovoltaicos instalados en Alemania son de nivel residencial, porcentaje que se divide en un 40% de estos sistemas establecidos en hogares y el otro 50% se encuentran localizados en bloques de apartamentos, fincas residenciales, edificaciones públicas, granjas y plantas comerciales, mientras que el 10% restante corresponde a los sistemas a gran escala [28].

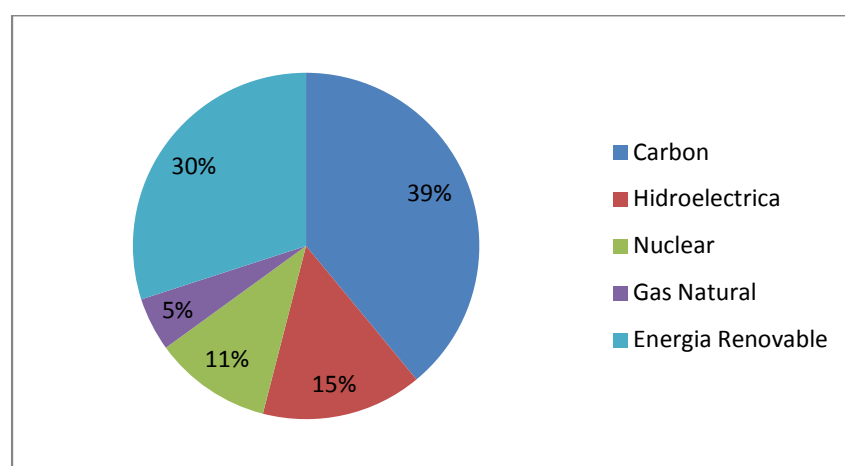
Para el 2010, Alemania instaló un record mundial al disponer de 8GW de capacidad de generación a base de energía solar, consolidándose como líder en instalaciones solares a nivel mundial y que actualmente asciende a 18 GW. La inversión en proyectos de GD en este país se incrementó en un 132%, lo que corresponde aproximadamente a 34.3 billones de dólares. Este crecimiento tan abrumador se debe al fuerte aumento en el desarrollo de proyectos solares a pequeña escala, principalmente asociados con proyectos a escala residencial (menores a 1 MW) [28].

Sin embargo, el crecimiento de las tecnologías fotovoltaica y eólica representan solamente una parte del extraordinario desarrollo de la generación descentralizada en este

país. La energía de las plantas de residuos, que conlleva la generación de electricidad a través de procesos anaeróbicos (principalmente de residuos agrícolas) a pequeña escala y las pequeñas centrales hidroeléctricas son entre otras las más representativas.

### 3.3.1.3 Generación distribuida en China

Los medios referentes en el análisis de la GD en este país corresponde a las pequeñas plantas térmicas y de cogeneración (CHP), así como también los sistemas eólicos, tanto para el abastecimiento de energía en áreas remotas como en áreas rurales. En la figura 3.9 se aprecia la explotación de las fuentes de energía tradicionales en porcentajes, representados de la siguiente manera: carbón 960 GW, hidroenergía 360 GW, nuclear 260 GW y gas 120 GW, manteniendo una potencia de aproximadamente 720 GW entre la capacidad de energía suministrada y la demanda, la cual es cubierta por fuentes de energía renovables [29].



**Figura 3.6** “Estructura energética en China”  
**Fuente:** PV Magazine – Photovoltaic Technology

El carbón es el principal recurso de energía en China, el mismo que representa el 75,2% de los recursos energéticos en todo el país y el 67,1% del consumo de energía. Siendo este recurso uno de los más abundantes en este país, las pequeñas plantas térmicas han llegado a ser las fuentes más populares de energía a pequeña escala. La capacidad instalada de la gran

mayoría de estas centrales es de menos de 6 MW y están conectadas a la red en un nivel de voltaje de 10 kV o 35 kV [29].

A pesar de que estas pequeñas plantas de energía han colaborado enormemente con el desarrollo económico en el mencionado país, los inconvenientes medioambientales provocados por estas centrales no pasan desapercibidos. Las pequeñas plantas térmicas no cuentan con la desulfuración o equipos de eliminación de polvo, lo que provoca que la descarga de contaminantes de estas centrales sea más alta que la de los generadores a gran escala.

Tomando en cuenta igual producción de generación, la contaminación provocada por un pequeño generador térmico es más de cinco veces la de los generadores a gran escala; y la emisión de dióxido de azufre a la atmósfera es 15 veces mayor. En consecuencia las pequeñas centrales de generación térmicas son consideradas como una fuente de contaminación.

Entre todas las energías renovables, exceptuando la hidráulica, los sistemas eólicos son los que presentan las ventajas técnicas y económicas más favorables, por lo cual China se ha permitido dar un especial énfasis a su explotación en los últimos años. Es así que en el año 2.010 El país asiático llegó a ser el pionero en este tipo de centrales, ya que añadió 18.928 MW en un año, lo que representa más del 50% del mercado mundial de nuevos aerogeneradores [29].

Se estima que para el año 2.020, la capacidad total instalada de generación eólica llegará a 30 GW, por tanto pasará a ser el tercer mayor recurso energético de generación eléctrica en China, mientras que para el 2.050 pasará a ser el segundo.

Sin embargo, la energía eólica en este país está centralizada y distribuida de manera desigual. Cerca del 70% del recurso eólico se encuentra localizado en seis provincias, por lo tanto, la política principal del estado es utilizar centralizadamente la energía producida por los sistemas eólicos para abastecer a las zonas de gran disponibilidad de este recurso y a su vez transmitir energía a otras partes vía sistemas de transmisión en ultra alto voltaje (UHV).

### 3.3.1.4 Generación distribuida en Dinamarca

Dinamarca se ha convertido en un referente mundial debido a la producción de energía eólica y CHP, sustituyendo el petróleo y carbón por gas natural y energías renovables, lo que le ha permitido incrementar su PIB en un 56%, disminuir las emisiones de dióxido de carbono en un 35% respecto de la década anterior y pasar de ser importador a exportador de energía [30].

En el año de 1981 se instauró un programa para la inclusión de la generación distribuida en el país, el mismo que promovía la CHP y se crearon subsidios para la generación a partir de sistemas eólicos y de la biomasa; además se establecieron regulaciones para incrementar el precio del petróleo y carbón (mediante impuestos) y también se prohibió la construcción de centrales a base de carbón. Medidas como estas en conjunto con un gran planeamiento energético, permiten dar solución a problemáticas medioambientales y a su vez disminuir la dependencia del petróleo.

Dinamarca ha implementado exitosamente proyectos de GD, superando inconvenientes como los costos elevados que esto implica, acceso limitado a la red, ya que se priorizaba al generación centralizada, entre otros. En los últimos años se ha incrementado la participación de la GD de un 1% en 1.990 a cerca de un 55% en el 2.010, donde su mayor inclusión está con la generación combinada de energía eléctrica (CHP) con un 34% y generadores eólicos con un 21% [30].

En Dinamarca acontecieron tres sucesos importantes que marcaron el mercado eléctrico y que dieron lugar a la implementación de la generación distribuida, los cuales se mencionan a continuación:

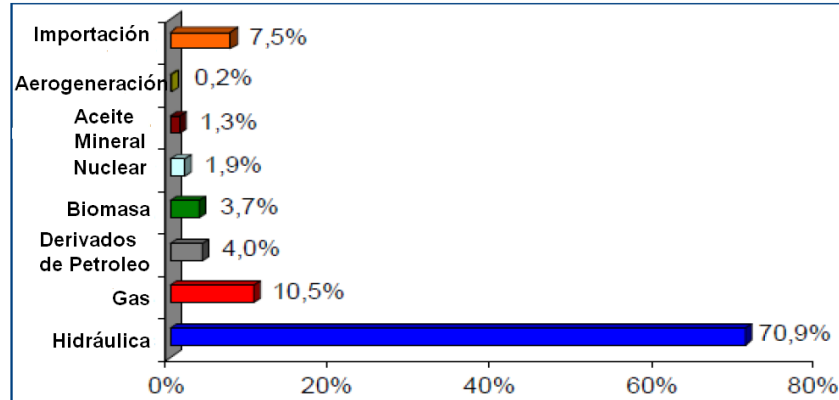
- Primera implementación de GD (1.900 – 1.950). Se dio lugar a la generación de pequeña y mediana escala en el sistema eléctrico, permitía que varios agentes participaran en un régimen de co-existencia.
- Centralización de la producción de energía eléctrica (1.950 – 1.970). La GD pasó a un segundo plano, ya que se establecieron limitantes sin dar oportunidad para la sobrevivencia de la GD.

- Creación de una estructura híbrida (1.970 – 1.990). Permitió que la GD se interconectara rápida y eficazmente con la red de distribución, lo que conllevó a que actualmente la GD llegue a ser exitosa en este país.

El éxito de la implementación de la GD en Dinamarca, ha sido producto de un largo proceso que ubica a este país como el más dependiente de la GD, lo que ha sido posible debido a una clara política de incentivos para este tipo de generación.

### 3.3.1.5 Generación distribuida en América Latina.

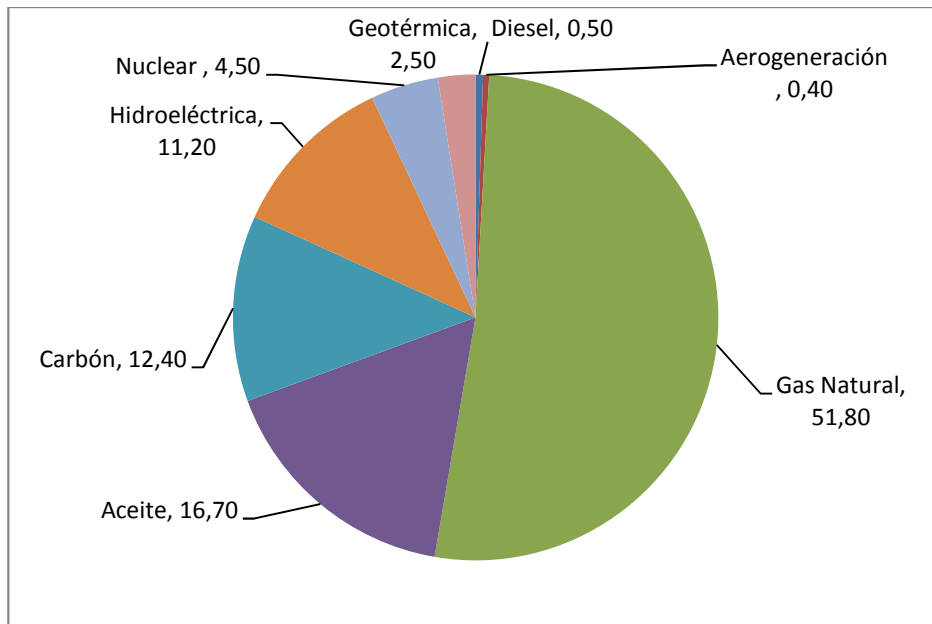
Empezando por el caso específico de Brasil, su matriz energética se caracteriza por una participación relevante de fuentes renovables de energía, especialmente la hidráulica la misma que representa el 71% de la capacidad instalada en este país, seguida por otras fuentes renovables como son la biomasa y la energía eólica, que corresponde al 3,7% y el 0,2% respectivamente, ver figura 3.10 [31].



**Figura 3.7** “Matriz de energía eléctrica en Brasil”  
Fuente: Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)

Por otra parte se registró un incremento en la energía térmica, la misma que quema combustibles fósiles tales como el gas natural, el diesel y en especial el que utiliza diferentes tipos de biomasa, principalmente la caña de azúcar. Las plantas de energía hidroeléctricas, de biomasa, eólicas, los sistemas solares y de combustibles fósiles representan la fuente y tecnologías de GD de mayor apogeo en el sector eléctrico brasileño.

Por otro lado, México ha estado desarrollando proyectos de GD desde 1.990, principalmente con fuentes renovables, los mismos que han resultado viables gracias a los beneficios económicos y comerciales. El 81% de la producción de energía se la obtiene a partir de combustibles fósiles, mientras que aproximadamente el 14% se la consigue a través de fuentes renovables (hídrica, geotérmica y eólica), ver figura 3.11 [31].



**Figura 3.8** “Matriz energética mexicana”

**Fuente:** Perspectives for Distributed Generation with Renewable Energy in Latin America

Finalmente, Chile es otro país pionero en instalar GD en Latinoamérica, ya que su mercado ha estado abierto desde 1.980 a los inversionistas privados para la generación eléctrica. A partir del 2.001 el gobierno estimula la inclusión de GD mediante incentivos económicos, lo cual ha permitido el desarrollo de la GD, sin embargo la poca participación existente se la realiza por medio de fuentes de energía renovables [31].

### 3.3.2 Proyectos de generación distribuida

A continuación se mencionan los proyectos de GD más representativos implementados en diferentes países del mundo:

- Plantas con sistemas eólicos.



- Middelgrunden (este de Copenhague – Dinamarca). Puesta en marcha en el 2.001, es una de las plantas eólicas más grandes del mundo, con una capacidad de 202 MW.
- Ijsselmeer (Holanda). Representa el segundo sistema eólico más grande del mundo, provisto con 28 aerogeneradores con una capacidad de 600 kW cada uno, para una capacidad total de 16,8 MW.
- Utgrunden (Suecia). Equipado con 7 aerogeneradores de 1,5 MW, para una capacidad total de 10,5 MW.
- TunøKnob (Dinamarca). Localizado al este de Jutland, cuenta con una capacidad total de 5 MW, ya que cuenta con 10 aerogeneradores de 500 kW cada uno, instalado en 1.995.
- Vindeby (Dinamarca). Equipada con 11 aerogeneradores de 450 kW y una capacidad total instalada de 4,95 MW, puesta en marcha en 1.991.
- Lastour (sur de Francia). Cuenta con tres turbinas de 600 kW cada una, para una capacidad total de 1,8 MW, desarrollada en el año 2.000.
- Zwaagdijk (Países Bajos). Proyecto desarrollado en el norte de Holanda, cuenta con una capacidad total instalada de 5,1 MW, distribuidos en 6 aerogeneradores de 850 kW cada una.
- El Perdón (Navarra – norte de España). Cuenta con 40 aerogeneradores instalados a lo largo de cuatro kilómetros. Tiene una capacidad total instalada de 20 MW y una producción anual estimada de 50 GW hora.
- Keyenberg (Alemania). Compuesto por 9 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno y una potencia total instalada de 11,7 MW, con una producción anual estimada de 29 GW hora.
- Middelgrunden (Dinamarca). Con una potencia total instalada de 40 MW, distribuidos en 20 aerogeneradores de 2 MW cada uno. La velocidad del viento es de 7,2 m/s a 50 metros de altura.
- Plantas con sistemas fotovoltaicos.
  - WISTA Business Center (Berlín – Alemania). Planta fotovoltaica cuya capacidad total instalada es de 46 kW, desarrollada por la empresa del centro

de negocios en Berlín WISTA, empleando diferentes tipos de paneles solares.

