



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MEDIO DE ENERGÍAS
ALTERNAS RENOVABLES Y SU INFLUENCIA EN LA
EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SECUNDARIO DE
DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL**

Héctor Vinicio España González

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco

Guatemala, noviembre de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MEDIO DE ENERGÍAS
ALTERNAS RENOVABLES Y SU INFLUENCIA EN LA
EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SECUNDARIO DE
DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

HÉCTOR VINICIO ESPAÑA GONZALEZ
ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Milton de León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADORA	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADORA	Ing. Esdras Feliciano Miranda Orozco
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MEDIO DE ENERGÍAS
ALTERNAS RENOVABLES Y SU INFLUENCIA EN LA
EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SECUNDARIO DE
DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 4 de Julio de 2005, Ref. EIME 149.2005



Héctor Vinicio España González

Guatemala, 26 de septiembre de 2008

Ingeniero
Jose Guillermo Bedoya
Coordinador del Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Ingeniero Bedoya:

De acuerdo con la designación hecha por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he tenido a bien asesorar el Trabajo de Graduación titulado: **GENERACION DISTRIBUIDA POR MEDIO DE ENERGIAS ALTERNAS RENOVABLES Y SU INFLUENCIA EN LA EVOLUCION DEL SISTEMA ELECTRICO SECUNDARIO DE DISTRIBUCION TRADICIONAL**, desarrollado por el estudiante **HECTOR VINICIO ESPAÑA GONZALEZ**, carné 1995-15950 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo remitiéndole a esa Coordinación para el trámite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez.
ASESOR

ING. GUSTAVO B. OROZCO
COLEGIADO 1879



Guatemala, 19 de NOVIEMBRE 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería USAC.

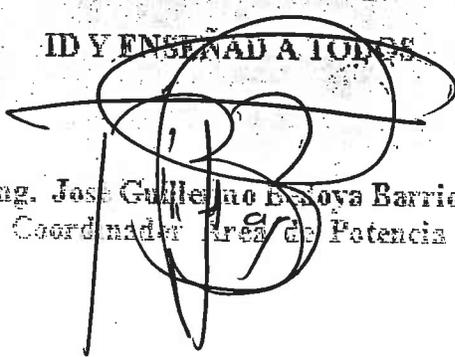
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MEDIO DE ENERGÍAS
ALTERNAS RENOVABLES Y SU INFLUENCIA EN LA
EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SECUNDARIO DE
DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL**, del estudiante; Héctor Vinicio
España González, que cumple con los requisitos establecidos para tal
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS



Ing. José Guillermo de Nova Barrios
Coordinador Área de Potencia

JGBB:erc



El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Héctor Vinicio España González, titulado: GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MEDIO DE ENERGÍAS ALTERNAS RENOVABLES Y SU INFLUENCIA EN LA EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SECUNDARIO DE DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR

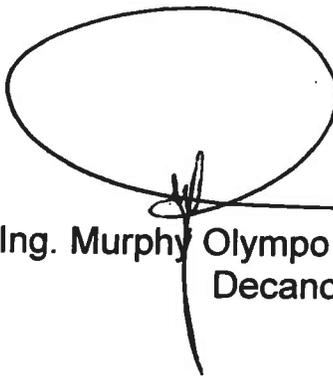
GUATEMALA, 20 DE NOVIEMBRE 2008.



Ref. DTG.474.08

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR MEDIO DE ENERGÍAS ALTERNAS RENOVABLES Y SU INFLUENCIA EN LA EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SECUNDARIO DE DISTRIBUCIÓN TRADICIONAL**, presentado por el universitario Héctor Vinicio España González, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE



Ing. Murphy Olympto Paiz Ramos
Decano



Guatemala, noviembre de 2008

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS

Movimiento Primogéneo del universo, la culminación de mi carrera profesional.

**MI MADRE
CRISTINA**

Ya que con su ejemplo, apoyo, aliento y enseñanzas, pude alcanzar tan anhelada meta.

**MI HERMANA
GABRIELA ESPAÑA**

Por su apoyo irrestricto y la motivación que siempre necesite para lograr dicho triunfo.

MIS SOBRINOS

Aarón y Jeshua, aunque lejos se que comparten conmigo esta alegría.

MIS AMIGOS

Por su apoyo, amistad y cariño, volviéndose parte de la familia, en especial a todos los de la maestría en ingeniería de gestión industrial

ING. GUSTAVO OROZCO

Por su dedicación y tiempo prestados a la realización de este proyecto y por haber aceptado el reto.

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**

Alma mater "Grande entre las del mundo"

LA VIDA

Y a todos aquellos que han hecho que mi paso y estancia por este mundo sea algo realmente agradable, a aquellos por los que tome conciencia de mi existencia, aquellos que me brindaron amor y lealtad desinteresada, aquellos que me apoyaron cuando mas lo necesite, a los que de alguna manera han moldeado la geometría de mi camino en el espacio-tiempo y al maravilloso universo donde se trazan las posibilidades infinitas de la existencia humana.

*"No es la fuerza, sino la perseverancia
en los grandes deseos, lo que hace a
los hombres superiores"*

F. Nietzsche.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN GUATEMALA.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. La generación convencional en Guatemala.....	2
1.2.1. Breve historia de la electrificación en Guatemala.....	7
1.2.2. Marco legal institucional de la electricidad en Guatemala.....	14
1.2.3. Funcionamiento del sistema nacional interconectado.....	16
1.2.4. Capacidad instalada del sistema nacional interconectado.....	19
1.2.5. Principales enlaces del sistema nacional interconectado.....	21
1.2.6. Previsión de la demanda eléctrica a servir.....	23
1.3. Concepción tradicional de los sistemas eléctricos de potencia.....	25
1.4. Características de los sistemas de potencia en configuración radial....	27
1.4.1. Causas que conllevan a un –SEP- a operar en configuración radial.....	29
1.4.2. Implicaciones de un –SEP- operando en configuración radial.	31
1.5. Evolución hacia los nuevos esquemas de los –SEP-.....	34

2.	GENERACIÓN <i>IN SITU</i> O GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	39
2.1.	Introducción.....	39
2.2.	Proyección y evolución de los sistemas de potencia hacia la –GD-.....	41
2.2.1.	Definición de generación distribuida.....	44
2.2.2.	Generación distribuida vrs generación convencional.....	49
2.2.3.	Ventajas de la generación distribuida.....	53
2.2.4.	Beneficios de la generación distribuida para el usuario.....	55
2.2.5.	Beneficios de la generación distribuida para la red.....	56
2.2.6.	Desventajas de la generación distribuida.....	57
2.2.7.	Rangos de la generación distribuida.....	58
2.2.8.	Interconexión de la –GD- a la red de distribución.....	58
2.2.9.	Calidad de energía proveniente de la –GD-.....	63
2.3.	Evaluación de proyección de –GD- frente a los –SEP- tradicionales	65
2.3.1.	Aspectos económicos influyentes en el desarrollo de –GD-....	66
2.3.2.	Escenarios económicos actuales propicios para la –GD-.....	72
2.4.	Situación actual de la generación distribuida.....	79
2.4.1.	Situación de la generación distribuida en Guatemala.....	81
2.4.2.	Situación de la generación distribuida en otros países.....	84
2.5.	Aplicaciones de la generación distribuida.....	85
2.5.1.	Aplicaciones de la generación distribuida en Guatemala.....	86
2.5.2.	Aplicaciones de la generación distribuida en otros países.....	86
2.6.	Aspectos legales y marco regulatorio de la generación distribuida.....	89
2.6.1.	Aspectos legales y marcos regulatorios en Guatemala.....	90
2.6.2.	Aspectos legales y marcos regulatorios en otros países.....	92
2.7.	Sensibilización medioambiental.....	95
2.7.1.	Evaluación del impacto ambiental.....	95
2.7.2.	Efectos beneficiosos de la –GD- sobre el medio ambiente.....	100

3.	ENERGIAS RENOVABLES Y TECNOLOGIAS ASOCIADAS A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	101
3.1.	Introducción.....	101
3.2.	Análisis particular de las tecnologías asociadas a la –GD-.....	103
3.2.1.	Motores de combustión interna a base de combustibles fósiles.	105
3.2.2.	Turbinas de gas.....	107
3.2.3.	Microturbinas a gas.....	110
3.2.4.	Microturbina hidráulica.....	112
3.2.4.1.	Mini-centrales hidráulicas y potencia generada.....	115
3.2.4.2.	Micro-centrales hidráulicas y potencia generada.....	117
3.2.4.3.	Hidrocargadores y potencia generada.....	117
3.2.5.	Celdas de combustible.....	118
3.2.6.	Paneles fotovoltaicos.....	122
3.2.7.	Generadores eólicos.....	125
3.2.8.	Cogeneración.....	127
3.2.8.1.	Energía de biomasa.....	131
3.2.8.2.	Tecnología solar-térmica.....	134
3.3.	Oportunidades de las energías renovables para la –GD-.....	139
3.3.1.	Fomento de la generación de energía eléctrica con –ER-.....	141
3.3.2.	Regulaciones, propuestas y situación actual de la legislación de las energías renovables.....	142
3.3.3.	Tecnología, mano de obra y capital de las –ER-.....	150
3.3.4.	Obstáculos para las energías renovables.....	151
3.3.5.	Reestructuración de las energías renovables.....	152
3.3.6.	Transición de las energías renovables para su aplicación.....	154
3.3.7.	Ausencia de costos ambientales por parte de las –ER-.....	155
3.3.8.	Acciones identificadas con respecto a la utilización de –ER-...	155

4. BARRERAS QUE IMPIDEN LA EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN HACIA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	159
4.1. Particularidades de la –GD- y las consecuentes dificultades para su inserción.....	159
4.2. Barreras para la introducción de la generación distribuida.....	162
4.2.1. Barreras tecnológicas.....	165
4.2.2. Barreras técnicas.....	168
4.2.2.1. Formación profesional en instalaciones de –GD-.....	174
4.2.2.2. Escasez de conocimiento en equipo y tecnología en generación distribuida.....	175
4.2.2.3. Falta de conocimiento de instituciones académicas con respecto a –GD- por medio de energías renovables.....	176
4.2.3. Barreras comerciales.....	178
4.2.4. Barreras de regulación y de mercado.....	179
4.2.5. Barreras económicas, financieras y legales.....	180
4.3. Comentario sobre las barreras identificadas.....	183
CONCLUSIONES.....	187
RECOMENDACIONES.....	189
BIBLIOGRAFÍA.....	191
ANEXO 1.....	193
ANEXO 2.....	205
ANEXO 3.....	209

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Las primeras redes eléctricas de distribución en Guatemala.....	11
2. Marco legal institucional de Guatemala.....	15
3. Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018.....	18
4. Principales enlaces del –SNI-.....	22
5. Demanda de energía [GWh] y potencia [MW] para año 2010.....	24
6. Curva de carga del –SNI- [día de máxima demanda].....	24
7. Esquema típico de generación-transmisión-distribución de energía.....	25
8. Flujo típico de generación-transmisión-distribución de energía.....	26
9. Red típica de distribución de energía eléctrica.....	27
10. Diagrama causa-efecto típico de distribución eléctrico radial y partes conexas.....	30
11. Curva de tasa de fallas, aplicable a elementos o sistemas en configuración radial.....	33
12. Curva de costos de plantas termogeneradoras respecto a la potencia....	34
13. Eficiencia vrs potencia del generador para distintas tecnologías de generacion convencional.....	35
14. Tamaño medio de plantas generadoras en EEUU.....	36
15. La nueva concepción y evolución de la industria eléctrica.....	37
16. Modelo tradicional de generacion de energía y trazabilidades.....	41
17. Modelo de un –SEP- radial simple con generación distribuida.....	49
18. Sistema eléctrico distribuido vrs generacion convencional.....	52

19. Esquema de interconexión y protecciones de –GD- a la red de distribución tradicional.....	61
20. Aumento notorio de tensión debido a la presencia de –GD- en la red....	62
21. CEM: Compatibilidad electromagnética normalizada IEC 61000-2-2....	63
22. Precios nudos o <i>spot</i> –GD- en diferentes países latinoamericanos.....	67
23. Porcentaje de participación de la generación distribuida.....	69
24. Escenarios económicos de la generación distribuida.....	78
25. Incremento de la demanda de potencia en Guatemala hasta el 2020.....	82
26. Aplicaciones misceláneas de la generación distribuida.....	85
27. Carga base	87
28. Carga en punta.....	87
29. Generación aislada.....	88
30. <i>Back-up</i> a la red de distribución con transferencia automática.....	88
31. Almacenamiento de energía y carga unidireccional.....	89
32. Emisión de CO ₂ por producción y uso de energía (1970-2025).....	97
33. Emisión de CO ₂ por combustibles fósiles (1970-2025) en porcentaje....	98
34. Motores alternativos o de combustión interna.....	106
35. Ciclo <i>Rankine</i> de generación.....	107
36. Diagrama P-V y T-S del ciclo termodinámico <i>Rankine</i>	107
37. Turbina de gas con ciclo <i>Rankine</i>	108
38. Microturbina de 80 KW.....	110
39. Turbina micro-hidráulica en modalidad central de agua pasante.....	113
40. Turbina micro-hidráulica en modalidad central de palas desplazadas.....	114
41. Turbina micro-hidráulica en modalidad poco calado con alabes.....	115
42. Pilas de combustible, esquema de funcionamiento.....	119
43. Paneles fotovoltaicos.....	123
44. Potencia de salida en paneles fotovoltaicos.....	124
45. Generadores eólicos.....	125
46. Potencia de salida en generadores eólicos.....	126

47. Cogeneración vrs sistemas de gases calientes no aprovechados.....	130
48. Colectores cilindro-parabólicos.....	135
49. Esquema de producción solar con turbina de vapor.....	135
50. Torre solar y helióstatos.....	136
51. Esquema proceso de producción central solar con torre y helióstatos....	137
52. Colectores parabólicos o <i>Dish Stirling</i>	138
53. Instrumentos económicos de fomento de las energías renovables.....	143
54. Perturbaciones que afectan la calidad del producto.....	170
55. Las cinco reglas de oro de la generacion distribuida en la seguridad del personal de mantenimiento.....	173
56. Elementos básicos del protocolo de Kyoto.....	196
57. Decreto 52-2003 aprovechamiento de los recursos renovables de Guatemala en su ley de incentivos.....	204
58. Norma Guatemalteca de Generacion Distribuida 171-2008.....	210

TABLAS

I. Centrales hidroeléctricas en Guatemala y sus características.....	4
II. Centrales termo-eléctricas en Guatemala y sus características.....	4
III. Potencial geotérmico en Guatemala.....	6
IV. Agentes del mercado mayorista en Guatemala.....	12
V. Capacidad instalada del –SNI-.....	19
VI. Principales enlaces del –SNI-.....	20
VII. Previsión de la capacidad instalada y demanda eléctrica en Guatemala para el año 2010.....	23
VIII. Estimación de costos de interrupciones por tipo de empresa.....	65
IX. Potencial de generación distribuida en Guatemala.....	81
X. Características de las tecnologías asociadas a la generación distribuida	104
XI. Características y propiedades de los motores alternativos.....	106
XII. Características y propiedades de las turbinas a gas.....	109
XIII. Características y propiedades de las microturbinas a base gas.....	112
XIV. Características y propiedades de las mini-centrales hidráulicas.....	116
XV. Características y propiedades de las celdas de combustible.....	122
XVI. Características y propiedades de las celdas fotovoltaicas.....	124
XVII. Características y propiedades de los generadores eólicos.....	127
XVIII. Coeficiente energético de cogeneración en actividades industriales....	128
XIX. Características y propiedades de tecnología solar-térmica.....	138
XX. Perturbaciones correspondientes a la alteración de la onda de tensión...	171
XXI. ¿Puede ser competitiva la electricidad renovable?.....	181
XXII. Resumen de las diferentes cumbres de emisiones.....	201

GLOSARIO

AMM	Administrador del mercado mayorista.
Bio-energía	Incluye el bio-diesel (aceite de cocina reciclado para automóviles), digestores anaeróbicos (como los de los rellenos sanitarios) y biomasa, el cual incluye los combustibles vegetales como el etanol.
Cambio climático global	El clima está variando y el panorama es muy tormentoso con predicciones extremas, un hecho innegable que ha sido impactado por la humanidad y sus opciones de vida.
Celdas de combustible	Crean hidrógeno para generar electricidad, disminuyendo la demanda del sistema de suministro.
CENADO	Centro nacional de operaciones.
Cogeneración	Produce calor y energía eléctrica o mecánica de un combustible, incrementando drásticamente la potencia.
Combustibles fósiles	Los combustibles fósiles son un ejemplo de los recursos almacenados bajo tierra hace millones de años. Cuando se queman éstos, se produce entre otras cosas dióxido de carbono. Durante el proceso de incineración de los combustibles fósiles, se liberan sustancias tales como azufre y metales pesados. Aumentando la polucion.

Demanda eléctrica promedio	La demanda o el egreso de energía de un sistema eléctrico o cualquiera de sus componentes durante cierto tiempo, determinada por la cantidad total de kilowatts-hora dividida entre las unidades de tiempo considerado.
Demanda de carga base	No es mas que la demanda mínima que experimenta una central eléctrica.
Demanda/carga pico	Demanda o carga máxima de energía en un tiempo determinado.
Deposito electrolítico	Proceso electrolítico que consiste en que un metal, proveniente de una solución de sus iones, es depositado en el cátodo.
Destilación solar	El proceso de destilar (purificar) agua mediante la energía solar. Se puede colocar agua en un colector solar hermético con vidrios inclinados, y a medida que se calienta y evapora el agua destilada se condensa en los vidrios del colector y baja hasta donde puede ser captada en una bandeja.
Diagrama de trayectoria solar	Proyección circular del firmamento sobre un diagrama plano, utilizada para determinar las posiciones del sol y los efectos de sombra de las características del paisaje sobre un sistema de energía solar.
Disponibilidad	Describe la confiabilidad de las centrales eléctricas. Se refiere a la cantidad de horas que una central eléctrica está disponible para producir energía, dividido entre la cantidad total de horas de un período determinado.

Distribución eléctrica	Proceso que consiste en distribuir electricidad; suele definir la porción de las líneas de alta tensión de una empresa de servicios eléctricos situada entre el poste y el transformador de energía de la empresa y un punto de conexión/medidor del cliente.
Efecto de Staebler-Wronski	Eficiencia de conversión de luz solar inicial en electricidad de celdas fotovoltaicas de silicio amorfo.
Efecto invernadero	Término usado para describir el efecto de calentamiento que resulta cuando la radiación de onda larga (longitud) queda atrapada por los gases de invernadero de origen natural y humano.
Eficiencia anual en la utilización de combustible <i>(Annual Fuel Utilization Efficiency, AFUE)</i>	La razón del calor producido por un combustible para hacer trabajo al calor disponible en el combustible.
Eficiencia del colector solar	El índice de radiación solar capturada y transferida al fluido del colector (transferencia de calor).
Eficiencia fotovoltaica (Conversión)	La razón de la energía eléctrica producida por un dispositivo fotovoltaico a la potencia de la luz natural incidente sobre dicho dispositivo.
Eficiencia térmica	Medida de la eficiencia al convertir un combustible en energía y trabajo útil; el trabajo útil y la salida de energía divididos entre el valor de calentamiento más alto de la entrada de combustible por 100 (por ciento).
Emisiones causales	Sustancias o contaminantes emitidos como resultado de un proceso.

Empresa eléctrica	Sociedad, persona, organismo, autoridad u otra entidad con personalidad jurídica, propietaria u operadora de las instalaciones para la generación, transmisión, distribución o venta de electricidad, principalmente para uso público.
Energía de la biomasa	Energía producida por la conversión directa de la biomasa en calor, o en un líquido o gas que pueda convertirse en energía.
Endotérmico	Reacción que absorbe calor o que requiere calor para efectuarse.
Energía de las mareas	La energía disponible con el ascenso y el descenso de las mareas. Una central mareomotriz funciona en el nivel máximo de un dique o presa, que captura agua durante la pleamar y luego, durante el descenso de la marea, el agua es dirigida hacia una turbina hidroeléctrica.
Energía eólica	Energía disponible debido al movimiento del viento a través del paisaje; se origina en el calentamiento de la atmósfera, la tierra y los océanos por medio de la energía solar.
Energía geotérmica	Energía producida por el calor interno de la tierra; entre las fuentes de calor geotérmico se encuentran: sistemas convectivos hidrotermales, depósitos de agua presurizada, rocas secas calientes, gradientes manuales y magma. Es posible utilizar la energía geotérmica para calefacción o para producir energía eléctrica.

Energía nuclear	Energía que proviene de la escisión de átomos de materiales radioactivos, como el uranio, y que produce residuos radioactivos.
Energía renovable	Energía derivada de recursos que pueden regenerarse o que, para todo fin práctico, no se pueden agotar. Entre los tipos de recursos de energía renovable se incluye el movimiento del agua (energía hidráulica, de las mareas y de olas del mar), los gradientes térmicos del océano, la biomasa, la energía geotérmica, la energía solar y la eólica. También se considera que los residuos sólidos municipales constituyen un recurso de energía renovable.
Energía térmica	La energía que se origina en el uso de la energía calorífica.
Energía solar	Energía electromagnética transmitida desde el sol (radiación solar). La cantidad que llega a la Tierra es igual a un mil millonésimo de la energía solar total generada, o el equivalente de unos 420 billones de kilowatts-hora.
Energía Verde	Término aplicado a la energía producida a partir de recursos renovables.
Energía no renovable	Es la energía proveniente de combustibles fósiles y nucleares. Aportan el mayor porcentaje para la producción de energía eléctrica mundial, aceleran el efecto invernadero y el cambio climático global.

Medio ambiente	Conjunto, en un momento dado, de agentes físicos, químicos, biológicos y de factores sociales susceptibles de tener un efecto directo e indirecto, mediato o aplazado sobre los seres vivos y las actividades humanas.
Paneles fotovoltaicos	Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque que generan electricidad y/o calientan agua a partir de la radiación solar.
Valor ecológico	Importancia de nuestras acciones desde el punto de vista medioambiental.

RESUMEN

En Guatemala típicamente, las redes de distribución del sistema eléctrico siguen una configuración radial con respecto al punto de generación, lo que proporciona una configuración que origina una expansión de las líneas igualmente radial conforme los usuarios del fluido eléctrico aumentan. Una expansión de este tipo ocasiona que, en muchos casos, la calidad del servicio eléctrico disminuya y se presenten apreciables variaciones de voltaje en la línea debido a las fluctuaciones propias de la demanda. Lo anterior repercute en algunas averías a los equipos, tanto del proveedor del servicio eléctrico como a los de los mismos usuarios.

En general, ese problema se origina cuando el sistema eléctrico comienza a operar por arriba de su capacidad de regulación para la que fue diseñado, debido al incremento de la demanda eléctrica producto del crecimiento demográfico. La compañía suministradora de electricidad trabaja en la solución de este tipo de problema; sin embargo, debido a la alta inversión que representa el incremento de la capacidad de regulación y el de la propia línea, aún existe un número importante de líneas de distribución que operan bajo esta condición.

Las zonas urbanas son el sector donde más se acentúa este problema, por lo tanto, es en este sector donde la **generación distribuida y sus tecnologías** mediante energías alternas renovables ligada a la red (esquema urbano), o en modo aislado autónomo (esquema rural), en todas se muestra como una alternativa viable que puede aportar beneficios importantes a la compañía suministradora del servicio eléctrico, algunos pueden ser: la reducción del pico de demanda vespertino, la reducción de pérdidas por distribución, el aplazamiento de inversiones para incrementar la capacidad de la red de distribución así como alivio térmico a los equipos de distribución en la red.

En un escenario de gran escala, pudiera sustituir inversiones de economías de escala en capacidad de generación y transmisión, así como de hacer mas efusiva la interdependencia de combustibles fósiles derivados del petróleo, que en principio se están terminando cada día más y por ende paliar la contaminación ambiental y el efecto invernadero procedente de su uso a macro escala, pudiendo de esta forma garantizar la sostenibilidad medioambiental.

Las energías renovables, combinadas con una mayor eficiencia energética pueden además contribuir al desarrollo sostenible, al mismo tiempo que mejoran el acceso a la energía de los más aislados y pobres, como también permiten crear nuevas oportunidades económicas por medio de la cooperación. En general por sus propias características, tanto desde el punto de vista de su limitado impacto ambiental como de la modularidad que permiten, las energías renovables resultan especialmente adecuadas en el ámbito rural (modo aislado y baja eficiencia), como en el ámbito urbano (modo en generacion distribuida y alta eficiencia). Adicionalmente juegan un papel básico para garantizar la diversificación del mix tecnológico de la producción y por lo tanto para fortalecer la seguridad del suministro de energía, reduciendo la dependencia de una única fuente de aprovisionamiento.

Se hace necesario por lo tanto crear los mecanismos necesarios para impulsar la innovación en la financiación del suministro de energía y el rompimiento de barreras de toda índole que atañen a la introducción de dichas energías verdes para la producción de energía eléctrica, lo que requiere como base de partida incrementar la coordinación entre los agentes participantes: Instituciones internacionales, sector privado, organizaciones de desarrollo, organizaciones gubernamentales, y muy especialmente los gobiernos de los países en desarrollo.

OBJETIVOS

General:

Definir las bases de conocimiento para que el sistema eléctrico de potencia nacional evolucione hacia la tecnología de la generación distribuida, reconozca sus costos y beneficios, y la implante como la nueva tendencia hacia la aplicación de políticas favorables para el uso de recursos renovables y servicios de mayor calidad basado en principios verdes, y poder asegurarle cabida dentro del sistema.

Específicos:

1. Evaluar las proyecciones futuras de la generación distribuida frente a la concepción tradicional de los sistemas eléctricos de potencia, a partir de aspectos económicos tales como competitividad, externalidades de impactos ambientales positivos y marcos regulatorios asociados.
2. Revisar actuales escenarios económicos propicios para el desarrollo de la generación distribuida asociada a energías renovables a nivel mundial.
3. Atender, de manera breve las tecnologías asociadas a la generación distribuida y junto con ello analizar las perspectivas de la generación sobre la base de fuentes de energías renovables asociadas a la generación distribuida.
4. Investigar los resultados favorables de la aplicación de la energía distribuida, así como denotar todas las posibles barreras encontradas para la no aplicación funcional de la nueva tecnología, y señalar que dicha generación es tan competitiva como la generación convencional.

INTRODUCCIÓN

La historia cuenta que en las primeras aplicaciones de la electricidad, las distancias entre los generadores y los consumos asociados a ellos eran cortas, pues el generador eléctrico era colocado muy cerca del dispositivo que lo utilizaba. Así por ejemplo, en las primeras instalaciones de alumbrado público en Europa, cada luminaria contaba con su propio generador eléctrico. Este esquema de generación punto por punto se repetía en los hogares y en las fábricas, pero conforme el número de aplicaciones fue creciendo, se vio la necesidad de buscar nuevos esquemas tecnológicos.

Los desarrollos en la tecnología de generación y de transmisión eléctrica, combinados con la necesidad de las empresas eléctricas de rendir mejores dividendos a los inversionistas, constituyeron el principal motor de avance para la conformación del sistema eléctrico centralizado que conocemos actualmente, tal es el caso de Guatemala; en este esquema, grandes centrales de generación producen la electricidad que es transportada hasta los puntos más remotos de consumo, por medio de extensas redes de transmisión y distribución. Si bien este sistema eléctrico y su configuración radial han demostrado sus bondades a lo largo de más de cien años de existencia, facilitando el desarrollo económico y social de muchas naciones, es correcto pensar también que hoy muestra de forma más patente y constante algunas de sus limitaciones, tales como: al proceso de generación eléctrica mediante la quema masiva de combustibles fósiles se atribuye el fenómeno del cambio climático, uno de los problemas ambientales más serios que enfrenta la humanidad. al esquema eléctrico centralizado se le culpa también de ser uno de los principales factores del endeudamiento masivo que padecen muchos países en desarrollo, quienes en el afán de construir sus sistema eléctrico a semejanza de los países industrializados, han recurrido a fuertes endeudamientos con el banco internacional para obtener el capital del que carecen sus economías racionalizadas.

Por estas y un conjunto de razones adicionales, el sistema eléctrico tradicional se encuentra hoy en día sometido a un profundo proceso de reforma en muchos países, lo que lo que marca pautas notables para su evolución hacia esquemas alternativos de índole renovable en lo que respecta a la generación y suministro eléctrico. En medio de las reformas y cambios a que esta sometido el actual sistema eléctrico en el entorno mundial, surgen nuevos esquemas en lo político, lo institucional, lo económico, y lo tecnológico; entre dichos nuevos esquemas, se proponen que las tecnologías de generación empiecen a apartarse de la ruta de las grandes unidades generadoras que en su momento ofrecían importantes economías de escala, a favor del uso de tecnologías cada vez de menor tamaño, pero con mayores economías en los procesos de manufactura. Luego, si consideramos que actualmente se define a la generación dispersa o distribuida como el uso integrado de unidades pequeñas de generación directamente conectadas al sistema de distribución y que este es un elemento innovador por sus características competitivas dentro de los actuales sistemas eléctricos de potencia, nos damos cuenta que parecería que todo vuelve al comienzo de la historia misma, ya que nuevamente se ha comenzado a generar en los lugares de consumo.

El presente trabajo de graduación busca repasar de forma inmediata las nuevas tecnologías involucradas en la generación distribuida, investigando hasta que punto ellas pueden hacer de este un concepto atractivo para la industria eléctrica, las ventajas y desventajas de su utilización, la confiabilidad y seguridad que otorga en el suministro y los posibles vacíos referidos a marcos regulatorios y legislaciones vigentes que puedan surgir como un obstáculo para la promoción y utilización eficiente de las mismas.

1. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN GUATEMALA

1.1. Introducción

La situación actual del sistema eléctrico de potencia en Guatemala, se describe mediante la capacidad instalada en plantas de generación, la infraestructura de transmisión y transformación, la generación de electricidad, la caracterización homogénea de la carga, y datos estadísticos de consumo de energía y usuarios servidos.

Hacia finales del cambio de milenio el sistema nacional interconectado, de aquí en adelante llamado –SNI- contaba con 1317.6 MW nominales instalados de los cuales 1090.1 MW eran efectivos o confiables. El sector eléctrico completo, que incluye pequeñas plantas de operación individual no conectadas al –SNI-, tiene 1338.1 MW instalados.

En el SNI, del total de MW efectivos, 430.5 MW son por parte de hidroeléctricas (39.4%) de los cuales 417 MW son de la empresa de generación -EGEE- del INDE. El restante (60.6%) son plantas del tipo termoeléctricas con un total de 659.6 MW efectivos.

La participación pública y privada en el sector eléctrico nacional –SEN- es de 49.6% del INDE con alrededor de 547.8 MW y el 50.4% viene por parte de generadores privados con un aporte total de 556.6 MW efectivos.

1.2. La generación convencional en Guatemala.

Desde los inicios del servicio eléctrico en Guatemala, la generación eléctrica se ha basado principalmente en un recurso renovable natural propio (Fluvial) y otro de origen (Térmico) de importación tal es el caso del petróleo y sus subproductos o derivados.

Se puede analizar la situación energética de Guatemala, a través de la estructura del consumo por fuente energética, y se observa que no ha variado mayormente en muchos años, ya que la leña sigue ocupando el primer lugar con un 63%, siguiéndole el diesel con un 12%, las gasolinas con un 8% y la energía eléctrica, que desempeña un papel de primer orden en el desarrollo económico de un país, apenas alcanza un 4% del consumo total. Si se revisa el consumo de energía por sectores se confirma la posición de Guatemala como país subdesarrollado, pues el sector residencial ocupa la primera posición con un 63%, seguido del sector transporte con 17% y el sector industrial apenas alcanza un 12%.

Tradicionalmente en Guatemala la oferta de energía ha sido inferior a la demanda, por lo que siempre ha habido una porción de esa demanda insatisfecha, de tal manera que siempre que se agrega un activo productor de electricidad a la capacidad instalada del país, prácticamente sirve para cubrir esa demanda insatisfecha acumulada y una muy pequeña parte del crecimiento anual de la demanda. De esa cuenta ha habido pocas posibilidades reales de ampliar la cobertura del servicio a regiones rurales. Esta situación ha reducido las plantas productoras de electricidad en reserva, lo que le da poca confiabilidad al Sistema Nacional Interconectado –SNI- aunque la misma no este asociada solamente a la capacidad de generacion, sino también a la mejora del suministro, minimizando así la frecuencia y duración de fallas; además que las plantas en producción permanentemente están trabajando al máximo de su capacidad, con poco o ningún servicio de mantenimiento lo que las hace vulnerables a desperfectos eléctricos en la generación, cooperando con esta forma a la falta de seguridad del sistema.

La estructura típica de generación del sistema eléctrico de Guatemala sufrió un cambio radical cuando entro en operación el proyecto hidroeléctrico Chixoy, ya que anteriormente el mayor porcentaje de la energía producida era de origen térmico y al ponerse en operación dicha planta, la estructura paso a ser 67% hidráulica y 33% térmica. Es importante considerar esta estructura, porque tiene que ver directamente con los costos de generación, de manera que para nadie es un secreto que los costos de producción hidráulicos resultan ser más bajos que los de origen térmico.

La estructura convencional de generación ha ido evolucionando, pues en el año de 1984 la generación térmica era de 59.1% y la hidráulica 40.8%. En los siguientes años la estructura se invierte y su base se vuelve hidráulica, llegando a alcanzar su mejor momento en el año de 1986 en que la hidroelectricidad alcanzo un 98.4% contra 1.6 % de la termoelectricidad. Pero en los años subsiguientes empieza a manifestarse una disminución de la energía hidráulica nuevamente y un ingente aumento de la energía térmica, previéndose que para el presenta año esa disminución sea aun mayor toda vez que se han adquirido compromisos con la compañía *Enron Power Corp.* Con lo que es muy fácil connotar que la generación convencional en Guatemala ha sido de orígenes tanto térmicos como hidráulicos, en la actualidad se esta promoviendo la generación mediante energías hidráulicas por medio de microcentarles hidroeléctricas para aprovechar nuestro potencial fluvial, y las energías renovables base de la sostenibilidad de las generaciones futuras. Como nuestro mayor activo de aporte han sido los recursos hidráulicos y térmicos, a continuación se verán en carácter individual el aporte de cada una de las plantas tanto en el ámbito térmico como el fluvial, ya que existen operando en el país otras centrales hidroeléctricas de menor capacidad que aportan a la red de interconexión del INDE diferentes cantidades de energía. La tabla I resume las más importantes.

Tabla I. Centrales hidroeléctricas en Guatemala y sus características.

PLANTA	UNIDADES	FECHA INST.	TIPO TURBINA	RIO	UBICACIÓN
CHIXOY	5	1983	PELTON VERTICAL	CHIXOY	ALTA VERAPAZ
AGUACAPA	3	1982	PELTON HORIZONTAL	AGUACAP A	SANTA ROSA
JURUN	3	1970	PELTON HORIZONTAL	MICHATO YA	ESCUINTLA
MARINALA	3	1970	PELTON HORIZONTAL	LOS ESCLAVOS	SANTA ROSA
LOS ESCLAVOS	2	1966	PELTON HORIZONTAL	MICHATO	SANTA ROSA
SAN LUIS	2	1954	FRANCIS HORIZONTAL	YA SAN	ESCUINTLA
EL SALTO	2	1927	FRANCIS HORIZONTAL	PEDRO COLORAD	ESCUINTLA
RIO HONDO	2	1962	FRANCIS HORIZONTAL	O	ZACAPA
STA. MARIA	3	1966	FRANCIS HORIZONTAL	SAMALA	QUETZALTENA
DE JESUS	3	1966	FRANCIS HORIZONTAL	CHAPA Y	NGO
EL PORVENIR	1	1968	PELTON HORIZONTAL	TZOC.	SAN MARCOS
CHICHAIC	2	1979	FRANCIS HORIZONTAL	CAHABON	ALTA VERAPAZ

Dentro de los recursos propios importados para la generación de energía, se cuentan con plantas termoeléctricas que utilizan los derivados del petróleo (tales como el bunker, diesel y el gas natural) como combustible primario. Por su generación a través de plantas móviles, puede adoptarse a cualquier medio, y son las zonas remotas y poco accesibles las más beneficiadas, aunque también es usada en zonas urbanas como complemento de la hidráulica y en caso de emergencia. La tabla II muestra alguna de las plantas termoeléctricas instaladas en el país.

Tabla II. Centrales termo-eléctricas en Guatemala y sus características.

TERMOELECTRICA	UNIDADES	COMBUSTIBLE	FECHA INST.	UBICACIÓN
SAN JOSE	1	BUNKER	2000	ESCUINTLA
DARSA	1	BUNKER	2004	ESCUINTLA
TAMPA	2	DIESEL	1995	ESCUINTLA
STEWART&STEVENSON	1	DIESEL	1995	ESCUINTLA
ESCUINTLA GAS 5	1	DIESEL	1985	ESCUINTLA
LAGUNA GAS 1	1	DIESEL	1978	AMATITLAN
LAGUNA GAS 2	1	DIESEL	1978	AMATITLAN

Fuente: AMM, *Capacidad instalada sistema eléctrico nacional*, Enero 2008.

Pensando en que la demanda de energía sigue una línea de tendencia creciente, en la actualidad existen varios proyectos de plantas generadoras que están en vías de experimentación y desarrollo.

Tal es el caso de plantas geotérmicas ya en servicio y producción en Guatemala. Aquí se aprovecha la energía calorífica que emerge del interior de la corteza terrestre en forma de vapor de agua. Existen en Guatemala dos campos geotérmicos ya en acción. Los mantos acuíferos subterráneos, que se encuentran en estas zonas, reciben calor del interior de la tierra, en los cuales se puede obtener agua caliente o vapor de agua a altas temperaturas y presión. El vapor natural o agua caliente que emana de la tierra se puede utilizar para producir electricidad por medio de turbinas-generadores, los cuales transforman la energía de presión a energía mecánica y luego a eléctrica. En este tipo de fuente energética, no hay contaminantes de aire ni combustibles fósiles quemados, y no hay necesidad de dependencias externas para obtener los carburantes.

En la actualidad el INDE tiene en funcionamiento los proyectos de Orzunil con capacidad de 22 MW, y el proyecto Ortitlan con capacidad de 22 MW también, los cuales tiene por objeto desarrollar y explotar los recursos naturales geotérmicos del área de Zunil en Quetzaltenango, y las faldas del volcán de Pacaya, para fines de generación de energía eléctrica y de esta forma poder satisfacer el crecimiento de la ingente demanda del país, y al mismo tiempo desplazar la energía no limpia proveniente de combustibles derivados del petróleo, que deben de importarse y repercuten de una manera directa en la economía y la vulnerabilidad del medio ambiente nacional. Se estima que ambos proyectos geotérmicos podrán lograr generar hasta 100,000 Kw. a un costo estimado de proyecto de siete millones de quetzales. En la tabla III se muestran las zonas de interés geotérmico de la república de Guatemala.

Tabla III. Potencial geotérmico en Guatemala.

AREA GEOTERMICA	TEMP. SUPERFICIAL (o C)	TEMP. DEDUCIDA (o C)
SAN MARCOS	87	185 (294)
TOTONICAPAN	49	199
MOMOSTENANGO	95	180 (234)
ZUNIL	87	208
ATITLAN	47	150 (195)
ZACUALPA	45	160
CHIMALTENANGO	48	185
LA MEMORIA	60	160
ATITLAN	90	240 (237)
GRANADOS	87	200
SANARATE	93	185
TECUAMBURRO	95	205 (195)
MOYUTA	88	185 (193)
MONJAS	49	160
ASUNCION MITA	94	200
IPALA	64	180
ESQUIPULAS	50	221
CAMOTAN	49	150
ZACAPA	86	160
PUERTO BARRIOS	95	160

Fuente: Armando Herrera, **Microcentrales hidroeléctricas y electrificación rural**, tesis de graduación ing. 1996, pg, 12

Para muchos países en vías de desarrollo tal es el caso de Guatemala, los recursos de energía hidráulica a pequeña y mediana escala constituyen un potencial considerable y atractivo, ya que por naturaleza geográfica Guatemala es un país rico en este recurso. Es de hacer notar, sin embargo, que en un futuro no muy lejano los recursos propios con que cuenta nuestro país serán insuficientes para suministrar energía a la creciente demanda.

Por esta razón y por cuidados de sostenibilidad medioambiental es imprescindible que se estudie con mayor atención el recurso hidráulico a pequeña y mediana escala, así como también fuentes alternativas provenientes de energías renovables que pueden aliviar el pico de demanda manifestado en el sistema actual, en su expansión y desarrollo, tal es el caso de las energías distribuidas como la solar, eólica, micro-hidráulica y otro sin fin de tecnologías que se estudiaran a detalle mas adelante.

1.2.1. Breve historia de la Electrificación en Guatemala.

En Guatemala se organiza la sociedad del alumbrado eléctrico en 1886, por gestiones iniciadas por el señor Julio Novella, este acontecimiento ocurre 4 años mas tarde que Thomas A. Edison instalara la primera planta generadora en la calle Pearl en Nueva York.

En 1894 tres ciudadanos de origen alemán -entre ellos Enrique Neutze- y otros tres guatemaltecos organizan la empresa eléctrica de Guatemala. El año siguiente da inicio la construcción de la hidroeléctrica de Palin con una capacidad de producción de 0.732 MW, la cual brindo servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepequez y Escuintla.

Para el año 1896 el resultado financiero de la empresa no era halagador. En el informe que el gerente dio a la junta general el 31 de Julio de 1896 expreso: “el resultado del primer semestre no es ni puede ser satisfactorio” de ahí que a fines del mes de junio del mismo año se reportara una cuantiosa perdida. A comienzos de 1897 se hicieron los trabajos necesarios para transportar la energía eléctrica a la ciudad capital, mientras que Siemens & Halske era el principal actor accionista y presto servicios de asesoría hasta 1910.

El 11 de octubre de 1894, el presidente José María Reyna Barrios declara de utilidad pública la empresa de electricidad que don Enrique Neutze formó con el financiamiento de Siemens & Halske.

Después de 25 años, en 1919 la *Electric Bond and Share* –EBASCO– se convierte en su arrendataria, mientras que para 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el propósito de proveer energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades del gobierno deciden que la planta se oriente a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez.

En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas con lo que la hidroeléctrica Santa María pasa a ser propiedad del Estado de Guatemala. Durante la década de 1950 se construye en Zacapa la hidroeléctrica Río Hondo, posteriormente en 1959 según decreto 1287 del congreso de la República es fundado el Instituto Nacional de Electrificación –INDE– por intermedio de los señores Oswaldo Santizo y José Manuel Dengo, estipulando en su ley de creación que se constituiría como la entidad encargada de planificar, proyectar, construir y aportar financiamiento a las obras e instalaciones requeridas para atender las necesidades de energía eléctrica del país en general.

El INDE inició operaciones con una generación de 8.3 MW y en ese entonces existían en el país alrededor de 54 MW instalados. Durante esta fase inicial entre 1964 y 1965 el INDE instaló en forma emergente la planta accionada por Diesel en San Felipe Retalhuleu con una capacidad efectiva de 2.4 MW así como la planta térmica de Escuintla con una capacidad total de 25 MW y la turbina de gas en la finca Mauricio con una capacidad neta de 12.50 MW. Este plan emergente se realizó con el fin de atender la creciente demanda de energía mientras se elaboraban y desarrollaban planes de electrificación de mayor envergadura.

Durante el período comprendido de 1961 a 1966 el INDE y la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) operaron conjuntamente el Sistema Central Interconectado. La demanda de energía obligo a la ampliación del sistema, de esta manera la capacidad de la hidroeléctrica Santa Maria es ampliada a 6.8 MW mientras que se construye la hidroeléctrica los esclavos con una capacidad de 13 MW. Este hecho es significativo para la electrificación nacional, por cuanto constituyó el punto de partida del sistema eléctrico, que de un Sistema Central Interconectado paso a constituir un sistema nacional Interconectado –SNI- con una cobertura mas amplia.

Entre 1969 y 1985, el INDE desarrolló un programa de instalación de plantas térmicas y otras de generación hidráulica –Jurún Marinalá, Aguacapa y Chixoy que estructuraron una oferta de generación mayoritariamente hídrica.

No obstante, en 1991, el fenómeno del Niño causó estragos y obligó a que en 1992 se iniciaran las operaciones de generadoras privadas, con la aparición de multinacionales como ENRON y mas tarde *Duke Energy*. La contratación en un marco de emergencia de ENRON, establece condiciones favorables para que el sector de la agroindustria se incorpore como cogenerador. Se instalan posteriormente las plantas SIDEGUA, Las Palmas, LAGOTEX, Poliwatt, TAMPA, Guatemala *Generating Group* (GGG), las hidroeléctricas Secacao, Pasabien, Poza Verde, Las Vacas, Rió Bobos, Canadá y las geotérmicas Calderas y Orzunil.

El 15 de noviembre de 1996 se publica la Ley General de Electricidad bajo el Decreto 93-96 del Congreso de la República dando lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- creada con la finalidad de propiciar condiciones aptas para los participantes del nuevo marco competitivo en las ramas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

El 2 de abril de 1997 se publica el Reglamento de la Ley General de Electricidad contenido en el Acuerdo Gubernativo 256-97 mientras que el primero de junio de 1998

se publica el reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –AMM- entidad privada sin fines de lucro, cuya finalidad es coordinar las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad garantizando la competencia en un mercado libre en Guatemala, la tabla 4 muestra los actuales agentes del AMM. Las principales bases en las cuales se sustentan las operaciones del AMM son:

- Es libre la generación de electricidad.
- Es libre el transporte de electricidad.
- Son libres los precios del servicio de electricidad, exceptuándose los servicios de transporte y de distribución de energía, que están sujetos a autorización.
- El Ministerio de Energía y Minas es el responsable de determinar las políticas públicas del sector eléctrico.
- Separación de funciones de la actividad eléctrica, generación, transporte y distribución.
- Definición del modelo a utilizar para la determinación de los precios de distribución.
- Normalización de las autorizaciones para la generación, transporte y distribución final.
- Creación de la Comisión Nacional de Electricidad y de sus funciones reguladoras.
- Creación del Administrador del Mercado Mayorista, que agrupa a Generadores, Transportistas, Comercializadores, Distribuidores y Grandes usuarios de electricidad.
- El INDE mantiene su condición de empresa eléctrica estatal, y participa como tal en el mercado de electricidad, sujeto obviamente al marco legal definido.

Figura 1. Las primeras redes eléctricas de distribución en Guatemala.



Fuente: INDE, *El sector Eléctrico de Guatemala*, Pg. 23.

Tabla IV. Agentes del mercado mayorista en Guatemala

<u>PRODUCTORES</u>	Central Agroindustrial Guatemalteca S.A. (Ingenio Madre Tierra)
	Central Generadora Eléctrica San José S.A. (San José)
	Compañía Agrícola Industrial Santa Ana S.A.
	Generadora Eléctrica del Norte Ltd. (Genor)
	<i>Duke Energy.</i>
	Hidroeléctrica Secacao S.A.
	Ingenio La Unión S.A.
	Ingenio Magdalena S.A.
	<i>Hydrowest</i> de Guatemala, Ltd.
	Pantaleón S.A.
	Puerto Quetzal <i>Power</i> LLC.
	Siderúrgica de Guatemala S.A. (SIDEGUA)
	TAMPA Centroamericana de Electricidad Ltda.
	Textiles del Lago S.A.(LAGOTEX)
	<i>Poliwatt</i> Ltda.
	Tecnoguat, S.A.
	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
	Orzunil de Electricidad Ltda.
	Inversiones Pasabien.
	Concepción S.A.
Grupo Generador de Guatemala y Cia S.C.A. (GGG)	
Generadores del sur Ltd. (Gesur)	
<i>Coastal Technology</i> Guatemala Ltda.	
<u>DISTRIBUIDORES</u>	Distribuidora de Electricidad de Occidente (DEOCSA)
	Distribuidora de Electricidad de Oriente (DEORSA)
	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EGGSA)
	Empresa Eléctrica Municipal Gualán, Zacapa.
	Empresa Eléctrica Municipal Guastatoya, El Progreso.
	Empresa Eléctrica Municipal Huehuetenango.
	Empresa Eléctrica Municipal Joyabaj, Quiche.
	Empresa Eléctrica Municipal Jalapa.
	Empresa Eléctrica Municipal Puerto Barrios, Izabal.
	Empresa Eléctrica Municipal Retalhuleu.
	Empresa Eléctrica Municipal Quetzaltenango.
	Empresa Eléctrica Municipal San Marcos.
	Empresa Eléctrica Municipal San Pedro Pinula, Jalapa.
	Empresa Eléctrica Municipal San Pedro Sacatépequez.
	Empresa Eléctrica Municipal Zacapa.

Continuación...

<u>COMERCIALIZADORES</u>	Central Comercializadora de Energía Eléctrica (CCEESA)
	<i>Coastal Technology</i> Guatemala Ltda.
	Comercializadora de Electricidad Centroamericana S.A. (CECSA)
	Comercializadora de Electricidad Internacional, S.A. (CEI)
	Comercializadora <i>Duke Energy</i> de Centroamérica, Ltda.
	Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A. (COMEGSA)
	Conexión Eléctrica Centroamericana, S.A.
	Mayoristas de Electricidad (MEL)
	Poliwatt Ltda.
<u>TRANSPORTISTAS</u>	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE)
	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC)
<u>GRANDES USUARIOS</u>	Banco de Occidente S.A.
	Compañía de Desarrollo Bananero de Guatemala (BANDEGUA)
	Cementos Progreso S.A.
	Codaca Guatemala, S.A. (Motores HINO)
	Compañía Agrícola Diversificada S.A. (COAGRO)
	Compañía Bananera Independiente de Guatemala, S.A. (COBIGUA)
	Compañía Industrial Corrugadora Guatemalteca, S.A.
	Editorial Visión 3001, S.A.
	Emergia Guatemala, S.A.
	Envases Industriales de Centroamérica, S.A.
	<i>Homemart</i> , S.A.
	Industrias del Atlántico, S.A.
	Instituto de Recreación de los Trabajadores de la Empresa Privada del Sector Guatemalteco (IRTRA)
	J & R Ropa Deportiva.
	Pichilingo <i>Resort & Marina</i> , S.A.
	Empresa Portuaria Nacional Santo Tomas de Castilla.
	Procesadora Unitab, S.A.
	<i>Procter & Gamble</i> Industrial de Guatemala, S.A.
	Promociones Turísticas Nacionales, S.A.
	Productos de la tierra, S.A. (PROTISA)
	Radiotelevisión Guatemala, S.A.
	<i>Standard Fruit</i> de Guatemala, S.A.
	Teleonce, S.A.
Televisiete, S.A.	
Valores Turísticos, S.A.	

Fuente: El sistema eléctrico Guatemalteco, INDE. Pg, 33.

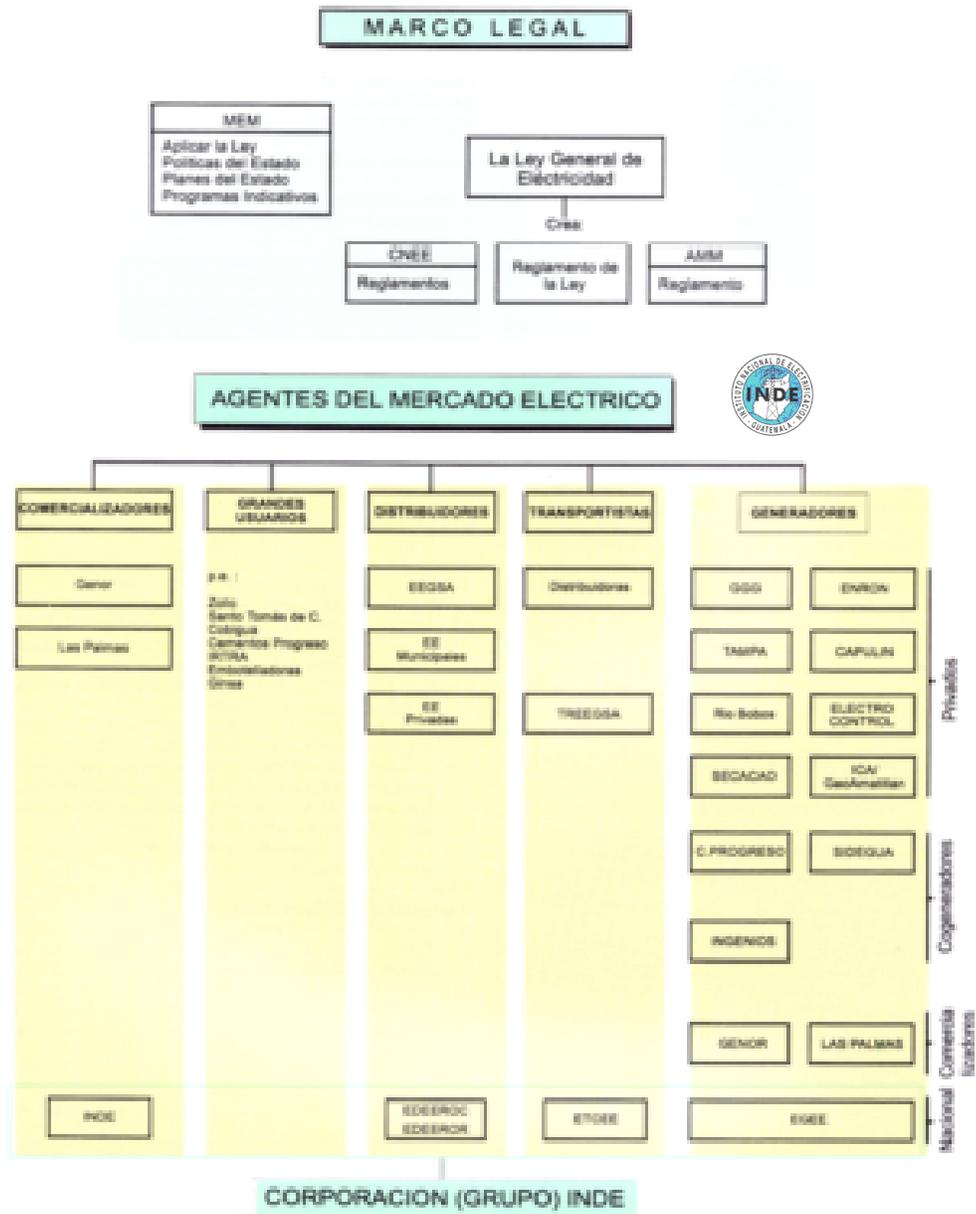
1.2.2. Marco legal Institucional de la electricidad en Guatemala.

