



FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE)

VOLUMEN 3 - ELEMENTOS DE POLÍTICA, RIESGOS ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO, COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LAS FNCE Y EL SIN, Y COSTOS INDICATIVOS DE LAS FNCE

Pr	es	en	ta	d	0	a:
----	----	----	----	---	---	----

UPME

Por:

CONSORCIO ENERGÉTICO CORPOEMA

Bogotá, Diciembre 30 de 2010



Ministerio de Minas y Energía Unidad de Planeación Minero Energética -**UPME**

Carlos Rodado Noriega Ministro de Minas y Energía

Ricardo Rodríguez Yee **Director General UPME**

Beatriz Herrera Jaime Subdirectora de Energía

Equipo de trabajo UPME

Henry Josué Zapata – Interventor Olga Victoria González Luis Carlos Romero Héctor Hernando Herrera Carlos Valles Omar Báez

Consorcio Energético: CORPOEMA - HUMBERTO RODRÍGUEZ - FABIO GONZÁLEZ.

Equipo de trabajo CORPOEMA

Humberto Rodríguez Murcia - Director del proyecto -Especialista energía eólica

Eduardo Afanador Iriarte – Especialista marco legal v regulatorio

Pedro Guevara – Especialista marco ambiental Fabio González Benítez – Especialista energía solar y

planeación . José María Rincón – Especialista Biomasa

Ernesto Torres - Especialista PCH's

Edison Lozano – Especialista Geotermia

Ernesto Villareal – Especialista energía Nuclear

Luis Eduardo Prieto - Profesional de Apoyo

Darío Mayorga - Profesional de apoyo

Juan V. Saucedo - Profesional de apoyo Ricardo Quijano - Profesional de apoyo

Yenni Pérez Montaño- Auxiliar

José Miguel Suárez Giorgi - Auxiliar

Freddy Estupiñán – Auxiliar

Juan David Troncoso- Auxiliar

Entidades Participantes:

Asociación Nacional de Industriales

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Departamento Administrativo de ciencia, tecnología e

innovación

Departamento Nacional de Planeación

Instituto Colombiano de Crédito v Estudios Técnicos en

el Exterior

Instituto Colombiano de Normas Técnicas

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios

Ambientales de Colombia

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones

Energéticas para las Zonas No Interconectadas

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial

Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

Ministerio de Educación Nacional

Ministerio de Minas y Energía

Secretaria de Minas y Energía de Cundinamarca

Servicio Nacional de Aprendizaje

Unidad de Planeación Minero Énergética

Agradecimientos:

Universidad Católica de Manizales

Universidad Autónoma de Bucaramanga

Universidad de los Andes.

Programa OPEN - (BID-CCB)

KTH - Suecia

Cenergia – PERU Bun-Ca – COSTA RICA

INDUSTRIAS TECSOL LTDA

ANDESCO

ACCEFYN CIDET

CODENSA

ENERTOLIMA

EMGESA

EPM

CHEC

EEB FFN

Todos aquellos quienes desinteresadamente aportaron al trabajo realizado





CONTENIDO

<u>1.</u>	INTRODUCCION1-	<u>1</u>
<u>2.</u>	EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN POLÍTICAS PARA FNC	E
	<u>2-1</u> POLÍTICAS DE FUENTES RENOVABLES EN LA UNIÓN EUROPEA 2-	1
2.1.1	Las políticas de ER de la UE	
2.1.1	·	
2.1.2		
2.1.3		
	CONSULTA DE EXPERIENCIA DE POLÍTICAS EN LATINOAMÉRICA 2-1	
2.2.1	Políticas en el caso de Méjico	
2.2.2		
2.2.3		
<u>3.</u>	ANÁLISIS DE ELEMENTOS DE POLÍTICA EN FNCE PAR	
	OMBIA3-	
3.1	CONSIDERACIONES SOBRE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL 3-	1
3.2	ANÁLISIS DE FACTORES DETERMINANTES DE POLÍTICA PARA COLOMBIA	3
3.2.1		
3.2.2		
3.2.3	, in the second of the second	
3.2.4		
3.2.5		
	IDEAS PRELIMINARES SOBRE POLÍTICAS	
	•	
	<u>VALORACIONES BÁSICAS DE LOS RIESGOS ANTE E MBIO CLIMÁTICO4-</u>	
	EL FENÓMENO DEL NIÑO Y EL RÉGIMEN DE PRECIPITACIÓN EN	<u> </u>
	EL PAÍS4-	2
4.2	PRECIO DE GENERACIÓN EN BOLSA DURANTE EL NIÑO 2009 4-	4





4.3	VALORACIÓN PRELIMINAR DE LOS RIESGOS ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO	. 4-6
	Proyecciones para el cambio climático en Colombia con el uso de moda resolución	
	CONSIDERACIONES SOBRE LA VALORACIÓN DE RIESGOS DEL SECTOR ENERGÉTICO ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO	
4.5	BIBLIOGRAFÍA	4-18
<u>5.</u>	ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD DE RECURSOS	<u>5-1</u>
5.1	COMPLEMENTARIEDAD DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA CON EL SIN	. 5-2
5.1.1	Complementariedad energía solar – energía hidroeléctrica	. 5-2
5.1.2	Complementariedad de la energía eólica y el SIN	. 5-5
5.1.3	Estudio del Banco Mundial	5-11
5.2	COMPLEMENTARIEDAD DE LAS FNCE EN EL ZIN	5-13
<u>6.</u>	COSTOS DE REFERENCIA6	5-1 <u>6</u>
6.1	PRECIOS DE REFERENCIA DE PROYECTOS INTERNACIONALES	6-16
6.1.1	Subastas de Perú	6-16
6.1.2	Subasta de energía eólica en el Brasil	6-19
	TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS	
6.3	ENERGÍA SOLAR	6-21
6.3.1	Energía Solar Fotovoltaica	6-21
6.3.2	Sistemas conectados a red	6-24
6.3.3	Costos	6-25
6.3.4	Costos futuros	6-26
6.3.5	Energía solar térmica	6-28
6.4	ENERGÍA EÓLICA	6-36
6.4.1	Descripción de la tecnología y aplicaciones	6-37
6.4.2	Evaluación técnica, ambiental y económica	6-39
6.4.3	Costos de equipos distribuidos o fabricados en Colombia	6-41
6.4.4	Costos futuros de aerogeneradores	6-42





6.5	PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 6-44	ļ
6.5.1	Descripción de la tecnología y aplicaciones 6-44	1
6.5.2	Evaluación técnica, ambiental y económica	7
6.5.3	Aspectos económicos nacionales 6-49)
6.5.4 Centi	Costos Proyectados para Picocentrales, Minicentrales y Pequeña rales Hidroeléctricas 6-51	
6.6	BIOMASA 6-52	<u>></u>
6.6.1	Introducción6-52	2
6.6.2	Procesamiento de la biomasa6-53	3
6.6.3	Biomasa para la producción de calor6-56	3
6.6.4	Generación por combustión con biomasa6-57	7
6.6.5	Gasificación de biomasa 6-61	l
6.6.6 66	Biogás de residuos sólidos urbanos y biogás de residuos agropecuarios . 6	-
6.6.7	Las tecnologías para la producción de biocombustibles 6-72	2
6.7	GEOTERMIA 6-74	ļ
6.7.1	Descripción de la Tecnología y Aplicaciones	1
6.7.2	•	
6.7.3	Descripción de la Tecnología 6-75	5
6.7.4	Evaluación Técnica Ambiental y Económica	7
6.7.5	Precios Futuros de Plantas Geotérmicas 6-79)
6.8	ENERGÍA NUCLEAR 6-80)
6.8.1	Descripción de la tecnología y aplicaciones)
6.8.2	Evaluación técnica, ambiental y económica	3
6.8.3	Costos futuros 6-94	1
6.9	COMPARACIÓN DE COSTOS DE FNCE 6-95	5
6.10	REGIONALIZACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN 6-101	l
	BIBLIOGRAFÍA 6-103	
<u>7.</u>	<u>ANEXOS</u> 7-1	<u> </u>
	ANEXO 1. COSTO NIVELADO 7-1	





7.2	ANEXO 2. SISTEMA HIBRIDO PARA LA COSTA PACÍFICA	7-2
7.2.1	Ubicación del proyecto	7-2
7.2.2	Recurso de energía solar	7-2
7.2.3	Caracterización de la demanda	7-3
7.2.4	Determinación de capacidades de las componentes del SH	7-3
7.2.5	Dimensionamiento de equipos de los SH	7-7
7.2.6	Simulación del SH solar-diesel	7-9
7.3	ANEXO 3. SISTEMA HÍBRIDO PARA LA GUAJIRA	7-16
ÚLTI	MA PAGINA	7-17





TABLAS

Table 2.1. Situación a 2004 y mater para al 2010 an España	2.0
Tabla 2-1. Situación a 2004 y metas para el 2010 en España Tabla 2-2. Balance de costos y beneficios a 2006	
Tabla 2-3. Indicadores de los objetivos específicos en Méjico	
Tabla 4-1. Capacidad efectiva neta - 2009	
Tabla 4-1. Capacidad electiva fieta - 2009 Tabla 4-2. Alteraciones de la temperatura media mensual del aire y de	
acumulados de precipitación debidos al efecto climático del fenómeno	
Niño en diferentes regiones del país	
Tabla 4-3. Resumen de las características de los escenarios de emisiones	
Tabla 4-3. Nesumen de las características de los escenarios de emisiones Tabla 4-4. Matriz de amenazas en implicaciones del cambio climático fren	
FNCE	
Tabla 5-1. Periodos El Niño	
Tabla 5-2. Periodos e intensidad de El Niño	
Tabla 5-3. Generación media de Jepirachi durante los periodos del Niño, la Ni	
Normal	•
Tabla 6-1. Tecnologías de generación con FNCE	6-21
Tabla 6-2. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	
Tabla 6-3. Configuraciones y supuestos de diseño	
Tabla 6-4. Costos de capital de las diferentes configuraciones	
Tabla 6-5. Costo nivelado (cU\$/kWh)	
Tabla 6-6. Configuraciones y supuestos de diseño	
Tabla 6-7. Características de los calentadores de agua comparados	
Tabla 6-8. Costos de inversión, O&M, combustibles y energía eléctrica	
tecnología	•
Tabla 6-9. Costos anuales nivelados	
Tabla 6-10. Supuestos para el diseño del sistema de generación termosolar	6-35
Tabla 6-11. Costos detallados de capital para la instalación termosolar	
Tabla 6-12. Costos de generación termoeléctrica (cU\$/kWh)	
Tabla 6-13. Características de las aplicaciones evaluadas	6-39
Tabla 6-14. Supuestos de diseño de los aerogeneradores	6-40
Tabla 6-15. Costos de capital 2010 para proyectos de generación eólica	ı de
diferentes capacidades	6-40
Tabla 6-16. Costo nivelado de generación 2010	6-40
Tabla 6-17. Costo de aerogeneradores distribuidos en Colombia	6-41
Tabla 6-18. Costo y rendimiento de aerobombas de Jober	6-42
Tabla 6-19. Costo presente y proyectado de sistemas de generación eólicos (2	2010
US\$/kW)	
Tabla 6-20. Costo nivelado presente y proyectado de la aerogeneración (2	2010
cUS\$/kWh)	
Tabla 6-21. Características de los sistemas de generación considerados	
Tabla 6-22. Costos de Capital (US\$/kW) para picocentrales y microcentrales	6-47





Tabla 6-23. Costo de generación (cUS\$/kWh) para picocentrales y microcentrales6-4/
Tabla 6-24 Parámetros asumidos de diseño de PCH de 5 MW 6-48
Tabla 6-25. Costo de capital de una minihidroelectrica (US\$/kW) 6-48
Tabla 6-26. Costo de generacion nivelado para planta de 5 MW 6-48
Tabla 6-27. Costo de inversión de PCHs del SIN 6-50
Tabla 6-28. Características y costos del nuevo proyecto de Neusa 6-50
Tabla 6-29. Costos PCHs Colombia
Tabla 6-30. Proyección de Costos de Capital Micro/Pico Hidroeléctricas (US\$/kW)6-51
Tabla 6-31. Proyección de Costos de generación Micro/Pico Hidroeléctricas
(cUS\$/kWh)6-52
Tabla 6-32. Proyección de Costos de Capital Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
(US\$/kW)6-52
(US\$/kW)
Hidroeléctricas (cUS\$/kWh) 6-52
Tabla 6-34. Supuestos diseño para un sistemas de generación con biomasa 6-59
Tabla 6-35. Costos de capital (US\$/kWe) para la planta de generación eléctrica
con biomasa
Tabla 6-36. Costo de Generación (cUS\$/ kWh) de la planta 6-60
Tabla 6-37. Costos de capital proyectados para un sistema de generación por
combustión con biomasa (US\$ / kWe) 6-60
Tabla 6-38. Costos de generación proyectados de energía eléctrica (cUS\$ / kWh)6-60
Tabla 6-39. Principio de las reacciones químicas en una Gasificador 6-62
Tabla 6-40. Supuestos de diseño para una planta de generación por gasificación
con biomasa6-64
Tabla 6-41. Costos de capital (US\$/kW) para el sistema de generación por
gasificación 6-65
Tabla 6-42. Costo de generación (cUS\$/ kWh) en un sistemas de gasificación con
biomasa 6-65
Tabla 6-43. Proyecciones de costos de capital (US\$ / kW) para un sistema de
generación por medio de gasificación de biomasa
Tabla 6-44. Proyecciones de costos de generación (cUS\$/ kWh) para un sistema
de gasificación de biomasa6-66
Tabla 6-45. Supuestos de Diseño para una planta de 5MW a partir de gas
proveniente de RSU o biogás de residuos orgánicos
Tabla 6-46. Costos de capital (US\$ / kW), para la generación a partir de biogás de
RSU 6-69
Tabla 6-47. Costos de generación con gases de RSU (centavos US\$/ kWh) 6-69
Tabla 6-48. Proyeccion de costos de capital para un sistema de generación con
biogás de RSU (US\$ / kW) 6-70
Tabla 6-49. Proyección de costos de generación utilizando biogás de RSU
(centavos US\$ / kWh) 6-70





rabia 6-50. Supuestos de Diseno de Sistemas de generación con biogas 6-70
Tabla 6-51. Costo de Capital (US\$ / kW) sistema de alimentación de biogás 20106-71
Tabla 6-52. Costo de generación (cUS\$ / kW), para un sistemas de biogás de
residuos agropecuarios6-71
Tabla 6-53.Proyeccion de costos de capital (US\$ / kW) para un sistema de
generación con residuos agropecuarios
Tabla 6-54. Proyección de costos de generación (cUS\$ / kWh) para un sistema
con residuos agropecuarios
Tabla 6-55. Características Básicas de las Plantas Geotérmicas
Tabla 6-56. Costos de Capital, en US\$/kW, para Plantas Geotérmicas en 2010.
(US\$/kW))
Tabla 6-57. Costos Geotérmicos de Capital para la Fase de Desarrollo, en
US\$/kW6-78
Tabla 6-58. Costos de Generación (US\$ cents/kWh) para Plantas Geotérmicas
(US\$ de 2010)6-79
(US\$ de 2010)
Geotérmicas6-79
Tabla 6-60. Costos de Generación Proyectados (cUS\$/kWh) para Plantas
Geotérmicas6-80
Tabla 6-61. Reactores Térmicos Avanzados en el mercado 6-85
Tabla 6-62. Emisiones de CO2/kWh para diferentes fuentes de electricidad 6-90
Tabla 6-63. Costo de plantas nucleares en Estados Unidos, anunciadas desde
2006
Tabla 6-64. Costos nivelados estimados para la generación nucleoeléctrica en
2016
Tabla 6-65. Costos de capital de las FNCE para el SIN -2010
Tabla 6-66. Costo nivelado de generación de FNCE para el SIN -2010 6-98
Tabla 6-67. Costos de capital de las FNCE para las ZNI -2010
Tabla 6-68. Costo nivelado de generación de FNCE para las ZNI -2010 6-100
Tabla 6-69. Factor de corrección de FC para energía solar 6-102
Tabla 7-1. Disponibilidad de energía solar la región de Juribirá hasta Panguí -
Chocó7-2
Tabla 7-2. Escenarios de demanda de energía para poblado XX en el área Juribirá
a Panguí7-4
Tabla 7-3. Factores de diseño empleados
Tabla 7-4. Características del sistema híbrido dimensionado- Escenario D11 7-8
Tabla 7-5. Características operativas del sistema híbrido dimensionado –
Escenario D11
Tabla 7-6. Participación de la generación diesel y solar, y pérdidas – Escenario
D11
Tabla 7-7. Costos unitarios del SH
1 auia 1-1. Cusius ui iilaiius uei sm





FIGURAS Figura 3-4. Desarrollo del Mercado de Bienes y Servicios Asociados a FNCE....... 3-8 Figura 4-1. Alteraciones de los acumulados de precipitación en % debidos al Figura 4-2. Generación por fuente y precio de bolsa nacional de energía 2008 4-4 Figura 4-3. Generación por fuente y precio de bolsa nacional de energía 4-5 Figura 4-4. Mapa con el cambio en el porcentaje de precipitación del multimodelo Figura 4-5. Variación en la precipitación con respecto al periodo 1971 a 2000 4-10 Figura 4-6. Impacto potencial en la capacidad de generación hidroeléctrica 2011 a 2040 4-11 Figura 4-7. Impacto potencial en los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica para el periodo 2011 a 2040 4-11 Figura 5-1. Radiación solar diaria promedio anual (kWh/m2/día)...... 5-3 Figura 5-2. Comportamiento de la curva de demanda normalizada durante el día y generación solar fotovoltaica con módulos estacionarios 5-4 Figura 5-3. Complementariedad hidrológica...... 5-5 Figura 5-4. Generación por tipo de combustible Marzo 2009 a Julio 2010 5-6 Figura 5-5. Evolución de los embalses...... 5-7 Figura 5-6. Evolución de los embalses durante diferentes periodos desde 1991 a 2010 5-8 Figura 5-7. Comportamiento de los embalses por regiones...... 5-8 Figura 5-8. Generación promedio mensual versus promedio anual – Jepirachi Figura 5-9. Generación horaria anual de Jepirachi 5-10 Figura 5-10. Curvas de carga normalizadas del país y la curva de generación media anual de Jepirachi 5-11 Figura 5-11. Energía firme para la operación aislada de Guavio y Jepirachi, y la Figura 5-12. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por barraje AC 5-14 Figura 6-1. Resultados de la subasta de energía del MEM 2010-1...... 6-17 Figura 6-2. Proyectos adjudicados en la subasta MEM del Perú 2010-1 6-17 Figura 6-3. Resumen de Resultados de Licitación RER 2010-I (2).................. 6-18 Figura 6-4. Precios de la licitación RER del Perú vs Otros países 6-19 Figura 6-5. Sistema fotovoltaico DC y AC 6-23





Figura 6-6. Sistema fotovoltaico AC 6-24
Figura 6-7. Costos de un sistema típico conectado a la red 6-27
Figura 6-8. Índices de precios de módulos fotovoltaicos
Figura 6-9. Sistemas de calentamiento de agua ciudad Tunal - Bogotá 6-28
Figura 6-10. Esquema de una Planta Térmica solar 6-34
Figura 6-11. Esquema de un aerogenerador 6-37
Figura 6-12. Tendencias de costos de aerogeneradores onshore y offshore según
la EWEA 6-43
Figura 6-13. Esquema de una picocentral 6-45
Figura 6-14. Esquema de una Minicentral 6-45
Figura 6-15. Pequeña central hidroeléctrica de derivación (filo de agua) 6-46
Figura 6-16. Parte de la bioenergía en la mezcla mundial de energía primaria 6-53
Figura 6-17. Estado de desarrollo de las principales tecnologías de conversión de
la biomasa 6-54
Figura 6-18. Estado de desarrollo de los bioprocesos de conversión de la biomasa6-56
Figura 6-19. Participación de las fuentes de biomasa en la mezcla de la bioenergía
primaria 6-56
Figura 6-20. Esquema para la generación eléctrica 6-58
Figura 6-21. Gasificador de biomasa de un sistema de Generación eléctrica 6-63
Figura 6-22. Diagrama esquemático de un sistema de generación con gases
provenientes de RSU6-68
Figura 6-23. Rango de costos internacionales de generación para diferentes
tecnologías con biomasa 6-72
Figura 6-24. Estado de desarrollo de los bioprocesos de conversión de la biomasa6-73
Figura 6-25. Costos indicativos de producción para biodiesel y bioetanol de
primera generación 6-74
Figura 6-26. Esquema de un Sistema de Planta Hidrotermal de Ciclo Binario 6-76
Figura 6-27. Planta Eléctrica de tipo Hidrotermal a Flasheo 6-77
Figura 6-28. El átomo de uranio
Figura 6-29. La reacción en cadena 6-82
Figura 6-30. El reactor nuclear
Figura 6-31. Emisión de Gases de Efecto Invernadero de todo el Ciclo de Vida
para tecnologías de generación eléctrica
Figura 6-32. Costos de Capital de las FNCE para el SIN -2010 6-97
Figura 6-33. Costo nivelado de generación de FNCE para el SIN -2010 6-98
Figura 6-34. Costos de Capital de las FNCE para las ZNI -2010
Figura 6-35. Costo nivelado de generación de FNCE para las ZNI- 2010 6-100
Figura 7-1. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por bus AC
Figura 7-2. Comportamiento de la demanda, la generación y SOC – Escenario
D11
Figura 7-3. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por bus AC





Figura 7-4. Evaluación Escenario Solo Diesel D0- Sensibilidad al precio del
combustible
Figura 7-5. Evaluación Escenario D11- Combustible 1 US\$/litro - Configuración
SH Diseñada7-1
Figura 7-6. Evaluación Escenario D11- Combustible 1.5 US\$/litro – Configuración
SH Diseñada 7-1
Figura 7-7. Evaluación Escenario D11- Combustible 2.0 US\$/litro – Configuración
SH Diseñada 7-1
Figura 7-8. Radiación solar disponible en la vecindad de Puerto Estrella 7-1
Figura 7-9. Velocidad del viento en la vecindad de Puerto Estrella (20 m) 7-1
Figura 7-10. Resultados simulación de sistema eólico y sistema híbrido solar-
eólico para vecindad de Puerto Estrella





ACRÓNIMOS

ACCEFYN Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
ASIC Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

BCH Banco Central Hipotecario

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

CND Centro Nacional de Despacho

CER Certificados de Reducción de Emisiones

CE Comercio de Emisiones

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

CIURE: Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No

Convencionales de Energía

CAC Comité Asesor de Comercialización

CAPT Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión

CON Consejo Nacional de Operación

COLCIENCIAS: Departamento Administrativo de ciencia, tecnología e innovación

DNP Departamento Nacional de Planeación

US\$: Dólar americano

ENSO El Niño Southern Oscillation
ESCO Empresa de Servicios Energéticos
ESP's: Empresas de Servicios Públicos
EE.PP.M. Empresas Públicas de Medellín

FAZNI: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas

FC Fuentes convencionales

FENR Fuentes de Energía Nuevas y Renovables

FER Fuentes de Energía Renovables

FNCE Fuentes No Convencionales de Energía

GLP: Gas licuado del petróleo

GN: Gas natural

GNV: Gas natural vehicular

GEI Gases de Efecto Invernadero
GEF: Global Enviromental Facility
GWP Global Warming Potential
IC Implementación Conjunta
IVA Impuesto al Valor Agregado

ICA Instituto Colombiano Agropecuario

ICETEX: Instituto Colombiano de Crédito y Estudios Técnicos en el Exterior

INGEOMINAS: Instituto Colombiano de Geología y Minería ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No

Interconectadas





Formulación Plan de Desarrollo FNCE

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change

MDL Mecanismo de Desarrollo Limpio

MAVDT: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial

MCIT: Ministerio de Comercio, Industria y Turismo MHCP Ministerio de Hacienda y Crédito Público

MME Ministerio de Minas y Energía

MIEM Ministerio de Minería, Energía e Industria del Gobierno de Uruguay

NTC: Norma Técnica Colombiana

OLADE Organización Latinoamericana de Energía
OMM Organización Meteorológica Mundial
PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica
PYME's: Pequeña y Mediana Empresa
PEN: Plan Energético Nacional

PCG Potencial de Calentamiento Global (PCG)

PIB: Producto Interno Bruto

CONOCE: Programa Colombiano de Normalización, Certificación y Etiquetado de Equipos de

Uso Final de Energía.