- Pérgola Fotovoltaica de la Moncloa (Madrid – España). La planta fotovoltaica cuenta con una capacidad total instalada de 41,4 kW, el proyecto fue subsidiado por la legislación española con una contribución del 46%.
- Plantas hidroeléctricas.
  - Tzschelln (Alemania). La planta de generación hidroeléctrica tiene una capacidad de 220 kW, construida en una presa existente y puesta en marcha en el 2.001.
  - Magliano (Italia). Cuenta con una capacidad total instalada de 870 kW, cuyo financiamiento corrió por cuenta del operador de red de este país.
  - Port Mort (Francia). La planta está integrada con el río Seine y cuenta con una capacidad de 6 MW. Fue puesta en marcha en el año 2.000 y financiada por el estado francés.
- Plantas con sistemas de biomasa.
  - Harboøre (Dinamarca). Planta de gasificación que utiliza madera como biomasa para suministra energía y calefacción a cerca de 560 hogares. El proceso se compone de un gasificador, un sistema de purificación del gas y una planta de cogeneración. La capacidad térmica es de 1.450 kW y la eléctrica es de 760 kW.
  - Silbitz (Alemania). Con una capacidad de 5 MW, el proceso consiste en la incineración de diferentes residuos de madera.
- Plantas con sistema a gas natural.
  - Alkmaar (Países Bajos). Con una capacidad instalada de 2 MW, se encuentra localizada en el hospital en Alkmaar. Principalmente abastece la demanda de calefacción del hospital y aproximadamente un 90% de la demanda eléctrica.
  - Pozoblanco (España). Cuenta con una capacidad de 4 MW.
  - Ronse (Bélgica). Planta con una capacidad de 164 kW.

### **3.4 Factores facilitadores para el desarrollo de la generación distribuida y esquema para la incorporación en Ecuador.**

El constante incremento en la demanda energética, junto con las limitaciones impuestas en materia medioambiental a la construcción de nuevas centrales de generación y la ampliación de la infraestructura del actual sistema, constituyen factores importantes en la apertura del mercado a un nuevo escenario.

El desarrollo actual de la GD, y la constante aceleración que está teniendo, tienen su fundamento en una serie de situaciones, medidas y regulaciones adoptadas que de forma conjunta actúan como plataforma de lanzamiento de un nuevo modelo de negocio [21]:

- a.** Reestructuración de la matriz energética, que de cierta forma trata de eliminar la planificación centralizada e incentiva la libre competencia de la generación.

No obstante, cabe destacar que actualmente el proceso de apertura del mercado ofrece una visión desigual, ya que en el sector eléctrico ecuatoriano se han establecido monopolios naturales, como por ejemplo el de la distribución, en cualquier caso, esta liberalización tiene que hacerse efectiva a mediano plazo.

Dichas políticas de apertura conlleva a la división en la explotación del sistema entre los diferentes participantes: gestión de red, distribución y generación, permitiendo a los autoprodutores ingresar al mercado eléctrico y a su vez a la inclusión de nuevos agentes que participen de forma activa. Esta discrepancia favorece la aparición de nuevos competidores en generación y además la apertura de las redes de transporte y distribución [19].

- b.** Saturación de la capacidad del actual sistema eléctrico debido a demandas constantemente crecientes. Inconvenientes en la disposición de las grandes centrales y ampliación de la infraestructura actual del sistema.

En Ecuador, el incremento de la demanda de energía eléctrica que se ha venido suscitando en estos últimos años, ha sido mayor que el crecimiento económico. Esta tendencia implica la saturación de la infraestructura existente y la necesidad de adaptarlas a las previsiones.

Sin embargo, la construcción de nuevas líneas de transmisión y distribución, subestaciones y nuevas centrales de generación afrontan actualmente un creciente

rechazo social, lo que dificulta cada vez más la ampliación del actual sistema eléctrico. Una salida para este problema se la puede encontrar en la GD que permitiría cubrir los picos de demanda y prevenir los cortes del suministro que preocupan a los responsables del sistema y a la sociedad en general. Contribuye por tanto, a la confiabilidad del suministro que el sistema entrega y facilita la planificación del abastecimiento frente a previsiones inciertas de demanda [19].

- c.** Reducción de pérdidas en la red y del costo que implica para la infraestructura que la soportan.

Aproximadamente el 30% de la inversión de las empresas eléctricas es destinada a cubrir costos de transmisión, distribución y las pérdidas de potencia que se producen en las líneas, debido al transporte de la energía, las cuales bordean entre un 2 a 3% en el mejor de los casos, porcentaje aceptable para una empresa distribuidora. La GD al estar conectada en puntos más cercanos al consumidor, reduce estas pérdidas, sin embargo los efectos son variables dependiendo de las características propias de la red, topología, ubicación de los generadores y de la potencia generada en cada instante.

De igual forma, el aumento de la demanda de energía implica la necesidad de extender el sistema de distribución y fortalecer las líneas existentes. Esto conlleva un costo elevado, que en ocasiones dicha inversión resulta inviable económicamente frente a la posibilidad de integrar nuevos sistemas aislados de producción o en su defecto la creación de microrredes de distribución asociadas [19].

- d.** Progresos tecnológicos en el desarrollo de las fuentes alternativas de generación y reducción de costos.

La necesidad de aumentar la capacidad del actual sistema eléctrico y las complicaciones para construir nuevas centrales de generación o ya sea líneas de distribución y transmisión han impulsado el desarrollo de equipos de generación a pequeña escala que brindan una solución innovadora a estos problemas. El acelerado desarrollo tecnológico que están experimentando estos equipos representa uno de los factores clave en el auge de la GD pues ha permitido incrementar la eficiencia de las tecnologías empleadas y su fiabilidad, al mismo tiempo que reducir costos de instalación, operación y mantenimiento.

**e.** Preservación de las fuentes de energía básicas: petróleo, carbón y gas natural.

El actual sistema energético está agotando las reservas de combustible. A nivel mundial, alrededor del 93% de la energía consumida por el hombre proviene de combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural y de la energía nuclear, cuya utilización masiva conduce al agotamiento de sus reservas. Al ritmo de consumo actual estas fuentes de energía terminarán por agotarse o dejarán de ser económicamente provechosas a mediano plazo. Se estima los siguientes plazos de agotamiento de las reservas existentes [19]:

- Carbón: 200 – 250 años.
- Uranio: 70 – 90 años.
- Gas natural: 60 – 80 años.
- Petróleo: 40 – 50 años.

La búsqueda y aprovechamiento de nuevas fuentes de energía primaria, es entonces un tema primordial en el desarrollo de las sociedades. Es aquí donde intervienen las fuentes de GD que usan recursos renovables como alternativa a los recursos agotables.

**f.** Autonomía energética.

Diversas crisis que han envuelto a los combustibles fósiles y su posterior inestabilidad en el mercado mundial, ha provocado una paulatina toma de conciencia sobre la problemática energética y ha despertado el interés en diversificar las fuentes de energía y fomentar el autoabastecimiento.

Actualmente, la dependencia energética de la importación de energía de países vecinos como Colombia en época de estiaje es de alrededor de un 30% de la demanda actual, se trata por tanto, de buscar y explotar fuentes de energía autóctonas, que permitan reducir la dependencia exterior en materia energética, es así como la GD ofrece una estructura productiva más amplia que aporta a la diversificación energética y potencia los recursos autóctonos [21].

**g.** Reducción de las emisiones de gases contaminantes y potenciación de la utilización de fuentes de energía renovable.

De la transformación, transporte y posterior uso de la energía se producen importantes efectos medioambientales, como lo es el cambio climático. Con la producción descentralizada de energía eléctrica se logra, en el caso de las fuentes renovables, la eliminación del impacto medioambiental y por otro lado, mediante la utilización de equipos de cogeneración, la eficiencia en el uso del combustible se incrementa, lo que de igual manera provoca una reducción indirecta de las emisiones de gases de efecto invernadero.

**h.** Condiciones de continuidad en el servicio.

La fiabilidad del suministro perjudica a todos los procesos industriales y, de manera particular a sectores como el de la informática y las telecomunicaciones, donde cualquier indisponibilidad del suministro eléctrico puede causar pérdidas considerables en sus procesos.

EL actual sistema de potencia está diseñado para suministrar un 90.9% de disponibilidad de servicio (equivalentes a unas 2,6 horas al año fuera de servicio). La incorporación de microrredes locales permitiría alcanzar un 95% de fiabilidad. Sin embargo, la tecnología en los procesos de producción y en la industria en general demanda fiabilidades mayores, lo cual sería posible lograr con la incorporación de la GD [21].

**i.** Ayuda al desarrollo de regiones remotas y la inversión privada.

La generación de energía eléctrica mediante energías renovables es muy conveniente para su implementación en regiones aisladas, donde las actuales redes de transmisión y distribución no tienen acceso. Esto favorece el desarrollo regional homogéneo de todo el país.

Finalmente, la producción descentralizada de energía eléctrica representa un ofrecimiento abierto para las diferentes posibilidades de inversión privada, que de esta forma puede acceder de manera más sencilla al negocio de la generación, lo que podría provocar una fuerte inversión privada en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías.

### 3.4.1 Esquemas para la incorporación en el Ecuador

Actualmente el sector eléctrico ecuatoriano se encuentra en la búsqueda de un nuevo modelo energético, el cual está orientado a concienciar sobre el uso eficiente de la energía y el máximo aprovechamiento de las fuentes de energía limpia, que permiten disminuir notablemente los impactos ambientales, logrando alcanzar una sostenibilidad energética.

Los diferentes organismos del país concuerdan en un mismo objetivo, la nueva red eléctrica del Ecuador necesita de innovación. La GD desempeña un papel importante para lograr dicho cometido, ya que en el nuevo sistema los flujos de energía serán bidireccionales, cualquiera puede participar (inclusive los propios consumidores), mostrando un panorama más alentador para el inversionista y un sistemas mucho más dinámico con mayor posibilidades en la reducción de pérdidas [19].

Las recientes actualizaciones y nuevas publicaciones de las diferentes regulaciones otorgan la facilidad para promover nuevos emprendimientos por parte de la empresa privada, pues aunque los fundamentos legales ya otorguen soluciones positivas como la definición de plazos, la posibilidad de despacho preferente así como ciertos incentivos económicos, son muy pocos los proyectos que se presentan.

De diferentes formas el Estado ecuatoriano ha emitido ciertas señales superficiales para establecer una política energética que apoya el desarrollo de la GD, pero es imperioso implementar fundamentado en regulaciones, tanto a nivel técnico como tarifario que permita establecer ambientes atractivos para el inversionista y sobre todo reconozca los costos y beneficios reales de la GD.

El escenario para el esquema de la inclusión de la GD en el Ecuador se puede resumir en los siguientes aspectos [19].

- Ecuador es un mercado eléctrico pequeño, en consecuencia como modelo de negocio se lo ha planteado para una integración vertical.
- La ausencia de bolsas de energía y comercializadoras conjuntamente con la falta de fijación de una tarifa única, generan la dependencia de un estado que maneja otras prioridades.

- La eliminación del monopolio natural establecido por parte de las empresas distribuidoras, permitiría competir a las empresas privadas para un modelo de negocio referente, de esta manera se podrían establecer metas de superación permanentes.
- Existe la constante necesidad de aumentar la eficiencia de las inversiones, puesto que el modelo que se ha implementado es de un servicio subsidiado, que bajo el amparo del Mandato N° 15, no permite establecer un negocio autosuficiente, ya que la idea es llegar a la autosuficiencia energética.
- Siendo innegable su utilidad social, es evidente el error económico que se comete al mantener subsidiado un servicio como el de la energía eléctrica, puesto que esto no permite valorar el recurso energético, lo que conlleva a un mal uso y desperdicio. Estos subsidios podrían aprovecharse para financiar y fomentar proyectos que incentiven el uso eficiente de la energía y principalmente proyectos que permitan el desarrollo de alternativas como la implementación de la GD.
- Finalmente, el punto de partida para la inclusión de la GD como una alternativa viable, sería la planificación para la interconexión a la red eléctrica, ya sea a una red de transmisión o de distribución y la inversión que supondría dicho proceso.



## CAPÍTULO IV

### **ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO SOBRE LA INCLUSIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN HOGARES Y EDIFICACIONES.**

Mediante este análisis se refleja la conveniencia de instalar plantas de GD en la red eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito, a través de una evaluación técnica y económica; puesto que para cumplir con dicho objetivo resulta necesario describir los aspectos a considerar. Para lo cual se plantean alternativas que permiten viabilizar el desarrollo de proyectos de este tipo de generación, proyectando un beneficio económico para el inversionista; y técnico para la empresa distribuidora.

#### **4.1 Análisis de la implementación en el sistema eléctrico ecuatoriano de la generación distribuida en hogares y edificaciones.**

Regulaciones emitidas por el CONELEC, en conjunto con diversos organismos del sector eléctrico ecuatoriano, establecen que los recursos energéticos renovables no convencionales más representativos para su explotación en el país, comprenden a fuentes energéticas como la solar, eólica, hídrica, biomasa y los residuos sólidos urbanos.

A través del análisis de la disponibilidad de recursos energéticos en el país, y de la experiencia tomada sobre la evolución y desarrollo de las tecnologías de GD a nivel mundial, resulta imprescindible establecer ciertos criterios técnicos y económicos, que permitan determinar el listado de centrales de GD viables para su implementación en el sistema eléctrico nacional. Estos criterios se fundamentan en el análisis de los siguientes aspectos [19]:

- a.** Recurso energético apropiado para el desarrollo de proyectos de generación distribuida.
- b.** Rango de potencia y costo unitario de las centrales de generación distribuida.

- c. Ubicación de proyectos de GD en lugares lo más cercanamente posibles a los centro de consumo.

#### **4.1.1 Disponibilidad de recursos de energía solar.**

El Ecuador al estar situado en la zona ecuatorial, posee un potencial solar que pese a que no es el mejor del planeta, se sitúa en niveles muy importantes para su explotación, ya que a la vez que son favorables, al mismo tiempo son estables.