- ❖ Se decreta la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96) por el Congreso de la Republica, el 13 de noviembre de 1996.
- ❖ Se constituye la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el 28 de mayo de 1997.
- ❖ Se emite el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo gubernativo 256-97) por el Presidente de la Republica, el 21 de marzo de 1997.
- ❖ Se emite el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo 299-98) por el Presidente de la Republica, el 25 de mayo de 1998.
- ❖ Se constituye el ente Administrador del Mercado Mayorista, el 23 de julio de 1998.
- ❖ Se contempla en el Decreto 52-2003 del Congreso de la República de Guatemala, en sus Artículos 14, 15, 16 y 17 la promoción e incentivación a la utilización de las energías alternas renovables sobre la base del sostenimiento ambiental, y vías auxiliares para la no dependencia de los combustibles convencionales fósiles.

Los temas que más destacan en el marco regulatorio de la electricidad, son los siguientes:

- Autorizaciones para el funcionamiento de las instalaciones eléctricas.
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
- Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).
- Servicio de Distribución Final (SDF).
- Calidad del servicio y sanciones.

Figura 2. Marco legal institucional de Guatemala.



ORGANIZACION DEL SECTOR ELECTRICO DE GUATEMALA

Fuente: INDE, Organización del sector Eléctrico de Guatemala, Pg. 26.

1.2.3. Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado.

Todo proceso de generación, transformación y distribución de la energía eléctrica se resume en el denominado Sistema Nacional Interconectado –SNI- el cual está compuesto por todas las plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de todos los participantes del mercado eléctrico.

El centro de control de la operación del –SNI- está constituido en las oficinas del administrador del mercado mayorista –AMM-, por lo que en la subestación Guatemala-Sur –GUATESUR- ubicada en San José Villa Nueva, solo queda el control del sistema de transporte, quedando la parte propia de la generación de energía en las oficinas centrales del –INDE- en zona 9 de Guatemala. Aunque actualmente ya lo hace todas las funciones en su totalidad el –AMM-. Desde este centro de control es posible coordinar el funcionamiento de todo el sistema de acuerdo con la evolución de la carga a lo largo del día. Además, se puede conocer el estado de la red por medio de un complejo sistema de comunicaciones vía microondas en tiempo real, en caso de contingencias o irregularidades en la red. Actualmente el –AMM- gestionó la implementación de un sistema de comunicaciones llamado *Supervisory Control And Data Acquisition* SCADA con el cual el proceso de control de red se vuelve más efectivo (Eficiente y Eficaz).

El sistema de transporte está constituido a su vez por la interconexión de líneas de transmisión en voltajes de 69, 138 y 230 KV. El troncal principal consiste en un conjunto de líneas de transmisión de 230 KV que corre a casi todo lo largo y ancho del país, partiendo de la central hidroeléctrica de Chixoy en Alta Verapaz, hasta la subestación Guatemala-Norte (ubicada en Zona 18 de la Ciudad Capital) donde conforma una configuración en anillo entre las subestaciones Guatemala-Este (ubicada en la aldea Don Justo en el Km. 18.5 Carretera a El Salvador) y Guatemala-Sur: Otra línea de transmisión en 230 KV parte del parque térmico ubicado en la finca Mauricio en Escuintla, hacia la subestación Guatemala-Sur.

Recientemente las centrales generadoras privadas, TAMPA, San José, *Duke Energy* y Enron se han conectado a la barra de 230 KV de la subestación la alborada (Escuintla 2) en Escuintla punto del cual parte otro ramal hacia la subestación San Joaquín a donde llega la generación de Aguacapa. De la subestación Escuintla 1 en la finca Mauricio parte una línea de 230 KV hacia la subestación los Brillantes en Retalhuleu. Finalmente, de la subestación Guatemala-Este parte la línea de 230 KV que interconecta a Guatemala con El Salvador en la subestación Ahuachapan ubicada en Santa Ana El Salvador, con lo que queda conformada la actual red de alta tensión del –SNI-.

Como parte del Plan de Expansión de la Red 2000-2010 del INDE, se prevee la implementación de varias líneas en el territorio nacional, alguna de ellas para dar capacidad de transmisión al sistema existente, algunas otras para contribuir con el Plan de Electrificación Rural –PER- del INDE (figura 3). De igual manera como parte del Plan Puebla-Panamá se ha proyectado para el año 2009 poner en funciones la interconexión Guatemala-México habiéndose realizado recientemente las jornadas de revisión del Convenio Maestro para la coordinación de la operación y la administración de las transacciones con el vecino país del norte.

Las condiciones de operación del sistema varían de acuerdo con la evolución de la demanda de energía a lo largo del día. Durante un día promedio, la demanda varía en función del tiempo y esto obliga a tener preparadas otras plantas para que entren a generar cuando es requerida mayor energía (horas pico). El –AMM- es el encargado de elaborar el apilamiento de generadores de acuerdo a un despacho económico de las plantas disponibles (listado de mérito) y el –AMM- opera el sistema en tiempo real a manera de cumplir en la medida de los casos el programa de generación.

Figura 3. Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte se enfoca en la constitución de redes *anilladas o malladas* considerando que el –SIN- históricamente ha tenido una topología radial, asimismo se enfoca a la finalidad que el Sistema Nacional Interconectado cumpla con el criterio de seguridad operativa N-1, lo que significa que si se pierde un elemento de la red, ésta puede continuar con su desempeño normal.



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, disponible en <http://www.cnee.gob.gt>

1.2.4. Capacidad Instalada del Sistema Nacional Interconectado –SNI-

Capacidad instalada no necesariamente debe interpretarse como energía disponible, ya que existe una diversidad de problemas de operación que impiden que las máquinas puedan funcionar a plena carga, por ejemplo, un inadecuado plan de mantenimiento en las centrales eléctricas puede conducir a una baja sustancial en la eficiencia de los equipos. La tabla V muestra algunos detalles de la capacidad instalada en el –SNI-.

Tabla V Capacidad instalada del –SNI-

Planta generadora	Núm. De unidades	Potencia [MW]	Año de instalación	Nombre del propietario	Tipo de accionamiento
Arizona	10	164	2003	DUKE	Térmica/bunker
Aguacapa	3	90	1982	EGEE	Hidráulica
Calderas Ortitlan	1	22	2007	EGEE	Geotérmica
Canadá	2	40.6	2003	Privado	Hidráulica
Chichaic	2	0.5	1979	EGEE	Hidráulica
Chixoy	5	260	1983	EGEE	Hidráulica
Concepción	1	33	1992	Privado	Cogeneración
Progreso B	4	16	1995	Privado	Térmica/bunker
Progreso D	2	5	1995	Privado	Térmica/bunker
DARSA	1	5	1996	Privado	Cogeneración
El Porvenir	1	2	1968	EGEE	Hidráulica
El Salto	1	2	1927	EGEE	Hidráulica
Electrogeneración	2	30	2003	Privado	Térmica/bunker
Escuintla Gas 3	1	22	1976	EGEE	Térmica/Diesel
Escuintla Gas 5	1	15	1985	EGEE	Térmica/Diesel
GENOR	2	42.4	1998	Privado	Térmica/bunker
Orzunil	1	22	2005	EGEE	Geotérmica

Continuación...

Planta generadora	Num. De unidades	Potencia [MW]	Año de instalación	Nombre del propietario	Tipo de accionamiento
GGG Gas 1	1	10	1964	DUKE	Térmica/Diesel
GGG Gas 2	1	17	1978	DUKE	Térmica/Diesel
GGG Gas 4	1	28.5	1989	DUKE	Térmica/Diesel
GGG S&S	1	24	1992	DUKE	Térmica/Diesel
GGG VAPOR 3	1	12	1959	DUKE	Térmica/bunker
GGG VAPOR 4	1	12	1961	DUKE	Térmica/bunker
Jurún Marinala	3	60	1970	EGEE	Hidráulica
La Esperanza	7	129.5	2000	POLIWATT	Térmica/bunker
La unión	1	30	1996	Privado	Cogeneración
Las Palmas	5	65	1998	DUKE	Térmica/bunker
Las Vacas	3	46.8	2002	Privado	Hidráulica
Los Esclavos	2	14	1966	EGEE	Hidráulica
Madre Tierra	1	20	1996	Privado	Cogeneración
Magdalena	1	22	1993	Privado	Cogeneración
Matanzas	1	11	2002	Privado	Hidráulica
Pantaleón	1	39.7	1992	Privado	Cogeneración
Pasabien	2	12.4	2002	Privado	Hidráulica
Poza Verde	2	8.4	2002	Privado	Hidráulica
PQPC	20	118	1993	POLIWATT	Térmica/bunker
Río Bobos	1	10	1995	Privado	Hidráulica
San Isidro	2	3.4	2002	Privado	Hidráulica
San José	1	136	2000	TAMPA	Térmica/carbón
Santa Ana	1	32	1993	Privado	Cogeneración
Santa María	3	6	1966	EGEE	Hidráulica
Secacao	1	15.6	1998	Privado	Hidráulica
SIDEGUA	10	48	1995	Privado	Térmica/bunker
TAMPA	2	80	1995	TAMPA	Térmica/Diesel
Texlago	3	30.6	1996	Privado	Térmica/bunker
Tululá	1	19	1996	TAMPA	Cogeneración
Zunil	1	24	1999	Privado	Geotérmica
Ortitlan	1	20	2007	Privado	Geotérmica

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, -AMM-, disponible en <http://www.amm.gob.gt>

1.2.5. Principales enlaces del Sistema Nacional Interconectado –SNI-

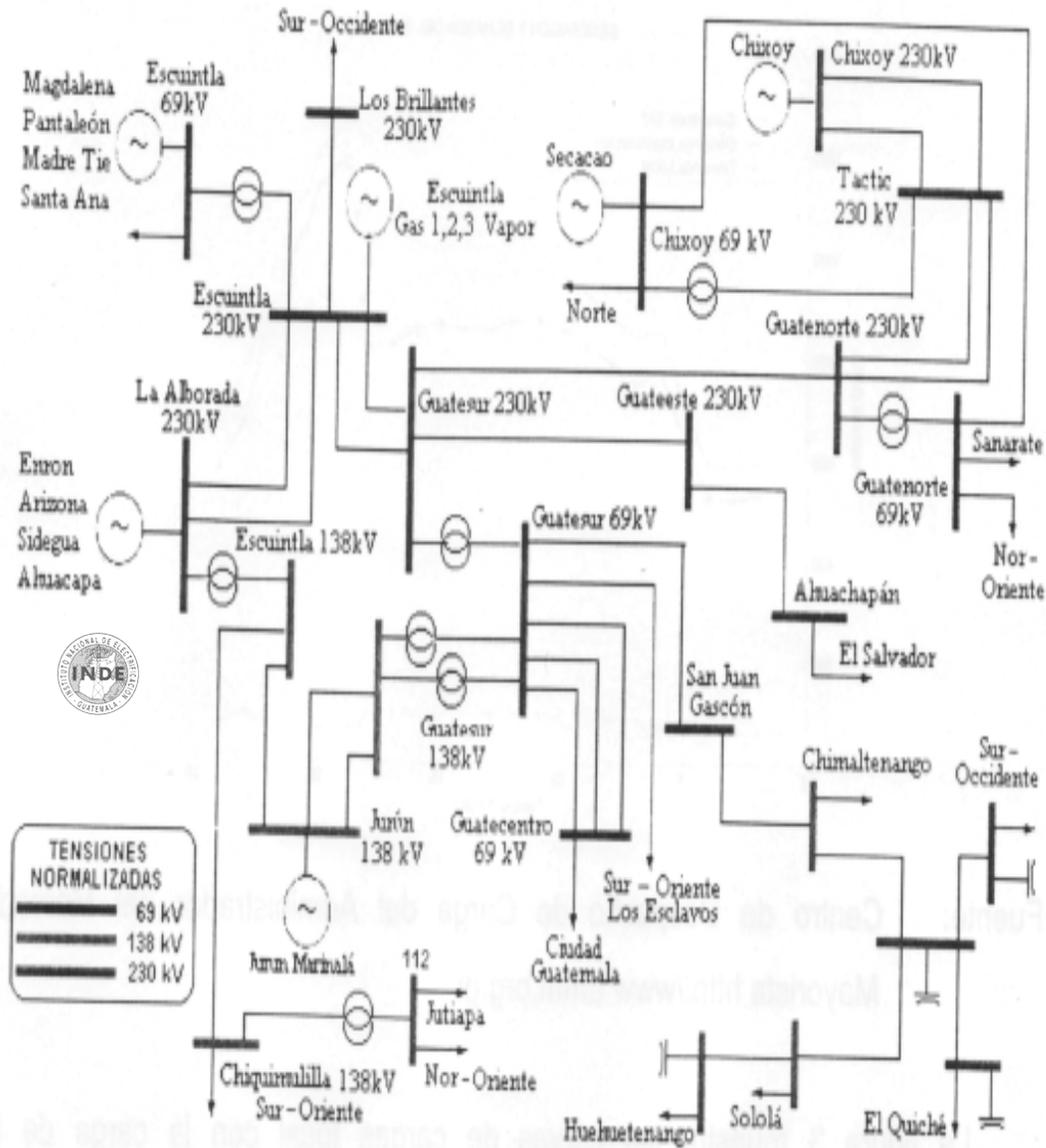
Tabla VI. Principales enlaces del –SNI-

No. Línea	Nombre de la línea	Tensión de operación [KV]	Conductor ACSR [Kcmil]	Región SIN	Long. [Km]	Cáp.[A]
1	Guatenorte-Tactic 1	230	1 x 477	Norte	111	609
2	Guatenorte-Novella	69	1 x 477	Oriente	23.6	609
3	Guatesur-Guatenorte	230	2 x 477	Centro	30	1218
4	Guatesur-Escuintla 1	230	1 x 477	Sur	44	609
5	Guatesur-Guateeste	230	2 x 477	Centro	15	1218
6	Guatenorte-Tactic 1	230	1 x 477	Norte	111	609
7	Guatesur-Escuintla 2	230	1 x 477	Sur	44	609
8	Guatesur-San Juan Gascon	69	1 x 477	Norte	23.6	609
9	Chixoy-Tactic 1	230	1 x 477	Norte	17	609
10	Chixoy-Tactic 2	230	1 x 477	Norte	17	609
11	Escuintla-Los Brillantes	230	2 x 477	Occidente	99	1218
12	El Rancho-Sanarate	69	1 x 477	Oriente	8	609
13	Guatesur-Guatecentro	69	3 x 477	Centro	-	1827

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, AMM

Un análisis del diagrama unifilar mostrado en la figura 4 muestra que las regiones Sur y Norte constituyen los principales focos de generación del –SNI-. Con respecto a la región sur, en la barra Escuintla-69 KV se han concentrado la cogeneración de los ingenios azucareros Pantaleón, Madre Tierra, Santa Ana y Magdalena, mientras que la barra de 230 KV de La Alborada (Escuintla 2) la generación por parte de las centrales Enron, Arizona, Sidegua y Aguacapa. En la región norte se encuentra la principal hidroeléctrica del país, se trata de chixoy. Las regiones “centro y noroccidente” del país se consideran como los principales focos de demanda del –SNI-.

Figura 4. Principales enlaces del -SNI-.



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, -AMM-. Disponible en <http://www.amm.gov.gt>

1.2.6. Previsión de la demanda eléctrica a servir

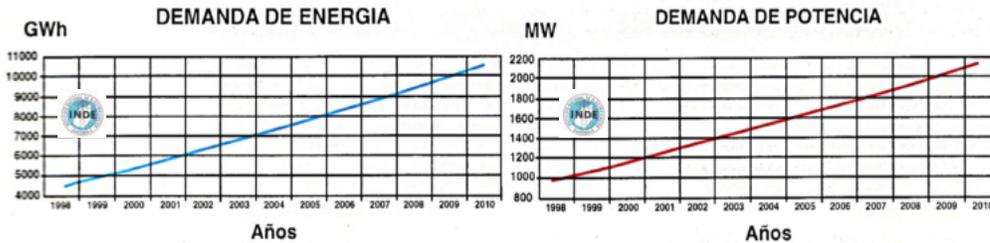
Los datos históricos indican que el servicio se desarrollará hasta el año 2010 a una tasa promedio equivalente al 8% interanual, por lo que el subsector eléctrico de Guatemala necesitará adicionar como mínimo 45,000 KW. De potencia, con una producción de alrededor de 236 millones de KWh. cada año, lo equivalente a instalar una planta de generación de las mismas especificaciones de potencia de Enron *Power* cada año. La tabla VII presenta las previsiones hechas para el año 2010, las estimaciones de los usuarios, así como el Índice de Electrificación IE que se pretende alcanzar.

Tabla VII. Previsión de la capacidad instalada y demanda eléctrica Guatemala año [2010].

AÑO	MW INSTALADOS	ENERGIA MILLONES DE KWH	USUARIOS	IE [%]
1997	799.6	4117	1,043,760	56.0
1998	852	4476	1,131,986	56.1
1999	929	4891	1,232,472	59.4
2000	1013	5342	1,326,716	62.2
2001	1105	5834	1,420,398	64.8
2002	1204	6368	1,506,826	66.9
2003	1307	6924	1,605,647	69.4
2004	1413	7502	1,708,033	71.9
2005	1524	8102	1,814,036	74.4
2006	1638	8726	1,923,842	76.9
2007	1756	9368	2,034,813	79.3
2008	1880	10046	2,146,806	81.6
2009	2113	10772	2,263,185	83.8
2010	2149	11519	2,375,431	86.1

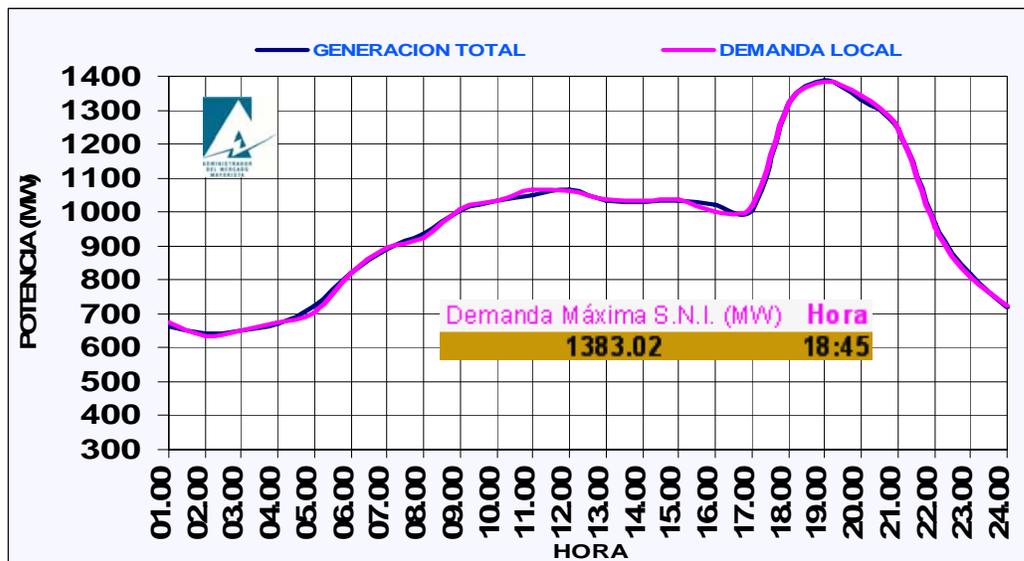
Fuente: Demanda Global de Potencia y Energía Eléctrica 1997-2010, INDE, Pg. 31.

Figura 5. Demanda de Energía [GWh] y Potencia [MW] año 2010.



La figura 6 muestra la Curva de Carga Diaria Típica del sistema, presenta una punta pronunciada mas o menos de 4 horas al final de la tarde e inicio de la noche que representa alrededor de 1.5 veces la demanda media; la carga media es de aproximadamente 9 horas entre las 8 y 17 horas, con una magnitud aproximada de 1.1 veces la potencia media; y una carga baja para las restantes 11 horas de aproximadamente 0.75 con respecto a la potencia media.

Figura 6. Curva de generacion y de demanda de Carga del –SNI- [Día de máxima demanda].

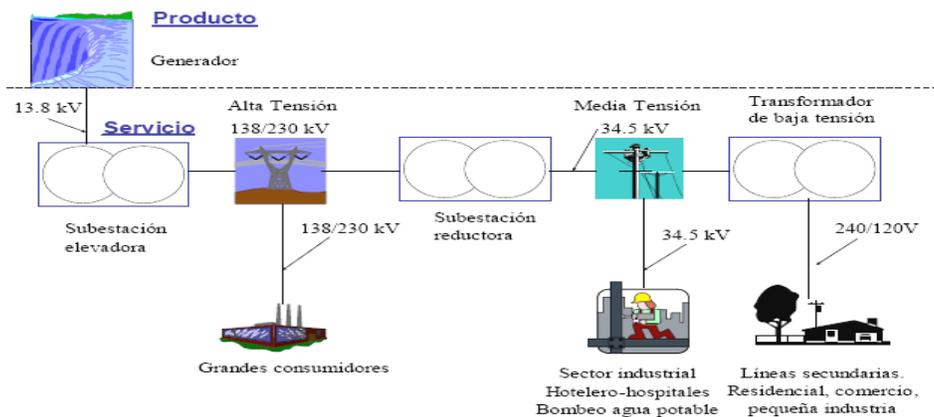


Fuente: Curva de carga del –SNI-, día típico de máxima demanda 12 noviembre 2008, INDE, Pg. 32.

1.3. Concepción Tradicional de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Hoy en día, los sistemas eléctricos de potencia tradicionales que abastecen la demanda de energía eléctrica de la mayoría de los países, poseen una configuración caracterizada por la existencia de enormes generadores ubicados cerca de las fuentes de energía naturales y lejos de los centros de consumo. A partir de lo anterior, la configuración más característica de un Sistema Eléctrico de Potencia –SEP- presenta cuatro niveles esenciales (*Generación, Transmisión, Distribución y Consumo*), los que se especifican en la figura 7:

Figura 7. Esquema Típico de Generación-Transmisión-distribución de Energía.

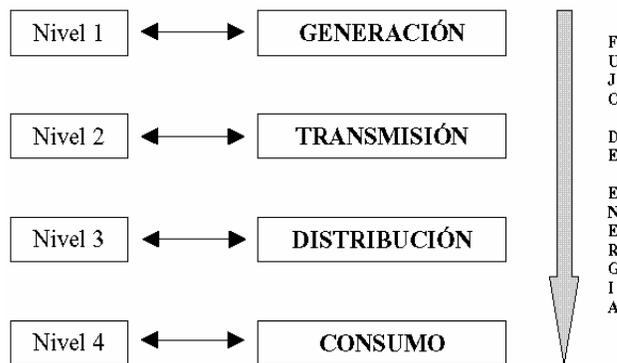


Fuente: Jorge Gomes, *Generación-transmisión-distribución eléctrica*, Pg. 23.

La concepción tradicional de un –SEP- tal como se muestra en la figura 7 viene dado por las siguientes etapas en el esquema de flujos de energía, ya que dentro de la concepción tradicional de la industria eléctrica, el crecimiento del sistema implica instalación de nuevas plantas generadoras en el (nivel 1), en forma mas o menos continua en el tiempo, y la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía (niveles 2 y 3), también en forma continúa pero con menor frecuencia. Los factores relevantes en esta lógica de desarrollo es que la toma de decisión surge de una planificación centralizada ubicada dentro del monopolio administrativo.

Este conocido esquema de flujo de energía y abastecimiento de la demanda eléctrica, surge principalmente por el hecho de la existencia de economías de escala al nivel de generación, las cuales se derivan del crecimiento de la eficiencia producto del aumento de la potencia de los generadores. Estas economías de escala han fundamentado por largo tiempo la estructura actual de los –SEP-, pues al ser más conveniente desde un punto de vista económico, se había dejado de lado las antiguas tendencias de tener pequeñas unidades de generación cercanas a los puntos de consumo.

Figura 8. Flujo Típico de Generación-Transmisión-distribución de Energía.



Fuente: Rony Moreno, *Generación y redes distribuidas en Chile*, PUC, Pg. 4.

A partir de las mismas economías de escala, surge un segundo fundamento a la concepción de un –SEP- tradicional (figura 7); éste es que los costos en la transmisión (a través de líneas de transmisión de alta tensión) son menores a los beneficios derivados a partir de las economías de escala, resultando en un nivel generación-transmisión económicamente más rentable.

Según este concepto tradicional de configuración de los –SEP-, con el aumento sostenido de la población mundial (y por ende de la demanda eléctrica), se ha hecho necesario con el paso del tiempo, la implementación e integración constante de nuevas centrales generadoras y la ampliación (también importante, pero a menor frecuencia que en el nivel de generación) de las redes de transmisión y distribución.

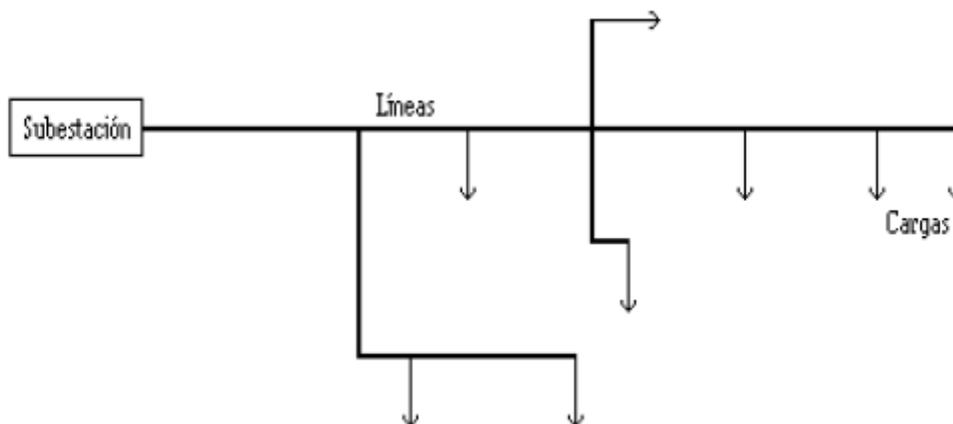
1.4. Características de los Sistemas de Potencia en Configuración Radial.

Los sistemas de distribución presentan características muy particulares que los diferencian de los sistemas de transmisión, entre los cuales se puede mencionar:

- Topologías radiales.
- Relación R/X alta (líneas predominantemente resistivas).
- Múltiples conexiones (monofásicas, 2 fases a 120°, trifásicas).
- Línea sin transposiciones.
- Carga de distinta naturaleza (comerciales, industriales, residenciales o mixtas).
- Estructura lateral compleja.
- Cargas distribuidas.

El que típicamente sean radiales, significa que el flujo efectivo de potencia nace en un solo nodo. Este nodo representa la subestación que alimenta al resto de la red, según lo muestra la figura 9.

Figura 9. Red típica de distribución de energía eléctrica.



Fuente: Fernando Lira, **Automatización y sistemas de distribución**, tesis graduacion. USAC, Pg. 2.

La distribución se efectúa por medio de media tensión o baja tensión, siendo los valores típicos manejables en Guatemala los siguientes:

- Media tensión: 13.8 KV, 34.5 KV y 69 KV (conducción primaria).
- Baja tensión: 120 V, 240 V, 208 V (dependiendo de la configuración secundaria del transformador de distribución).

Los clientes residenciales y comerciales se alimentan en baja tensión, los clientes industriales se alimentan en media tensión o baja tensión, según los requerimientos particulares de cada uno de ellos.

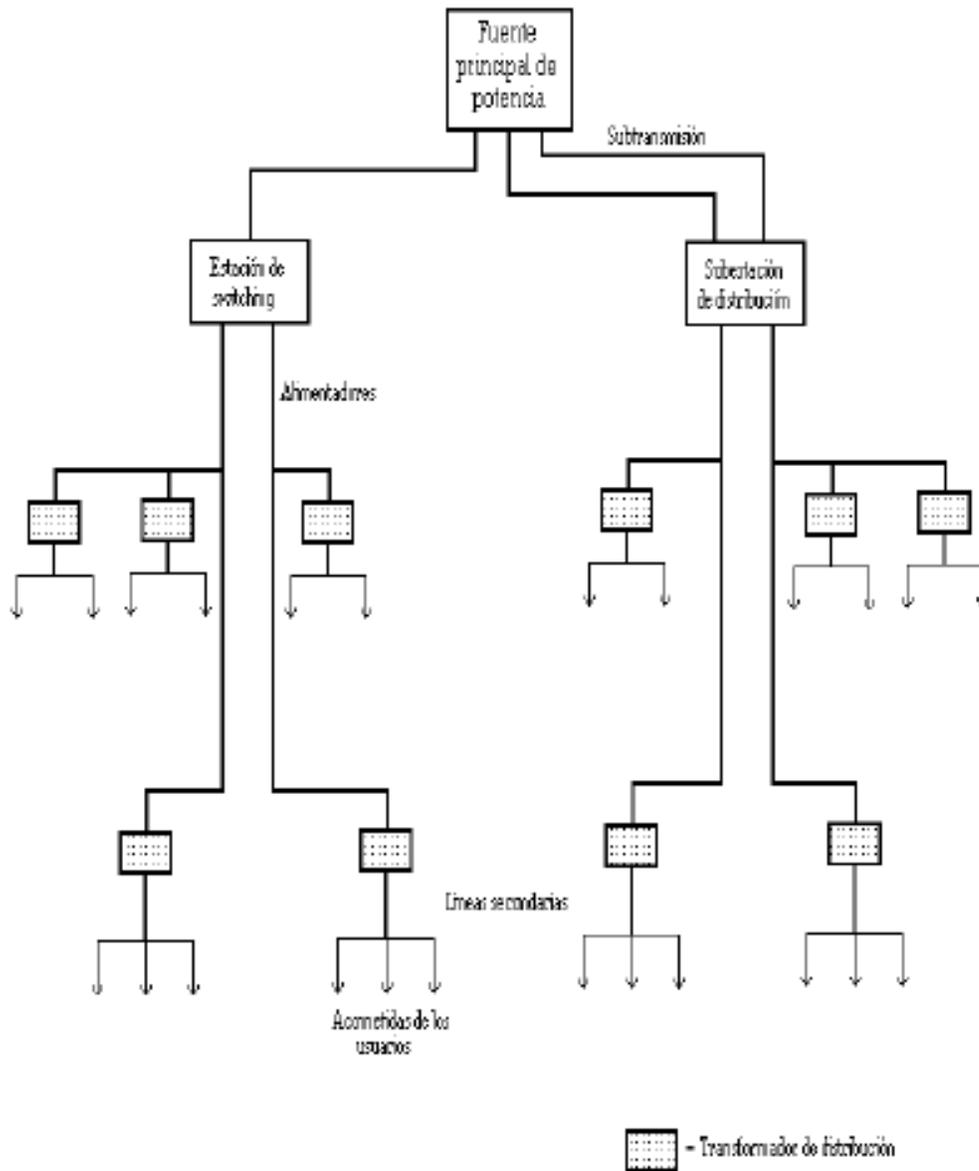
En estos sistemas, se pueden encontrar muchos tipos de conexiones trifásicas, bifásicas o monofásicas. Si bien es cierto que en media tensión predominan las redes trifásicas, es frecuente encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales, ya que no existe ninguna regla clara y concisa que explique en que parte de la trayectoria de un circuito están ubicadas las cargas del área rural, ya que, muchos circuitos de distribución que se encuentran en la periferia del área metropolitana, generalmente, cubren la demanda de energía de áreas urbanas y rurales pero en general, se puede afirmar que geográficamente las líneas eléctricas del área rural están ubicadas en zonas alejadas de la influencia de los sistemas centralizados de distribución. Sin embargo, es en baja tensión donde se encuentran las más variadas conexiones secundarias, consecuencia de una mayoría de cargas residenciales de naturaleza monofásica. Los desequilibrios que se generan en baja tensión tratan de alguna manera de amortiguarse repartiendo equitativamente las cargas en las tres fases activas (Balance de Carga Homogéneo).

1.4.1. Causas que conllevan a un SEP a operar en configuración radial.

Un sistema de distribución esta dispuesto de tal forma que pueda entregar un servicio de calidad bajo ciertos márgenes de confiabilidad y al mínimo costo posible. Se tienen distintas configuraciones de los alimentadores (radial, anillo, mallado) dependiendo de los requerimientos, siendo los tipo radiales los más utilizados en los centros urbanos con alta densidad del servicio eléctrico. Entre las causas primigenias que conllevan a un sistema eléctrico de distribución de potencia a operar en configuración radial tenemos:

- Incremento de la demanda eléctrica producto del crecimiento demográfico.
- Versatilidad de modificación mediante la apertura y/o cierre de interruptores.
- Simplicidad en sus esquemas de protección.
- Baja inversión al incremento de la capacidad de regulación y confiabilidad de las líneas y equipos que operan con dicha topología de red.
- Aplazamiento de capital de inversión para incrementos caóticos de usuarios en la capacidad de la red de distribución y escenarios eléctricos de gran escala.
- Facilitación de la planificación y proyección de la expansión de red.
- Coherencia y versatilidad para introducción de alternativas de automatización no complejas en los sistemas de distribución.
- Mejores horizontes de tiempo de planificación de red.
- Prestancia de multivoltajes en la red secundaria de alimentadores.
- Alta Radiabilidad; es decir alta factibilidad de modificación y control heurístico de red.
- Grado aceptable de sensibilización de adaptación de generación distribuida mediante energías alternas renovables, ya que su distribución topológica de red presenta condiciones operativas de menor estabilidad que en otras configuraciones estándar (anillo, enmallado).

Figura 10. Diagrama causa-efecto típico de distribución eléctrica radial y partes conexas.



Fuente: Jaime Carillo, sistemas de distribución y radialidad, tesis graduación ing. ESPOL Pg. 70.

1.4.2. Implicaciones de un SEP operando en configuración radial.

En Guatemala, las redes de distribución del sistema eléctrico siguen una configuración radial con respecto al punto de generación, lo que proporciona una configuración que origina una expansión de las líneas igualmente radial conforme los usuarios del fluido eléctrico aumentan. Una expansión de este tipo ocasiona que, en muchos casos, la calidad del servicio eléctrico disminuya paulatinamente y se presenten apreciables variaciones de voltaje en la línea debido a las fluctuaciones de la demanda. Lo anterior repercute en algunas averías a los equipos tales como sobrecalentamientos, reducción de la vida útil, cortocircuitos, reducción de interrupciones, ineficiencia, etc... tanto del proveedor del servicio eléctrico como al de los mismos usuarios.

En general, ese problema se origina cuando el sistema eléctrico comienza a operar por arriba de su capacidad de regulación para la que fue diseñado, debido al ingente incremento de la demanda eléctrica producto del crecimiento demográfico desordenado. La compañía suministradora de electricidad trabaja en la solución de este tipo de problema; sin embargo, debido a la alta inversión que representa el incremento de la capacidad de regulación y el de la propia línea, aun existe un buen número de líneas de distribución que operan bajo esta condición.

Las zonas urbanas con alta densidad de usuarios son el sector donde más se acentúa este problema, por lo tanto, es allí donde la generación in situ o distribuida ligada a la red se torna como una alternativa viable que puede aportar beneficios importantes a la compañía suministradora del servicio eléctrico, algunas de estas prestaciones pueden ser: la reducción del pico de demanda vespertino, la reducción de pérdidas por distribución, el aplazamiento de inversiones para incrementar la capacidad de transporte de la red de distribución y, en un escenario de gran escala pudiera sustituir y/o equiparar inversiones en economías de escala de capacidad de generación y transmisión de potencia eléctrica.

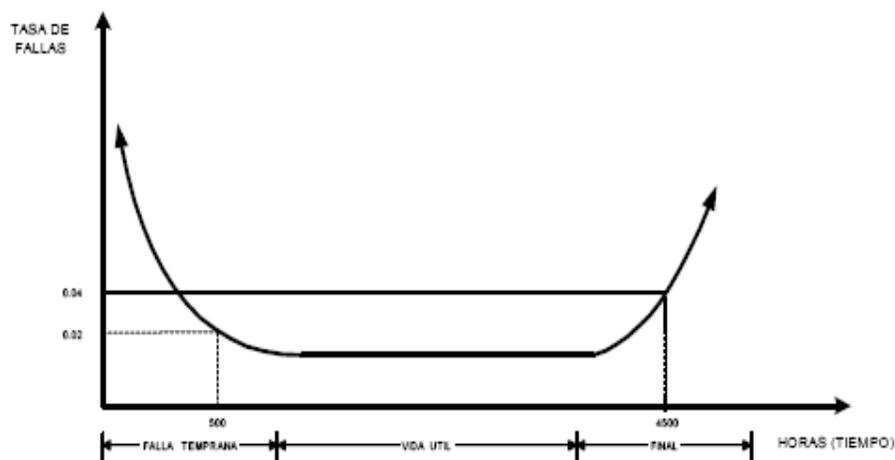
La configuración de la distribución del sistema eléctrico repercute en gran manera en la confiabilidad de la operación de los equipos. Por lo anterior se observa que para contar con una mejor regulación de voltaje es necesario contar con un cambiador de derivaciones bajo carga en los transformadores de enlace con la red pública y evitar en lo posible el uso de reactores limitadores de corriente de corto circuito, manejando esta situación con un valor apropiado de la impedancia del transformador. Generar transmitir y consumir carga en el mismo nivel de generación trae como consecuencia sobretensiones que incrementan el deterioro de los equipos de potencia. Por lo que es necesario mantener el sistema de generación a otro nivel de voltaje diferente al de distribución y consumo. Para evitar sobretensiones transitorias debido a que el sistema eléctrico de potencia quede flotando, se deben mantener como mínimo dos puntos aterrizados de las fuentes de generación o transformadores de enlace con la red pública. Los transformadores de potencia de la acometida externa, pueden aterrizarse con una resistencia a tierra común a los dos neutros. Los neutros de los generadores se pueden conectar en la misma forma.

En un sistema de distribución de energía eléctrica es muy importante la confiabilidad, la calidad de energía, y la continuidad del servicio, pero, cuando el mismo pierde dichas características debido a su configuración radial, se convierte en un problema para los usuarios y a la vez una limitante para el desarrollo de la población. Entre las mayores y más severas implicancias que podríamos encontrar al modelar un sistema eléctrico de distribución de potencia operando en configuración radial tenemos:

- ❖ Disminución de la calidad del servicio (armónicos, *Flicker*, etc...), así como también el nivel de seguridad, confiabilidad y el nivel de mantenimiento demandado por los equipos que integran la distribución.
- ❖ Apreciables gradientes de voltaje en las líneas de distribución debido a fluctuaciones exacerbadas de demanda.

- ❖ Averías de equipos de potencia en sistemas eléctricos de tipo radial, sobre todo por recalentamiento y efectos Joule en las líneas.
- ❖ Mayor inversión en recursos en los tiempos de restablecimiento del servicio que en la tasa de fallas.
- ❖ Incremento de la indisponibilidad de energía eléctrica a los usuarios.
- ❖ Problemas de regulación de tensión en red pública y reactores.
- ❖ Riesgo de falla por transitorios en sistemas que generan, distribuyen y consumen la energía eléctrica a un mismo nivel de tensión.
- ❖ Aumento de la resistencia de la conexión del neutro de la fuente a tierra, para limitación de corrientes de cortocircuito en equipos de sistemas de distribución de potencia eléctrica.
- ❖ Daños a los elementos eléctricos del sistema que alimenta la falla en caso de no- liberación inmediata de la misma.
- ❖ Enumerables perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico.

Figura 11. Curva de tasa de fallas, aplica a elementos o sistemas en configuración radial.



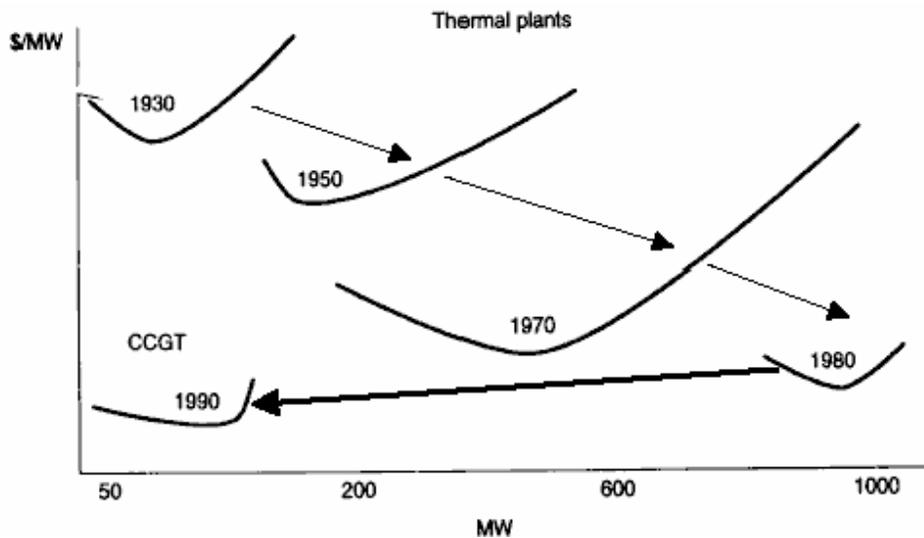
Fuente: Rodolfo Mazariegos, **Confiabilidad del sistema**, tesis ing. USAC Pg. 18.

1.5. Evolución hacia los nuevos esquemas de los -SEP-.

Con el paso del tiempo, se han producido nuevos panoramas dentro del mundo económico y de la industria eléctrica; existe un nuevo escenario de desregulación de los -SEP-, hay un crecimiento de banda ancha del mercado eléctrico, se ha producido el desarrollo del mercado de capitales y los avances de las investigaciones han traído consigo un acelerado progreso tecnológico. Como consecuencia de todo esto, el nivel óptimo de inversiones en el ámbito de generación ha disminuido respecto del tamaño del mercado y de la capacidad financiera privada.

Además producto del progreso tecnológico se han producido importantes variaciones al nivel de costos de generación, especialmente en centrales térmicas en el periodo de 1930-1990, tal como se muestra en la figura 12.

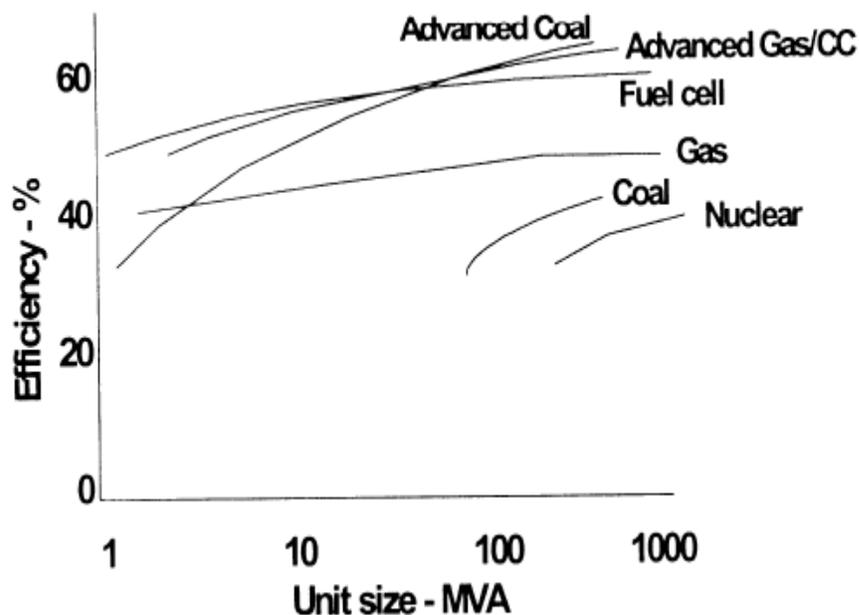
Figura 12. Curvas de costos de plantas termogeneradoras respecto a la potencia.



Fuente: *Whiter electric generation?* Casten, T.R. 1995 September 7, Pg. 21.

La figura 12 confirma que la evolución histórica hacia la instalación de grandes generadores se basa en que, desde la década de los 30 hasta fines de la década de los 80, existió una clara tendencia a un aumento de la potencia de los generadores para la obtención de un mínimo costo por MW generado. Sin embargo, desde la década de los 90, los avances en las tecnologías de generación a gas han hecho que el costo mínimo por unidad de potencia generada se obtenga en centrales de menor tamaño y potencia generada que las enormes centrales que sustentaban el esquema tradicional del –SEP-; junto con el antecedente de los costos, se agrega el hecho de que muchas tecnologías no producen cambios importantes en la eficiencia al tener generadores de menor potencia. Esto último era justamente lo que no sucedía en el pasado, donde había una importante pérdida de eficiencia al hacer uso de generadores pequeños, con el acarreo de pérdidas económicas adicionales que hacían en ese entonces aún más justificable el uso de generadores enormes. Tal como lo muestra la figura 13.

Figura 13. Eficiencia vrs. Potencia del generador para distintas tecnologías.



Fuente: *Whiter electric generation?* Casten, T.R. 1995 September 7, Pg. 24.

Adicionalmente y debido al tamaño menor de los nuevos generadores, no es necesario hacer grandes inversiones en los sistemas de transmisión, por la clara posibilidad de conectarse directamente en el nivel de distribución; en otras palabras generar directamente donde es necesario el consumo de energía. Este concepto es lo que actualmente conlleva un cambio transgeneracional de la topología de los circuitos eléctricos de los –SEP-, conocido como Generación Distribuida o Generación Dispersa.

Una evidencia del cambio que ha ocurrido en la concepción de las plantas generadoras se observa en la figura 14, donde se muestra la evolución del tamaño medio de dichas plantas en los EEUU.

Figura 14. Tamaño medio de las plantas generadoras en EEUU.

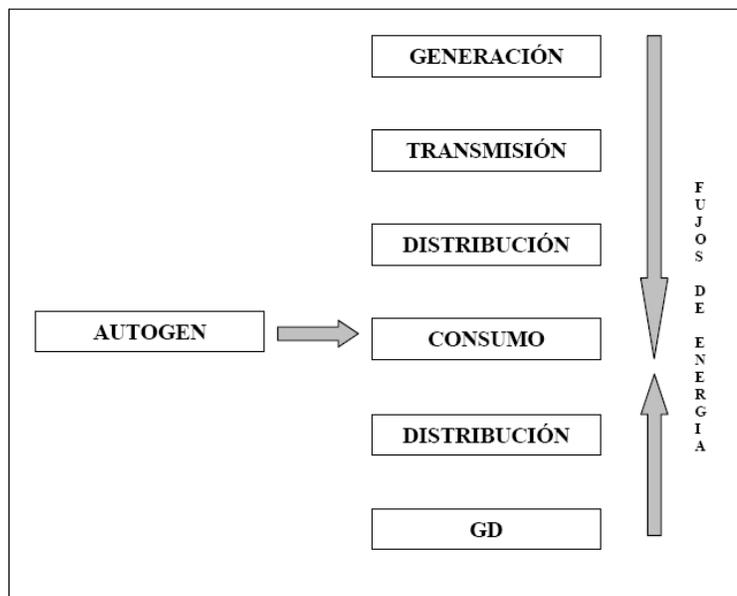


Fuente: Muestreo al 100%: 13566 plantas, *The Energy Daily*, 1920-1994.

Tal como se observa en el gráfico, el tamaño medio de las plantas generadoras creció constantemente en el período 1920-1949, a una tasa media anual de casi 5.5%. Luego, en la siguiente década, la tasa se incremento al 17% anual, disminuyendo luego en la década posterior. Sin embargo, en la década de los 70 el incremento es extraordinariamente notable, con un pico en el tamaño medio de las plantas de unos 150 MW. Este período corresponde a la era de las plantas nucleares y de las plantas a carbón.

A partir de los 80, el surgimiento de la tecnología del gas, conjuntamente con el fin de la era nuclear, produjeron un cambio radical en el comportamiento que se venía observando en las décadas anteriores. Tal como se puede apreciar, el comportamiento es descendente, llegando en 1994 a valores en el tamaño medio de las plantas generadoras inferiores a 30 MW. En la nueva concepción de la evolución de la industria eléctrica, la generación, no es exclusiva del nivel 1 y el flujo de potencia no es unidireccional como en la topología radial, por el contrario tenemos ahora un esquema como el de la fig. 15.

Figura 15. La nueva concepción y evolución de la industria eléctrica.



Fuente: Rony Moreno, *Generación y redes distribuidas en Chile*, PUC, Pg. 10.

En este nuevo esquema, una parte de la energía demandada es proporcionada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida mediante Generación Distribuida –GD-. Diferenciamos en el esquema la autogeneración de energía, es decir aquellos que un consumidor produce electricidad para sí mismo.

En estas condiciones y teniendo en cuenta la magnitud del mercado eléctrico nacional, sus agotadas posibilidades de explotar un recurso natural concentrado, la capacidad del mercado nacional de capitales y el acelerado avance tecnológico en la mejora de la eficiencia y el control eléctrico de los nuevos generadores, se presenta un marco más que promisorio para aventurar a una nueva evolución de la configuración eléctrica en el Sistema Eléctrico de Potencia nacional.

Por tanto, en esencia, la existencia de economías de escala en la generación y el hecho que su magnitud haya sido tal que superan los costos de inversión en la transmisión, han sido los factores determinantes de la topología de los circuitos eléctricos actuales. Por otra parte, en la transmisión son obvios los incentivos para construir una única red. La influencia decisiva de las economías de escala hace que la importancia de los costos fijos determine que un amplio rango de la capacidad, de los costos medios sean decrecientes, constituyendo en consecuencia a este sector en un monopolio natural por excelencia. Por tanto las economías de escala no han sido los únicos factores determinantes en el desarrollo pasado de los –SEP-. En la generalidad de los países, la integración y formación de monopolios se ha debido a que el tamaño óptimo de las inversiones solo podía ser afrontado por el estado; por lo que fue el estado, la figura exclusiva que domino la propiedad y el control de los Sistemas Eléctricos de Potencia –SEP-.

2. GENERACION *IN SITU* O GENERACION DISTRIBUIDA

2.1 Introducción

La Generación Distribuida (-GD-) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua.

En los años setentas, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Las personas vinculadas durante años al desarrollo de las fuentes renovables de energía tradicionalmente han encontrado criterios opuestos a su aplicación relacionados con lo disperso de estas fuentes, el factor de escala, el carácter cíclico, el elevado costo por unidad de potencia instalada, el escepticismo o la duda de las compañías de electricidad, y en determinados casos el marco legal, la política de desarrollo energético y las consideraciones técnicas sobre la calidad de la energía generada concerniente, fundamentalmente, a su disponibilidad y confiabilidad.

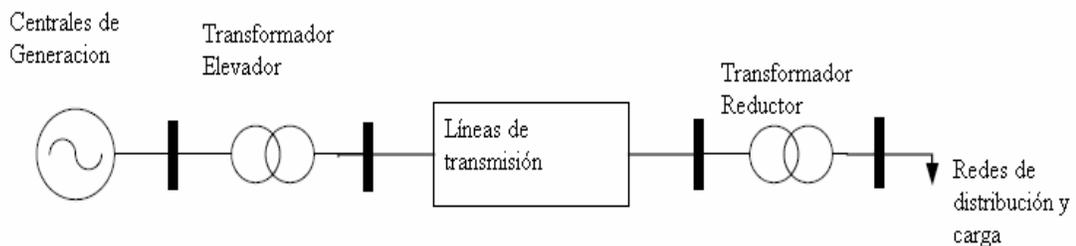
Si hoy el problema se analiza fundamentándose en las tecnologías disponibles, los costos ambientales de la generación de energía eléctrica, las inversiones y los gastos asociados a las grandes centrales, sus líneas de transmisión y distribución, las pérdidas en éstas, que en los mejores casos se encuentran entre 6 y 9 % de toda la energía transmitida, la vulnerabilidad de estos sistemas a fenómenos climáticos y de otra índole, el impacto de la salida de una de estas unidades, la disponibilidad y confiabilidad que exigen las cargas de las tecnologías informáticas y los sistemas de control computarizados, se puede predecir un cambio en la dirección de descentralizar los sistemas energéticos, producir la energía cerca o en los propios centros de consumo, e integrar las oportunidades a un sistema donde concurren diversas fuentes: la cogeneración a pequeña y mediana escala, la producción independiente y las fuentes renovables de energía.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.