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUMA Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente

PROURE: Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No

Convencionales

PESENCA Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica

PK Protocolo de Kyoto

PCF Prototype Carbon Fund: Fondo Prototipo del Carbono del Banco Mundial

SEGIB Secretaría General para la Cumbre Iberoamericana

SENA: Servicio Nacional de Aprendizaje
SIN Sistema Interconectado Nacional

GTZ Sociedad Alemana de Cooperación Técnica

SSPD Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Tcal: Tera-caloría

COP3 Tercera conferencia de las partes

UPME Unidad de Planeación Minero Energética

UTO: Unidad Técnica de Ozono

UE Unión Europea

UNFCCC United Nations Framework Convention on Climate Change

URE: Uso Racional y Eficiente de Energía

VIS: Vivienda de Interés Social ZNI: Zonas no interconectadas





1. INTRODUCCIÓN

Dentro del estudio titulado FORMULACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA EN COLOMBIA (PDFNCE), el segundo volumen cubrió los aspectos relacionados con el diagnóstico de las FNCE en el país e incluyó un análisis del marco legal y regulatorio para estas fuentes, aspectos ambientales, el estado de desarrollo de las mismas considerando su potencial, proyectos desarrollados y potencia instalada en cada una de las fuentes. También se consideraron temas transversales como la política de ciencia tecnología para estas fuentes, los proyectos de I&D desarrollados y el monto de las inversiones de Colciencias en proyectos de FNCE. Además se desarrolló una base de datos de proyectos y documentación de proyectos universitarios sobre proyectos con FNCE.

En este tercer volumen, en el capítulo segundo se presentan y analizan las experiencias internacionales en políticas para el desarrollo de las FNCE en la Unión Europea y en varios países de la Unión (Alemania, España y Croacia). También se presentan y analizan estas experiencias en varios países de América Latina (Méjico, Perú y Brasil).

En el capítulo tercero, se analizan elementos de política en FNCE para Colombia considerando las experiencias internacionales, el análisis de los factores determinantes de política para el caso colombiano a la luz de las experiencias internacionales y del taller realizado conjuntamente entre la UPME y Corpoema, y se establece un principio orientador de la política en FNCE y se dan ideas preliminares de política.

Posteriormente, en el capítulo cuarto, se desarrollan las valoraciones básicas de los riesgos ante el cambio climático sobre sistema de generación hidroeléctrico del país.

Se analiza en primera instancia el impacto del fenómeno del Niño sobre el régimen de precipitación en el país, especialmente sobre las zonas de embalses, y en segunda instancia el comportamiento del precio de generación en bolsa (en \$/kWh) tomando como referencia el último Niño de 2009. Luego, partiendo del escenario construido por los modelos de alta resolución por el IDEAM para el período 2011 – 2040 se hacen los análisis preliminares para valorar los riesgos.

En el capítulo quinto se discute la complementariedad entre las FNCE y el SIN, así como entre las FNCE y el suministro de energía en las ZNI. En cuanto a las FNCE y el SIN, se parte del hecho de que tanto la energía solar como la eólica por las características de la disponibilidad del recurso, la potencia generada debe ser





inyectada de inmediato a la red. En estas condiciones la pregunta es si estas complementan la generación del sistema hidroeléctrico del país durante la estación de verano (diciembre a abril del año siguiente) y si esta complementariedad se da durante los eventos Niño.

La complementariedad de las FNCE de energía en las ZNI requiere un enfoque diferente. Se trata entonces de complementar la generación existente convencional con FNCE o diseñar sistemas con una o varias FNCE. Actualmente existe la posibilidad de integrar en un sistema diferentes fuentes de energía (convencionales y renovables) en un sistema denominado híbrido de tal manera que ellas se complementen entre sí para el suministro de energía a nivel de sistemas individuales o mini-redes. El diseño de estos sistemas requiere de información sobre la disponibilidad de los recursos renovables en el sitio de la implementación poniendo de relieve la importancia de mejorar la calidad de la información sobre FNCE en las regiones comprendidas en las ZNI.

En el capítulo sexto se desarrolla los costos indicativos para las diferentes tecnologías de las FNCE. Para ellos se consideran los costos de inversión para las tecnologías seleccionadas y sus capacidades propuestas, los costos de operación y mantenimiento, los costos de ingeniería y montaje, y los costos de imprevistos. De esta manera se tiene la totalidad de los costos de inversión.

Los costos de generación se han calculado empleando la metodología de los costos nivelados, con una tasa de descuento de 10% anual y un periodo de evaluación (vida útil del proyecto) variable pero del orden de 20 años para la mayoría de las tecnologías. Se han estimado los costos de referencia para las diferentes tecnologías en diferentes capacidades, tanto para costos de capital, obras civiles, ingeniería, costos fijos y variables de O&M, tanto para 2010 como para 2015 y 2020. Más allá hasta 2030 se estiman iguales a los de 2020. En el caso de aplicaciones térmicas, como calentadores solares se estima el costo de producción de calor en forma de agua caliente. En este capítulo también se consideran los precios de la energía en el mercado actual colombiano y se comparan con los costos de generación estimados.

En el capítulo de costos se presenta el análisis de las subastas de energía renovable del Perú y de Brasil para tener una referencia de precios de energía renovable en la región. La del Perú incluyó diferentes tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica, PCHs y biomasa. Se otorgaron 26 proyectos con un poco más d 1800 GWh/año. A partir de un precio base de la energía en bloque de cerca de 48.4 c US\$/kWh, los topes estuvieron desde 74 cUS\$/kWh para PCHs, hasta 110 cUS\$/kWh para la eólica, 120 cUS\$/kWh para la biomasa y 269 cUS\$/kWh para la solar fotovoltaica. El éxito de esta subasta muestra que esta ha sido una alternativa válida para introducir proyectos de FNCE en el Perú, mecanismo que también fue adoptado en el Brasil para la energía eólica este 2010.





Finalmente en el anexo se incluye una breve descripción del concepto de costo nivelado, el diseño de un sistema híbrido diesel-solar en la región del Chocó y la simulación de su desempeño así como los cálculos del costo presente neto de la generación teniendo en cuenta costos de equipos y de servicios de instalación basados en información de proveedores locales. También, partiendo de la simulación del desempeño técnico de un sistema eólico, se presenta de manera abreviada los resultados de los costos de generación del sistema. Como variante a la generación eólica, se adiciona un generador eólico y se dan los resultados de costos de generación. El objetivo es demostrar la posibilidad de diseñar sistemas en donde la generación se dé complementariamente entre diferentes fuentes de energía que es una opción válida para las ZNI.





2. EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN POLÍTICAS PARA FNCE

En esta actividad se indagará sobre la experiencia internacional en el desarrollo y promoción de FNCE en países en desarrollo y desarrollados, que permitan arrojar elementos de evaluación y proyección de las políticas en el caso colombiano en aspectos tales como factores determinantes de políticas y de metas, valoración de riesgos del sector energético ante el Cambio Climático para efectos de la adopción de políticas, apreciación del nivel de las metas propuestas versus la participación de las FNCE, financiamiento, precios a los consumidores, tecnologías, participación nacional, procesos de implantación y gradualidad adoptada, generación de empleo y relevancia de la exportación de productos de FNCE; papel que ha jugado el otorgamiento de subsidios, mercado del carbono y mercados verdes en el financiamiento de las estrategias adoptadas, tipo de incentivos que en países latinoamericanos con políticas relevantes en FNCE se han venido desarrollando y su grado de aplicabilidad al caso Colombiano, complementariedad de recursos energéticos.

Para el efecto, se han seleccionado países con experiencia relevante en materia de fijación de políticas y desarrollo de FNCE como México, Perú, Brasil, España, Alemania y Croacia.

2.1 POLÍTICAS DE FUENTES RENOVABLES EN LA UNIÓN EUROPEA.

La Unión Europea constituye un caso muy ilustrativo de la forma en que se ha construido las políticas en ER y cómo estas han determinado también las políticas de los países miembros como España y Alemania. En este sentido, es importante captar lecciones de esta experiencia, examinando en primer lugar las políticas de carácter general adoptadas por la UE y las adoptadas a nivel particular de país por España y Alemania.

2.1.1 Las políticas de ER de la UE

El Documento de la Comisión Europea "ENERGÍA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES - Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios", de 1997, contiene la justificación, formulación concreta de objetivos y etapas de implantación de un plan a nivel de región para promover el desarrollo e instalación de energías renovables. Se precisa que dicho Plan, no se refiere a FNCE en su sentido amplio, sino a las ER en particular, tanto para la generación de electricidad como de calor y biocombustibles. Por lo tanto, no se incluye la energía nuclear y sí la geotérmica.





2.1.1.1Factores determinantes de política y metas propuestas.

El documento identifica tres elementos que constituyen claras justificaciones para la formulación de políticas: protección del medio ambiente, reducir dependencia de importaciones energéticas, generación de empleo a nivel local y oportunidades para la industria de la UE.¹

El documento inicia para enfatizar la situación actual relacionada con el Cambio Climático señalando: "La Unión Europea ha reconocido la urgente necesidad de abordar el problema del cambio climático. Asimismo, en las negociaciones ha adoptado como objetivo la reducción del 15% de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero para los países industrializados para el año 2010, tomando como referencia el nivel de 1990. Para ayudar a los Estados miembros a lograr este objetivo, la Comisión, en su Comunicación sobre la dimensión energética del cambio climático determinó una serie de áreas de actuación en la política energética que incluían la concesión de un importante papel a las fuentes de energía renovables." ²

En cuanto a la dependencia de importaciones se señala: "La dependencia de la UE de las importaciones energéticas es ya del 50% y, si no se adopta ninguna medida, se espera que aumente en los próximos años hasta alcanzar el 70% antes de 2020. Esto es especialmente valido en lo relativo al petróleo y el gas, que procederán de fuentes cada vez más distantes de la Unión, circunstancia que a menudo conlleva ciertos riesgos geopolíticos. Así pues, la atención se centrará cada vez más en la seguridad de los suministros. Las fuentes de energía renovables, al ser autóctonas, desempeñarán un importante papel en la reducción del nivel de importaciones energéticas y tendrán implicaciones positivas para la balanza comercial y la seguridad del suministro." ³

El documento señala igualmente los grandes avances en la conformación de un mercado energético a nivel europeo y el gran potencial de desarrollo tecnológicos de las ER, reconociendo la posición de vanguardia ni nivel mundial que juega la Comunidad.

La necesidad de formulación de una política a nivel de la Comunidad se fundamentaba en que sin políticas de compensación (debido al nivel estable y relativamente bajo de los precios de energéticos tradicionales), y "sin una estrategia clara y completa acompañada por medidas legislativas" el desarrollo de las ER se retrasaría. "La prioridad esencial de los agentes económicos implicados

¹ Comisión Europea "Energía Para el Futuro: Fuentes de Energía Renovables - Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios", de 1997, pg. 4.

² Ídem, pg. 4.

³ Ídem, pg. 5.





en su desarrollo es disponer de un marco estable a largo plazo para el desarrollo de las fuentes energéticas renovables, que cubra los ámbitos político, legislativo, administrativo, económico y comercial. Además, mientras se desarrolla el mercado interior, es necesaria una estrategia a escala comunitaria para las fuentes de energía renovables, a fin de evitar que se produzcan desequilibrios entre los Estados miembros o distorsiones en el mercado energético."

Resulta claro entonces, las motivaciones de la UE para la formulación de un Plan a nivel comunitario y las grandes ventajas y beneficios que le implicaban dado el nivel de desarrollo logrado en lo tecnológico y su gran potencial de mercado.

Para el efecto, el documento hace mención de estudios realizados para evaluar la contribución de las ER a los diferentes beneficios.

También resulta interesante observar la referencia que se hace al amplio debate público dado a nivel de todos los sectores sobre el tipo y la naturaleza de las medidas prioritarias que podrían emprenderse a escala comunitaria⁴, enseñanza que debería ser seguida en el caso Colombiano.

2.1.1.2Evaluación preliminar de algunos costos y beneficios

El Libro Blanco presenta una evaluación preliminar de costos y beneficios que implica el alcance de las metas propuestas (un 12% de ER en la casta energética en el 2010). Como beneficios se destacan las emisiones de CO2, la seguridad del suministro y el empleo. En los costos se estimaba un total de inversión neta (descontando la que se hubiera incurrido en fuentes alternas a ER) de 95.000 millones de euros, señalando también la importancia de los gastos evitados por combustible. Este último punto es un aspecto evidente en el caso de países con una alta participación de combustibles fósiles en generación de energía eléctrica y calor.

Tanto los costos, como los beneficios, en particular estos últimos, contaron para su estimación con estudios especializados para valorar las reducciones de CO2 y la generación de empleo.⁵

2-3 Volumen 3 Dic 2010

⁴ Idem, pgs. 8 a 10.

⁵ Ídem, pg. 13: "En el estudio TERES II se hicieron estimaciones detalladas relativas al empleo neto, utilizando el modelo SAFIRE de penetración en el mercado puesto a punto dentro del Programa JOULE II. Este modelo prevé 500.000 empleos netos para el año 2010, creados directamente por el sector de la energía renovable e indirectamente por los sectores que abastecen a dicho sector. Se trata de una cifra neta, en la que se han tenido en cuenta las pérdidas de empleo de otros sectores energéticos. Algunos estudios sectoriales realizados principalmente por la propia industria dan cifras de empleo mucho más elevadas. La Asociación Europea de la Energía Eólica (AEEE o EWEA en sus siglas inglesas)16 estima el número de puestos de trabajo que el sector eólico debe crear de aquí al 2010 entre 190.000 y 320.000, si la capacidad eólica instalada alcanza 40 GW. La Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (AEIF o EPIA en sus siglas inglesas) considera17 que una potencia de 3 GWp instalada en el año 2010 equivaldría a aproximadamente 100 000 empleos en este sector energético. La AEBIOM (Asociación Europea pro Biomasa) considera





2.1.1.3 Valoración de riesgos ante el Cambio Climático y complementariedad de los recursos.

El Libro Blanco de 1997 no hace mención alguna a riesgos potenciales originados por el Cambio Climático en el comportamiento de las fuentes de ER, ya sea en la generación hidroeléctrica ni en las demás fuentes. Tampoco se hace referencia a la complementariedad entre las diferentes ER.

2.1.1.4Financiamiento, subsidios, y política tarifaria

El Libro Blanco visualizaba diferentes sistemas de preferencias para la electricidad con base en ER como prioridad de adquisición por parte de los suministradores de energía, precio al menos igual al de la energía adquirida en baja tensión más una prima que refleje beneficios sociales y las exenciones fiscales. Igualmente se mencionaba la posibilidad por parte de los estados miembros de dar tratamiento fiscal preferencial a la financiación de ER, la subvención de inversión en ER e incentivos para la adquisición de equipos y servicios ligados a ER por parte de los consumidores.

En el campo de investigación se señala la importancia de dar incentivos fiscales y enfatizar la destinación de recursos de investigación hacia las ER.

En el campo de las ER en el sector de la construcción el énfasis se orientaba hacia exigencias de diseño establecidas a través de la normatividad.

2.1.1.5Tipo de incentivos

El Libro Blanco hace mención sobre la importancia de incentivos y subvenciones en casos como el de la energía FV, especialmente en el cubrimiento de proporciones significativas de la inversión en estos sistemas (entre el 50% y 100% según casos en cada país). Para la generación eólica se estimaba una subvención inicial equivalente al 15% de la inversión de los primeros 10.000 MW, pero no necesaria para los que vinieran después. Para la cogeneración con biomasa se estimaba una subvención del orden del 20% de la inversión. ⁶

que las cifras recogidas en el estudio TERES II subestiman las posibilidades de crear puestos de trabajo en el sector de la biomasa y que si se explota completamente el potencial de la biomasa, el empleo en este sector podría aumentar hasta el millón de puestos en 2010. La Federación Europea de la Industria Solar (FEIS o ESIF en sus siglas inglesas) calcula en 250.000 los empleos necesarios para alcanzar el objetivo de desarrollo del mercado de los captadores solares en 2010. Si bien es cierto que resulta imposible extraer conclusiones definitivas o determinar el nivel probable de puestos de trabajo creados resultante de las inversiones en las diversas fuentes de energía renovables, es evidente que la adopción de medidas proactivas en favor de dichas fuentes de energía conducirá a un aumento importante de las oportunidades de empleo."

⁶ Ídem, págs. 31 – 33.





2.1.1.6Aspectos institucionales

El Libro Blanco indica la importancia de la conformación de redes de ER conformadas por localidades con objetivos del 100% de ER, redes de universidades, redes de centros de investigación y desarrollo tecnológico, redes temporales para objetivos específicos, hermandad de ciudades, etc.

2.1.1.7Procesos de implantación y gradualidad adoptada

La Comisión propuso una campaña de despegue para impulsar las metas propuestas, consistente en acciones denominadas como clave, entre ellas la producción de un millón de sistemas fotovoltaicos, aprovechando la capacidad de producción europea y su impacto en el empleo (500.000 a ser instalados en la UE y el resto para países en desarrollo), 10.000 MW generados por parques eólicos de grandes dimensiones, 10.000 MWh generados por instalaciones de biomasa, e integración de fuentes de ER en 100 poblaciones seleccionadas especialmente para este objetivo.

Por otro lado, el Plan previó mecanismos de seguimiento y evaluación de las acciones propuestas.

2.1.2 Políticas en el Caso de España.

2.1.2.1Factores determinantes de política y metas propuestas.

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 desarrolla un capítulo destinado a la justificación y objetivos del Plan⁷. Previamente, el Plan de Fomento de las Energías Renovables expedido en diciembre de 1999 señalaba con claridad:

El Plan de Fomento se elabora como respuesta al compromiso señalado en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que define el objetivo a alcanzar en el mínimo del 12% de aportación de las energías renovables a la demanda energética de España en el horizonte del año 2010. Asimismo, este objetivo recoge la recomendación propuesta en el denominado "Libro Blanco de las Energías Renovables", de la Unión Europea, expresión de un interés general por este tipo de energías."

Se señala igualmente que, aunque la planeación en general es indicativa, debido al carácter estratégico de las FNCE, se les da un tratamiento diferencial.

⁷ Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 el cual es una revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000 – 2010.





Para 1999, España consideraba como un beneficio de la mayor importancia el desarrollo de las FNCE en razón a un importante mercado para los bienes y servicios asociados y por sus antecedentes en investigación y desarrollo:

El beneficio más importante del Plan reside en su carácter estructural, al conformarse un sector moderno, con fuerte tasa de crecimiento y amplio mercado, y al que puede llegarse si se alcanza una optimización de costes (mercado de dimensión crítica), y un alto nivel de calidad. Debe de considerarse, además, que España parte de una posición bien sustentada por una labor relativamente larga en I+D+D que ha ido adquiriendo renombre, solidez e influencia en los medios industriales nacionales y extranjeros. Esta posición es potenciada en el Plan al conferirle un valor añadido industrial a las acciones del mismo y no solamente al objetivo temporal de alcanzar una cuota de participación concreta. Es decir, el Plan se configura con un diseño sinérgico energético y sectorial. 8

Por lo anterior, el Plan es visualizado con visión estratégica, dado el entorno de las ER en el marco de la UE por sus compromisos para la reducción de GEI.

En cuanto a los objetivos de reducción de GEI, el Plan de Fomento de 1999 incluyó la estimación de emisiones de CO2 evitadas para el año 2010 por el Plan.⁹

A su vez, se señala en el Plan de 2005 lo siguiente:

España mantiene desde hace tres lustros un notorio crecimiento del consumo de energía y de la intensidad energética. Nuestra creciente y excesiva dependencia energética exterior — cercana al 80% en los últimos años — y la necesidad de preservar el medio ambiente y asegurar un desarrollo sostenible, obligan al fomento de fórmulas eficaces para un uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias. Por tanto, el crecimiento sustancial de las fuentes renovables, junto a una importante mejora de la eficiencia energética, responde a motivos de estrategia económica, social y medioambiental, además de ser básico para cumplir los compromisos internacionales en materia de medio ambiente. 10

Como se puede observar, los factores determinantes de la política en ER de España son los mismos expuestos en el Libro Blanco para la UE: reducción de emisiones, reducción de alta dependencia energética exterior y un importante potencial de mercado de bienes y servicios relacionados con las ER.