Varias son las investigaciones realizadas en relación a la explotación del recurso solar, por consiguiente se ha podido concluir que nuestro país cuenta con un potencial considerable para el desarrollo de este sector. De forma concreta, se tiene conocimiento que, para generar electricidad utilizando este recurso de manera eficiente, *“es necesario recibir 5.2 horas de luz promedio al día de forma perpendicular durante todo el año. Ecuador recibe cada día seis horas de luz directa, que es una cifra superior comparada con la que recibe tanto Europa como EE.UU. que tienen un promedio de 4.5 horas al día”*<sup>25</sup>. Este aspecto debe beneficiar en gran medida al desarrollo de este tipo de tecnologías para GD en el país.

En este sentido, los diversos organismos del sector eléctrico vienen impulsando el aprovechamiento de este recurso energético, por su parte el CONELEC puso a disposición el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, el cual fue publicado en el 2008 y que fue realizado por la Corporación para la Investigación Energética (CIE), con fines de investigación y desarrollo para la generación eléctrica.

Dentro de la explotación de este recurso, existe una diferencia de aprovechamiento tanto en el sector rural como el urbano, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Aprovechamiento de recursos energéticos solares en el sector rural**, este aspecto es muy importante, ya que permite satisfacer la demanda en sitio, mostrando sus claros beneficios, principalmente los relacionados al ahorro correspondiente a las

---

<sup>25</sup> D. Neira, B. Van Den Berg, F. de la Torre, “El Mecanismo de Desarrollo Limpio en Ecuador: retos y oportunidades”, Ecuador, pp. 33, 2010.

diversas inversiones. En este aspecto, el plan de desarrollo de electrificación rural tiene grandes metas, a este ritmo, el 15% restante del país tendrá electricidad para el año 2020, logrando una potencia instalada de 70 MW que generarán los sistemas fotovoltaicos aislados [21].

- **Aprovechamiento de recursos energéticos solares en el sector urbano,** En contraparte a lo anterior, los paneles fotovoltaicos y térmicos han tenido una muy baja participación en los sectores urbanos del país, debido a los altos costos de adquisición. Cabe mencionar que desde hace algún tiempo, un mínimo número de paneles solares térmicos (colectores solares) destinados para aplicaciones de calefacción de agua, han sido los comercializados en este sector.

Enfocados en la explotación de este recurso, la Empresa Eléctrica Quito arrancó el programa “Cero Viviendas sin Luz”, el cual busca dotar de energía eléctrica a viviendas aisladas y desconcentradas. Al momento se cuenta ya con los componentes de 375 kits solares fotovoltaicos para ser instalados en estas viviendas. Así también, las oficinas de la Gerencia de Proyectos Especiales, Energía Renovable y Eficiencia energética, se encuentra alimentada por un sistema fotovoltaico de 2kWp, este sistema está conformado por 9 paneles de 260 Wp y un inversor de 2 kW. Adicionalmente posee un sistema de monitoreo de permite conocer el ahorro energético y las toneladas de CO<sub>2</sub> que no se emiten a la atmósfera.

#### **4.1.2 Disponibilidad de recursos de energía eólica.**

El Ecuador no cuenta con zonas ricas en vientos debido a que se encuentra sobre la línea ecuatorial, lo que aquí existe es la presencia de vientos locales (vientos propios de cada región y que dependen de varios factores, especialmente los climáticos), lo que representa una desventaja para el desarrollo de proyectos eólicos a gran escala, pero se tiene previsto el aprovechamiento al máximo a pequeña escala (GD), para lo cual se están realizando los correspondientes estudios de factibilidad, a la espera de financiación.

Al igual que con los recursos solares, en el año 2009 se comenzó a desarrollar el atlas eólico del Ecuador, con la finalidad de determinar con mayor precisión las zonas de interés.

Pese a diversas limitaciones referentes a la explotación de este recurso, se tiene registro de ciertas localidades con un posible potencial para la generación de electricidad con energía eólica, como se indica en la tabla 4.1.

PROVINCIA	LOCALIDAD
Carchi	El Ángel
	García Moreno
Imbabura	Salinas
Pichincha	Machachi, Malchingui
	Páramo Grande
Cotopaxi	Minituac, Tigua
Chimborazo	Chimborazo, Tixán, Altar
Bolívar	Salinas, Simiatug
Azuay	Huascachaca
Loja	Saraguro, El Tablón, Manú
	Villonaco, Membrillo
	Chinchas

**Tabla 4.1** “Localidades con potencial para la generación de electricidad con recursos eólicos”

**Fuente:** Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación eléctrica 2012 - CONELEC

Actualmente, los proyectos eólicos más representativos con los que cuenta el Ecuador son; la Central Eólica de Galápagos, ubicada en la Isla San Cristóbal con una potencia instalada de 2.4 MW y una energía media estimada de 3.2 GWh/año y; el proyecto eólico Villonaco ubicado en el cerro del mismo Nombre (Provincia de Loja), su puesta en operación inició en el año 2013, cuenta con 11 aerogeneradores que en conjunto tienen una potencia nominal de 16.5 MW y aportará 60 millones de kWh/año.

De igual manera, aún no se tienen datos específicos para la ciudad de Quito, ya que la Empresa Eléctrica Quito está adquiriendo dos torres de medición para evaluación de potencial eólico en su área de concesión, para iniciar el proceso de diversificar la matriz energética, con los estudios preliminares de medición del recurso eólico para una futura generación eléctrica.

#### 4.1.3 Disponibilidad de recursos de biomasa y residuos sólidos urbanos.

El Ecuador, al ser un país tradicionalmente agrícola y ganadero tiene un gran potencial en relación a la explotación de este tipo de recursos, ya que estas actividades generan gran cantidad de desechos que pueden ser aprovechados energéticamente.

Actualmente en el Ecuador, el bagazo de caña de azúcar es el único tipo de biomasa que se utiliza para generación de electricidad (ver tabla 4.2), sin embargo la biomasa de residuos agrícolas más abundantes en el país son: el banano, café, cacao, flores, palmito, maíz duro, maíz blando, papas, cascarilla de arroz; esta última se la puede obtener en grandes cantidades en las piladoras, principalmente en las provincias de Guayas y Los Ríos.

NOMBRE	TIPO DE PLANTA	POTENCIA (MW)	RECURSO UTILIZADO	PROVINCIA
Ecoelectric	Vapor	36,5	Bagazo de caña	Guayas
San Carlos	Vapor	35	Bagazo de caña	Guayas
Ecudos	Vapor	29,8	Bagazo de caña	Guayas

**Tabla 4.2** “Centrales a biomasa en el Ecuador”

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2012-2020 – CONELEC

Con relación al aprovechamiento de este recurso, la Empresa Eléctrica Quito implementó un biodigestor piloto para el camal metropolitano de la ciudad de Quito, el proyecto tiene como objetivo demostrar que el sistema piloto de digestión anaerobia es eficiente en cuanto a la producción de biogás y abonos para poder ser replicado a gran escala, utilizando todos los sustratos orgánicos con poder energético.

#### 4.1.4 Disponibilidad de recursos hidroenergéticos a mediana y pequeña escala.

En el país existen pequeños sistemas hídricos que pueden ser debidamente aprovechados para el suministro de electricidad en localidades cercanas a las urbes, ya que se encuentran situados por lo general cerca de la carga, mediante los llamados “sistemas de pasada”. En la tabla 4.3 se muestra la clasificación de este tipo de centrales de acuerdo a su potencia.

POTENCIA	CLASIFICACIÓN
10 MW - 50 MW	Mediana Hidroeléctrica
500 KW - 10 MW	Pequeña Hidroeléctrica
50 KW - 500 KW	Mini Hidroeléctrica
5 KW - 50 KW	Micro Hidroeléctrica
< 5 KW	Pico Hidroeléctrica

**Tabla 4.3** “Clasificación de las hidroeléctricas por su tamaño”  
**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022

Generalmente, todas las ciudades tienen una fuente de almacenamiento de agua, la que con frecuencia se encuentra detrás de una presa. Si el agua fluye a través de un tubo de salida, usualmente hacia la planta de tratamiento, antes de ingresar al sistema de distribución de agua, y con el suficiente cabeceo creado por la represa, la instalación de un mini sistema hidroeléctrico a la salida de las tuberías resultaría técnica y económicamente viable, sin embargo la potencia obtenida resultaría deficiente y su utilidad estaría destinada para el suministro de electricidad a la planta de tratamiento de agua.

La factibilidad en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos cercanos a las ciudades depende de varios aspectos; por ejemplo: para el caso de los micro sistemas hídricos (< 50 kW) que utilizan turbinas Pelton, para su óptima eficiencia se requiere de altas presiones, de modo que son inadecuados para los ríos y riachuelos de la ciudad. Por otro lado, los sistemas de clasificación pico (< 5 kW) de baja presión (menos de 2 – 3 m de diferencia de desnivel en riachuelos de pasada) pueden ser desarrollados en el área urbana para generación de electricidad; ya que son adecuados para estos lugares.

Para lograr las metas propuestas en el cambio de la matriz energética, es indispensable promover la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, por esta razón la Empresa Eléctrica Quito se encuentra en ejecución de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, que se mencionan a continuación:

- **Hidroeléctrica el Batán**, proyecto que aprovecha las aguas servidas del sector centro norte de Quito, para generar energía limpia. Se estima que su puesta en marcha sea para marzo del 2015.
- **Mini central hidroeléctrica Tanque Pallares (600 kW)**, aprovechamiento de infraestructura para conducción de agua potable en generación hidroeléctrica. Con

una potencia total estimada de 600 kW distribuidos en dos mini centrales de 250 kW y 350 kW respectivamente, se espera que entre en operación para diciembre del 2014.

- **Central cámara 12 (1.1 MW)**, central que emplea las instalaciones para captación de agua en el sistema Pita – Tambo. Se requiere una infraestructura menor, mas los diseños definitivos se encuentran en desarrollo.

#### 4.1.5 Simulación de penetración de la GD en el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito.

Los dos criterios principales que permiten evaluar una primera perspectiva e incluso para modelar la demanda con GD son:

- **Nivel o grado de penetración de la GD [%]**.- ecuación definida en el capítulo 2, en el literal 2.4.
- **Nivel o grado de Dispersión de la GD [%]**.- ecuación definida en el capítulo 2, en el literal 2.4.

POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA DE GENERACIÓN DE DISTRIBUIDORES Y AUTOGENERACIÓN							
		SERVICIO PÚBLICO		SERVICIO NO PÚBLICO		TOTAL	
TIPO EMPRESA	EMPRESA	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
Pública	Quito	143,39	143,39	0	0	143,39	143,39
<b>TOTAL DISTRIBUIDORA</b>		<b>143,39</b>	<b>143,39</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>143,39</b>	<b>143,39</b>
Pública	EMAAP-Q	7	6,91	7,94	7,83	14,94	14,74
Privada	La Internacional	3	2,83	0	0	3	2,83
Privada	Otros generadores	9,8	9,23	19,16	18,63	28,96	27,86
Privada	Autoproductores no conectados a la red de la EEQ	1,2	1,09	2,55	2,31	3,75	3,4
<b>TOTAL GENERACIÓN ALTERNA</b>		<b>19,8</b>	<b>18,97</b>	<b>27,1</b>	<b>26,46</b>	<b>46,9</b>	<b>45,43</b>
<b>TOTAL POTENCIA</b>		<b>163,19</b>	<b>162,36</b>	<b>27,1</b>	<b>26,46</b>	<b>190,29</b>	<b>188,82</b>

**Tabla 4.4** “Potencia nominal y efectiva de distribuidoras y autogeneradores”

**Fuente:** Informe de Gestión año 2012 – Empresa Eléctrica Quito

Este caso se simula con la demanda máxima de energía que presentó la ciudad de Quito en el 2013 que fue de 663.45 MW y descartando la potencia de los autoprodutores debido a que no están conectados a las red de la EEQ, por tal razón no tendrían incidencia en la penetración de la GD [32].

SIMULACIÓN DEL GRADO DE PENETRACIÓN DE GD EN LA RED DE LA EEQ SEGÚN DATOS PUBLICADOS EN EL 2012	
Potencia efectiva de lo autogeneradores [MW]	45,43
Potencia efectiva de generación de la EEQ [MW]	143,39
<b>Total [MW]</b>	<b>188,82</b>

**Tabla 4.5** “Grado de penetración porcentual 2012”  
Elaborado por: Milton Chuqui

Aplicando la ecuación (1) y con los datos presentados en la tabla 4.5, se presenta el siguiente desarrollo:

$$\%Nivel_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} * 100\%$$

$$\%Nivel_{GD} = \frac{188.82 \text{ MW}}{663.45 \text{ MW}} * 100\% = 28.46\%$$

El valor de 28.46% corresponde a un escenario de Baja Penetración, lo que se permite estimar que se establece en un mercado conservador con ciertas barreras económicas y técnicas, que permiten deducir que la incorporación de GD sería escasamente atractiva.

Para establecer un primer escenario con relación al nivel de dispersión, se considera un área del sistema de potencia que detalle el número de puntos en la red, que permita describir este índice en donde se tenga conectada GD, por el total de centrales privadas menores o independientes de la EEQ instaladas y conectadas a la red de la empresa y las empresas autogeneradoras que se han conectado a estos sistemas de subtransmisión, ver tabla 4.6.

NÚMERO DE NODOS DE GD EN LA RED DE LA EEQ		
Distribuidora	Hidráulicas	1
	Térmicas	3



NÚMERO DE NODOS DE GD EN LA RED DE LA EEQ		
Autogeneradores	Hidráulicas	4
	Otras	3
<b>Total Centrales conectadas a la red</b>		<b>11</b>

**Tabla 4.6** “Número de nodos de GD en la red de la Empresa Eléctrica Quito”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

Para evaluar el nivel de dispersión, se determinan los nodos de carga y se contabilizan el total de subestaciones con niveles de tensión 69/13.8 kV y 69/22 kV que potencialmente recibirán GD, que según el Informe de Gestión del 2012 presentado por la Empresa Eléctrica Quito es de 35, de donde se obtiene el siguiente porcentaje aplicando la ecuación (2):

$$\%Dispersión_{GD} = \frac{\#Nodos_{GD}}{\#Nodos_{Carga}} * 100\%$$

$$\%Dispersión_{GD} = \frac{11}{35} * 100\% = 31.43\%$$

El resultado obtenido permite considerar una baja dispersión, lo cual puede ser un caso algo común y fácil de alcanzar en un mercado que aún no está completamente liberalizado y que además no da señales de que este concepto haya dado su inicio como aplicación en el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito, por lo que no se avizora un mercado adecuado para que los consumidores empiecen a recibir incentivos para la conexión de GD de forma local.