2.2 Proyección y evolución de los sistemas de potencia hacia la –GD–.

En el presente, disponemos de un sistema eléctrico cuya conformación es el resultado de una concepción que ha tenido vigencia por más de cincuenta años: grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de la demanda, y grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia ella. En esta concepción tradicional, la producción de electricidad dentro de la industria eléctrica consiste en un proceso que consta de cuatro etapas (Generación, Transmisión, Distribución y Consumo), el cual se realiza con un orden determinado, definiendo por lo tanto cuatro niveles, tal como se muestra en la figura 16.

Figura 16. Modelo tradicional de generación de energía y sus trazabilidades.



Fuente: Marcio Zambotti, **Generación termo-eléctrica distribuida**, Tesis Master, USP Brasil, pg. 36.

Durante su primera etapa, las tendencias dominantes fueron el aumento en el tamaño de las centrales de generación eléctrica, y la fusión de grandes centrales de generación incrementando su nivel de interconexión eléctrica, hasta constituir enormes sistemas interconectados, donde las condiciones geográficas y de población lo justificaba. Esta tendencia al incremento en la cobertura de suministro y necesariamente en el tamaño de las centrales de generación, creó dependencia de suministros de energéticos mediados por combustibles fósiles (petróleo y derivados), lo que significaba un cierto grado de vulnerabilidad para dicha evolución del sistema hacia nuevos esquemas alternativos.

En esta primera etapa, el sistema eléctrico operaba como unidireccional, fluyendo siempre la energía de las centrales generadoras a los consumidores, en un gran sistema radial desde el centro hacia la periferia. Durante este período, el ABC de la industria se resumía en:

- **A**mpliar la cobertura de suministro eléctrico de energía.
- **B**ajar costos de generación eléctrica.
- **C**onfiabilidad del servicio.

La concientización de la necesidad de la evolución de los Sistemas Eléctricos de Potencia –SEP- hacia la generación distribuida se inicia a partir de la crisis petrolera de octubre de 1973, en que se inestabiliza el flujo de petróleo del Medio Oriente hacia los Estados Unidos, Europa y Japón, su brusco y extraordinario aumento de precio, lo que pone en evidencia los riesgos de una dependencia excesiva de los combustibles fósiles y de un pequeño conjunto de proveedores externos. Durante la última década del siglo XX se empiezan a considerar también los efectos ambientales a escala global de las emisiones contaminantes a la atmósfera, por causa principal de la quema de

combustibles fósiles, en particular las emisiones de dióxido de carbono, su acumulación atmosférica y el incremento al efecto invernadero que ocasionan.

La sacudida a la industria eléctrica que han originado estos hechos, provocó cambios en los paradigmas dominantes, integrando los siguientes:

- **D**iversificación de fuentes alternativas de energía primaria.
- **E**ficiencia en el uso de la energía.
- **F**inalizar emisiones contaminantes.
- **G**arantizar acceso social irrestricto a la energía.
- **H**istóricamente sustentable. Energías limpias, verdes y renovables.

El desarrollo de estos determinantes fue simultáneo al desarrollo tecnológico del aprovechamiento de las llamadas fuentes de energía no convencionales (a principios de los 70s del siglo XX) lo que significaba novedosos sistemas de conversión a electricidad, el desarrollo del concepto de cogeneración, así como de la generación distribuida y la administración de la demanda, la microgeneración y sobre todo los desarrollos tecnológicos relativos al aprovechamiento de las energías renovables. Bajo este nuevo esquema de la industria, esta deja de ser un sistema radial para convertirse en un sistema en red, donde el flujo energético se vuelve bidireccional, y el usuario consumidor se convierte en un potencial “Prosumidor”, neologismo que implica la doble naturaleza de ser consumidor y productor.

Con el paso del tiempo, se han producido nuevos panoramas dentro del mundo económico y de la industria eléctrica: existe un nuevo escenario de desregulación de los –SEP-, hay un crecimiento del mercado eléctrico, se ha producido el desarrollo del mercado de capitales y los avances de las investigaciones han traído consigo un acelerado progreso tecnológico.

Como consecuencia de todo esto, el nivel óptimo de inversiones en el ámbito de generación ha disminuido respecto del tamaño del mercado y de la capacidad financiera privada. En estas instancias la generación convencional se conectaba en la red de transporte y la energía recorría largas distancias hasta los centros de consumo. Cuando esta energía llegaba a la red de reparto el flujo de potencia era prácticamente unidireccional debido al carácter radial de dichas redes. Esquema funcional pero con grandes niveles de pérdidas y dependencia de recursos primarios no renovables, es entonces donde poco a poco la generación distribuida se comienza a abrir paso e integrar en redes de tensión inferiores al transporte. Inicialmente este tipo generación no tenía un carácter de *lobby* sino que se instalaba en centros cuya actividad tenía una alta repercusión social como por ejemplo hospitales, aeropuertos, etc. Gracias a políticas de incentivos basadas fundamentalmente en primas o subvenciones se ha ido introduciendo esta nueva tecnología con un objetivo final primordial hacer evolucionar el ambiguo esquema de los sistemas eléctricos de potencia a otro nivel de generación cercano al punto de consumo e independiente de grandes pérdidas de energía en la red y de recursos no renovables.

2.2.1 Definición de generación distribuida.

Mundialmente existe un consenso general en la definición de generación distribuida, el cual se refiere, en términos simples, a lo siguiente: “unidades generadoras de pequeño tamaño ubicadas cerca de los puntos de consumo”. Sin embargo, esta definición puede ser interpretada de diferentes formas debido a los vacíos y ambigüedades de algunas de sus palabras. De hecho, diferentes países y organismos privados que han investigado el tema, han entregado diversas interpretaciones asociadas a esta definición, lo que involucra mayor atención y cuidado cuando se desean analizar cifras y conceptos de estudios particulares. A continuación, se presentan algunos detalles de interpretaciones particulares.

La *Comisión de Integración Energética Regional* (-CIER – Organismo Internacional del Sector Eléctrico de América del Sur) propone tres niveles de generación en los –SEP-:

- **La Generación Centralizada**, que corresponde a la configuración tradicional, con unidades de más de 100 MW.
- **La Generación Descentralizada**, son unidades de generación entre 5 [MW] y 100 [MW] conectadas por lo general en media tensión.
- **la Generación Distribuida**, son pequeñas unidades (< 5 MW) conectadas en baja tensión y ubicadas en el punto de consumo.

Willis & Scott (Willis and Scott, 2000): Estos autores definen la –GD- como pequeños generadores (típicamente entre 15 KW. y 10 MW) esparcidos en los sistemas eléctricos. Según dichos autores, estos generadores pueden estar conectados a las redes de distribución (en las instalaciones de la empresa distribuidora o en las instalaciones de los consumidores) o estar aislados de éstas. Asimismo, utilizan el concepto de Generación Dispersa para referirse a generadores muy pequeños, del tamaño necesario para alimentar consumos residenciales o pequeños negocios (típicamente entre 10 y 250 KW.) y conectados en las instalaciones de los consumidores o aislados de las redes.

Jenkins et al. (Jenkins, 2000): Estos autores prefieren una definición amplia sin entrar a discutir detalles sobre el tamaño de los generadores, tensión de conexión, tecnología de generación, etc. Sin embargo, mencionan algunos atributos asociados generalmente a la –GD-:

- No ser planificada centralmente.
- No ser despachada o programada centralmente.
- Normalmente con potencia menor a 50 ó 100 MW.
- Usualmente conectada en las redes de distribución ($V \leq 145$ KV).

Ackermann (Ackermann, 2001): Estos autores proponen una definición de GD atendiendo a una serie de aspectos: propósito de la GD, ubicación, capacidad o tamaño de la instalación, área de servicio, tecnología de generación, impacto medioambiental, modo de operación, propiedad y penetración de la GD. Únicamente los dos primeros aspectos son considerados relevantes por dichos autores proponiendo la siguiente definición: “*Generación Distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores*”. La distinción entre red de distribución y red de transporte la dejan supeditada a lo establecido legalmente en cada país. Asimismo, proponen una clasificación de la GD en función de su tamaño:

- **Micro GD**: $1 \text{ W} < \text{potencia} < 5 \text{ KW}$.
- **Pequeña GD**: $5 \text{ KW} \leq \text{potencia} < 5 \text{ MW}$.
- **Mediana GD**: $5 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 50 \text{ MW}$.
- **Gran GD**: $50 \text{ MW} \leq \text{potencia} < 300 \text{ MW}$.

International Energy Agency (International Energy Agency, 2002): Este organismo hace referencia a la –GD- como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores o en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución. Como se puede observar en las definiciones anteriores, casi la totalidad de autores coinciden en una característica fundamental de la –GD-: *estar conectada en las redes de distribución*. Las mayores discrepancias surgen en el tamaño o potencia de la –GD- aunque siempre se trata de generadores de menor tamaño que los generadores centralizados tradicionales.

Tesis doctoral *Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio* (Méndez Quezada, 2005): *Generación Distribuida* son todas aquellas fuentes de energía eléctrica conectadas en las redes de distribución, ya sea directamente a dichas redes o conectadas a éstas por medio de las instalaciones de los consumidores, pudiendo operar en este último caso en paralelo con la red o en forma aislada.

En México, se denominan dentro de *Generación Distribuida* a las centrales de 150 KW hasta 15 MW, sincronizadas y conectadas o no a la red de distribución local. Particularmente, se refieren como *Generación Dispersa* a las instalaciones de generación de respaldo al interior de hospitales, hoteles, *malls*, etc. y que no están sincronizados a la red y cuya potencia varía entre 10 y 1500 KW.

En Uruguay, la *Generación Distribuida* agrupa a las unidades de generación conectadas directamente a la red de distribución y se habla de *Autogeneración* para referirse a las unidades que proveen energía al usuario para sí mismo.

En Estados Unidos, al hablar de *Generación Distribuida* especifican a centrales de generación de hasta 50 MW que producen la energía cerca del consumo o en el punto de consumo mismo. Además, dentro de esta definición se encuentran tanto aquellos generadores conectados a la red de distribución como aquellos que no lo están.

En España se entiende por generación distribuida al conjunto de sistemas de generación eléctrica que se encuentran conectados dentro de las redes de distribución debido a que se caracterizan por su pequeña potencia y por su ubicación en puntos cercanos al consumo. Sus principales características son:

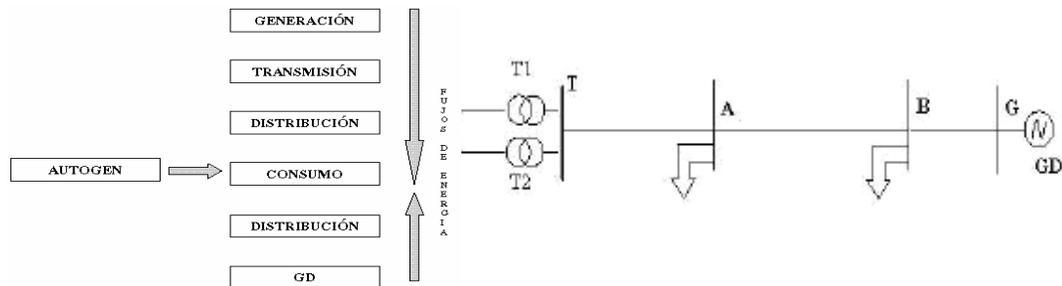
- Estar conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución (cogeneración, solar fotovoltaica).
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50 MW.

En Chile, algunos estudios de modelos y simulaciones del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, definen la *Generación Distribuida* como el uso integrado de unidades pequeñas de generación directamente conectadas al sistema de distribución o bien al interior de las instalaciones del usuario. No existe una definición estricta en el ámbito de organismos gubernamentales.

Si bien se han manifestado diferentes opciones de interpretación, en lo que respecta a este trabajo se buscará coordinar y llegar a un acuerdo de ellas para lograr la mejor comprensión de sus aplicaciones, logrando la siguiente conclusión general: “*al hablar de Generación Distribuida se refiere a unidades de generación eléctrica conectadas directamente a la red de distribución, ya sea a la red primaria (media tensión) o secundaria (baja tensión)*”. En cuanto al nivel de potencia de generación de las plantas se puede llegar a un acuerdo de un máximo de 100 MW.

Inicialmente se sacan de la definición a las unidades particulares de respaldo o autoconsumo de algunos clientes, que no estén conectadas a la red de distribución. Pero se deja abierta la posibilidad de que usuarios que posean este tipo de generación (y en la medida que los marcos regulatorios así lo reconozcan) puedan poner a disposición de las redes de distribución su capacidad y llegar a transformarse en generadores distribuidos tal como se muestra en la figura 17 donde se aprecia el aporte de la generación distribuida.

Figura 17. Modelo de un –SEP- radial simple con generación distribuida.



Fuente: Raúl Zeballos, **Redes de transmisión o generación in situ**, Uruguay, Pg. 18.

2.2.2 Generación distribuida Vrs sistemas de generación convencionales.

La industria eléctrica se desarrolló evolutivamente bajo un esquema de verticalidad, en que las funciones de planeación, construcción de infraestructura física, generación de electricidad, control del sistema, transmisión, distribución, medición, facturación y cobranza, se realizaban bajo un sistema centralizado y jerárquico. Esto se derivaba de la necesidad operativa de generar al unísono con las variaciones de la demanda eléctrica, que estadísticamente corresponde a variaciones horarias con patrones diarios típicos para cada día de la semana, como a las variaciones asociadas a las estaciones del año, como a la temporada de lluvias.

El control de la generación para acoplarla continuamente al nivel de demanda es lo que se conoce como despacho de carga y constituye una función centralizada para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. El conocimiento estadístico del comportamiento de la demanda y el consumo eléctrico, permite realizar pronósticos de carga, para el corto y mediano plazo, programar la operación y los mantenimientos preventivos, así como analizar las tendencias regionales del consumo eléctrico y planificar y programar los incrementos de capacidad de generación, como de transmisión y distribución. Una razón más de la centralización de la operación y control del sistema eléctrico.

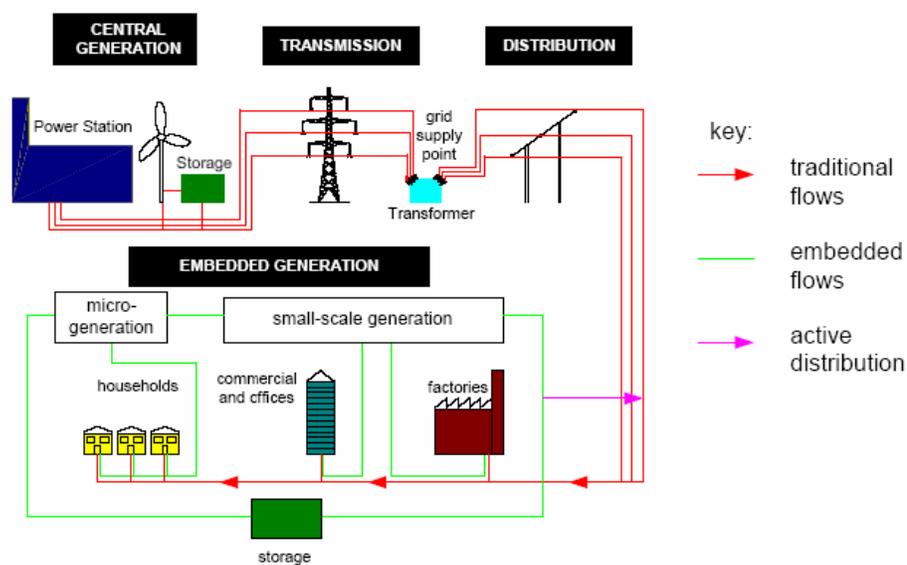
Estos requerimientos operacionales determinaron la verticalidad del sistema eléctrico, su control central, su condición de monopolio natural en el territorio a servir, y su tendencia natural a instalaciones generadoras cada vez más grandes, requiriendo cada vez mayores recursos financieros para cubrir su expansión, así como disponer de grandes recursos concentrados de energéticos primarios. Este modelo de desarrollo del sistema eléctrico empezó a presentar dificultades en razón de la magnitud de las nuevas inversiones, los recursos energéticos primarios para la generación eléctrica y los impactos ambientales derivados de las centrales termoeléctricas basándose en combustibles fósiles, por su manipulación, combustión y sus emisiones, las cenizas residuales y consumos de agua de enfriamiento, de estos combustibles que rápidamente desplazaron a las centrales hidroeléctricas, que fueron las primeras en desarrollarse y que al alcanzar grandes proporciones también han mostrado un impacto ambiental y social negativo.

La crisis del 73 propició la búsqueda de alternativas al modelo establecido en el sector eléctrico, y este se fue modificando por fuerzas exógenas al propio sector, cuando por necesidades nacionales de autonomía energética, se propició como estrategia nacional la diversificación y la eficiencia energética. El primer elemento de política energética en los países desarrollados fue el ahorro de energía y la cogeneración, como una medida de eficiencia energética, que vino a romper para siempre el carácter monopólico de la generación eléctrica por parte de las empresas prestadoras del servicio eléctrico. No solamente por el hecho de la generación para autoabastecimiento, sino porque las ramas industriales que se beneficiarían con esta práctica, tienen un consumo térmico mucho mayor que de electricidad, sobre una base netamente energética, lo que daba lugar a un significativo traspaso de excedentes a la empresa eléctrica, lo que se logró sólo como mandato obligatorio para las empresas eléctricas, de comprar esos excedentes al precio del costo evitado.

Toda la energía eléctrica que las empresas eléctricas estaban obligadas a comprar de sus antiguos usuarios que instalaban sistemas de cogeneración en la industria y los servicios, se hacía sobre la base de los llamados costos evitados, es decir, sobre el costo de la electricidad por las inversiones que la empresa eléctrica evitaba en razón de la inversión del que establecía cogeneración en su industria o instalación comercial. Este precio de compra estaba integrado como un estímulo para este tipo de inversiones, y su impacto fue tal, que a mediados de la década de los 80s, el 40% del crecimiento anual de la infraestructura de generación eléctrica en los Estados Unidos, era por cogeneración en las instalaciones de los usuarios, lo que representaba una media de 5000 MW por año de nuevas adiciones.

La cogeneración da nacimiento a la generación distribuida y a la bidireccionalidad de los flujos de energía entre la empresa prestadora del servicio y sus usuarios. El énfasis en la diversificación de la base energética y la conversión de energías renovables no convencionales a electricidad, dado su carácter difuso y de baja densidad energética, orientado a instalaciones de relativa baja capacidad de generación, origina su inclusión por mandato obligatorio, como otra modalidad de generación distribuida sobre la base de Productores Independientes de Energía, sujetos también a un esquema de incentivos para maximizar su aprovechamiento. Las nuevas tecnologías de generación como la electrónica de control, solucionaron el problema de la posible energetización indeseada de la red, por lo que esto dejó de ser un impedimento a la generación distribuida tal como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Sistema eléctrico distribuido Vrs. generación convencional.



Fuente: www.inersol.com & www.atlantissolar.org.

Este nuevo paradigma se empieza a integrar en los Estados Unidos sobre la base del Proyecto Independencia del Presidente *Nixon*, el que fue llevado a su pleno desarrollo por el Presidente *Carter*, promulgándose en 1978 la *Pública Utility Regulatory Policy Act*, conocida como –PURPA–, en que se establece la nueva estructura del sistema eléctrico, en un modelo donde cohabitan la gran y la pequeña generación, el suministro y el autoabastecimiento excedentario, los energéticos convencionales con las nuevas fuentes, las viejas y las nuevas tecnologías.

Desdichadamente para los Estados Unidos, los cambios en la coyuntura petrolera y la disminución de su precio, determinaron durante la administración *Reagan* prácticamente el abandono de esta tendencia, que sin embargo se mantuvo aunque con un perfil menor, en Europa y Japón.

Lo más importante de este concepto de Generación Distribuida, es que se ha planteado un nuevo esquema de flujos de energía dentro de los –SEP-, tal como se mostró en la figura 18, ya que la generación deja de ser exclusiva de parte del primer nivel de la cadena. Así, parte de la energía demandada por los clientes es satisfecha por los grandes generadores convencionales del esquema tradicional y otra parte importante es satisfecha por la Generación Distribuida.

Este nuevo paradigma requiere reestructurar la industria eléctrica desde dentro. El nuevo carácter bidireccional del flujo eléctrico y la generación distribuida realizada por los propios usuarios y productores independientes relativamente pequeños, afecta profundamente las etapas operativas fundamentales del Sistema Eléctrico, a saber, Planeación, Construcción, Generación, Control, Transmisión, Distribución, Medición, Facturación y Cobranza. De todo esto se deriva un nuevo esquema de interrelaciones totalmente nuevo para el esquema convencional del –SEP- tradicional.

2.2.3 Ventajas de la generación distribuida.

- Tal como ya fue señalado, la –GD- deja de lado la necesidad de uso de las largas redes de transmisión y la consecuente inversión en activos fijos de ellas.
- Reduce las pérdidas en las redes de distribución, pues con la –GD- existe menos flujo de energía a través de la red: Siempre ha existido interés por la reducción de las pérdidas en las redes de transporte, pues ellas representan energía y, por lo tanto, inversión y dinero perdido.

- Aumento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica: Se reducen las probabilidades de fallas por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
- Control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución: Una de las maneras de regular la tensión es a través del uso de transformadores con taps, o los conocidos búster. Al tener conectada generación distribuida es posible inyectar a la red de distribución una cantidad de potencia reactiva con la consecuente mejora de los niveles de voltaje.
- Generación de energía limpia utilizando fuentes renovables (-GDR– Generación Distribuida Renovable): Existe cada vez una mayor conciencia por el medio ambiente, lo que permitirá la conexión de tecnologías de energía renovable, directamente a la red de distribución.
- Atomización y descentralización de la propiedad del sector generación: Esta característica permite incentivar la competencia.
- Localización respecto a la fuente de combustible y reubicación de red.
- Participación de un gran número de pequeñas y medianas empresas locales en negocios de generación de energía, ya que por lo regular la generación en escala convencional esta limitada a empresas extranjeras multinacionales de gran capital de aporte.
- Modularidad de las inversiones de generación y postergación de inversiones en líneas de transmisión; entre otros.

2.2.4 Beneficios de la generación distribuida para el usuario.

El auge de los sistemas de generación se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica. A continuación se enlistan algunos de los beneficios percibidos:

- ❖ Incremento en la confiabilidad.
- ❖ Aumento en la calidad de energía.
- ❖ Reducción del número de interrupciones del servicio.
- ❖ Uso eficiente y eficaz de la energía (Efectibilidad energética).
- ❖ Menor costo de la energía (en ambos casos, es decir, cuando se utilizan los vapores de desecho, o por el costo de la energía eléctrica en horas de mayor demanda; horas pico).
- ❖ Uso integral de energías renovables.
- ❖ Facilidad y versatilidad de adaptación a las condiciones del sitio.
- ❖ Disminución ingente de emisiones de gases contaminantes de efecto invernadero acompañados en el Protocolo de Kyoto.
- ❖ Creación de conciencia sublime hacia el medio ambiente y sus relaciones ético-humano-ecológica.
- ❖ Alto impacto en la seguridad e higiene industrial.

2.2.5 Beneficios de la generación distribuida para la red.

- ❖ Grandes reducciones de pérdidas en transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- ❖ Abasto de energía eléctrica en zonas remotas (áreas rurales primigeniamente).
- ❖ Libera la capacidad instalada del sistema eléctrico.
- ❖ Proporciona mayor control de la energía reactiva.
- ❖ Mayor regulación de tensión.
- ❖ Disminución de inversión a corto plazo.
- ❖ Menor congestamiento y saturación en la red de distribución.
- ❖ Reducción del índice de fallas.
- ❖ Seguridad adicional en el suministro de energía eléctrica dependiendo de la configuración y del sistema de protecciones.
- ❖ Versatilidad en topologías y arreglos de red.
- ❖ Aporte al proceso de investigación en la transmisión y distribución del fluido eléctrico, ya que concentra la generación cerca del consumo.

2.2.6 Desventajas de la generación distribuida.

Las principales barreras que actualmente impiden la implementación y el crecimiento de los sistemas de generación distribuida son las siguientes:

- **Barreras Tecnológicas:** Todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado.
- **Redes de distribución son típicamente radiales:** Es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la generación distribuida requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo tanto surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.
- **Barreras de regulación y de mercado:** En la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la generación distribuida como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan.
- **Estructura tarifaria:** Aun no pensada para los consumidores en dos vías de la generación distribuida, es decir cuando se autoabastece y el excedente generado lo vierte a la red de distribución para aliviar el pico de la demanda máxima estimada de energía.
- **Interconexión:** exigencias exageradas para poder interconectarse con la red de distribución.

2.2.7 Rangos de la generación distribuida.

En cuanto al rango en capacidad instalada de la generación distribuida GD, ésta varía aún más que la propia definición, pues es bastante subjetivo el criterio para calificar a sus instalaciones como “relativamente más pequeñas a las centrales de generación”. En la literatura se manejan diferentes rangos: menores a 500 kilowatts; mayores a 1,000 y menores a 5,000; menores a 20,000; menores a 100,000; e inclusive de tan sólo unos cuantos KW, por ejemplo 3 KW.

No obstante lo anterior y con el afán de establecer una capacidad de acuerdo con las características de generación eléctrica, se puede decir que, en lo que respecta a tecnologías disponibles, la capacidad de los sistemas de GD varía de cientos de KW hasta diez mil KW.

2.2.8 Interconexión de la generación distribuida a la red de distribución.

Es evidente que deben cumplirse una serie de requisitos indispensables para que la interconexión de los sistemas distribuidos con la red de distribución puedan darse, entre otras cosas, debe garantizarse que la calidad de energía proveniente del prototipo distribuido sea igual a la que brinda el sistema de distribución, la empresa distribuidora de energía requerirá del solicitante como mínimo que el excedente de energía vertido no provoque condiciones inseguras tanto para el equipo como para el personal de la empresa, ya que cuando las nuevas instalaciones de generación se conectan o piden conexión a la red de distribución existen dos puntos de vista muy importantes para que exista una perfecta sinergia entre distribución - generación.

Por un lado a la distribuidora le interesaría que hubiera un marco regulatorio con señales de localización eficientes para minimizar las pérdidas y rentabilizar las inversiones.

Por otro lado a las instalaciones generadoras les interesaría una normativa clara en lo que se refiere a los criterios y ubicación en la conexión a la red así como una regulación clara de los costes en aquellos casos en los que la conexión conlleve un refuerzo de la red.

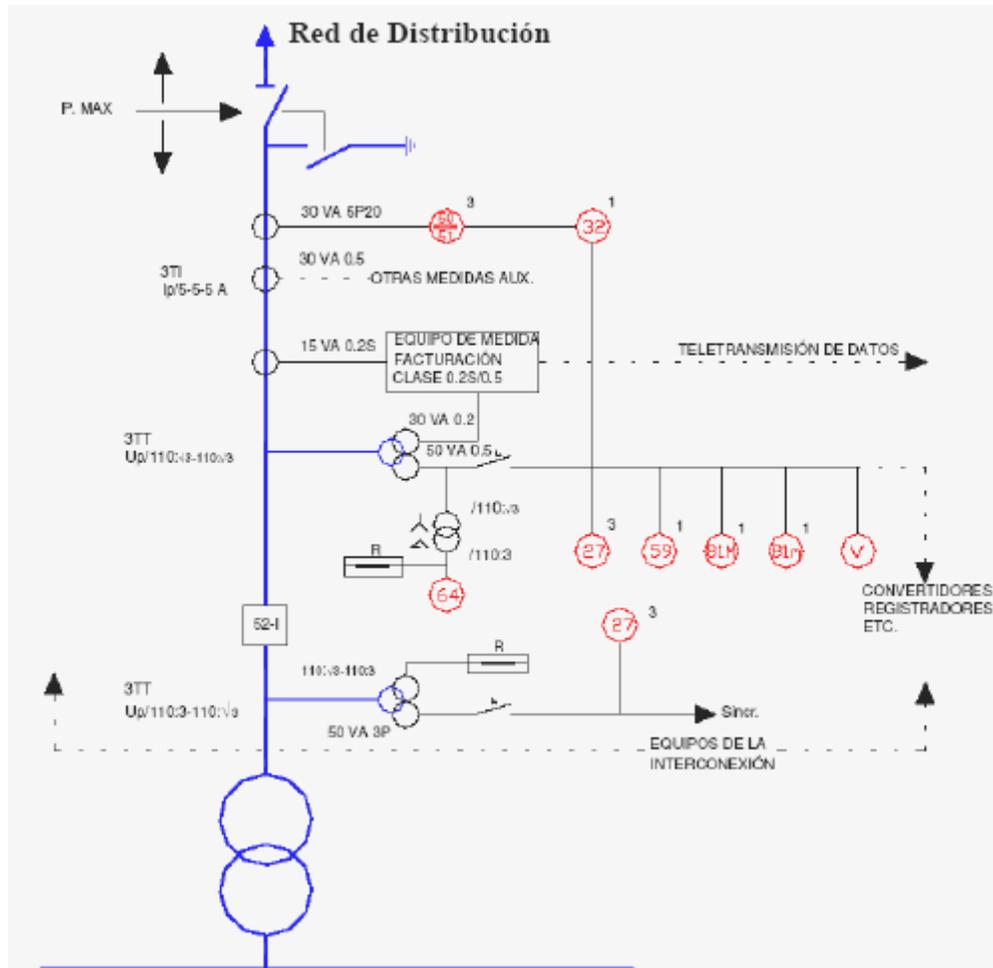
En lo referente a los **criterios técnicos de conexión a la red**, puesto que no existe una normativa clara al respecto cada compañía de distribución fija unos criterios que se suelen basar en las siguientes consideraciones:

- En lo referente a las condiciones económicas, típicamente la instalación generadora correrá a cargo de todos los gastos debidos a estudios previos, ampliación o modificación de las instalaciones existentes, y/o nueva red para su conexionado.
- El nivel de tensión de red al cual se conectará se decide en función la potencia que decida instalar. Ej.: aquellas instalaciones con una potencia instalada inferior a 100kVA típicamente se conectan a BT y las de más de 15MVA en tensiones de como mínimo 13,2 KV.
- No se permite un rango de variación de tensión superior a un margen determinado +V en el nodo al cual se conecte el generador. Lógicamente esto dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo al cual se conecta (robustez de la red).
- En lo referente a la forma de conexión, esto dependerá de si la conexión es en aéreo o en subterráneo y del nivel de tensión al que se conecte. Lógicamente los requerimientos son tanto mayores, cuanto mayor es el nivel de tensión al que se conectan pues las potencias instaladas son mayores y la repercusión en la red puede ser más significativa.
- Estos tipos de conexión pueden variar en requerimientos por ejemplo desde un entronque en T con seccionador en MT hasta entrada y salida con interruptores telemandados en tensiones superiores.

- Por lo que respecta al factor de potencia, este aspecto debe ser lo más cercano a la unidad.
- Debido a requerimientos de red, típicamente se exige una capacidad de evacuación mínima que se suele cuantificar como un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador.
- En otras ocasiones se exige que la potencia a conectar en un nudo no supere un porcentaje determinado de la potencia de cortocircuito del nudo.
- Otro aspecto muy importante a la hora de conectar nuevas instalaciones generadoras a 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, basado en las siguientes especificaciones técnicas.
 - Relevadores de protección.
 - Conexiones estándar del transformador.
 - Sistema efectivo de puesta a tierra.
 - Coordinación de protecciones y regulación de la tensión de la compañía.
 - Equipos de calidad de servicio.
 - Conformidad con normas de los convertidores de potencia.
 - Monitoreo y control remoto del grupo.
 - Mantenimiento preventivo y correctivo periódico.
 - Sistema de comunicación entre el operador privado y el controlador de la red de distribución.
- La normativa existente en cuanto a los criterios técnicos de conexión desde el punto de vista de las protecciones no especifica en detalle las condiciones que se deben cumplir. Únicamente afirma que las instalaciones generadoras deberán desconectarse de la red ante un hueco o vacío de tensión.

Un esquema tipo de una instalación particular en generación distribuida podría ser el siguiente. Obviamente esto dependerá de cada instalación como lo muestra la figura 19.

Figura 19. Esquema de interconexión y protecciones de –GD- a la red de distribución.



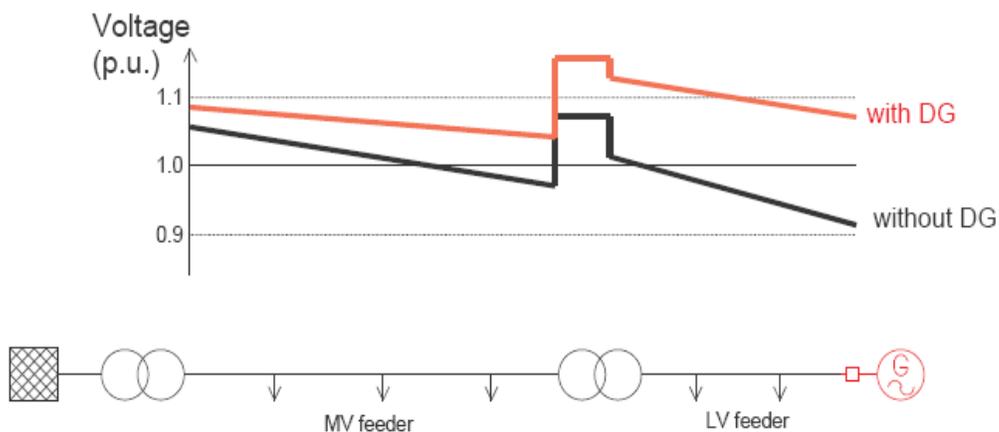
Fuente: David Treballe, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg.125.

- En lo referente a las protecciones instaladas habría que hacer distinción entre las protecciones propias de la instalación, las cuales típicamente son llevadas a cabo por el cliente y las protecciones en la interconexión con la distribuidora.

- El problema reside en que las protecciones propias de la instalación suelen ser más restrictivas que las de la interconexión por lo que la instalación se conecta y desconecta en determinadas situaciones sin ningún control por parte de la distribuidora.
- Las principales funciones de las protecciones de la interconexión son proteger a la red de la –GD- y a la –GD- de la red. Por tanto, las protecciones deberán detectar defectos internos en el generador o bien defectos en la red que puedan afectar al generador.
- Este segundo caso es el más complicado pues en la medida de lo posible habrá que evitar la desconexión injustificada como consecuencia de cualquier tipo de incidencia externa a su línea de alimentación.

Como se vera a continuación el aporte de regulación de tensión que inyecta a la red cualquier tecnología de generación distribuida para aliviar el pico de demanda eléctrica de energía es significativo, según se muestra en la figura 20.

Figura 20. Aumento notorio de tensión debido a la presencia de –GD- en la red.

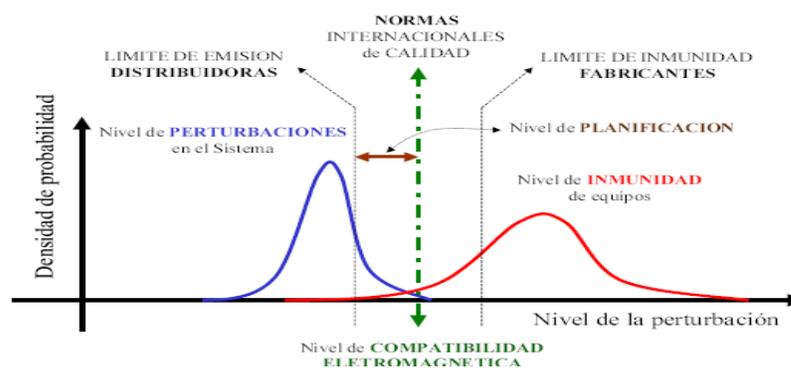


Fuente: Kimmo Kauhaniemi, Risto Komulainen, *Distributed Generation*, EEUU, Pg. 7.

2.2.9 Calidad de la energía proveniente de la generación distribuida.

Los aspectos relacionados con la calidad con que se brinda o consume energía eléctrica son cada vez más el objetivo de normativas nacionales e internacionales. Estos documentos intentan ofrecer reglas claras (deberes y derechos) a los diferentes actores del sistema eléctrico. Un distribuidor de energía debe ofrecer una tensión adecuada. Un consumidor debe cargar al sistema en forma adecuada. Establecer estos niveles de adecuación es en definitiva la búsqueda de cumplir con el concepto que sustenta la Compatibilidad Electromagnética”. La norma internacional IEC 61000-2-2 establece que la CEM es la *Aptitud de un dispositivo, de un aparato o de un sistema para funcionar en su entorno electromagnético, de manera satisfactoria y sin producir perturbaciones electromagnéticas intolerables para todo lo que se encuentra en su entorno*. La Fig. 21 muestra esquemáticamente cual es el objetivo de la –CEM-. Se establecen límites de referencia, por ejemplo niveles de distorsión armónica. El sistema distribuido tiene que tener una probabilidad determinada de no superar este límite. El consumidor debe tener equipos que toleren con determinada probabilidad el mismo límite. Si se adoptan niveles de probabilidad adecuados, estadísticamente no se producirían conflictos en la mayoría de los casos. Paralelamente, no es razonable la búsqueda de la calidad total, vale decir, que las campanas de distribución no se toquen. Esto significaría costos elevados que no se justificarían en la generalidad de las aplicaciones. Aplicaciones que requieran niveles mayores deberían utilizar soluciones a medida.

Figura 21. CEM: Compatibilidad Electromagnética normalizada IEC 61000-2-2.



Fuente: Rony Moreno, **Generación y redes distribuidas en Chile**, PUC, Pg. 78.

Un sistema ideal de distribución de electricidad debería ofrecer una tensión permanente puramente sinusoidal de amplitud y frecuencia preestablecidas. Un consumidor ideal debería consumir corriente puramente sinusoidal con factor de potencia unitario.

El principal aspecto abordado es la confiabilidad del suministro (normalmente denominados aspectos de calidad de Servicio Técnico). Las interrupciones del servicio son causantes de los mayores problemas para la mayoría de los usuarios. Al estar vinculados a la variable tiempo, normalmente se refiere a problemas de Energía.

La mayoría de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica alcanzan una confiabilidad del 99.9% o de “tres nueves”, equivalentes a 8.7 horas al año fuera de servicio. Sin embargo, la alta tecnología en los procesos en producción y empresas de servicio demandan una mayor confiabilidad, inclusive de hasta seis y nueve nueves, equivalentes a tiempos fuera de servicio al año de tan sólo 32 segundos y 0.03 segundos, respectivamente.

Por otra parte (descartados los aspectos de atención comercial) las reglamentaciones se ocupan de aspectos asociados con la forma de onda. A nivel de distribución, la frecuencia queda descartada ya que esta se regula a nivel de generación y en alguna medida transmisión. Quedan por tanto los problemas asociados con la amplitud de la senoide (regulación de tensión) y todo el universo de perturbaciones que hacen que la senoide pura ideal no sea tal. La regulación de tensión y las perturbaciones se denominan normalmente problemas Calidad de Producto Técnico o Calidad de Potencia).

Al respecto, cabe mencionar que en Estados Unidos el costo de las pérdidas por fallas en el suministro de energía es del orden de 119 mil millones de dólares al año, y para el caso de América Latina, de entre 10 y 15 mil millones de dólares anuales.

En términos generales, al implementar proyectos de –GD- lo que se busca es aumentar la calidad de energía, entendiendo por esto: contar de forma ininterrumpida con la energía eléctrica, con sus adecuados parámetros eléctricos que la definen acordes a las necesidades, esto es voltaje, corriente y frecuencia, entre otros. Según lo muestra la tabla VIII.

Tabla VIII. Estimación de costos de interrupciones por tipo de empresa.

INDUSTRIA/EMPRESA	COSTO (USD/H)
Comunicaciones celulares	41,000
Venta de boletos por teléfono	72,000
Reservaciones de aerolíneas	90,000
Operaciones de tarjetas de crédito	2.580,000
Operaciones bursátiles	6.480,000
Fabricación de micro – chips	60.000,000

Fuente: CONAE, **Generación distribuida**, artículo 21, Pg. 13.

2.3 Evaluación de proyecciones de la –GD- frente a los –SEP- tradicionales.

Tal como se ha planteado con anterioridad dentro de esta tesis, en el futuro se espera un crecimiento de la demanda de energía eléctrica como consecuencia del aumento de la población mundial; en consecuencia, frente a este crecimiento de la demanda y según la nueva concepción de los SEP planteada hasta el momento, es posible satisfacer a los clientes nuevos de dos maneras diferentes:

- 1ª Opción: Instalando generación convencional y ampliando las redes de transmisión.
- 2ª Opción: Instalando Generación Distribuida mediante energías alternas renovables.

La elección de la primera o segunda opción, no es categórica sino que pasa por resolver un problema técnico económico, en el cual hay que evaluar los costos (hundidos, mantenimiento, pérdidas, etc.) de la planta de generación distribuida contra los de la central convencional junto a la red de transmisión asociada.

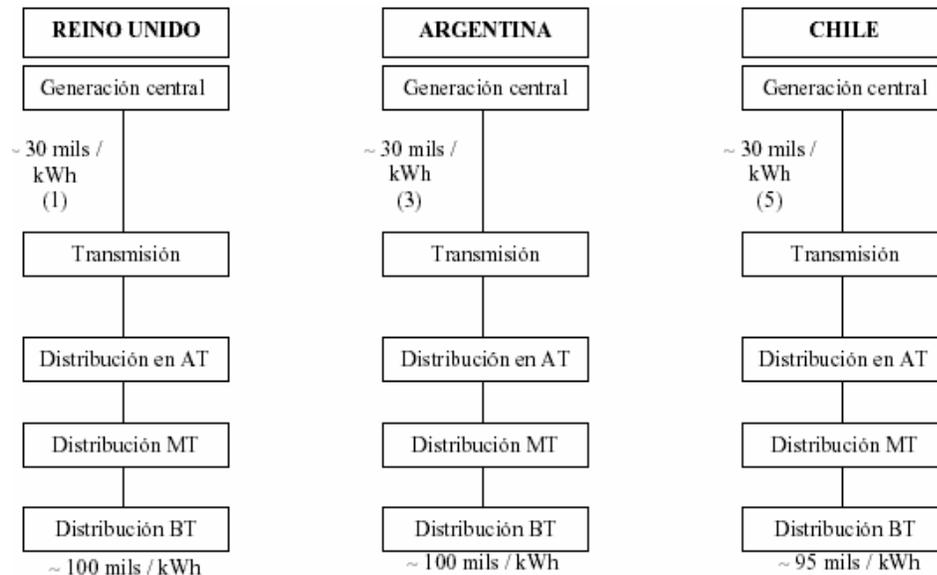
También fue señalado como una ventaja, que en el caso de la generación distribuida no existen costos asociados a la red de transmisión. Junto con ello, hay que considerar que los costos globales de construcción de líneas de transmisión han aumentado debido al aumento del costo de la mano de obra, restricciones de servidumbre, diseño, etc. Por el contrario, los costos asociados a la generación distribuida han disminuido dada la construcción estándar de las plantas y su gran modularidad. Además del análisis económico, se deben tener en cuenta las ventajas y los problemas asociados a ambas opciones, los cuales ya fueron analizados anteriormente dentro de este documento de tesis.

2.3.1 Aspectos económicos influyentes en el desarrollo de la –GD–

A continuación, se irán presentando y evaluando con vistas a la proyección de la generación distribuida –GD–, una serie de aspectos económicos, tales como la competitividad, externalidades (factores externos) e influencia de los marcos regulatorios:

✚ **Grado de competitividad en un mercado desregulado:** A continuación, se muestran los precios de nudo al nivel de generación y de consumo, según vigencia actual para el Reino Unido, Argentina y Chile, en figura 22.

Figura 22. Precios nudos o Spot -GD- en diferentes países latinoamericanos.



Fuente: Rony Moreno, **Generación y redes distribuidas en Chile**, PUC, Pg. 25.

Como se puede ver, la transmisión en los tres casos crea una diferencia de precio de aproximadamente **70 mils/kWh**, entre generador y consumo. Este costo es el que precisamente le da un valor especial a la generación distribuida.

En diversos estudios hechos en países latinoamericanos (tales como Uruguay), se ha estudiado que es posible producir energía eléctrica a pequeños niveles (ideal para –GD-) desde pequeñas centrales eólicas o de gas natural, a un costo aproximado de 45 mils/KWh; este aspecto, sumado a que no hay costos en la transmisión, implica que la generación distribuida puede ser muy competitiva, pero no se le puede obligar a competir sólo por costos marginales, ya que evidentemente está en desventaja contra las grandes centrales que aplican economías de escala, sino que todo lo contrario.

La legislación vigente para este efecto debe reconocer la diferencia entre los dos tipos de generación y el valor agregado que tiene la generación distribuida sobre la generación convencional.

✚ **Externalidad positiva ambiental:** Uno de los principales problemas que se le pueden adjudicar a las grandes unidades de generación eléctrica, es el problema de la coexistencia con el ecosistema. Los grandes volúmenes de electricidad que se demandan en el último tiempo, van acompañados también de un mayor nivel de contaminación por parte de las generadoras, ya sea aire, agua, suelo, etc. También esto se ha reflejado en el caso de la población rural, donde las políticas de crecimiento económico de nuestro país no necesariamente consideran a los grupos indígenas que viven en las tierras de nuestro territorio.

Esta preocupación o problemática se da en todo el mundo, y es tal vez, el principal motor de la generación distribuida, ya que muchas políticas económicas en el planeta han promovido la generación de electricidad desde fuentes de energía renovables.

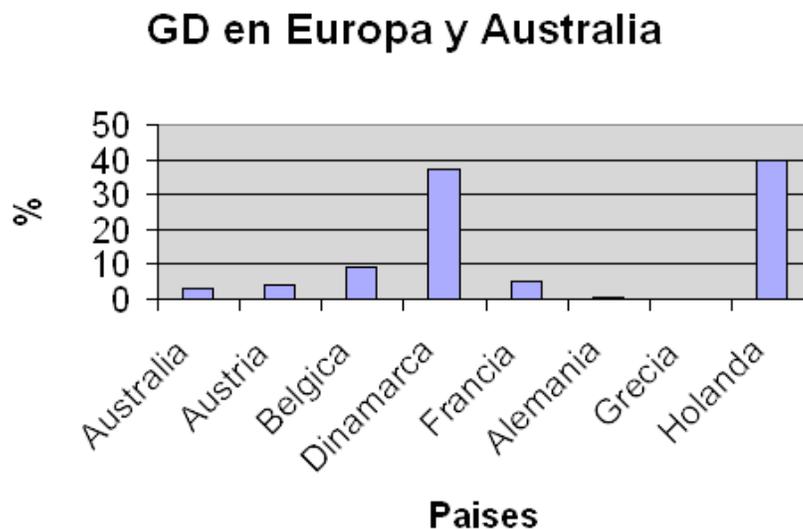
Los precios de la energía eléctrica hoy en día están muy lejos de reflejar los costos ambientales en los cuales se incurren. Es decir, el precio que se le paga a una central térmica por cada MWH, no debería ser el mismo que se le paga a una central eólica por cada MWH. La teoría de las externalidades permite incluir en el precio este costo ambiental, presentando entonces la generación distribuida una alternativa a la generación con alto impacto ambiental.

✚ **Influencia de los marcos regulatorios en el desarrollo de los –GD-:** Los marcos regulatorios, tanto en Chile, Argentina y en varios países europeos, no fueron pensados considerando la posibilidad de una generación distribuida.

Cuando en los marcos regulatorios se crearon las estructuras tarifarias, se tenía en mente el convencional sistema de generación, en donde los clientes no son capaces de generar energía y toda la generación viene desde grandes centrales pasando a través de gigantes redes de transmisión.

Sin embargo, esta concepción de la generación de la energía eléctrica ha ido cambiando debido a que la idea de la generación distribuida ha tomado fuerza en varios países, sobretodo por la idea de tener una energía más limpia. Los países más avanzados en este tema son los países europeos, los cuales se propusieron para el 2005 tener al menos un 10% de energía eléctrica producida por generación distribuida. A continuación, se muestra una grafica en donde se puede ver el porcentaje de energía eléctrica que es generada por generación distribuida, en algunos países de Europa y en Australia, según figura 23.

Figura 23. Porcentaje de participación de la generación distribuida.



Fuente: Rony Moreno, **Generación y redes distribuidas en Chile**, PUC, Pg. 29.

Como ya se ha dicho anteriormente, la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables se conectan a media o baja tensión, lo que ha planteado el tema de la generación distribuida, lo cual está cambiando la concepción de un sistema de distribución y también la forma en que los distintos agentes que participan deben ser retribuidos.

En la mayoría de los marcos regulatorios actuales, no se reconocen los verdaderos aportes y ventajas de la generación distribuida, como es el caso uruguayo, argentino, chileno y la de una serie de otros países latinoamericanos, lo que hace parecer a la generación distribuida como un tipo de generación no competitiva.

De hecho un marco regulatorio que no reconozca las diferencias que existen entre la generación normal (típica) y la generación distribuida, y las trate como una sola unidad, no reconoce el valor agregado de la generación distribuida, especialmente lo que se refiere a que su punto de generación es muy próximo a su punto de demanda

Más aún, no sólo no reconoce su valor agregado, sino que la penaliza obligando a la generación distribuida a competir sólo en base a costos marginales, los que necesariamente son mayores que para el caso de la generación normal, la cual aplica economías de escala. Este punto es esencial ya que se necesita un marco regulatorio que reconozca los costos y beneficios reales del sistema para la sociedad de ambas alternativas y así asigne los recursos en forma eficiente.

Para mostrar que en la ley chilena no existe un tratamiento especial a la generación distribuida, se muestran los siguientes artículos:

- *Artículo 7°:*
“Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público”.

- *Artículo 8°:*
“No se considerarán de servicio público: los suministros efectuados desde instalaciones de generación y transporte, la distribución de energía que hagan las Cooperativas no concesionarias, o bien la distribución que se realice sin concesión”.

- *Artículo 96°:*
“En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:
 - Precios al nivel de generación - transporte. Estos precios se denominarán "precios de nudo" y se definirán para todas las subestaciones de generación transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;

 - Precios al nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución.

Los artículos 7° y 8° imposibilitan a la generación distribuida a participar en el sistema de distribución, ya que este sistema se debe dedicar sólo al alumbrado público y al servicio público, en donde la generación no está definida como una actividad de servicio público.

Además, se tiene para la generación, que en el artículo 96° se definen 2 niveles de precios, no dando posibilidad a otro tipo de generación, como lo es justamente la generación distribuida, la cual no pasa por el sistema de transmisión. Recordemos que el precio al nivel de distribución se calcula sobre la base de un precio de nudo, el cual no es tal para la generación distribuida.

En resumen, es muy importante decir que con un marco regulatorio en donde se vean los verdaderos costos y beneficios de los sistemas de generación, la generación distribuida se vuelve altamente competitiva. También es posible mostrar que con una estructura tarifaria justa no se necesitan los subsidios que han sido necesarios hasta el momento para que la generación distribuida se desarrolle.

2.3.2 Escenarios económicos actuales propicios para la –GD–.

En forma objetiva, es claro que el ambiente más favorable para que las empresas de generación distribuida asociadas generalmente a energía renovable crezcan y se desarrollen, es un marco propicio en lo institucional, lo jurídico, lo reglamentario y lo financiero, pues este marco es el que determina en gran medida el fin exitoso de las actuaciones de las empresas participantes en el negocio de la industria eléctrica.

Es así como para muchas personalidades, el actual proceso de renovación en la industria eléctrica mundial va más allá de una simple desregulación o una reforma legislativa, sino que para ellos se trata de una verdadera revolución motivada por factores ambientales, cambios tecnológicos, liberalización de los mercados y también un cambio en la mentalidad de los consumidores con respecto al servicio eléctrico.

En el aspecto tecnológico, la madurez alcanzada por varias técnicas de generación a pequeña escala o microgeneración (tales como las celdas de combustible, las microturbinas y los generadores fotovoltaicos), genera diversas y amplias posibilidades de negocio, que ya han comenzado a ejercer una influencia importante en los mercados de capital; a modo de ejemplo, sólo en EE.UU. las inversiones en microgeneración se alzaron desde casi cero en 1992, hasta 800 millones de dólares en el año 2000, estimándose que para el 2010 este mercado podría lograr un volumen cercano a los 60 mil millones de dólares por año.

Incluso, se pueden encontrar analogías en otras industrias diferentes a las eléctricas, referidas al crecimiento para los mercados de microgeneración; por ejemplo, en el área de las telecomunicaciones, la desregulación y el rompimiento de monopolios en telefonía junto con el avance en las tecnologías de telefonía inalámbrica, terminaron por configurar los actuales esquemas de mercado de esa industria, en la cual la telefonía celular y satelital representan una fuerte competencia a la telefonía convencional. Otra analogía similar se puede observar en el área de la computación; específicamente el salto desde las computadoras centrales hacia las computadoras personales de escritorio y hoy en día avanzando raudamente hacia el mercado de la computación portátil (cada vez más pequeñas y potentes), comprueba que el avance tecnológico asociado a las preferencias personales de los consumidores es un fuerte elemento para la transformación de los mercados. Como conclusión, todas estas analogías permiten adquirir el concepto de lo que podrían ser la estructuras de las empresas eléctricas del futuro, cuando se asocian perspectivas tecnológicas junto con preferencias individuales de los consumidores.