⁸ Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000 - 2010, Resumen, pg. 5.

⁹ Plan de Fomento de las ER, Resumen, pg. 7.

¹⁰ PER 2005 – 2010 pg. 7.





2.1.2.2 Valoración de riesgos ante el Cambio Climático y complementariedad de los recursos.

El Plan de 2005 no hace mención alguna a riesgos potenciales originados por el Cambio Climático en el comportamiento de las fuentes de ER, ni a la hídrica ni a las demás fuentes. Tampoco se hace referencia a la complementariedad entre las diferentes ER.

2.1.2.3Financiamiento, subsidios, incentivos y política tarifaria

El Plan 2000 – 2010 consideró una serie de ayudas como subvenciones, incentivos fiscales y primas a la producción. Para el efecto se supuso una rentabilidad del 7% antes de financiación y después de impuestos. 11

Las fuentes de financiación hasta el 2006 (estimadas alrededor de US\$ 18.000 millones) provenían en un 17.4% de los fondos propios de los promotores, el 69.5% de recursos ajenos (tipo Project Finance o emisión de bonos, créditos a largo plazo con tasa de interés subsidiada)) y 13.1% de ayudas públicas.

Adicionalmente, en el caso de la generación eléctrica, se cuenta con las primas derivadas del régimen especial que tienen las ER las cuales permitirían captar unos US\$2.777 millones en primas, en el periodo 1999 al 2006.

2.1.2.4Incentivos

Aparte de las ayudas antes mencionadas, el Plan 2000 – 2010 identificó otras medidas denominadas fiscales, estructurales y de eliminación de barreras.

Se propone incentivos fiscales destinados a innovación tecnológica y el efecto medio ambiental, complementados con otros incentivos que ya existían a 1999 en la legislación tributaria.

En cuanto a las medidas estructurales, se propone la armonización del marco legal y regulatorio relacionado con la utilización de los recursos, requisitos y procedimientos para proyectos que requieren estudio de impacto ambiental, regulación de la tasa de aprovechamiento del viento por parte de los municipios, normas de conexión a la red de sistemas FV. etc..

Se propone además la mejora de los sistemas de información sobre oportunidades de financiación interna y del exterior.

¹¹ Plan de Fomento 2000 – 2010, págs. 22 y 23.





2-8

2.1.2.5Factores socioeconómicos, competitividad y desarrollo regional.

El Plan de ER 2005 destaca el alto grado de madurez tecnológica en las áreas de la energía eólica, solar térmica, mini-hidráulica y para los sistemas de combustión de productos derivados de la biomasa con cerca de 1.400 empresas operando en el sector de ER en España, la mayoría medianas y pequeñas. ¹² Se señala que las actividades más generadoras de empleo son el aprovechamiento de la biomasa y la producción de biocombustibles (aproximadamente el 65% debido a este último). La generación de empleo se localiza principalmente en el sector agrícola.

Los resultados en general, han resultado superiores a los previstos en el Libro Blanco. A continuación se ilustra la dimensión de impacto empresarial y de generación de empleo para el caso de España y en el contexto de ER de la UE.

En el sector eólico existían más de 500 empresas, señalándose que la mayoría de los componentes utilizados en la fabricación de aerogeneradores son fabricados por empresas españolas que a su vez exportan al exterior. Se estimaba en el sector alrededor de 95.000 empleos, de ellos unos 24.000 directos.

En el sector mini-hidráulico se calculaban unas 150 empresas con cerca de 2.600 empleos.

En el sector FV las empresas eran alrededor de 385, la mayoría dedicada a la instalación de equipo, con un empleo estimado de 2.600 personas (incluyendo la fabricación de módulos fotovoltaicos).

En el campo de la solar térmica se estimaban unas 385 empresas, con un "importante tejido industrial de pequeños fabricantes y empresas dedicadas a la importación y distribución de paneles".

En el área de la biomasa las empresas se dedican a la fabricación de equipo para el tratamiento de la biomasa o de equipo de calefacción doméstica, combinando su actividad también con otros sectores industriales.

Estas dimensiones de empleo y de número de empresas deben guardar una estrecha relación con la magnitud de las metas propuestas por España en ER y su potencial exportador tanto a la UE como a países fuera del área. La siguiente era la situación a 2004 y las metas para el 2010.

Volumen 3 Dic 2010

_

¹² Plan de ER 2005, pg. 25. Las empresas desarrollan una amplia variedad de actividades, desde instalación, mantenimiento hasta estudios de factibilidad y diseños.





Tabla 2-1. Situación a 2004 y metas para el 2010 en España

OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010
OBSETT OS DEL TEAM DE ENERGIAS RENOVADEES EN ESTANA 2003-2010
Escenario PER

Situación en 2004 [año medio (1)] Objetivo de incremento 2005-2010 (2) Situación Objetivo en el									
	Situación	en 2004 [añ	o medio (1)]	Objetivo de	Inoremento 2	006-2010 (2)	Situación	Objetivo en	el año 2010
	Potencia	Producción	Producción en términos de Energía Primaria	Potencia	Producción	Producción en términos de Energía Primaria	Potencia	Producción	Producción en términos de Energía Primaria
	(MW)	(GWh)	(ktep)	(MW)	(GWh)	(ktep)	(MW)	(GWh)	(ktep)
Generación de electricidad									
Hidráulica (> 50 MW) (3)	13.521	25.014	1.979	0	0	0	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (Entre 10 v 50 MW)	2.897	5.794	498		687	59	3.257	6.480	557
Hidráulica (< 10 MW)	1.749	5.421	466		1.271	109	2.199	6.692	575
Biomasa	344	2.193	680	1.695	11.823	4.458	2.039	14.015	5.138
Centrales de biomasa	344	2,193	680	973	6.787	2,905	1.317	8,980	3.586
Co-combustón			-	722	5.036	1.552	722	5.036	1.552
R.S.U.	189	1.223	395		0	0	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	12.000	25.940	2.231	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	- 5	363	553	48	400	609	52
Biogás	141	825	267	94 500	1,298	188 509	235 500	1.417	455 509
Solar termoeléctrica	-	_		500	1.298	509	500	1.298	509
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	27.032 m* Solar L	60.096	5.973	15.462 m* Solar L	42.163	7.602	42.494 m2 Solar L	102.259	13.574
Usos térmicos	baja temp.		(ktep)	baja temp.		(ktep)	baja temp.		(ktep)
Biomasa	700.805		3.487 51	4.200.000		583 325	4.900.805		4.070 376
Solar tërmica de baja temperatura	/00.805		51	4.200.000		325	4.900.805		3/6
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			3.538			907			4.445
Biocarburantes (Transporte)									
TOTAL BIOCARBURANTES			228			1.972			2.200
				i					i
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			9.739			10.481			20.220
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep) (Eccenario Energético: Tendencial/PER)			141.567	[167.100
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			6,9%						12,1%

2.1.2.6Procesos de implantación y gradualidad adoptada

Desde inicios de la década del 90 España había iniciado su proceso de introducción de las ER y la promoción de proyectos demostrativos que la ubicaron en posición de avanzada dentro de la UE. En este sentido, más que acciones de implantación gradual lo que incluye el Plan de Fomento 2000 – 2010 es la definición de "acciones de acompañamiento del Plan" destinadas a investigación y desarrollo tecnológico en cada tecnología en particular en aspectos muy concretos (por ejemplo, en solar térmica, reducción de costos de colectores de concentración de solar térmica, reducción de costos de colectores de concentración formación del equipo humano, instrumentación, etc.), redes de distribución y transmisión, diseño de un sistema de seguimiento y control y de comités de coordinación del Plan.

¹³ Al respecto de esta sección ver el Plan de Fomento Resumen págs. 20 a 22.





2.1.3 Políticas en el Caso de Alemania.

2.1.3.1Factores determinantes de política y metas propuestas.

Se señala que las razones principales por las cuales se está dando el viraje de las fuentes fósiles (y atómicas) hacia las ER es la creciente emisión de CO2, la finitud de los recursos fósiles y el costo creciente de las importaciones de energía. Adicionalmente, se hace fuete énfasis en los resultados económicos relacionados con las ER como generación de empleo, participación a nivel mundial en el mercado de bienes y servicios asociados a ER, ahorros por importaciones de energía, y cantidad de emisiones de CO2 evitadas. 15

Alemania adoptó en 2000 el Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG). Antes, en 1990, se había adoptado la Electricity Feed Act la cual dio especial importancia a la generación eólica.

Las metas se fijaron a nivel global como una participación del 12.5% a 2010 de las ER en la generación de energía eléctrica. Cada tecnología en particular va respondiendo a los incentivos creados por la tarifa fija establecida.

2.1.3.2 Valoración de riesgos ante el Cambio Climático y complementariedad de los recursos.

No se observó en la documentación consultada referencia a riesgos futuros del suministro de energía asociados a reducción del potencial de generación en ER debidos al Cambio Climático.

2.1.3.3Financiamiento, subsidios, y política tarifaria

Con la EEG se buscó darle un fuerte impulso a las ER eólica, solar, biomasa, geotérmica, hidroeléctrica y gas de mina. Como elemento clave de jalonamiento se obligó a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a adquirir prioritariamente la energía inyectada a la red proveniente de ER, y comprarla a una tarifa fija por 20 años ("feed-in tariff"), la cual depende de la tecnología utilizada (y en algunos casos como en la eólica de la localización). A 2007 las tarifas habían sido incrementadas para solar, geotérmica, biomasa buscando crear incentivos para investigación y desarrollo (también se incluyen hidroeléctricas hasta 150 MW). En contraste las tarifas para generación eólica se habían reducido en respuesta a la reducción de costos por avances tecnológicos.

Las tarifas para nuevos proyectos se van reduciendo cada año en un porcentaje dependiendo de la curva de aprendizaje y los avances observados.

 $^{^{14}}$ THE RENEWABLE ENERGY SOURCES ACT - The success story of sustainable policies for Germany, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2007.

¹⁵ Idem, pg. 4.



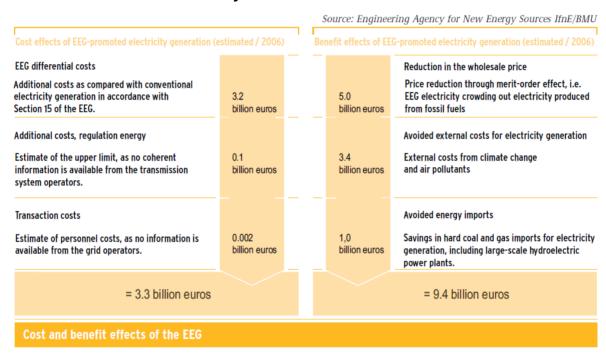


Como se puede observar, se trata de un caso en que a través de la tarifa establecida se financian e incentivan los proyectos, todo lo cual es pagado por el consumidor final del país desarrollado como lo es Alemania, sin subsidio alguno por parte del Estado. A 2007 se estimaba que una familia de tres personas pagaba alrededor de 2.20 Euros por las ER.

Alemania considera que el esquema "feed-in tariff" está más orientado al mercado que un esquema basado en cuotas por tecnología mediante el cual el Estado trata de crear una demanda artificial para cada una.¹⁷

La siguiente tabla ilustra el balance de costos y beneficios a 2006:¹⁸

Tabla 2-2. Balance de costos y beneficios a 2006



La tabla muestra la importancia que tiene en el balance de beneficios el costo evitado de los combustibles (incluida la importación) como la valoración de costos de Cambio Climático. En un caso como el colombiano, estos beneficios resultarían de menor cuantía en la medida que en promedio el 80% de la generación es hidroeléctrica (en 2006 la hidroelectricidad representó el 3.5% de la energía

¹⁶ Idem, pg. 14.

¹⁷ Idem, págs. 20 y 21.

¹⁸ Idem, pg. 15.





consumida en Alemania¹⁹), no se importan combustibles para generación y el aporte en cuanto a emisiones evitadas es bajo.

2.1.3.4Tipo de incentivos

Como ya se anotó, la tarifa fija o "feed-in tariff" y la obligación de adquirir toda la energía inyectada a la red por parte de los suministradores al usuario final, constituyen los incentivos centrales de la política de promoción de ER.

2.1.3.5Procesos de implantación y gradualidad adoptada

Más que una gradualidad en el proceso de implantación, dada la trayectoria que traía Alemania desde inicios de los noventa, se cuenta con procesos frecuentes de evaluación y ajuste de la política y de las tarifas.

2.1.3.6 Valoración de políticas subordinadas.

Como ya se anotó, Alemania enfatiza los resultados favorables de la política de ER en materia de generación de empleo. A 2006 se estimaba: más de 230.000 personas empleadas y unas 500.000 para el 2020, y una participación del 15% en el mercado internacional, esperándose que la inversión en equipo alemán pasara de 9 billones de euros en 2005 a 20 en el 2020,

2.1.4 Políticas en el caso de Croacia.

Croacia es un país adherente a la UE y por tanto su referencia es interesante en el examen de la experiencia internacional. En estudio sobre el Costo Beneficio de ER para Croacia realizado por Frontier Economics²⁰ en 2003, cuando ese país se encontraba en proceso de adherencia, se planteaban las siguientes preguntas a ser respondidas por dicho estudio y las consideraciones que fueron realizadas en respuesta:

Participación mínima que deberían tener las ER en la generación de electricidad a nivel nacional.- Tal participación depende de las externalidades incluidas en el análisis tales como daños en la salud y ambientales ocasionados por las energías convencionales. En ausencia de externalidades la participación mínima estimada para 2010 era del 0,9%, pasando al 5,6% cuando se incluían las externalidades locales y al 10,3% incluyendo las externalidades totales. Sin embargo, se anota que al incluir la generación hidroeléctrica se obtendría un 35%, muy superior a la directiva de la UE, pero sería un objetivo alineado con la misma UE y beneficioso en el proceso de adhesión a la Comunidad. La meta se basa en

¹⁹ Idem, pg. 11.

²⁰ Cost Benefit Analysis for Renewable Energy in Croatia Final report, Frontier Economics, A report prepared for HBOR and World Bank/GEF, 2003. Resumen ejecutivo disponible en http://www.google.com.co/search?hl=es&lr=&as_qdr=all&q=%22Cost+Benefit+Analysis+for+Renewable+Energy+%22+fr ontier&as q=World+Bank&btnG





supuestos como: los costos futuros de las tecnologías, los daños por la polución local, los precios futuros asociados a las emisiones y las tecnologías a ser desplazadas por las ER. Dependiendo del valor de los parámetros entre 2003 y 2010, la meta podría variar entre 77 MW a 1.000 MW.

Dada la magnitud de incertidumbre de los parámetros sobre las metas (aspecto bien relevante para el caso colombiano), se proponen las siguientes estrategias:

- a. Un enfoque de flexibilidad para la implantación.- Con el fin de que el gobierno ajuste las metas en la medida que los parámetros se van aclarando, por ejemplo, los costos de las tecnologías, los compromisos de Kioto, etc.);
- b. **Fijación de metas en una parte inferior del rango.** De esta manera se puede ajustar hacia arriba en la medida que se encuentre justificado.
- c. Consideración especial de los objetivos.- Se trata de un punto bien importante e interesante para el proceso que se adelanta con el presente estudio para Colombia. Se señala que la forma en que se implementes las metas depende crucialmente de los objetivos del Gobierno. Por ejemplo, si la prioridad es reducir las emisiones dañinas para la salud, alternativamente el desarrollo rural, o el desarrollo de capacidad nacional en ER, o unirse a la UE.

Costos de las ER.- Se estima que el logro de la meta implicaría incrementos tarifarios entre el 3% Y 4%. De esta manera, los costos son pagados por los usuarios a través de la tarifa y los beneficios recibidos a través de la mejora de condiciones ambientales y de salud por la población. Sin embargo se señala que dichos incrementos están muy relacionados con el tipo de proyectos a ser implantados.

Reglas para los costos de conexión de ER.- Se debe tomar en cuenta las implicaciones de localización y los riesgos asociados a la variabilidad de la generación, como también los beneficios que las ER puedan aportar a la complementariedad entre fuentes.

Papel de la autoridad regulatoria en la introducción de las ER.- Depende de las facultades legales de la autoridad para adoptar las medidas recomendadas.





2.2 CONSULTA DE EXPERIENCIA DE POLÍTICAS EN LATINOAMÉRICA

2.2.1 Políticas en el caso de Méjico

2.2.1.1Factores determinantes de política y metas propuestas.

Hacia 2009, cerca del 90% de la energía consumida en Méjico provenía de hidrocarburos como fuente primaria y aproximadamente un 70% de la generación de energía eléctrica era térmica con combustibles fósiles (gas y combustibles líquidos). De otro lado, Méjico cuenta con un importante potencial de fuentes renovables para generación eólica, geotérmica y solar.

De acuerdo con la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y la Financiación de la Transición Energética de 2008 (LAERFTE), se establece la Estrategia como el mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano impulsará las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.

En desarrollo de la Ley, la Secretaría de Energía expidió en 2009 el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables, orientado a la generación de electricidad (los biocombustibles se tratan mediante otros mecanismos). El documento plantea como objetivo la reducción de los riesgos inherentes a la dependencia de los hidrocarburos como fuente primaria y la convicción de incorporar el concepto de sustentabilidad en las políticas y estrategias del sector energético. El Programa, a su vez se enmarca en las estrategias y objetivos del Programa Sectorial de energía 2007 – 2012.

El Programa de Aprovechamiento de ER plantea los siguientes objetivos específicos: impulsar el desarrollo de la industria de energías renovables en Méjico, ampliar el portafolio energético del país, impulsando una mayor seguridad energética al no depender de una sola fuente de energía, y ampliar la cobertura del servicio eléctrico en comunidades rurales utilizando energías renovables en aquellos casos en que no sea técnica o económicamente factible la conexión a la red.

En otras partes del documento se señala que "algunos de los beneficios que aportarán las energías renovables son la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, el desarrollo del campo, el mejoramiento de la calidad del

Volumen 3_Dic 2010 2-14

_

²¹ SENER, Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables, 2009, México.





aire, una mayor conservación de los recursos naturales, la creación de empleos y el desarrollo científico y tecnológico, entre otros."

Las metas se centran principalmente en la generación eólica para la cual se establece una participación en la capacidad de generación total del 4,34% en 2012 frente al 0,15% en 2008. Los proyectos de generación eólica en desarrollo, tanto los correspondientes a autoabastecimiento (1.971,5 MW) más los licitados por CFE como productores independientes y construidos y operados directamente por esta empresa (592,5 MW), permiten garantizar el cumplimiento de la meta establecida para el año 2012.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que Méjico cuenta con el Instituto de Investigaciones Eléctricas que tiene experiencia en desarrollo en diferentes fuentes como la geotérmica, la eólica y solar. Recientemente concluyó el Centro Regional de Tecnología Eólica (Certe) en la región del Istmo de Tehuantepec en Oaxaca (región privilegiada a nivel mundial en recursos de viento), con apoyo del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF).

Tabla 2-3. Indicadores de los objetivos específicos en Méjico

INDICADORES DE LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS	
OBJETIVO 2012	DESGLOSE
Alcanzar el 7.6% en la capacidad instalada mediante fuentes de energía renovable en el país ⁷⁵ .	Energía Eólica 4.34% Energía Minihidráulica 0.77% Energía Geotérmica 1.65% Biomasa y Biogás 0.85%
Alcanzar entre el 4.5% y 6.6% en la generación eléctrica total mediante fuentes de energía renovable en el país ⁷⁶ .	Energía Eólica: (1.74 - 2.91) Energía Minihidráulica: (0.36 - 0.61) Energía Geotérmica: (2.19 - 2.74) Biomasa y Biogás: (0.19 - 0.32)
Ampliar la cobertura del servicio eléctrico en comunidades rurales utilizando energías renovables.	Lograr 2,500 comunidades electrificadas mediante fuentes de energía renovable a través del Proyecto de Servicios Integrales de Energía, el cual tendrá una duración de 5 años a partir de su inicio.

No es claro en el Programa cómo se llega a las metas y su relación con los objetivos en materia de reducción de emisiones, generación de empleo y desarrollo de la industria.

Para el logro de los objetivos se definen como estrategias el fomento a la Información, la elaboración de mecanismos para el aprovechamiento de ER, electrificación utilizando ER, desarrollo y promoción, infraestructura y regulación, investigación y desarrollo tecnológico.





El Programa plantea las siguientes estrategias y acciones:

Estrategia 1. Fomento a la Información

Líneas de Acción: Diseñar e implementar programas de difusión de las ventajas económicas y ambientales, así como de los mecanismos financieros disponibles para el empleo de fuentes renovables de energía; difundir el conocimiento y aplicación de las energías renovables en instituciones académicas del país, en colaboración con las dependencias competentes e instituciones de investigación.

Estrategia 2. Elaboración de Mecanismos para el Aprovechamiento de Fuentes de Energía Renovable

Líneas de Acción: Elaborar el inventario nacional de ER; expedir normas que regulen la generación de electricidad a partir de ER de conformidad con lo establecido en la Ley; elaborar una metodología para valorar las externalidades; elaborar metodologías y disposiciones relevantes al pago de energía a partir de ER; identificar opciones apropiadas para el desarrollo de ER y ordenarlas de acuerdo a sus beneficios e Incorporar proyectos demostrativos y programas de implementación.

Estrategia 3. Electrificación utilizando Fuentes Renovables

Líneas de Acción: Generar mecanismos para facilitar el acceso a grupos de comunidades indígenas, rurales o remotas; fomentar esquemas de participación compartida entre diferentes niveles del gobierno,; crear un catálogo, tomando como base el Inventario Nacional, de proyectos pilotos y de demostración de generación en comunidades rurales que promuevan su replicabilidad en otras regiones del país; promover el desarrollo de tecnologías adecuadas que permitan disponer de sistemas robustos y económicamente competitivos para la electrificación rural; promover la capacitación técnica de la población beneficiaria para el mantenimiento básico, y fomentar la generación de procesos de autogestión comunitaria con el fin de otorgar sustentabilidad a los proyectos que se desarrollen.