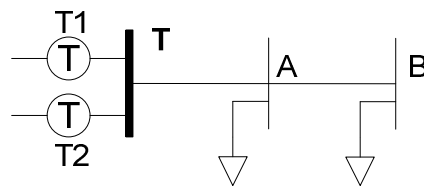
#### **4.2 Análisis técnico de la generación distribuida presente en hogares y edificaciones en nuestro país.**

Los aspectos técnicos a considerar en la implementación de sistemas de GD, se relacionan principalmente con la disminución de pérdidas en las redes de transmisión y distribución, el control potencia – frecuencia, la regulación y control de voltaje y la confiabilidad de un sistema. En base a estos aspectos, se puede verificar los resultados concernientes a las pérdidas de transmisión en el sistema eléctrico de la EEQ, las mismas

que de cierto modo permiten evaluar desde el punto de vista técnico, la conveniencia de conectar plantas de GD a la red.

#### 4.2.1 Regulación de voltaje.

Una de las características de la generación de energía eléctrica radica en que el valor eficaz del voltaje suministrado debe presentar un valor bien determinado con cierta tolerancia. Para lo cual, se instala en las redes equipos para el control de tensión, por ejemplo usando transformadores con cambio en la relación de transformación (taps). De forma general se puede plantear lo siguiente:

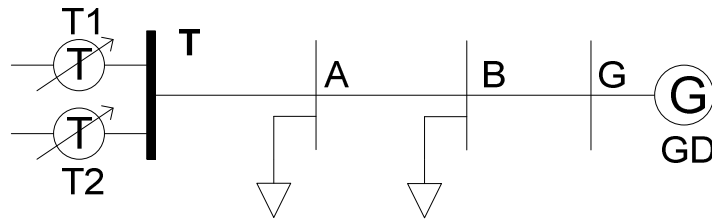


**Figura 4.1** “Red de distribución radial sin GD”  
Elaborado por: Milton Chuqui

En la figura 4.1, se muestra una red de distribución radial simple, en este caso la regulación de voltaje en la red se logra regulando los taps de los transformadores T1 Y T2 tomando en cuenta dos aspectos, los cuales son:

- Procurar que el cliente B reciba un nivel de voltaje aceptable (por encima del mínimo permitido) en momentos de máxima carga.
- En momentos de mínima carga, el valor del voltaje recibido por los clientes esté por debajo del máximo permitido.

Por otra parte, considerando un generador conectado en la red radial anterior, como muestra la figura 4.2, la situación se torna diferente.



**Figura 4.2** “Red de distribución radial simple con GD”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

El generador conectado en el punto G modificará los flujos de potencia en la red y por consiguiente los valores de tensión en los distintos puntos de la misma. Si el generador inyecta energía en la red, los voltajes tenderán a subir. El grado en que este efecto se produce dependerá de:

- El nivel de inyección de potencia.
- La ubicación del generador
- La distribución de la carga en la red.
- Las impedancias de la red.
- Tipo y tamaño del generador.

El Valor del voltaje en la barra B puede ser controlado si se modifica el punto de funcionamiento del generador. Como resultado el nivel de voltaje puede ser controlado variando la potencia reactiva Q exportada por el generador.

Partiendo de las premisas descritas anteriormente, se procede a realizar los cálculos de caídas de tensión que presenta el alimentador sin GD y cuando el sistema de GD inyecta generación, para lo cual se emplea la siguiente ecuación (3):

$$\Delta V = R * I * \cos\phi + X * I * \sin\phi \quad \text{Ecuación (3)}$$

**Donde:**

$\Delta V$  = Variación de voltaje [V].

R = Resistividad del conductor [ohm].

I = Corriente [A].

X = Reactancia (despreciable, debido a la longitud del conductor).

De todas estas variables, la resistividad del conductor está en función de su longitud y material, cuyo cálculo está determinado por la siguiente ecuación (4):

$$R = \frac{\delta * L}{S} \quad \text{Ecuación (4)}$$

**Donde:**

R = Resistencia del conductor [ohm].

$\delta$  = Resistividad Eléctrica [ohm\*mm<sup>2</sup> / m].

L = Longitud del conductor [m].

S = Sección del conductor [mm<sup>2</sup>].

La tabla 4.7, muestra los datos preliminares usados para el cálculo de la caída de tensión, (ver anexo 1), cuyo resultado obtenido presenta una pequeña disminución en la caída de tensión cuando el sistema de GD inyecta potencia, con respecto al valor original.

Estos valores permiten valorizar ventajosamente desde una perspectiva económica al sistema de GD, dicha instalación recibe un ingreso promedio mensual de 17 ctvs. de dólar por esta disminución en la caída de tensión, ver tabla 4.7. Estos valores serán considerados como ingresos para el inversionista en el análisis económico a realizarse posteriormente.

<b>PREMISAS DE TRABAJO</b>	
Voltaje [V]	220
cos fi	0,85
sen fi	0,52
Potencia Entregada por la EEQ en Demanda Máxima [Wh]	4000
Sistema Trifásico ( $\sqrt{3}$ )	1,732050808
Corriente [A]	12,34973838
Resistividad Eléctrica del Cobre [ohm*mm <sup>2</sup> /m]	0,0171
Longitud del alimentador [m]	20
Sección del conductor #8AWG [mm <sup>2</sup> ]	8,37
Resistencia del conductor [ohm]	0,040860215
Caída de Tensión en el Alimentador sin inyección de Potencia por parte del Sistema de GD [V]	0,428921021

**Tabla 4.7** “Cálculo de Caída de Tensión”  
Elaborado por: Milton Chuqui

MES	POTENCIA [kW]	AHORRO POR DISMINUCIÓN DE CAÍDA DE TENSIÓN [€]
Enero	0,397681389	\$ 0,16
Febrero	0,444213458	\$ 0,18
Marzo	0,467889299	\$ 0,19
Abril	0,450375427	\$ 0,18
Mayo	0,473253847	\$ 0,19
Junio	0,476840424	\$ 0,19
Julio	0,436661185	\$ 0,17
Agosto	0,413705823	\$ 0,17
Septiembre	0,489426821	\$ 0,20
Octubre	0,461026625	\$ 0,18
Noviembre	0,445853617	\$ 0,18
Diciembre	0,457933252	\$ 0,18

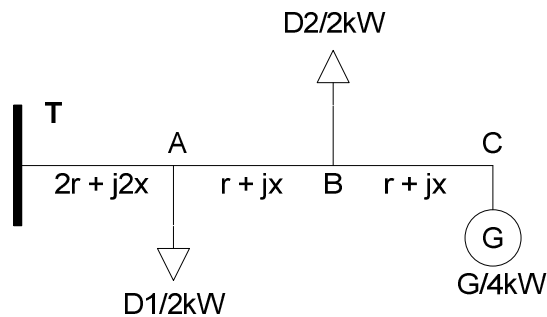
**Tabla 4.8** “Valoración Económica del cálculo de Caída de Tensión”

**Elaborado por:** Milton Chuqui

#### 4.2.2 Pérdidas en la red de distribución

El principal impacto de la inclusión de GD en un sistema de potencia, está relacionado con el hecho de que la generación dentro o próxima a la red de distribución, disminuye los flujos en la red de transmisión y/o subtransmisión que la alimenta y por lo tanto las pérdidas en ésta. El análisis básico del impacto de la GD con respecto a las pérdidas de potencia, se lo realiza considerando la siguiente red de distribución radial, como lo muestra la figura 4.3.

Para este cálculo se toma como base las tablas 2 y 3, establecidas en la parte A de la normativa de la EEQ, donde se fijan las escalas de consumos según los estratos, por lo cual se plantea esta instalación para un estrato tipo B, que en promedio presenta una demanda de 3.4 kWh y mensualmente tiene un consumo de entre 251 a 350 kWh. Esto se reafirma en el estudio de carga por horas realizado para este tipo de estrato, (ver anexo 2 / versión digital). Debido a esto se desarrolla un caso típico a nivel residencial y/o microgeneración con una potencia máxima de 4kW.



**Figura 4.3** “Red de distribución radial (Análisis de Pérdidas)”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

La red está alimentada desde una subestación en el punto T. Existen dos cargas (D1 y D2) conectadas en los puntos A y B y un generador distribuido (G) conectado en el punto C. Las potencias demandadas por D1 y D2 se consideran valores constantes e iguales a 2kW, el generador G tiene una capacidad de generación de 4kW. De igual forma se asume también que la distancia entre el punto A y el punto B es la misma que entre B y C; y que además la distancia entre T y A es el doble que entre A y B. Las impedancias de cada tramo de la red son las indicadas en la figura.

Para simplificar los cálculos, se toma en consideración lo siguiente:

- Los módulos de voltajes en todas las barras son iguales a 1 p.u.
- Las caídas de tensión son despreciables.
- Las pérdidas son despreciables para el cálculo de los flujos.
- $X \gg r$
- Potencia y resistencia base igual a 1 kW y 0.001 p.u. respectivamente.

Con estas consideraciones resulta factible que las pérdidas en una línea ( $Per$ ) se pueden calcular multiplicando el valor de la resistencia ( $r$ ) por el cuadrado del flujo de potencia activa por la línea ( $P$ ) como se muestra en la ecuación (5).

$$Per = r * P^2 \text{ (con todos los valores en p. u.)} \quad \text{Ecuación (5)}$$

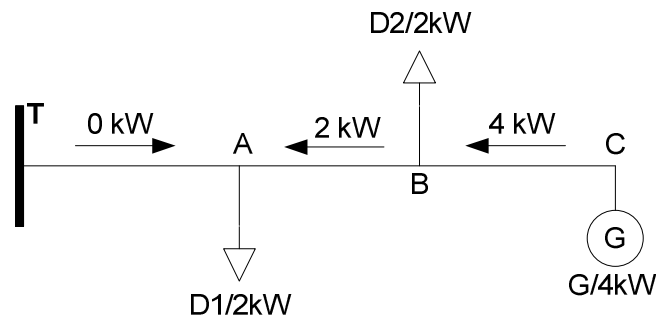
**Donde:**

$Per$  = Pérdidas en la línea

r = Resistencia

P = Potencia activa de la línea

Para el caso de la figura 4.4 con el generador inyectando 4 kW, los flujos de potencia resultantes se indican a continuación:

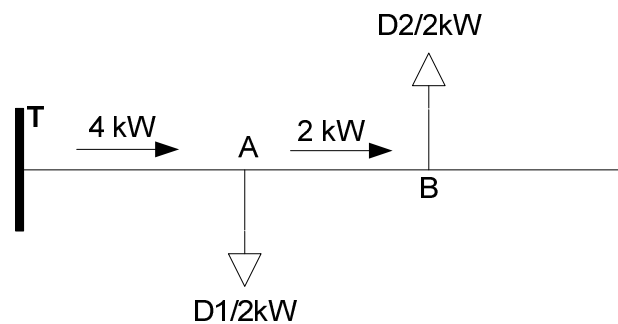


**Figura 4.4** “Análisis de flujos de potencia con un generador distribuido entregando 4 kW”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

Para este caso las pérdidas totales en la red resultan:

$$Per = 0.001 * (2^2 + 4^2) = 0.02 \text{ p.u.} \rightarrow 20 \text{ W}$$

Si se considera que el generador G no está conectado a la red, resultan los flujos mostrados en la figura 4.5.



**Figura 4.5** “Análisis de flujos de potencia desconectando el generador distribuido G”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

Para este caso, las pérdidas en la red resultan:

$$Per = 4^2 * 0.002 + 2^2 * 0.001 = 0.036 \text{ p.u.} \rightarrow 36 \text{ W}$$

Para la red de distribución de este ejemplo en particular, la presencia del generador en la red provoca una reducción de pérdidas de 36 W a 20 W, lo que representa un porcentaje de alrededor de un 55.6% con relación al dato original.

Resulta fundamental observar que para el caso del generador conectado existe un valor de potencia inyectada, para el cual las pérdidas comienzan a ser menores que para el caso en que no se encuentra dicho generador, o en que la inyección de potencia de éste es nula.

El ejemplo planteado permitió establecer una clara reducción en las pérdidas por potencia, presentando una vez más una visión ventajosa para el sistema de GD, y al igual que en el punto anterior estos resultados han sido valorizados económicamente, ver tabla 4.9, y del mismo modo serán tomados en cuenta en el análisis económico presentado posteriormente.

Para este análisis se parte de las pérdidas de potencia registradas por la EEQ en el mes de mayo, en la subestación olímpico (ver anexo 3), las mismas que se relacionan con el cálculo en la disminución de pérdidas presentado anteriormente, dichos valores han sido relacionados, tanto para el cliente, así como también para un sistema de GD, esto ha permitido estimar un reducción de pérdidas de potencia en el primario de la subestación olímpico de alrededor del 13.05% por cada usuario de GD.

<b>ANÁLISIS DE PÉRDIDAS</b>			
<b>Datos Preliminares</b>		<b>Análisis del sistema de GD</b>	
Nombre de la S/E	Olímpico	Pérdidas generadas sin GD [W]	36
Mes de estudio	Mayo	Pérdidas generadas con GD [W]	20
Tipo de cliente	Residencial tipo "B"	Factor de disminución de pérdidas[W]	16
# de clientes	3497	Pérdidas generadas con GD cada día [kW]	0,384
Pérdidas generadas por la EEQ [kW]	136,7	Ingresos por disminución de pérdidas [\$]	\$ 0,15
Pérdidas generadas por cliente [kW]	0,001303022	Ahorro por disminución de pérdidas [\$]	\$ 0,05
Pérdida para EEQ [\$]	\$ 16,40	Ingreso promedio mensual por disminución de pérdidas [\$]	\$ 72,11

**Tabla 4.9** “Valoración Económica del Análisis de Pérdidas”  
Elaborado por: Milton Chuqui



#### 4.2.3 Confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Se puede afirmar que la sola presencia de un generador distribuido en la red, adiciona cierta seguridad en el suministro de energía eléctrica. Desde hace algún tiempo, algunos de estos generadores se han estado utilizando justamente para este fin, ya sea como sistemas de respaldo o para un aumento en la generación. Aún si fuese el caso de generadores distribuidos que no cuentan con una capacidad constante de generación (aerogeneradores) y en los cuales sus porcentajes de disponibilidad son bajos, los índices de confiabilidad mejoran [4].