Tal como generalmente sucede en el debate de las ideas, existen opiniones que apoyan la idea de generar distribuidamente mediante tecnología de energías renovables, pero también existen aquellas que divergen en torno a incorporar en forma masiva dicha tecnología a los esquemas energéticos actuales; entre los argumentos principales de quienes opinan de esta última forma, se tiene el de una baja probabilidad de que estas fuentes de energía logren penetrar el mercado de manera significativa, sin la ayuda de una intervención sustancial de los gobiernos en los mercados energéticos y se argumenta además, que la amenaza del calentamiento global, atribuido a la emisión de gases con efecto invernadero, es especulativa y no necesariamente dañina desde un punto de vista económico.

Actualmente, los gobiernos de varios países han visto la conveniencia de actuar para que las energías renovables encuentren mayores oportunidades en los mercados mediante su uso como generación distribuida, como se analizará más adelante en forma específica para los ejemplos de Alemania y España; está claro que la motivación de fondo para tales intervenciones en el largo plazo es más de naturaleza económica que ambiental, tal como lo señalan otros ejemplos, como los casos de la India y China. Durante el año 2001, estudios de la “Agencia Internacional de Energía” señalan que las tendencias en la evolución de los costos de varias tecnologías de generación con energías renovables son favorables, principalmente gracias al apoyo intervencionista de actores que elaboran planes en favor de estas tecnologías, como es el caso de los gobiernos y de otros organismos internacionales.

- Caso de Alemania:

En Alemania, la ley concebida con el nombre de “*Acto para la venta de electricidad a la red*” fue establecida en 1990, resultando ser una poderosa arma para el desarrollo de esta industria, pues garantizaba un precio fijo para la electricidad producida por generadores eólicos. Gracias a este incentivo, la industria alemana de la energía eólica pasó de tener una capacidad instalada de solamente 10 MW en 1989, hasta lograr para fines de 1999 una capacidad de 4,400 MW, exportando además dicho aprendizaje tecnológico a unos 20 países en todo el mundo ese mismo año. Como resultado de esa capacidad exportadora, la tasa promedio de crecimiento anual de este mercado fue de un 58% entre 1993 y 1999, cifra comparable sólo con industrias tan explosivas como los sectores de la computación y las telecomunicaciones, logrando además la creación de cerca de 25,000 nuevos empleos, con un volumen anual de negocios superior a los 2,300 millones de dólares en 1999.

Posteriormente y sobre la base experimentada gracias a los resultados de la ley anteriormente expuesta, el Parlamento Alemán adoptó una nueva ley a comienzos del año 2000, denominada como “*Ley de energías renovables*” y con la cual se ha intentado continuar el apoyo que ha sido crucial para el crecimiento de las energías limpias asociadas a la generación distribuida en un mercado liberalizado. Esta nueva ley fija precios específicos para la energía producto de fuentes renovables, acotadas en tiempo según el tipo y el tamaño de las plantas a construir, y con base en costos reales; de esta manera, se retribuye a los pequeños generadores la contribución que hacen a la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero y al ahorro en las reservas de combustibles fósiles.

De esta forma, un objetivo económico importante de esta segunda ley es apoyar el establecimiento de un mercado autosostenido para las energías renovables asociadas a la generación distribuida, pues opera sobre la base de un esquema de remuneraciones que pueden durar hasta 20 años por planta, para instalaciones que requieran mayores períodos de amortización. Según el Ministro Federal para el Medio Ambiente de Alemania, el sistema de remuneraciones establecido no significa abandono de los principios de mercado, sino que crea la seguridad necesaria para las inversiones en energías renovables bajo las actuales condiciones de mercado. Como objetivos a mayor plazo, existen fundamentados estudios para creer que producto de la implementación de esta ley, las emisiones de CO₂ en Alemania se reduzcan al menos en un tres por ciento para el año 2010 y que la contribución de las energías renovables mediante generación distribuida a la producción total de energía en ese país, sea superior al 10% el mismo 2010.

La *Reforma al impuesto ecológico*, establecida en 1999 y que estará vigente hasta el presente año, pretende ser otro instrumento garantizador de mayores proyecciones al uso de energía producto de fuentes renovables para generación distribuida, ya que con ella el gobierno alemán reduce a los trabajadores su carga fiscal, pero la transfiere a las actividades que involucren el uso de recursos naturales no renovables y también a las que generan impactos negativos sobre el medio ambiente. En otras palabras, esto significa que los impuestos sobre la energía convencional se incrementan en pasos pequeños pero calculados, mientras que las contribuciones fiscales de los trabajadores, destinadas fundamentalmente a servicios para el bienestar social, se reducen en forma proporcional; así, el gobierno busca no sólo mejorar el medio ambiente sino además promover la creación de empleos asociados con actividades en energía renovable, ahorro y uso eficiente de la energía, con lo cual se estaría combatiendo el desempleo y, en consecuencia, el gasto en beneficios sociales para los desempleados.

La ley aborda de manera explícita el caso de las energías renovables asociadas a la generación distribuida, pues establece una exención al impuesto sobre electricidad para aquellos autogeneradores con capacidades menores a 2 MW (10 MW para minicentrales hidroeléctricas).

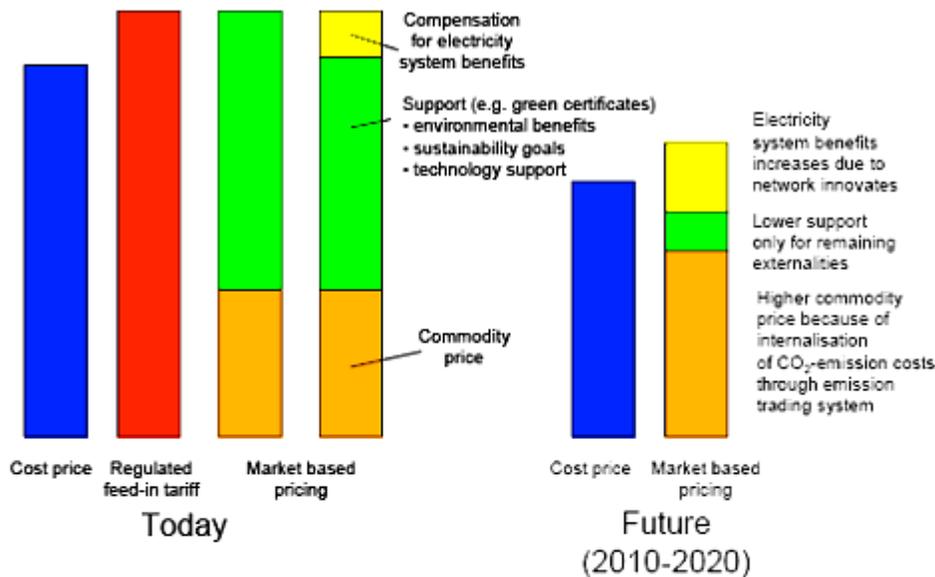
- Caso de España:

Como segundo caso de análisis de un mercado asociado activamente a las energías renovables y generación distribuida, se tiene a España. Después de la crisis energética de 1973, España comenzó los denominados “*Planes Energéticos Nacionales*”, que trajo como consecuencia el establecimiento del “*Primer Plan de Energías Renovables*” en 1986, seguido por el “*Plan de Energías Renovables 1989-1995*”, y el “*Plan de Fomento de las Energías Renovables en 1999*”. Consecuente con dichos planes, la Ley del Sector Eléctrico Español estableció desde 1997, un trato especial a este tipo de tecnología, de modo de garantizar el acceso a la red para los generadores distribuidos localmente que utilizan energías renovables, y establecer una prima en el precio de la electricidad proveniente de estas fuentes de energía.

Fue así como durante el mes de diciembre del año 1998, se emitió el “*Real Decreto 2818*” mediante el cual se establecen los procedimientos administrativos para adaptarse y acogerse al nuevo régimen especial, tanto en las tarifas como en las relaciones entre los productores con energía renovable y las empresas distribuidoras de electricidad.

Actualmente, el denominado “*Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000 – 2010*” establece objetivos energéticos, socioeconómicos y medioambientales específicos para ese país, de modo que se espera que para el año 2010, la participación de estas formas de energía en el consumo primario será de 12.3%, el doble de lo que es actualmente.

Figura 24. Escenarios económicos de la generación distribuida.



Economics of DG

The figure above shows qualitatively the costs and revenues of the DG operator. Costs can be expressed per kWh (costs price). Depending on policy and regulation the revenues for the DG operator consist of a regulated feed-in tariff or a market based commodity price for the electricity and an additional support tariff. The SUSTELNET project advocates making a distinction between support tariffs (or a 'green' market price based on tradable green certificates) and compensations for electricity system benefits. In the long term the electricity system benefits may become a relative more important source of income for the DG operator since the cost price may reduce (in particular for new DG technologies), the commodity price increases (internalisation of CO₂-emission costs) and the support decreases. An increase of income from system benefits, however, will only happen if the regulatory framework and data exchanges allow a proper allocation and transfer of system benefits to the DG operator.

Fuente: Konstantinos Angelopoulos, *Integration of distributed generation*, Glasgow UP, A, Pg. 85.

2.5 Situación actual de la generación distribuida.

Históricamente ha prevalecido la idea de que un sistema eléctrico eficiente debía basarse en grandes plantas de generación y largas líneas de transporte. Pero esto ya no es cierto. En Estados Unidos la potencia media de las nuevas plantas ha descendido desde los 600 MW a mediados de los años ochenta a 100 MW en 1992 y a 22 MW en 1998 y así sucesivamente con el devenir de los años. Como indican los datos anteriores, estamos inmersos en una revolución tecnológica en el sector eléctrico, que se manifiesta por el acelerado desarrollo de la microgeneración o generación distribuida (placas fotovoltaicas, energía eólica, microturbinas, pilas de combustible, etc.). Por un lado, están apareciendo tecnologías muy eficientes que producen electricidad a partir del gas natural, utilizando microturbinas, células de combustible, motores Stirling, etc., con un rendimiento de más del 90%, mientras que las grandes plantas más modernas, las de ciclo combinado, no sobrepasan el 55%. Además, el sistema convencional pierde en la red de distribución un 20% de la energía (*Dunn y Flavin, 2000: 142 y ss.*). por lo que actualmente la generación distribuida esta pasando por su mejor momento, ya que es ahora cuando realmente necesitamos de energías alternas renovables para ser independientes del petróleo, y por ende posicionarnos como una sociedad limpia y sostenible que vea por la no contaminación global. Según informes de *Clean Edge* y del Instituto de las Montañas Rocosas (RMI), actualmente los nuevos sistemas tecnológicos distribuidos son mejores por los siguientes motivos:

- **Seguridad:** Los sucesos del 11 de septiembre han demostrado la vulnerabilidad de las grandes plantas de generación a los ataques terroristas. Además las pérdidas debidas a cortes en el suministro provocados por los desastres naturales tienden a aumentar por la conjunción de dos vectores: la agudización de los fenómenos provocados por el cambio climático y el desarrollo de una sociedad crecientemente informatizada, en la que incluso una leve caída de tensión puede causar grandes costes económicos. Para garantizar la seguridad se busca la redundancia, tener una fuerte sobrecapacidad de generación, pero los citados fenómenos afectan normalmente a las líneas de transporte y estaciones de transformación. La fiabilidad del sistema actual es de 99,9%, lo que supone que los cortes anuales duran 60 minutos, mientras que la fiabilidad de las pilas de combustible es entre 100 y 1000 (99,9999%) veces mayores, lo que supone en el mejor de los casos menos de tres segundos de interrupción anual.
- **Minimización del impacto ecológico:** Existe una presión ciudadana creciente por la calidad ambiental. Tecnologías como las placas fotovoltaicas y pilas de combustible generan muy bajos o nulos impactos ambientales en su funcionamiento, porque se pueden instalar en los mismos edificios que consumen la electricidad.
- **Flexibilidad:** Al ser tecnologías de pequeña escala y modulares, pueden aumentar la capacidad en poco tiempo y adaptarse a las necesidades de cada usuario.
- **Eficiencia:** Se está incrementando rápidamente la eficiencia de las placas fotovoltaicas y de las pilas de combustible.
- **Coste-efectividad:** Los rápidos desarrollos tecnológicos, las producciones crecientes y las ventajas anteriores resultan en nichos de mercado en rápido crecimiento donde estas tecnologías resultan las más coste-eficientes.

2.5.1 Situación de la generación distribuida en Guatemala.

En Guatemala, el aporte de la generación distribuida o generación *in situ* mediante energías alternas renovables, no ha sido significativo, ya que existe mucho desconocimiento y vaguedad con respecto al tema, además de falta de conciencia y respeto al medio ambiente por medio de los entes encargados de la producción de electricidad a macro escala, sin embargo con el ingente incremento de los precios y detrimento de los combustibles fósiles derivados del petróleo, el aumento desproporcionado de la demanda eléctrica nacional, sin dejar por un lado la situación caótica ambiental que se vive a nivel mundial, prontamente este paradigma –GD- que termino en tecnología hará fuertemente su mejor papel en Guatemala. En la tabla IX se muestra el potencial de recursos renovables en Guatemala.

Tabla IX. Potencial de generación distribuida en Guatemala.

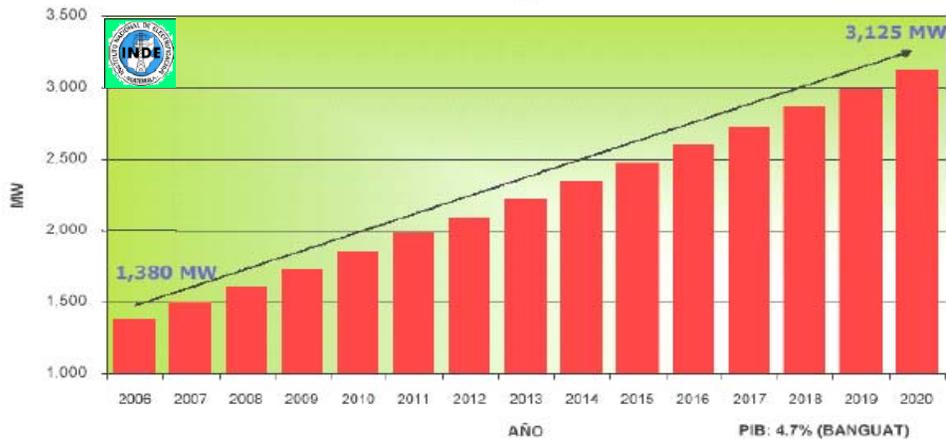
Fuente	Potencial MW	Utilizado MW	Porcentaje utilizado
Hidroeléctrico	5,000	650.3	13.01
Geotérmico	1,000	26.5	2.65
Eólico	7800	0.1	0
Biomásico	N/C	187.8	N/C

Fuente: MEM, Ministerio de energía y minas Guatemala, Informe, pg 16.

Guatemala, el país de la eterna primavera, cuenta con amplios recursos energéticos renovables. Según el Ministerio de Energía y Minas - MEM- Guatemala cuenta con un potencial hidroeléctrico de 5,000 MW y geotérmico de 1,000 MW, de los que hasta ahora se aprovechan únicamente el 11% y 3 % respectivamente. El –MEM- está investigando los recursos eólicos que por las características geográficas del país no son fáciles de predecir. No obstante, está comprobado que existen sitios aptos para la construcción de granjas eólicas grandes. La biomasa es el recurso más importante de Guatemala ya que conforma la mitad del balance energético.

Aun cuando la demanda de energía eléctrica cuenta con un crecimiento anual del 9 % y está previsto que se doblará renovables podrían cubrir la demanda completamente. A pesar de la disponibilidad de recursos renovables la realidad es que en la última década la dependencia de Guatemala de la importación de combustibles fósiles ha aumentado. Para cambiar el rumbo, el Ministerio de Energía y Minas MEM ha elaborado una propuesta de ley de incentivos para energías renovables. En la figura 25 se muestra el incremento en la demanda de potencia eléctrica nacional para el año 2020.

Figura 25. Incremento de la demanda de potencia en Guatemala hasta 2020.



Fuente: <http://www.inde.org.gt>.

Básicamente, la ley concede ventajas fiscales a personas y empresas que planifican e instalan proyectos de energía renovable. De acuerdo con esta ley el MEM deberá facilitar las inversiones, crear un sistema de certificados de reducción de emisiones, impulsar estudios y propiciar datos sobre las energías renovables. La ley no propone incentivos directos para la generación de energía renovable, pero sí facilita las inversiones en el ramo del Mecanismo de Desarrollo Limpio. Actualmente esta ley está pendiente de aprobación por el Congreso de la República.

De los 13 millones de guatemaltecos un 60 % vive en el área rural. Aunque el plan de electrificación rural es ambicioso, es probable que más de 230 mil viviendas nunca sean conectadas a la red eléctrica (*World Development Consultants et. al.*2001) ya que se encuentran en comunidades muy lejanas, aisladas y dispersas. Estas comunidades se caracterizan por su pobreza y pobreza extrema.

El trabajo que se ha realizado hasta hoy en el ámbito del desarrollo rural a través de las energías renovables y generación distribuida, consiste básicamente en proyectos de ***iluminación solar residencial, estufas mejoradas y microcentrales hidroeléctricas***. Estos proyectos han sido desarrollados tanto por entidades gubernamentales como por los ONGs que trabajan mayoritariamente con fondos de la cooperación internacional. En cualquier caso, se observa que la diseminación comercial de sistemas de energía renovable resulta difícil.

Se ha visto una comercialización considerable de las planchas metálicas utilizadas en las estufas mejoradas en Guatemala; sin embargo la mayoría de las personas que cuentan con ellas, debido a su estado de pobreza las han obtenido en donación por algún proyecto de desarrollo. Asimismo, los proveedores de equipo solar fotovoltaico dependen en gran medida de los proyectos de desarrollo. Por otro lado existe un pequeño mercado de compradores individuales, el cual ha sido fuertemente afectado por la recesión económica que vive actualmente el país.

Esto nos lleva a la convicción que para diseminar sistemas de energía renovable de pequeña escala, se necesitan canales de distribución adecuados, productos accesibles y la facilitación de servicios como el microcrédito. Actualmente se está trabajando en la creación de pequeñas empresas de servicios energéticos renovables, con un fuerte enfoque de fortalecimiento comunitario, enfoque de género y la promoción de los usos productivos de la energía.

2.5.2 Situación de la generación distribuida en otros países.

En el contexto internacional el uso de la Generación Distribuida –GD- ha sido impulsado por diversos factores. De acuerdo con datos de la Comisión internacional de generación mediante energías renovables CIGRE, de 1999, en diversos países del mundo se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de –GD-, en relación con la capacidad total instalada. Así, en países como Dinamarca y Holanda, alcanza valores de hasta el 37%, y en otros, como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania, tan solo del 15% y en el caso de Estados Unidos, del 5%.

En lo relativo al potencial en –GD- en el mundo, se cuenta con la siguiente información.

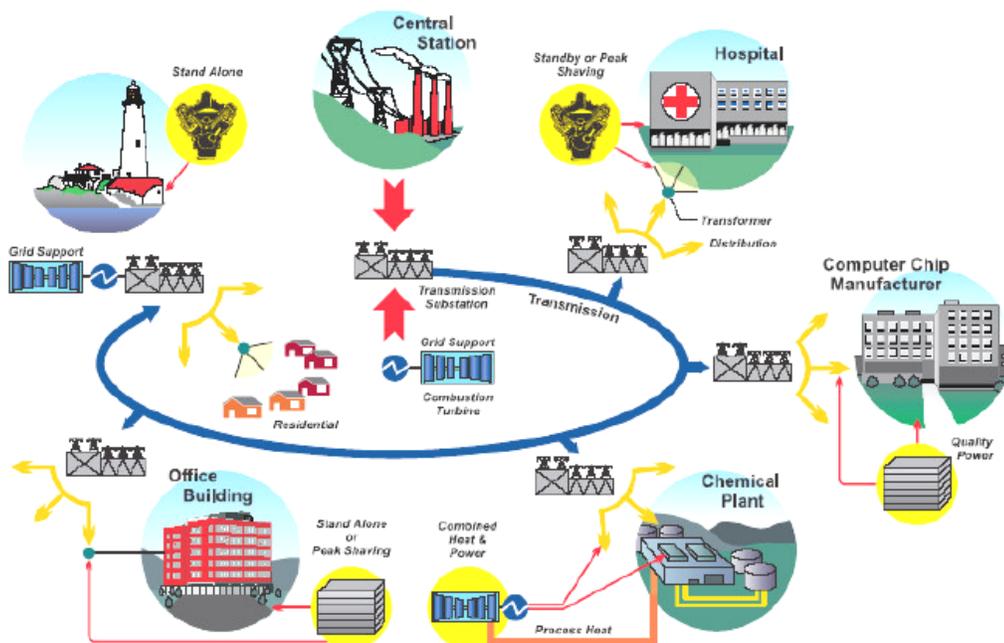
- Se estima que en los próximos 10 años el mercado mundial para la –GD- será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares.
- Estudios del *Electrical Power Research Institute* y del *Natural Gas Foundation* prevén que, de la nueva capacidad de generación eléctrica que se instalará al año 2010 en Estados Unidos, del 25% al 30% será con –GD-.
- Con base en estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial en los próximos 20 años, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a –GD-.

2.6 Aplicaciones de la generación distribuida.

En lo que respecta a aplicaciones de la generación distribuida mediante energías alternas renovables existen diversidad de las mismas, pasando desde la calefacción convencional hasta procesos en la industria, y comercialización de la misma con las empresas concesionarias de energía eléctrica, ya que la energía producida es limpia, de calidad, y sobre todo amparada por el medio ambiente, sin embargo existe para su aplicación tres tipos de modalidad que a continuación se mencionan:

- Aplicaciones con la –GD- conectada a la red de distribución.
- Aplicaciones con la –GD- fuera de la red de distribución (aislada).
- Aplicaciones con –GD- bajo la red de distribución.

Figura 26. Aplicaciones misceláneas de la generación distribuida.



Fuente: A CBO paper, *Electricity distributed generation*, September 2003, EEUU, Pg. 105.

2.6.1 Aplicaciones de la generación distribuida en Guatemala.

En Guatemala por falta de desconocimiento de esta tecnología, y porque los costos iniciales de inversión de implantación de dichos proyectos es relativamente alto, no ha habido una inserción y aprovechamiento grande a favor de las energías renovables, pero debido a la crisis energética y a la polución ambiental que se vive en nuestro país, se ha utilizado la generación distribuida mediante renovables en la modalidad de aplicación “*Fuera de red*”.

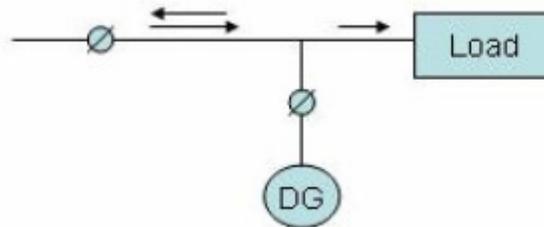
El trabajo que se ha venido realizado hasta el día de hoy ha sido básicamente en el ámbito del desarrollo rural a través de las energías renovables en generación distribuida, y básicamente ha consistido en proyectos *de iluminación solar fotovoltaica rural (muy pocos), estufas mejoradas, microcentrales hidroeléctricas, bombeo de agua y pozos, aplicaciones eólicas a micro-escala, cámaras, calculadoras* etc. Estos proyectos han sido desarrollados tanto por entidades gubernamentales como por ONGs que trabajan mayoritariamente con fondos de la cooperación internacional. En cualquier caso, se observa que la diseminación comercial de sistemas de energía renovable y generación in situ en Guatemala ha resultado difícil, y su penetración en nuestro mercado conllevará décadas.

2.6.2 Aplicaciones de la generación distribuida en otros países.

Como se mencionaba anteriormente las aplicaciones de la generación distribuida ya sea en Guatemala o en otros países, siempre atienden a la modalidad de aplicación de la misma, ya que de una o de otra aplicación dependerá también la tecnología de utilización de la –GD–, así como también dependerá de los requerimientos del usuario. Los arreglos tecnológicos más usuales en otros países se citan a continuación.

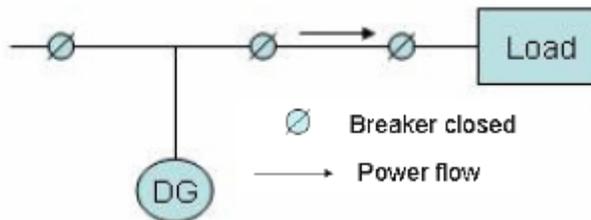
- **Carga base** (*DG interconnected with power export*): Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; puede tomar o vender parte de la energía, y usa la red para respaldo y mantenimiento.

Figura 27. Carga base.



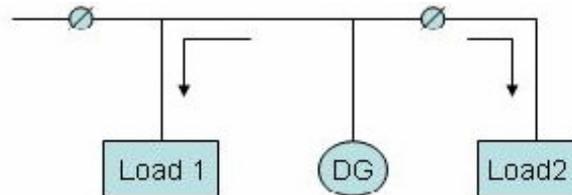
- **Carga en punta** (*Grid interconnected with power export- utility side*): Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos de punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de energía en este período es más alto.

Figura 28. Carga en punta.



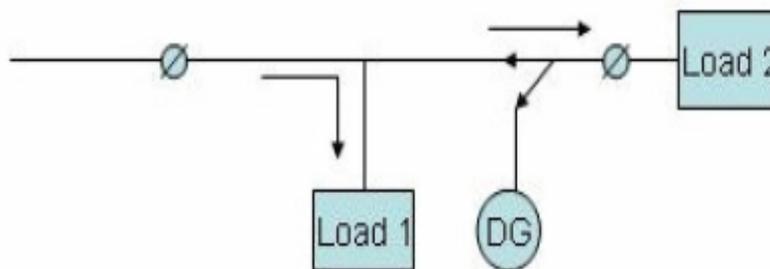
- **Generación aislada o remota** (*DG connected isolated to the network with no power export*): se usa el arreglo para generar energía eléctrica en el modo de autoabastecimiento, debido a que no es viable a partir de la red eléctrica (sistema aislado o falta de capacidad del suministrador).

Figura 29. Generación aislada.



- **Soporte a la red de distribución** (*Isolated back-up system with automatic transfer*): A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.

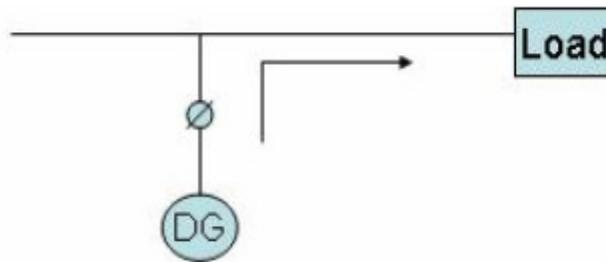
Figura 30. Back-up a la red de distribución con transferencia.



Fuente: Olof Samuelson, **Integration of distributed generation in low voltage networks**, Lund University, Sweden Pg. 31.

- **Almacenamiento y alimentación unidireccional de carga** (*Isolated, stand alone source*): se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energías renovables en generación distribuida,

Figura 31. Almacenamiento de energía y carga unidireccional.



Como se puede ver en otros países se ha avanzado tanto en Generación distribuida, que existen varias modalidades para interacción con la red y sin ella, así que por ende las aplicaciones son tan variadas que van desde *electrificación rural, bombeo de agua, mini redes, grandes redes fotovoltaicas como el proyecto one thousand roofs en Estados Unidos, telecomunicaciones, ecoturismo, pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas híbridos de tecnologías renovables y termosolares*, entre otros.

2.7 Aspectos legales y marco regulatorio de la generación distribuida.

Este es un tema bastante difícil de tratar, ya que básicamente son pocos los países llamémosle industrializados que cuentan con un marco regulatorio y legislación apropiada para promover la utilización de las energías alternas renovables no convencionales mediante la generación distribuida, ya que por ejemplo en Latinoamérica la mayoría de países todavía son carentes del conocimiento de dicha tecnología, y algunos otros del mismo marco todavía son incipientes en la utilización de las mismas.

Imaginémonos ahora como establecerán políticas, y marcos regulatorios que sean aprobados y llevados a competición con las leyes que rigen los mecanismos de la tradicional forma de generación de energía eléctrica mediante energías no renovables convencionales, sin embargo esto es un punto de partida para quebrantar dichas brechas y valernos de estas estructuras legales para implantar la evolución de la –GD–.

2.7.1 Aspectos legales y marcos regulatorios en Guatemala.

En Guatemala los entes regulatorios de todas las funciones de energía eléctrica tanto convencionales como no convencionales están regidos primigeniamente por la Constitución Política de la Republica, seguido por la ley general de electricidad y su reglamento, ley de incentivos a las energías renovables y su reglamento, marco regulatorio del administrador del mercado mayorista, acuerdo gubernativo No. 299-98, y las normas emitidas por la comisión nacional de energía eléctrica –CNEE–.

La política general del sector energético de nuestro país, es orientar al sector energía hacia su desarrollo sustentable (social, económico y ambiental), a través de la satisfacción de las necesidades energéticas actuales y futuras (demanda), promoviendo el crecimiento de la oferta.

En la oferta deberán considerarse conceptos tales como: confiabilidad, calidad, seguridad, suficiencia, racionalidad y competitividad entre otros.

Además es relevante enumerar la importancia de la utilización racional de los recursos renovables y la *preservación del medio ambiente en general*.

Es por eso que se ha comenzado a tomar acciones para reducir el impacto ambiental del sector energético a través de la utilización de recursos renovables, la manera de lograr tal cosa es tomando en principio acciones legislativas que promuevan y sobre todo autoricen legalmente la utilización racional de dichos recursos, por tal motivo, el congreso de la republica de Guatemala en su *Decreto 52-2003* emite su *ley de incentivos para el desarrollo de energías renovables*, la cual tiene como principal objetivo establecer los incentivos fiscales, económicos, y administrativos para el desarrollo de proyectos de recursos renovables (hidroenergía, geotermia, energía eólica energía solar fotovoltaica y energía biomásica).

La ley de incentivos para el desarrollo de energías renovables contempla en sus nueve artículos crear el panorama adecuado que permita la inserción de este tipo de generación especial en nuestro país, asegurando dentro de sus aspectos principales incentivos como:

- Exención del pago del impuesto sobre la renta –ISR- desde el inicio de la operación comercial a un plazo fijo de 10 años.
- Exención de los derechos arancelarios de importación, impuesto único al valor agregado IVA; cargas y derechos consulares en la importación de equipos y materiales, para las etapas de preinversión y ejecución de proyectos de generación distribuida, y cuantías menores.

Puede decirse que el marco jurídico debe enfocarse hacia la supresión de algunas trabas existentes en la actualidad; a regular y fomentar la obtención de ciertos productos energéticos sustitutivos de las gasolinas y gasóleos; a descentralizar la producción de energía para suministro al medio rural; al fomento de aquellos aprovechamientos que supongan además de la obtención de energía otros beneficios indirectos; y, por último, al establecimiento de ayudas técnicas y financieras para el aprovechamiento de las fuentes alternativas de energía en el medio rural".

2.7.2 Aspectos legales y marcos regulatorios en otros países.

Algunos países procuran incentivar las energías renovables no convencionales de generación de electricidad para aumentar el grado de competitividad de esas fuentes, y con eso, propiciar mayor participación de las mismas en su matriz energética. Asimismo, investigan el aumento de la competitividad de la industria de equipos y dispositivos de generación de electricidad a partir de fuentes renovables y proporcionan sus conocimientos y experiencia a los diferentes sectores envueltos en el planeamiento, comercialización, gerencia y uso de la energía generada por esas tecnologías. Estos incentivos transforman el mercado e inician una progresiva inserción comercial a esas emergentes tecnologías.

En fin, se apuesta que en un futuro no tan distante la relevancia de esas fuentes para los sectores energéticos mundiales y para el medio ambiente global será significativamente mayor al actual.

Dentro de ese escenario, diversos países están comenzando a establecer mecanismos de incentivo para la difusión del uso de la tecnología fotovoltaica como fuente descentralizada de generación de energía. Con eso, adquieren experiencia en la utilización de generación distribuida de electricidad a través del uso de fuentes renovables que utilicen tecnologías no agresivas al medio ambiente.

Como ejemplo de países que han tomado en cuenta el tipo de generación especial podemos mencionar a Alemania, Austria, Dinamarca, Suecia, Bélgica, Holanda, España, Estados Unidos, Australia, Grecia, Japón, entre otros, pero se hará mención especial a la experiencia alemana por considerarse de gran importancia.

- El gobierno alemán, en una tentativa de encontrar solución a la diferencia entre los precios de la energía renovable y la convencional aprueba una ley denominada “*Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources*” (acto apremiante sobre las fuentes de energía renovable, en el 2000). El objeto de esa ley es el de facilitar el desarrollo sustentable de las fuentes de energía, de acuerdo con las necesidades de controlar el calentamiento global y de proteger el medio ambiente, aumentando considerablemente la contribución hecha por las energías renovables al abastecimiento de electricidad del país. Se pretende que, para el 2010, sea por lo menos duplicada la contribución de las fuentes de energía renovable en el consumo total de electricidad en Alemania.

En muchos países a nivel mundial ya cuentan con un marco regulatorio y una legislación efectiva para la generación distribuida mediante energías alternas renovables. A continuación se presentara el régimen regulatorio internacional en varios países.

Europa:

- Aumento del número de fuentes de energía renovable.
- Reducción de emisiones.
- Aumento de eficiencia en los sistemas de generación.

Inglaterra:

- Cargos profundos de conexión para generadores que se encuentran en la red de distribución.
- Financiar cargos de conexión.
- Cargos por uso zonales.

España:

- Régimen especial de generación de electricidad para fuentes renovables con capacidad instalada menor o igual a 50 MW.

Holanda:

- Posibilidad, a las plantas con potencia instalada menor a 15 MW y que generen a partir de renovables, de vender directamente al usuario final.
- Aceptar una oferta de electricidad por parte de autoprodutores con capacidad instalada menos a 8 MW y que generen a partir de fuentes renovables.

Australia:

- Conexión profunda.
- Incluir a la –GD- en planes futuros de expansión.

Irlanda del Norte:

- *Eco Energy Tarrif.* (tarifa de subvención por generación verde).
- Venta directa de electricidad por parte de –GD-.

California EUA:

- Subsidios y subvenciones a –GD-.
- Métodos de financiación a –GD- a largo plazo.

2.8 Sensibilización medioambiental.

La búsqueda de un nuevo modelo energético, compatible con un desarrollo económicamente sostenible y socialmente integrador, pasa, tal y como nuevamente se ha podido comprobar en la cumbre mundial sobre el desarrollo sostenible de *Johannesburgo*, por un apoyo decidido a la integración de las energías renovables. Ya se ha indicado anteriormente que, frente a la idea de las renovables como alternativa al petróleo característica de los 70, hoy en día predominan los criterios medioambientales y la demanda social, así como la sensibilización del mismo, como motores de su integración en el sistema energético.

Un aspecto muy positivo de las fuentes renovables de energía hacia la sensibilización medioambiental es su amplia dispersión geográfica, que favorece además posiblemente a aquellas regiones del planeta donde se encuentran los países menos desarrollados. Ya hemos indicado que un problema añadido de los recursos de petróleo y de gas natural es su localización concentrada en unos pocos emplazamientos. Basta con seguir superficialmente los acontecimientos internacionales, recientes y pasados, para darse cuenta de la relación entre la disponibilidad de estos recursos, los conflictos bélicos y los posicionamientos políticos de los países dominantes. No resulta alentador pensar cuál será la situación mundial cuando algunos de estos recursos comiencen realmente a escasear. Una economía global que descansa sobre las fuentes de energía renovables será sin duda mucho más segura.

2.8.1 Evaluación del impacto ambiental.

La mayoría de los países del mundo ha basado su crecimiento económico en los combustibles fósiles como si fueran inagotables o como si las futuras transiciones energéticas fueran tarea de las próximas generaciones, y no de las presentes. Realmente el impacto ambiental de la –GD- es infinitesimalmente bajo, hasta pudiera decirse nulo.

En este sentido, es necesario considerar que la actual era del petróleo, junto con todos sus beneficios, también ha traído numerosas consecuencias no siempre positivas: en primer lugar, destaca la división en países vendedores y compradores, cuya correlación de fuerzas ha sufrido profundos cambios desde principios del siglo XX. El control total del mercado internacional por las “*Siete Hermanas*” terminó con la creación de la –OPEP- en 1960 y a partir de entonces el mercado fue controlado por los vendedores, situación que alcanzó su punto más crítico con el embargo petrolero de 1973, revelando la gran dependencia del mercado mundial respecto a los suministros del Medio Oriente. Esta situación no ha podido ser contrarrestada ni siquiera con el surgimiento de nuevos productores en otras regiones del mundo durante los años setenta y ochenta.

En segundo lugar, la petrolización de las economías de la gran mayoría de los países exportadores de petróleo genera una gran vulnerabilidad respecto a las fluctuaciones de los precios en el mercado petrolero internacional.

En tercer lugar, el hecho de que el petróleo no es un recurso renovable, y que los países con la mayor relación reservas-producción están concentrados en la región del Medio Oriente, genera una gran incertidumbre en el panorama global por los riesgos políticos que esto implica para las principales potencias mundiales.

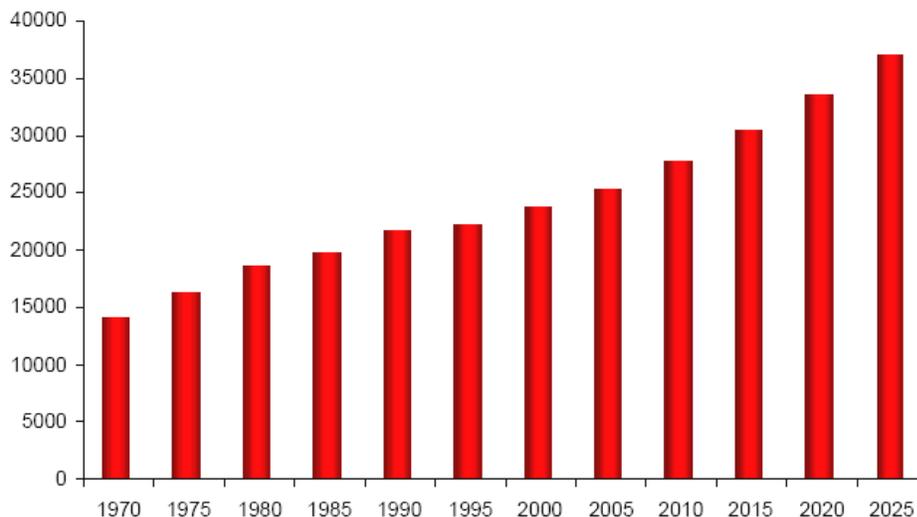
En cuarto lugar, la dependencia casi total que el sector transporte aun mantiene respecto al petróleo, sus requerimientos crecientes de energía y la incertidumbre sobre la sustitución a mediano plazo del motor de combustión interna o de los combustibles fósiles en este sector es otra consecuencia de la era del petróleo.

Finalmente, un aspecto que ha cobrado gran relevancia a nivel mundial es el referente a las afectaciones que los recursos energéticos fósiles generan sobre el ambiente y sobre la salud humana.

A este respecto deben señalarse dos sectores que generan emisiones masivas a la atmósfera; el primero de ellos es la generación termoeléctrica, altamente dependiente del carbón, el petróleo y el gas natural, y el segundo sector que más emisiones genera es el transporte, que además de depender mayoritariamente de combustibles provenientes del petróleo, añade el carácter ubicuo y disperso de los vehículos automotores, lo que hace que sus emisiones sean difíciles de controlar.

La gravedad de esta situación queda manifiesta si se analizan las emisiones de bióxido de carbono (CO₂), el principal gas generador del efecto invernadero, ocasionadas por la producción y el uso de energía fósil y cuyo volumen se muestra en la figura 35. Como puede observarse, entre 1970 y el año 2000, las emisiones mundiales de CO₂ crecieron en 1.7% anual, mientras que se prevé que entre 2000 y 2025 la tasa de crecimiento será de 1.8% anual.

Figura 32. Emisión de CO₂. Por producción y uso de energía (1970-2025), en millones de toneladas

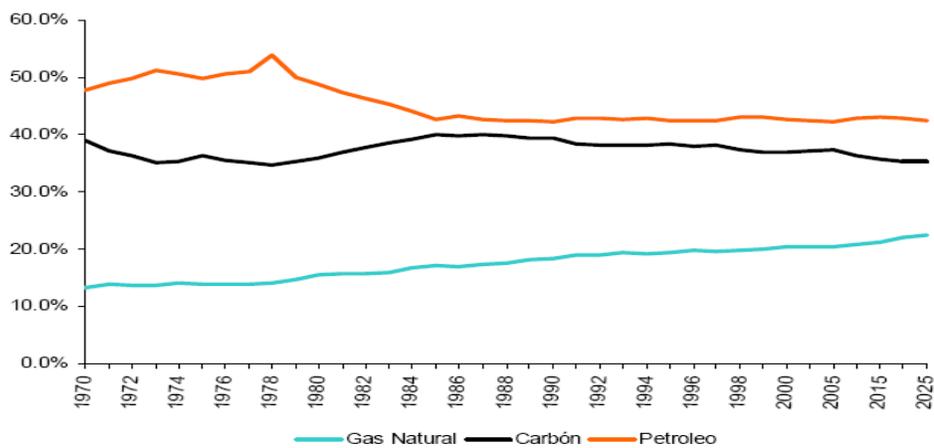


Fuente: Evaluación de impacto ambiental mundial –EIA- año 2005.

El aumento previsto en las emisiones de CO2 provendrá principalmente del consumo energético de los países en desarrollo, dado su crecimiento poblacional más alto que en los países desarrollados, un mayor nivel esperado de vida y el aumento de las industrias intensivas en energía.

Otro aspecto importante que se debe considerar en esta problemática es el de las emisiones de CO2 por tipo de combustible fósil. De acuerdo con la figura 36, el petróleo y el carbón seguirán siendo los combustibles con mayor participación en el volumen total de emisiones, siendo esta situación producida en gran parte por el consumo de los países en desarrollo, especialmente, por los mayores requerimientos para generación eléctrica y por la mayor dependencia del petróleo originada básicamente por la creciente demanda energética del sector transporte.

Figura 33. Emisión de CO2. Por combustibles fósiles (1970-2025), participación %.



Fuente: Evaluación de impacto ambiental mundial –EIA- año 2005.

Sin embargo, la figura 36 revela otra tendencia que hasta el momento no se ha enfatizado del todo: las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de gas natural muestran una firme tendencia ascendente en su participación porcentual, que incluso contrasta con el comportamiento estático o incluso decreciente de las emisiones de los otros dos combustibles. Esto se explica por la participación cada vez mayor del gas natural en los procesos industriales y de generación eléctrica, favorecida por su condición de combustible “limpio”, al emitir una menor cantidad de CO₂ por unidad utilizada, y al surgimiento de nuevas tecnologías de generación eléctrica, más eficientes, económicas y más adaptables a los procesos de apertura del sector eléctrico a nivel mundial.

En un contexto de toma de decisiones rápidas respecto al problema del calentamiento global, el gas natural es hoy por hoy una de las mejores opciones posibles, ya que sin su inclusión en los procesos actuales de planeación energética a nivel mundial el pronóstico de emisiones de CO₂ presentado aquí sería mucho más pesimista, pero la figura 36 también muestra que no es una solución perfecta, ya que sólo disminuye la cantidad de CO₂ por unidad de energía producida, y si a eso se añade que el gas natural no es un recurso renovable, será necesario buscar desde ahora otras formas de enfrentar el problema del efecto invernadero.

Si la evidencia de la relación entre la quema de combustibles fósiles y la emisión de gases de invernadero es tan tangible, surge entonces la interrogante sobre si la dependencia respecto a ellos debe ser mantenida en el futuro. A este respecto, ISES (2002) señala que *“el periodo de las fuentes fósiles es una era, no una “edad”, y está altamente limitada en comparación con la evolución, pasada y futura de civilizaciones y sociedades”*. De acuerdo con esto, es fundamental que los gobiernos comiencen a visualizar los años que le quedan a la era de los combustibles fósiles como una transición hacia otras formas de energía y en este contexto las fuentes renovables pueden ser un instrumento idóneo.

2.8.2 Efectos beneficiosos de la generación distribuida sobre el medio Ambiente.

El patrón de producción y consumo de energía actual tiene consecuencias ambientales alarmantes. La quema de combustibles fósiles es la principal fuente de emisiones de bióxido de carbono (CO₂) no biogénico. Los productos de esta combustión aumentan la concentración global de CO₂ en la atmósfera propiciando un cambio climático planetario debido a que el CO₂ es un gas de efecto invernadero. Regionalmente, se emiten emisiones de bióxido de azufre (SO₂) el cual es un gas precursor de la lluvia ácida de la atmósfera que afecta negativamente a cultivos, bosques, lagos y ríos, y bienes inmuebles, mientras que a nivel local se generan emisiones de partículas y gases precursores de ozono (O₃) que provocan importantes daños a la salud.

Bajo estas condiciones, surge entonces la interrogante sobre si la dependencia respecto a los combustibles fósiles debe ser mantenida en el futuro, y si los gobiernos deben empezar a visualizar una transición hacia otras formas de energía, principalmente de tipo renovable. Para esto, las políticas públicas a diseñarse en el futuro, deberán considerar las restricciones de tipo ambiental, el otorgamiento de oportunidades económicas y de mejoras ambientales, el desarrollo científico y tecnológico, la industrialización de nuevas tecnologías y la incorporación de nuevas prácticas de producción, el aprovechamiento de recursos endógenos y la seguridad energética. Entre los efectos beneficiosos que aporta la –GD- al medio ambiente podemos mencionar:

- Generación de energía limpia o verde utilizando recursos renovables.
- Menor emisión de gases contaminantes de efecto invernadero.
- Existencia de diversidad de fuentes que no perjudican el ambiente.
- Mayor índice de desarrollo humano (IDH) en función de la energía.
- Mejor calidad de vida y aumento progresivo de salud.

3. ENERGÍAS RENOVABLES Y TECNOLOGÍAS ASOCIADAS A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1 Introducción

Las energías renovables aparecen como alternativa energética a raíz de la crisis de los precios del petróleo de la década de los setenta y los miedos de desabastecimiento energético. Fueron por lo tanto una respuesta hacia la seguridad de suministro, que dieron lugar entre otros a desarrollos como la puesta en marcha de centrales solares de investigación y demostración con tecnologías para obtener electricidad en cantidades y procesos similares a los convencionales o el desarrollo de los biocombustibles líquidos, Menéndez Pérez (2004: 9-12). Posteriormente, desde hace una década aproximadamente, las propuestas a favor de las energías renovables nacen por la preocupación del cambio climático y por el límite temporal de disponibilidad de hidrocarburos. Más recientemente las energías renovables toman fuerza cuando se consideran esquemas de suministro energético en países en desarrollo, especialmente para aplicaciones rurales.

En aquellas zonas donde la extensión de la red de suministro tiene costos prohibitivos, los sistemas descentralizados que emplean sistemas Diesel convencionales conjuntamente con sistemas híbridos de energías renovables (solar y viento) están demostrando su eficacia. La baja demanda, el carácter disperso y el elevado costo de extensión de red caracterizan a los emplazamientos rurales. La conjunción del beneficio medioambiental derivado de las menores emisiones de carbón unido al reconocimiento de que la energía es fundamental para el desarrollo de nuestra sociedad, esta impulsando las tecnologías renovables como solución para el desarrollo humano, Rijal (1998).

Los orígenes del compromiso con el apoyo a las energías renovables como instrumento de desarrollo habría que buscarlos en la definición de desarrollo sostenible, establecida en 1987 por la comisión *Bruntland*: la misma “*se refiere al desarrollo que satisface las necesidades actuales sin comprometer las capacidades de las generaciones futuras*”.

Por su parte la cumbre de Río de 1992 (*CoP 1, conference of the parts*) dio como resultado el establecimiento de los acuerdos sobre el cambio climático (UNFCCC), que culminaron con el *protocolo de Kyoto de 1997* en la tercera reunión de las partes (CoP 3). Se fijó así el compromiso por parte de los países desarrollados firmantes de reducir las emisiones de los principales gases contaminantes y de efecto invernadero en un 5% respecto de los niveles de 1990 entre 2008-2012.

En los países industrializados las energías renovables representan aproximadamente un 6.2% del total de las fuentes energéticas disponibles, mientras que este porcentaje se eleva a un 27.6% en el caso de los países en desarrollo.

Si las energías renovables quieren contribuir al desarrollo, han de pasar de una percepción puramente tecnológica, a una aproximación más integradora de los servicios energéticos y las relaciones entre grupos y agentes implicados en el desarrollo. Así por ejemplo, en el ámbito de la relación genero-energía es preciso que se incorporen a los procesos de planificación energética las herramientas apropiadas que permitan corregir las diferencias desde las primeras etapas de la intervención. La contribución de las renovables al suministro energético mundial continuara creciendo en los próximos años, a medida que mucha de las tecnologías en estudio y que se citaran en esta tesis maduren y se incremente el conocimiento sobre otros beneficios adicionales asociados a las mismas, ya que estos permiten diversificar el mix de producción, reduciendo el riesgo de dependencia de los combustibles fósiles.

3.2 Análisis particular de las tecnologías asociadas a la generación distribuida.

Actualmente el coste de mantener la seguridad del suministro energético en los países industrializados es muy elevado, si bien a menudo, pasa desapercibido. La volatilidad de los mercados de combustible convencionales, en particular el petróleo, pone en riesgo el equilibrio y la estabilidad política y económica mundial, lo que a menudo tiene efectos más importantes todavía sobre las economías en desarrollo. En este contexto las energías renovables y sus tecnologías son de elevada importancia para contribuir a la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento y por ende aumentar la seguridad del suministro. En países en desarrollo, en zonas rurales, las energías renovables y sus tecnologías asociadas pueden ser la clave para satisfacer las aspiraciones del desarrollo energético de comunidades aisladas. Las renovables pueden ser la única opción disponible, y por tanto el único elemento capaz de contribuir al desarrollo económico, y al incremento de la calidad de vida de nuestra especie humana.

A continuación se realizará una descripción de las distintas tecnologías asociadas al concepto de generación distribuida y posteriormente, un análisis de las oportunidades del aprovechamiento de las fuentes de energía renovable para la GD. *Cabe destacar, que la tecnología en sí no puede ser considerada como generación distribuida, sino que sólo pasan a ser parte del concepto cuando se acoplan a la red de distribución.*

Es de esperar un desplazamiento hacia la generación distribuida en primer lugar porque, aunque sigue siendo la economía de escala un elemento de peso, se reduce el costo diferencial entre las inversiones necesarias para suministrar un kilowatt de demanda en el punto de uso final mediante una potente central y una red de transmisión y distribución o mediante las tecnologías de generación in situ actualmente disponibles. En muchos casos, particularmente cuando se produce de forma combinada potencia y calor (CHP), esta diferencia se elimina atendiendo a la eficiencia global lograda en el uso del combustible primario y a la reducción de la emisión de gases contaminantes.

Es probable encontrar, con mayor facilidad que hasta el momento, el financiamiento para uno de estos proyectos que el necesario para una central convencional. La tabla X muestra la eficiencia y el costo de las tecnologías energéticas.

En este escenario, la industria eléctrica centralizada, que desperdicia 2/3 del combustible primario sin considerar las pérdidas en transmisión y distribución, envejece al menos en sus formas tradicionales.

Tabla X. Características de las tecnologías asociadas a la generación distribuida.

Características generales de las tecnologías de generación distribuida y cogeneración

Tecnología	Combustible	Potencia (MW)	$\eta_{\text{Eléctrica}}$	η_{Global}	Inversión (USD/kW)	O&M (USD/kWh)
Turbina de vapor	Cualquiera	0,25-500	12-25	60-80	200-1 800	0,0027
Turbina de gas	Gaseoso o líquido	0,25-50	25-42	65-87	400-8500	004-0,009
Ciclo combinado	Gaseoso o líquido	3-300	35-55	73-90	400-850	0,004-0,009
Motores Diesel y Otto	Gaseoso o líquido	0,003-20	25-45	65-92	300-1 450	0,007-0,014
Microturbinas	Gaseoso o líquido	0,005-0,1	15-30	60-85	600-850	< 0,006-0,01
Celdas de combustible	Gaseoso o líquido	0,003-3	37-50	85-90	-	-
Motor Stirling	Gaseoso o líquido	0,003	~15-25	65-85	-	-
Celdas fotovoltaicas	Solar	0,003-1	12-15	-	5 000-8 000	0,0001

Fuente: Herman de la paz, **Generación descentralizada**, la Habana, Cuba Pg. 85.