Estrategia 4. Desarrollo y Promoción

Líneas de Acción: Proponer a nivel internacional la creación de esquemas de financiamiento para apoyar proyectos; apoyar el establecimiento y/o fortalecimiento de organismos que se dediquen a la promoción de eficiencia energética y ER; crear el Consejo Consultivo para las Energías Renovables, como mecanismo que permita agrupar a los interesados e involucrados en la materia; fomentar la inversión privada para la creación y fortalecimiento de empresas dedicadas al diseño y fabricación de componentes y equipos, así como a la





instalación y venta de equipos; elaborar catálogos nacionales y regionales de productores e insumos para las diferentes tecnologías; desarrollar esquemas de financiamiento para distintos niveles de generación, replicar los proyectos exitosos, y otorgar micro-financiamiento y otros mecanismos de apoyo que permitan la amplia participación de pequeños productores; proponer sistemas de garantías, riesgo compartido y otros mecanismos de administración de riesgo, para impulsar la inversión en nuevas tecnologías; revisar los esquemas de apoyo para los proyectos de manufactura; lograr la integración social, económica y tecnológica de los sistemas de energías renovables en las comunidades rurales, a través del diálogo y la capacitación de los habitantes sobre la tecnología, así como la participación de estas comunidades mediante esquemas de desarrollo de proyectos comunitarios, con el objeto de acelerar la adopción de la tecnología, a través del Proyecto de Servicios Integrales de Energía; impulsar la cooperación entre los sectores público, privado y social para el desarrollo de esquemas de fomento a las fuentes renovables de energía, y fomentar el establecimiento de vínculos entre la industria y los consumidores de sistemas que operan con ER.

Estrategia 5. Infraestructura y Regulación

Líneas de Acción: Fomentar el uso de ER en instalaciones del sector público; estudiar la posible aplicación de instrumentos regulatorios para el impulso de la cogeneración eficiente, promover la instalación de ER en los programas de vivienda; establecer los mecanismos que permitan el funcionamiento de sistemas de medición neta en la red eléctrica para que los usuarios puedan tener capacidad de generación con energía renovable en sus hogares y pequeñas empresas, e Incorporar en los procesos de programación y planeación de obras del sector eléctrico, las interconexiones necesarias para recibir la energía eléctrica producida.

Estrategia 6. Investigación y Desarrollo Tecnológico

Líneas de Acción: Fomentar la cooperación internacional en investigación y desarrollo tecnológico; establecer redes de colaboración entre centros de investigación, a nivel nacional e internacionales; fortalecer la orientación de los trabajos de los centros de investigación del sector energético; apoyar el desarrollo de soluciones y aplicaciones tecnológicas en materia de ER a nivel local, y apoyar el desarrollo de recursos humanos capacitados.

Parte importante de los objetivos se logran a través de licitaciones para la instalación de nueva generación eólica convocadas por la empresa estatal CFE (Comisión Federal de Electricidad), la cual tiene el monopolio del suministro a los usuarios finales.





2-18

El Programa refiere a otra instancia la definición de las metas de reducción de emisiones asignadas a las ER.²²

Para cada fuente el Programa presenta un diagnóstico, un listado de proyectos identificados, unas acciones propuestas y unos retos a ser enfrentados.

2.2.1.2 Valoración de riesgos ante el Cambio Climático y complementariedad de los recursos.

El Programa Especial no hace mención alguna a riesgos potenciales originados por el Cambio Climático en el comportamiento de las fuentes de ER, ni a la hídrica ni a las demás fuentes. A la mini-hidráulica, instalación menor de 30MW, se le asocia beneficios importantes como la reducción de riesgos por inundaciones, la mitigación de la erosión de las cuencas, el mejoramiento de las labores agrícolas, desarrollo agroindustrial, derrame económico por la construcción y operación, y arraigo en las zonas rurales y capacitación.²³

Sin embargo, se conoce que se está tomando en consideración para las evaluaciones respectivas el grado de complementariedad que se puede lograr entre la generación eólica de la Península de Tehuantepec y la generación hidroeléctrica instalada en esa región.

2.2.1.3Financiamiento, subsidios, y política tarifaria

La Ley de ER creó el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía el cual es alimentado de recursos del presupuesto nacional.

En lo que se refiere a la instalación de generación eólica esta se logra a través de las licitaciones convocadas por la empresa estatal CFE y en la medida que las ER resulten en mayores costos que los que permiten remunerar las tarifas fijadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, estos serán asumidos por el presupuesto nacional.

También se ha producido un desarrollo importante de proyectos de autoabastecimiento, incentivado por altas tarifas que enfrenta los grandes consumidores bajo el actual esquema tarifario y por condiciones especialmente ventajosas de fuentes eólicas en ciertas zonas del país.

También, el Programa asume que se podrá contar con recursos provenientes del MDL.

²³ Ídem, pág. 65.

Volumen 3_Dic 2010

²² Ídem, pág. 94





2.2.1.4Tipo de incentivos

En 2009 Méjico contaba con programas de apoyo del Banco Mundial orientados al suministro de energía a 2.500 comunidades rurales en lugares aislados y el "Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala" (PERGE) del Gobierno Federal, el cual tiene como objetivo global ambiental reducir las emisiones de GEI así como las barreras para la interconexión de tecnologías renovables a la red eléctrica. Este proyecto cuenta con un donativo del Banco Mundial de apoyo directo al proyecto eólico: La Venta III y el desarrollo de algunos estudios.

También se cuenta con programa en el campo de la vivienda (Programa transversal de Vivienda Sustentable) con el objeto de transformar la conceptualización y prácticas constructivas de la vivienda de interés social y con el Programa Hipoteca Verde que comprende un crédito con un monto adicional para comprar una vivienda ecológica.

En cuanto a incentivos fiscales se refiere, la inversión en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, pueden deducirse el 100% en un solo ejercicio, pero se debe mantener en operación durante un periodo mínimo de cinco años.

2.2.1.5Aspectos relacionados con el producto energético

El Reglamento de la Ley establece se deben fomentar, tanto proyectos de generación que aporten capacidad en firme al sistema como aquellos que puedan estar disponibles en las horas de mayor demanda. Para el efecto, la CRE debe desarrollar metodologías para valorar el aporte de las diferentes tecnologías a la firmeza.

En el caso colombiano, una directriz de política en similar dirección podría requerir a la CREG la aplicación de principios de firmeza a las ER, adecuados a la mezcla de fuentes de generación del país y a los perfiles de demanda.

2.2.1.6Procesos de implantación y gradualidad adoptada

El Programa no define un proceso de implantación como tal. Sin embargo, a partir de la expedición de la LAERFTE, el gobierno Mejicano estructuró, con el apoyo del Banco Mundial, el BID y la GTZ un conjunto de proyectos orientados a poner en marcha la Ley.

2.2.1.7Políticas subordinadas.

Aunque el documento plantea en primer lugar el objetivo de desarrollar una industria de ER en Méjico, las acciones delineadas son bastante generales.





2.2.2 Políticas en el caso de Perú.

2.2.2.1Factores determinantes de política y metas propuestas.

Mediante Decreto Legislativo 1002 de 2008 expedido con el "objeto de promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.", el Perú adoptó las políticas en este campo. El Perú cuanta con una ley especial para la promoción de la geotermia.

El incentivo a las ER se enmarca, de acuerdo con el Decreto, en una economía con un crecimiento sostenido y una mayor demanda de energía eléctrica, cuyas tasas han sido de 8,3% en 2006 y 10,8% en 2007. Se estimaba que los requerimientos de nueva oferta de generación para 2015 por entrada en vigencia del TLC con EEUU, en más de 3 600 MW, considerando como la opción más limpia y beneficiosa el promover que una parte importante de dicha oferta sea con ER, en lugar de la generación de electricidad con derivados del petróleo y gas natural, por ser estas fuentes no renovables y contaminantes;

La Ley establece que el Ministerio de Energía y Minas debe establecer cada cinco años un porcentaje objetivo hasta del 5% para las ER en el consumo nacional de electricidad, sin incluir las centrales hidroeléctricas. Para la primera subasta el Decreto Supremo Nº 050-2008-EM de 2008 fijó como requerimiento la energía correspondiente a una potencia de 500 MW, con un factor de planta no menor de 0,30. La asignación por ER es realizada por OSINERGMIN de acuerdo con los proyectos que se hayan registrado.²⁴ Para la subasta realizada a finales de 2009 se demandaron las siguientes cantidades de energía:

Tecnología	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Energía requerida (GW año)	h/ 813	320	181	1314

No existe pues un factor determinante claramente ligado a la reducción de GEI debido a la situación particular del Perú, ni a la reducción de dependencia de importaciones. Se trata más bien de una decisión de política que obedece a la intención del país de introducir ER en una parte de la atención de la demanda de electricidad, como alternativa a que dicha porción se cubra con generación basada en petróleo o gas.

²⁴ El Decreto ordena al Ministerio de Energía y Minas elaborar el Plan nacional de Energías Renovables, el cual aún no se encuentra disponible a la fecha del presente estudio.





De la energía producida en el año 2009 el 62,91% fue de origen hidráulico y resto de origen térmico. El total de potencia efectiva del Sistema Interconectado en 2009 fue de 5 848 MW, de los cuales, el 49,9% era hidroeléctrico, el 37,15% gas natural, el 11,54% diesel y 2,43% para el carbón.²⁵

2.2.2.2 Valoración de riesgos ante el Cambio Climático y complementariedad de los recursos.

No se observó en los documentos consultados referencia a riesgos potenciales en el abastecimiento por el Cambio Climático considerando la importante participación de la generación hidroeléctrica.

2.2.2.3Financiamiento, subsidios, y política tarifaria

Las metas para generación con cada tipo de fuente son subastadas por Osinergmin en procesos en los cuales cada interesado oferta la cantidad de energía de un proyecto y la prima requerida, adicional al costo marginal de corto plazo de la energía. El sobrecosto originado por la introducción de las ER es pagado por los usuarios a través de un recargo en los peajes por conexión. Cada inversionista

Para la investigación y desarrollo para proyectos se contempla la utilización de fondos provenientes de recursos destinados para dicho propósito en las Leyes Anuales de Presupuesto del Sector Público, operaciones de endeudamiento externo, y recursos provenientes de cooperación internacional. No se trata de recursos con montos y fuentes claramente determinadas.

2.2.2.4Tipo de incentivos

Se contemplan incentivos tributarios como el beneficio de la depreciación acelerada, hasta de 20% anual, para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables, establecido en el Decreto Legislativo N° 1058 de 2008. (Junio 2008). También el "Régimen de Recuperación Anticipada del impuesto general a las ventas (IGV)" ofrece incentivos tributarios.

2.2.2.5Procesos de implantación y gradualidad adoptada

No se ha diseñado un proceso por etapas como tal. Tampoco se conoce el Plan ordenado por el Decreto Legislativo. El Estado, a través del legislativo, tomó una decisión de iniciar el proceso con unas metas determinadas.

Es interesante anotar que la subasta no se realiza sobre proyectos predeterminados por las autoridades aunque sí se informa sobre los nodos de conexión al Sistema Interconectado con su capacidad disponible.

²⁵ COES, Informe anual de operación de 2009.





2.2.2.6Políticas subordinadas.

Aunque se hace referencia a la incidencia en la industria, no existe información que permita conocer en qué medida el alcance de las metas establecidas puede incidir en ese objetivo.

2.2.3 Políticas en el caso de Brasil

2.2.3.1Factores determinantes de política y metas propuestas.

Brasil es un país verde desde el punto de vista energético, con 44% de la energía producida a partir de ER contra un promedio mundial de 16%. En el sector eléctrico, a 2008 Brasil contaba con una capacidad instalada de 105 mil MW, un consumo de energía de 400 TWh/año, una demanda máxima de 67 mil MW, con predominio de generación hidroeléctrica (75% de la capacidad y 85% de la energía producida - centrales con grandes embalses, ubicadas en cascada en diferentes cuencas, con regímenes hidrológicos diversificados). Un 25% de la capacidad instalada corresponde a térmicas a gas natural, carbón, nuclear; biomasa (bagazo de caña); fuel oil y eólica.²⁶

La Ley 10.438 de 2002 la cual prevé la ampliación del abastecimiento de electricidad de emergencia, creó el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA), con el objetivo de aumentar la cuota de la electricidad generada a partir de fuentes como la eólica, pequeñas plantas hidroeléctricas y la biomasa en el SIN. La ley no hace referencia a los motivos que soportan esa política.

Sin embargo, Eletrobras, empresa estatal responsable de gerenciar el Programa, señala que mediante PROINFA se apoya la diversificación de la matriz energética y busca soluciones de carácter regional para el uso de fuentes renovables de energía e incentiva el crecimiento de la industria nacional.²⁷

En los últimos años, las mini centrales (aquellas menores de 30 MW) y la cogeneración con bagazo (Brasil es un gran productor de caña) han sido competitivas, y más recientemente la eólica.

La ley previó como meta la contratación obligatoria por parte de Eletrobras a través de subastas de 3,300 MW hasta 2008 en partes iguales para biomasa, eólica, mini hidros.

PROINFA se considera como un esquema de subsidio clásico. Las metas han tenido algunas críticas en cuanto a su racionalidad económica. Por ejemplo, por qué asignar una tercera parte de la meta a la eólica si es más costosa que la

LICITACIONES DE ENERGÍA RENOVABLE EN BRASIL, Luiz Barroso, Taller Sobre Experiencias Internacionales de Política y Regulación para el Desarrollo de Energías Renovables. Ciudad de México, 3 de Noviembre de 2009
 http://www.eletrobras.com/ELB/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm





biomasa? Se señala además que constituye una solución interesante para sistemas aislados en los cuales el suministro actual se realiza con generación a diesel y para los cuales cerca del 75% de la inversión puede ser justificada con el monto de los subsidios de la generación fósil.²⁸

2.2.3.2 Valoración de riesgos ante el Cambio Climático y complementariedad.

No se observa en la documentación consultada referencias a riesgos en el suministro por el Cambio Climático. En el caso de la generación eólica en la región de nordeste brasilero se destaca la complementariedad que puede darse con la generación hidroeléctrica y a la biomasa en la región sureste.

2.2.3.3Financiamiento, subsidios, y política tarifaria

El costo de la energía contratada por Eletrobras es cubierto por los consumidores del SIN. Se realizan subastas específicas para determinada fuente. En 2008 se realizó una subasta para bioelectricidad por 2.400 MW, con el fin de aprovechar el gran crecimiento de la industria de etanol, mediante contratos a 15 años.

Para la energía eólica se prevén contratos por 20 años con un pago por la energía producida con un mecanismo de estabilización de ingresos. El objetivo es facilitar los esquemas de financiación por proyectos (Project finance).

Los bancos brasileños también ofrecen financiación hasta del 80% de la inversión y plazo de 14 años de amortización.

2.2.3.4Tipo de incentivos

En el caso de la bioelectricidad, se permitió que la generación aunque fuera estacional se venidera sobre una base firme anual como una producción media anual.

En la energía eólica, el inversionista declara la producción esperada, hay incentivos y penalidades para desvíos y ajuste del contrato para la energía producida verificada a cada cuatro años, con posibilidad de swap de producción entre plantas. De esta manera, se reduce de forma significativa el riesgo por variaciones en la producción.

2.2.3.5Procesos de implantación y gradualidad adoptada

En el caso de la bioelectricidad, la planeación de la interconexión de muchas áreas de producción que se encontraban aisladas fue un aspecto clave.

Es interesante observar el la atención que demanda la gradualidad en el tiempo de las subastas con el fin de dar incentivos, promover la competencia y encontrar

²⁸ Barroso.		





ventanas de oportunidad de reducción de precios de los equipos a nivel internacional.

2.2.3.6Políticas subordinadas.

De acuerdo con la Ley que creó PORINFA, se permite la participación directa de los fabricantes de equipos de generación en la media que el índice de nacionalización del equipo sea menor del 50% del valor. Solamente se permiten equipos importados si son de capacidad mayor o igual 1 1.5 MW.

Brasil cuenta con dos fábricas de equipos para generación eólica. En 2009 se encontraba en discusión la conveniencia de graduar las subastas en el tiempo con el fin de dar incentivos a la industria nacional.





3. ANÁLISIS DE ELEMENTOS DE POLÍTICA EN FNCE PARA COLOMBIA

En este capítulo se aborda el análisis de los factores determinantes para la fijación de objetivos y metas de política sobre FNCE en Colombia, tomando en cuenta la experiencia consultada a nivel internacional, el diagnóstico presentado en el Primer Informe con relación al estado actual de las FNCE en Colombia, y los aportes recibidos en el Taller realizado el 28 de septiembre de 2010.

3.1 CONSIDERACIONES SOBRE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Existe un marcada diferencia entre el énfasis de los factores que determinan los objetivos y metas de política en el caso de los países de la Unión Europea (UE), considerados como países desarrollados, en comparación con los países de América latina incluido el Brasil:²⁹

- En la UE se cuenta con políticas a nivel de la Comunidad motivadas por el compromiso de reducción de GEI por su alta contribución a las emisiones globales y su dependencia considerable de combustibles fósiles en la matriz energética, el objetivo de reducción de la alta dependencia de importaciones energéticas y, subsidiariamente, el impacto en el desarrollo de las industrias y servicios asociados a las ER y la respectiva generación de empleo.
- Los objetivos y sus metas asociadas en participación de ER se soporta a su vez en la valoración de los costos y beneficios esperados con su logro.
- Esta situación es claramente observada en la formulación de políticas a nivel nacional en países líderes en ER como Alemania y España. En estos casos los resultados esperados son claramente identificados y evaluados en el tiempo en indicadores como emisiones evitadas, importaciones de energéticos evitadas, empresas y empleo dedicado a las actividades de ER, exportaciones de bienes. Sin embargo, en casos de países europeos de menor desarrollo como Croacia, los análisis de beneficio costo conducen a metas más modestas y relacionadas con externalidades como salud y aún, con una posición política a favor de las ER en línea con la UE durante el proceso para ser miembro adherente.

Volumen 3 Dic 2010

3-1

²⁹ En la Unión Europea las políticas relacionadas con el Cambio Climático se han centrado en energías renovables y no en la energía nuclear.





- En los casos examinados en AL la situación es más heterogénea, aunque también es más reciente. Mientras en Méjico la motivación está relacionada con la reducción de emisiones por su importante dependencia de los combustibles fósiles, aunque no en forma tan precisa como en la UE, en Brasil, país relativamente verde desde el punto de vista energético (generación hidroeléctrica predominante y sector de biocombustible muy desarrollado), el énfasis de política a las ER se ha concentrado en las fuentes relativamente más promisorias en recursos y en costos como la eólica y la bioelectricidad, motivado por la intención de diversificar en alguna medida la matriz energética pero también, aprovechar soluciones adecuadas para regiones apartadas e impulsar el desarrollo de la industria, gracias al gran tamaño de la economía brasilera. En Perú, que recientemente ha subastado la instalación de 500 MW en ER, ha sido más una decisión motivada por el objetivo de contar con ER como una contribución a la producción de energías limpias.
- Aunque la experiencia consultada de AL, hace referencia en todos los países al objetivo de promover la industria y el empleo, las acciones trazadas no definen los mecanismos para lograrlo ni se analiza en qué medida las metas propuestas lo permiten.
- También en AL se señala como justificación general la diversificación de la matriz energética.
- El caso de Brasil muestra una situación especial por la misma competitividad de las ER en el sector energético como hidroelectricidad, la cogeneración con biomasa y los biocombustibles. Sin embargo, énfasis reciente en eólica, mini-hidros y bioelectricidad han representado un mayor costo que es subsidiado por los mismos usuarios.
- No se observó referencia alguna a riesgos en el abastecimiento energético por el Cambio Climático en general, ni en particular relacionado con la reducción del potencial de generación hidroeléctrica.
- En Méjico y Brasil se valora la complementariedad que puede existir entre ER y en el caso de Méjico se encuentra en desarrollo la metodología para valorar la contribución de ER con energía firme y aporte a la potencia del Sistema.
- En el campo del financiamiento de las ER en el sector eléctrico, el mecanismo principal en los países desarrollados es el reconocimiento de una tarifa fija por un período largo del tiempo, distribuyendo entre todos los usuarios del sector los mayores costos incurridos (excepto en Méjico). Igual ocurre en AL, con la diferencia que sectores considerables de la población





se encuentran subsidiados en el consumo eléctrico. De esta manera, se trata básicamente de un esquema contractual similar a los conocidos PPA, lo cual le facilita al inversionista acudir a un esquema de financiamiento por proyecto ("Project Finance").

- Adicionalmente, y en general, se observan incentivos de carácter fiscal y la mitigación de los riesgos asociados a la variabilidad de la producción de la energía de ciertas fuentes como la eólica y solar, a través de las desviaciones permitidas y consignadas en los mecanismos contractuales.
- Desde el punto de vista operativo, en el caso L.A., la referencia principal es al despacho prioritario de las ER.
- Dependiendo de la situación particular, se pueden plantear diferentes estrategias de despegue o de implantación. Por ejemplo, el Libro Blanco de la UE propuso una serie de acciones en 1997 consistentes en metas concretas de nueva capacidad instalada y sistemas de ER producidos y mecanismos de seguimiento y evaluación. Para casos más embrionarios como el de Croacia, el estudio consultado propone un enfoque de flexibilidad para la fijación e implantación de las metas, con el fin de irlas ajustando a medida que los parámetros se van precisando y la incertidumbre se va reduciendo. En AL no se observan estrategias deliberadas sobre etapas de implantación.
- Es importante enfatizar el nivel de concreción de las políticas de la UE y de países como Alemania y España en cuanto a la identificación y valoración de los resultados esperados en todas las dimensiones de política, y el diseño de las acciones en cada campo con el fin de lograrlos. Ello sugiere el nivel de detalle al que se debe ir llegando en el proceso de planeamiento de las FNCE en Colombia.

3.2 ANÁLISIS DE FACTORES DETERMINANTES DE POLÍTICA PARA COLOMBIA

3.2.1 Reducción de emisiones de GEI

Como ya se anotó, en los países desarrollados la reducción de GEI es tal vez el motor central que ha jalonado desde los años noventa los objetivos y metas de política debido a su aporte al nivel de emisiones global y a la alta dependencia de combustibles fósiles en su matriz energética. Este objetivo de política se plasma en los compromisos del Anexo 1 del Protocolo de Kioto, en el Libro Blanco de la UE en las políticas y metas particulares de países como Alemania y España.