Por lo tanto, para generadores cuya capacidad resulta estable, se esperaría un aumento mayor en los índices de confiabilidad. Por otra parte, si se plantea una red con múltiples generadores distribuidos conectados a ella, dichos indicadores de confiabilidad resultarían bastante bueno, inclusive para el caso de generadores con alta indisponibilidad.

Este criterio es confirmado mediante el siguiente análisis de fallas, en donde se toma como base la subestación olímpico y todos los clientes tipo “B” conectados al primario de dicha subestación, el mismo que presentó 21 desconexiones a lo largo del año 2013, reportando 17,51 horas de corte en el suministro (ver anexo 4).

La tabla 4.10, muestra el análisis detallado partiendo de los datos proporcionados por la EEQ, los mismos que al ser relacionados con los valores presentados por el sistema de GD, permite constatar que dicho sistema presenta un backup de alrededor de 2,45kW durante las horas de desconexión, lo que representa un incremento de 8.66% en la confiabilidad del sistema. Este valor representa un ingreso para el inversionista, de alrededor de \$17.30 mensuales, el mismo que será considerado en el análisis económico presentado posteriormente.

<b>ANÁLISIS DE ÍNDICE DE FALLAS</b>			
<b>Datos Preliminares</b>		<b>Datos Económicos</b>	
Nombre de la S/E	Olímpico	<b>Ingresos Promedio Mensuales</b>	
# de Desconexiones Anual	21	<b>Mes</b>	<b>[\$]</b>
Tiempo de Desconexión Anual [horas]	17,51	Enero	\$ 17,28
Año de Estudio	2013	Febrero	\$ 17,28
Mes de Estudio	Mayo	Marzo	\$ 17,28

<b>ANÁLISIS DE ÍNDICE DE FALLAS</b>			
<b>Datos Preliminares</b>		<b>Datos Económicos</b>	
		<b>Ingresos Promedio Mensuales</b>	
Nombre de la S/E	Olímpico		
# de Desconexiones Anual	21	<b>Mes</b>	<b>[\$]</b>
Demanda Máxima [kW]	4121	Abril	\$ 17,28
Tipo de Cliente	Residencial "B"	Mayo	\$ 17,28
# de Clientes	3497	Junio	\$ 17,28
Demanda Promedio por Cliente [kW]	1,178438662	Julio	\$ 17,28
Energía Anual No Suministrada por la EEQ por Desconexión/Cliente [kWh]	20,63446097	Agosto	\$ 17,28
Pérdida para la EEQ por Energía no Suministrada mensual/cliente [\$]	\$ 2,48	Septiembre	\$ 17,28
Pérdida para la EEQ por Energía no Suministrada por el Total de Clientes Tipo B [\$]	\$ 8.659,05	Octubre	\$ 17,28
<b>Datos del Sistema de GD</b>		Noviembre	\$ 17,28
Potencia Promedio de Generación [kW]	3,62736	Diciembre	\$ 17,28
Potencia Hábil a ser Entregada	2,448921338		
Energía cubierta en Horas de Desconexión [kWh]	42,88061263		
Ingresos por Energía entregada en horas de Desconexión [\$]	17,28088689		
Ahorro por Consumo de Energía [\$]	0,141412639		
<b>Ingreso Mensual [\$]</b>	<b>\$ 17,28</b>		

**Tabla 4.10** “Análisis de Índice de Fallas”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

#### 4.2.4 Control potencia – frecuencia.

El control potencia – frecuencia tiene como objetivo conservar el balance generación – carga más pérdidas, por efecto de las variaciones de la carga del sistema. La velocidad del sistema ( $f$ ), o más concretamente un cambio en ella, es un indicativo de que el balance no está siendo compensado. Una frecuencia estacionaria, independientemente del valor que permanezca, indica una igualdad entre la generación y la carga, una frecuencia que esté en aumento significa que la generación es mayor que la carga y por el contrario una frecuencia que esté disminuyendo significa que la generación es más baja que la carga.

Además, se debe tener en cuenta el hecho de que no sólo se debe lograr que el sistema opere a una frecuencia estacionaria, si no que adicionalmente esta frecuencia sea la nominal

o programada del sistema, o sea 60 Hz. El sistema encuentra un nuevo estado estable cuando para variaciones en la demanda, se presenta una respuesta inmediata y oportuna de los elementos controlables del sistema, que fundamentalmente son los generadores de la red. Por tal razón, de cierta forma este efecto puede compensarse con la implementación de generadores lo más cercanos a la carga (GD), de manera que permitan mantener el balance  $P - f$  en el sistema [4].

#### **4.3 Análisis económico de la generación distribuida presente en hogares y edificaciones en nuestro país.**

Las grandes centrales de generación eléctrica se ven beneficiadas por las economías de escala, lo cual se ve reflejado en la construcción de centrales con alta potencia instalada a bajos costos unitarios; sin embargo, a las mismas se deben sumar los costos de transmisión, por lo que sus beneficios podrían ser menos evidentes en algunos casos.

Por otro lado, la instalación de las plantas de GD conlleva altos costos de inversión, pero no requieren del costo adicional de transmisión; o a su vez este costo puede ser menor cuando la generación está cercana a la carga, lo que en algunos casos podría traducirse en costos muy competitivos para las grandes centrales de generación.

De acuerdo a estas premisas, los aspectos fundamentales a considerarse en la evaluación económica, se resumen en los tradicionales para la evaluación de cualquier proyecto eléctrico.

Para realizar el análisis económico de un tipo de tecnología de GD se toma en consideración los siguientes aspectos [19]:

- La GD tiene un concepto revolucionario, razón por la cual promueve el uso de sistemas con fuentes de energía renovables. En consecuencia se descartan los sistemas con fuentes de energía no renovables (combustibles fósiles y carbón).
- Al realizarse el análisis en hogares y edificaciones (microgeneración), se presenta un limitante en el espacio físico para la ubicación de los equipos.

- De igual manera, se tiene un limitante de potencia, puesto que a nivel de microgeneración la única tecnología que tiene equipos que son diseñados para una demanda residencial y que no afecta de manera drástica la infraestructura, es la solar fotovoltaica.

De acuerdo a estas consideraciones, la única tecnología que no presenta ninguno de estos inconvenientes y que además es muy usada en hogares y edificaciones es la solar fotovoltaica, razón por la cual ha sido seleccionada para el respectivo análisis económico.

#### **4.3.1 Costos de capacidad (potencia y energía).**

El costo de capacidad de pequeñas centrales está asociado con el costo total de inversión, asignado por unidad de potencia neta en los bornes del generador. El costo de capacidad permite comparar las ventajas relativas del proyecto.

Al momento de contemplar los costos asociados a la generación de la fuente energética, se tiene que definir para que va a ser utilizado. La razón de esta necesidad se debe a las características propias de la tarea de estudio en la que aparecen estos costos, determinan la estructura de los mismos en un sentido u otro. Por esto, se debe reconocer las etapas de planificación y operación de la tecnología implementada [33].

Razón por la cual, en el proceso de planificación se debe calcular el Valor Actual Neto (VAN), que permite establecer la viabilidad del proyecto; y la Tasa Interna de Retorno (TIR), éste último debido a que abarca todos los gastos que se incurre durante la generación de la tecnología a implementarse, con el objetivo de determinar su viabilidad económica. Sin embargo, en la fase de operación, el costo que permite establecer que una tecnología genere o no en un determinado período horario es un costo variable y por tanto, aislado del costo de inversión [19].

### 4.3.2 Datos de partida

El principal dato de partida para este análisis, resulta ser el negocio rentable que supone la venta de excedentes, puesto que el combustible de esta tecnología de generación es gratuito en todo el planeta. El único costo presente es la inversión inicial, el mismo que se detalla en la tabla 4.7.

El estudio económico se lo realizó contemplando un período de 15 años, debido a que el proveedor de los paneles fotovoltaicos ofrece una garantía técnica durante todo este período de tiempo. La eficiencia que ofrecen dichos paneles es del 90% durante los primeros 10 años y del 80% los 5 años restantes (ver anexo 5).

Dentro de los valores de inversión descritos en la tabla 4.7, se considera los costos de operación y mantenimiento, los mismos que se establecen a partir de la tabla 10.2 del Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, donde cita que estos costos representan un porcentaje igual al 0,2% de la inversión total del proyecto.

INVERSIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VIDA ÚTIL [AÑOS]	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1	Panel fotovoltaico policristalino, marca SIMAX, 230 Wp/30 V (solo sistemas de inyección)	U	18	20	\$ 460,00	\$ 8.280,00
2	Inversor 220 Vac/110 Vac, 1850 W	U	1	10	\$ 1.320,00	\$ 1.320,00
3	Diodos de bloqueo 50 V/10 A	U	2	15	\$ 6,90	\$ 13,80
4	Diodos de bypass 40 V/8 A	U	18	15	\$ 8,99	\$ 161,82
5	Seccionador de accionamiento 200 V/25 A	U	1	15	\$ 350,00	\$ 350,00
6	Fusibles tipo HHC 25 A nominal	U	2	15	\$ 218,63	\$ 437,26
7	Interruptor bipolar termomagnético 25 A	U	2	15	\$ 32,69	\$ 65,38
8	Interruptor diferencial 30 mA	U	2	15	\$ 155,78	\$ 311,56
9	Conductor Cu THHN # 8 AWG	m	20	15	\$ 1,08	\$ 21,60
10	Conductor Cu THHN # 10 AWG	m	40	15	\$ 0,95	\$ 38,00
11	Conductor Cu THHN # 14 AWG	m	40	15	\$ 0,26	\$ 10,40
12	Conductor Cu desnudo # 10	m	20	15	\$ 0,88	\$ 17,60
13	Tubería conduit EMT 1/2", 4m	m	8	15	\$ 39,58	\$ 316,64
14	Tubería conduit EMT 1", 4m	m	4	15	\$ 62,50	\$ 250,00
15	Infraestructura en general	U	1	20	\$ 1.850,00	\$ 1.850,00

INVERSIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VIDA ÚTIL [AÑOS]	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
16	Accesorios varios para aislamiento y conexión	U	1	15	\$ 590,00	\$ 590,00
17	Desarrollo y análisis de ingeniería	U	1		\$ 1.200,00	\$ 1.200,00
18	Construcción y puesta en marcha	U	1		\$ 1.500,00	\$ 1.500,00
	Costos de O&M (0,2% del total de la inversión)		\$ 33,47		<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ 16.734,06</b>
					12% IVA	\$ 2.008,09
					<b>VALOR TOTAL</b>	<b>\$ 18.742,15</b>

**Tabla 4.11** “Inversión de la instalación solar fotovoltaica”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui

Se debe contemplar además como datos de partida para el estudio económico lo siguiente [35]:

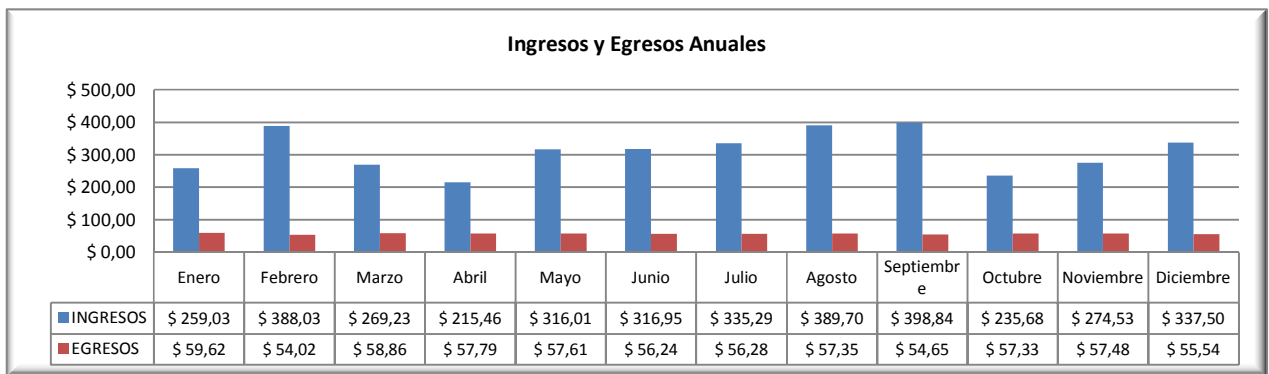
- El propietario de la instalación es un único dueño, para considerar cálculos de aprovechamiento e impuestos.
- Su presupuesto es la estimación del alcance de los elementos necesarios para la instalación del sistema solar fotovoltaico.
- Sus ingresos anuales por venta de electricidad serán el resultado de la energía generada inyectada a la red y ahorro con los precios de venta de la misma. Además de los diferentes ingresos y ahorros mostrados en los análisis de falla, pérdidas y confiabilidad.
- Se escogieron 18 paneles de 230 Wp policristalino marca SIMAX, debido a que es la cantidad de paneles que permiten generar los 4 kW establecidos en el análisis del capítulo 4.2; y además porque poseen la característica de que aquella energía que no es consumida es inyectada directamente a la red, (ver anexo 5).

#### 4.3.3 Desarrollo del análisis

Mediante los datos de demanda diaria otorgados por la EEQ, (ver anexo 6 / versión digital), se puede establecer el promedio de demanda por horas de un cliente residencial a lo largo del año, (ver anexo 7). De igual manera, de los datos de radiación solar obtenidos del atlas solar, se calcula la potencia que genera el sistema solar fotovoltaico, (ver anexo 8).

Con los resultados anteriores se puede establecer la energía que la EEQ entrega en horas en la cuales no se puede generar, debido a que los datos de radiación solar son nulos, lo que se traduce en un egreso por compra de energía. Debido a que es una residencia tipo B y según los estudios de carga por horas realizado, es una instalación que no supera los 500 kWh al mes, razón por la cual cada kW tiene un precio de 8 ctvs de dólar manteniendo el subsidio, teniendo un total de 12 ctvs de dólar por kW para efectos de compra de energía, ver figura 4.6.

Así también, se tiene los excedentes generados en horas de mayor incidencia solar, lo que significa un ingreso para el inversionista por la venta de estos excedentes de energía, para lo cual se toma como referencia la tabla 3.3 descrita en el capítulo 3.2, que establece en 40 ctvs de dólar la venta del kW generado por un sistema solar fotovoltaico, ver figura 4.6.



**Figura 4.6 “Ingresos y egresos anuales”**  
Elaborado por: Milton Chuqui

Los cálculos realizados mes a mes de los diferentes datos mencionados anteriormente se detallan en el anexo 9. Sin embargo, la tabla 4.12 presenta un resumen de los resultados anuales obtenidos.