El éxito de la difusión y fomento de la –GD- radica en la existencia de tecnologías de punta que permiten, para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad. Estas tecnologías se pueden dividir en las de generación y las de almacenamiento.

Las tecnologías de generación se dividen, a su vez, en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y micro turbinas. Las segundas se refieren a las energías no renovables, como la mini hidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas.

Las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno.

3.2.1 Motores de combustión interna a base de combustibles fósiles.

Estos motores corresponden a una tecnología comúnmente utilizada para la generación distribuida; en este tipo de generación se utilizan esencialmente dos tipos de motores: los motores en base a gas natural, y los generadores en base a Diesel.

Utilizan diesel, gasóleo o gas natural; existen en capacidades de 15 KW a mayores de 20,000 KW; alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; su temperatura de gases de combustión es de 400°C; tienen un bajo costo de inversión de capital, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles, crecimiento modular, rango de operación alto, capacidad de partida rápida, conversión eléctrica relativamente elevada y una alta confiabilidad de su funcionamiento. El equipo de generación típico tiene una potencia bajo 1 MW. Su principal desventaja son las altas emisiones de NOx, y con altas expectativas de alcanzar un 50% de rendimiento para el año 2010. En la figura 34 se muestra un motor alternativo.

Cabe recalcar que los motores y turbinas de combustión interna se interconectan a la red de distribución mediante Generadores Síncronos.

Figura 34. Motores alternativos o de combustión interna.



En la tabla XI se muestran las características primordiales de estos tipos de motores alternativos.

Tabla XI. Características y propiedades de los motores alternativos.

Motores alternativos			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Diesel, Gas natural y fuel oil	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	0,05-5	Despacho	***
Eficiencia (PCF) %:	30-45	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO _x 4,5-18,6 ●	Servicios comp.	***
	SO _x 0,18-1,36 ●	black start	***
	CO 0,18-4 ○	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-95	Armónicos	**
Tiempo arranque (s):	10	Flicker	**
Superficie (m ² /kW):	0,003-0,03	Comentarios: Este tipo de tecnología tiene niveles altos de emisiones y de ruido. Es una tecnología madura.	
Coste Inversión (€/kW):	350-550		
O&M (cent/kWh):	1-1,5		
LEC (cent/kWh) ⁱ :	10,3 (4,7-19,1)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	17,1 (7,7-31,8)		

i: PCF (Poder Calorífico Inferior): Energía calorífica desprendida en la combustión sin incluir el calor de condensación del vapor de agua generado en la combustión y que se arroja a la atmósfera por el conducto de evacuación de gases.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- ◆◆◆ : Muy buena
- ◆◆ : Buena
- ◆ : Normal
- ◆◆ : Malo
- ◆◆◆ : Muy malo

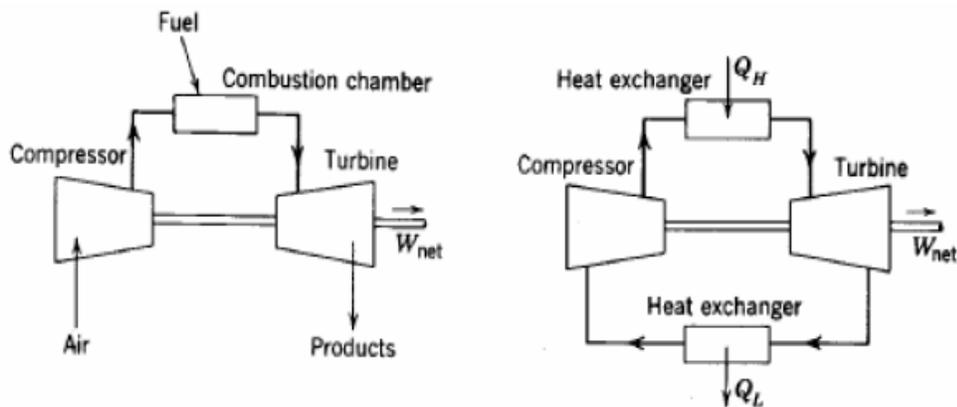
Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 25-26.

3.2.2 Turbinas de gas.

Las turbinas de gas han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de –GD–.

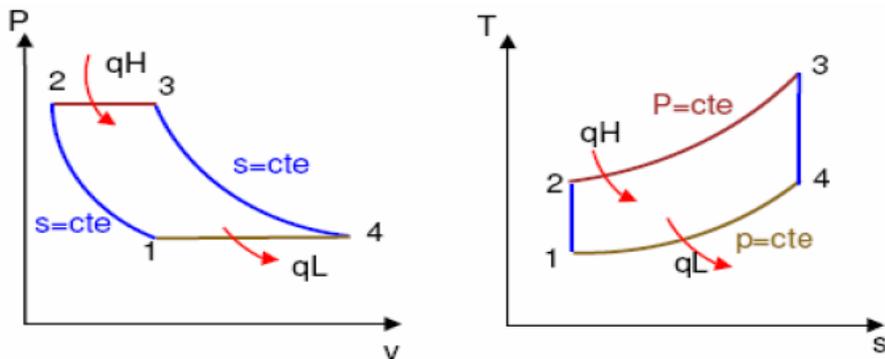
Las turbinas de Gas o a veces denominadas turbinas de gas de ciclo abierto debido a su hermano mayor de ciclo combinado se basan en el Ciclo de Rankine tal como se muestra en al figura 35.

Figura 35. Ciclo Rankine de generación.



Los diagramas termodinámicos de ciclo rankine P-V y T-S de calor al cual obedecen dichas turbinas de gas.

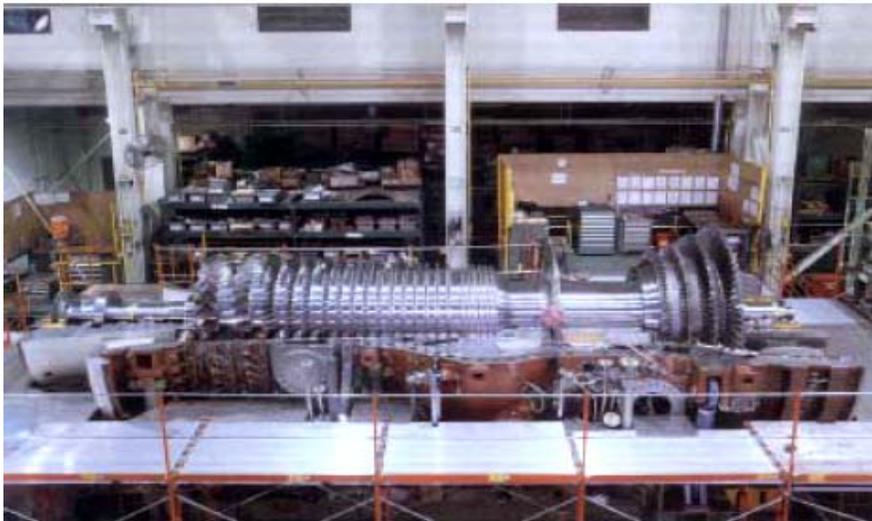
Figura 36. Diagrama P-V y T-S del ciclo termodinámico Rankine.



Fuente: David Treballe, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 19-20.

El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas licuado de petróleo –LP- o diesel. Sus capacidades van de 265 KW. a 50,000 KW.; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%; los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo costo de inversión; el tiempo de arranque es corto (10 minutos); y requieren un mínimo de espacio físico. Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente. En la figura 37 podemos observar como es una turbina a gas.

Figura 37. Turbina de gas con ciclo Rankine.



Fuente: David Treballe, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 19.

El costo de mantenimiento es un poco inferior al de los motores de combustión y alcanzan eficiencias máximas cercanas al 35%. Destaca su limpieza de funcionamiento, pues las emisiones son algo inferiores a los motores.

El calor que producen las turbinas las hacen una excelente opción para aplicaciones de cogeneración. Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia.

Estas características hacen que esta tecnología sea adecuada para alimentar localmente la demanda e incluso para trabajar en isla alimentando parte de la red de distribución. Puede ser despachada perfectamente y no presenta problemas de armónicos ni flicker.

Un inconveniente es que su eficiencia se ve más afectada en función del porcentaje de plena carga al que se encuentre operando en comparación con otras tecnologías como los motores alternativos. Su producción también depende de las condiciones ambientales a las que se encuentre operando (presión, temperatura y humedad). Por ejemplo, la potencia generada disminuye al aumentar la temperatura mientras que aumenta al aumentar la presión. Producen menos ruido y vibración que los motores alternativos pero producen un ruido típico de las turbinas que es difícil de amortiguar sin afectar la eficiencia de la turbina. A continuación se muestra la tabla XII las características más importantes de la turbina a gas.

Tabla XII. Características y propiedades de las turbinas a gas.

Turbinas			
Característica		Aspectos favorables	
Combustible:	Gas natural y Diesel	Cogeneración	***
Tamaño (MW):	> 1 MW	Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	25-40%	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	545-700 ●	Seg. demanda
	NO _x	1,8-5 ●	Servicios comp.
	SO ₂	0,14-0,18 ●	black start
	CO	0,5-4,5 ○	Aspectos Desfavorables
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Tiempo arranque:	10 min-1 h	flicker	***
Superficie (m ² /kW):	0,003-0,01	Comentarios: Su eficiencia depende mucho del punto de operación y de factores ambientales como la presión y temperatura. Produce ruido característico de las turbinas. Es una tecnología madura.	
Coste Inversión (€/kW):	350-950		
O&M (cent/kWh):	0,3 – 0,5		
LEC (cent/kWh):	6,4 (4,3-9,8)		
LEC (pts/kWh):	10,7 (7,1-16,3)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | | | |
|---|---|-----|-------------|
| ● | : Peor que un ciclo combinado de gas | *** | : Muy buena |
| ● | : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** | : Buena |
| ○ | : Mejor que un ciclo combinado de gas | + | : Normal |
| | | ++ | : Malo |
| | | +++ | : Muy malo |

Fuente: David Treballe, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 20-21.

3.2.3 Microturbinas a gas.

Son turbinas de combustión con potencias en el rango de 20-500kW, desarrolladas a partir de la tecnología de los turbo soplantes de la industria automovilística y los pequeños turborreactores de la industria aeronáutica. Están constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, generalmente montados en un único eje. Sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños y una menor emisión de ruidos y emisiones que una turbina de gas. Su principal desventaja es su alto coste. En la figura 38 se muestra una microturbina de 80kW.

Figura 38. Microturbina de 80 Kw.



Permiten dos modos de funcionamiento:

- Con recuperador de calor, que permite transferir parte del calor de los gases de escape al aire de entrada al compresor, aumentando su temperatura y permitiendo una sustancial mejora de la eficiencia eléctrica de la microturbina que puede llegar a rendimientos en el entorno de 27-30%.

- Sin recuperador de calor, en aplicaciones de cogeneración, donde la utilización del calor residual prima sobre la producción de electricidad. En este caso, la eficiencia eléctrica disminuye a un 15-18%, pero el rendimiento total puede ser del orden de un 80%.

Las microturbinas pueden emplearse de diversas formas:

- a) Como energía de respaldo.
- b) Para satisfacer picos de demanda.
- c) En sistemas híbridos con celdas de combustible.
- d) En vehículos eléctricos híbridos.

Las microturbinas tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y de modo continuo o intermitente a la misma.

Sus principales características son: rango de 15 KW a 300 KW en una sola unidad; frecuencia de 1,600 Hz; mantenimiento mínimo; sus unidades ocupan muy poco espacio; son ligeras; operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido; operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano, y biomasa. Una de sus principales características es la reducción de emisiones contaminantes: 9 partes por millón (p.p.m.) de NO_x, 40 p.p.m. de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 p.p.m.

A continuación en la tabla XIII mostramos las principales características y propiedades de una microturbina a gas.

Tabla XIII. Características y propiedades de las microturbinas a base de gas.

Micro-turbinas			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	gas natural, propano y Diesel	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	20-500 kW	Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	20-30	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 590-800 ●	Seg. demanda	***
	NO _x 0,09-0,64 ●	Servicios comp.	**
	SO ₂ despreciable ●	black start	***
	CO 0,14-0,82 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	◆◆
Tiempo arranque (s):	60	flicker	◆
Superficie (m ² /kW):	0,025-0,065	Comentarios: Esta tecnología tiene poca eficiencia y todavía se encuentra en desarrollo.	
Coste Inversión (€/kW):	700-1.000		
O&M (cent/kWh):	0,5 – 1		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱ :	8,6 (6,0-12,5)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱ :	14,3 (10,0-20,7)		

i. Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

ii. El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | | | |
|---|---|-----|-------------|
| ● | : Peor que un ciclo combinado de gas | *** | : Muy buena |
| ● | : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** | : Buena |
| ○ | : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ | : Normal |
| | | ◆◆ | : Malo |
| | | ◆◆◆ | : Muy malo |

Fuente: David Trebelle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 21-22.

3.2.4 Microturbina hidráulica.

La forma más común de hidroelectricidad consiste en el aprovechamiento de la energía potencial al embalsar un río, debido a la diferencia de alturas se tiene agua a alta presión que es conducida hacia una turbina hidráulica desarrollando en la misma un movimiento giratorio que acciona un alternador donde se genera una corriente eléctrica.

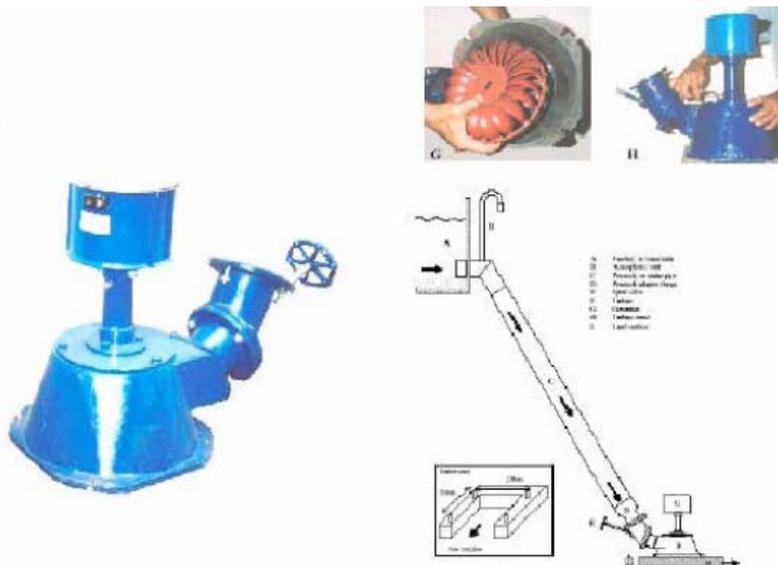
Todas las plantas hidroeléctricas utilizan el agua pluvial como recurso renovable, sin embargo la construcción de grandes plantas hidroeléctricas, las que tienen una cortina de más de 15 m de altura, por lo general generan serios impactos ambientales y sociales debido a la gran superficie que ocupa el embalse y a la necesidad de reubicar a la población desplazada. Debido a estos inconvenientes ambientales y a los altos costos que implica el mitigar esos impactos la generación con grandes centrales hidroeléctricas es una opción a la que cada vez se recurre menos.

En cambio, las pequeñas centrales hidroeléctricas, debido a su menor tamaño, generan menos impactos ambientales y dado a sus beneficios sociales que incluye la prevención de inundaciones, la disponibilidad de agua para riego y uso doméstico, usualmente tienen una mejor aceptación social.

Según su capacidad instalada la generación a pequeña escala se divide en pequeñas centrales hidroeléctricas (mayores a 5 MW y menores a 30 MW), mini hidroeléctricas (entre 1 y 5 MW) y micro hidroeléctricas (menores a 1 MW).

En el caso concreto de la microturbina hidráulica, se distinguen porque son de baja potencia, inferiores a 1 MW. Sus beneficios son la poca contaminación ambiental, su nivel de manutención mínimo y su rendimiento es superior al de las demás tecnologías de Generación Distribuida. La figura 39 describe mejor a la turbina micro-hidráulica.

Figura 39. Turbina micro-hidráulica en modalidad central de agua pasante.

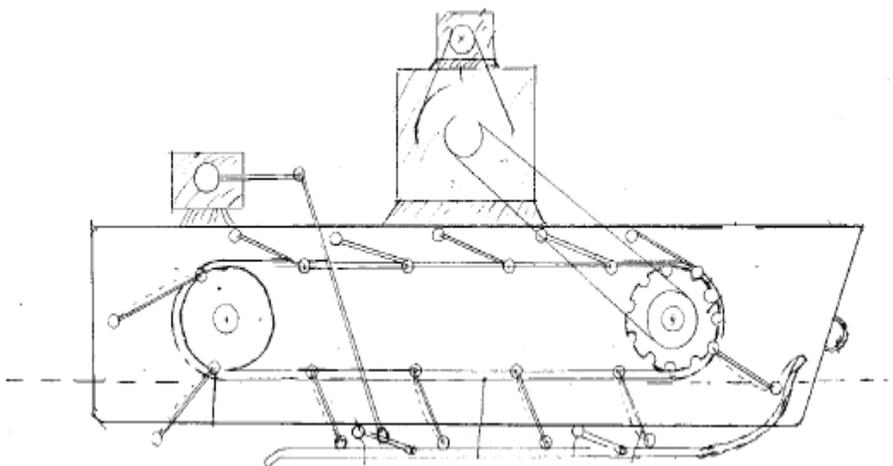


Fuente: Javier Guillén, **Electrificación rural mediante renovables**, EHN, España Pg. 124.

En lo que respecta a microturbinas hidráulicas, existen diversas configuraciones que brindan un aporte significativo a la hora de generar energía mediante esta tecnología de la generación distribuida. Como se vio en la figura 39, la modalidad de la microturбина hidráulica es de central de agua pasante y tiene la ventaja de no necesitar obra civil ni tuberías forzadas lo que redundaría en un bajo costo y un menor impacto ambiental. Aprovechan el agua que fluye por el propio cauce del río o canal en el que están instaladas para producir la energía.

Otra de las modalidades de las microturbinas hidráulicas es la que se conoce como *Central hidroeléctrica de palas de desplazamiento longitudinal*. Esta central con palas de desplazamiento longitudinal, va dotada de flotadores que obligan a un determinado calado permanente de pala. Se genera la energía durante el recorrido de la pala a lo largo del aparato, 10 metros, con un área de 2 metros cuadrados. La potencia se ha analizado en un canal cuya forma es trapezoidal a velocidades de 1,13 m/s resultando una potencia activa de 25 Kw. tal como se muestra en la figura 40.

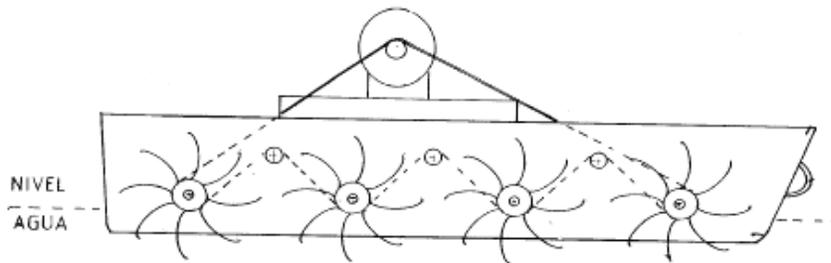
Figura 40. Turbina micro-hidráulica en modalidad central de palas de desplazamiento.



Fuente: Javier Guillén, *Electrificación rural mediante renovables*, EHN, España Pg. 130.

Por último, la modalidad de las microturbinas hidráulicas es la conocida como: *Central hidroeléctrica de poco calado con ruedas de palas “alabes”*. Esta disposición por su distribución ofrece la ventaja competitiva en su poco calado comparada con la anterior, de esta manera es adaptable a más emplazamientos. La potencia se ha analizado en una canal cuya forma es trapezoidal a velocidades de 1,13 m/s, el área de trabajo activo por pala es de 20,000 centímetros cuadrados. Resultando una potencia activa de 18 KW. Tal como se muestra en la figura 41.

Figura 41. Turbina micro-hidráulica en modalidad poco calado con alabes.



Fuente: Javier Guillén, *Electrificación rural mediante renovables*, EHN, España Pg. 124.

3.2.4.1 Mini-centrales hidráulicas en función de la potencia generada.

Una estación generadora mini hidráulica consiste en una turbina conectada a un generador eléctrico y todas las estructuras necesarias como canales y presas que regulen el caudal del río. Esta tecnología convierte la energía cinética del agua en energía eléctrica. La energía cinética depende del caudal y de la diferencia de cota entre el nivel superior del agua en la presa y nivel de la turbina. El rendimiento energético de esta tecnología ronda un 80%.

En función directa de la potencia generada estas microturbinas hidráulicas oscilan desde 100 KW. hasta un máximo superior de 1 MW.

Existen tres tipos de tecnologías de generación mini hidráulica:

- **Fluyentes** (poca diferencia de cota, mucho caudal, turbinas Franklin y tienen pocas posibilidades de regular la potencia de salida).
- **Media cota.**
- **Alta cota** (mucha diferencia de cota, poco caudal fácilmente regulable y turbinas Pelton).

Una planta hidráulica permite un arranque rápido, lo que la convierte en una tecnología adecuada para adaptarse a las variaciones de la demanda. Adicionalmente la posibilidad de instalar grupos de bombeo que permiten elevar el agua durante los periodos de precios bajos de la electricidad para posteriormente turbinarla en periodos de precios altos, permite contar con un arma contra el riesgo ante el precio. A continuación se muestra en la tabla XIV las características principales.

Tabla XIV. Características y propiedades de las mini-centrales hidráulicas.

Mini-hidráulica				
Característica		Aspectos Favorables		
Energía primaria:	Agua	Cogeneración	◆◆◆	
Tamaño (MW):	0.1-10	Despacho	◆◆	
Eficiencia %:	75-90	Func. en isla	◆◆◆	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	0 ○	Seg. demanda	◆◆◆
	NO _x	0 ○	Servicios comp.	◆◆◆
	SO ₂	0 ○	black start	◆*
	CO	0 ○	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.500-3.500	Armonicos	◆	
Superficie (m ² /kW) ⁱ :	1-1000	flicker	◆	
Coste Inversión (€/kW):	1.500-4.000	Comentarios: Su posibilidad de crecimiento es muy limitada ya que la mayoría de saltos ya están siendo utilizados. Es una tecnología madura.		
O&M (cent/kWh):	0,8-1,9			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	8,7 (4,0-15,5)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	14,5 (6,7-25,8)			

i: Depende de que exista el recurso hidráulico en ese momento.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, et al., 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ● : Peor que un ciclo combinado de gas ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas | <ul style="list-style-type: none"> ◆◆◆ : Muy buena ◆◆ : Buena ◆ : Normal ◆◆ : Malo ◆◆◆ : Muy malo |
|--|--|

Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 27.

3.2.4.2 Micro-centrales hidráulicas en función de la potencia generada.

Con respecto a las micro-centrales hidráulicas, como su nombre lo indica son estaciones generadoras muy pequeñas, manejan exactamente el mismo principio de funcionalidad que las mini-centrales hidráulicas, ya que son todas centrales de baja potencia con capacidad de generación inferior a 1 MW.

Su rango de operación de potencia de generación va desde 1 KW. Hasta los 100 KW. sin rebasar dicho valor, ya que su diseño es para esos rangos de cobertura.

3.2.4.3 Hidrocargadores en función de la potencia generada.

Básicamente los hidrocargadores son la mínima expresión de potencia de una estación de generación de energía eléctrica mediante recursos hídricos, ya que todavía son mas pequeños que lo mas pequeño de una mini-central hidráulica, sin embargo su diversidad de aplicación en las tecnologías de la generación distribuida, los ha hecho marcar precedente de gran envergadura al aprovechar este recurso de una manera limpia, y prácticamente con un nivel de impacto ambiental nulo.

La característica primordial de un hidrocargador y es lo que lo hace diferente de las demás tecnologías en base a recursos hídricos, es que el mismo genera electricidad en corriente continua, la cual puede aprovecharse en gran manera para cargar baterías y dispositivos que se valen de dicha característica para su funcionalidad.

Su rango de operación de potencia de generación va desde 0 KW. Hasta 1 KW.

Dentro de esta clasificación, las mini, micro-centrales hidroeléctricas y los hidrocargadores, se consideran como energías renovables no convencionales (ERNC), debido a su menor nivel de implementación y a que en los sectores rurales se constituyen en una alternativa para la provisión efectiva de electricidad.

Existen regiones del país (Guatemala) que presentan favorables condiciones geográficas y climáticas que las transforman en un lugar privilegiado para el aprovechamiento de la energía hídrica; vale decir este tipo de tecnologías a base de recurso hídrico en generación distribuida son las que potencialmente hay que aprovechar y explotar en nuestro país, ya que nuestros recursos son magnánimamente altos.

3.2.5 Celdas de combustible.

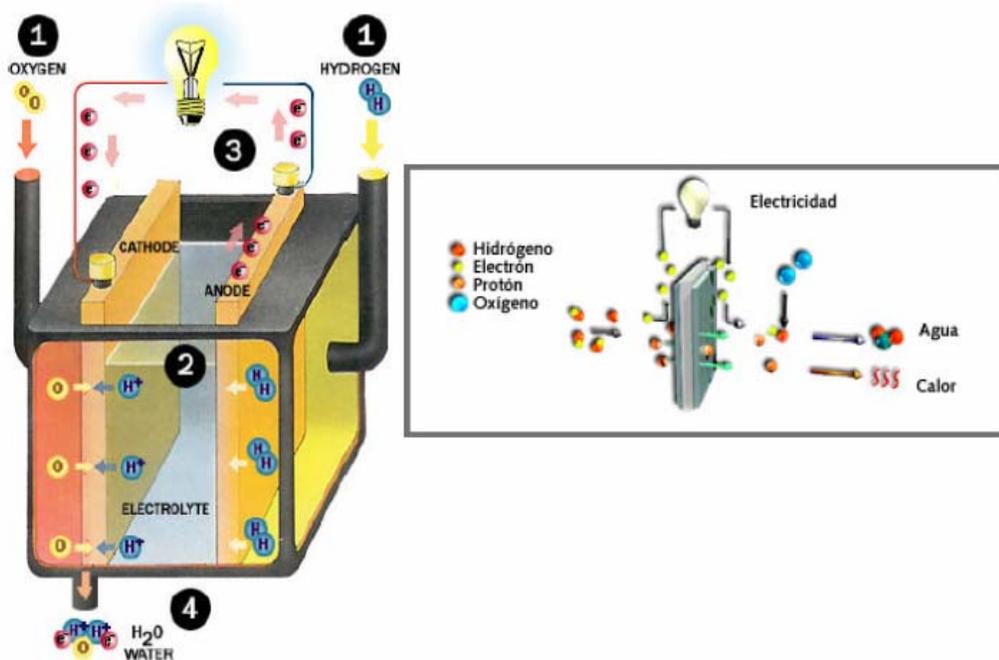
La definición más congruente acerca de las celdas de combustible es que es un dispositivo capaz de convertir la energía química directamente en energía eléctrica. Se basan en una reacción química en la que a partir de Hidrógeno y Oxígeno se genera agua, calor y electricidad. Su funcionamiento es parecido al de una pila convencional, con dos electrodos y un electrolito conductor de iones. Al ánodo llega el combustible, el hidrógeno, donde pierde, gracias a la colaboración de algún catalizador que dopa el electrodo, un electrón. De esta manera el ión H^+ resultante inicia su migración a través del electrolito hacia el cátodo, donde se combina con el oxígeno allí presente para formar agua y en una reacción exotérmica generar adicionalmente calor.

Las celdas de combustible se pueden considerar como motores compactos, que utilizan hidrógeno y oxígeno para generar electricidad sobre la base de reacciones químicas. Poseen una eficiencia de conversión muy alta comparadas con tecnologías convencionales (35%-65%). Su eficiencia limita las emisiones de CO_2 , no hay contribución al efecto invernadero y permite una gran seguridad de suministro.

A diferencia de las baterías, donde el “combustible” es interno (por lo que hay que proceder periódicamente a su recarga), en la pila se suministra desde una fuente externa. En este sentido la pila de combustible puede funcionar de modo continuo e ininterrumpido.

El combustible básico para la pila es el hidrógeno. Para poder aportar este combustible, normalmente se procede al reformado de algún combustible de origen fósil, generalmente el gas natural. En la figura 42 se muestra una celda de combustible.

Figura 42. Pila de combustible, esquema de funcionamiento.



Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 35.

Sus principales componentes son:

Ánodo: Electrodo del combustible, que suministra una interfase común para el combustible y el electrolito, promueve la reacción catalítica para la oxidación del combustible y conduce los electrones desde el lugar de la reacción hasta el circuito externo, o bien hasta un colector de corriente que a su vez, conduce a los electrones hasta el circuito externo.

Cátodo: Electrodo del oxidante, que suministra una interfase común para el oxígeno y el electrolito, cataliza la reacción de reducción de aquél y conduce los electrones desde el circuito externo hasta el lugar de reacción del oxígeno.

Electrolito: Medio que debe transportar una de las especies (cationes o aniones) que intervienen en las reacciones del electrodo del combustible y oxidante, al mismo tiempo que no debe tener conductividad eléctrica, con objeto de evitar cortocircuitos en el sistema. Por otra parte juega un papel importante en la separación de los gases combustible y oxidante, consiguiéndose esto a través de la retención del electrolito en los poros de una matriz. Las fuerzas de capilaridad del electrolito dentro de los poros permiten a la matriz separar los gases incluso bajo condiciones de presión diferencial.

Placa bipolar: Su función es separar las celdas individuales y conectarlas en serie, formando de esta forma la pila de combustible. Incluyen canales de gas para introducir los gases reactantes en los electrodos porosos y para extraer los gases productos y los inertes.

La unidad básica de una pila suele generar una corriente que es proporcional a la superficie de los electrodos y con una tensión “estándar” de 1,2V. Para encontrar los niveles deseados de tensión y potencia, se recurre al apilamiento de estas unidades elementales, para formar lo que se denomina”*stack*”.

Existen diferentes tipos de pilas, que se caracterizan por la naturaleza del electrolito utilizado:

Pilas de Metanol Directo: El combustible que utilizan es una mezcla de metanol y agua, no explosiva y de fácil almacenamiento. El oxígeno necesario para su funcionamiento proviene del aire atmosférico que entra en la pila por procesos de difusión y de convección. Se caracterizan por poder variar rápidamente su salida de potencia, adaptándose a los cambios en la demanda.

Pilas de Óxido Líquido: Emplea como electrolito un sólido poroso a base de óxidos metálicos. Opera en un rango de temperaturas de 900-1000 °C. Pueden ser utilizadas en aplicaciones de alta potencia, incluyendo estaciones de generación de energía eléctrica a gran escala. Existen varias pruebas con prototipos de 125kW. La eficiencia eléctrica puede alcanzar un 60%.

Pilas de Carbonatos Fundidos: Emplea como electrolito una mezcla de carbonatos de litio, sodio y potasio, reunidos en una matriz cerámica. Opera en un rango de temperaturas de 650-700° C, temperaturas en las que se forma un fundido de conductividad adecuada para los iones carbonatados. Permiten alcanzar altas eficiencias combustible-electricidad y la posibilidad de usar combustibles a base de carbón.

Pilas de Ácido Fosfórico: Usan como electrolito el ácido fosfórico (HPO₃) a elevada concentración (98%), mantenido en una matriz de carburo de silicio. Opera a una temperatura comprendida entre 150-200 °C, rango en el que la conductividad iónica del ácido fosfórico es adecuada. Es el tipo de celda más desarrollada a nivel comercial y ya se encuentra en aplicaciones tan diversas como clínicas, hospitales u hoteles. Las celdas de combustible de ácido fosfórico generan electricidad con más del 40% de eficiencia y cerca del 85%, si se produce vapor, es empleado en cogeneración.

Hoy en día, el costo de una celda de combustible comercial es de unos 19,200-42,000 Quetzales/KW. En el caso de las celdas basadas en hidrógeno, la necesidad de establecer una infraestructura para manejarlo, aunque técnicamente posible, crea dificultades por su coste. Las celdas sólo serán económicamente viables en la medida que la producción de hidrógeno sea más económica. A continuación se muestra la tabla XV con las características primordiales de una celda de combustible.

Tabla XV. Características y propiedades de las celdas de combustible

Pilas de Combustible				
Característica		Aspectos Favorables		
Combustible:	hidrógeno, gas natural, propano	Cogeneración	*** ⁱ	
Tamaño (MW):	20 kW-2 MW	Despacho	***	
Eficiencia (PCI) %:	30-50	Func. en isla	**	
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	360-630 ●	Seg. demanda	**
	NO _x	< a 0,023 ○	Servicios comp.	◆◆
	SO ₂	0 ○	black start	◆◆
	CO	0.005-0.055 ●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	superior al 95	Armónicos	◆◆ ⁱⁱ	
Tiempo arranque:	3-48 h	flicker	◆	
Superficie (m ² /kW):	0,06-0,11	Comentarios: Es la más limpia, silenciosa y eficiente de todas las tecnologías de GD no renovable. Es una tecnología en desarrollo.		
Coste Inversión (€/kW):	1.600-3.500			
O&M (cent/kWh):	1,5-2			
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	8,5 (6,0-12,1)			
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	14,2 (10,0-20,1)			

i: Depende del tipo de pila de combustible.

ii: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- | | | | |
|---|---|-----|-------------|
| ● | : Peor que un ciclo combinado de gas | *** | : Muy buena |
| ● | : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** | : Buena |
| ○ | : Mejor que un ciclo combinado de gas | ◆ | : Normal |
| | | ◆◆ | : Malo |
| | | ◆◆◆ | : Muy malo |

Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 37.

3.2.6 Paneles fotovoltaicos.

La tecnología de las celdas Fotovoltaicas (PV) para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. Tecnología de la generación distribuida que convierte la energía solar en electricidad.

La potencia de un solo módulo varía entre 50 y 100 W y su eficiencia es de hasta un 25% en la actualidad. La estructura de un sistema PV está constituida por un número de módulos dispuestos en una estructura en paralelo y en serie. A diferencia de otras unidades de –GD-, los sistemas fotovoltaicos poseen un costo de inversión alto, y de operación muy bajo. La figura 43 los ejemplifica.

Figura 43. Paneles fotovoltaicos.



Fuente: www.greenpeace.org. & www.atlantissolar.org.

Los sistemas de generación fotovoltaicos se pueden dividir en tres segmentos:

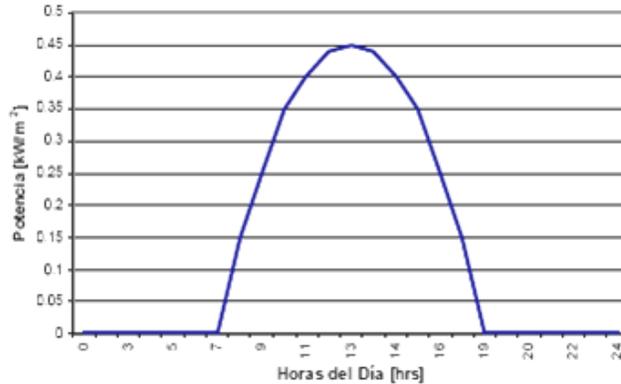
Funcionamiento aislado: El funcionamiento aislado se usa en localizaciones que no tienen acceso a la red de distribución y necesita del uso de baterías y de un regulador de carga.

El funcionamiento híbrido: Supone que las placas fotovoltaicas se conectan en paralelo con otra fuente de generación, como un motor diesel o un generador eólico.

Conectados en paralelo con la red: El consumo se alimenta o de los paneles fotovoltaicos o de la red, conmutando mediante un inversor. Esta solución presenta la ventaja de no necesitar batería ni un regulador de la carga, con lo que se reducen las pérdidas, y la inversión necesaria. Es de vital importancia saber que se conectan a la red de distribución mediante inversores.

Para las unidades fotovoltaicas, la potencia de salida tiene la forma típica mostrada

Figura 44. Potencia de salida en paneles fotovoltaicos.



Es una tecnología muy intensiva en capital (coste de 60,000-84,000 Quetzales/KW) pero sin coste en combustibles. Sus ventajas son que no necesitan mantenimiento y que permiten alimentar consumos alejados de redes de distribución. Las características de los paneles fotovoltaicos se muestran en la tabla XVI.

Tabla XVI. Características y propiedades de las celdas fotovoltaicas.

Solar Fotovoltaica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	radiación solar	Cogeneración	♦♦♦
Tamaño (kW):	1-500	Despacho	♦♦♦
Eficiencia %:	10-20	Func. en isla	♦♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 0	Seg. demanda	♦♦♦
	NO _x 0	Servicios comp.	♦♦♦
	SO ₂ 0	black start	♦♦♦
	CO 0	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	1.100-1.500	Armónicos	♦♦
Superficie (m ² /kW):	7,5-20	flicker	♦♦
Coste Inversión (€/kW):	5.000-7.000	Comentarios: Algunos de estos aspectos se pueden mejorar si se combinan con sistemas de almacenamiento. Es una tecnología todavía en desarrollo.	
O&M (€/año):	40-50		
LEC (cent/kWh) ⁱ :	37,4 (26,9-51,7)		
LEC (pts/kWh) ⁱ :	62,2 (44,8-86,0)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- ♦♦♦ : Muy buena
- ♦♦ : Buena
- ♦ : Normal
- ♦♦ : Malo
- ♦♦♦ : Muy malo

Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 30.

3.2.7 Generadores eólicos.

Esta tecnología de la generación distribuida usa la energía eólica y la transforma en energía eléctrica. La potencia de dichos equipos se sitúan en la actualidad en rangos que van desde unos 30kW hasta más de 2 MW. Es una tecnología bastante madura, alcanzándose índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97%.

Es la generación con crecimiento más rápido como una parte de suministro mundial de electricidad. Casi 4.2 GW de capacidad fue instalado durante el año 2000. El potencial del viento es algunas veces considerado como GD, debido al tamaño y localización de algunos parques eólicos adecuados para la conexión con las tensiones de distribución. La figura 45 muestra a las turbinas eólicas.

Figura 45. Generadores eólicos.



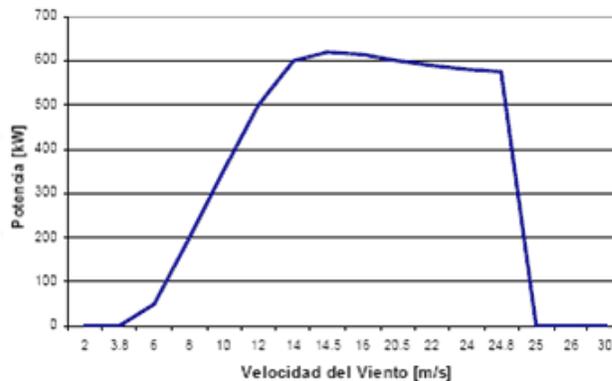
Fuente: www.greenpeace.org & www.atlantissolar.org.

Existen dos tecnologías de transformación de la energía mecánica de las palas en energía eléctrica, una mediante generador síncrono y la otra con generador asíncrono. La tendencia actual va hacia generadores asíncronos controlados por convertidores de pulsos (generadores doblemente alimentados). Su conexión a la red de distribución lo realiza mediante generadores de inducción o en su defecto por vía de inversores.

Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de energía reactiva. Esta opción es muy útil cuando el equipo generador se conecta a redes débiles, donde una fuerte inyección de potencia puede elevar la tensión del punto de conexión a valores por encima de los rangos tolerables. Además la construcción de las palas con la posibilidad de variar su ángulo de ataque permite regular la potencia activa generada.

Para las unidades eólicas, la potencia de salida tiene la forma típica mostrada.

Figura 46. Potencia de salida en generadores eólicos.



La principal desventaja de esta tecnología es la dificultad de predecir la potencia generada, debido a las variaciones “impredecibles” del viento. Otro problema es el conocido como fenómeno flicker debido al paso de las palas delante del poste donde apoya el generador, produciendo pequeñas y repetitivas variaciones de tensión. Las características específicas de los generadores eólicos se verán en la tabla XVII. La mejor forma de poder sacar un aprovechamiento máximo de esta tecnología de la generación distribuida es cuando se realizan conexiones híbridas entre las diferentes configuraciones de –GD-, es decir eólica-termosolar, o eólica-diesel, etc.

Tabla XVII. Características y propiedades de los generadores eólicos.

Eólica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	viento	Cogeneración	♦♦♦
Tamaño (MW):	> 5	Despacho	♦♦♦
Eficiencia %:	15-30	Func. en isla	♦♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂ 0	Seg. demanda	♦♦♦
	NO _x 0	Servicios comp.	♦♦
	SO _x 0	black start	♦♦♦
	CO 0	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	♦♦
Superficie de barrido (m ² /kW):	1,9-2,6	flicker	♦♦
Superficie (m ² /kW) ⁱⁱ :	60-330	Comentarios: Las nuevas tecnologías de generación eólica tratan de minimizar algunos de los aspectos desfavorables. Esta tecnología ha alcanzado un nivel de madurez importante pero todavía se puede desarrollar más.	
Coste Inversión (€/kW):	750-1.500		
O&M (cent/kWh):	1,5-2		
LEC (cent/kWh) ⁱⁱⁱ :	5,8 (3,6-8,5)		
LEC (pts/kWh) ⁱⁱⁱ :	9,6 (6,0-14,2)		

i: El tamaño se refiere a parques eólicos y no a aerogeneradores individuales.
 ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, *et al.*, 2000).
 iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- ◐ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- ♦♦♦ : Muy buena
- ♦♦ : Buena
- ♦ : Normal
- ♦♦ : Malo
- ♦♦♦ : Muy malo

Fuente: David Treballe, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 28.

3.2.8 Cogeneración.

Se llama "cogeneración" a la producción simultánea e integrada de energía eléctrica (o mecánica) y energía térmica, a partir de una misma fuente de energía primaria. Con esta tecnología se aprovecha la energía de los gases de escape de los motores de combustión interna o la que se disipa en los radiadores. El rendimiento de estos equipos supera sensiblemente a los que se obtendrían mediante procesos de generación independiente de calor y electricidad.

La fuente primaria es generalmente un combustible fósil (petróleo o gas natural) y la potencia de los equipos puede variar entre 10 y 250 MW, según el tamaño del establecimiento donde sean instalados.

La utilización más frecuente de la cogeneración es en la industria, pero se la utiliza también en el sector servicios, aunque con módulos más pequeños.

La relación entre calor y electricidad, expresada en las mismas unidades, se conoce como "*Sk* o Coeficiente Energético". A cada gama de valores de *Sk* le corresponde una determinada tecnología de equipos de cogeneración. Los valores medios de la relación *Sk* que se adecuan a los procesos de diferentes industrias se muestran a continuación, a título de ejemplo en la tabla XVIII.

Tabla XVIII. Coeficiente energético de cogeneración en actividades industriales diversas.

Rama Industrial	Sk=Calor/Electric	Sistema adecuado
Aceites	3,5	Turbovapor
Frigoríficos	3,2	"
Lácteos	4,1	"
Textiles	2,6	"
Celulosa y Papel	4,6	"
Hierro y Acero	5,6	"

Fuente: *IILSEN, Nuevas energías renovables*, Senado República México, Agosto 2004, pg. 64

Partiendo del conocimiento del consumo de energía (calórica y eléctrica) por rama industrial, revelados en censos y/o encuestas industriales, se puede calcular el coeficiente *Sk* de cada rama y, a partir de estos valores se puede seleccionar el equipo que mejor se adapte a esa actividad y así calcular el potencial de energía susceptible de cogeneración en el sector industrial.

Existen dos formas de redefinir la cogeneración en su forma más usual, por *topping (alcances)* con máquinas térmicas:

- Desde el punto de vista del primer principio de la Termodinámica, como el aprovechamiento calórico del calor residual de una máquina térmica.

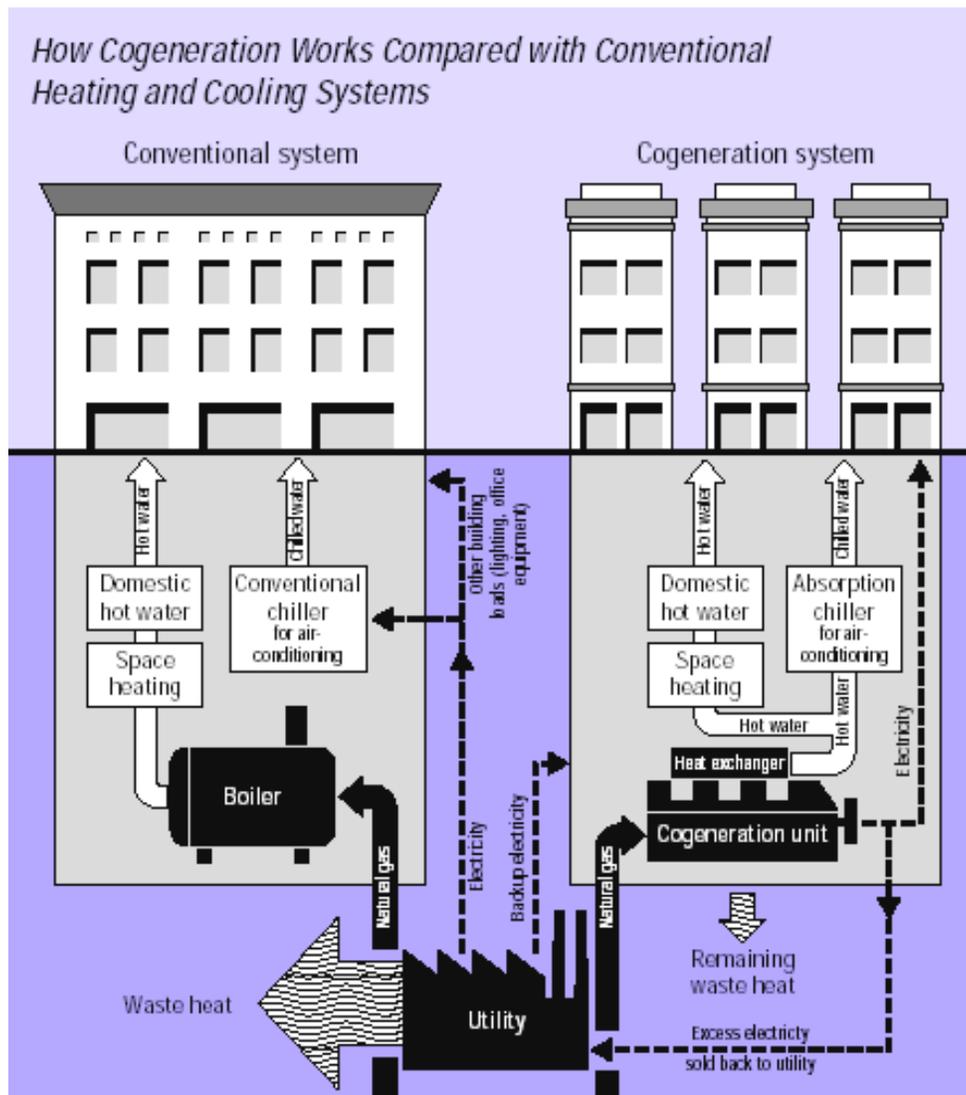
- Desde el punto de vista del segundo principio de la Termodinámica, como la sustitución de las irreversibilidades de la transferencia térmica en los usos calóricos de la energía térmica generada por la combustión, por una conversión a trabajo mecánico con una eficiencia marginal ideal del 100%.

La segunda de las dos definiciones es la que preferimos porque da una visión más conceptual de las posibilidades de aplicación y sus implicancias. A manera de ejemplo, tomando el caso de una industria petroquímica básica, con una demanda de vapor sobrecalentado de alta presión para usos energéticos, en el que la producción del vapor, de más de 200 T/hora, se hace en su casi totalidad mediante calderas convencionales que degradan más del 60% de la energía que insumen. Si la misma calidad y cantidad de vapor se generara en una instalación de cogeneración con turbinas de gas y calderas de recuperación de tecnologías actuales, sería posible la producción de alrededor de 150 000 Kw. de energía eléctrica con una eficiencia ideal del 100%, y si esta producción sustituyera la misma cantidad de generación convencional actual, se ahorrarían más de 100 millones de metros cúbicos de gas natural por año, y se reduciría la emisión de CO₂ en unas 150,000 toneladas por año.

La viabilidad de la implementación de la cogeneración se da cuando existe una demanda de calor de cierta magnitud y características, siendo también relevantes otros factores tales como la calidad de la solución tecnológica adoptada, los costos de capital que involucra, las tarifas de combustible y de energía eléctrica, y el marco legal vigente, entre las principales. La principal barrera de la cogeneración es la de origen regulatoria que impide el desarrollo de la aplicación de estas tecnologías. Lamentablemente, mientras esto sucede, miles de calderas y otros dispositivos degradan inútilmente enormes cantidades de energía transformables en trabajo mecánico, que de otro modo, mejorarían sustancialmente la eficiencia de la producción de trabajo mecánico (o electricidad) e impactarían de una menor las emisiones de gases de efecto invernadero, y por ende al medio ambiente.

A continuación la figura 47, nos identifica el proceso completo de la cogeneración y el aprovechamiento de los gases calientes vrs el proceso convencional donde se desperdiciaban dichos gases calientes hacia la atmósfera, aumentando el nivel de impacto ambiental.

Figura 47. Cogeneración vrs. Sistema de gases calientes no aprovechados.



Fuente: Christopher Joshi & John Bower, *An economic evaluation of small-scale distributed electricity generation technologies*, Oxford Institute for energy, October 2005, Pg. 51

3.2.8.1 Energía de biomasa.

La fuente denominada como biomasa consiste en el aprovechamiento de elementos provenientes del reino vegetal o animal para la producción de energía eléctrica o térmica. En última instancia su origen es el sol, que permite a las plantas realizar la fotosíntesis para formar sustancias orgánicas a partir de complejos simples, sirviendo de base para las cadenas tróficas. Es una fuente de energía que se conoce y utiliza desde antiguo (leña) y cuyo uso desmedido acarrea problemas como la deforestación, desertización, reducción de la biodiversidad... Sin embargo, utilizada de modo sostenible, presenta ventajas interesantes.

La primera de ellas es que tiene un saldo neto casi nulo de emisiones de CO₂, puesto que la cantidad liberada es la misma que fijan las plantas. La segunda ventaja es que es un recurso renovable y por lo tanto local; según el uso que se quiera hacer, es posible aprovechar residuos forestales (como cáscaras de coco) del propio emplazamiento ahorrando el transporte. Y la tercera es que, al contrario que otras fuentes renovables, el almacenamiento presenta menos problemas ya que puede hacerse en fase gaseosa, líquida o sólida y no necesita baterías o acumuladores.

Actualmente, la tecnología para aprovechamiento de la biomasa no está tan avanzada como para aplicarse en un proyecto como el presente. Existen diferentes tipos o fuentes de biomasa que pueden ser utilizados para suministrar la demanda de energía a instalación de diversas maneras (gasificación, combustión directa; etc...). Una de las clasificaciones posibles es la siguiente:

Biomasa natural: es la que se produce espontáneamente en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana, por ejemplo, los residuos de las podas naturales de un bosque.

Biomasa residual seca: se incluyen en este grupo los subproductos sólidos no utilizados en las actividades agrícolas, forestales, industrias agroalimentarias... etc. Por ello son considerados residuos. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son la cáscara de almendra, el orujillo, las podas de frutales, el aserrín, bagazo de caña de azúcar etc.

Biomasa residual húmeda: son los vertidos denominados biodegradables: las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos (principalmente purines).

Cultivos energéticos: son cultivos realizados con la única finalidad de producir biomasa transformable en combustible. Algunos ejemplos son el cardo (*cynara cardunculus*), el girasol cuando se destina a la producción de biocarburantes, el miscanto, etc.

Biocarburantes: aunque su origen se encuentra en la transformación tanto de la biomasa residual húmeda (por ejemplo reciclado de aceites) como de la biomasa residual seca rica en azúcares (trigo, maíz, etc.) o en los cultivos, patata, etc.), por sus especiales características y usos finales este tipo de biomasa exige una clasificación distinta de las anteriores.

En los países mas desarrollados existen tecnologías eficientes para realizar la gasificación solucionando además un problema como el de los purines de las explotaciones ganaderas intensivas. A esta escala la producción energética es económicamente rentable puesto que aprovecha recursos de valor nulo para generar electricidad, sin embargo, esta situación es diferente en los países en vías de desarrollo; allí no existen explotaciones ganaderas tan intensivas y el recurso esta mas disperso.

La biomasa permite generar energía térmica, eléctrica o incluso mecánica. Sus similitudes con los combustibles fósiles la hacen sumamente versátil lo cual representa una ventaja importante. Sin embargo, habrá que valorar sus límites en cuanto a recurso y explotación sostenible.

Una sobreexplotación del recurso de la biomasa puede ser muy perjudicial para el medio ecológico y económico-social por lo que hay que tomar medidas en ese aspecto.

Las ventajas de la biomasa como recurso energético son muchas, pero describiremos las más importantes que en este caso son la ambiental y la socio-económica, ya que a diferencia del recurso eólico o solar esta presenta una gran ventaja ya que su recurso puede ser predecible a contrariedad de las otras tecnologías de la –GD-

Una de las *ventajas ambientales* de la biomasa es que prácticamente todo el CO₂ emitido en su utilización ha sido previamente fijado en el crecimiento de la materia vegetal que la había generado, por lo que, en global, no contribuye al incremento de su proporción en la atmósfera y, por tanto, no es responsable del aumento del efecto invernadero.