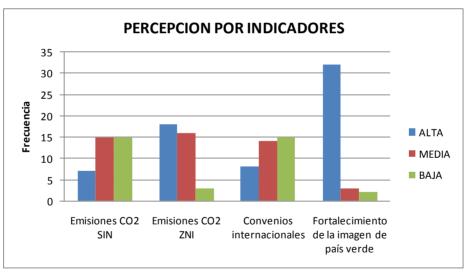




En cuanto a Colombia se refiere, en el Capítulo 3, se presentó la situación en cuanto a la emisión de GEI y se indica que el país Colombia es un emisor modesto que ha seguido un sendero verde y no tiene además compromisos de reducción de emisiones. En el caso del SIN, Factor de Emisión correspondiente al año 2008, fue de 0,2849 kg CO2 eq/kWh. Si se tiene en cuenta los proyectos hidroeléctricos en construcción bajo el mecanismo de Cargo por Confiabilidad el desarrollo de proyecto de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, este índice debe tender a reducirse aún más en el futuro.

Siendo esta la situación actual y futura de mediano y largo plazo (al menos durante la presente década), es claro que la reducción de emisiones no es un factor prioritario que determina metas, al menos significativas, de inversiones en FNCE en el SIN. Así mismo se percibió por parte de los asistentes al Taller realizado el 28 de septiembre al ser indagados al respecto 37 participantes, tal como se ilustra en la Figura 3-1³⁰. En el caso de la ZNI la precepción positiva es un tanto más significativa debido a que en dichas regiones se produce energía principalmente con diesel.





³⁰ Al taller asistieron representantes del gobierno, universidades y otras entidades y empresas relacionados con las FNCE: MME, UPME, DNP, MMAVDT, IDEAM, IPSE, CRA, CORPOICA, UN de Bogotá, UN de Medellín, Universidad Libre, Universidad Autónoma de Bucaramanga, Cámara de Comercio de Bogotá, EEPPM, ISAGEN, CIDET, CSYS, ANDESCO, Corporación de Biotecnología, Fundación Aguapáramo, Genelec SA, EEnergía.





Sin perjuicio de lo anterior, la gran mayoría de los asistentes señalaron que las FNCE deben tener un espacio para que el país conserve y fortalezca su imagen de país verde.

3.2.2 Reducción de la vulnerabilidad a importaciones de energía

Colombia cuenta con un importante potencial de recursos para generación de energía hidroeléctrica y a carbón. Su situación es bien diferente de países como España y Alemania que dependen en proporciones entre el 50% y el 80% de importaciones. Aún más, el país ha querido proyectarse como exportador de energía eléctrica a los países vecinos. Es así como se cuenta con el suministro de energía firme hasta el año 2018 y existe en la UPME una gran cantidad de proyectos de generación registrados que constituyen un potencial de generación a futuro considerable.

Por lo anterior, no se considera que los riesgos asociados a dependencia de importaciones de energía constituya en el mediano y largo plazo (al menos durante la presente década) un factor que determine la necesidad de establecer políticas de incorporación de FNCE.

En el Taller mencionado, la percepción de los participantes reflejó esta situación, aunque no con la intensidad que se esperaría, debido posiblemente a que dado el perfil y campo de acción de cada uno de los asistentes, es entendible que muchos no cuenten con el conocimiento de las condiciones y riesgos de abastecimiento del país en materia de energía en general y del sector eléctrico en particular.

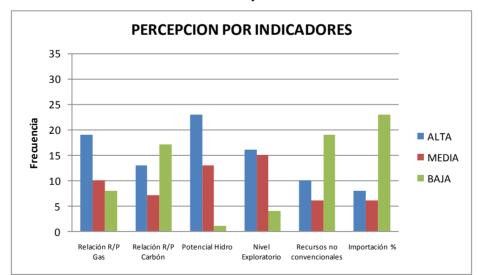


Figura 3-2. Reducción Vulnerabilidad Importaciones





3.2.3 Reducción de vulnerabilidad al Cambio Climático

Como ya se anotó, en la experiencia internacional consultada no se advierte sobre los riesgos de afectación futura de la generación hidroeléctrica por el Cambio Climático, y por tanto, tampoco se observan políticas que hagan referencia a desincentivar este tipo de generación.

Sin embargo, en el volumen 2 (ver sección 3.2.4) se señaló que, en cuanto al recurso hidro-energético nacional, los cambios en escorrentías y la disponibilidad de agua, alterando régimen de lluvias y evapotranspiración, podría generar escenarios de sequía lo que afectaría negativamente la generación por este medio. Algunas simulaciones muestran que los aportes hídricos podrían reducirse drásticamente en diferentes zonas del país para finales de siglo.

Sobre este campo, la vulnerabilidad del sector eléctrico por reducción de los aportes hídricos, se pueden señalar los siguientes puntos que deben ser tomados para efectos de delinear objetivos de política:

- a. Las amenazas del Cambio Climático sobre el régimen hidrológico son reales y por tanto deben ser valoradas, monitoreadas y consideradas dentro del planeamiento energético.
- b. Sin embargo, la gran complejidad de las variables climatológicas, de su interacción, y de los efectos de las medidas de mitigación del Cambio Climático a nivel global, generan una altísima incertidumbre sobre la evolución definitiva que tome el comportamiento del clima y sus impactos locales, y en consideración a estos últimos, su impacto sobre las principales cuencas de generación hidroeléctrica del país.
- c. La gran incertidumbre en el comportamiento futuro de las variables climatológicas y sus efectos locales, y sus predicciones en el largo plazo, no permiten contar con elementos de información concretos que conduzcan a desincentivar la generación hidroeléctrica, por ejemplo, de las pequeñas centrales. Sin embargo, ello sugiere que el aprovechamiento energético de las cuencas sea óptimo.

En el Taller los asistentes mostraron casi en su totalidad una percepción de importancia alta y media del riesgo climático sobre la generación del SIN, aunque se reconoce el alto grado de incertidumbre del futuro. La Figura 3-3 ilustra lo anterior.





PERCEPCION POR INDICADORES 35 30 25 Frecuencia 20 15 AI TA 10 MEDIA 5 BAJA Reducción futura de Certidumbre de las Dotación recursos aportes hídricos en proyecciones energéticos zonas de embalses convencionales para mitigar

Figura 3-3. Reducción de Vulnerabilidad al Cambio Climático

Sin embargo, es importante tener en cuenta que el país cuenta con recursos importantes de generación con fuentes convencionales, especialmente basadas en carbón, que con el desarrollo tecnológico podrían permitir su utilización bajo un ambiente de bajo impacto ambiental.

3.2.4 Desarrollo del mercado de bienes y servicios

El desarrollo de un mercado de bienes y servicios (doméstico y/o internacional) asociado con determinada tecnología de ER requiere de una base tecnológica mínima la cual depende a su vez del grado de sofisticamiento de los bienes y servicios a producir (una cosa es producir celdas solares y otra calentadores solares), del potencial de mercado que se crearía con las metas de nueva instalación doméstica de la ER en particular, y del potencial de mercado internacional que se desea captar bajo el supuesto de competitividad.

En este sentido, para el caso particular de cada FNCE en Colombia, se debe tratar de ser lo más objetivo posible, con el fin de bajar de las intenciones generales que han caracterizado las políticas anteriores en FNCE (salvo el caso de los biocombustibles), para dimensionar en su real magnitud las posibilidades del país de crear una industria asociada a ciertas tecnologías.

La experiencia internacional consultada enseña que este factor ha sido determinante precisamente en países como Alemania y España, que además de contar con las factores determinantes de reducción de emisiones y de reducción de la dependencia de importaciones energéticas, contaba con un desarrollo tecnológico importante y sus metas nacionales constituían una masa crítica

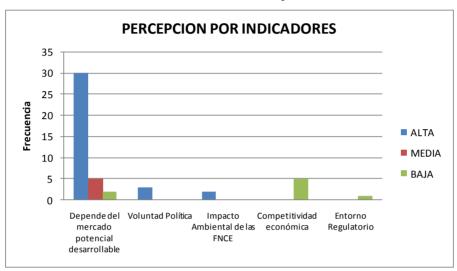




relevante para jalonar aún más ese desarrollo, además del importantísimo potencial que representaba la misma comunidad europea.

Lo anterior no quiere decir que en Colombia no existan nichos de potencial, lo importante será poderlos identificar, en línea con los otros objetivos prioritarios y metas que se asignen a determinada fuente.

Figura 3-4. Desarrollo del Mercado de Bienes y Servicios Asociados a FNCE



3.2.5 Otros factores que inciden en la formulación de política

En el Taller realizado los asistentes mencionaron otros factores que a su criterio deberían ser tomados en cuenta para efectos de políticas y acciones relacionadas con las FNCE: construcción sostenible, el ciclo de vida de las ER, generación de desarrollo en función de la disponibilidad energética, Integración de metas de desarrollo y encadenamiento productivo, desarrollo científico y tecnológico, y desarrollo del recurso humano.

3.3 IDEAS PRELIMINARES SOBRE POLÍTICAS

Tomando en cuenta los análisis antes realizados así como la experiencia internacional consultadas, se visualizan a nivel preliminar las siguientes políticas orientadas a las FNCE:

3.3.1 Principio orientador

Toda política en materia energética, incluida las FNCE, deben propender por la competitividad del país en un contexto de sostenibilidad.





3.3.1.1Generación de energía eléctrica en el SIN

- Las FNCE destinadas a la generación de energía eléctrica en el SIN deben ser incorporadas en la medida que resulten competitivas frente a las energías convencionales.
- La regulación económica y operativa del Mercado Eléctrico Mayorista debe tomar en cuenta las particularidades y complementariedad entre las fuentes convencionales y las ER.
- La planeación y la regulación económica y operativa del sector de energía eléctrica en el SIN debe instrumentar metodologías para valorar el posible impacto del Cambio Climático en el riesgo de abastecimiento en el mediano y largo plazo.
- De acuerdo con lo anterior, el Plan de Expansión Generación Transmisión del SIN debe incluir los elementos y herramientas metodológicas que permitan hacer seguimiento a los riesgos potenciales del Cambio Climático sobre el abastecimiento de energía y sobre el grado de complementariedad que pueden aportar ER como la eólica. Consecuentemente, el Plan deberá proponer nuevas líneas de acción en el campo de política y de regulación económica y operativa que incorporen los elementos objetivos de Cambio Climático en la valoración de energía firme y complementariedad de las diferentes fuentes.
- El Plan de Expansión debe evaluar igualmente alternativas de interconexión de las áreas con mayor potencial de determinada fuente de ER considerada como promisoria por su potencial y costos relativos, con el fin de valorar los costos y beneficios y el potencial técnico de penetración acorde con la configuración del SIN.
- El Plan de Expansión debe evaluar también la conveniencia de instalar proyectos demostrativos de generación distribuida con FNCE orientados a avanzar en el conocimiento de este tipo de enfoque energético.
- Adicionalmente, la regulación debe evaluar el concepto de energía firme que pueden aportar las ER en el contexto del SIN para efectos de remuneración del Cargo por confiabilidad.
- En todo caso, aquellas empresas que instalen FNCE al amparo de los incentivos especiales creados por el Estado para facilitar su penetración, sean estos de carácter fiscal, de política energética en la fijación de metas, y de regulación económica y operativa, deben acogerse a los compromisos de suministro y divulgación de información sobre el recurso y tecnología





utilizadas que reglamente la UPME, para efectos que cumplan con el objetivo de interés general.

- Para incorporar las ER a la generación del SIN es indispensable mejorar la evaluación de los recursos renovables en general en todo el país, pero sobre todo en los lugares y regiones en donde actualmente se han determinado los mayores potenciales del recurso. Al mismo tiempo se deben considerar las posibilidades de inyección de esta energía al SIN y los requerimientos tanto técnicos como económicos que se requieran.
- Con tal propósito se debe desarrollar un proyecto específico que cuente con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, instituciones colombianas como la UPME, el IDEAM y Colciencias, empresas generadoras y centros de investigación. Debido a la naturaleza misma del proyecto es conveniente la cooperación internacional con instituciones de investigación en esos temas (por ejemplo, NREL: National Renewable Energy Lab de Golden, Colorado, USA) y la UNEP (United Nations Enviromental Programm), así como con instituciones que apoyan el fomento de las ER como la agencia alemana DENA (Agencia de Energía de Alemania) y la nueva IRENA (International Renewable Energy Agency) a la cual recientemente Colombia se ha adherido.
- En cuanto a la financiación de proyectos de ER, el país puede buscar recursos en la banca multilateral (BID, Banco Mundial), KFW, proyectos específicos del GEF, entre otros. Más aún, el país puede buscar acuerdos de cooperación bilaterales en áreas específicas y con países desarrollados líderes en el desarrollo de las energías renovables.
- Pero también, se abren las posibilidades para mejorar la cooperación en el contexto de América Latina, como puede ser con México en geotermia, Brasil en energía eólica, Brasil en biomasa, México y Brasil en energía solar fotovoltaica y térmica, entre otros.
- En el campo de la energía nuclear, es necesario fortalecer la cooperación que el Ingeominas tiene con la Agencia Internacional de Energía Atómica con miras a explorar la posibilidad en el largo plazo de introducir la energía nuclear.

En línea con estas ideas para el SIN, para el desarrollo de la etapa siguiente del estudio se deben elaborar propuestas concretas sobre:

- Acciones orientadas a valorar y dimensionar la vulnerabilidad frente al Cambio Climático.
- Acciones orientadas a valorar y dimensionar la complementariedad entre ER.





- Acciones orientadas a valorar y dimensionar el potencial energético de cada ER y su localización.
- Acciones orientadas a desarrollar sistemas de información sobre las fuentes de ER.
- Acciones orientadas a crear condiciones regulatorias de conexión, despacho y valoración de la firmeza de las ER según su naturaleza.
- Acciones orientadas a promover la formación académica, científica y tecnológica en el campo de las FNCE de acuerdo con los objetivos concretos de mediano y largo plazo para cada FNCE de particular.
- Acciones orientadas a crear una institucionalidad que facilite el desarrollo de todas las acciones relacionadas con las ER
- Acciones orientadas a crear los instrumentos legales necesarias para viabilizar las acciones y objetivos de política

3.3.1.2Generación de energía eléctrica en ZNI

- La política general en las ZNI es la de incentivar el desarrollo e implantación de soluciones basadas en ER que arrojen una relación beneficio costo positiva, tomando en cuenta todas las externalidades asociadas a dichas soluciones.
- Dada la heterogeneidad de condiciones y de dotación de recursos que enfrentan las comunidades de ZNI, se incentivarán los proyectos de investigación, demostración y desarrollo que puedan tener aplicación al mayor potencial de población de dichas zonas.
- Estas políticas implican las siguientes acciones precisas
- Un diagnóstico regional de las ZNI orientado a aportar elementos de soluciones energéticas dentro de los contextos socioeconómicos y geográficos de las localidades. La información de las licitaciones para las áreas exclusivas de ZNI deben servir de base y referencia (no se parte de cero).
- Con base en el diagnóstico, y dentro de un proceso abierto y de consulta, que integre la comunicad académica, científica y empresarial, estrechamente involucrada en las ER (el proceso debe ser definido cuidadosamente), se deben definir los campos de acción prioritarios en cuanto al tipo de soluciones que resultan más promisorias en cuanto a los beneficios y costos esperados.





3.3.1.3Generación de calor en la producción industrial

 Dado el gran potencial de dotación de recursos carboníferos que lo hacen un energético muy competitivo sujeto a las restricciones ambientales reguladas, y con amplio impacto en la generación de empleo, la penetración de ER como biomasa deberá darse como resultado de la iniciativa privada en respuesta a los incentivos fiscales de carácter general establecidos para las ER.

3.3.1.4Calentamiento de agua e iluminación en vivienda y edificios

- El primer paso a dar es profundizar en la valoración de potencial de demanda de calentadores solares a nivel nacional y en qué media pueden resultar competitivos frente al gas natural.
- Con base en dicha evaluación, y con el soporte de un proceso abierto de consulta con las instituciones académicas, de investigación y empresas fabricantes estrechamente relacionadas y conocedoras de esta actividad, incluidas firmas de la construcción ampliamente reconocidas en la construcción sostenible, se debe evaluar posibles políticas y decisiones de regulación sobre requerimientos constructivos de determinados tipo de construcciones, los incentivos, el costo de los mismos y los beneficios para la industria nacional.

3.3.1.5Energía nuclear

- La energía nuclear es considerada en la actualidad como una alternativa muy promisoria para el suministro de energía eléctrica y como tal, muchos países del mundo y varios de América Latina están considerando esta posibilidad. La decisión de dar un paso en esa dirección es una decisión política que debe responder a consideraciones de diferente índole.
- Un primer paso es establecer dentro de la cooperación que tiene Colombia con la Agencia Internacional de Energía Atómica un proyecto encaminado a evaluar las posibilidades de la energía nuclear en Colombia en el largo plazo y como resultado de este proyecto, establecer la conveniencia para el país y desarrollar en caso favorable la hoja de ruta a seguir.

3.3.1.6Combustibles en transporte

Es un campo en el que ha avanzado mucho el país el cual está fuera del alcance del presente estudio.





4. VALORACIONES BÁSICAS DE LOS RIESGOS ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO

La potencia total instalada para la generación eléctrica en Colombia tiene un alto componente hidroeléctrico, (63.2% hidroeléctrica, 32.3% térmica, de los cuales 63% es con gas natural, 22% con carbón y 15% con combustibles líquidos), ver Tabla 4-1.

Tabla 4-1. Capacidad efectiva neta - 2009

Capacidad efectiva neta (MW) - 2009

	MW	Participación	Evolución 2009/2008
Hidráulica	8,525.0	63.2%	0.0%
Térmica (1)	4,362.0	32.3%	0.4%
Gas	2,757.0		
Carbón	984.0		
Fuel - Oil	434.0		
Combustoleo	187.0		
ACPM	0.0		
Menores	573.8	4.3%	1.7%
Hidráulica	472.0		
Térmica	83.4		
Eólica	18.4		
Cogenerador	35.0	0.3%	42.9%
Total SIN	13,495.8		0.3%

(1) Combustible declarado ENFICC

Fuente: XM 2009

La generación de electricidad en años secos es de aproximadamente 55% hídrica, 40% térmica y 5% menores, cogeneración y Jepirachi, mientras que en años húmedos es de 80% hídrica, 15% térmica y 5% menores, cogeneración y Jepirachi. Lo anterior muestra que la generación de electricidad en el país, es muy sensible a los cambios climáticos que implican reducción o aumento de la precipitación en las zonas en donde se ubican los embalses. El fenómeno climático que más ha afectado al sector en el pasado es la secuencia de eventos el Niño y la Niña, hasta el punto que en el Niño de los años 91 y 92 que tuvo una duración e intensidad sin precedentes provocó racionamiento del 15% en el SIN con consecuencias económicas y sociales desastrosas.

Para la valoración de los riesgos ante el cambio climático, analizaremos en primera instancia el impacto del fenómeno del Niño sobre el régimen de precipitación en el país, especialmente sobre las zonas de embalses, y en segunda instancia el comportamiento del precio de generación en bolsa (en \$/kWh) tomando como referencia el último Niño de 2009. Luego, partiendo del escenario construido por los modelos de alta resolución por el IDEAM para el período 2011 – 2040 se harán los análisis preliminares para valorar los riesgos.





4.1 EL FENÓMENO DEL NIÑO Y EL RÉGIMEN DE PRECIPITACIÓN EN EL PAÍS

El IDEAM resumió los impactos promedio del fenómeno del Niño sobre el régimen de precipitación en el país en una publicación titulada "*Efectos naturales y socioeconómicos del Fenómeno El Niño en Colombia, 2002*". Allí se hace la salvedad de que, cada evento Niño tiene sus particularidades, sus propios efectos y sus impactos y que un evento específico puede presentar alguna característica un tanto diferente a la descrita allí para alguna región o sector de la actividad nacional. Por ello, se debe tener en cuenta que lo que se presenta aquí no es un pronóstico para determinado evento El Niño, sino un recuento de lo que con mayor frecuencia ocurre durante el período de influencia del mismo, lo cual podría ser tomado como el escenario probable en el caso de que durante un año determinado se presente dicho fenómeno. La Tabla 4-2 y la Figura 4-1 resumen el impacto promedio del fenómeno del Niño sobre el territorio colombiano.

Tabla 4-2. Alteraciones de la temperatura media mensual del aire y de los acumulados de precipitación debidos al efecto climático del fenómeno del Niño en diferentes regiones del país

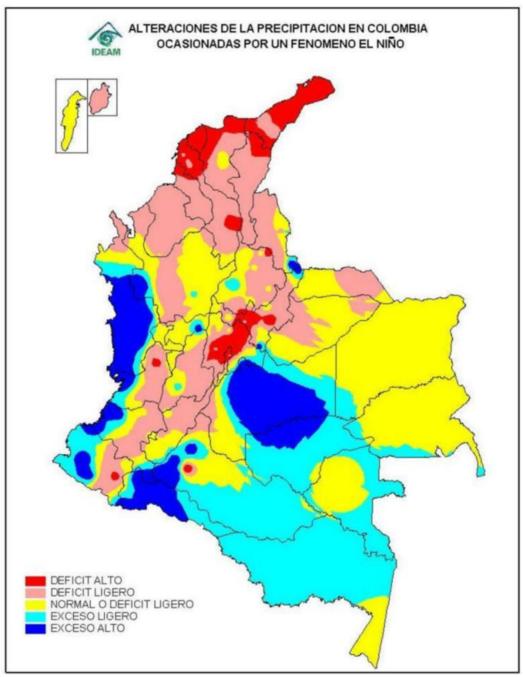
REGION	SUBREGION	CAMBIOS DE TEMPERATURA (°C)	CAMBIOS EN LA PRECIPITACIÓN (%)
	Alta Guajira	+1.0	-60
	S.Nevada Santa Marta y C.del R. Cesar	+1.0	-40
CARIBE	Litoral Central	+1.0	-40
	Bajo Magdalena	+1.0	-40
	Sinu-San Jorge Bajo Nechi Uraba	+1.0	-40
PACIFICA	Pacifico Norte y Central	+1.0	+40
	Pacifico Sur	+2.0	+60
	MontañaNariñense	+1.5	-40
	Alto Patia	+2.0	-40
	Alto Cauca	+1.5	-40
ANDINA	Medio Cauca y Alto Nechi	+1.0	-40
ANDINA	Alto Magdalena	+1.5	-40
	Medio Magdalena	+1.0	0
	Sabana de Bogotá	+1.0	-40
	Río Sogamoso	+1.0	-40
	Catatumbo	+1.0	-40
ORINOQUIA	Río Arauca y Cuenca Media del Meta	+1.0	0
ORINOQUIA	Piedemonte Llanero	+1.0	40
	Orinoquia Oriental	+1.0	0
	Orinoquia Central	+1.0	0
AMAZONIA	Suroriente Amazónico	+1.0	40
	Amazonia Central	+1.0	+40
	Piedemonte Amazónico	+1.0	+60
S. ANDRES PROVIDEN CIA	San Andrés y Providencia	+1.0	-40

Fuente: IDEAM





Figura 4-1. Alteraciones de los acumulados de precipitación en % debidos al fenómeno del Niño



Fuente: IDEAM





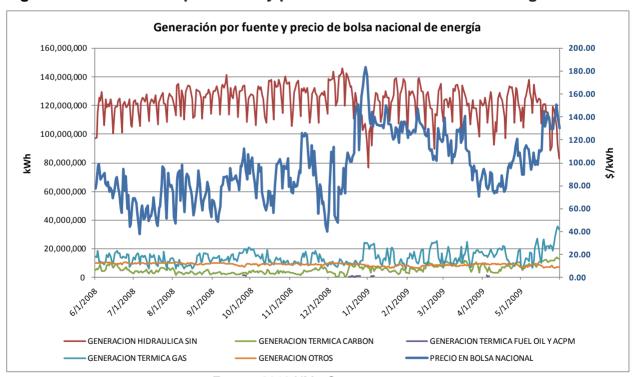
Se puede concluir que las regiones deficitarias en precipitación coinciden con la ubicación de la mayor parte de los proyectos hidroeléctricos actualmente en operación. En las regiones en donde aumenta la precipitación desafortunadamente no existen proyectos hidroeléctricos ni están planeados.