MES	DEMANDA UNITARIA [kWh]	GENERACIÓN DEL SFV [kWh]	ENERGÍA ENTREGADA POR EEQ [kWh]	EXCEDENTE [kWh]	AHORRO [kWh]	EGRESOS POR COMPRA DE ENERGÍA [\$]	INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA [\$]	AHORRO [\$]	INGRESOS TOTALES [\$]	EGRESOS TOTALES [\$]	COSTOS DE O&M [\$]
Enero	373,14573	532,04184	217,9546345	376,8507445	155,1910955	\$ 26,15	\$ 150,85	\$ 18,62	\$ 259,03	\$ 59,62	\$ 33,47
Febrero	334,1060173	698,9472	171,2276898	536,0688725	698,9472	\$ 20,55	\$ 214,59	\$ 83,87	\$ 388,03	\$ 54,02	\$ 33,47
Marzo	367,10694	464,94792	211,5669777	309,4079577	464,94792	\$ 25,39	\$ 123,86	\$ 55,79	\$ 269,23	\$ 58,86	\$ 33,47
Abril	362,2653567	364,73652	202,6746964	205,1458597	364,73652	\$ 24,32	\$ 82,12	\$ 43,77	\$ 215,46	\$ 57,79	\$ 33,47
Mayo	356,469788	554,652	201,1941286	399,3763407	554,652	\$ 24,14	\$ 159,87	\$ 66,56	\$ 316,01	\$ 57,61	\$ 33,47
Junio	344,9056591	556,39116	189,7249094	401,2104103	556,39116	\$ 22,77	\$ 160,60	\$ 66,77	\$ 316,95	\$ 56,24	\$ 33,47
Julio	352,5330728	597,27204	190,0731266	434,8120939	597,27204	\$ 22,81	\$ 174,06	\$ 71,67	\$ 335,29	\$ 56,28	\$ 33,47
Agosto	346,322078	690,17904	199,0292207	542,8861827	690,17904	\$ 23,88	\$ 217,32	\$ 82,82	\$ 389,70	\$ 57,35	\$ 33,47
Septiembre	340,6235846	720,6624	176,4839777	556,5227931	720,6624	\$ 21,18	\$ 222,78	\$ 86,48	\$ 398,84	\$ 54,65	\$ 33,47
Octubre	359,3686074	404,28216	198,8824527	243,7960052	404,28216	\$ 23,87	\$ 97,59	\$ 48,51	\$ 235,68	\$ 57,33	\$ 33,47
Noviembre	346,8684001	468,3852	200,1194353	321,6362352	468,3852	\$ 24,01	\$ 128,75	\$ 56,21	\$ 274,53	\$ 57,48	\$ 33,47
Diciembre	340,0932519	596,64708	183,9421654	440,4959935	596,64708	\$ 22,07	\$ 176,33	\$ 71,60	\$ 337,50	\$ 55,54	\$ 33,47
<b>TOTAL ANUAL</b>	<b>4223,808486</b>	<b>6649,14456</b>	<b>2342,873415</b>	<b>4768,209489</b>	<b>6272,293815</b>	<b>\$ 281,14</b>	<b>\$ 1.908,71</b>	<b>\$ 752,68</b>	<b>\$ 3.736,25</b>	<b>\$ 682,76</b>	<b>\$ 401,62</b>

**Tabla 4.12** “Resultados anuales”  
**Elaborado por:** Milton Chuqui



#### 4.3.3.1 Valor actual neto (VAN)

Es el valor presente de un número de flujos de caja en años futuros, originados por la inversión. Consiste en actualizar los ingresos futuros a la fecha actual, disminuyendo el monto mediante una tasa de interés, a este valor le descontamos la inversión inicial.

En otras palabras, se mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento cero. Expresado en la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Vt}{(1+k)^t} - I_0 \quad \text{Ecuación (6)}$$

**Donde:**

Vt= Flujo de caja en años futuros determinados

Io = Inversión inicial

n = Número de años considerados

k = tasa de interés o descuento

Para la viabilidad del proyecto, se debe considerar los siguientes criterios:

- Si  $VAN > 0$  —————> Proyecto Favorable.
- Si  $VAN < 0$  —————> Proyecto no Favorable (Produce Pérdidas).
- Si  $VAN = 0$  —————> Visión Indiferente (Evaluar Opciones).

Para el cálculo del VAN, se debe tomar en cuenta un porcentaje de descuento, que para este caso ha sido establecido por el Banco Central del Ecuador, el cual es del 10,15%. A este valor se le restaron primas establecidas en el pliego tarifario tales como el 2% por excedente de carga, ya que para el sistema de GD este problema será suplido por la autogeneración; y además una prima de 2% por pérdidas de energía, ya que como se demostró en el análisis técnico, el sistema de GD está en la capacidad de reducirlas. Por lo cual el porcentaje de descuento establecido para el cálculo del VAN es de 6,15%.

### 4.3.3.2 Flujo de caja y riesgo

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. Este valor futuro corresponde a los flujos de caja futuros del negocio,  $E(FC_t)$ , sin embargo, los flujos de caja son inciertos, y además se debe descontar los flujos de caja esperados  $E(FC_t)$ . De igual manera se debe considerar variables como “tiempo” y “riesgo”, expresadas en la ecuación (7):

- **Tiempo.-** Como el flujo de caja ocurre en múltiples períodos de tiempo futuros,  $t$ , se debe localizarlos en el mismo instante de tiempo, descontándolos y acumulándolos.
- **Riesgo.-** Como los flujos de caja son inciertos, los inversionistas demandan mayores retornos y la tasa de descuento,  $r$ , contiene una prima de riesgo.

$$Valor = \sum_{t=0}^n \frac{E(FC_t)}{(1+i)^t} \quad \text{Ecuación (7)}$$

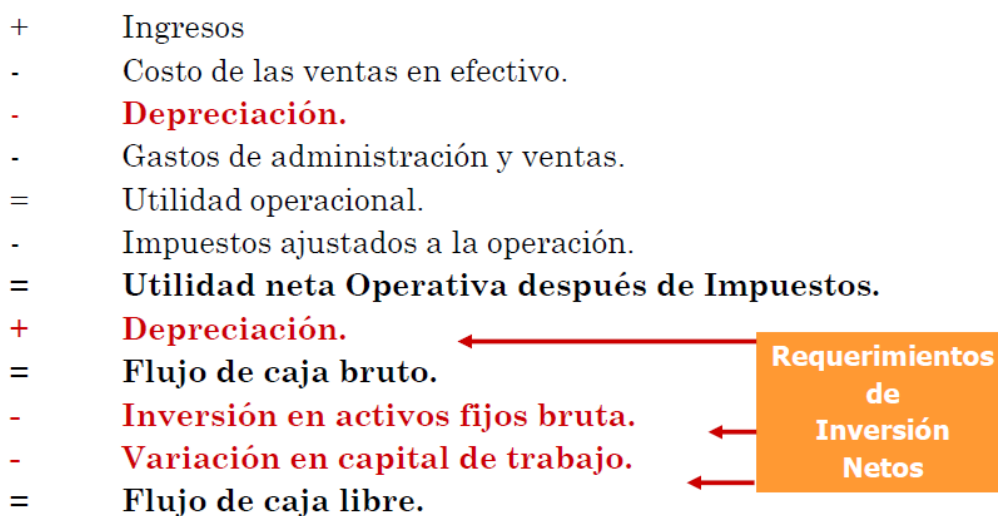
**Donde:**

$E(FC_t)$  = Flujos de Caja Futuros.

$t$  = Tiempo.

$i$  = Período.

El resultado obtenido se lo denomina “flujo de caja libre”, el mismo que se lo calcula tomando como base la figura (4.7).



**Figura 4.7** “Flujo de Caja Libre”  
Elaborado por: Milton Chuqui

#### 4.3.3.3 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es el promedio anual de los rendimientos generados por una inversión en un número específico de años desde que se realiza la inversión; y nos proporciona la rentabilidad del proyecto, expresado por la siguiente ecuación:

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0 \quad \text{Ecuación (8)}$$

**Donde:**

F<sub>n</sub> = Flujo de fondos (cantidad de dinero en efectivo, ingresos menos egresos)

i = periodo

n = vida útil del proyecto

Es decir, mide la rentabilidad como porcentaje. La máxima tasa exigible será aquella en donde el VAN sea cero, por consiguiente:

- Si TIR > r —————> Se acepta el proyecto.
- Si TIR < r —————> Se rechaza el proyecto.
- Si TIR = r —————> Proporciona una visión indiferente del proyecto.

Para este tipo de análisis se debe considerar que la TIR tiene cada vez menos aceptación como criterio de evaluación por tres razones:

- Entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que el VAN.
- No sirve para comparar proyectos, por cuanto una TIE mayor no es mejor que una TIR menor.
- Cuando hay cambios de signos en el flujo, pueden encontrarse tantas TIR como cambios de signo se observan en el flujo de caja.

#### 4.3.3.4 Relación costo – beneficio

Representa la relación establecida entre los ingresos y egresos totales presentes a una misma tasa de descuento, indicando la rentabilidad que tiene dicho proyecto. Si esta

relación resulta ser menor a uno, significa que los ingresos son mayores a los egresos y que resulta rentable la implementación del proyecto de GD.

#### 4.3.4 Resultados del análisis

La tabla 4.13 muestra las tasas referenciales utilizadas en el análisis económico para el cálculo del VAN.

PREMISAS DE TRABAJO	
Tasa de descuento (BCE)	10,15%
Tasa impuesta por excedente de carga	2%
Tasa impuesta por pérdidas de energía	2%
Tasa de descuento	6,15%

**Tabla 4.13** “Premisas de trabajo”

**Fuente:** Banco Central del Ecuador

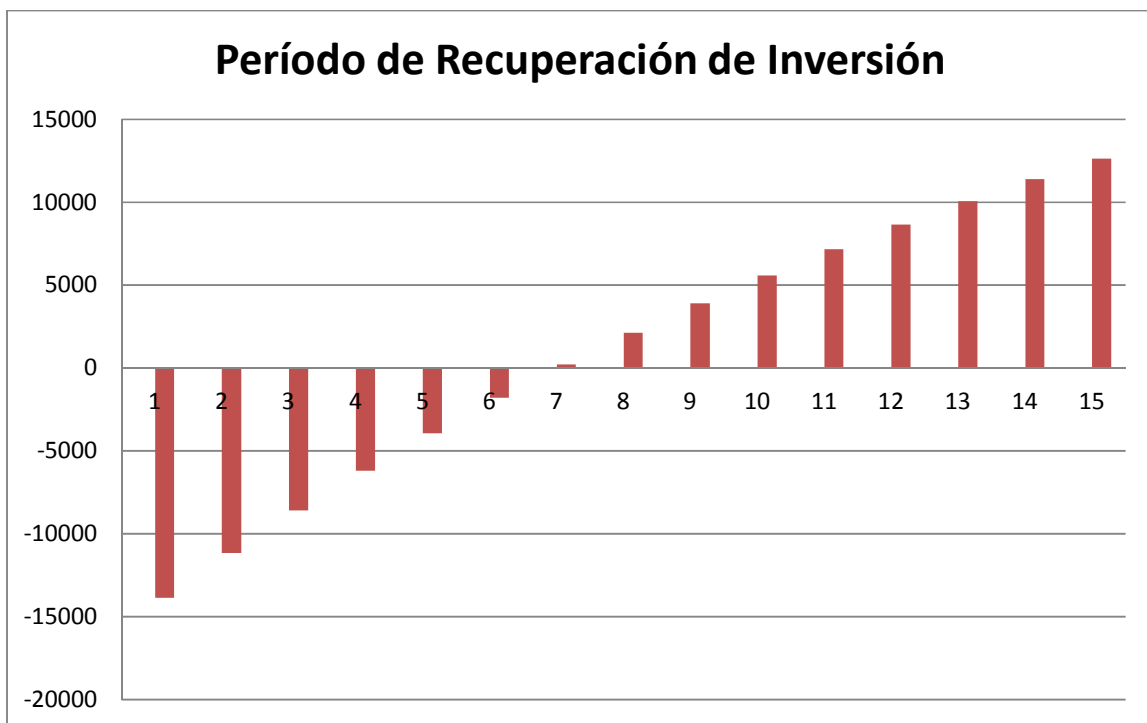
Los ingresos y egresos totales proyectados a 15 años, los flujos financieros, el valor actual (presente) de los flujos financieros, se presentan en la tabla 4.14.

No.	AÑOS	INGRESOS ANUALES	EGRESOS ANUALES	FLUJOS FINANCIEROS	VALOR ACTUAL DE FLUJO	SALDO FINAL
0	2013			-\$ 16.734,06		-\$ 16.734,06
1	2014	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 2.876,58	-13857,48
2	2015	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 5.586,50	-11147,56
3	2016	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 8.139,42	-8594,64
4	2017	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 10.544,43	-6189,63
5	2018	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 12.810,10	-3923,96
6	2019	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 14.944,50	-1789,56
7	2020	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 16.955,25	221,19
8	2021	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 18.849,49	2115,43
9	2022	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 20.633,99	3899,93
10	2023	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 22.315,11	5581,05
11	2024	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 23.898,82	7164,76
12	2025	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 25.390,78	8656,72
13	2026	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 26.796,30	10062,24
14	2027	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 28.120,39	11386,33

No.	AÑOS	INGRESOS ANUALES	EGRESOS ANUALES	FLUJOS FINANCIEROS	VALOR ACTUAL DE FLUJO	SALDO FINAL
15	2028	\$ 3.736,25	\$ 682,76	\$ 3.053,49	\$ 29.367,76	12633,70

**Tabla 4.14** “Resultados económicos”  
Elaborado por: Milton Chuqui

Como se puede observar en la figura 4.14, se estima que el proyecto analizado tiene un período de recuperación de la inversión de 7 años, tiempo que está dentro de los parámetros aceptados para proyectos fotovoltaicos, con una tasa de retorno inclinándose positivamente a partir del año N° 7, lo cual representa una ventaja, puesto que el sistema percibiría un alto índice de ganancias durante los ocho años restantes que se estima tendrá de vida útil el sistema de GD, según los datos proporcionados por el fabricante y estimaciones establecidas en las regulaciones.