Los contenidos de azufre son prácticamente nulos, generalmente inferiores al 0.1%. Por este motivo, las emisiones de dióxido de azufre, que junto con las de óxidos de nitrógeno causantes de la lluvia ácida son mínimas.

El uso de biocarburantes en motores de combustión interna supone una reducción de las emisiones generadas (hidrocarburos volátiles, partículas SO₂ y CO).

La ventaja socio-económica primordial de la utilización de la biomasa, contribuye a la emancipación energética, siendo por tanto menos dependientes del precio del combustible fósil y sus derivados.

El aprovechamiento de algunos tipos de biomasa (principalmente la forestal y los cultivos energéticos) contribuyen a la creación de puestos de trabajo y por tanto actúan generando oportunidades de riqueza para más gente.

Entre las potenciales desventajas de la utilización de biomasa como energía alternativa, surgen las siguientes:

Los rendimientos de las calderas de biomasa son algo inferiores a los de las que usan un combustible fósil líquido o gaseoso.

La biomasa como tal posee menor densidad energética, o lo que es lo mismo, para conseguir la misma cantidad de energía es necesario utilizar más cantidad de recurso.

Los sistemas de alimentación de combustible y eliminación de cenizas son más complejos y requieren unos mayores costes de operación y mantenimiento (respecto a los que usan combustible fósil líquido o gaseoso). No obstante, cada vez existen en el mercado sistemas más automatizados que van minimizando este inconveniente.

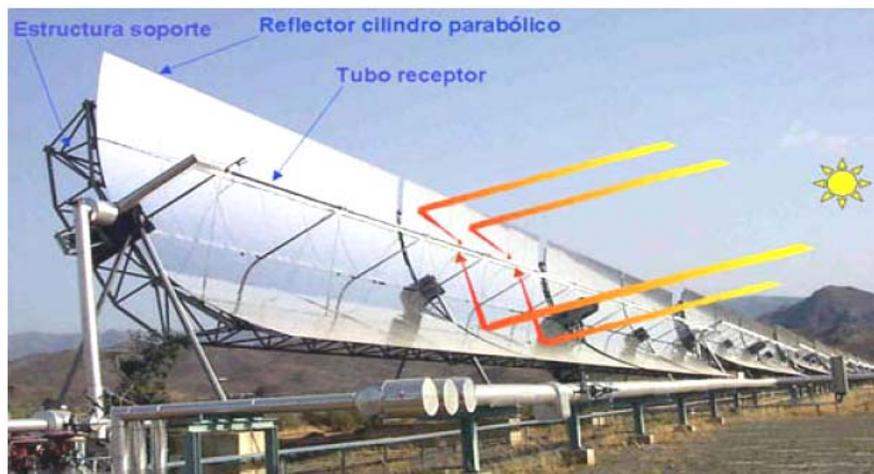
3.2.8.2 Tecnología solar-térmica.

Esta tecnología todavía está en desarrollo pero constituye una alternativa interesante. El concepto básico de esta tecnología es que el calor conseguido por la concentración de radiación solar es usado para calentar un fluido y luego producir vapor apto para su empleo en una turbina de vapor convencional. Generalmente, los fluidos que se emplean son sales fundidas ya que permiten una mayor temperatura de operación. Existen principalmente tres esquemas de generación de electricidad con la tecnología solar térmica:

Colectores cilindro-parabólicos. En este esquema se emplean espejos cilindro-parabólicos para concentrar la radiación solar en un tubo localizado a lo largo del foco del colector. El tubo contiene el fluido a calentar y puede llegar a alcanzar temperaturas cercanas a los 400°C. En la Figura 48 se puede ver un esquema de este tipo de colectores.

El fluido que se calienta es llevado a los intercambiadores de calor para producir vapor y operar una turbina. A estos sistemas se les provee de un mecanismo de movimiento que permite el seguimiento del sol para mejorar la eficiencia. Este movimiento puede ser en un sólo eje (vertical u horizontal) o en ambos.

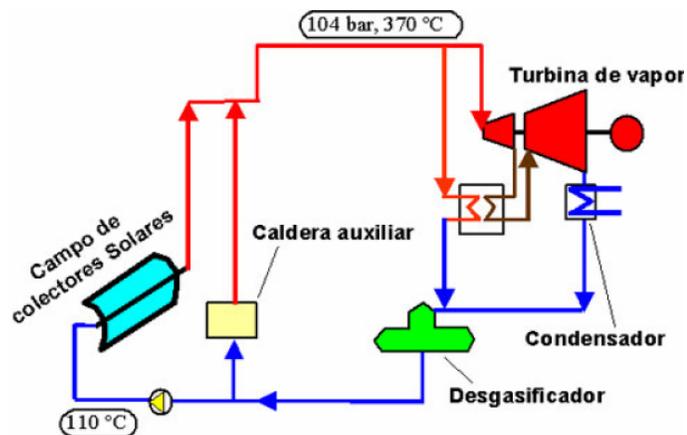
Figura 48. Colectores cilindro-parabólicos.



Fuente: David Treballe, *Generación distribuida en España*, Tesis master, COMILLAS, Pg. 31.

Un posible esquema de producción con turbina de vapor sería:

Figura 49. Esquema de producción solar con turbina de vapor.



Fuente: David Treballe, *Generación distribuida en España*, Tesis master, COMILLAS, Pg. 32.

Torre central o helióstatos: En este esquema se emplea una gran cantidad de espejos planos, conocidos como helióstatos, para concentrar la radiación solar en un receptor central localizado en la parte superior de una torre. El número de espejos que se emplean suelen ser cientos o incluso miles. El tamaño de los espejos tiende a ser grande para minimizar el número de mecanismos de direccionamiento y seguimiento de la radiación solar.

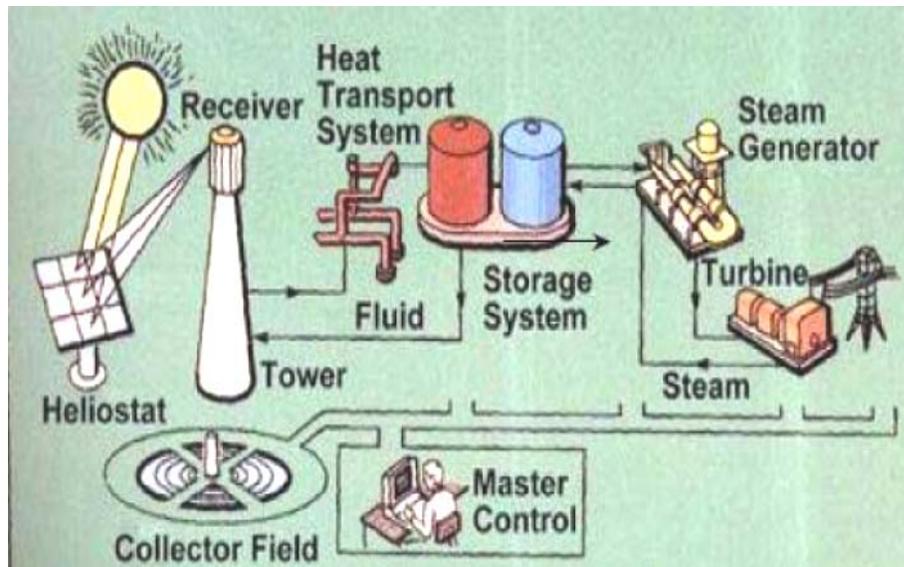
Para el almacenamiento del fluido se emplean dos tanques: uno "frío" y otro "caliente". En el tanque "frío" el fluido se encuentra a unos 300°C y se bombea al receptor central donde alcanza una temperatura de unos 560°C. De ahí se bombea al tanque "caliente" donde es almacenado para su posterior utilización en la producción de vapor. Los actuales diseños permiten un almacenamiento entre unas 3 a 13 horas, alcanzando una disponibilidad anual de hasta un 65%. A continuación se muestra en la figura 50 un esquema del proceso y una foto ilustrativa de una central solar con torre central y helióstatos:

Figura 50. Torre solar y helióstatos.



Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 32.

Figura 51. Esquema proceso de producción central solar con torre y helióstatos.



Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 33.

Discos parabólicos: En este esquema se emplean espejos de forma de discos parabólicos para concentrar la radiación solar en un receptor colocado en el foco del espejo. El fluido en el receptor se calienta a unos 750°C y se puede emplear para producir vapor o, si se trata de un gas, se puede utilizar directamente en un motor tipo Stirling localizado en el receptor.

El motor tipo *Stirling* es similar en su funcionamiento a un motor de combustión interna de dos tiempos pero la diferencia fundamental es que la fuente de calor es externa. El sistema de discos parabólicos es el que mayor concentración de radiación solar alcanza debido a su sección parabólica en dos dimensiones. Esto permite alcanzar mayores temperaturas de operación y por lo tanto mayor eficiencia. En la figura 52 podemos apreciar dichos platos que en Europa y Estados Unidos se conocen con el nombre de “*Dish Stirling*”.

Figura 52. Colectores parabólicos o *dish stirling*.



Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 33.

La tabla XIX resumen las características más importantes de esta tecnología:

Tabla XIX. Características y propiedades de la tecnología solar-térmica.

Solar Térmica				
Característica		Aspectos Favorables		
Energía primaria:	radiación solar		Cogeneración	♦♦
Tamaño (MW):	5-100		Despacho	**
Eficiencia %:	10-20		Func. en isla	**
Emisiones (kg/MWh):	CO ₂	0	Seg. Demanda	**
	NO _x	0	Servicios comp.	**
	SO ₂	0	<i>black start</i>	♦
	CO	0	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500		Armónicos	**
Superficie (m ² /kW):	7,5-15		<i>flicker</i>	**
Coste Inversión (€/kW):	2.500-3.800		Comentarios: Es una tecnología todavía en fase de experimentación. Requiere grandes extensiones de terreno para instalar los espejos.	
O&M (cent/kWh):	2			
LEC (cent/kWh) ¹ :	13,2 (9,6-17,7)			
LEC (pts/kWh) ¹ :	22,0 (16,0-29,5)			

¹: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- *** : Muy buena
- ** : Buena
- ♦ : Normal
- ♦♦ : Malo
- ♦♦♦ : Muy malo

Fuente: David Trebolle, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 34.

3.3 Oportunidades de las energías renovables para la generación distribuida.

Hoy en día, las ya mencionadas ventajas de la generación distribuida, están motivando que las energías renovables vuelvan a tener ingerencia en la escena del suministro energético como una alternativa que conlleva múltiples beneficios, tales como: seguridad energética; reducción de la dependencia de combustibles importados en países que carecen de reservas propias; mayor modularidad en las tecnologías con una consecuente flexibilidad en las inversiones; menores riesgos financieros iniciales en la construcción de los sistemas; beneficios ambientales directos e indirectos; posibilidades de crear nuevas fuentes de empleo y formas alternativas para el desarrollo de negocios de tecnología y servicios. Junto con ello, la naturaleza de las energías renovables otorga una gran posibilidad para la generación de electricidad en forma distribuida.

Es así como las tecnologías asociadas a las energías renovables se apoyan en el atractivo del esquema de generación distribuida que minimiza las preocupaciones y los costos relativos a los sistemas de transmisión, abriendo importantes posibilidades para pequeños inversionistas, incluso en el ámbito familiar, y en dar a los consumidores de electricidad libertad de elección entre distintas opciones.

Sin embargo, es importante tener claro que las energías renovables no se han visto influenciadas en su desarrollo histórico solamente por el cambio tecnológico de las alternativas con las que compiten, sino que también por otros aspectos adversos, adecuados a su propio desarrollo. A modo de ejemplo, se puede decir que durante los últimos cincuenta años, la promoción de las energías renovables para fines prácticos ha pasado por sucesivas fases de entusiasmo y desencanto; una de gran entusiasmo ocurrió en la segunda mitad de la década de los años 50, cuando de la mano de las Naciones Unidas se proyectó a las energías renovables como la gran solución al problema de suministro energético en el medio rural de los países en desarrollo, con lo que varios de éstos pusieron en marcha programas con el objetivo de introducir diversas tecnologías.

En su afán de aplicar las energías renovables en el medio rural, los éxitos fueron relativamente escasos, generándose una idea de limitaciones y poca eficacia en torno a estas tecnologías de la generación distribuida.

Posteriormente y después de más de diez años casi sin actividad en el área, la crisis del petróleo de mediados de la década de los setenta dio un nuevo impulso a movimientos favorables a las energías renovables, donde el problema de la seguridad energética motivó el establecimiento de importantes programas asociados a estas tecnologías en los países industrializados (por ejemplo: *Programa Sunshine* en Japón y *Proyecto Independencia* en EE.UU.); de esta manera, miles de millones de dólares fueron otorgados por los gobiernos para el desarrollo de las tecnologías de energías renovables en los años posteriores al embargo petrolero, con resultados importantes en lo científico y lo tecnológico, pero no necesariamente en lo comercial. Finalmente, la declinación en los precios del petróleo en el período posterior a la crisis petrolera cambió la escena económica nuevamente en torno a las energías renovables.

Actualmente, ya sin el atractivo de los amplios márgenes de competitividad económica que prometían los altos precios del petróleo de quince o veinte años atrás, los gobiernos de los países más industrializados decidieron generar nuevas señales para incentivar la utilización de las energías renovables, sobre la base de reconocer los beneficios ambientales que ellas generan, pero con una visión subyacente de futuro hacia los posibles mercados de nuevas tecnologías energéticas. De esta manera, en los últimos quince años, se han generado en gran parte de los países industrializados múltiples reglamentos, leyes y esquemas institucionales y financieros para propiciar la utilización de las energías renovables, lo que en consecuencia ha generado un creciente desarrollo de actividades industriales y comerciales en torno a estas tecnologías aplicadas como generación distribuida.

Una vez concebido este breve análisis del panorama mundial actual, es correcto decir que si bien las motivaciones ambientales podrían desaparecer tal como desaparecieron las motivaciones económicas en la década de los ochenta, varios aspectos propios de la misma tecnología han cambiado favorablemente para propiciar su desarrollo, entre lo que destaca el que hayan logrado avances importantes en lo técnico y en lo económico, compitiendo algunas de dichas tecnologías favorablemente en ciertos nichos de mercado; además, en un número creciente de países en desarrollo, se han venido construyendo marcos legales e institucionales favorables al uso de estas tecnologías (tal como se presentará más adelante en este trabajo), con provisiones económicas estatales que permiten a sus industrias de energías renovables alcanzar un mayor grado de madurez en el mediano plazo y, de esta manera, estar en mejores condiciones competitivas. Junto con lo anterior, se han desarrollado nuevas fuerzas institucionales a nivel global, incluyendo, por ejemplo, novedosos mecanismos de financiamiento que favorecen el uso de estas tecnologías.

3.3.1 Fomento de la generación de energía eléctrica con energías renovables.

La participación de las energías renovables en la oferta mundial como aceptación de sustento en la crisis energética no está explícitamente considerada en los programas de fomento y sostenibilidad de la energía. Tampoco ha existido, hasta ahora la voluntad política para caracterizar y evaluar dichos recursos ni para estimar mercados y/o alcances de sus posibles aprovechamientos, y menos aún para diseñar políticas de investigación y desarrollo tecnológico y de disseminación del conocimiento que induzca una asimilación social y económica de estas tecnologías en el corto y mediano plazos.

La evaluación realizada por diversas instituciones a nivel mundial durante este último cuarto de siglo, permite estimar en forma general que los recursos de energías renovables con que cuenta el planeta, pueden, a futuro, sustentar el sistema energético global y el eléctrico en particular, siempre y cuando se tomen las medidas pertinentes para el acceso jurídico, tecnológico y social a los mismos. Es de vital importancia el fomento de las energías alternas renovables para nuestra supervivencia como sociedad racional, ya que si no lo hacemos ahora mañana será demasiado tarde, por ejemplo, si tomamos como punto de partida la consideración de que la forma de utilización de la energía da idea del grado de progreso. Así, más de 2,000 millones de personas en todo el mundo no tienen acceso a un suministro de energía en condiciones adecuadas, y continuando con el ejemplo, nueve de cada diez personas en África no tiene acceso a la electricidad. La pregunta del millón es entonces *¿Porqué no fomentar la generación limpia mediante energías renovables no convencionales, si es un recurso inagotable y de bajo impacto ambiental para nuestro planeta y nuestro índice de desarrollo humano?*

3.3.2 Regulaciones, propuestas y situación actual de la legislación de las energías renovables.

Casi todos los países industrializados tienen políticas, regulaciones y propuestas activas en la legislación que sirven de apoyo al desarrollo de las energías renovables, dentro de las estrategias de protección del medio ambiente y de la necesidad de diversificar las fuentes de suministro energético para evitar la sobredependencia energética a la que se ven sometidos. Las principales herramientas regulatorias son el establecimiento de cuotas objetivo para la producción proveniente de fuentes renovables, combinadas en ocasiones con mecanismos de certificados verdes; la fiscalidad sobre las emisiones de carbono; las obligaciones de compra de energía con incentivos tarifarios o las primas sobre los precios de las tecnologías convencionales.

Adicionalmente en casi todos los países desarrollados existen diversos programas de incentivos a la investigación y desarrollo en materia de energía renovable.

En los países en desarrollo, además de criterios medioambientales, en los últimos años las propuestas de apoyo a las energías renovables, si bien todavía tímidas y poco perfeccionadas, tienen también su origen en la necesidad de procurar medios alternativos para proveer de servicios energéticos a zonas rurales y remotas que no tienen acceso a los mismos en la actualidad. Las barreras de costo que suponen las energías renovables para los países en desarrollo hacen necesario que continúen y se incrementen los esfuerzos de asistencia financiera y de transferencia tecnológica por parte de países industrializados. En los últimos quince años el *global environment facility*, (Facilitador global del ambiente) –GEF- ha destinado mas de 650 millones dedolares en 60 países para apoyar el desarrollo de proyectos renovables, si bien esta cantidad resulta insuficiente ante la magnitud del reto de proveer energía a 2,000 millones de personas. Las regulaciones así como sus propuestas, son mecanismos de legislaciones flexibles amparables por instrumentos económicos para el fomento de –ERN- figura 53.

Figura 53. Instrumentos económicos de fomento de las energías renovables.



Fuente: Antonio San Segundo, *Índices de renovabilidad energética.*, Tesis doctor UPM, pg. 259

En mayor o menor medida casi todas las administraciones han implantado medidas que tienden a fomentar el uso de las energías renovables. Así en el ámbito europeo, el libro verde “hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético”, publicado por la comisión en el año 2000.

Este propone el fomento de las energías renovables y de la cogeneración para lograr el doble objetivo de reducir la dependencia energética y limitar la emisión de gases de efecto invernadero. De igual forma la directiva 2001/77/CE, de 27 de diciembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables en el mercado interior de la electricidad, presenta las líneas básicas en materia de regulación.

La directiva introduce la posibilidad de desarrollar mecanismos de costos recogidos en las tarifas (modelos *feed-in*, proporcionales a los costos), sistemas de certificados verdes (en los que precios no están fijados de antemano, sino que dependen del equilibrio oferta-demanda), así como otras propuestas para recoger las externalidades del suministro. La intención de la directiva es avanzar en la armonización de los esquemas de incentivo a las renovables de cara a un futuro mercado interior de la energía. A continuación se verá la regulación, legislación y propuestas de algunos países europeos en la contemplación de las energías renovables en su modelo de generación tal el caso nuevamente de Alemania por ser el pionero de las energías renovables; pero antes de entrar de lleno con este país, mencionaremos la existencia en Guatemala de la ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

GUATEMALA:

En el año 2003, el Congreso de la República aprobó el Decreto 52-2003, donde se establece la “*Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energías Renovables*”, la cual tiene como objetivo primordial, promover y desarrollar una mayor participación de las energías renovables en la generación convencional de electricidad, además de fomentar el conocimiento de las mismas para su aplicación, velando por la protección del medio ambiente, el desarrollo sostenible y el aumento gradual de las tecnologías de energías renovables (generación distribuida), para descargar la demanda de suministro de electricidad que actualmente tiene el país de una manera limpia.

De manera general, y de conformidad con lo preceptuado en el Artículo 129 de la Constitución Política de la Republica, el funcionamiento de esta ley se puede explicar en tres preceptos consecutivos su contorno, en donde se declara de urgencia nacional la electrificación del país impulsando el desarrollo racional de los recursos energéticos renovables, con base en planes formulados por el estado y las municipalidades en los cuales podrá participar la iniciativa privada. Para hacerlo más comprensible, a continuación se presentan dichos preceptos, y para ahondar más en la ley de incentivos para el desarrollo de –ERNC- en Guatemala, *ver el anexo 2 del trabajo graduación*

- Es obligación fundamental del estado orientar la economía nacional para lograr la utilización de los recursos naturales, adoptando las medidas que sean necesarias para su aprovechamiento en forma eficiente, en virtud de que el desarrollo de los recursos energéticos renovables es de interés público, así como otorgar incentivos, de conformidad con la ley, a las empresas industriales que se establezcan en el interior de la República y contribuyan a la descentralización
- Guatemala cuenta con recursos naturales renovables suficientes en cantidad y calidad, y que su aprovechamiento otorgará al país una mayor independencia en la compra de los combustibles fósiles, facilitando con ello el suministro de energía económica a favor del consumidor final, de la población guatemalteca y de la región centroamericana en general, minimizando así una fuga irreversible de divisas por concepto de compra de estos combustibles no disponibles localmente.
- Se hace necesario emitir una norma legal que promueva en forma activa el desarrollo y aprovechamiento efectivo de los recursos energéticos en Guatemala, que permita, a mediano y largo plazo, alcanzar un desarrollo continuo de estos recursos, lograr un equilibrio entre las fuentes de energía nacionales e importadas, lo que repercutirá en una mejora de la calidad ambiental del país, y la participación de inversionistas interesados en el sector de energía renovable.

ALEMANIA:

En el año 2000, el Consejo Federal Alemán aprobó la *Ley de Energías Renovables*, la cual tiene como objeto central promover una mayor participación de las energías renovables en la generación de electricidad, además de fomentar la protección del clima y del ambiente, el desarrollo sostenible y el aumento del porcentaje de las energías renovables en el suministro de electricidad con un mínimo del 12.5 % para el año 2010 y un 20% para el 2020, de acuerdo con los objetivos de la Unión Europea (Jürgen,2000).

De manera general, el funcionamiento de esta ley se puede explicar en cuatro fases consecutivas. Para hacerlo más comprensible, a continuación se presenta el ejemplo de un agricultor que genera electricidad con una central de biomasa:

- La ley le otorga al agricultor (generador) el derecho de conectar su central de biomasa a la red de suministro más cercana e introducir la electricidad generada en su central. Cada inversionista de una planta semejante tiene derecho a suministrar su electricidad a la red eléctrica.
- Dado que en Alemania la generación de electricidad, la administración de la red y el suministro están separados, el administrador de la red recibe la electricidad para traspasarla a la distribuidora, que le reembolsa lo que pagó por la electricidad.
- El distribuidor debe pagarle al agricultor la tarifa establecida en la ley por la electricidad suministrada.
- La distribuidora puede mezclar la electricidad proveniente de la central de biomasa del agricultor con el volumen total de la energía que suministra, o puede comercializarla por separado como electricidad generada por energía renovable, es decir como electricidad ecológica. En el primer caso, la distribuidora recibe el pago de todos los consumidores de electricidad, en forma prorrateada a través del precio de la electricidad. En el segundo caso, el cliente que explícitamente compra electricidad generada por energías renovables, tendrá que pagar la tarifa establecida en la ley.

La ley rige las tarifas de electricidad proveniente de centrales eólicas, solares, geotérmicas, micro-hidroeléctricas, biomasa y biogás.

Los montos de las tarifas para la electricidad suministrada varían, pero siempre rige el siguiente principio: *La Ley de Energías Renovables* fija las tarifas asegurando el funcionamiento rentable de la planta, siempre y cuando se trate de una planta moderna operada en forma racional. Las tarifas establecidas no pueden garantizar utilidades en una planta mal administrada, lo que implica un reto para el empresario.

Dicho de otro modo, si alguien decide invertir en una planta eléctrica a base de energías renovables, tiene la posibilidad de generar ingresos con el capital invertido, siempre y cuando administre su planta de manera adecuada. Este aspecto es la base para adquirir capital privado y poder prescindir de fondos públicos. Por ejemplo, al observar el caso de la energía eólica, la experiencia en Alemania ha demostrado que la posibilidad de generar ganancias, con el sistema de tarifas establecidas en la *Ley de Energías Renovables*, es el estímulo determinante para invertir en estas fuentes.

Las tarifas varían según el tipo de generación de electricidad, la capacidad instalada y la región en donde se encuentran ubicadas las plantas. Por ejemplo, al interior del país las tarifas son diferentes para la energía eólica que en la zona costera, tomando en cuenta las diferencias de oferta eólica según la región. Todas las tarifas se rigen por el principio de la rentabilidad. Al mismo tiempo, se pretende evitar tarifas demasiado elevadas para prevenir ganancias exageradas y cargas muy altas para los consumidores.

Desde el 1° de enero del 2002, se introduce una disminución de las tarifas de compra de energías renovables para las nuevas instalaciones que se han construido a partir de esta fecha. De esta forma, se pretende estimular un decremento de los costos de inversión y financiamiento. Por el contrario, en el caso de las plantas que ya estaban operando se mantendrán las tarifas válidas en el momento de su puesta en marcha, ya que de otro modo el generador no tendría la suficiente seguridad para su inversión. Todas las tarifas se pagarán como máximo durante 20 años, lo que es aproximadamente el plazo de amortización de este tipo de plantas. El Ministerio de Economía revisa periódicamente si el desarrollo del mercado permite una reducción de las tarifas antes de los plazos fijados. El Parlamento puede acoger estas propuestas y determinar otras reducciones de las tarifas. En la medida en que con el paso de los años las energías renovables se adapten a los precios de electricidad habituales en el mercado, esta ley perderá su justificación.

La *Ley de Energías Renovables* contempla también diferentes aspectos de la utilización de la red de electricidad. Al generador de la planta le corresponden los costos de conexión a la red. Si requiere un refuerzo de la red para que la electricidad pueda salir de su planta, le compete al operador de la red asumir los costos, pues él puede, a través del pago de la utilización de la red, cargar estos costos al cliente. La Oficina de Mediación en el Ministerio Federal de Economía interviene en el caso de posibles conflictos.

Finalmente, la *Ley de Energías Renovables* contempla un mecanismo que asegura que todas las distribuidoras en Alemania incorporen un porcentaje similar de electricidad a base de energías renovables. De este modo, se evita que las regiones costeras, que tienen un alto porcentaje en energía eólica, tengan una mayor carga que las regiones al interior del país con menos centrales eólicas. Los propios administradores de la red se preocupan de la compensación de los costos (*Jürgen, 2000; Hans-Josef Fell, 2002*).

Actualmente, Alemania es uno de los países que más éxito mundial ha demostrado en este ámbito. En el 2003, cerca del 13% de la capacidad de generación global de Alemania era eólica y la energía generada de estas centrales en el 2001 representó el 8.1% de la generación total de electricidad. Además es importante señalar que este país, es en estos momentos, líder mundial en sistemas solares fotovoltaicos ya que, tan solo en el 2003 se instalaron 130 MWp y se espera una tasa de crecimiento del 50% para este año.

Asimismo, se espera que para el 2004, se encuentren instalados más de un millón de metros cuadrados de colectores solares (*Worldwatch Institute*, 2003; IEA-a, 2002; ISES, 2004).

En el año 2003, el empleo de las energías renovables permitió reducir las emisiones de bióxido de carbono en aproximadamente 53 millones de toneladas, de las cuales 23 millones, es decir, el 44%, del total reducido, se atribuye a la aplicación de esta ley.

También, es importante señalar que el establecimiento de esta ley permitió la creación del alrededor de 120,000 empleos (Ministerio del Medio Ambiente de la Federación Alemana, 2004). Por último, cabe destacar que actualmente un tercio de la energía eoloeléctrica del mundo se está generando en Alemania (*Schroeder Gerhard*, 2003).

El 2 de abril de 2004, la Cámara Baja del Parlamento Federal Alemán (*Bundestag*), aprobó modificaciones a la ley relativa a la promoción del uso de las fuentes de energía renovables que tienen por objeto mejorar sustancialmente las condiciones básicas de la introducción a la red, la transmisión y la distribución de la electricidad generada a partir de las fuentes de energía renovable.

3.3.3 Tecnología, mano de obra y capital de las energías renovables.

La infraestructura científico-técnica e industrial mundial permitiría en el corto plazo insertarse en la dinámica industrial y de servicios relativa a la generación eléctrica con energías renovables. En este aspecto, es la falta de objetivos de corto, mediano y largo plazos, el primer desincentivador de inversiones en la planta industrial, y desde luego, de la vinculación tecnológica, capacitación de recursos humanos y diseminación pública estructurada para lograr la transición pública, y la conformación para lograr la transición energética a un esquema sustentable basado en energías renovables.

El desarrollo tecnológico de los sistemas de conversión de energías renovables a electricidad ha permitido un continuo descenso de sus costos de producción eléctrica, y sobre la base del costo nivelado durante su vida útil, su competitividad con tecnologías convencionales -explotaciones eólicas, hidráulicas, biomásicas e híbridas solares -ciclo combinado -. Sin embargo, es necesario considerar las externalidades en la explotación de combustibles fósiles para tener una comparación más adecuada. Por otro lado, los sistemas de conversión de energías renovables a electricidad son los más intensivos en bienes de capital, ya que no se paga por combustibles, sino por tecnología y mano de obra, por lo que valorar su aportación eléctrica en términos de costos marginales de corto plazo, pagando únicamente energía con base en sus costos variables no hace posible, de ninguna manera, el incluir a pequeños productores en la oferta nacional de electricidad.

Los modelos de convenios de adhesión a que se sujetan los permisionarios de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, relativos a interconexión, porteo, venta de excedentes, respaldo y venta de energía "económica", obedecen a un esquema muy restringido de opciones que no contempla la riqueza de modalidades y alternativas que pueden tener la generación distribuida, considerando cogeneración y las energías renovables.

Se requiere una metodología de evaluación económica que considere las disimilitudes entre energéticos fósiles y renovables, y de una base normalizada de comparación económica que permita establecer condiciones reales de mercado y competencia económica.

Existen los mecanismos financieros adecuados para el desarrollo de las inversiones en generación eléctrica a partir de energías renovables, pero es indispensable un marco regulador que garantice la compra de la energía eléctrica generada, bajo un contrato de largo plazo que permita cubrir el crédito concedido para su realización.

Por otra parte, no se han explicado las ventajas ambientales de la utilización de energías renovables y su valor económico inherente. Además que es evidente la existencia de un proceso centralista, no lo suficientemente claro y sí muy engorroso, para realizar los trámites del informe preventivo de su respectivo impacto ambiental y obtener el visto bueno de las entidades ecológicas a nivel mundial.

3.3.4 Obstáculos para las energías renovables.

Básicamente el mayor obstáculo que se presenta a la hora de implantar energías renovables es el de origen legislativo, económico, técnico, político. Para las energías eólica y solar en particular y las energías renovables en general, existe una indefinición jurídica a nivel mundial, y son pocos los países que cuentan con este acuerdo legislativo para dar marcha a tan sustentable recurso. Si bien los recursos naturales, al no referirse a las energías renovables en particular; las deja en un vacío jurídico al momento de establecer la reglamentación de concesiones y explotación, así como de declarar reservas territoriales a las áreas susceptibles de explotación en gran escala para la generación eléctrica. Por otra parte, la peculiaridad, ambiental como energías difusas, intermitentes y generalizadas, su bajo impacto ambiental y su carácter prácticamente inextinguible como base de un sistema energético sustentable, amerita un énfasis especial.

Las energías renovables requieren de una definición jurídica para ser objeto de derecho y de regulaciones específicas, atendiendo a sus propias características; la explotación de los combustibles fósiles no puede tener los mismos criterios que la explotación de energías renovables. Estamos inmersos en un proceso mundial de transición energética hacia un modelo de desarrollo sustentable, en el cual es deseable que los instrumentos y políticas energéticas promuevan e incentiven lo que haya que promover e incentivar y desalienten y penalicen lo que haya desalentar y penalizar.

A continuación se expone un resumen sintético de todos los obstáculos identificados:

- Estructuras energéticas existentes (regulación del sector eléctrico, resistencia de las empresas eléctricas a la generación descentralizada, etc.)
- Políticas regionales y nacionales (políticas de precios, incentivos económicos, marcos legislativos, etc.)
- obstáculos económicos (coste de capital por energía producida, sistemas demasiado pequeños para poder beneficiarse de la economía de escala, no consideración de costes externos en sistemas convencionales, preferencias de inversión, desconocimiento de riesgos, etc.).
- Obstáculos técnicos (escasez de estandarización, intermitencia de suministro, inviabilidad de grandes plantas, etc.).
- Desconocimiento de los agentes de decisión energéticos del potencial real y ventajas de las energías renovables.

3.3.5 Reestructuración de las energías renovables.

El punto de partida para iniciar una reestructuración energética es la voluntad política para hacerlo. Esta voluntad política surge de la convicción de la necesidad ineludible de un replanteamiento estratégico del desarrollo del sector energético en general y del eléctrico en particular.

A raíz de la crisis petrolera desatada el 16 de octubre de 1973, los países desarrollados entendieron la necesidad imperiosa de diversificar sus fuentes energéticas y racionalizar el consumo. El problema radica como se menciono anteriormente que no existe en la mayoría de países en vías de desarrollo una política sustentable de desarrollo idóneo de mediano y largo plazos. El plan de desarrollo energético ha sido tradicionalmente la suma aritmética de los programas de expansión del sector eléctrico.

Los problemas actuales se reducen a considerarlos problemas de caja y los mecanismos de privatización que se ensayan corresponden más a una moda que a una estrategia clara de abordar los retos del futuro. Debemos encarar la pregunta ¿cuál deberá ser y cómo el sistema energético sustentable y suficiente para la generación de nuestros nietos? Las instituciones necesarias sólo podrán ser definidas y concebidas cuando tengamos claro las necesidades a satisfacer mediante recursos limpios e innovadores.

Esto ha cambiado últimamente, sin embargo, persiste la debilidad estructural. Las instituciones de Investigación y Desarrollo hacia las tecnologías de implantación por recursos renovables pueden constituirse en la otra instancia básica en relación con las energías renovables y la eficiencia energética. Por otra parte, la investigación y desarrollo relativos a las energías renovables requiere de un marco institucional adecuado, mecanismos de financiamiento apropiados y coordinación con los centros de investigación de las instituciones de educación superior; que complementen el desarrollo tecnológico con la formación de los cuadros técnicos y científicos necesarios, para crear una real reestructuración hacia las energías renovables, base de nuestra sostenibilidad.

La investigación aplicada que se realiza en las instituciones de educación superior es fundamental para la formación de científicos y tecnólogos en el área de las tecnologías renovables y crear conciencia de la necesidad de las mismas, tal como se realiza en países desarrollados como Alemania y Japón, y emergentes como Corea del Sur, entre otros.

3.3.6 Transición de las energías renovables para su aplicación.

Iniciar una transición energética hacia las energías renovables, dejando atrás los ambiguos términos de generar energía, es una decisión inminente, necesaria y sustentable que demanda criterios de seguridad mundial y debe procurar una evolución estructural ordenada que evite condiciones de ruptura y trastornos económicos y sociales que pongan en riesgo la estabilidad política. La transición a una etapa post-combustibles fósiles es un tema recurrente desde la crisis petrolera de octubre de 1973, la cual, sumada al proceso actual de cambio climático, vino a acelerar la transición y a consolidar la tendencia hacia un nuevo esquema energético que se alcanzará en el transcurso de una generación.

La energía eléctrica siempre se ha considerado como el principal motor del desarrollo económico y social. En los países en vías de desarrollo, por lo general las empresas suministradoras de los servicios son monopolios estatales, y tradicionalmente subsidian la energía eléctrica; lo que la experiencia ha mostrado es que los subsidios provocan un uso ineficiente y una mayor intensidad energética por unidad de producto.

Pretender que la energía, como el agua potable, sea barata y abundante es descabellado, sea barata y abundante es descabellado en un mundo donde los requerimientos de aire limpio, agua potable, energéticos y recursos naturales, están cada día más comprometidos por una tasa de crecimiento de la población mundial cercana a los cien millones de nuevos habitantes por año, y de no darse este devenir hacia estas tecnologías limpias acabaremos con nuestra propia especie humana.

3.3.7 Ausencia de costos ambientales por parte de las energías renovables.

Otro elemento que distorsiona la determinación de costos de la electricidad a partir de diversas tecnologías y recursos primarios es que no existe aún un consenso, por no decir legislación, que considere incluir los costos ambientales. La internalización de estos costos ha sido un tema polémico, por señalar lo menos, ya que trasciende un asunto meramente metodológico al abarcar espacios de intereses legítimos e ilegítimos.

Una forma neutra de costear la generación eléctrica, considerando esas externalidades, es justamente asumiendo no provocarlas, lo que significa considerar una termoeléctrica sin emisiones de gases a la atmósfera -NO_x, SO₂ y CO₂- y sin consumo de agua de enfriamiento. Por otra parte, la utilización de recursos naturales no renovables tiene un costo social, al significar una depreciación de los recursos naturales vistos como reservas. Estas reflexiones muestran que, desde el punto de vista del desarrollo sustentable, se carece de los elementos metodológicos que permitan realizar análisis de alternativas con el menor costo integral a largo plazo.

3.3.8 Acciones identificadas con respecto a la utilización de renovables.

Los recursos energéticos renovables son lo suficientemente extensos y abundantes para soportar el desarrollo del Sistema Eléctrico a toda escala, en un esquema post-combustibles fósiles de desarrollo sustentable. Se requiere la decisión política para asumir el papel que las energías renovables deben desempeñar en el corto, mediano y largo plazos, así como, para el caso del sector eléctrico, definir la conceptualización de lo que realmente es el sistema eléctrico convencional y sus regalías hacia el medio ambiente.

Es requisito indispensable definir como objetos de derecho las energías renovables, y de este modo sentar las bases para reformar la legislación y el marco regulatorio del servicio de energía eléctrica, al considerar básicamente tres aspectos:

- La reconceptualización del sistema eléctrico como instrumento del desarrollo económico y social.
- Distinguir el uso, aprovechamiento y beneficios de la implantación de energías renovables de los energéticos convencionales de origen fósil.
- Fomentar la generación distribuida o generación in situ bajo modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y con el tiempo a macro escala productiva enfatizando el uso de energías renovables no convencionales.

También, se necesita ampliar las facultades y atribuciones de las entidades inmersas en el proceso de la conversión a renovables para que actúen como un verdadero árbitro y pueda emitir resoluciones sobre casos no previstos en la ley y sus reglamentos, con agilidad para solucionarlos.

Es urgente definir una política de investigación, desarrollo tecnológico y disseminación, que se sustente en la capacidad humana y física de centros e institutos de investigación y la industria establecida, con el apoyo estatal de cada país involucrado en el proceso, para el desarrollo de los aspectos estratégicos que permitan la asimilación social de estas tecnologías, al estimular la participación en este nuevo panorama, con la creación de empleos y de proveedores a nivel mundial.

Es necesario revisar el criterio de "energía económica" bajo el concepto de sustentabilidad, impactos ambientales, vulnerabilidad y riesgos, diversificación y confiabilidad de largo plazo, así como las aportaciones de energía y capacidad de las distintas energías y tecnologías de conversión. Dado el carácter intensivo en capital de los sistemas conversores de energías renovables se requieren contratos de compra de largo plazo para posibilitar dichas inversiones.

Se necesita la ampliación de esquemas y modalidades de los contratos de adhesión vigentes, así como la modificación del procedimiento general de trámite de permiso, el que debe partir de un diagnóstico preliminar de los términos generales de acreditación, porteo y compra de energía, que permitan en una etapa temprana del proyecto evaluarlo económicamente así como diagnosticar su viabilidad financiera.

Los instrumentos y fondos para financiar proyectos comerciales de generación eléctrica con energías renovables existen y están disponibles; sin embargo, no es así para proyectos piloto o demostrativos, en los que el Estado debería crear los mecanismos de financiamiento, como pueden ser impuestos especiales al consumo de energéticos fósiles. Estos mismos mecanismos son requeridos para apoyar la investigación, el desarrollo y la disseminación de estas nuevas y apremiantes tecnologías.

4. BARRERAS QUE IMPIDEN LA EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN HACIA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4.1 Particularidades de la generación distribuida y las consecuentes dificultades para su inserción

Cualquiera que sea la fuente de energía renovable considerada, es conveniente tener presente que existen, primero, obstáculos de índole estructural a su desarrollo. El sistema económico y social ha sido concebido y desarrollado de forma centralizada en torno a las energías convencionales (carbón, petróleo, gas natural y nuclear) y, sobre todo, en torno a la producción eléctrica.

Pero el problema más importante es de orden financiero. Debemos ser conscientes de que determinadas energías renovables requieren grandes inversiones iniciales, igual que ha sucedido históricamente con otras energías, como el carbón, el petróleo o la energía nuclear.

Una de las posibilidades de financiación de las energías renovables podría consistir en someter las fuentes de energía más rentables —la energía nuclear, el petróleo, el gas, a alguna forma de contribución al desarrollo de las energías renovables y por ende a la generación distribuida como un todo.. Cabe pensar, por ejemplo, en un impuesto parafiscal para financiar un fondo regional o nacional para las inversiones iniciales necesarias. Además, varias fuentes de energía renovables, antes de que puedan alcanzar un umbral de rentabilidad, podrán necesitar ayudas al funcionamiento durante períodos relativamente largos.

Actualmente, esta contribución se ha instaurado ya en algunos países, bien mediante tarifas fijas para las energías renovables, bien mediante la obligación de adquisición de *certificados verdes*, bien mediante licitaciones para una determinada capacidad.

Por último —este problema debe resolverse en el marco de la subsidiariedad—, las normativas nacionales, regionales y locales deberían adecuarse en términos de urbanismo y ocupación del suelo, con el fin de conceder una clara prioridad a la implantación de instalaciones de producción de energías renovables. Es un tanto paradójico que, al inicio del desarrollo de la energía nuclear, las poblaciones no pudieran oponerse a la instalación de un reactor nuclear y que puedan hoy obstaculizar el desarrollo de instalaciones de energías renovables. Hay que destacar asimismo que los obstáculos administrativos y ambientales son hoy mucho mayores que durante el desarrollo de las energías convencionales y se traducen en unos costes de inversión suplementarios.

En todos estos ámbitos se están abriendo paso varios procesos. Mientras las energías renovables se asociaban en el pasado a una energía descentralizada y de producción restringida, hoy empieza a desarrollarse la creación de granjas eólicas, a veces en el mar. Ello permite integrar las energías renovables en un plan de producción y consumo centralizado a gran escala.

A falta de una ruptura tecnológica, la evolución espontánea en materia de costes podría reforzar también la posición de las energías renovables en el mercado, bien debido al nivel elevado de precios del petróleo, bien a causa de la repercusión del «precio de los certificados de emisión» en el coste de inversión de las energías convencionales.

Sin embargo, no cabe contemplar un desarrollo regular del mercado de las energías renovables sin una política voluntaria por parte de los poderes públicos a medio plazo. Dicha política puede englobar un abanico de decisiones, que van desde medidas fiscales drásticas que favorezcan las energías renovables o la obligación de compra por los productores de electricidad y los distribuidores de un porcentaje mínimo de electricidad producida a partir de renovables hasta ayudas a la investigación o la financiación (bonificaciones de intereses, fondos de garantía, impuesto parafiscal sobre las demás fuentes de energía). Determinadas energías renovables deberían beneficiarse de una ayuda que les permitiera crear mercados comparables a los de las energías convencionales, y ello en el marco de las disposiciones comunitarias en materia de competencia.

En la unión Europea por ejemplo, la presión de la demanda global de gas natural, la capacidad de exportación de los países productores (Argelia, Rusia, Noruega, Países Bajos), pero también de los nuevos productores (como los países de Oriente Medio), el agotamiento gradual de las reservas de hidrocarburos, la subida correlativa de los precios, las dificultades encontradas para la realización de los programas nucleares y el desafío ambiental que plantea la utilización del carbón son otros tantos factores que influyen en las condiciones de abastecimiento.

El consumo energético actual está cubierto en un 41 % por petróleo, un 22 % por gas natural, un 16 % por combustibles sólidos (carbón, lignito, turba), un 15 % por energía nuclear y un 6 % por energías renovables. Si no se hace nada, en el año 2030 el balance energético seguirá descansando en los combustibles fósiles: 38 % de petróleo, 29 % gas natural, 19 % combustibles sólidos y sólo un 6 % de energía nuclear y un 8 % de energías alternas renovables.

El despegue de las energías renovables exige incentivos financieros o fiscales. Los objetivos relativos a los carburantes de sustitución, 20 % en el año 2020, probablemente quedarán en letra muerta si no se adoptan medidas fiscales favorables a los mismos, una reglamentación sobre su distribución por parte de las compañías petroleras y acuerdos voluntarios con la industria.

Además, la Unión Europea debe prestar especial atención a la movilización de ayudas financieras a las energías renovables, que, a muy largo plazo, son las más prometedoras para la diversificación del abastecimiento. Esa política de control de la demanda por las energías renovables mediante generación distribuida es tanto más necesaria cuanto que sólo ella permitirá afrontar el desafío del cambio climático.

4.2 Barreras para la introducción de la generación distribuida.

Las barreras para la integración de la generación distribuida mediante energías renovables por el momento son amplias y complejas, pero sin embargo ciertas aplicaciones de dichas energías han alcanzado plena madurez tecnológica y son económicamente competitivas, pero su nivel de integración en las estructuras energéticas debería ser mayor, ya que la situación actual dista en muchos casos de ser óptima.

“La extensión limitada del empleo de las energías renovables en la actualidad no es por la ausencia de una tecnología adecuada, sino por la inercia del sistema económico y político que no reacciona a las necesidades de la humanidad, haciéndolo únicamente a la situación de mercado”

Se han realizado muchos estudios para identificar las barreras que impiden esta difusión y así poder delimitar y solucionar el problema. Las principales barreras identificadas se pueden agrupar en las siguientes categorías:

Estructuras energéticas: existentes (regulación del sector eléctrico, resistencia de las empresas eléctricas a la generación descentralizada, etc.).

Políticas y de regulación: regionales y nacionales (políticas de precios, incentivos económicos, marcos legislativos, etc.).

Barreras económicas y de mercado: (coste de capital por energía producida, sistemas demasiado pequeños para poder beneficiarse de la economía de escala, no consideración de costes externos en sistemas convencionales, preferencias de inversión, desconocimiento de riesgos, etc.).

Barreras técnicas: (escasez de estandarización, intermitencia de suministro, inviabilidad de grandes plantas, etc.).

Desconocimiento tecnológico, cultural hacia la –GD–: de los agentes de decisión energéticos del potencial real y de las ventajas de las energías renovables.

García Casals identifica algunas barreras para la integración de las energías renovables en los países en vías de desarrollo. Entre ellas están el desigual acceso al capital de inversión (mayor coste de instalación, problemas de mercado y financiación y un mayor coste de tramitación); las distorsiones del mercado energético (subsidios carbón, etc., tarifas inferiores a costes reales, externalidades); las herramientas de planificación suelen ir unidas a sistemas centralizados; y la inexistencia de unas instituciones fuertes para la comercialización de renovables (científicas y tecnológicas, empresariales, mantenimiento, construcción).

Zegers (2001) señala como principales barreras para el desarrollo de la energía fotovoltaica los costes económicos (que pueden disminuirse aumentando la producción, mejorando la eficiencia y utilizando los tejados para la instalación de paneles con lo que se evitan los costes en suelo) y su carácter intermitente. Además, señala como barreras comunes para la penetración en el mercado de las instalaciones fotovoltaicas y las pilas de combustible las siguientes: no existe una demanda que facilite la producción a gran escala de equipos renovables (al menos en módulos fotovoltaicos); requieren grandes inversiones en nuevas infraestructuras; la mayor parte de la producción renovable se dirige a la electricidad, siendo aun pequeña la penetración en el campo del calor y el transporte; la producción es dispersa por lo que dificulta su aprovechamiento por parte de la gran industria; y, además, se producen conflictos de usos.

Respecto a este último aspecto, se señala como el uso energético de la biomasa puede chocar en ciertas regiones con el aprovechamiento alimentario de los cultivos o incluso con su aprovechamiento industrial. La idea de *conflicto de uso* también es apuntada por Mercedes Molina (1989) para el caso de la hidroelectricidad, donde se producen tantos conflictos por el uso del agua (regadíos, consumo), como por el uso del territorio (inundación de áreas de cultivo).

En resumen, la integración de las energías renovables cuenta con barreras que en muchos casos son superables. Sin embargo, algunas están delimitadas por las propias características del recurso (aleatoriedad de la fuente, carácter distribuido y de bajo rendimiento, fluctuaciones diarias y estacionales, conflictos de uso). No obstante, otras barreras como las económicas y financieras, las jurídicas y normativas y las tecnológicas, son superables haciendo un esfuerzo en la planificación, en la clarificación del mercado energético y en la actitud política y social.

4.2.1 Barreras tecnológicas.

Todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de generación distribuida; muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado.

La calidad de las instalaciones con energías renovables ha sido otro de los “talones de Aquiles” en la implantación de estas tecnologías. Las razones han sido de distinto tipo, así por ejemplo, se ha considerado que estas instalaciones tenían muy poca dificultad técnica cuando la realidad ha demostrado que aunque son instalaciones relativamente sencillas, su realización en zonas aisladas les proporciona una dificultad añadida nada despreciable. En muchos casos no se ha superado la etapa inicial de implantación debido a las dificultades de crecimiento. También ha influido la carencia de estandarización de sistemas y componentes derivada, entre otras razones, de la ausencia de una normativa técnica específica. Debido a estas y otras cuestiones se ha producido una ausencia de un mantenimiento adecuado.

Para evitar estos problemas es necesario actuar en dos direcciones. En primer lugar es necesario crear una **infraestructura humana y tecnológica** que permita suministrar una adecuada calidad de servicio a unas instalaciones dispersas geográficamente que requieren grandes costes de micro-gestión y de viajes de mantenimiento. En segundo lugar, se deben de elaborar **normativas técnicas** que garanticen la calidad de las instalaciones. Es imprescindible la elaboración de normas, del sistema completo y de cada uno de sus componentes o, en el caso de que ya existan, depurarlas y actualizarlas.

La estandarización es una opción que puede impulsarse en el ámbito político y que conducirá a un incremento de confianza para los inversores y reducirá los costes asociados al mantenimiento y emplazamiento de equipos.

Por su importancia e interés actuales (*STÖHR*, 1996, págs. 445- 446), se analiza en este punto la estandarización de las instalaciones de producción de energía eléctrica descentralizada con energías renovables, centrandó el análisis en las fotovoltaicas.

Eduardo Lorenzo, en su examen del estado de la electrificación rural fotovoltaica (Lorenzo, 1997), considera que “el primer paso hacia la estandarización es la determinación de las necesidades eléctricas en KWh/día”. Esta demanda de energía es perfectamente conocida para aplicaciones profesionales, pero para la electrificación de viviendas, el consumo depende de las preferencias del usuario.

Por otra parte, la modularidad de las instalaciones de energías renovables facilita el diseño a medida del sistema. Para realizar dicho diseño es necesario conocer la demanda concreta. Esto ha llevado a una situación en la que han proliferado instalaciones muy diferentes en cuanto a diseño, instalación, etc. La necesidad de aumentar la fiabilidad y de disminuir los costes, obliga a la estandarización de las instalaciones y de los equipos utilizados. Por lo tanto, además de la estandarización de los consumos, y en línea con ella, es necesario conseguir una homogeneidad en la configuración de las instalaciones, que conduzca a un mayor grado de fiabilidad y a una mayor economía de las mismas.

Dicha fiabilidad pasa necesariamente por el establecimiento de controles de calidad sistemáticos de las instalaciones de electrificación rural, ya que aunque los componentes procedan de compañías de gran prestigio con sus propios y rigurosos controles de calidad internos, las condiciones particulares de la instalación pueden requerir modificaciones. Esto se traduciría en el tratamiento adecuado de temas que frecuentemente se descuidan como son la calidad de las conexiones, el dimensionamiento de los cables, etc. que en la práctica dan lugar a una gran pérdida de fiabilidad (Lorenzo, 1997, págs. 16-17).

La base de cualquier procedimiento de control de calidad está en las especificaciones técnicas de materiales, equipos e instalaciones. Varias instituciones y organismos han publicado especificaciones o recomendaciones para sistemas aislados de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos.

R. *Eyras* (1996), en uno de los estudios más completos de estandarización de sistemas aislados, propone unos sistemas para la electrificación rural fotovoltaica de viviendas aisladas con las siguientes características: suministro en continua, 24 V, para iluminación y en alterna, 220 V, para el resto de las cargas; con un tamaño tipo de 400 Wp, 240 Wp y 180 Wp, según la familia sea extensa, intermedia o reducida. Las instalaciones realizadas a través de programas comunitarios emplean generadores FV entre 300 y 1200 Wp, con la mayoría de las instalaciones entre 300 y 800 Wp (*EYRAS*, 1996, pág. 63).