4.2 PRECIO DE GENERACIÓN EN BOLSA DURANTE EL NIÑO 2009

Como referencia del impacto económico del fenómeno del Niño sobre el sistema eléctrico colombiano, analizaremos el comportamiento de los precios de oferta en bolsa durante el año 2008 (año normal) y el período del último Niño desde junio 2009 a junio de 2010.

La Figura 4-2 muestra la evolución del total generado diariamente por fuente durante el período de junio de 2008 hasta mayo de 2009 con el respectivo precio diario ponderado en la bolsa, se observa que en período normal de junio a diciembre de 2008 el precio ponderado oscila entre \$50/kWh y \$100/kWh con un promedio aproximado de \$80/kWh.

Figura 4-2. Generación por fuente y precio de bolsa nacional de energía 2008



Fuente: 2010 XM - Corpoema





En la Figura 4-3 se observa claramente cómo va cambiando la participación de la componente hidroeléctrica en el total generado en la medida en que va penetrando en el tiempo el fenómeno del Niño con su respectiva reducción de precipitación en el país. Entre noviembre de 2009 y junio de 2010 se reduce la generación hidroeléctrica y es sustituida por generación térmica con gas natural, carbón y también un pequeño porcentaje de generación con combustibles líquidos fuel oíl y combustóleo.

Generación por fuente y precio de bolsa nacional de energía 160,000,000 350.00 140.000.000 300.00 120,000,000 250.00 100,000,000 200.00 80,000,000 150.00 60,000,000 100.00 40.000.000 50.00 20,000,000 GENERACION HIDRAULICA SIN GENERACION TERMICA CARBON GENERACION TERMICA FUEL OIL Y ACPM GENERACION TERMICA GAS GENERACION OTROS PRECIO EN BOLSA NACIONAL

Figura 4-3. Generación por fuente y precio de bolsa nacional de energía

Fuente: 2010 XM - Corpoema

La curva en azul oscuro con la escala a la derecha muestra la variación del precio ponderado en la bolsa el cual oscila en época corriente entre \$50/kWh y \$100/kWh. Durante el período del Niño se incrementa el precio de oferta y ahora la oscilación es entre \$100/kWh y 300/kWh. A pesar de de que estos altos incrementos se presentan solo durante cortos períodos de tiempo, la tendencia en todo el período es al alza pasando el precio promedio de \$80/kWh en época normal a \$180/kWh en época de Niño durante más de 9 meses.





4.3 VALORACIÓN PRELIMINAR DE LOS RIESGOS ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO

Con el propósito de construir elementos o bases para la valoración de los riesgos del sector eléctrico colombiano ante el cambio climático global se analizará primero la evidencia del cambio climático en Colombia y sus impactos sobre el régimen hídrico en el horizonte de 2011-2040.

Uno de los aspectos fundamentales para evaluar la vulnerabilidad al cambio climático es el conocimiento de las evidencias del cambio climático junto con los impactos de los escenarios futuros de dicho cambio o variabilidad climática. Al respecto la segunda comunicación nacional destaca los análisis relacionados con los eventos derivados de los cambios de precipitación y la temperatura, así como los fenómenos asociados con las amenazas hidrometeorológicas como son los ciclones, deslizamientos, incendios de coberturas vegetales, entre otros.

En el Cuarto Informe de Evaluación (CIE) del panel intergubernamental de expertos sobre cambio climático (IPCC, 2007) se presentaron los efectos del calentamiento global, los cuales traen fenómenos asociados con el ascenso del nivel del mar y cambios en la precipitación que en diversa forma y grado afectarán los ecosistemas y los sistemas socioeconómicos de las diferentes regiones del planeta. Todos los países serán impactados por tales fenómenos y Colombia no es la excepción³¹.

El Ideam ha generado indicadores sobre algunas evidencias del cambio climático en Colombia, basados en el análisis de las series históricas de la precipitación acumulada diaria y de los extremos diarios de temperatura (mínima y máxima), utilizando el Rclimdex³². De estos estudios, se ha identificado un comportamiento uniforme del incremento de la temperatura, mientras que las lluvias muestran disminución en unos sitios y aumento en otros, lo cual está ligado en gran parte a la variabilidad topográfica del país y a la exposición que tienen las diferentes regiones a las corrientes de aire cargadas de humedad. Según el análisis realizado por el Ideam con alrededor de 600 estaciones para el país, usando la serie comprendida entre 1971 a 2000, se encontró para la lluvia una tendencia lineal de reducción de las precipitaciones en amplios sectores de la zona Andina, sur de la región Pacífica y Piedemonte Llanero de la Orinoquia. Asimismo, se obtuvo una tendencia lineal positiva que se refleja en el incremento

³¹ Ideam Cap 4 SEGUNDA COMUNICACIÓN NACIONAL ANTE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO 2010)

³² Programa estadístico desarrollado por el Centro Nacional de Datos Climáticos de la NOAA de los Estados Unidos que calcula índices de extremos climáticos para monitorear y detectar el cambio climático.





de las precipitaciones de la zona Caribe, resto de la zona Pacífica y la Amazonia Colombiana (Ideam-Ruiz, 2009).

4.3.1 Proyecciones para el cambio climático en Colombia con el uso de modelos de alta resolución

En el capítulo sobre Vulnerabilidad de la segunda comunicación nacional dice:

"Se presenta una reseña donde se muestran los resultados principales de los cambios y tendencias de la precipitación y temperatura para diferentes periodos (entre el 2011 y 2100), tomando como referencia el periodo 1971 a 2000, denominado como normal climatológica. Para generar los escenarios de cambio climático se utilizaron tres modelos regionales (el modelo global de alta resolución del Japón GSM-MRI con resolución horizontal de 20 km * 20 km; Precis de Reino Unido con resolución horizontal de 25 km * 25 km y el modelo WRF con el cual se generaron resultados a 4 km * 4 km para la región Andina). El clima presente en alta resolución fue obtenido con las condiciones iniciales que suministró el Reanálisis ERA40; mientras con el periodo de referencia 1979-1998, se adelantó el análisis entre las observaciones del Ideam y el modelo global de alta resolución desarrollado en el Japón"

Más adelante continua

"Si bien todos los escenarios deben ser considerados posibles, pues **por ahora no** se cuenta con los medios para determinar sus probabilidades a través de método formal, para efecto de tener una idea del cambio climático se determinaron tres normales climatológicas considerando los promedios de los escenarios analizados: 2011 a 2040, 2041 a 2070 y 2071 a 2100, usando los resultados arrojados por el modelo **Precis**".

"Con el fin de reducir la incertidumbre del clima futuro (2011-2100) para la temperatura y la precipitación en Colombia, se corrieron varios escenarios con diferentes modelos y condiciones iniciales. En particular, para el periodo 2011-2040, se obtuvieron salidas para los escenarios de emisión A2 y B2 sin sulfatos, junto con el escenario A1B(S) con sulfatos.

"Para generar escenarios del clima futuro, el IPCC considera modelos integrados que contemplen tanto la generación futura de gases de efecto invernadero producto del desarrollo socioeconómico global, como la respuesta del clima del planeta al forzamiento radiativo resultante. El IPCC ha proyectado diversos escenarios de emisiones y concentraciones de gases de efecto invernadero para estimar los cambios en el clima del planeta, para ello utiliza diferentes hipótesis sobre el desarrollo socioeconómico del planeta".





La Tabla 4-3 muestra los parámetros a tener en cuenta en cada uno de los escenarios considerados. El escenario B2, por ser un escenario "más optimista" que el A2, muestra las variaciones climáticas menos intensas. Sin embargo, la distribución del comportamiento de la lluvia y la temperatura muestran tendencias similares para los dos escenarios.

Tabla 4-3. Resumen de las características de los escenarios de emisiones

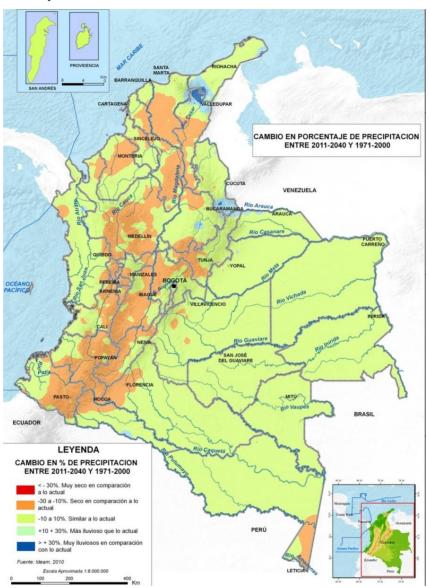
-
_
-înfa
sis
Énfasis regional
gior
a l
\downarrow
-

A partir de los resultados promedio de los escenarios en el periodo 2011 a 2040, los departamentos que tendrían una reducción de precipitación mayor o igual al 10% serían: Antioquia, Caldas, Cauca, Córdoba, Huila, Nariño, Putumayo, Quindío, Risaralda, Tolima y Valle del Cauca. Ver Figura 4-4.





Figura 4-4. Mapa con el cambio en el porcentaje de precipitación del multimodelo del periodo 2011 a 2040 vs 1971 a 2000.



Fuente: Ideam Cap 4 Segunda comunicación nacional.

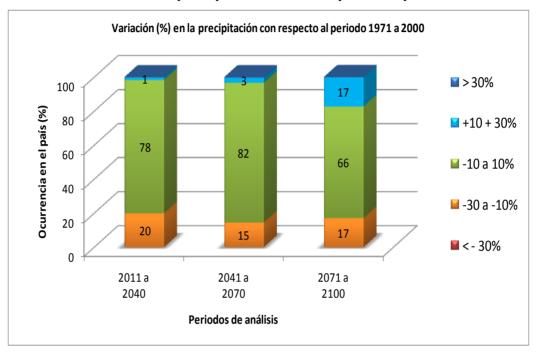
El 78% del territorio nacional tendría para el primer periodo (2011 - 2040) una variación entre más o menos 10%, lo cual se puede considerar dentro del rango normal de variabilidad. Adicionalmente, se puede destacar que la mayor reducción de la precipitación (-30 a -10%) se presentaría en un 20% del territorio colombiano el cual, está representado principalmente por el Caribe central y la zona andina en





donde se encuentran las principales hidroeléctricas, por tanto es de esperar que el impacto del cambio climático en sobre la generación hidroeléctrica sea alto y con consecuencias similares a las que provoca **temporalmente** el fenómeno del Niño.

Figura 4-5. Variación en la precipitación con respecto al periodo 1971 a 2000



Fuente: IDEAM

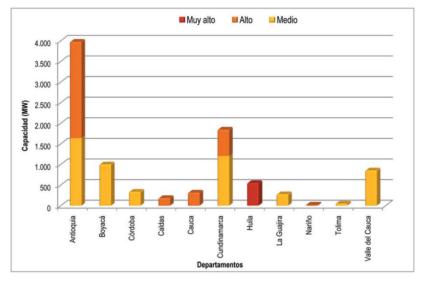
En desarrollo de estos escenarios de cambio climático elaborados por el IDEAM para Colombia se espera entonces que paulatinamente se incremente la temperatura promedio en todas las regiones del país y al mismo tiempo en promedio se reduzcan las precipitaciones en las zonas señaladas, de tal forma que los períodos de invierno serán menos húmedos que los actuales y los veranos más secos y es de esperar que los Niños venideros sean más críticos.

Las Figura 4-6 y Figura 4-7 muestran el impacto potencial sobre la capacidad de generación hidroeléctrico actual del país y sobre los proyectos en curso.



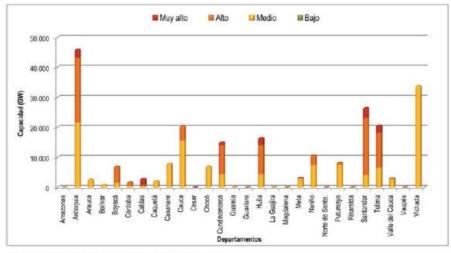


Figura 4-6. Impacto potencial en la capacidad de generación hidroeléctrica 2011 a 2040



Fuente: IDEAM

Figura 4-7. Impacto potencial en los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica para el periodo 2011 a 2040



Fuente: Ideam, 2010; generado con información de la UPME, 2010

Fuente: IDEAM - UPME

Los resultados mostrados anteriormente sobre la evidencia del cambio climático y sus posibles impactos sobre el régimen de precipitación en las diferentes regiones del territorio colombiano señalan sin equívocos la existencia de una amenaza que se cierne sobre el sistema de generación hidroeléctrica colombiano que tendría





graves consecuencias económicas, sociales y ambientales. Ante este hecho y teniendo en cuenta que si bien debemos reconocer la amenaza también debemos ser conscientes de la gran incertidumbre que rodea estos resultados, pues, como ya se anotó al presente no se ha podido asignar probabilidad a la ocurrencia de esos escenarios y los autores de estos modelos recomiendan su permanente revisión a la luz de nuevas fuentes de información. En ese sentido el país debe mejorar aún más el sistema de captura y análisis de información sobre el régimen de precipitación y la valoración sobre la influencia de los factores externos como la secuencia de fenómenos Niño y Niña. Se debería participar en los sistemas de información internacional como los de Brasil, Perú, Ecuador y otros cuya entrada permitirá refinar y reducir la incertidumbre de los modelos a futuro. Además se debe incluir esta amenaza y este riesgo en la planeación energética del país (PEN, Plan de Expansión, etc).

Teniendo en cuenta todo el análisis anterior, es evidente que las FNCE pueden aportar para reducir este riego en la medida en que una de las consecuencias de este escenario es la de aumentar el costo de la energía eléctrica hasta el punto en que esta nuevas tecnologías resultarían competitivas y con un gran potencial de penetración (ver Capitulo 6).

En consecuencia la vulnerabilidad del actual sistema de generación eléctrica nacional al cambio climático es sin duda un driver importante para el desarrollo y penetración de las FNCE en la actual matriz energética de generación y para la diversificación de la canasta energética.

Resulta importante en esta perspectiva saber si el cambio climático afecta también en forma positiva o negativa a las FNCE, es decir si estas resultan complementarias o no al sistema hidroeléctrico, para ello, elaboramos como primera aproximación una matriz de amenazas y posibles implicaciones del cambio climático en cada una de las FNCE (ver Tabla 4-4). Igual que en el caso de la precipitación se debe mejorar el sistema de captura y análisis de información sobre el viento y el recurso solar para poder reducir la incertidumbre sobre estos impactos.

Tabla 4-4. Matriz de amenazas en implicaciones del cambio climático frente a FNCE

Regiones	Escenario cambio climático en Colombia	AFECTACIÓN EN FNCE
		Eólica. Amenaza Baja:
		En las zonas continentales interiores según
	en 2,3°C, los páramos	la topografía se presentan las brisas Valle-
ANDINA	pueden ascender hasta	Montaña, que no son alteradas en gran
	450 m arriba de su	forma por el cambio climático ya que el
	localización latitudinal	incremento de gradiente de temperatura es
	actual con una pérdida de	bajo.





Regiones	Escenario cambio climático en Colombia	AFECTACIÓN EN FNCE
	hasta el 97% de su área.	Solar. Amenaza Baja: Con un potencial de 1,643 kWh/m²/año es la tercera con menos potencial después de la costa pacífica y Amazonia.(UPME Atlas) Biomasa. Amenaza alta Cambios En la cobertura y uso del suelo, con una tendencia a la desertificación y erosión
		alterando la oferta de biomasa con un desplazamiento de los cultivos en los diferentes pisos térmicos, como resultado final una reducción de oferta de biomasa para usos energéticos. (Espinoza) (Lozano) Hidráulica. Amenaza alta. El cambio puede influenciar el equilibrio del
		balance energético, a través de cambios en la humedad atmosférica, la precipitación, la nubosidad y la temperatura del aire, con consecuencias en la disponibilidad del recurso hídrico. (Espinoza) (Lozano)
		Eólica. Amenaza Baja: En las zonas continentales interiores según la topografía se presentan las brisas Valle-Montaña, que no son alteradas en gran forma por el cambio climático ya que el incremento de gradiente de temperatura es bajo.
	Los bosques de niebla, ubicados entre los 1.500 y	Solar Amenaza Baja: Con un potencial de 1,643 kWh/m²/año es la tercera con menos potencial después de la costa pacífica, Amazonia.(UPME Atlas)
	los 3.000 msnm, son susceptibles de secarse a medida que los niveles de las nubes suben, presentándose un aumento hipotético de temperatura.	Biomasa. Amenaza alta. Cambios En la cobertura y uso del suelo, con una tendencia a la desertificación y erosión alterando la oferta de biomasa con un desplazamiento de los cultivos en los diferentes pisos térmicos, como resultado final una reducción de oferta de biomasa para usos energéticos. (Espinoza) (Lozano) Hidráulica. Amenaza alta.
	Disminuciones de las precipitaciones (hasta -	El cambio puede influenciar el equilibrio del balance energético, a través de cambios en la humedad atmosférica, la precipitación, la nubosidad y la temperatura del aire, con consecuencias en la disponibilidad del recurso hídrico. (Espinoza) (Lozano) Eólica Amenaza Baja: En las zonas continentales interiores según





Regiones	Escenario cambio climático en Colombia	AFECTACIÓN EN FNCE
	10%) en los altiplanos y valles interandinos.	la topografía se presentan las brisas Valle- Montaña, que no son alteradas en gran forma por el cambio climático ya que el incremento de gradiente de temperatura es bajo. Solar Amenaza Baja: Con un potencial de 1,643 kWh/m²/año es la tercera con menos potencial después de la costa pacífica, Amazonia.(UPME Atlas) Biomasa. Amenaza alta. Cambios En la cobertura y uso del suelo, con una tendencia a la desertificación y erosión alterando la oferta de biomasa con un desplazamiento de los cultivos en los diferentes pisos térmicos, como resultado final una reducción de oferta de biomasa para usos energéticos. Ver mapas adjuntos. (Espinoza) (Lozano) Hidráulica. Riesco alto. El cambio puede influenciar el equilibrio del balance energético del glaciar, a través de cambios en la humedad atmosférica, la precipitación, la nubosidad y la temperatura del aire, con consecuencias en la
	Incremento de temperatura entre 2 y 4°C en la mayor parte del territorio nacional. Podría sobrepasar los 4°C valle interandino del Magdalena, Norte de Santander.	disponibilidad del recurso hídrico. (Espinoza) (Lozano) (Escobar) Eólica. Amenaza Baja: En las zonas continentales interiores según la topografía se presenta las brisas Valle-Montaña, que no son alteradas en gran forma por el cambio climático ya que el incremento de gradiente de temperatura es bajo. Solar Amenaza Baja: Con un potencial de 1,643 kWh/m²/año es la tercera con menos potencial después de la costa pacífica, Amazonia.(UPME Atlas) Biomasa. Amenaza alta. Cambios En la cobertura y uso del suelo, con una tendencia a la desertificación y erosión alterando la oferta de biomasa con un desplazamiento de los cultivos en los diferentes pisos térmicos, como resultado final una reducción de oferta de biomasa para usos energéticos. Ver mapas adjuntos. (Espinoza) (Lozano) (Escobar)) Hidráulica. Amenaza alta.