**Figura 4.8** “Período de recuperación de inversión”  
Elaborado por: Milton Chuqui

Finalmente, en la tabla 4.15 se muestran los principales indicadores que permiten establecer la viabilidad del proyecto. De acuerdo a esto, el Valor Actual Neto es positivo, lo que nos indica que dentro de su vida útil el proyecto tiene una rentabilidad anual.

Afirmación que se afianza al poder observar que la relación costo – beneficio es menor a uno.

<b>VALOR ACTUAL NETO (VAN)</b>	11901,74
<b>TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)</b>	16%
<b>RELACIÓN COSTO - BENEFICIO</b>	0,57
<b>TIEMPO ESTIMADO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN [años]</b>	7

**Tabla 4.15** “Resultados finales de los indicadores económicos”

**Elaborado por:** Milton Chuqui

Es importante mencionar que estos resultados deben ser revisados constantemente, debido a que los costos de los paneles han estado y estarán disminuyendo constantemente de acuerdo con las distintas proyecciones del mercado.

#### **4.4 Financiamiento de proyectos, análisis de tendencias y retos a futuro por parte de organismo reguladores.**

##### **4.4.1 Financiamiento de proyectos.**

Una vez conocidos los costos y los indicadores económicos de los proyectos de GD se aborda el tema del financiamiento. La financiación es una parte clave a considerar a la hora de proponer, analizar o promover cualquier tipo de proyecto de GD.

Existe una amplia gama de herramientas y apoyos públicos para este tipo de proyectos, los cuales se pueden obtener directamente con la banca privada o en su defecto por medio de la Corporación Financiera Nacional (CFN), el mismo que considera al sector de las energías renovables como susceptible de financiamiento [21].

##### **4.4.1.1 Financiación por terceros**

La financiación por terceros, es una herramienta válida para proyectos de GD y especialmente en aquellos donde el promotor/usuario requiera conocimientos en tecnología

energética para su desarrollo, pero no los tenga disponibles, o no sea capaz de adquirirlos a un precio adecuado [21].

Ante esta situación, el promotor puede involucrar a un externo que sería un experto en la materia y que le proporcione el conocimiento necesario, el mismo que sería el responsable de dirigir el proyecto y conseguir financiación, obteniendo un beneficio a partir de la venta de energía. Las principales ventajas son [33]:

- El promotor no realiza ninguna inversión, ya que sólo paga por los servicios acordados en el contrato.
- El promotor no necesita tener conocimientos especializados en proyectos energéticos.

Este modelo resulta muy poco conveniente para aquellas empresas que deseen prestar este tipo de consultorías y servicios, ya que obtendrían un beneficio sólo en el caso de que el propietario del proyecto consiga vender los excedentes de energía generada a la EEQ.

#### **4.4.1.2 Alternativas de financiamiento estatal**

En el manual de crédito del primer piso en la categoría E división 40 del anexo A de la Corporación Financiera Nacional se indica que las actividades relacionadas con la generación, captación y distribución de energía eléctrica entran en la condición de financiable, por tal motivo esta institución representa una posibilidad al momento de realizar el crédito necesario para la inversión en los proyectos analizados anteriormente, especialmente para el sector comercial e industrial [33].

Una alternativa de financiamiento estatal para el desarrollo de proyecto de GD es la creación por parte del Estado de una dependencia afín al proceso de financiamiento de este tipo de proyectos. Como ejemplo, en México existe el FIDE (Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica), que es un organismo de apoyo a nivel nacional a los usuarios que deseen realizar proyectos de generación de energía eléctrica con sistemas GD interconectados a la red, financiando hasta el 100% del monto total del proyecto [35].

Los esquemas presentes permiten prever que el mercado para la aplicación de la GD proveniente de energías renovables continuará siendo subsidiado por lo próximos 25 a 50 años, hasta lograr la paridad con la generación centralizada. Actualmente, el desarrollo significativo de las fuentes de energías renovables tanto en costo como en competitividad hará que éstos sean rentables por sí mismos en un futuro a mediano plazo.

Ciertos análisis, en el caso de mercados liberalizados, otorgan indicios que permiten evidenciar la conveniencia para algunos consumidores contar con generación para autoconsumo proveniente de fuente como la eólica o fotovoltaica, para compartir con lo que se compra al mercado. Sin embargo, el apoyo regulatorio sigue teniendo un efecto significativo en el modelo de negocio y la rentabilidad de la instalación, puesto que los modelos de negocio evolucionan paralelamente con el estado de madurez de la tecnología de cada mercado en particular [32].

Son esquemas adecuados los que permiten un correcto financiamiento de los proyectos de GD, un modelo de negocio aceptable podría estar basado en las siguientes características[19]:

- Los generadores tienen la obligación de inyectar una cuota mínima de energía en el sistema (preferiblemente cada año), la misma que puede ser vendida libremente a los distribuidores de energía. Se debe considerar que el precio podría no ser fijo, por lo que el flujo de caja del proyecto puede llegar a ser difícil de predecir.
- Las deducciones por inversiones y subsidios ayudan a reducir la responsabilidad fiscal por la compra de ciertas tecnologías. Se podría operar como un incentivo estable de varios años, donde las subvenciones ayuden a reducir la inversión inicial vinculada a la instalación, resultando más eficaz si se combina con otros incentivos financieros.
- Acuerdo de compra de energía cuyo precio podría disminuir con el tiempo. Es un acuerdo a largo plazo en el que un desarrollador se instala y es el propietario de la GD, para luego vender energía de respaldo para la empresa distribuidora a un precio fijo. Como resultado, el dueño de la propiedad recibiría un ingreso constante y estable, mientras que el consumo de energía puede protegerse de la elevación o inestabilidad de los precios, mediante una fijación del mismo a largo plazo.



- Buscar la competitividad de la generación del sistema distribuido con los precios del mercado en la red, puesto que de esta manera el consumidor estaría en una mejor situación pues así consume energía generada en vez de comprar electricidad de la red.
- Con relación al equipamiento e instalación, resulta necesaria una visión general de los principales equipos que requieren el sistema de GD. La empresa contratista definiría el diseño óptimo y su posterior construcción, otorgando una garantía técnica de entre 2 a 5 años para todo el sistema. De igual forma estaría a cargo de la identificación de inversionistas, los hogares o edificios más convenientes para instalar la GD, así como también el manejo de procedimientos administrativos y permisos.
- Considerar aspectos como el volumen de energía asignada a la red de distribución y para el autoconsumo, ubicación y características particulares de la fuente primaria y dimensión de acuerdo con el tipo de instalación y la infraestructura disponible para el montaje.
- Para el caso de financiamientos con entidades privadas, considerar que los bancos prestan dinero sobre la base de la solvencia de la empresa o del inversionista, por lo tanto, el banco no se vería afectado por una hipotética insolvencia del proyecto, ya que es la empresa o el inversionista quien respalda el préstamo.

En general, se debería garantizar un contrato de precio fijo (precio congelado que no disminuya con el tiempo) por un período de largo plazo especificado y se debería asegurar la compra de toda la energía generada.

#### **4.4.2 Análisis de tendencias**

Las necesidades y tendencias de evolución de las diferentes tecnologías energéticas para el aprovechamiento de los recursos, sobre todo de aquello que son renovables, son diferentes dependiendo del nivel de madurez tecnológica con cada tipo de recurso, los potenciales teóricos adicionales existentes y los objetivos energéticos establecidos [33].

Existen múltiples factores que condicionan el desarrollo e implementación de estas tecnologías. Entre estos, se puede destacar [35]:

- **La disponibilidad de recursos**, existencia de yacimientos, zonas de alta irradiación solar, recursos forestales y agrícolas.
- **Características físicas de la zona escogida para la implementación de la GD**, extensión, complejidad orográfica, islas, zonas rurales.
- **Factores económicos, sociales y políticos, consumos y necesidades**, grado de liberalización del mercado, ayuda de más administraciones públicas, compromisos medioambientales.
- **Nivel de madurez tecnológica de los diferentes recursos**, es un factor claramente determinante en su evolución futura.

De acuerdo con las tendencias actuales, los mayores incrementos se producirían en aquellas tecnologías cuya fuente de energía es un recurso del tipo renovable, puesto que las energías convencionales y no renovables en su mayoría se encuentran tecnológicamente desarrolladas. Ciertas tendencias se mencionan a continuación [9]:

- En **mini-hidráulica** por tratarse de una tecnología madura, existen pocas posibilidades de una mejora tecnológica. Los posibles progresos serían en relación al desarrollo de grupos compactos versátiles de turbina – generador – sistemas de control y en el diseño de presas adaptables a los cauces de los ríos.
- La **energía eólica** para la producción de energía eléctrica en sistemas conectados a la red, tiene una madurez tecnológica con unos precios cada vez más competitivos. Sin embargo, las necesarias tendencias futuras del desarrollo de los aerogeneradores y sus componentes irán dirigidos al incremento progresivo de tamaño unitario de los aerogeneradores, la reducción de su peso, la mejora de los rendimientos de captación del recurso, el aumento de la disponibilidad del sistema, el desarrollo de sistemas de almacenamiento, la mejora de los materiales de fabricación y la integración en el sistema de suministro eléctrico competitivo.
- Por su parte, la **energía solar fotovoltaica** es una tecnología de vanguardia, no obstante ha alcanzado tal aceptación que hoy en día presenta un nivel de desarrollo y madurez suficiente como para afrontar los retos presentes y futuros con total

solvencia. Sin embargo, aún quedan por afrontar algunos de los retos tecnológicos, como el desarrollo de alternativas más económicas para el desarrollo de las células fotovoltaicas, la mejora de la eficiencia de conversión ya que actualmente en el mejor de los casos bordea el 18%, la creación de sistemas de concentración y seguimiento solar que permitan mejorar los niveles de producción a un bajo costo y la integración arquitectónica en edificios [34].

- La **energía solar térmica** es ya una tecnología desarrollada. La calidad de los colectores, su fiabilidad y durabilidad, así como el diseño para nuevas aplicaciones de este recurso hacen que las instalaciones de aprovechamiento de la energía solar térmica sean simples de proyectar, instalar y mantener. Razón por la cual resultan cada vez más competitivas. Los futuros desarrollos tecnológicos se centrarán en la optimización del diseño y fabricación para abaratar costos del producto, el empleo en refrigeración mediante máquinas de absorción, el diseño de instalaciones para calefacción en invierno y refrigeración en verano y la integración arquitectónica en los edificios.
- Entre los desafíos tecnológicos que presenta la **energía producida a partir de la biomasa** para los próximos años están: la mejora de las tecnologías de gasificación para valorización energética, los nuevos métodos de recolección de residuos forestales, la optimización de los diseños de los reactores y en biocombustibles el desarrollo de los procesos de obtención de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos [9].

En definitiva, el mayor potencial de desarrollo se encuentra en la energía solar térmica y fotovoltaica en edificios. De acuerdo con un estudio realizado por el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables, se podría incluso cubrir más del 25% de la demanda de electricidad solo con energía termosolar y el doble de este porcentaje sólo con energía fotovoltaica integrada en edificios, tomando en cuenta que la demanda actual que cubre la EEQ es de 663.57 MW en un área de concesión de 15.000 km<sup>2</sup> [33].

#### 4.4.3 Retos a futuro por parte de organismos reguladores

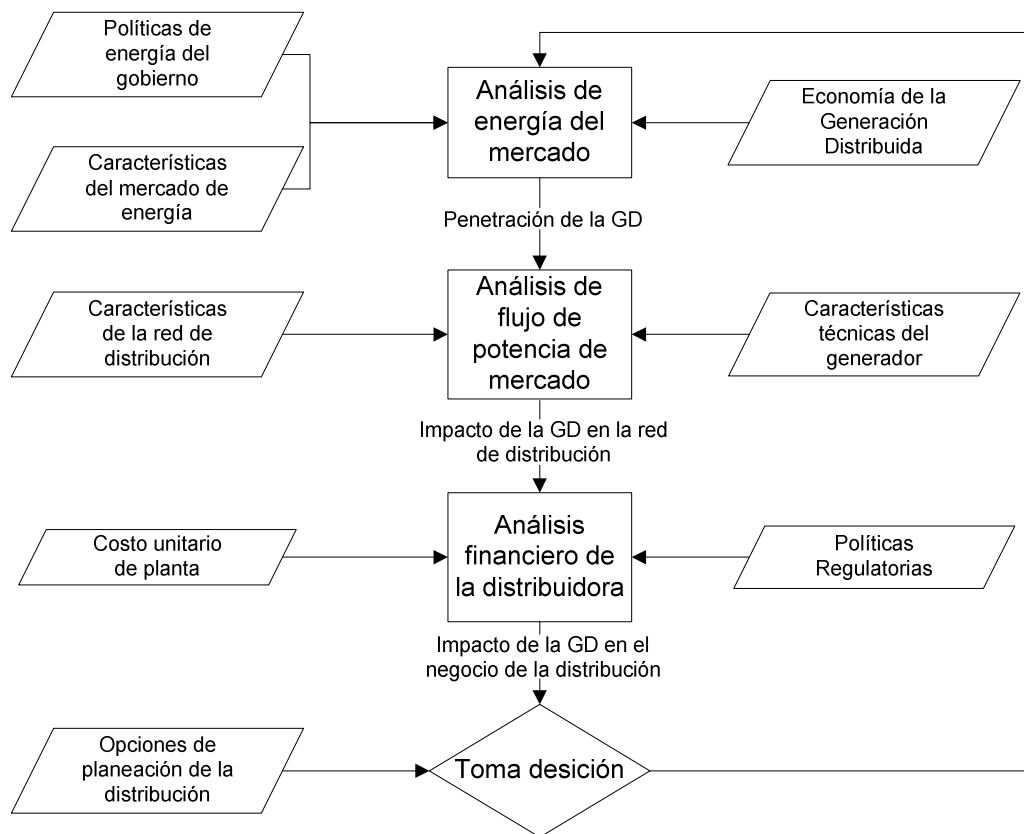
El desafío planteado para los organismos reguladores está en establecer los beneficios que puede tener la GD y permitir recogerlos a través de señales económicas, considerando aspectos como los mencionados a continuación [35]:

- El ajuste de la actual regulación en Ecuador, encaminado a otorgar indicios económicos que promuevan la GD debe partir de un estudio preliminar de las potencialidades que presenta este tipo de generación en el ambiente del sector eléctrico ecuatoriano, además de los posibles beneficios que se lograrían y del tipo de regulaciones que permitan ejecutar este tipo de proyectos.
- Los beneficios a ser identificados y explotados tienen que ver con la reducción de costos a nivel de transmisión y distribución, reducción de pérdidas y ciertos servicios complementarios que permite establecer la GD.
- La identificación de posibles barreras para el desarrollo de la GD tiene que ver con el cobro de cargos por uso del sistema de distribución asociados a su energía producida (así estos no se cobren al generador); la posibilidad de negociación de los costos de conexión con el distribuidor frente a la percepción por parte del distribuidor sobre la GD como un potencial competidor; la posibilidad de ofrecer ciertos servicios complementarios, etc.
- Adicionalmente, pueden existir otras barreras desde el punto de vista institucional, en el sentido de que la planeación de los sistemas de distribución no contemplan el impacto de los proyectos del tipo de GD [9].