Todavía queda un largo camino por recorrer para que la estandarización de los sistemas se traduzca en la reducción de los costos y en el aumento de la fiabilidad.

Otra de las cuestiones que debe abordarse en la normalización de los sistemas aislados es la elección, en el caso de agrupación de viviendas a electrificar, de sistemas centralizados o descentralizados. Los sistemas centralizados presentan una serie de ventajas como son la minimización de costes (tamaño del generador, ahorro en el sistema de regulación, menor coste del mantenimiento, etc.), además de permitir una cierta gestión de la carga que disminuye la potencia nominal del acondicionamiento de potencia con la pérdida de rendimiento asociada (*EYRAS*, 1996, pág. 11), esta gestión del consumo permite también aumentar el rango de aplicaciones. Además, los sistemas centralizados pueden resultar más atractivos para las empresas eléctricas ya que se asemejan más a su forma habitual de trabajar y de establecer relaciones con el cliente.

Todas las ventajas de los sistemas centralizados quedan solapadas por la escasa fiabilidad de los mismos, principalmente debida a los fallos en los inversores. Esta puede ser la razón por la cual, algunas compañías eléctricas con amplia experiencia en la electrificación rural fotovoltaica, hayan elegido sistemas descentralizados para sus programas de cierta envergadura (Lorenzo, 1997, págs. 14-15).

4.2.2 Barreras técnicas.

Las barreras técnicas son constituidas básicamente por exigencias impuestas por las concesionarias de suministro de energía eléctrica para asegurar la compatibilidad técnica específica entre las nuevas tecnologías de generación mediante energías alternas renovables y la red de distribución a la cual serán interconectados; vale decir todas las exigencias solicitadas para la interconexión. Las barreras técnicas más significativas son las ingentes exigencias técnicas que implantan las concesionarias de distribución de energía en cuanto se refiere a normas de seguridad de las *personas que trabajan en la generación distribuida*, así como *la calidad de energía* que las mismas inyectan a la red. A continuación se verá como impacta la generación distribuida a la calidad de energía, así como el impacto de la misma hacia el personal de mantenimiento de dicha generación especial.

- *En la calidad del servicio:* En líneas generales se puede afirmar que la red de transporte es la garante de la estabilidad y seguridad del sistema mientras que la red de distribución es la garante de la calidad del servicio que perciben los clientes. Más del 90% de los cortes que experimentan los clientes o consumidores finales se deben a la red de distribución, lo cuál es lógico, al ser éstas redes menos malladas (redes radiales puras) que la red de transporte y al estar conectados la mayoría de los clientes a ellas.

La calidad de servicio, en el contexto eléctrico, es el conjunto de características técnicas y comerciales exigibles inherentes al suministro eléctrico, cuya existencia condiciona el cumplimiento de la obligación contractual y las exigencias reglamentarias aplicables. La calidad de servicio engloba la calidad comercial o atención al cliente y la calidad técnica de suministro.

- La calidad comercial: es básicamente la calidad que percibe el cliente en la relación que tiene con la compañía eléctrica. La calidad de servicio en la atención comercial no está relacionada con ninguno de los aspectos técnicos del suministro, sino con la relación que existe entre la compañía distribuidora o comercializadora y el cliente. Está configurada por el conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación. En este tipo de calidad es obvio que la generación distribuida poca influencia tiene.
- La calidad de suministro: a su vez, comprende la calidad de producto y la continuidad de suministro.

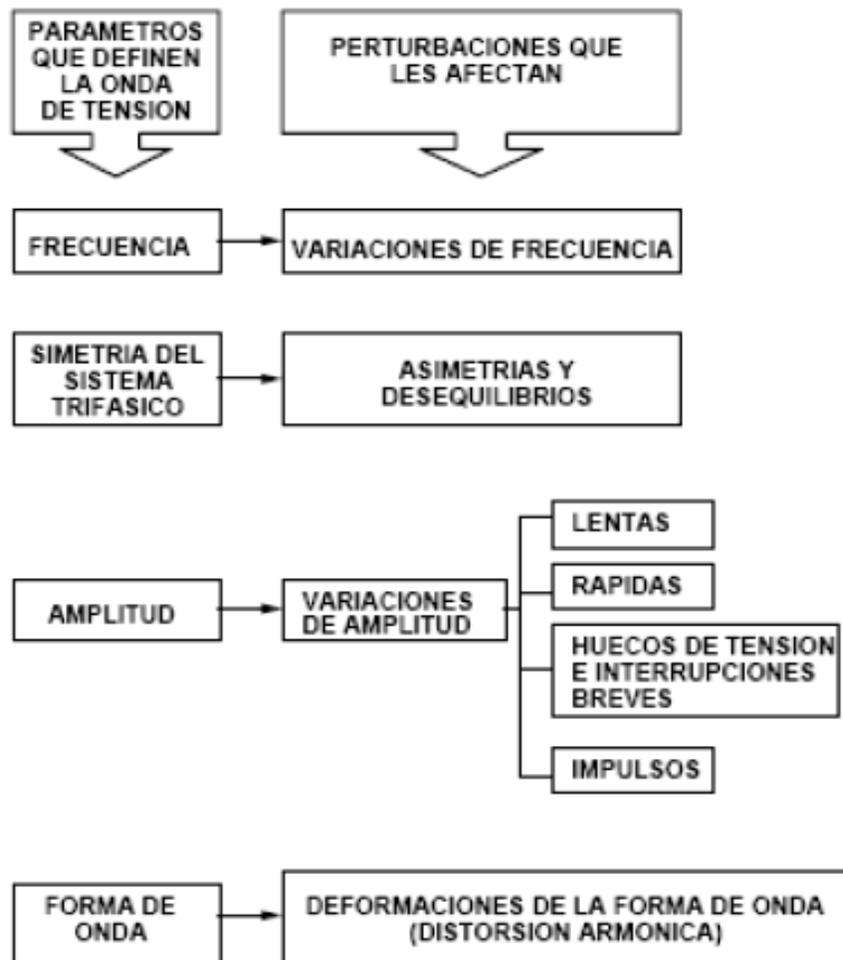
El producto que reciben los clientes es la onda de tensión. Por tanto la calidad de producto la conforman todas aquellas perturbaciones que afectan a las características más fundamentales de la onda de tensión:

- Frecuencia.
- Amplitud.
- Forma de onda.
- Simetría del sistema trifásico.

Los fenómenos o perturbaciones más características que se enmarcan dentro de la calidad de producto son: variaciones de frecuencia, armónicos, variaciones rápidas y lentas de tensión (*flicker*), fluctuaciones de tensión, los huecos e interrupciones breves, los impulsos y las sobretensiones transitorias y los desequilibrios y asimetrías.

Gráficamente se resumen en la figura 54.

Figura 54. Perturbaciones que afectan a la calidad del producto.



Fuente: Javier Bravo, **Energías renovables y sistemas de información geográfica SIG**, Tesis doctor, UCM, España, Pg. 84. Madrid 2002.

Las redes de distribución son típicamente radiales: Es decir, están diseñadas para llevar el flujo de energía en una sola dirección, mientras que la generación distribuida requiere de flujos que se muevan en ambas direcciones, por lo tanto surge la necesidad de tener sistemas de distribución enmallados o en anillo.

A continuación se mostrara en la tabla XX los parámetros que afectan las perturbaciones correspondientes a alteraciones de las características de la onda de tensión.

Tabla XX. Perturbaciones correspondientes a alteraciones de la onda de tensión.

Características de la onda de tensión	Perturbaciones correspondientes a alteraciones de las características	
	Denominación	Descripción
Frecuencia	Variaciones de frecuencia	Variaciones de la frecuencia respecto a la nominal de 50 Hz
Amplitud	Variaciones lentas de tensión	Variaciones de la tensión de servicio respecto a la tensión nominal, durante un tiempo superior a 10 segundos
	Variaciones rápidas de tensión	Variaciones del valor eficaz de la tensión (hasta el 10%) entre dos niveles contiguos, manteniéndose cada uno de ellos durante un tiempo superior a 30 milisegundos Aparecen, tanto de manera esporádica como repetitiva y de forma regular (almenas rectangulares de amplitudes iguales) o no Un caso particular de las variaciones repetitivas es el que origina el fenómeno del <i>flicker</i>
	Huecos de tensión e interrupciones breves	Bajadas bruscas (entre el 10% y el 100%) del valor eficaz de la tensión, seguidas de un restablecimiento después de un lapso de tiempo comprendido entre 10 milisegundos y algunos segundos
	Impulsos de tensión	Variaciones bruscas del valor instantáneo de la tensión, de magnitudes que pueden llegar a ser varias veces la de la tensión nominal, con duración comprendida entre algunos microsegundos y pocos milisegundos
Forma de onda	Distorsión armónica	Deformación de la onda senoidal que puede ser descompuesta en ondas senoidales, una de ellas de 50 Hz (componente fundamental) y otras de frecuencias armónicas (múltiplos de 50 Hz)
Simetría del sistema trifásico	Desequilibrios y Asimetrías	Desigualdades de módulos en las fases y/o de sus desfases relativos en el sistema trifásico considerado

Fuente: Javier Bravo, **Energías renovables y sistemas de información geográfica SIG**, Tesis doctor, UCM, España, Pg. 131. Madrid 2002.

El impacto de la generación distribuida más importante se produce debido a los huecos de tensión que puede haber en la red. En el resto de impactos: armónicos, desequilibrios etc. no presentan grandes inconvenientes que no hayan introducido otro tipo de conexiones en la red como cargas industriales, sistemas de transporte (Metro), rectificadores, etc.

- Influencia de la –GD- en el personal de mantenimiento: Cada año, de cara a maximizar la vida útil, fiabilidad y rentabilidad de las inversiones que se realizan en las instalaciones hay que realizar tareas de mantenimiento. Las operaciones de red más importantes que permiten los trabajos de mantenimiento en la red de distribución son los descargos y los regímenes especiales.

Los descargos se ejecutan para trabajos en los que se precisa la ausencia de tensión para poder llevarlos a cabo. Los regímenes especiales se planifican para aquellos trabajos que pueden realizarse con tensión en la red.

La repercusión que tiene la –GD- con la seguridad del personal que realiza un trabajo en una línea o en una subestación se debe a que en el pasado, según la estructura tradicional de las redes, la generación se encontraba conectada a redes de muy alta tensión. Debido a esto la desconexión de la alimentación de la cabecera de una línea en media tensión daba muchas garantías de la no existencia de tensión en toda la línea de media tensión. El mismo razonamiento se puede aplicar en distintos niveles de tensión.

En las compañías distribuidoras existen como regla básica de seguridad lo que se denominan las cinco reglas de oro. Estas reglas fueron creadas para maximizar la seguridad en el trabajo a la hora de realizar cualquier tipo de descargo.

Regla 1: abrir con corte visible o efectivo (visible o señalizado por un medio seguro) todas las fuentes de tensión mediante interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.

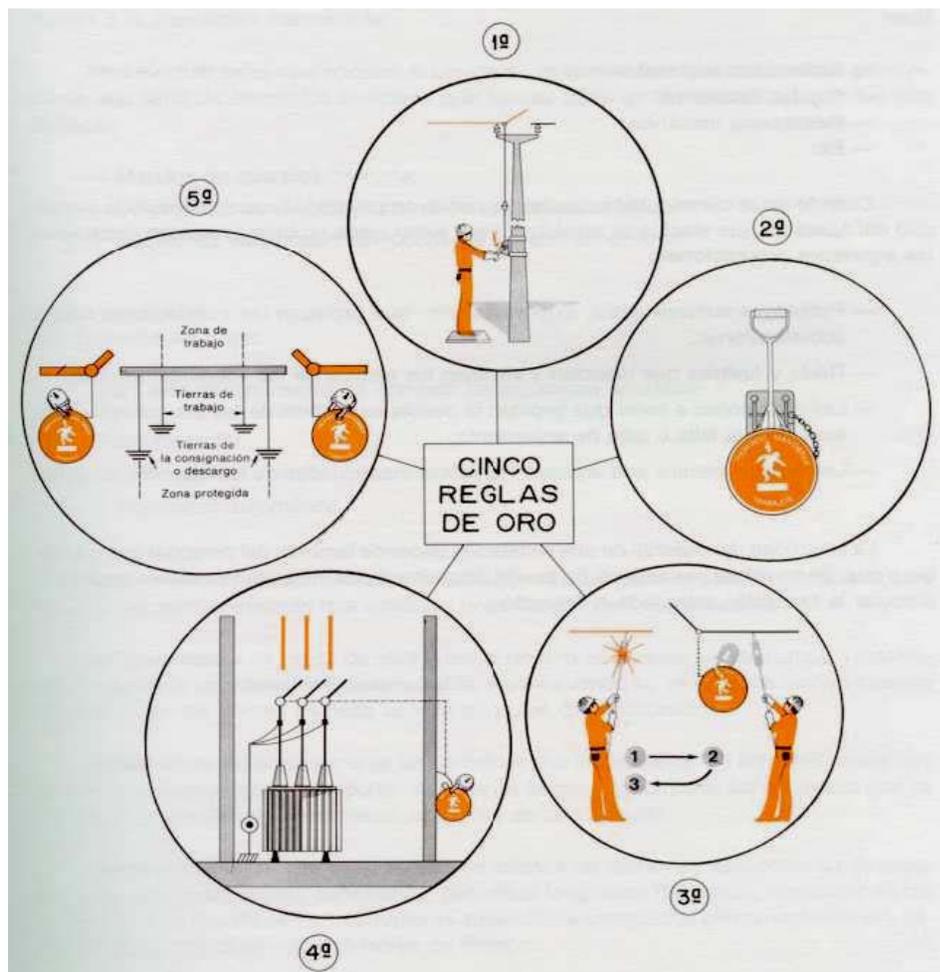
Regla 2: enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización.

Regla 3: reconocimiento de ausencia de tensión.

Regla 4: puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.

Regla 5: colocar las señales de seguridad adecuadas delimitando la zona de trabajo.

Figura 55 La cinco reglas de oro de la –GD- en la seguridad del personal de mantenimiento.



Fuente: David Treballe, **Generación distribuida en España**, Tesis master, COMILLAS, Pg. 111.

El aspecto crítico se produce entre la regla 2 y 4, pues es muy importante comprobar ausencia de tensión, ya que ahora se puede tener tensión de retorno desde “*aguas abajo*”.

Hoy en día es relativamente habitual abrir el interruptor de cabecera de una línea de distribución al comprobar ausencia de tensión y detectar tensión de retorno si algún generador se ha quedado en isla.

Análogamente cuando se abre la salida de baja de un –CT- es frecuente encontrar tensión de retorno en los cables de baja tensión –BT- al tener generación conectada. Para evitar este tipo de situaciones una posible alternativa sería la disponibilidad de teledisparo en aquellas instalaciones generadoras conectadas a red o bien, como en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas en -BT-, que las instalaciones generadoras tengan mecanismos de desconexión de la red cuando detecten ausencia de tensión.

4.2.2.1 Formación profesional de certificación de instalaciones de –GD-

Esta formación profesional que se menciona está íntimamente ligada a la del personal no capacitado, y esta barrera representa un problema grande aunque nada infranqueable. Ya que actualmente no se cuenta con personal calificado en todas las áreas de las energías renovables, tanto a nivel técnico como de gestión, y el desarrollo de las capacidades es heterogéneo; por ejemplo el desarrollo de la energía solar es mayor. Este desarrollo desigual propicia que mayoritariamente se desarrollen proyectos aprovechando un tipo de fuente de energía, limitando el desarrollo del resto de ellas.

A pesar de existir la capacidad en recursos humanos técnicos para el desarrollo en energía solar, no existe la capacidad en el diseño y gestión de proyectos. Una solución ante esta barrera es el desarrollo de un programa de construcción de capacitación en energías renovables y su aplicabilidad en generación distribuida.

4.2.2.2 Escasez de conocimiento en equipo y tecnología en –GD–.

Básicamente esta escasez de conocimiento del equipo y propiamente de la tecnología de la generación distribuida abarca a todos los sectores poblacionales, instituciones, ya que todavía se ven como tecnologías incipientes y muchas de ellas ni siquiera son conocidas, tal es el caso de la solar térmica, la hibridización de tecnologías misceláneas, tal como la eólica-diesel, y la bionergia por mencionar algunas, esto con respecto a la tecnología en si, imaginemos cuanto mas desconocimiento con respecto al equipo implicado en el proceso.

Actualmente la población en general desconoce de las opciones comerciales que se tienen para aprovechar las energías renovables, por lo que se limitan a usar las convencionales. Es necesario hacer una mayor difusión de las tecnologías disponibles por cada región, para que de esta manera, los potenciales usuarios las tomen en cuenta en el momento de evaluar que opción tomar. La difusión se puede realizar a través de la creación de centros de información y servicios. Además los equipos en el mercado deberían contar con etiquetados que permitan informar al consumidor de los beneficios de usos (económicos y ambientales).

La mayoría de los inversionistas consideran a las energías renovables como tecnologías inmaduras; sin embargo no es cierto que no lo estén. Actualmente están completamente desarrolladas y son una solución clara para los problemas de energía y medio ambiente. Hoy en día se puede acceder a tecnologías de gran fiabilidad por lo que el problema de tecnología confiable realmente no es una barrera para el desarrollo de las energías alternas renovables.

Sin embargo, el hecho que el país tenga diferentes climas y características geográficas obliga a tener presente algunas consideraciones referidas a los efectos de la temperatura, corrosión, descargas eléctricas, etc. que usualmente no son tomadas en cuenta en el diseño de sistemas ocasionando que los equipos tengan una eficiencia menor a la esperada y disminuyan su periodo de vida.

4.2.2.3 Falta de conocimiento por parte de las instituciones académicas con respecto a la generación de energía por medio de energías renovables.

Desde cualquier punto de vista es en este tema donde se debería de hacer mayor hincapié, ya que las instituciones académicas son las entidades que tienen que crear conciencia técnico-científico-profesional a todo nivel de la generación distribuida y su potencial beneficio mediante energías renovables, ya que de esta manera se diversificara el conocimiento isotropicamente a todos los actores mundiales, ya que existe insuficiente conocimiento en la ciudadanía sobre la eficiencia energética y las energías renovables, el cambio climático y la seguridad energética, y el nivel del índice de desarrollo humano. Por ende también es insuficiente la relación que existe entre estos conceptos.

La difusión entre la ciudadanía de los temas mencionados, permite que esta adopte como valores deseables la sostenibilidad y la seguridad energética, y que las vincule con la eficiencia energética y las energías renovables. Al incorporarse estos conceptos a las demandas sociales de la ciudadanía, el sistema político tiene respaldo para llevar adelante los cambios necesarios.

La difusión y creación de conciencia en torno a los aspectos mencionados, permite interesar a los privados y las empresas, los que se verían beneficiados al aprovechar las oportunidades que ofrece este nuevo mercado de las energías renovables. Entre estos los fabricantes y comercializadores de equipos y accesorios, arquitectos, constructoras, empresas proyectistas, contratistas instaladores, proveedores de servicios y consultores.

Asimismo las universidades y centros de formación podrían crear una nueva oferta de carreras técnicas y universitarias, con impacto en las personas pues implicaría nuevas profesiones y nuevas fuentes de trabajo en el campo de la generación distribuida.

Estamos en presencia de un nuevo paradigma tecnológico centrado en la sostenibilidad del uso de los recursos y que esta especialmente presente en el tema de la energía. Es importante acompañar el desarrollo de este paradigma para aprovechar las oportunidades que ofrece. La decisión de invertir o crear incentivos a la inversión, en investigación y desarrollo en energías renovables, tendría varios efectos positivos, no solo en cuanto al desarrollo de las energías renovables *per se*, sino también para el desarrollo de nuevos mercados y actividades económicas.

Las tecnologías incipientes – y es el caso de las energías renovables – tienen que ser abordadas en sus inicios para poder encontrar una línea de trabajo que pueda ser convertida en una aplicación práctica, en una nueva actividad comercial y en nuevas fuentes de trabajo. Es en este momento que se pueden abordar la búsqueda de nichos en nuevas tecnologías de las que la sociedad se pueda beneficiar en 15 ó 30 años más, pues a futuro las barreras de entrada pueden ser muy altas.

4.2.3 Barreras comerciales.

Las barreras comerciales son aquellas provenientes de las exigencias de determinados procedimientos contractuales entre los generadores distribuidos mediante energías renovables y la distribuidora o concesionaria de energía convencional. Aunado a estos procedimientos esta la dificultad de encontrar un funcionario de la concesionaria de distribución que conozca a fondo los procedimientos para la conexión de generadores independientes distribuidos en dicha área de concesión o que el mismo este autorizado para interceder o responder por la concesionaria de energía ante las eventualidades que plantea la generación in situ (básicamente la conexión a red).

Entre las dificultades comerciales básicas y que toda tecnología de la generación distribuida mediante renovables no convencionales encontrara sin mediar razón están la tasas establecidas por las empresas de distribución de energía para poder realizar la interconexión y para la propia demanda de generación en modo de autoconsumo.

Además y como era de esperarse existen cualquier cantidad de pagos a realizar por seguros e indemnizaciones, elevadas exigencias operacionales y atrasos o desfases en el aprovechamiento de los proyectos de energías renovables. Existen casos donde la concesionaria de energía obliga a los investigadores de red de distribución, a realizar un estudio sobre todo tipo de impacto implicados en la interconexión a la red de la generación distribuida, o por ejemplo, si se realiza una instalación fotovoltaica, que la misma demuestre su buena practica de instalación para no incurrir en problemas con la red. Dichas tasas de cobros por pequeños generadores autoprodutores de energías limpias son establecidas dentro de una estructura acostumbrada a economías de escala, que necesariamente envuelven grandes cantidades monetarias y generalmente no consideran la envergadura del proyecto a realizar penalizando con ello proyectos pequeños de generación distribuida.

Muchas de esas acciones por parte de las concesionarias acaban por inviabilizar comercialmente los proyectos de generación distribuida de energía mediante renovables y con ello cualquier tecnología nueva que quisiera implantarse en el mercado limpio. Muchos de los elevados requisitos operacionales exigidos acaban entrando en conflicto con las necesidades y potencialidades de los sistemas de generación distribuida. Como las tarifas son de cierta manera establecidas arbitrariamente sin considerar la envergadura de los proyectos de energía, fruto de una tradición de planeación de grandes centrales generadoras se asumen valores exorbitantes cuando realmente son pequeños generadores distribuidos lo que interactúan con la red de distribución.

Las prácticas comerciales desarrolladas para las empresas concesionarias de energía, en general, propician la existencia de una abismal diferencia en el posicionamiento entre las concesionarias interesadas en cierta manera de que no se implementen pequeñas unidades de generación distribuida para producción de energía verde. En el caso de que las empresas distribuidoras estén interesadas en proyectos con energías renovables, prácticamente no existirían barreras comerciales hacia la misma.

4.2.4 Barreras de regulación y de mercado.

En la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la generación distribuida como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan. Las barreras regulatorias son provenientes principalmente de la estructuración de tarifas impuestas a los generadores distribuidos y de la prohibición del funcionamiento en paralelo con la red de distribución a la hora de querer interconectarse.

Mientras que en otros países desarrollados por supuesto lejos de penalizar la generación distribuida mediante energías alterna renovables, crean incentivos que motiven a expandir dicha generación verde y de esta manera obtener grandes beneficios de la misma.

Por ejemplo en Brasil las tarifas y tasas de descuento que se le imponen a los generadores distribuidos mediante energías alternas renovables son por lo general el pago de encargos de energía es decir cubrir y entrar a generar a la hora de mayor demanda, costos de salida del sistema, costos de mantenimiento de una capacidad de generación de seguridad (*Backup* eléctrico). Además que se ha llegado al punto de que ciertas concesionarias de energía hacen descuentos a las tarifas regulatorias de electricidad con tal que un generador distribuido no se conecte a la red infinita (*grid*), ya que según ellos afecta la integridad propia del sistema, sin ver los beneficios que la misma pudiese traerles para aliviar el pico de demanda horaria.

4.2.5 Barreras económicas, financieras y legales.

Aunque la curva de costes de la mayoría de las fuentes renovables está decreciendo rápidamente, su uso se ve en muchos casos obstaculizado por el mayor coste de inversión frente a los ciclos de combustible convencionales.

Ello se debe fundamentalmente al hecho de que los precios de la energía y los combustibles no reflejan actualmente los costes totales, incluido el coste externo que representa para la sociedad el daño ambiental causado por el uso de combustibles fósiles y convencionales. La pregunta sería: ¿puede ser competitiva la energía de origen renovable? A continuación se muestra algunos costos en la tabla XXI.

Tabla XXI. ¿Puede ser competitiva la electricidad renovable?

	Precio actual € céntimos / kWh	Coste final € céntimos / kWh
Fotovoltaica	25-50	6-10 (3-5)
Eólica	4-9	2.5 - 5
Biomasa	4-8	3 - 5
Geotérmica	12	4
Solar térmica	12	4

Fuente: Libro blanco de la generación distribuida en España, APPA, Marzo 2006, Pg. 83.

Algunos estudios muestran que las energías renovables tendrían una cuota de mercado mucho mayor, en el estado actual de la tecnología, si, por ejemplo, el precio de los combustibles fósiles reflejará los costos totales de las externalidades, sobre todo el coste derivado de la protección del medio ambiente.

En muchas ocasiones, la evaluación económica de un sistema renovable no considera aspectos como la durabilidad de las instalaciones, su escaso coste de operación y mantenimiento, la ausencia de gastos de combustible (y por lo tanto la independencia de los precios del mercado) y el coste ambiental positivo que supone la ausencia de emisiones de bióxido de carbono CO₂.

Por otro lado, la evolución de los precios de las energías renovables permite ser optimistas respecto a su competitividad futura. En este sentido, la tabla XXI muestra como el precio esperado de las diferentes tecnologías supone una reducción superior al 50% en la mayoría de los casos.

La Comisión Europea, en el informe sobre el proyecto Atlas, señala las siguientes barreras impuestas por el mercado al conjunto de las renovables: los bajos precios de las energías convencionales; la inconsistencia de las estructuras de precios, el bajo retorno económico ofrecido por las compañías eléctricas a los productores independientes y el incremento que supone el IVA en los componentes renovables; la infraestructura de la oferta energética no está diseñada para estas nuevas tecnologías; la inexperiencia en el mercado energético lo que implica un aumento de los costes de gestión; y la distancia entre la localización de algunas fuentes y los grandes consumidores.

Entre los principales *problemas financieros* comunes a la mayoría de los proyectos de energías renovables, cabe citar los prolongados períodos de amortización al nivel actual de precios.

Sin indicaciones claras del escenario futuro, los inversores y las instituciones financieras son incapaces de tener una visión a largo plazo de los proyectos. Así por ejemplo, en el estudio *La energía en Europa hasta el año 2020*, se indica literalmente como “(...) los resultados cuantitativos hallados confirman (...) que puede haber futuros energéticos muy distintos” (confirmando así un nivel de incertidumbre que perjudica notablemente a las renovables.

Suelen sobrestimarse, por tanto, los riesgos, tanto comerciales como técnicos, percibidos por las instituciones financieras y los inversores. A lo anterior se añade el hecho de que la escala de muchos proyectos renovables es demasiado pequeña para muchas instituciones financieras, lo que explica que sean numerosos los proyectos energéticos renovables, sólidos y económicamente viables, que no superan la fase de planificación.

Por otro lado, los *marcos jurídicos* sobre montes, aprovechamiento de aguas públicas, medio ambiente, etc., tienen una influencia fundamental en la implantación de las energías renovables. En cualquier plan de integración de las energías renovables se deben analizar estos marcos jurídicos con el objeto de detectar las posibles barreras y proponer nuevos planteamientos. En este sentido, y a modo de resumen, se reproducen las conclusiones de Valero Urbina (1983) en su estudio de la Comarca de Sanabria, que no han perdido actualidad:

"(...) puede decirse que el marco jurídico debe enfocarse hacia la supresión de algunas trabas existentes en la actualidad... A regular y fomentarla obtención de ciertos productos energéticos sustitutivos de las gasolinas y gasóleos... a descentralizar la producción de energía para suministro al medio rural; al fomento de aquellos aprovechamientos que supongan además de la obtención de energía otros beneficios indirectos... y, por último, al establecimiento de ayudas técnicas y financieras para el aprovechamiento de las fuentes alternativas de energía en el medio rural".

4.3 Comentario sobre las barreras identificadas.

Básicamente el comentario sobre las barreras modeladas en esta tesis nos llevara a la de cada una en lo particular para de esta forma implantar las tecnologías de la generación distribuida en un ámbito competitivo y de beneficio para todos.

Para la superación de estas barreras, especialmente las de tipo técnico y económico, se deben continuar desarrollando tareas de investigación y desarrollo que conduzcan a mejorar los rendimientos, aumentar la fiabilidad y reducir los costes. Las trabas de tipo económico que impiden la expansión de las renovables pueden salvarse a base de unos costos realistas y transparentes de los combustibles tradicionales que reflejen los costos marginales y las externalidades. (-*ECOTEC*-, 1994, págs. 21-23).

En este sentido, R. Sáez (1999) apunta que la consideración del coste total de la energía, es decir, la inclusión de las externalidades en el precio final de la misma, conlleva una serie de ventajas en la toma de decisiones sobre aspectos tales como la selección de tecnologías y combustibles en función de su impacto ambiental, la introducción de nuevas tecnologías energéticas, la selección de emplazamientos desde una perspectiva global, el establecimiento de prioridades en la planificación energética, medioambiental y en la investigación, la optimización de las regulaciones sobre contaminación, el diseño de estrategias para un desarrollo sostenible y la contabilidad verde.

Este proceso de *internalización* de los costes externos o externalidades contempla las siguientes etapas: identificación de las externalidades; definición de los efectos de las mismas y de sus rutas de impacto; cuantificación y valoración económica; selección del mecanismo de internalización; y, por último, la implantación del mecanismo seleccionado.

Para realizar esta internalización se pueden utilizar *instrumentos económicos* tales como: impuestos sobre emisiones y procesos, impuestos sobre el tipo de combustible; comercialización de permisos de contaminación; subsidiación de fuentes energéticas; desgravaciones fiscales; y medidas promocionales de carácter divulgativo y educativo.

En esta línea, también resulta muy interesante la llamada *tarifa verde* que consiste en que el consumidor pueda seleccionar el origen renovable de su consumo eléctrico aunque esto le suponga un costo añadido. Un estudio reciente desarrollado en el Reino Unido expone la conclusión de que una gran mayoría de los consumidores están dispuestos a asumir un sobre coste en esta *tarifa verde* del 2%. Esta capacidad de ofrecer *KW. verdes* será un factor claro de competitividad de las empresas eléctricas.

Por su parte, García Casals (1995) propone las siguientes estrategias para la superación de estas barreras: integrar las energías renovables en proyectos más amplios; mejorar la capacidad local para la comercialización de las energías renovables; y adecuar las instalaciones a las circunstancias locales.

Siguiendo con las estrategias para la integración, F. Ferrando (-CIEMAT-, 1995b, pág. 22.12) resume las condiciones necesarias para que las energías renovables se incorporen a la oferta energética en las siguientes: madurez tecnológica, comercial e industrial; disponibilidad y recursos; competitividad económica; e inexistencia de condicionantes externos para su aplicabilidad.

En cualquier caso, es esencial el papel desarrollado por los actores sociales, entre los que destacan las autoridades locales y regionales. Por lo que se hace necesario que los diferentes agentes de decisión dispongan de instrumentos de planificación energética regional, que evalúen las potencialidades técnicas y económicas de las energías renovables.

Hay varios proyectos en marcha con el objetivo de diseñar herramientas o sistemas de soporte de decisiones sobre energías renovables para las regiones de los países de la Unión Europea. Todos estos proyectos tienen una serie de características comunes tales como la gran cantidad de datos técnicos y socioeconómicos que manejan; el perseguir metodologías “universales”, aplicables a cualquier región; la utilización de una o varias regiones de prueba; y, especialmente interesante para este estudio, el empleo, como base del método, de *Sistemas de Información Geográfica* (-SIG-).

CONCLUSIONES

1. La Generación distribuida o Generación *in situ* mediante energías alternas renovables, se presenta como la alternativa más viable y efectiva a corto plazo para aliviar los problemas provenientes de un crecimiento radial de la demanda de energía, así como la dependencia de los combustibles fósiles derivados del petróleo para generación de energía eléctrica a grandes escalas.
2. La Generación Distribuida ofrece beneficios importantes, por ejemplo retrasar inversiones de capacidad en los sistemas, reducción de pérdidas tanto en transmisión como en distribución, mejorar la confiabilidad, mejorar la calidad de energía entre otros. Sin embargo, su integración en la red de distribución representa desafíos importantes, porque los sistemas de distribución han sido diseñados para una operación radial (es decir flujo de potencia unidireccional). Estos problemas aumentan a medida que crece la penetración de la misma en la red de distribución.
3. A mediano y largo plazo, la red de distribución evolucionará operativamente y estructuralmente hasta convertirse en una red similar a la de transmisión mediante la implementación de la generación distribuida en todo el espectro de energías alternas renovables y sus tecnologías asociadas, rompiendo así con el paradigma de la generación convencional de energía eléctrica centralizada.
4. Entre las modalidades más comunes de conexión de la generación distribuida en modo aislado o en *grid connection* se encuentran: la configuración aislada autónoma de una sola carga sin interconexión a red, configuración aislada autónoma con transferencia automática e interconexión a la red (*Stand-By*), generación distribuida interconectada a la red, pero sin venta de excedente, (Autoconsumo), generación distribuida interconectada a la red, con venta de excedente (Bidireccional).

5. A nivel mundial las energías alternas renovables tales como la solar, eólica, hidroeléctricas, biomasa y geotérmica han sido vistas como soluciones viables, objetivamente alcanzables, y deseables para el abastecimiento energético, el alza internacional del petróleo y derivados, la seguridad e índice de nivel de vida humana, los desafíos climáticos productos de gases de efecto invernadero y contaminación ambiental.
6. las tecnologías de la generación distribuida que más alcance han tenido por el momento a nivel mundial son: las turbinas de gas, microturbinas, turbinas de vapor, ciclos combinados termosolares (calentamiento de agua), motores alternativos, mini-hidráulica, eólica, solar, y pilas de combustible de hidrógeno, entre otros.
7. Las principales barreras encontradas para la implementación y difusión de la generación distribuida mediante energías alternas renovables en Guatemala básicamente se deben a: Estructuras energéticas existentes (regulación del sector eléctrico, resistencia de las empresas eléctricas a la generación descentralizada), políticas regionales y nacionales (políticas de precios, incentivos económicos, marcos legislativos, decretos-leyes, acuerdos-reglamento aunque actualmente en Guatemala ya existe la norma 171-2008 que habla acerca de la Generación distribuida), barreras económicas (coste de capital por energía producida, sistemas demasiado pequeños para poder beneficiarse de la economía de escala, no consideración de costos externos en sistemas convencionales, preferencias de inversión, desconocimiento de riesgos), barreras técnicas (escasez de estandarización, intermitencia de suministro, inviabilidad de grandes plantas), y por último y uno de los más importantes, el desconocimiento de los agentes de decisión energéticos del potencial real y ventajas de las energías alternas renovables.

RECOMENDACIONES

1. Que los sistemas eléctricos de distribución de energía convencionales evolucionen o trasciendan hacia las tecnologías de la generación distribuida, para de esta forma no incurrir en altos costes por mala calidad de energía, liberar la capacidad actual del sistema, evitar costos en líneas de transmisión, e incrementar la confiabilidad de los equipos, tal como el transformador de potencia en el sistema de distribución.
2. Mejorar la estabilidad de las redes radiales de distribución en Guatemala, para que la interconexión a la red mediante las tecnologías de la generación distribuida sea en norma aceptada, y no se presenten una variedad de problemas como suele darse cuando la estabilidad de las redes es demasiado baja.
3. Que las autoridades del Ministerio de Energía y Minas MEM promuevan activamente el desarrollo de todo el espectro de tecnologías de energías alternas renovables para trascender hacia la sostenibilidad energética y de esta forma evitar el agotamiento de los recursos naturales, delimitar el efecto invernadero, la disminución de la capa de ozono, la desertización, el ingente cambio climático, el calentamiento global, la contaminación, y por ende aumentar el nivel de vida, entre otros.
4. Que la interconexión de generación distribuida mediante motores de combustión interna y turbinas, a la red de distribución, se realice mediante generadores síncronos, para no afectar los parámetros eléctricos intrínsecos del barraje infinito.

5. Que la interconexión a la red mediante generación distribuida proveniente de turbinas eólicas de gran capacidad se realice por medio de generadores de inducción, o generadores asincrónicos.
6. Que la interconexión a la red mediante generación distribuida proveniente de turbinas eólicas de pequeña capacidad, micro-turbinas, celdas de combustible de hidrógeno, y sistemas fotovoltaicos, se realice por medio de inversores de alta eficiencia, pero que a su vez presenten costos bajos de adquisición.
7. Utilizar el inversor bidireccional multinivel con aislamiento electrodinámico en alta frecuencia como el más eficiente y económico en su línea para aplicaciones de generación distribuida que requieran alto nivel de seguridad y un bajo costo a la hora de la interconexión con la red eléctrica de distribución.
8. Aumentar la investigación y aplicación en la tecnología de celdas de combustible de hidrógeno que ya se encuentran en proceso de producción, ya que son más eficientes que la mayoría de las otras tecnologías de generación *in situ*, debido a que el hidrógeno se posiciona como el combustible inagotable del mundo, gracias a su bajo costo y a sus dos isótopos nucleares deuterio y tritio, abundantes en el agua de mar.
9. Eliminar mediante la difusión, conocimiento y fomento del Decreto **No. 52-2003** acerca de la ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable, así como también el Acuerdo Gubernativo **No. 211-2005** acerca del reglamento de la ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable, y la norma Guatemalteca de generación distribuida de conexión a red **171-2008**, todas las barreras tecnológicas, técnicas, económicas, comerciales, políticas, ya que a esta última se le puede achacar en buena medida la limitada penetración de las mismas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Antonio San Segundo Hernández. **Análisis de la financiación para la cooperación en el ámbito de las energías y de los instrumentos financieros aplicados al suministro de electricidad en zonas de desarrollo.** Tesis doctoral Universidad Politécnica de Madrid. (España). Noviembre 2005. 717pp. Disponible en <http://www.upm.es>.
2. A CBO paper, “Prospects for distributed electricity generation” **Congress of the united state, congressional budget office.** September 2004. 129pp.
3. Armando Herrera, Microcentrales Hidroeléctricas y electrificación Rural. Tesis ingeniería USAC. (Guatemala). Octubre 1996. pp. 9-12.
4. Arraigada Mass, Aldo Gary. Evaluacion de la confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. Tesis magíster en ciencias de la ingeniería (Chile), Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 1994. 108pp.
5. Baran, Mesut y Felix Wu. “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction a load balancing” **IEEE Transaction on power delivery.** (Estados Unidos) V.4, abril 1989. No. 2, pp. 1401-1409
6. Civanlar, S y otros. “Distribution feeder reconfiguration for loss reduction” **IEEE Transaction on power delivery.** (Estados Unidos) V.7, Julio 1988. No. 3, pp. 1217-1229.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones. Guatemala 1998. Mayo 2008. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>.
8. Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, Plan de expansión del sistema de transporte y generacion de energía eléctrica en Guatemala 2008-2022. Mayo 2008. Documento No. 1 y 2, pp. 12-56. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>.
9. Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, Normas técnicas del servicio de distribución. Guatemala 1998. Mayo 2008. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>.
10. David Trebolle Trebolle. La generacion distribuida en España. Tesis de master universidad pontificia de Comillas. (Madrid España). Enero 2006. 163pp.

11. Fernando Moscoso, Alternativas para automatizar sistemas de distribución de energía eléctrica. Tesis ingeniería USAC. (Guatemala). Marzo de 2003. pp.1-5
12. Instituto Nacional de Electrificación INDE, El sector eléctrico de Guatemala. Gerencia de planificación. Mayo 2005. Documento No. 2, pp. 23-29.
13. Joshi Hansen & John Bower. “An economic evaluation of small-scale distributed electricity Generation technologies”. **Dissertation for MSc in Energy Systems and the Enviroment, Oxford Institute for Energy Studies**. October 2003. 166pp.
14. Kimmo kauhaniemi & Risto Komulainen. “Distributed Generation-New technical solutions required in the distribution system”. **Thesis for electrical Engineer degree**. (USA). June 2003. 154pp.
15. Konstantinos Angeolopoulos. “Integration of distributed generation in low Voltaje networks: Power quality and economics”. **Dissertation for MSc in Energy Systems and the Enviroment**. (Glasgow, Australia). 2004. 94pp.
16. Ministerio de fomento de España. **Código técnico de la edificación, sección HE5 Energía solar fotovoltaica y eólica**. MFE, 2003. 158pp.
17. O. Guillen. **Energías renovables-una perspectiva Ingenieril**. Editorial trillas, 2004, (España). 128pp.
18. Rony González y Rodrigo Vieyra, Generacion distribuida. Informe final Pontificia Universidad Católica de Chile. Junio de 2003. 41pp. Disponible en <http://www.puc.edu.cl>.
19. Raúl González, Humberto R, Javier Lagunas. Sistemas fotovoltaicos autónomos conectados a la red de distribución, fase II informe interno técnico anual 2003 IEE 01/14/11779/1002. (México). Febrero 2003. 7pp. Disponible en <http://www.iie.com.mx>.
20. R.E. Hester & R.M. Harrison. “Renewable Energy Resource-Sustainability and Environmental Impact”. Royal society of chemistry. (USA). 2003. 140pp.
21. Sergio Henrique Ferreira de Oliveira. “GeraÇao distribuida de electricidade; InserÇao de edifiÇaoes fotovoltaicas conectadas a rede no estado de Sao Paulo”. Tesao doctorado em programa interinidades de pos-graduaÇao em energia. (Sao Paulo, Brasil). 205pp. Disponible en <http://www.usp.br>.
22. Zaneta Erick. Nicaragua con energía Renovable. Proyecto CCOOPENER Energy central 2008. 37pp. Disponible en <http://www.energy-central.eu>.

ANEXO 1
Protocolo de Kyoto

EL PROTOCOLO DE KYOTO.

El Protocolo de Kyoto de diciembre de 1997 concluyó con la adopción de un acuerdo de reducción de emisiones de gases de invernadero por los 39 países industrializados, incluidos los de la antigua Unión Soviética. El compromiso obliga a limitar las emisiones conjuntas de seis gases (Dióxido de carbono [CO₂], metano [CH₄], óxido nitroso [N₂O], hexafluoruro de azufre [SF₆], compuestos perfluorocarbonados [PFC] y compuestos hidrofluorocarbonados [HFC]) respecto al año base de 1990 para los tres primeros gases y 1995 para los otros tres, durante el periodo 2008-2012, en proporciones diferentes según el país: reducción de un 8% para el conjunto de la Unión Europea, un 7% para Estados Unidos y un 6% para Japón. Ucrania, la Federación Rusa y Nueva Zelanda se comprometen a mantener sus emisiones de 1990. En conjunto la reducción global acordada es de un 5,2% para los países industrializados.

En su primera etapa, el Protocolo no obliga a los países en desarrollo, dadas sus reducidas emisiones actuales por habitante, y sobre todo las emisiones históricas acumuladas. Los países industrializados, con el 20% de la población mundial, son responsables de más del 60% de las emisiones actuales y de la práctica totalidad de las emisiones históricas, y a pesar de estos hechos incuestionables, Estados Unidos condicionó la ratificación del Protocolo a la asunción de compromisos por parte de China (el segundo emisor mundial) y otros países en desarrollo.

El Protocolo de Kyoto ha sido firmado por la mayoría de las partes, aunque sólo lo han ratificado la Unión Europea, Canadá y Japón entre los grandes países desarrollados afectados, y según la mayoría de los científicos es un paso totalmente insuficiente para evitar el cambio climático aún en el caso de aplicarse de forma estricta. Incluso este mínimo compromiso se ve amenazado por la oposición del gobierno de Estados Unidos, y los “detalles” de la aplicación y el desarrollo de algunos instrumentos del protocolo, como el mecanismo de desarrollo limpio (CDM) de cooperación de los países industrializados con los países en desarrollo (artículo 12 del Protocolo), los sumideros (art. 3.3, 3.4 y 3.7), el intercambio de emisiones, las iniciativas de aplicación conjunta entre países industrializados (art. 17) y las posibles sanciones por incumplimiento de los compromisos adquiridos.

La Unión Europea tiene, en general, las posiciones más avanzadas entre los países del Anexo I, gracias a la presión de la opinión pública europea y de los partidos verdes, y ya lo ha ratificado, coincidiendo con la presidencia española. Por lo que se refiere a los países en desarrollo, éstos rechazan cualquier medida que pueda impedir su desarrollo, ven con preocupación las repercusiones en sus países y en algunos casos tratan de obtener fuentes adicionales de capital a través del mecanismo de desarrollo limpio. Estados Unidos es el gran responsable del cambio climático, pues con sólo el 4,6% de la población mundial, emite el 24% del CO₂ mundial (más de 20 toneladas por habitante y año). Las emisiones de gases de invernadero en ese país han aumentado un 21,8% entre 1990 y 1998. Sin embargo, el Protocolo de Kyoto lo obliga tan sólo a reducir sus emisiones en sólo un 7%.

Los gobernantes de la nación americana no han querido reducir las emisiones domésticas, y pretenden con todo tipo de artimañas (negativa a ratificar el Protocolo, sumideros, mecanismos de flexibilidad) seguir con su insostenible modo de vida consumista y despilfarrador, a costa de afectar de forma irreversible al clima del planeta.

Los debates sobre las reglas para operar los distintos mecanismos ofrecieron más posibilidades para aquellos que quieren escaparse de sus obligaciones de Kyoto. La Administración Bush decidió no ratificarlo y los negociadores de su Gobierno encabezaron un grupo compuesto fundamentalmente por Australia, Canadá, Japón, Nueva Zelanda y Rusia que buscó dinamitar el acuerdo para permitirles tomar medidas en contra y así reducir las emisiones nacionales.

Finalmente, y de acuerdo a las últimas negociaciones, Canadá, Japón y Nueva Zelanda decidieron ratificar este acuerdo internacional. Estados Unidos, tras haber participado en todas las negociaciones intentando bloquear el proceso, decidió autoaislarse en la lucha contra el cambio climático, secundado por Australia. Tras la ratificación por parte de Rusia en septiembre de 2004 el Protocolo de Kyoto se convierte así en Ley internacional. Poniéndose en marcha todos los mecanismos existentes en él. Por el momento, la UE ha desarrollado ya una serie de directivas, tan necesarias como urgentes, con el objeto de comenzar a reducir las emisiones.

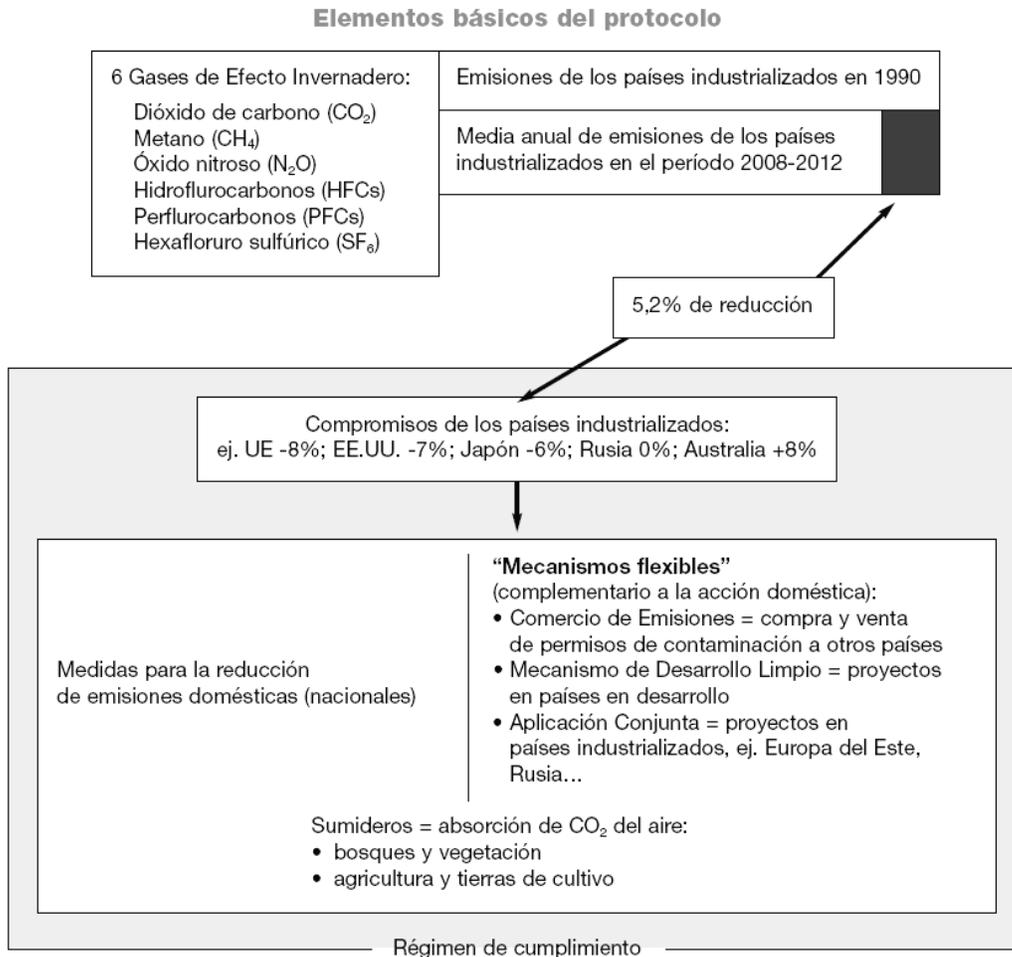
En los 28 artículos del protocolo de Kyoto, en resumen se exponen los siguientes puntos:

- Establece objetivos jurídicamente vinculantes y calendarios para disminuir las emisiones de los países más desarrollados.

- Aborda los seis gases principales del efecto invernadero (la cesta).
- Reconoce que las reducciones de emisiones deben ser creíbles y verificables.
- Destaca las políticas y medidas nacionales eficaces para reducir las emisiones.
- Alienta a los gobiernos a colaborar.
- Asigna metas nacionales a cada país.
- Ofrece una mayor flexibilidad a los países en transición económica.
- Confirma los compromisos más generales de todos los países desarrollados y en desarrollo.
- Innova al conceder a las partes créditos para reducir emisiones en otros países, a través de tres Mecanismos: Comercio de Emisiones, Mecanismos de Implementación Conjunta, y Mecanismos de Desarrollo Limpio. Los dos primeros aplicables entre países con obligaciones de reducción de emisiones.

Este esfuerzo político internacional es de una enorme relevancia, ya que es muy importante empezar a reducir drásticamente las emisiones de gases invernadero, tanto para frenar la velocidad de acumulación de este tipo de gases en la atmósfera, como para evitar recortes excesivamente drásticos en el futuro, que acarrearían problemas económicos y sociales, y acentuarían las desigualdades entre países desarrollados y países en vías de desarrollo.

Figura 56. Elementos básicos del protocolo de Kyoto.



Fuente: wwf/adena-www.wwf.es, **Protocolo de Kyoto: situación actual y perspectivas**, pg, 4

En esta Cumbre, se debe destacar el papel obstruccionista de las grandes multinacionales de la energía y del automóvil, que se oponen a cualquier reducción obligatoria de las emisiones, y a los cuales hay que atribuirles en gran parte el resultado negativo y nimio de la reducción final acordada en la Cumbre de Kyoto, respecto a los niveles de reducciones de emisiones que incidirían efectivamente en una contención del aumento de concentración de gases efecto invernadero.

La solución encontrada para el problema del cambio climático, requiere un cambio radical en el actual modelo energético moderno, basado en el uso intensivo de energías no renovables. El nuevo sistema debería tener como base las energías renovables de menor impacto ambiental y de un modelo que prime el menor consumo energético, en conjunción de una mayor eficiencia energética en todos los sectores económicos. Este cambio implicará cambios en la economía y en la sociedad mundial. Este hecho es el que ha provocado, y esta provocando una actitud laxa en los acuerdos políticos internacionales.

Para analizar los resultados obtenidos en las acciones tomadas por los países que se han comprometido a reducir las emisiones, se celebran nuevas conferencias como las ya realizadas en 1998 en Buenos Aires, en 1999 en Bonn, en 2000 en La Haya (primera parte), en 2001 en Bonn (segunda parte), 2001 en Marrakesh y en el año 2002 en Nueva Delhi.

En la primera cumbre se confecciona el denominado “Plan de Acción de Buenos Aires”, en donde se estableció a la cumbre de la Haya (primera parte) como plazo final para alcanzar un acuerdo sobre los detalles operativos del Protocolo como los mecanismos financieros, métodos de contabilidad de emisiones y reducciones, el desarrollo y transferencia de tecnología, las actividades conjuntas realizadas en la etapa experimental, el programa de trabajo sobre los mecanismos del Protocolo, y medidas para reducir al mínimo los efectos adversos del cambio climático, y/o el impacto de la aplicación de medidas de respuesta; y en general todas las medidas con objeto de fortalecer la implementación de la reducción de emisiones nocivas.