Regiones	Escenario cambio climático en Colombia	AFECTACIÓN EN FNCE
		El cambio puede influenciar el equilibrio del balance energético del glaciar, a través de cambios en la humedad atmosférica, la precipitación, la nubosidad y la temperatura del aire, con consecuencias en la disponibilidad del recurso hídrico. (Espinoza) (Lozano) (Escobar)
		Energía Eólica. Amenaza Baja. Bajo potencial de energía eólica en la región
	Cambios de la precipitación anual con aumentos (hasta	Energía Solar. Amenaza baja.
PACIFICA	el 10%) en la vertiente pacífica e incremento en el	Es la zona con menos potencial 1,2780 kWh/m²/año.(UPME Atlas)
	Nivel del Mar a mm/año.	Biomasa. Amenaza alta. Cambios en las condiciones del suelo por salinización e, inundaciones constantes afectan el potencial uso de biomasa para usos energéticos. (Espinoza) (Lozano)
	Incremento en el Nivel del Mar a mm/año en la costa	Energia Eolica. Amenaza alta. Inundación en zonas que posiblemente
CARIBE		generen energía de este tipo en el país. Energía Solar. Amenaza alta. Inundación en zonas posiblemente aptas para generar energía de este tipo en el país. Es la zona con mas alto potencial 2,190 kWh/m²/año
	Caribe	Biomasa. Amenaza alta. Cambios en la cobertura y uso del suelo, con una tendencia a la desertificación, erosión y salinización del suelo alterando el potencial de biomasa para usos energéticos. (Espinoza) (Lozano)
		Energia Eolica. Amenaza baja. Incremento de episodios de viento fuerte podría traducirse en el aumento del potencial eólico.
	Incremento de temperatura entre 2 y 4°C en la mayor parte del territorio nacional. Podría sobrepasar los 4°C y bajo Magdalena.	Energía Solar. Amenaza baja. Se verá beneficiada por el incremento de horas de insolación.
		Biomasa. Amenaza alta. Cambios en el uso del suelo, con una tendencia a la desertificación y erosión reduce el potencial de biomasa para usos energéticos. (Espinoza) (Lozano) Hidráulica. Amenaza alta.
		El cambio puede influenciar el equilibrio





Regiones	Escenario cambio climático en Colombia	AFECTACIÓN EN FNCE
		hídrico con consecuencias en la disponibilidad del recurso. (Espinoza) (Lozano)
ORINOQUIA Y AMAZONIA	l entre 2 v 4°C en la mayor l	Energia Eolica. Amenaza baja. Mayores áreas desertificadas, incrementan episodios de viento fuerte podría traducirse en el aumento del potencial eólico. Energía Solar. Amenaza baja. Es la segunda zona con más bajo potencial 1,551 kWh/m²/año
		Biomasa. Amenaza alta. Cambios en el uso del suelo, con una tendencia a la desertificación y erosión reduce en el potencial para usos energéticos. (Espinoza) (Lozano) (Escobar)

4.4 CONSIDERACIONES SOBRE LA VALORACIÓN DE RIESGOS DEL SECTOR ENERGÉTICO ANTE EL CAMBIO CLIMÁTICO

Los riesgos del sector energético ante el Cambio Climático en el caso Colombiano hacen referencia al impacto de este fenómeno sobre la generación hidroeléctrica, reflejado en una menor disponibilidad de energía firme durante los eventos secos.

Actualmente, la energía firme de las plantas hidroeléctricas con una capacidad de 20 MW o más, se valora con la metodología fijada por la CREG que toma en consideración la serie hidrológica más seca de cada cuenca que alimenta el embalse de cada planta de generación. Además, se toman en cuenta las características de la planta, la capacidad del embalse, entre otras.

El artículo 41 de la Resolución CREG 071 de 2006 estableció que la declaración de la energía firme (ENFICC) se hace por una sola vez. Sin embargo, también estableció que una planta que tenga cambios en sus características que afecten su ENFICC, disminuyéndola en más del 10%, deberá declarar nuevamente los parámetros para que le sea recalculada, pudiendo la CREG hacerlo de oficio. Esto podría implicar, si las características también incluyen el comportamiento hidrológico (lo cual no está claro en la Resolución), que en la medida que se vayan presentando eventos secos más severos que afecten el cálculo de la energía firme de determinada planta, la CREG podría revisar su ENFICC hacia abajo y por

Volumen 3_Dic 2010 4-16

_

³³ Resolución CREG 071 de 2006, Anexo 3, CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD 3.1 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una planta hidráulica.





tanto, dicha reducción debería entrar a ser suplida por energía firme de otra planta de generación, si es requerida para abastecer la demanda. Ahora bien, dada la evidencia sobre la tendencia en la reducción y aumento de las precipitaciones por regiones del país y la posible continuación de dicha tendencia al futuro como lo muestran las simulaciones de la Segunda Comunicación Nacional, la pregunta a hacerse es si la energía firme debería irse revisando cada determinado número de años con las nuevas series hidrológicas más secas o, alternativamente, o con las series hidrológicas que se proyecten a futuro afectadas por el Cambio Climático esperado, en la medida que estas cuenten con un nivel de certidumbre aceptable. Todo esto, con el fin de ir anticipando el Sistema a posibles impactos negativos del Cambio Climático.

Ahora bien, dado el nivel de diversidad del parque de generación hidroeléctrico del país, de la complementariedad entre cuencas, de las características hidrológicas de cada cuenca, de las características de cada planta (por ejemplo del tipo de embalse y su capacidad de regulación) y del respaldo termoeléctrico, la pregunta es qué tan flexible es dicho sistema para irse adaptando a los cambios observados y por tanto qué tan vulnerable es el SIN a cambios abruptos del clima.

Es evidente que una valoración de dichos riesgos debe hacerse con una metodología apropiada que permita proyectar bajo niveles de certidumbre razonables el comportamiento de los aportes hidrológicos en las principales cuencas del país y consecuentemente, permita proyectar el comportamiento del despacho del parque de generación del SIN, proyecciones que a su vez se deben ir revisando y ajustando en la medida que se vaya ganando más conocimiento sobre el comportamiento del Cambio Climático.

Este tipo de análisis de riesgos, para los cuales se propondrán políticas y acciones en el PNFNCE en la etapa siguiente del presente estudio, permitiría establecer el tipo de decisiones y su oportunidad, tomando en cuenta la flexibilidad de adaptación que tenga el SIN y los tiempos en que toma la instalación de nuevas plantas tanto de ER como la eólica.

Se trata entonces de un tema complejo que requiere ir desarrollando metodologías de valoración que permitan ir dando respuestas a estas preguntas y además, ir reduciendo el grado de incertidumbre sobre los parámetros que determinan las decisiones tales como el impacto del Cambio Climático sobre las diferentes cuencas, la valoración de los recursos de ER, la evolución de los costos de las tecnologías, la valoración de la complementariedad entre los recursos, etc.

Por lo anterior, el PNFNCE debe visualizarse como un proceso flexible a ser implantado por etapas.





4.5 BIBLIOGRAFÍA

- Ideam. Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
- Ideam-Ruiz, F. (2009). Evaluación de las tendencias actuales y los escenarios futuros de cambio climático. Documento interno del Ideam, sin publicar. Bogotá: Ideam. p. 7.
- Ideam-Ruiz, F. (2010). Cambio climático en temperatura, precipitación y humedad relativa para Colombia usando modelos meteorológicos de alta resolución. Panorama 2011 – 2100. Nota técnica 005/2010 del Ideam. Bogotá: Ideam. p. 60.
- Ideam-Benavides, H., Mayorga, R. & Hurtado, G. (2007). Análisis de índices de extremos climáticos para Colombia usando el Rclimdex. Documento digital. Nota técnica del Ideam-meteo/007-2007. Bogotá: Ideam. p. 28.
- Ochoa, A. & Poveda, G. (2009). Distribución espacial de señales de cambio climático en Colombia. Documento digital del Poster 508: XIII Congreso Latinoamericano e Ibérico de meteorología (Climet XIII) y X Congreso Argentino de meteorología (Congremet X). Área: Variabilidad climática y cambio climático. p. 5-9 octubre de 2009, Buenos Aires. Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. Medellín: Autores.
- Poveda, G. (2009). Calentamiento climático global: Causas, efectos y retos para Colombia y el mundo. Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia y Colciencias. Medellín:
- Poveda, G. (2009a). Cambio ambiental global en Colombia: Evidencias y retos. Presentación y documentos del
- Taller INAP: 30 de julio de 2009. Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia y Colciencias.
- Universidad Nacional de Colombia-Pabón, J. D., & CI-Colombia. (s.f.). Informe de evaluación del cambio climático en Colombia. Documento digital elaborado en el marco del contrato firmado entre Conservación Internacional Colombia y la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, Fac. Ciencias Humanas, Depto. de Geografía, para el proyecto INAP-Ideam. Bogotá: Ideam. p. 62.





5. ANÁLISIS DE COMPLEMENTARIEDAD DE RECURSOS

Colombia es un país que dispone de una gran variedad de recursos energéticos. Para la generación de electricidad al SIN, se emplean centrales hidroeléctricas, centrales a carbón y a gas, y centrales menores. La mayor participación en la capacidad instalada corresponde a la hidroelectricidad y a la capacidad térmica, por lo que el sistema puede ser caracterizado como un sistema hidro-térmico, con una participación predominante de la hidroelectricidad en la generación eléctrica (en promedio un 80% de la energía generada).

En estas condiciones, la generación es fuertemente dependiente del recurso hídrico, el cual se ve afectado por cambios en la hidrología del país, particularmente en las cuencas donde se encuentran ubicados los embalses del sistema de generación. Además de las variaciones en el régimen de precipitación que corresponde a variaciones estacionales anuales, el recurso se ve afectado por los eventos de El Niño y La Niña que entonces tienen una incidencia importante en la generación. Hay entonces que distinguir dos tipos de afectaciones:

- las derivadas del régimen anual el cual se caracteriza por una denominada Estación de Verano³⁴ que cubre desde el primero de diciembre al 30 de abril del año siguiente, y
- las derivadas por los fenómenos de El Niño y La Niña.

Puesto que entonces la generación hidroeléctrica depende de las variaciones del aporte hídrico a las centrales, es necesario complementar la generación hidroeléctrica. Ese papel lo desempeñan en la actualidad las centrales térmicas (la centrales hidroeléctricas menores estás sometidas al igual que las centrales hidroeléctricas a las variaciones del recurso hídrico). Dentro de las Fuentes No Convencionales consideradas en este estudio, las centrales geotérmicas y la nuclear pueden generar con alta disponibilidad por lo que no se considerarán en este análisis. Por tanto, se considerarán las centrales solares y eólicas, porque su generación es altamente variable y debe ser inyectada a la red en el mismo momento de que está disponible el recurso primario.

La pregunta fundamental entonces se centra en cómo se comporta el recurso durante el periodo seco (diciembre-abril) del año normal y como se comporta el recurso durante el periodo El Niño. No se considera el periodo La Niña porque este no afecta la generación hidroeléctrica sino más bien tiene otra serie de afectaciones sobre las vías, la agricultura, etc.

³⁴ Se ha utilizado la definición de estación de verano de la CREG.





Más exactamente, la complementariedad se refiere a si durante los periodos mencionados hay una mayor disponibilidad de los recursos solar y eólico que compense la reducción de la generación hidroeléctrica durante los mismos y en qué medida. Ahora bien, el recurso solar y eólico están disponibles en todo el territorio nacional pero al haber regiones del país con mayor disponibilidad de esos recursos se trata de observar estos efectos en esas regiones del país.

En cuanto a la información disponible para hacer este tipo de análisis valga la pena afirmar que es limitada, como se indicará más adelante.

En las ZNI la complementariedad debe considerar los sistemas de generación existentes que son o sistemas individuales o sistemas en mini-redes. La alternativa de generación en este caso es la utilización de varios sistemas de generación o poligeneración integrados en un sistema híbrido.

5.1 COMPLEMENTARIEDAD DE LA ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA CON EL SIN

5.1.1 Complementariedad energía solar – energía hidroeléctrica

Para examinar la complementariedad entre la energía solar y la generación hidroeléctrica sería conveniente examinar la generación con ambas fuentes a fin de observar en qué medida la energía solar podría ayudar a complementar la generación hidroeléctrica. Las preguntas relevantes son:

- Hay mayor disponibilidad de energía solar durante el periodo seco diciembre-abril respecto al resto del año y en qué regiones?
- Hay mayor disponibilidad de energía solar durante periodos Niño y en qué regiones?

La información disponible sobre energía solar a nivel país consiste de los valores promedio de la radiación solar diaria promedio mensual y anual, multianuales. *No existe un mapa mensual de cada año* de la disponibilidad de energía solar y por lo tanto no es posible la comparación interanual de la radiación solar. Lo que es posible es comparar la disponibilidad de la radiación solar de un mes promedio multianual con el promedio anual de la radiación solar en los meses del periodo seco de diciembre a abril, y observar si es mayor que el promedio anual y en qué lugares del país ocurre.

El mapa de la Figura 5-1 muestra la energía solar disponible diariamente sobre el territorio nacional en promedio anual. Se puede observar que las regiones con mayor radiación solar promedio anual se encuentran en la costa atlántica (La Guajira) y en menor grado en la Costa y la zona oriental limítrofe con Venezuela.

El mapa de Enero en la Figura 5-1 muestra una ligera disminución en la zona norte, no cambio en la zona central y un ligero incremento en la zona sur. Estas



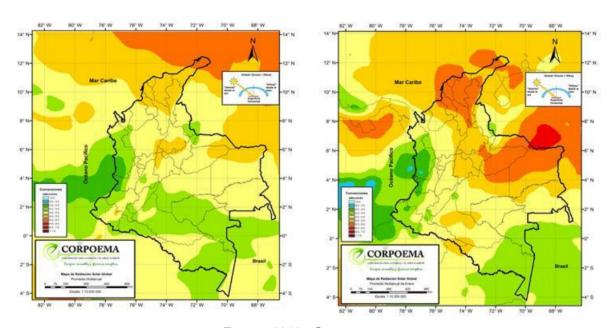


variaciones son del orden 0.5 kWh/m2. También se observa un incremento del mismo orden de magnitud sobre el departamento del Magdalena y la región del Vichada, Casanare y parte Arauca. En estas zonas de incremento un generador solar estaría en capacidad de contribuir con energía eléctrica extra durante el mes de enero al periodo seco, con aproximadamente un máximo de 10% (0.5 kWh/5 kWh) más de generación en este mes.

Figura 5-1. Radiación solar diaria promedio anual (kWh/m2/día)

Diaria Promedio Anual

Diaria Enero



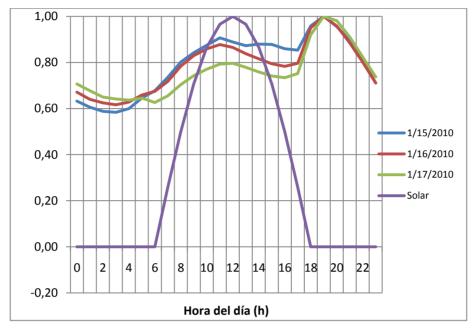
Fuente: 2010 - Corpoema

En términos de potencial de generación, la energía solar tiene un comportamiento aproximadamente cosinusoidal en días despejados. La figura siguiente muestra la demanda normalizada del SIN tres días consecutivos (viernes, sábado y domingo) de enero de 2010 y la generación de un sistema solar estacionario como un generador fotovoltaico (sin seguidor solar) como la generación solar. Es conveniente anotar que la curva de carga del sistema interconectado nacional es muy similar los tres diferentes días de la semana y siempre esta tiene un valor superior a 60% del pico en cualquier hora del día.





Figura 5-2. Comportamiento de la curva de demanda normalizada durante el día y generación solar fotovoltaica con módulos estacionarios



Fuente: 2010 - Corpoema

Se puede observar entonces que la energía inyectada por un sistema solar fotovoltaico contribuiría a cubrir el pico de demanda secundario que se presentan alrededor de las 11 am en SIN pero no contribuiría al pico principal que se presenta las 7 pm. Sin embargo, dada la composición principalmente hidro del SIN, su restricción principal es de energía y no de potencia y por tanto la contribución de energía solar en horas de media carga permitiría embalsar agua para generarla en las horas de punta.

Los sistemas solares en operación real distan del comportamiento ideal cosinusoidal considerado y es por ello que lo mejor es instalar y monitorear el comportamiento de sistemas solares demostrativos interconectados a la red del SIN. Esta consideración sugiere propuestas en el Plan de FNCE que se proponga, orientadas en esa dirección.

Como resultado de las consideraciones anteriores, es necesario desarrollar un sistema de información que permita establecer con mayor certeza la validez de las afirmaciones anteriores.





5.1.2 Complementariedad de la energía eólica y el SIN

Como se mencionó anteriormente, hay para la energía eólica dos preguntas fundamentales tanto durante el periodo seco (diciembre –abril de cada año) y durante El Niño:

- Cómo se comporta la energía eólica durante estos periodos?
- Puede aportar al SIN más energía durante este periodo que el promedio anual y más durante el Niño que durante los periodos normales?

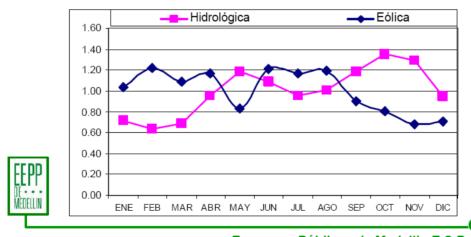
De los resultados de la operación de parque eólico Jepirachi de EEPPM se observa que la generación eólica en la Guajira presenta un mayor potencial durante la estación de verano. La Figura 5-3 muestra las velocidades del viento y la disponibilidad hidrológica normalizadas y sus desviaciones mensuales.

Figura 5-3. Complementariedad hidrológica

ESTADO DEL ARTE Y SITUACIÓN ACTUAL VARIACIÓN INTRAANUAL DE LA VELOCIDAD

COMPLEMENTARIEDAD CON HIDROLOGÍA

- ✓ Mavores velocidades de viento durante veranos y viceversa
- ✓ Mayor generación durante baja disponibilidad hidroeléctrica.
- ✓ ¿Complementariedad con seguías extremas ? (El Niño)



Empresas Públicas de Medellin E.S.P.

Fuente: Gerencia Generación de Energía EE.PP.M. (2006) La energía eólica como posibilidad de aprovechamiento en Exploración de energías alternativas en la cuenca Magdalena-Cauca. ppt.

De acuerdo a esta gráfica se tiene mayores velocidades del viento durante el verano (ver periodo enero abril) lo que significa mayor generación eólica durante la disminución de la disponibilidad hidroeléctrica y se pregunta si esta complementariedad se daría durante sequias extremas (El Niño).





El más reciente Niño" empezó a manifestarse desde mayo de 2009, y a mediados de junio del mismo año se dio inicio de la etapa temprana de su formación, el evento alcanzó su etapa máxima de desarrollo entre finales de diciembre de 2009 e inicios de enero del 2010, a partir de abril se inició su fase de debilitamiento. Para Junio de 2010 las condiciones atmosféricas y oceánicas en la cuenca del Pacifico mostraban condiciones neutrales.

El fenómeno de El Niño afecta el comportamiento de la hidrología en Colombia e incide severamente en la generación hidroeléctrica. La Figura 5-4 muestra el comportamiento de la generación diaria al SIN por tipo de combustible entre Marzo de 2009 y Julio de 2010. Puede observarse que la generación de las plantas menores permaneció prácticamente constante durante todo el año, al igual que la generación a carbón de plantas del interior. El fenómeno del Niño produjo entonces una reducción de la generación hidráulica que en Marzo de 2009 alcanzaba aproximadamente 110 GWh/día hasta un nivel mínimo en Enero de 2010. Para cubrir este déficit progresivo entre Agosto y Enero se recurrió principalmente a incrementar la generación de las térmicas de la costa y a las plantas a gas y Fuel Oil del interior. A partir de enero de 2010 que El Niño comenzó menguar en intensidad, la generación a gas y fuel del interior fue decreciendo hasta salir prácticamente de generación en el mes de julio de 2010.

Figura 5-4. Generación por tipo de combustible Marzo 2009 a Julio 2010

Fuente: XM y elaboración propia

Los fenómenos del Niño que se han presentado en esta década desde el 2002 se dan en la tabla siguiente. Entre estas dos tablas aparecen ligeras discrepancias en el comienzo y final y que se traducen en la duración de los mismos. Pero la tabla de NOOA indica numéricamente la severidad del evento.





Tabla 5-1. Periodos El Niño

Comienzo	Abril 2002	Enero 2004	Agosto 2006	Mayo 2009
Final	Abril 2003	Marzo 2005	Febrero 2007	Abril 2010
Duración (meses)	12	15	6	11

Fuente: Ideam

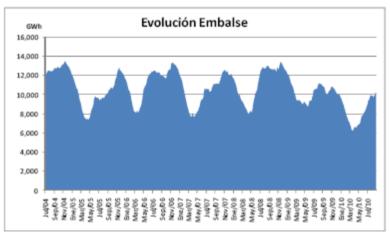
Tabla 5-2. Periodos e intensidad de El Niño

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2002	-0.1	0.1	0.2	0.4	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.3	1.5	1.4
2003	1.2	0.9	0.5	0.1	-0.1	0.1	0.4	0.5	0.6	0.5	0.6	0.4
2004	0.4	0.3	0.2	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8
2005	0.7	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	-0.1	-0.4	-0.7
2006	-0.7	-0.6	0.4	-0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.9	1.1	1.1
2007	0.8	0.4	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.4	-0.7	-1	-1.1	-1.3
2008	-1.4	-1.4	-1.1	-0.8	-0.6	-0.4	-0.1	0	0	0	0.3	-0.6
2009	-0.8	-0.7	-0.5	-0.1	0.2	0.6	0.7	0.8	0.9	1.2	1.5	1.8
2010	1.7	1.5	1.2	0.8	0.3	-0.2	-0.6					
		Periodo Niñ	0									
		Periodo Niñ	a									

Fuente: NOOA y elaboración propia.

La figura siguiente muestra la evolución de los embalses entre Julio 2004 y julio 2010. Puede observarse la evolución periódica de Embalse presentando un mínimo de 6000 GWh en Enero de 2010 durante El Niño. Se puede observar que la recuperación del embalse comienza al final del periodo Niño cuando se compara esta gráfica con la tabla anterior.

Figura 5-5. Evolución de los embalses



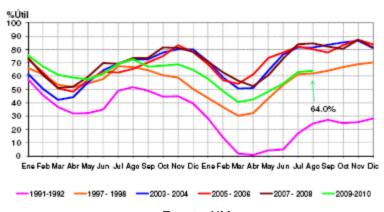
Fuente: XM





La figura siguiente muestra la evolución de los embalses en diferentes periodos en donde se puede observar el nivel de criticidad de los embalses. Como también puede observarse, el mayor nivel de criticidad fue alcanzado en el periodo 1991-1992, seguido del periodo 1997-1992 y el más reciente de 2009-2010, habiendo sido los eventos menos severos los otros tres ocurridos en 2003, 2005 y 2007.

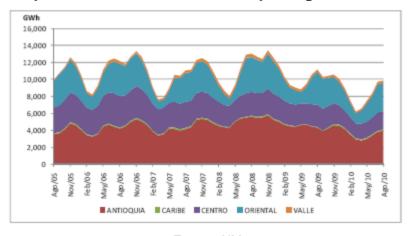
Figura 5-6. Evolución de los embalses durante diferentes periodos desde 1991 a 2010



Fuente: XM

Sin embargo los embalses agregados de todas las regiones del país se comportan de manera similar. La grafica siguiente muestra el nivel de almacenamiento en los embalses entre 2005 y 2010. Puede observarse la periodicidad anual pero es de resaltar que la región que más cicla son los embalses de la región oriental (Chuza, Esmeralda y Guavio), siendo los que más variación presentan durante el ciclo anual.