Con la reciente estructuración en un mercado único, con precios regulados, se debe lograr que se otorguen un conjunto de disposiciones y requisitos que al mismo tiempo faciliten la incursión de proyectos de GD, fundamentado en lo siguiente [19] [35]:

- Está establecido el libre acceso a las redes (Decreto Ejecutivo 1626 publicado en R.O. No. 365 del 10 de julio del 2001).
- Están definidas tarifas de energía (Reg. 04/2011 y sus resoluciones de actualización), en el punto de entrega, pero no se reconoce la conexión y uso de la red que deben ser implementadas y/o mejoradas.

- En este nuevo ambiente puede aumentar el interés por la GD, pero existen escasos incentivos desde el punto de vista de la política de gobierno, pues no existen suficientes seguridades para la inversión. Hace poco tiempo se acaba de emitir la Regulación 04/2011 – Resolución 23-012 que estipula contratos para la compra – venta de energía a un plazo de 15 años.
- Son necesarios nuevos criterios y propuestas para la planificación de la expansión de la distribución que consideren el nuevo ambiente tecnológico e institucional.
- La nueva propuesta debe considerar un ambiente positivo y preferentemente de competencia para las diferentes opciones de acuerdo a la fuente primaria factible de aprovechar, buscando que sea lo más cercana a la carga.
- La función de la red en el nuevo ambiente es la de disminuir la distancia entre las fuentes de generación y los centros de consumo.
- Otorgar al inversor toda la información de las características del sistema de distribución para que el impacto sea positivo tanto que los beneficios superen a las barreras que se le pueden presentar a lo largo del proyecto.
- Establecer un análisis estratégico para estructurar la GD, tal como lo muestra la figura 4.8, el cual establece ciertas políticas de gobierno, las cuales no solo impulsarían la iniciativa, además que permitiría brindar las señales de confianza al inversor [36].



**Figura 4.9** “Diagrama del análisis estratégico para estructurar la GD”

**Fuente:** Strategic analysis framework for evaluating distributed generation and utility strategies – G. W. Ault

En general, el reto regulatorio está en explotar los beneficios que ofrece la GD y captar la atención de los inversionista mediante incentivos económicos claramente fijados en las regulaciones, lo que otorgará una rentabilidad tanto a los generadores como a los distribuidores y sobre todo al usuario final. Para ello, se requiere de una acción deliberada por parte del CONELEC en este sentido aprovechando la experiencia internacional que se ha venido acumulando.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **Conclusiones**

Las definiciones de GD varían de país a país, dependiendo sus necesidades y características. Existen variaciones en cuanto a tamaño, fuentes y niveles de voltaje. Sin embargo, existe uniformidad en cuanto al sitio, ya que se especifica que se encuentra en el lugar de consumo ó muy cerca del lugar de despacho de energía eléctrica.

La GD es hoy en día una realidad, que ocupa una mayor proporción dentro de la generación en los sistemas de potencia a nivel mundial. La causa de ello son sus beneficios, puesto que se logra una considerable disminución en los costos de la energía, disminución de las pérdidas en los sistemas de distribución, pero además mejoran la confiabilidad y calidad del servicio; y con fuentes de energía renovables se logra una disminución en las emisiones de gases contaminantes.

Las tecnologías disponibles para la GD son muy variadas como se ha podido evidenciar en este trabajo. Hoy en día los motores a diesel son la tecnología que se encuentra más desarrollada y una de las más comunes. Sin embargo, debido a ciertas restricciones ambientales han sido relegados a un segundo plano, esto ha hecho que sistemas como los fotovoltaicos incrementen su participación en la generación distribuida.

La selección de un tipo de tecnología para implementarse en un sistema de GD depende de muchos factores, incluyendo la cantidad de energía necesaria, el ciclo de trabajo, las limitaciones de espacio, las diferentes regulaciones la disponibilidad del combustible, precios de los servicios y los problemas de interconexión.

Según el contexto internacional, los incentivos, las políticas regulatorias y los proyectos de investigación e innovación dentro de cada país; son entre otros, los factores que favorecen al desarrollo de las tecnologías de GD. Por otra parte, las condiciones económicas inadecuadas de un país; y los altos costos que aún mantienen ciertas tecnologías de GD, son los principales limitantes en cuanto a su implementación y desarrollo.

El sistema eléctrico ecuatoriano se fundamenta en plantas de generación centralizadas, alimentadas por fuentes hídricas e interconectadas por sistemas de transmisión y distribución, que no logran cubrir todo el territorio nacional. Debido a esto la GD podría encontrar un importante espacio de participación, mientras se logra los objetivos planteados por el gobierno y las instituciones públicas.

La falta de regulación relacionada a la GD, ha evitado en gran medida su inclusión y desarrollo, es aquí donde el gobierno y las diferentes instituciones públicas deberían atraer y promover la inversión principalmente privada, con el único propósito de mejorar la situación energética.

Diversos factores limitan la elección de un tipo de tecnología para la implementación de GD a nivel residencial. Debido a esto, los sistemas de generación fotovoltaicos resultan los más apropiados para ser instalados en hogares y edificaciones, puesto que se acoplan a la realidad de la EEQ, así como también de los beneficios que ofrece la radiación solar en la ciudad de Quito; y además cumplen las expectativas de demanda energética.

El análisis realizado demuestra la viabilidad y rentabilidad que supone la implementación de paneles solares fotovoltaicos conectados a la red, orientado principalmente a satisfacer una demanda residencial. Los diferentes cálculos muestran parámetros analizados y definidos para el autoconsumo de energía en una vivienda y/o edificación, que está dentro del estrato “B” según lo expuesto en el estudio; además de vender energía cuando se generen excedentes, lo que supone un beneficio económico para la instalación.

Pese a la barrera que supone la inversión inicial para implementar este tipo de tecnología, los resultados obtenidos de los indicadores tales como el VAN, TIR y la relación costo – beneficio expuestos en el análisis económico, permiten concluir la viabilidad económica del proyecto, a lo cual se agrega que el tiempo de recuperación de este capital no supera la vida útil de la instalación.



## **Recomendaciones**

Para una correcta promoción de la GD se debería tener en cuenta factores tales como: una definición clara y adecuada, que los sistemas de GD se desarrollen sobre la base de la generación a menor costo, tratar de eliminar las barreras que conlleva la aplicación de esta generación y por último analizar los precios de la energía, para de esta forma incrementar la competitividad y el crecimiento.

La introducción de la GD en Ecuador se podría afianzar cuando se brinde apoyo por parte del estado, impulsando sobre todo la utilización de fuentes de energía renovables y fuentes de energía no convencionales. Todo esto por medio de subsidios, tarifas especiales, disminución en el costo de impuestos y un desarrollo óptimo de la normativa y políticas públicas.

Con la política establecida para el cambio de la matriz energética en el Ecuador, el gobierno y las instituciones públicas deberían incentivar a inversionista para la aplicación de este tipo de generación, logrando así mejorar la confiabilidad energética, principalmente de las empresas distribuidoras y atraer la inversión privada hacia el Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Las instituciones públicas, conjuntamente con las empresas distribuidoras deberían apoyar la implementación de GD, ya que su desarrollo favorecerá principalmente a estas últimas. Como se demostró en el IV capítulo y para este caso de estudio, la EEQ disminuiría sus pérdidas, a la vez que aumentaría la confiabilidad de su sistema y finalmente la instalación con GD ayudaría a cubrir la demanda, sobre todo en horas pico.

Los costos de inversión en lo que se refiere a la interconexión con la red de la empresa distribuidora, en este caso la EEQ, podrían correr por cuenta de ésta; puesto que es la que compra los excedentes, pudiéndose vender la energía a un costo más bajo (permanentemente o por un tiempo), de tal manera que le permita recuperar la inversión realizada en un período corto de tiempo.

Para la financiación del proyecto analizado, se recomienda crear líneas de crédito con bajo interés, de esta manera se podría incentivar la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en beneficio de la sociedad.

Se ha demostrado que para una instalación residencial con sistema de GD mediante el uso de la tecnología solar fotovoltaica una viabilidad y rentabilidad, tanto técnica como económica en la ciudad de Quito, por esta razón es recomendable incentivar estudios futuros que permitan su aplicación ya no solo dentro de un estrato B, sino que pueda estar disponible para un mayor porcentaje de la población.

## LISTA DE REFERENCIAS

- [1] W. Almeida, “Generación Distribuida y su Potencial Aplicación en el Ecuador”, Dirección de Operaciones, CENACE, Quito, Ecuador.
- [2] L. Tecnalía, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), Gráficas Elisa, Madrid, España, 2007.
- [3] J. M. Mantilla, C. A. Duque, C. H. Galeano, “Análisis del Esquema de Generación Distribuida como una opción para el Sistema Eléctrico Colombiano”, Universidad Nacional de Colombia, Edificio 453, Oficina 401, Bogotá, Colombia, jun, 2008.
- [4] ANN-M. Borbely, J. F. Kreider, “Distributed Generation – The Power Paradigm for the New Millennium”, cap. 1, CRC Press, Washington, 2001.
- [5] Juwi Solar GmbH, “Suministro de electricidad en Redes Solares Aisladas y de Respaldo”, SMA Solar Technology AG, Niestetal, Alemania, 2009.
- [6] F. M. González, “Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia”, I Seminario de Ingeniería Eléctrica, UNEXPO, Puerto Ordaz, Venezuela, 2004.
- [7] Universidad Politécnica de Cartagena, “Recursos Energéticos Distribuidos (DER)”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Cartagena, Colombia, 2008.
- [8] A. Rodríguez, “La Generación Distribuida y su Posible Integración al Sistema Interconectado Nacional”, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá, Colombia, nov. 2009.
- [9] L. Tecnalía, “Energías Renovables – Generación Distribuida”, Departamento de Innovación y Promoción Económica, pp. 16, España, Septiembre 2006.
- [10] F. Amaya, “Estudio y Modelado de los Recursos Energéticos Renovables Conectados a la Red Eléctrica y de Gas en el Municipio de Coslada”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, jun. 2004.

- [11] F. Gonzáles, “Fuentes de Energía Distribuida y Tecnologías Disponibles”, Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada, Maracay, Venezuela.
- [12] C. Duque, E. Marmolejo, T. de Torres, “Análisis de prospectiva de la Generación Distribuida en el Sector Eléctrico Colombiano”. Revista de la Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes, pp. 81-89, Colombia, 2003.
- [13] E. Escobar, W. Barrera, “Marco Regulatorio para la Generación Distribuida en Colombia”, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, ago. 2004.
- [14] CONAE, Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. “Generación Distribuida: Energía de Calidad”, Secretaría Nacional de Energía de México, Disponible en: [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx).
- [15] NREL (National Renewable Energy Laboratory), “Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects”, Distributed Power Program, Office of Energy efficiency and Renewable Energy, may 2000.
- [16] Empresas Públicas Medellín, “Generación Distribuida e Impactos en los Sistemas Operadores de Red”, II Jornada Técnica de Distribución, Bogotá, jun 2005.
- [17] R. De Graaff, J. Enslin, “Distributed Generation. Profitable, Plug and play dispersed generation: the future”, ene. 2007.
- [18] DTI, Department of Trade and Industry, “Microgeneration Strategy and Low Carbon buildings Programme Consultation”, Londres, Inglaterra, jun. 2005.
- [19] E. F. Contreras, “La Generación Distribuida y sus retos frente al nuevo marco legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, Tesis de Maestría dirigida por R. E. Sempértegui, Facultad de Ingeniería, Universidad de Cuenca, oct. 2013.
- [20] D. Treballe, “La Generación Distribuida en España”, Tesis de Maestría, Instituto de Postgrado y Formación Continua, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, ene. 2006.
- [21] Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Consejo Nacional de Electricidad, Ecuador, 2012.

- [22] F. M. González, “Aspectos de Regulación en la Integración de Generación Distribuida”, Línea de Investigación: Fuentes Alternas de Energía y Generación Distribuida, Grupo de Investigaciones Avanzadas en Energía Eléctrica, España, feb 2008.
- [23] IEEE National Standard for Interconnecting Distributed, IEEE Standard 1547, Jun. 1998.
- [24] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System, IEEE Standard P1547, 2003.
- [25] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), “Normativa para la Participación Privada en Generación de Energía Eléctrica”, Ecuador, 2011.
- [26] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), “Regulación para Energías Renovables No Convencionales”, Ecuador, 2012.
- [27] E. H. Miller, “Distributed Generation in the US – three lessons”, Cogeneration & on-Site Power, feb. 2008.
- [28] J. Fuller, “National Survey of PV power Applications in Germany”, International Energy Agency, Alemania, 2010.
- [29] “China marca una nueva Potencia de 14.05 GW solares para este año”, PV Magazine Photovoltaic Technology, feb. 2014.
- [30] E. V. Vleuten y R. Raven, “DIstributed Generation in Denmark in a long-term Perspective”, Dinamarca, sep. 2009
- [31] C. Gischler y N. Janson, “Perspectiva sobre la Generación Distribuida mediante Energías Renovables en América Latina y el Caribe”, Banco Internacional de Desarrollo, nov. 2011.
- [32] Empresa Eléctrica Quito S.A., “Informe de Gestión – año 2013”, Ecuador, 2013.
- [33] Empresa Eléctrica Quito S.A., “Plan Estratégico EEQ 2012 - 2015”, Ecuador, 2012.

[34] Primer Encuentro Internacional Empresas Públicas Eficientes, “Un nuevo rol de la Empresa Eléctrica Quito en eficiencia energética”, Empresa Eléctrica Quito S.A., Ecuador, junio, 2012.

[35] D. Neira, B. Van Den Berg, F. de la Torre, “El Mecanismo de Desarrollo Limpio en Ecuador: retos y oportunidades”, Ecuador, 2010.

[36] G. W. Ault, “Strategic analysis framework for evaluating distributed generation and utility strategies IEEE”, Julio, 2012.

# **ANEXOS**