En la segunda cumbre celebrada en Bonn, del 25 de octubre al 5 de noviembre de 1999, se impulsa el Plan de Acción de Buenos Aires, y cuestiones sobre los inventarios de gases efecto invernadero. Se termina con cierto optimismo debido a los acuerdos de agenda alcanzados.

En la Cumbre del Clima que se celebró en La Haya del 13 al 24 de noviembre del año 2000, aparecen tropiezos; primeramente el problema de la ratificación, ya que a 7 de agosto del 2000 los países firmantes de los acuerdos de Kyoto eran 84 y los países que ratificaron dicho Protocolo solo eran 23; cuando para su entrada en vigor hace falta un mínimo de 55 países que firmen la ratificación, y que acumulen un 55 % de las emisiones de CO₂, por lo que existe el peligro real que no entre en vigor nunca. Segundo, los mecanismos de flexibilidad son confusos y no están bien definidos; como el “Comercio de Emisiones” y los “Mecanismos de Desarrollo Limpio”, al no llegarse a un acuerdo sobre una lista positiva de proyectos y no existir acuerdo en su adopción, y en los “Mecanismos de Implementación Conjunta”, en los cuales no se llega a acuerdos sobre cuotas máximas. No existen sanciones para los países infractores en el cumplimiento de los acuerdos de Kyoto, y se negocia la cuantificación de los sumideros (absorbedores naturales de CO₂). Por otra parte, Estados Unidos de América (el país mayor emisor de gases de efecto invernadero del mundo) se niega a ratificar dichos acuerdos, y solicita su no adhesión al Protocolo.

Debido al fracaso de esta Cumbre, se realiza una nueva en Bonn, del 16 al 27 de Julio del 2001 (ampliación), en donde, después de intensos debates, se realizan múltiples concesiones para conseguir el acuerdo, y la tasa de reducción de emisiones se sitúa en el 1,8 % en vez del 5,2 % (entre el 2008 y el 2012) que se planteó en Kyoto. Estas medidas no implican ninguna cuota mínima de reducción a través de medidas domésticas en cada país. Los Mecanismos de Flexibilidad no tendrán cuotas máximas (no habrá limitaciones en el comercio de CO₂ “fantasma” de Rusia y Ucrania, se aceptan los sumideros en la contabilidad de absorciones y emisiones de CO₂) y se permite aplicar esta contabilidad en el primer periodo de compromiso (2008 – 2012). Tampoco se concretan mecanismos de seguimiento y control del cumplimiento del Protocolo. No existen sanciones, solo “sanciones restauradoras” (incrementos de la tasa de reducción en el periodo siguiente). Y se mantiene la incógnita de la entrada en vigor del propio Protocolo, ya que los países que lo ratifican en este momento son solamente treinta y seis.

En la Cumbre de Marrakesh, celebrada entre el 29 de octubre y el 9 de noviembre del 2001, se introducen en el primer periodo de compromiso la contabilización de las absorciones debidas a actividades de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura posteriores a 1990, bajo el epígrafe de las siguientes actividades: forestación, reforestación y deforestación; también, voluntariamente en el primer periodo de compromiso se pueden contabilizar las emisiones y absorciones por las siguientes actividades: restablecimiento de la vegetación, gestión de bosque, gestión de tierras agrícolas y gestión de pastizales, lo cual amplía las cuotas de los sumideros, sobre todo para la Federación Rusa; además la falta de concreción en el tema de las sanciones; y la ambigüedad de las zonas consideradas sumideros, no alientan más que al pesimismo respecto al espíritu del protocolo de Kyoto. En esta cumbre las actividades de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura que se pueden aplicar a los mecanismos de Desarrollo Limpio se limitan a la forestación y reforestación, además, se limita la reducción de emisiones contables por este procedimiento al 1 % de las emisiones del año base (año 1990) (desarrollo del artículo 12 del Protocolo). Se reglamenta, asimismo, el comercio de los derechos de emisiones (artículo 17 del Protocolo), también se acepta que las reducciones realizadas bajo el epígrafe “Mecanismo de Implementación Conjunta” (artículo 6 del Protocolo), se puedan inscribir a partir del año 2000. Todos estos procedimientos descritos anteriormente se podrán aplicar a la contabilidad del primer periodo de compromiso.

En la Cumbre de Nueva Delhi, celebrada entre el 23 de Octubre y el 1 de Noviembre del 2002, se forma la Junta Ejecutiva de los Mecanismos de Desarrollo Limpio, y se crean los procedimientos y actividades que se pueden acoger a este procedimiento compensatorio de emisiones en cuanto a reducción de emisiones.

Las actividades de proyectos a pequeña escala que se pueden acoger a este mecanismo, son tres, que enumeraremos a continuación:

- Proyectos de energía renovable con una capacidad de producción máxima de hasta 15 MW. (o equivalente).
- Proyectos de mejora de la eficiencia energética para reducir el consumo de energía hasta el equivalente de 15 GW hora por año.
- Proyectos de reducción de emisiones antropogénicas por las fuentes, y como resultado de ello, emitan como máximo 15 toneladas de dióxido de carbono equivalente al año 2002.

Con los resultados de esta última cumbre se ha abierto una nueva etapa en la aplicación del Protocolo de Kyoto, en donde se introducen definitivamente los tres Mecanismos de ayuda a las reducciones de emisiones: Comercio de Emisiones entre los países implicados, los Mecanismos de Implementación, y los Mecanismos de Desarrollo Limpio entre países implicados y del resto del mundo. La tabla XXII nos mostrara todo esto en un resumen específico.

Tabla XXII. Resumen de las diferentes cumbres de emisiones 1997-2002.

Cumbre	Año	Sede	Compromisos más importantes adquiridos	Desacuerdos más importantes
COP 3	1997	Kyoto	Protocolo de Kyoto	
COP 4	1998	Buenos Aires	Plan de Acción de Buenos Aires: <ul style="list-style-type: none"> • Plazos para alcanzar acuerdos definitivos sobre detalles operativos del Protocolo • Fortalecimiento en la implementación de la UNFCCC 	
COP 5	1999	Bonn	Se impulsa el Plan de Acción de Buenos Aires	
COP 6	2000	La Haya		<ul style="list-style-type: none"> • Cuestiones financieras • Complementariedad en el uso de los Mecanismos de Flexibilidad • Introducción en los Mecanismos de Desarrollo limpio actividades de forestación, y cambio de uso de la tierra
COP 6ª	2001	Bonn	<ul style="list-style-type: none"> • Acuerdos de Bonn 	<ul style="list-style-type: none"> • EE.UU. repudia el Protocolo de Kyoto • Se posterga la aplicación de los acuerdos de Bonn al COP 7

COP 7	2001	Marrakesh	<p>Acuerdos de Marrakesh:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trasposos de créditos de carbono a periodos de compromiso futuro • Principios para la introducción de los sumideros en los MDL 	<p>Australia, Japón, Canadá, Nueva Zelanda y la Federación Rusa no se suman en un principio al consenso de los Acuerdos de Marrakesh</p>
COP 8	2002	Nueva Delhi	<p>Declaración sobre Cambio Climático y Desarrollo Sostenible</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se adopta las reglas y procedimientos de los Mecanismos de Desarrollo Limpio • Desarrollo y erradicación de la pobreza prioridades en los países en desarrollo. Responsabilidades comunes pero diferenciadas de las Partes 	

Fuente: José Juan Blanch, **Emisiones, gases de efecto invernadero y cambio climático**, tesis doctoral, pg, 26-27 capítulo 1.

ANEXO 2

Decreto No. 52-2003

**Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía
Renovable.**

Figura 57. Decreto 52-2003 aprovechamiento de recursos renovables en Guatemala.



DECRETO NÚMERO 52-2003

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo preceptuado en el artículo 129 de la Constitución Política de la República, se declara de urgencia nacional la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo preceptuado en el artículo 119 de la Constitución Política de la República, es obligación fundamental del Estado orientar la economía nacional para lograr la utilización de los recursos naturales, adoptando las medidas que sean necesarias para su aprovechamiento en forma eficiente, en virtud de que el desarrollo de los recursos energéticos renovables es de interés público, así como otorgar incentivos, de conformidad con la ley, a las empresas industriales que se establezcan en el interior de la República y contribuyan a la descentralización.

CONSIDERANDO:

Que Guatemala cuenta con recursos naturales renovables suficientes en cantidad y calidad, y que su aprovechamiento otorgará al país una mayor independencia en la compra de los combustibles fósiles, facilitando con ello el suministro de energía económica a favor del consumidor final, de la población guatemalteca y de la región centroamericana en general, minimizando así una fuga irreversible de divisas por concepto de compra de estos combustibles no disponibles localmente.

CONSIDERANDO:

Que se hace necesario emitir una norma legal que promueva en forma activa el desarrollo y aprovechamiento efectivo de los recursos energéticos renovables en Guatemala, que permita, a mediano y largo plazo, alcanzar un desarrollo continuo de estos recursos, lograr un equilibrio entre las fuentes de energía nacionales e importadas, lo que repercutirá en una mejora de la calidad ambiental del país y la participación de inversionistas interesados en el sector de energía renovable.

POR TANTO:

En ejercicio de las atribuciones que le confiere el artículo 171 literal a) de la Constitución Política de la República de Guatemala.

DECRETA:

La siguiente:

LEY DE INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE

ARTÍCULO 1. Urgencia e interés nacional. Se declara de urgencia e interés nacional el desarrollo racional de los recursos energéticos renovables. El órgano competente estimulará, promoverá, facilitará y creará las condiciones adecuadas para el fomento de inversiones que se hagan con ese fin.

ARTÍCULO 2. Objeto. La presente Ley tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

ARTÍCULO 3. Desarrollo. Para lograr el objetivo establecido en la presente Ley, el Ministerio de Energía y Minas deberá:

- a) Promover la localización e inventario de los recursos energéticos renovables, que sirvan para la generación de energía.
- b) Impulsar los estudios para estimar el potencial técnico utilizable.
- c) Fomentar y facilitar las inversiones para el desarrollo de generación de electricidad a través del uso racional de recursos energéticos renovables.
- d) Propiciar la oferta energética nacional a través de recursos renovables contribuyendo con esto a una mayor independencia nacional con relación a los combustibles importados.
- e) Contribuir y facilitar los procesos de certificación establecidos en el país, en materia energética, mediante el uso de recursos renovables.

ARTÍCULO 4. Definiciones. Para los efectos de esta Ley se establecen las siguientes definiciones:

- **Fecha Inicio de Entrega -FIE-:** Fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.
- **Órgano competente:** El Ministerio de Energía y Minas, a través de sus dependencias y entidades, será el único órgano competente para conocer y resolver en todos los asuntos técnicos relacionados con la aplicación de esta ley y sus reglamentos.
- **Período de preinversión:** Período en el cual se realizan las actividades correspondientes a los estudios de factibilidad y diseño del proyecto (no

incluye las fases de idea ni prefactibilidad).

- **Período de ejecución:** Período en el cual se realizan las actividades correspondientes a la construcción del proyecto. Comienza al finalizar el período de preinversión y termina al comenzar el período de operación.
- **Período de operación:** Período en el cual se realizan las actividades correspondientes a la operación comercial del proyecto. Este período tiene vigencia desde la FIE hasta finalizar la vida útil del proyecto.
- **Recursos energéticos renovables:** Se definen como aquellos recursos que tienen como característica común que no se terminan o que se renuevan por naturaleza. Incluyen: La energía solar, la energía eólica, la hidroenergía, la energía geotérmica, la biomasa, la energía de las mareas y otras que sean calificadas por el Ministerio de Energía y Minas.

ARTÍCULO 5. Incentivos. Las Municipalidades, el Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, Empresas Mixtas, y las personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía con recursos energéticos renovables gozarán de los siguientes incentivos:

- a) Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable.

Previamente a la importación de la maquinaria y equipo que sean necesarios para desarrollar los proyectos de energía renovable, en cada caso las personas individuales y jurídicas que los realicen deberán solicitar la aplicación de la exención a la Superintendencia de

Administración Tributaria -SAT, quien se encargará de calificar y autorizar la importación.

Este incentivo tendrá vigencia exclusiva durante el periodo de preinversión y el periodo de construcción, el cual no excederá de diez (10) años.

b) Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta.

Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la FIE, por un periodo de diez (10) años.

Esta exención únicamente se otorga a las personas individuales y jurídicas que desarrollen directamente los proyectos y solamente por la parte que corresponda a dicho proyecto, ya que la exención no aplica a las demás actividades que realicen.

c) Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias -IEMA-.

Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la FIE, por un periodo de diez (10) años.

Para aprovechar los incentivos indicados en los literales de la a) a la c) anteriores, el interesado deberá presentar al órgano competente la siguiente información:

- La solicitud deberá ser dirigida al Ministerio de Energía y Minas. Durante los periodos de preinversión y de construcción podrán presentarse ampliaciones a la misma, siguiendo el mismo procedimiento.
- La documentación general del proyecto donde se indique claramente el cronograma de realización del periodo de preinversión, del periodo de

construcción y del periodo de operación.

- Declaración que ha cumplido con lo consignado en la Ley General de Electricidad, en lo que sea aplicable.
- Listado total o parcial de los materiales, equipos y otros asociados a estos periodos, y el tipo del o los incentivos solicitados, especificando el periodo a que corresponden.

El órgano competente estudiará la solicitud; si es necesario, solicitará ampliación de la información y extenderá una certificación que acredite que se desarrolla un proyecto de fuentes renovables de energía y la lista de los insumos, totales o parciales, que efectivamente serán sujetos de exoneración, en los casos que proceda.

El interesado presentará dicha certificación a la Superintendencia de Administración Tributaria -SAT- para que la citada dependencia emita la resolución de exención en un plazo no mayor de treinta (30) días, contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud. La SAT otorgará las exenciones con base en la resolución del órgano competente. Si la solicitud no fuera resuelta y notificada dentro del plazo fijado, la misma se tendrá por resuelta favorablemente.

ARTÍCULO 6. Certificado de reducción de emisiones. Los certificados de reducción de emisiones pertenecerán a los propietarios de los proyectos, quienes de esa forma se beneficiarán de la comercialización de los mismos. Estos certificados serán emitidos por el órgano competente, de conformidad a la cuantificación de las emisiones reducidas o desplazadas por el proyecto.

ARTÍCULO 7. Reglamento. Dentro de un plazo de seis (6) meses, contados a partir de la vigencia de esta Ley, el órgano competente emitirá el reglamento que permita la calificación y

aplicación concreta de los incentivos correspondientes.

ARTÍCULO 8. Derogatoria. Se deroga el Decreto Ley 20-86, Ley de Fomento al Desarrollo de Fuentes Nuevas y Renovables de Energía, así como cualquier disposición que se oponga a la presente Ley.

ARTÍCULO 9. Vigencia. El presente Decreto entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el diario oficial.

**REMITASE AL ORGANISMO EJECUTIVO
PARA SU SANCION,
PROMULGACION Y PUBLICACION.**

**EMITIDO EN EL PALACIO DEL
ORGANISMO LEGISLATIVO, EN LA
CIUDAD DE GUATEMALA, EL DIA
VEINTIOCHO DEL MES DE OCTUBRE DEL
AÑO DOS MIL TRES.**


CARLOS HUMBERTO HERNÁNDEZ RUBIO
PRESIDENTE EN FUNCIONES


GLORIA MARINA BARRILLAS CARIAS
SECRETARIA


LUIS FERNANDO PÉREZ MARTÍNEZ
SECRETARIO



SANCION AL DECRETO DEL CONGRESO NUMERO 52-2003

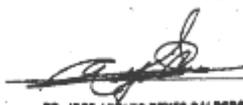
**PALACIO NACIONAL: Guatemala, cuatro de noviembre del año
dos mil tres.**

PUBLIQUESE Y CUMPLASE


JUAN FRANCISCO REYES LOPEZ
Presidente de la República en Funciones




RAUL ARCHILA
Ministro de Energía y Minas


DR. JOSE ADOLFO REYES CALDERON
MINISTRO DE GOBERNACION


MINISTERIO DE GOBERNACION
REPUBLICA DE GUATEMALA, C. A.


Lic. Luis Mijangos C.
SECRETARIO GENERAL
PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA

(1023-2003)-10 noviembre

Fuente: Organismo Legislativo, **Diario de Centroamérica** numero **91**, 10 de Noviembre de 2,003, pg, 1-2-3.

ANEXO 3

Norma. 171-2008

Norma Guatemalteca de Generacion Distribuida, CNEE

Figura 58. Norma Guatemalteca de Ejecucion Distribuida 171-2008.

4 Guatemala, VIERNES 24 de octubre 2008 DIARIO de CENTRO AMÉRICA NÚMERO 46

Organismo Ejecutivo y lo estipulado en los artículos 55 literal e) y 58 del Decreto número 101-97 del Congreso de la República, Ley Orgánica del Presupuesto.

ACUERDA

DEROGAR EL ACUERDO MINISTERIAL NÚMERO 93-2008 DE FECHA 10 DE OCTUBRE DE 2008 Y REFORMAR EL ARTÍCULO 3 DEL ACUERDO MINISTERIAL NÚMERO 66-2007 DE FECHA 20 DE DICIEMBRE DE 2007, REFORMADO POR EL ACUERDO MINISTERIAL NÚMERO 47-2008 DE FECHA 8 DE ABRIL DE 2008, RESPECTIVAMENTE, "MANUAL PARA LA EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA A TRAVÉS DE CONVENIOS",

Artículo 1. Se deroga el Acuerdo Ministerial número 93-2008 de fecha 10 de octubre de 2008.

Artículo 2. Se reforma el artículo 3 del Acuerdo Ministerial número 66-2007 reformado por el Acuerdo Ministerial número 47-2008 de fechas 20 de diciembre de 2007 y 8 de abril de 2008, respectivamente, el cual queda así:

"Artículo 3. Para el cumplimiento de los requisitos a que se refiere este artículo, se otorga al Ministerio de Economía para la ejecución del Programa Nacional de Competitividad (PRONACOM) y a la Secretaría de Coordinación Ejecutiva de la Presidencia para la ejecución de proyectos de vivienda con el Programa de las Naciones Unidas para Asentamientos Humanos (PROHABITAT), el plazo que vence el 15 de diciembre de 2008, para que las Unidades Ejecutoras de dichos Programas realicen sus operaciones administrativas y financieras, con el objeto de cumplir con la obligatoriedad a que hacen referencia los artículos 2 y 3 de esta normativa; por lo que hasta esa fecha podrán seguir operando con base al contrato original."

Artículo 3. Vigencia. El presente Acuerdo empieza a regir a partir del día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

COMUNIQUESE




VICERREINADO DE FINANZAS PÚBLICAS

MINISTERIO DE FINANZAS PÚBLICAS

B-174-2008-08-000000

PUBLICACIONES VARIAS



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE No. 171-2008

Guatemala, 16 de septiembre de 2008
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras funciones, emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la mencionada Ley y su Reglamento.

CONSIDERANDO

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 16 bis, establece que los Distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable y que para el efecto, la Comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación control y comercialización de la

Generación Distribuida Renovable, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Así mismo, el referido artículo dispone que la Comisión evalúe la pertinencia del alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los Distribuidores para la conexión de los generadores distribuidos, así como su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas.

CONSIDERANDO:

Que en Guatemala existe el potencial de obtener energía eléctrica proveniente de fuentes renovables dispersas en todo el territorio nacional, por medio de plantas de generación de pequeña escala, conectadas al Sistema Eléctrico Nacional a través de sistemas o redes de distribución, la que, adecuadamente reglamentada, puede atraer inversiones para contribuir a satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica del país, crear fuentes de desarrollo económico y cambiar la matriz energética de generación del Sistema Eléctrico Nacional para reducir la dependencia de la generación con combustibles fósiles.

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer y emitir las disposiciones generales para facilitar el acceso de fuentes energéticas renovables al Sistema Eléctrico Nacional, en relación a su tamaño, ubicación física, infraestructura eléctrica de las empresas de distribución, así como por el nivel de tensión al cual sea técnica y económicamente viable su conexión.

PORTANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, leyes y normativa citadas y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento,

RESUELVE:

Emitir la siguiente:

NORMA TÉCNICA PARA LA CONEXIÓN, OPERACIÓN, CONTROL Y COMERCIALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE - NTGDR - Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA

TÍTULO I
CONDICIONES GENERALES Y DEFINICIONES

CAPÍTULO I
ACRÓNIMOS, SIGLAS Y DEFINICIONES

Artículo 1. Acrónimos y siglas. En esta Norma se utilizarán los siguientes acrónimos y siglas, así:

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
GDR	Generador Distribuido Renovable
NTDQID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad
LGE	Ley General de Electricidad

Artículo 2. Definiciones. Además de las contenidas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y demás disposiciones legales aplicables, para los efectos de esta Norma se utilizarán las siguientes definiciones:

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según se establece en la Ley General de Electricidad.

Costos de conexión: Son los costos que debe cubrir un Generador Distribuido Renovable, relacionados con las obras e infraestructura eléctrica, inherentes al Punto de Conexión, necesarios para permitir la inyección de la energía eléctrica producida por dicho generador, en las instalaciones de distribución, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y esta Norma.

Dictamen de Capacidad y Conexión: Es el informe elaborado por el Distribuidor que contiene los resultados de la evaluación de la solicitud del Interesado para conectarse a un Punto de Conexión, con el detalle de la información requerida en esta Norma.

Distribuidor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Fujo Preponderante: Es el flujo natural de la energía eléctrica que fluye, en la mayoría del tiempo del Año Estacional, desde las unidades y plantas generadoras, a través de los Sistemas de Transmisión y de Distribución, hasta los consumidores conectados a dichos Sistemas.

Frecuencia Nominal: Es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor de sesenta (60) Hertz.

Tecnologías con Recursos Renovables: Son aquellas que se utilizan para la generación de energía eléctrica, utilizando fuentes de energía, tales como:

a) Biomasa: energía derivada de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable, de origen vegetal o animal, que puede usarse directamente como combustible o ser convertida en otras fuentes energéticas antes de la combustión.

Generación Distribuida Renovable, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Así mismo, el referido artículo dispone que la Comisión evalúe la pertinencia del alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los Distribuidores para la conexión de los generadores distribuidos, así como su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas.

CONSIDERANDO:

Que en Guatemala existe el potencial de obtener energía eléctrica proveniente de fuentes renovables dispersas en todo el territorio nacional, por medio de plantas de generación de pequeña escala, conectadas al Sistema Eléctrico Nacional a través de sistemas o redes de distribución, la que, adecuadamente reglamentada, puede atraer inversiones para contribuir a satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica del país, crear fuentes de desarrollo económico y cambiar la matriz energética de generación del Sistema Eléctrico Nacional para reducir la dependencia de la generación con combustibles fósiles.

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer y emitir las disposiciones generales para facilitar el acceso de fuentes energéticas renovables al Sistema Eléctrico Nacional, en relación a su tamaño, ubicación física, infraestructura eléctrica de las empresas de distribución, así como por el nivel de tensión al cual sea técnica y económicamente viable su conexión.

PORTANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, leyes y normativa citadas y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y su Reglamento,

RESUELVE:

Emitir la siguiente:

NORMA TÉCNICA PARA LA CONEXIÓN, OPERACIÓN, CONTROL Y COMERCIALIZACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE - NTGDR - Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA

TÍTULO I
CONDICIONES GENERALES Y DEFINICIONES

CAPÍTULO I
ACRÓNIMOS, SIGLAS Y DEFINICIONES

Artículo 1. Acrónimos y siglas. En esta Norma se utilizarán los siguientes acrónimos y siglas, así:

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
GDR	Generador Distribuido Renovable
NTDQID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad
LGE	Ley General de Electricidad

Artículo 2. Definiciones. Además de las contenidas en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y demás disposiciones legales aplicables, para los efectos de esta Norma se utilizarán las siguientes definiciones:

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según se establece en la Ley General de Electricidad.

Costos de conexión: Son los costos que debe cubrir un Generador Distribuido Renovable, relacionados con las obras e infraestructura eléctrica, inherentes al Punto de Conexión, necesarios para permitir la inyección de la energía eléctrica producida por dicho generador, en las instalaciones de distribución, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y esta Norma.

Dictamen de Capacidad y Conexión: Es el informe elaborado por el Distribuidor que contiene los resultados de la evaluación de la solicitud del Interesado para conectarse a un Punto de Conexión, con el detalle de la información requerida en esta Norma.

Distribuidor: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Fujo Preponderante: Es el flujo natural de la energía eléctrica que fluye, en la mayoría del tiempo del Año Estacional, desde las unidades y plantas generadoras, a través de los Sistemas de Transmisión y de Distribución, hasta los consumidores conectados a dichos Sistemas.

Frecuencia Nominal: Es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor de sesenta (60) Hertz.

Tecnologías con Recursos Renovables: Son aquellas que se utilizan para la generación de energía eléctrica, utilizando fuentes de energía, tales como:

a) Biomasa: energía derivada de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable, de origen vegetal o animal, que puede usarse directamente como combustible o ser convertida en otras fuentes energéticas antes de la combustión.

- b) Eólica: energía producida por el viento.
- c) Geotérmica: energía producida por medio del calor natural de la tierra, que puede extraerse del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- d) Hidráulica: energía producida por el agua.
- e) Solar: energía obtenida de la radiación solar.
- f) Otras: las que determine posteriormente el Ministerio de Energía y Minas.

Generación Distribuida Renovable: Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual al que establece el RLGE.

Generador Distribuido Renovable: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable. Estos serán considerados como Participantes del Mercado Mayorista.

Interesado: Es la persona, individual o jurídica, que realiza gestiones ante el Distribuidor para obtener la autorización de conexión a un Sistema de Distribución para inyectar energía eléctrica proveniente de un GDR.

Ley: Es la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala.

Punto de Conexión: Es el lugar del Sistema de Distribución de energía eléctrica en el que se conecta un GDR.

Sistemas de Distribución: Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinados a efectuar la actividad de distribución y que funcionan a los voltajes que especifique el RLGE.

Usuario Autoprodutor con Excedentes de Energía: Es el Usuario del Sistema de Distribución que inyecta energía eléctrica ha dicho sistema, producida por generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, y que no recibe remuneración por dichos excedentes.

CAPÍTULO II GENERALIDADES

Artículo 3. Objeto. El objeto de esta Norma es establecer las disposiciones generales que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables y los Distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

Artículo 4. Aplicación. La presente Norma es de aplicación obligatoria para Distribuidores y Generadores Distribuidos Renovables, dentro de la República de Guatemala.

Artículo 5. Obligaciones del Distribuidor. El Distribuidor está obligado a:

- 5.1 Remitir a la Comisión, la copia de la solicitud que el Interesado le entregue, con la información requerida en esta Norma, para la conexión a su Sistema de Distribución, con el debido registro de recepción.
- 5.2 Determinar la capacidad del Punto de Conexión y si fuera necesario, las ampliaciones o modificaciones que considera realizar en su Sistema de Distribución, con su respectivo costo.
- 5.3 Entregar la información técnica que requiera la Comisión o el Interesado, necesaria para el desarrollo del proyecto de generación, del adecuado diseño y de la evaluación de la conexión.
- 5.4 Permitir la conexión de los GDR a su Sistema de Distribución y si fuera necesario, efectuar las modificaciones o ampliaciones en sus instalaciones de distribución para permitir el correcto funcionamiento de los mismos. Los costos derivados de las ampliaciones o modificaciones estarán a cargo del GDR.
- 5.5 Cumplir lo que la Comisión establezca en la resolución de autorización, tanto para la debida conexión como para la operación de las instalaciones del GDR.
- 5.6 Cumplir con la normativa vigente en la República de Guatemala que permita la efectiva y segura conexión y operación de los GDR a su Sistema de Distribución.
- 5.7 Instalar los sistemas de protección y de desconexión que le correspondan, para protección de sus instalaciones, las de los GDR y las de terceros.
- 5.8 Dar a sus instalaciones el mantenimiento preventivo y correctivo necesario para que el GDR pueda inyectar energía a su Sistema de Distribución.
- 5.9 Llevar el control, registro y en caso necesario, coordinar la operación de los Generadores Distribuidos Renovables conectados a su Sistema de Distribución.
- 5.10 Disponer, de la información necesaria y de personal capacitado para atender a todo Interesado en conectar proyectos de Generación Distribuida Renovable a su Sistema de Distribución.
- 5.11 Elaborar y someter a consideración de la Comisión, para su aprobación, lo siguiente: a) formulario para la Solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión; b) formulario para que los Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía le informen sobre las instalaciones de Generación Distribuida Renovable dentro de sus instalaciones de consumo.
- 5.12 Entregar la información que la Comisión requiera, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley, el RLGE y la presente Norma.
- 5.13 Cumplir otros requerimientos que le mande la Ley, el RLGE, esta Norma y la Comisión.

Artículo 6. Obligaciones del Interesado en participar como GDR. El interesado en participar como GDR está obligado a:

- 6.1 Presentar ante el Distribuidor la solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión, utilizando el formulario autorizado adjuntando la información solicitada en el mismo.
- 6.2 Entregar la información técnica de sus instalaciones, solicitada por el Distribuidor o la Comisión para la adecuada evaluación de la información del Interesado, relacionada con el proyecto que desea conectar.
- 6.3 Construir y cubrir los costos de la línea y equipamiento o instalaciones, necesarios para llegar al Punto de Conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del Distribuidor.
- 6.4 Cumplir las condiciones que la Comisión establezca en la resolución de autorización, tanto para la debida conexión como para la operación de sus instalaciones.
- 6.5 Cubrir los costos de las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de distribución, adyacentes al Punto de Conexión, y que la Comisión, considerando el Dictamen de Capacidad y Conexión del distribuidor, determine y autorice, después de la evaluación pertinente de dichos costos.
- 6.6 Instalar sistemas de protección y de desconexión para la seguridad de las personas y sus instalaciones, así como para evitar daños al Sistema de Distribución y de otros usuarios.
- 6.7 Cumplir con las tolerancias permitidas para los indicadores de calidad, establecidos en las NTSd vigentes, que le sean aplicables.
- 6.8 Entregar la información que la Comisión requiera, en la forma y tiempo que ésta disponga, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley, el RLGE y la presente Norma.
- 6.9 Cumplir otros requerimientos que le mande la Ley, el RLGE, esta Norma y la Comisión.

Artículo 7. Normas aplicables. En todo lo que no esté expresamente indicado en esta Norma, prevalecen los requisitos y criterios vigentes de la normativa emitida y aprobada por la Comisión. En forma supletoria, se podrán utilizar normas internacionales, en lo que correspondo, siempre que sean aplicables dentro del contexto del espíritu de esta Norma y que no contradigan su contenido. Los Distribuidores no deberán imponer a los GDR condiciones técnicas para la conexión u operación, diferentes a las establecidas en la Ley, en el RLGE y en esta Norma o las aprobadas y emitidas por la Comisión.

Artículo 8. Confidencialidad de la Información. Les está expresamente prohibido, tanto al Generador Distribuido Renovable como al Distribuidor, la utilización total o parcial de cualquier información intercambiada, para cualquier otro fin que no sea el cumplimiento estricto de esta Norma, del marco regulatorio vigente y de otras disposiciones legales que les sean aplicables.

TÍTULO II AUTORIZACIÓN Y CONEXIÓN

CAPÍTULO I DICTAMEN DE CAPACIDAD Y CONEXIÓN

Artículo 9. Del procedimiento para el Dictamen de Capacidad y Conexión. El procedimiento que debe seguir todo Interesado, en conectar Generación Distribuida Renovable a un Sistema de Distribución, para obtener el Dictamen de Capacidad y Conexión de parte del Distribuidor es el siguiente:

- 9.1 El Interesado presentará al Distribuidor la solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión, según el contenido indicado en el artículo 10 de esta Norma. El Distribuidor podrá requerir al Interesado ampliación o aclaración a la información presentada.
- 9.2 Dentro de los quince días siguientes de recibida la solicitud, el Distribuidor deberá proporcionar al Interesado la información técnica relacionada con el posible Punto de Conexión al que se desea conectar el GDR. Dentro de un plazo que no exceda de siete días después de haber cumplido lo anterior, el Distribuidor debe enviar a la Comisión una copia de esta información, junto con la copia de la solicitud del Interesado, con el debido registro de recepción.
- 9.3 El Distribuidor elaborará el Dictamen de Capacidad y Conexión definitivo y lo trasladará a la Comisión, conjuntamente con el expediente respectivo.
- 9.4 La Comisión procederá a revisar el Dictamen para la autorización de conexión del GDR y si es necesario, podrá requerir información adicional al Distribuidor o al Interesado, los que responderán, dentro del plazo que se les indique.

Artículo 10. De la Solicitud del Dictamen de Capacidad y Conexión. La Solicitud del Dictamen de Capacidad y Conexión será entregada por el Interesado al Distribuidor en el formulario correspondiente. Dicho formulario debe incluir la información siguiente:

- 10.1 Información general del proyecto, incluyendo nombre del proyecto y su dirección (comunidad, caserío, aldea o dirección catastral, municipio y departamento), nombre de la persona o entidad interesada (la que comparecerá por medio de su representante legal, acreditando su personería), dirección para recibir notificaciones, teléfono y correo electrónico.
- 10.2 Ubicación geográfica del proyecto en mapa cartográfico, a escala uno a cincuenta mil (1:50,000) o la que defina con más precisión la ubicación del proyecto, incluyendo el lugar de la planta o central generadora, la trayectoria de la línea de Conexión y el Punto de Conexión sugerido, con toda la información que sea necesaria, incluyendo coordenados Universal Transversal de Mercator-UTM o geodésicos.
- 10.3 Datos generales del proyecto, entre otros: fuente de energía renovable, número de unidades generadoras, potencia máxima, en kilovatios (kW), voltaje de generación, en kilovoltios (kV), longitud y voltaje de la línea de conexión, en kilómetros (km) y en kilovoltios (kV), respectivamente, diagrama unifilar del proyecto, incluyendo dispositivos de protección previstos y cronograma de ejecución.

10.4 Información de parámetros eléctricos de los elementos de la central generadora, transformador, línea de conexión y otros que sean necesarios para que el Distribuidor y la Comisión puedan realizar los estudios eléctricos.

Artículo 11. Del Dictamen de Capacidad y Conexión y de los estudios eléctricos. El Dictamen de Capacidad y Conexión incluirá, sin ser limitativo, lo indicado a continuación:

- 11.1 Informe ejecutivo que resuma los resultados de los estudios, premisas, consideraciones, contingencias y escenarios asumidos y el impacto resultante de la obra propuesta por el interesado sobre la infraestructura eléctrica asociada al Sistema de Distribución existente.
- 11.2 Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.
- 11.3 Exposición detallada de los resultados del estudio realizado, según el tipo de instalación y escenarios considerados.
- 11.4 Informe detallado de las ampliaciones o modificaciones que el Distribuidor justifique y considere necesarias realizar en las instalaciones de distribución, adyacentes al Punto de Conexión propuesto, para que la conexión del GDR cumpla los parámetros técnicos establecidos en los NTSd.
- 11.5 Informe detallado de los costos de modificación o ampliación del Sistema de Distribución, adyacente al Punto de Conexión, el cual debe contener como mínimo el análisis del impacto de la conexión del Interesado y los siguientes componentes:
 - a. Costos estándares de inversión y conexión, asociados a las ampliaciones o modificaciones propuestas por el Distribuidor y tiempo de ejecución.
 - b. Ubicación geográfica del punto de conexión.
 - c. Diagrama unifilar del Punto de Conexión, con el detalle del material y equipo eléctrico asociado y su costo.

Artículo 12. Responsabilidad del Distribuidor. Dentro de los dos (2) meses siguientes a la fecha de recepción, por parte del Distribuidor, de la solicitud presentada por el interesado, el Distribuidor elaborará el Dictamen de Capacidad y Conexión definitivo y lo enviará a la Comisión, impresa y en formato electrónico para su correspondiente análisis y resolución.

El Dictamen de Capacidad y Conexión positivo, elaborado de conformidad con lo establecido en el artículo 9 de esta Norma, constituye una aceptación por parte del Distribuidor para la conexión del proyecto de generación distribuida. Se tomará como dictamen positivo si dentro del plazo establecido el Distribuidor no se pronuncia con respecto a la solicitud presentada por el interesado correspondiente al Dictamen de Capacidad y Conexión.

Si el Dictamen de Capacidad y Conexión incluye requerimientos de ampliaciones o modificaciones del Sistema de Distribución, éstas deben ser debidamente justificadas por el Distribuidor y estar directamente relacionadas con la conexión del GDR. El Dictamen de Capacidad y Conexión no debe incluir ampliaciones o modificaciones que sean o formen parte del crecimiento natural del Distribuidor para prestar el Servicio de Distribución Final.

Artículo 13. Responsabilidad de la Comisión. La Comisión velará por el cumplimiento del debido proceso de evaluación de la solicitud de un interesado, por parte del Distribuidor. Además, analizará el Dictamen de Capacidad y Conexión definitivo, enviado por el Distribuidor, incluyendo el informe de los estudios eléctricos; evaluará la pertinencia de las modificaciones y de las ampliaciones del Sistema de Distribución, presentadas y debidamente justificadas por el Distribuidor, así como su respectiva costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio, y de proceder, emitirá la resolución de autorización correspondiente, notificando al interesado y al Distribuidor involucrado, que permita:

- a) La conexión física en el Punto de Conexión; y
- b) La operación del GDR en el Sistema Eléctrico Nacional.

Previo a la aprobación de la solicitud por parte de la Comisión, el interesado deberá presentar a ésta la constancia de la aprobación de los estudios ambientales respectivos que pudieran corresponder, emitida por parte de la entidad ambiental competente.

La Distribuidora podrá emitir un Dictamen de Capacidad y Conexión negativo únicamente en el caso de falta de capacidad de la red de distribución que no pueda ser subsanable por medio de mejoras. En dicho caso el interesado podrá solicitar a la Comisión la revisión de su caso, a efecto del análisis respectivo, debiendo entregar toda la documentación e información de descargo sobre lo expuesto por el Distribuidor. La Comisión evaluará el expediente correspondiente y resolverá en definitiva.

CAPÍTULO III EQUIPO ELÉCTRICO NECESARIO PARA LA CONEXIÓN

Artículo 14. Requerimientos de conexión. El siguiente cuadro muestra los requerimientos generales que deben ser considerados en los proyectos de Generación Distribuida Renovable.

Tipo de conexión	Capacidad			
	Monofásico	Trifásico		
Características	< 50 kW	< 500 kW	500 kW - < 2000 kW	2000 kW - 5000 kW
Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla)	X	X	X	(4)
Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible)	X	X	X	X
Dispositivo de desconexión del generador	X	X	X	X
Disparo por sobrevoltaje	X	X	X	X
Disparo por bajo voltaje	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Chequeo de sincronismo (A: Automático, M: Manual)	X-A/M (1)	X-A/M (1)	X-A (1)	X-A (1)
Disparo por sobre corriente a tierra		X- (2)	X- (2)	X- (2)
Disparo de potencia inversa		X- (3)	X- (3)	X- (3)
Si exporto, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja frecuencia			X	X
Disparo por telemetría/transferido				X
Regulador automático de voltaje				X- (1)

Notas:

- (X) - Característica requerida (sin marca = no requerida).
- (1) - Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.
- (2) - Puede ser requerido por el Distribuidor, selección basada en el sistema de aterrizamiento.
- (3) - Requerida para verificar la no exportación al Sistema de Distribución, a menos que la capacidad del generador sea menor que la carga mínima que pueda tener como usuario.
- (4) - El GDR con exportación al Sistema de Distribución tendrá ya sea dispositivos redundantes o los listados.

Artículo 15. Generadores asíncronos. Se permitirá la conexión de generadores asíncronos, siempre y cuando dentro de su equipamiento, se incluya la compensación de potencia reactiva necesaria de acuerdo a lo establecido por los estudios eléctricos.

Artículo 16. Fuentes que NO generan energía eléctrica en corriente alterna: Para el caso de generadores cuyos parámetros eléctricos de generación no correspondan con ser de corriente alterna a la frecuencia Nominal, el GDR deberá instalar equipos de conversión, tales como inversores, necesarios para que su centro de generación pueda conectarse sin ninguna complicación a un Sistema de Distribución. Las especificaciones técnicas de los equipos deben ser tales que cumplan con normas nacionales o internacionales, particularmente con la función que garantice quedar desconectados del Sistema de Distribución cuando detecte falla o falta de voltaje.

CAPÍTULO IV CONEXIÓN

Artículo 17. Conexión. Con la aprobación de la solicitud de conexión, por parte de la Comisión, el interesado y el Distribuidor involucrado podrán concretar la conexión.

Artículo 18. Construcción de línea y equipos de conexión. El suministro de materiales y equipos, así como la construcción de las instalaciones necesarias para llegar de las instalaciones del GDR hasta el Punto de Conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del Distribuidor, estarán a cargo del GDR, debiendo cumplirse con lo establecido en Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) y las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), las cuales fueron emitidas por la CNEE.

Artículo 19. Pruebas de la puesta en servicio y evaluación. El GDR efectuará las pruebas de las instalaciones de generación que correspondan antes de la conexión con el Sistema de Distribución y le proveerá al Distribuidor un informe por escrito del cumplimiento de los requerimientos de esta Norma y otras normas aplicables, así como de las especificaciones de los equipos y materiales utilizados.

Si las instalaciones del GDR no cumplen con los requerimientos de esta Norma o con lo acordado en la resolución de conexión, el Distribuidor podrá negarse a la conexión del GDR mientras no se hagan las correcciones o adecuaciones que se hayan fundamentado debidamente, de lo cual deberá ser informada la Comisión.

Artículo 20. Fecha de conexión. Una vez realizadas las pruebas de puesta en servicio establecidas en el Artículo anterior y habiéndose determinado por parte del Distribuidor que no se provocarán situaciones de peligro ni se tendrán efectos negativos en sus instalaciones a las cuales se conecta el GDR, el Distribuidor y el Interesado informarán a la Comisión, con por lo menos cinco (5) días de anticipación, la fecha que de común acuerdo fijen para el inicio de la operación comercial.

Artículo 21. Maniobras de conexión. La conexión física de las instalaciones del GDR con el Sistema de Distribución sólo podrá efectuarse con coordinación y supervisión del Distribuidor.

TÍTULO III OPERACIÓN Y CONTROL

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 22. Operación. El GDR es responsable de la operación de todas sus instalaciones. Sin embargo, en los casos previamente acordados con el Distribuidor, incluyendo los períodos de emergencia, o a requerimiento de la Comisión o del AMM, el Distribuidor podrá operar y realizar maniobras en las instalaciones de conexión, las cuales deberán ser demostradas, justificadas y requeridas explícitamente por el Distribuidor al GDR. Se considerarán como emergencias a todas aquellas situaciones de peligro o desastre que requieran una acción inmediata.

Una vez conectado, la operación normal del GDR será gobernada por un sistema de protección tal que únicamente pueda inyectar energía al Sistema de Distribución si éste tiene voltaje dentro de las tolerancias establecidas en las NTSd. Ante una falla en la red del Distribuidor, el GDR deberá desconectarse automáticamente y solo podrá sincronizarse nuevamente con el Sistema de Distribución, con la autorización del Distribuidor.

El GDR debe realizar pruebas en forma periódica para verificar el correcto funcionamiento de sus sistemas de protección, con intervalos máximos de un año o menos si así lo recomienda el fabricante. Es responsabilidad del GDR realizar estas pruebas y proporcionar al Distribuidor una copia de los resultados obtenidos.

Cuando aplique, el GDR deberá disponer de los medios de comunicación de voz para la adecuada coordinación y operación de sus instalaciones con el Distribuidor y/o el AMM.

CAPÍTULO II DESCONEXIONES

Artículo 23. Desconexión de las instalaciones del GDR. El Distribuidor podrá desconectar las instalaciones del GDR, previo aviso y con las justificaciones correspondientes, bajo las siguientes circunstancias:

- Por mantenimientos programados en la red del distribuidor;
- Por fallas a la red del Distribuidor provocadas por el GDR;
- Por incumplimiento del GDR con lo establecido en esta Norma; y
- A solicitud del GDR.

Para propósitos de mantenimiento de su red, el Distribuidor notificará o solicitará la desconexión al GDR con por lo menos cuarenta y ocho (48) horas de anticipación, exceptuándose los casos de emergencia operativa.

Todos los demás casos no incluidos en este artículo deberán ser resueltos por la Comisión.

Artículo 24. Dispositivos de desconexión. El GDR debe proveer, instalar y mantener los dispositivos para desconectarse de las instalaciones de distribución.

Los dispositivos de desconexión estarán provistos de un mecanismo de verificación visual para asegurar la posición de apertura o cierre, así como un mecanismo de bloqueo en la posición abierto.

CAPÍTULO III CALIDAD DE ENERGÍA

Artículo 25. Control de la calidad de energía. El Distribuidor efectuará mediciones de calidad del producto en el Punto de Conexión, mediante una programación similar a la utilizada con los Grandes Usuarios, y le aplicará lo que corresponda de conformidad con las NTSd. De los resultados deberá informar a la Comisión.

En caso que se establezca que algún parámetro está fuera de los rangos permitidos en las NTSd, el Distribuidor deberá hacer los análisis correspondientes para determinar la fuente u origen del problema y si determina que la causa es por la operación de las instalaciones del GDR, lo hará de su conocimiento por escrito, recomendando las medidas a tomar para corregir el problema encontrado; en caso contrario, se entiende que el Distribuidor deberá tomar las acciones que correspondan para su solución. El Distribuidor deberá remitir a la Comisión copia del informe que se emita al respecto, a efecto de darle

seguimiento hasta la solución del problema encontrado; si la Comisión determina que no se toman acciones para resolver dicho problema, aplicará las disposiciones sancionatorias correspondientes.

CAPÍTULO IV MANTENIMIENTO E INSPECCIONES

Artículo 26. Mantenimiento. La existencia de un GDR no limitará al Distribuidor en la programación de los mantenimientos de sus instalaciones, los cuales se realizarán informando a los afectados conforme lo establecido en el artículo 108 del RLGE.

El Distribuidor coordinará los mantenimientos de su red, con el GDR para reducir el tiempo fuera de servicio de las instalaciones y afectar lo menos posible a los usuarios.

Tanto el Distribuidor como el GDR son responsables del mantenimiento de sus respectivas instalaciones.

Artículo 27. Registros de mantenimiento. El GDR llevará un registro preciso de los mantenimientos a sus instalaciones, los cuales se entregarán al Distribuidor y/o a la Comisión cuando le sean requeridos.

Artículo 28. Inspecciones. Para efectos de garantizar una adecuada operación de las instalaciones del Distribuidor o del GDR, previo a la conexión y puesta en servicio, el Distribuidor tiene el derecho de revisar las instalaciones del GDR, verificando el cumplimiento de los requerimientos de esta Norma. El GDR está obligado a efectuar inspecciones a sus instalaciones de conformidad con las buenas prácticas de ingeniería y lo dispuesto en esta Norma.

TÍTULO IV COMERCIALIZACIÓN

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 29. Requerimientos de medición de energía eléctrica. El GDR debe cumplir, en lo que sea aplicable, con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número catorce (14) del AMM, con un tratamiento similar al que tiene un Gran Usuario en cuanto a los aspectos relacionados con la medición comercial. La Comisión resolverá las discrepancias que le sean planteadas con relación a la aplicación del presente artículo.

Artículo 30. Opciones de comercialización. El GDR podrá vender la energía eléctrica que genera a:

- Distribuidores, de conformidad con lo que establece la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos.
- En el Mercado Mayorista, en calidad de Participante Productor cumpliendo con el marco legal vigente y lo que establecen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa que correspondan.

Estas opciones de comercialización no son excluyentes entre sí.

Para el caso de los Distribuidores, de acuerdo a lo establecido en el marco legal vigente, la Comisión elaborará los términos de referencia, para que las distribuidoras en estricto cumplimiento de los mismos, elaboren las bases de licitación que someterán a la aprobación de la Comisión para llevar a cabo los procesos de adquisición de un determinado bloque de potencia y energía de Generación Distribuida Renovable.

Artículo 31. Oferta Firme y Oferta Firme Eficiente. Para efectos de la participación de un GDR en el Mercado Mayorista o en procesos de licitación de un Distribuidor, su Oferta Firme y su Oferta Firme Eficiente serán calculadas por el AMM, de conformidad con las normas o procedimientos vigentes para este tipo y tamaño de generación.

CAPÍTULO II CONTRATOS

Artículo 32. Contrato de suministro a Distribuidoras. Las distribuidoras que como resultado de una licitación pública hayan adjudicado totalmente o parcialmente la misma a un GDR, deben suscribir el contrato que corresponda de acuerdo a las bases de licitación aprobadas para el efecto por la Comisión.

Artículo 33. Contratos de venta de energía eléctrica en el Mercado Mayorista. Para la venta de energía eléctrica, dentro del Mercado Mayorista y bajo las condiciones del AMM, el GDR podrá celebrar contratos, dentro de las modalidades vigentes como Participante Productor. En principio, el GDR dispondrá de energía para comprometer bajo contrato, y potencia según lo establecido en la presente norma. La liquidación de los contratos se hará de acuerdo a lo que disponen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa del AMM.

**CAPÍTULO III
PEAJES**

Artículo 34. Peajes. De conformidad con el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, los GDR no pagarán Peaje en Función de Transportista al Distribuidor ni peaje por el uso del Sistema Secundario al que se encuentren conectados, debida a que deberá considerarse el uso de las instalaciones como realizadas en sentido contrario del Flujo Preponderante de la energía del Sistema de Distribución respectivo.

El GDR pagará el peaje correspondiente al sistema Principal de Transporte, únicamente para los casos en los que haya comprometido su producción bajo contrato y cuente con Potencia Firme, de conformidad con lo que al respecto establece el Artículo 65 de la LGE y la Norma de Coordinación Comercial No.9.

**CAPÍTULO IV
AUTORIZACIÓN Y MEDICIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USUARIOS CON
EXCEDENTES DE ENERGÍA EN EL PUNTO DE CONSUMO**

Artículo 35. Autorización para Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía. En el caso de Usuarios Autoproductores que cuenten dentro de sus instalaciones de consumo con excedentes de energía renovable para inyectarla al Sistema de Distribución, pero que manifiesten expresamente que no desean participar como vendedores de energía eléctrica, deberán informar al Distribuidor involucrado de tal situación, por medio del formulario correspondiente. Cumpliendo este requisito podrán operar en esta modalidad. Estos Usuarios no requerirán de autorización alguna; sin embargo, deberán instalar los medios de protección, control y desconexión automática apropiados que garanticen que no podrán inyectar energía eléctrica al Sistema de Distribución ante fallos de éste o cuando el voltaje de la red de distribución se encuentre fuera de las tolerancias establecidas en los NTS.

Artículo 36. Sistema de medición para Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía. El sistema de medición de energía eléctrica de las instalaciones de un Usuario Auto productor con Excedentes de Energía, deberá tener la característica de medición, registro y lectura en forma bidireccional o de inyecciones y retiros de energía. En el caso de Usuarios regulados, el suministro e instalación del medidor respectivo lo cubrirá el Distribuidor; mientras que los Grandes Usuarios son responsables de su sistema de medición.

Artículo 37. Lectura y crédito por energía inyectada al Sistema de Distribución por parte de Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía ("Net metering"). Los Usuarios autoproductores con Excedentes de Energía no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al Sistema de Distribución. Para efectos de la facturación mensual del Usuario, el Distribuidor leerá cada mes los registros del medidor correspondiente; si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al Usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda; por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del Usuario hacia el Sistema de Distribución, el Distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a favor del Usuario, con liquidación trimestral. No obstante, en el caso de inyección, el Distribuidor cobrará el Cargo Fijo y el Cargo por Potencia que le sean aplicables a cada Usuario, según la tarifa correspondiente.

**TÍTULO V
DISPOSICIONES FINALES Y TRANSITORIAS**

**CAPÍTULO I
DISPOSICIONES FINALES**

Artículo 38. Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a esta Norma, sin que ello sea limitativo:

- 38.1 La fiscalización de su fiel cumplimiento;
- 38.2 La revisión, ampliación y actualización de esta Norma y la emisión de normas complementarias;
- 38.3 La Resolución de los casos de divergencia entre las partes o los no previstos en esta Norma.

Artículo 39. Sanciones. De no cumplirse con lo estipulado en esta Norma, se procederá a aplicar las sanciones que correspondan, conforme lo que al respecto establecen la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Artículo 40. Registro. Todos los GDR deben de inscribirse en el registro correspondiente en el Ministerio de Energía y Minas.

**CAPÍTULO II
DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

Artículo 1. Formularios. El Distribuidor, dentro de los primeros sesenta (60) días de vigencia de la presente norma, enviará a la Comisión, para su aprobación, todos los formularios indicados en la presente norma, así como aquellos, de carácter general o específicos, que el Distribuidor considere necesario aplicar para la conexión, operación, control y comercialización de los GDR.

Artículo 2. Vigencia. La presente Norma entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

PUBÚQUESE.

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Presidente

Ingeniero Enrique Möller Hernández
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director

02520 7) 24 octubre