Figura 5-7. Comportamiento de los embalses por regiones



Fuente: XM





En cuanto a la energía eólica, entonces la pregunta es, Cómo se ha comportado Jepirachi en los periodos Niño desde su puesta en operación en Abril de 2004?

El parque ha estado expuesto, desde su entrada en operación en Marzo de 2004, a 3 Niños de duración media entre 8 y 9 meses, a una Niña de 9 meses y a 3 periodos normales de 12 meses de duración en promedio (según la tabla de la NOOA). La generación media calculada para cada uno de esos periodos es de 4.600.552 kWh/mes y las desviaciones de la medias no muestran una tendencia clara al aumento de la generación con relación a la generación en los periodos normal y la Niña. De esta manera, el esperado aumento de la generación reportada por el parque para los periodos Niño no se puede concluir claramente.

Es importante tener en cuenta que se está trabajando sobre la generación del parque de Jepirachi reportada por XM. La generación es el resultado de la disponibilidad del recurso y de la disponibilidad del parque. Puesto que solamente se conoce la generación no se puede concluir ni sobre la disponibilidad del recurso ni sobre la disponibilidad del parque.

Tabla 5-3. Generación media de Jepirachi durante los periodos del Niño, la Niña y Normal

Periodos El Niño	Comienzo	Finalización	Meses	Generación media (MWh/mes)	Desviación de la media total
Periodo El Niño	Jun-04	Feb-05	9	4,840,330	5.2%
Periodo Normal	Mar-05	Jul-06	17	4,879,950	6.1%
Periodo El Niño	Aug-06	Jan-07	6	4,294,273	-6.7%
Periodo Normal	Feb-07	Aug-07	7	4,787,152	4.1%
Periodo La Niña	Sep-07	May-08	9	4,503,834	-2.1%
Periodo Normal	Jun-08	May-09	12	4,298,358	-6.6%
Periodo El Niño	Jun-09	Apr-10	11	4,599,970	0.0%
Periodo La Niña	May-10				
			Prom	4,600,552	
			Max	4,879,950	
			Min	4,294,273	

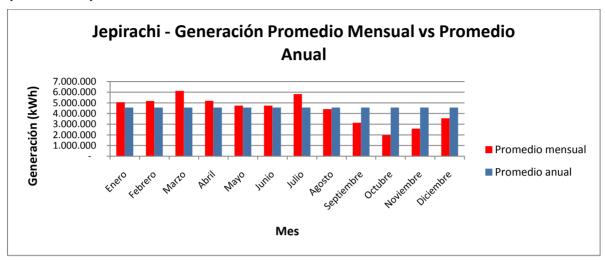
Fuente: Elaboración propia

En cuanto se refiere al comportamiento durante la estación de verano, entre diciembre y abril, la figura siguiente muestra como la generación de enero a hasta abril, y más aún, hasta julio inclusive es superior al promedio anual de la generación, indicando claramente que *el parque contribuye por encima de la media anual durante los meses de enero a julio a la generación al SIN*.





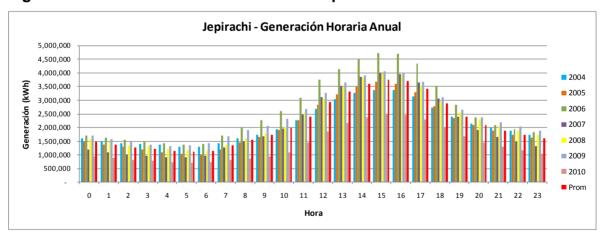
Figura 5-8. Generación promedio mensual versus promedio anual – Jepirachi (2005-2009)



Fuente: XM y elaboración propia

La generación del día típico anual se muestra en la figura siguiente, en donde claramente se ve como ella alcanza su máximo a las 3 pm. La forma de la curva es típica de lugares costeros como corresponde a Jepirachi.

Figura 5-9. Generación horaria anual de Jepirachi



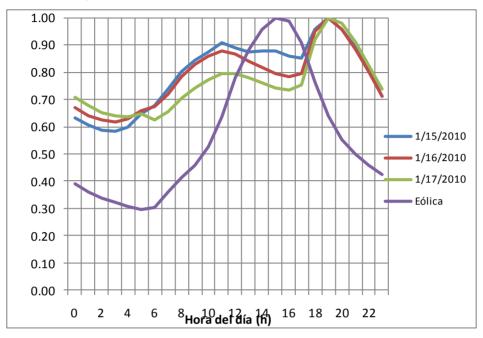
Fuente: XM y elaboración propia

La figura siguiente muestra como la generación de Jepirachi tiene un máximo hacia las 15 horas y contribuye a la carga diaria del país entre el pico de demanda primario y el secundario, mostrando que allí es donde principalmente contribuye la generación de energía eólica.





Figura 5-10. Curvas de carga normalizadas del país y la curva de generación media anual de Jepirachi



Fuente: XM y elaboración propia

5.1.3 Estudio del Banco Mundial

Recientemente se ha dado a la luz pública un estudio del Banco Mundial³⁵ sobre las posibilidades para la entrada de la energía eólica en el mercado de energía en Colombia. El estudio ha tomado para Jepirachi la información de la capacidad del parque y ha generado una serie de velocidades de viento calculadas a la altura de los aerogeneradores para estimar la generación de un parque idéntico a Jepirachi para el periodo 1986-2007. Al calcular la generación de cada uno de los 8 periodos considerados, se encuentra una generación superior a la media desde -0.91 hasta +1.23 desviaciones estándar mientras que al compararla contra la generación en 4 ríos del país (Nare, Cauca, Magdalena y Guavio) que en general disminuyó durante esos eventos, la generación eólica resulta complementaria a la generación hidroeléctrica.

El estudio analiza la energía firme de plantas con y sin reservas y el parque Jepirachi en operación aislada, y la compara con la operación conjunta de plantas

³⁵ Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P. y Leino, I. (2010) **Wind_Energy in_Colombia - A Framework for Market Entry**.The World Bank Washington, D.C.

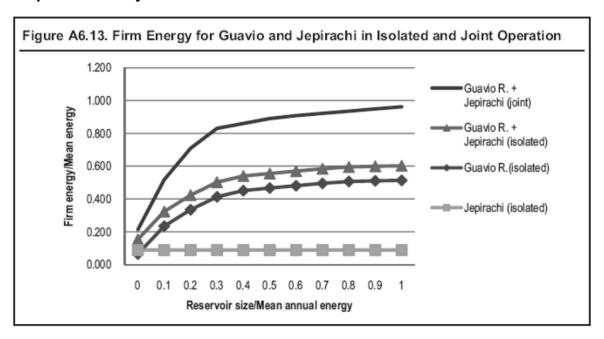




hidráulicas y plantas eólicas de igual capacidad a la de Jepirachi. Este análisis empleó un modelo de simulación que opera las plantas y los reservorios para generar una determinada cantidad de energía sin producir déficits, ajustando la cantidad de energía hasta que se producen el déficit. El periodo de análisis ha comprendido eventos Niño. En estas condiciones estima la generación del parque y con un factor de disponibilidad elevado frente al Jepirachi actual. Se emplearon plantas hidroeléctricas de capacidad similar a las plantas eólicas. El flujo de agua medio multianual a la planta hidroeléctrica transformado en energía es igual a la generación de Jepirachi. Se analizaron reservorios de diferente capacidad (como fracción de la recarga media anual del reservorios en energía.

El resultado es que en todos los casos analizados, hay un incremento de la energía firme cuando la central eólica de Jepirachi genera conjuntamente con la hidroeléctrica. La figura siguiente ilustra esta situación en el caso de Guavio y Jepirachi en operación aislada de ambos sistema y en operación conjunta.

Figura 5-11. Energía firme para la operación aislada de Guavio y Jepirachi, y la operación conjunta



Fuente: Vergara, W., Deeb, A., Toba, N., Cramton, P. y Leino, I. (2010) **Wind_Energy in_Colombia - A_Framework_for_Market_Entry**. The World Bank Washington, D.C.





La conclusión entonces es que <u>la energía firme en la operación conjunta aumenta</u> prácticamente doblando la energía firme de la operación aislada de la central <u>hidroeléctrica</u> (para una capacidad del reservorio de 0.4 veces la energía media <u>anual y mayor) y muestra entonces que la generación eólica con la hidroeléctrica son complementarias.</u>

A la misma conclusión se llega cuando estas plantas hipotéticas denominadas Rio Guavio, Rio Nare, Rio Cauca y Rio Magdalena se operan conjuntamente con el parque eólico.

5.2 COMPLEMENTARIEDAD DE LAS FNCE EN EL ZIN

En las ZNI la complementariedad debe considerar los sistemas de generación existente que son o sistemas individuales o sistemas en mini-redes. La alternativa de generación en este caso es la utilización de varios sistemas de generación o poligeneración integrados en un sistema híbrido (SH).

Los SH pueden para el suministro AC pueden tener cuatro configuraciones:

- Híbrida en serie
- Híbrida conmutada
- Híbrida en paralelo
- Híbrida en paralelo integrada por barraje AC

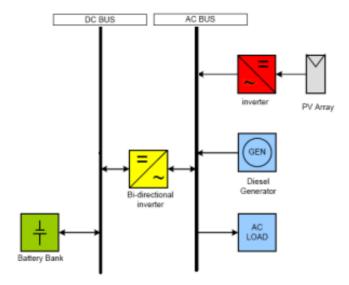
Las tres primeras opciones son parte de la historia de la evolución de estos sistemas y los más modernos son la cuarta alternativa: La configuración hibrida en paralelo por barraje AC.

En esta configuración, el barraje AC permite atender la demanda separadamente a demanda baja, media y pico, mediante la sincronización del inversor con la AC del generador. A manera de ilustración, se considera un generador diesel que puede atender la carga directamente y además un generador fotovoltaico, pero el sistema puede tener otros generadores como eólicos, PCHs y aún conexión a la red. Todos los equipos de generación generan en AC sincronizadamente e inyectando a la red. El inversor bidireccional puede cargar el banco de baterías (opera también como rectificador) cuando hay exceso de energía de las unidades de generación. También puede actuar como inversor para atender la demanda cuando el generador diesel está apagado y el generador solar es insuficiente. Durante periodos de baja demanda, el exceso de energía del generador solar se emplea para cargar la batería (Ver figura siguiente).





Figura 5-12. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por barraje AC



Esta configuración del SH en paralelo por el bus AC tiene dos ventajas significativas sobre las configuraciones antiguas:

- Primero, la demanda máxima que puede suministrar el sistema es la capacidad del inversor mas la de la planta diesel y del generador solar en vez de ser la de cada uno por separado.
- Segundo, la posibilidad de sincronizar el inversor con el generador diesel y al sistema solar da una mayor flexibilidad para optimizar la operación del sistema.
- La generación solar se aplica directamente a la demanda diurna y solamente los excedentes van a la batería.

Esta configuración es la más avanzada actualmente y ha sido exitosamente desarrollada por algunas firmas³⁶. Si bien todos los sistemas han sido analizados mediante sofisticados paquetes de software, esta es la configuración que está montada en el software de simulación HOMER³⁷.

Para ilustrar la aplicación de la integración de varias fuentes de generación en un solo sistema se considerarán dos ejemplos que muestran la complementariedad entre una fuente de energía convencional y energía solar, y un sistema más

³⁶ Por ejemplo SMA: www.**sma**-america.com

³⁷ HOMER® es un software avanzado de simulación desarrollado por NREL (National Renewable Energy Lab), Golden, Co, USA.





complejo en que se emplean dos fuentes de energía renovables complementarias en las zona (solar + eólica).

Los resultados de los sistemas considerados, uno en la costa pacífica y otro en la Alta Guajira indican que es posible la utilización de sistemas híbridos dónde se complementan diferentes fuentes de energía para atender una demanda particular (Ver Sección 7.2. y 7.3).

Una dificultad que presenta el diseño de estos sistemas híbridos es la disponibilidad de información sobre el potencial de las diferentes fuentes de energía renovable en general en todo el país y en particular en las ZNI por lo que se pone una vez más de evidencia la necesidad de determinar estos potenciales con calidad grado ingeniería.





6. COSTOS DE REFERENCIA

Esta sección considera los costos de referencia de la generación de energía con renovables. Especial interés son los precios de referencia de proyectos internacionales de las subastas de energía renovables adelantas recientemente (finales de 2009 y comienzos de 2010) tanto en Brasil como el Perú.

La búsqueda de información sobre costos de referencia se ha adelantado en la web y también ha tenido en cuenta información de carácter nacional. La información de la web es amplia, a veces muy específica de una fuente determinada y dispersa en el tiempo. En este estudio se ha tomado como estudio del Banco Mundial³⁸ y se actualizado a 2010 para las fuentes de energía solar fotovoltaica, eólica, biomasa, geotermia y pequeñas centrales. Para el cálculo del costo nivelado se ha empleado una tasa de descuento de 10%/año. La energía nuclear ha empleado información internacional de costos de estudios del sector. La información nacional se ha tomado de la web en donde se ha encontrado información de fabricantes e importadores nacionales (de calentadores solares, molinos de viento, generadores solares fotovoltaicos) y de proyectos de PCHs. La idea fundamental es que los costos estimados de inversión y de generación deben ser una referencia para los proyectos a realizar en Colombia.

Como metodología se empleará la de los costos nivelados (Ver Sección 7.1) que tiene la ventaja de considerar la totalidad de todos los costos en que se incurre durante la vida útil de proyecto y la energía generada por el proyecto³⁹.

6.1 PRECIOS DE REFERENCIA DE PROYECTOS INTERNACIONALES

En Perú y Brasil se ha adoptado como mecanismo de implementación de proyectos con energía renovable la subasta pública de proyectos de generación con tecnologías renovables. En esta sección se muestran los resultados de las subastas de Perú y Brasil, estando esta última limitada a energía eólica.

6.1.1 Subastas de Perú

El Ministerio de Energía y Minas puso a comienzos de 2010 en subasta pública la cantidad de 1814 GWh/año para ser generada con energía renovable (biomasa, eólica, solar y PCHs). Como resultado de la subasta se adjudicaron cerca de 900

³⁸ The World Bank (2006). **Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies**. The World Bank Group, Washington, D.C.

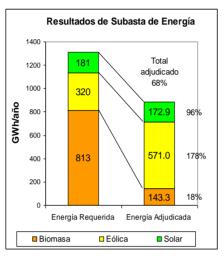
³⁹ La metodología usada en este documento es consistente con las metodologías usadas por muchas empresas de servicios norteamericanas, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), el Instituto para la Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI) y bancos como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo.





GWh en biomasa, eólica y solar, y 162 GWh en PCHs. La figura siguiente muestra los resultados de esta subasta, en la cual se adjudicaron 26 proyectos con diferentes tecnologías, capacidades y fechas de entrada en operación, ubicados en diferentes lugares del Perú como se muestra en la Figura 6-1.

Figura 6-1. Resultados de la subasta de energía del MEM 2010-1



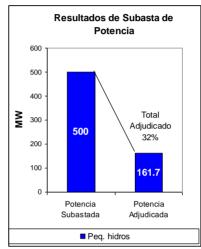


Figura 6-2. Proyectos adjudicados en la subasta MEM del Perú 2010-1

	Proyecto	Potencia (MW)	Puesta en Operación	
1	C. Cogeneración Paramonga I	23.00	31/03/2010	
2	Huaycoloro	4.40	01/07/2011	
3	Marcona	32.00	01/12/2012	
4	Central Eólica Talara	30.00	29/06/2012	
5	Central Eólica Cupisnique	80.00	29/06/2012	
6	Panamericana Solar 20TS	20.00	30/06/2012	
7	Majes Solar 20T	20.00	30/06/2012	
8	Repartición Solar 20T	20.00	30/06/2012	
9	Tacna solar 20TS	20.00	30/06/2012	
10	C.H. Santa Cruz II	6.50	01/07/2010	
11	C.H. Santa Cruz I	6.00	29/05/2009	
12	C.H. Nuevo Imperial	3.97	01/05/2012	
13	C.H. Yanapampa	4.128	01/12/2012	
14	C.H. Huasuhuasi II	8.00	01/04/2012	
15	C.H. Huasuhuasi I	7.86	01/10/2012	
16	C.H. Chancay	19.20	31/12/2012	
17	C.H. Poechos 2	10.00	27/05/2009	
18	C.H. Roncador	3.80	01/12/2010	
19	C.H. La Joya	9.60	01/10/2009	
20	C.H. El Angel I	19.95	31/12/2012	
21	C.H. El Angel II	19.95	31/12/2012	
22	C.H. El Angel III	19.95	31/12/2012	
23	C.H. Purmacana	1.80	01/07/2011	
24	C.H. Shima	5.00	30/09/2012	
25	C.H. Carhuaquero IV	10.00	22/05/2008	
26	C.H. Caña Brava	6.00	19/02/2009	







La entrada en operación de los proyectos va desde proyectos ya en operación (2 PCHs) hasta 2012 con parque eólicos como Marcona (existe un aerogenerador des mediados de los noventa que ha provisto de la información para el nuevo parque) y generación solar.

Un aspecto que reviste para este estudio son los precios tope referenciales fijados por el MEM y los precios ofertados. La figura siguiente muestra el comportamiento de los precios ofertados máximos, promedio y mínimo por cada una de las 4 tecnologías, también comparados con el precio de generación actual de 49.4 US\$/MWh.

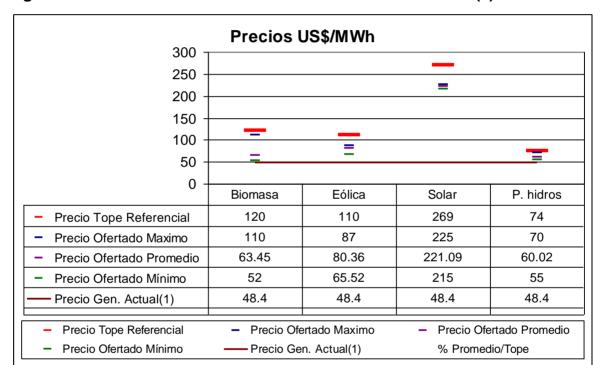


Figura 6-3. Resumen de Resultados de Licitación RER 2010-I (2)

(1) Se refiere al Precio a Nivel de Generación para la Barra Lima, vigente al 30 de marzo 2010, mas los cargos adicionales incluidos en el Peaje del Sistema Principal

Fuente: Cámac Gutierrez, Daniel (2010) Resultados de la Licitación de Recursos Energéticos Renovables.ppt. Ministerio de Energía y Minas del Perú. Lima.

Se observa que los precios ofertados para energía eólica, biomasa y PChs están muy próximos a los topes referenciales, los cuales a su vez no están mucho más costosos que el precio de generación actual, mientras que el precio de la energía solar fotovoltaica mínimo es 4 veces superior al precio de generación actual.





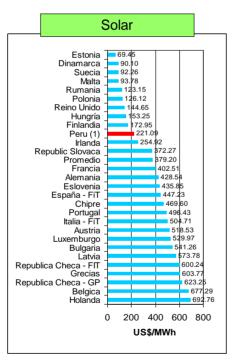
La Figura 6-4 muestra cómo se comparan los precios medios de la subasta por tecnología con los precios de la energía en los países europeos.

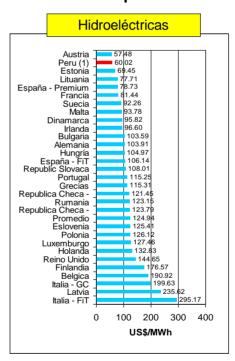
6.1.2 Subasta de energía eólica en el Brasil

Como resultado de la subasta de energía eólica de 2009 en el Brasil ("RESULTADO DO LEILÃO nº. 03/2009 14 de dezembro de 2009) se contrató el suministro de energía eólica de 71 proyectos eólicos con un total negociado de 132,015,960 MWh (estimado negociado en MWh) por una valor de (R\$) 19.590.109.531,20 (US\$10,500,298,708, tasa de cambio 1 R\$=0.536 US\$) a un precio medio de 79.48 US\$/MWh (precio marginal 82.04 US\$/MWh). Los precios ofertados tuvieron como valor máximo 82.03 US\$/MWh y como valor mínimo 70.20 US\$/MWh.

Los dos caso mencionados de subastas muestran como este en un mecanismo de implementación efectivo para ambos países y que amerita una consideración para el caso colombiano.

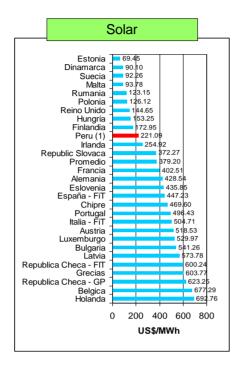
Figura 6-4. Precios de la licitación RER del Perú vs Otros países

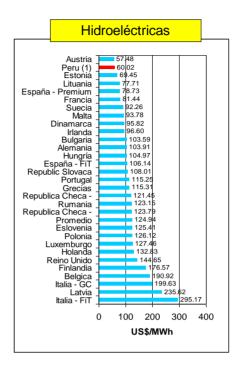












Fuente: EREF – Prices for Renewable Energies in Europe – Report 2009. Elaboración propia. 1) Los valores de Perú corresponden al precio promedio de la subasta RER 2010-l

6.2 TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS

Las tecnologías de generación que se considerarán en este estudio se dan en la tabla siguiente. Se tienen tecnologías para la generación en zonas remotas y aisladas a pequeña escala fuera de red y a mediana escala para mini-redes. También tecnología para la generación conectada a la red. Se dan las la vida útil de los equipos, las capacidades de generación y los factores de capacidad.





Tabla 6-1. Tecnologías de generación con FNCE

		Fuera	de red	Min	ired	Conecta	dos a red
			Factor		Factor	Carga	base
Tipos de Generación	Vida equipos (yr)	Capacidad (W)	Capacidad (FC%)	Capacidad (kW)	Capacidad (FC%)	Capacidad (MW)	Factor Capacidad (FC%)
Geotermicas binarias	20			200	70		
Geotermicas binarias	30					20	90
Geotermicas flash	30					50	90
Solar FV	20, 25	50, 300	20	25	20	5	20
Centrales solares con almacenamiento	30					30	50
Centrales solares sin almacenamiento	30					30	20
Eólica - generación electricidad	20	300	25	100	20	10, 100	30
Hibridos Solar-Eólico	20	300	20	100	20		
Híbrido	20						
Gasificador de Biomasa	20			100	80	20	90
Vapor de biomasa	20					50	90
Gas de relleno sanitario	20					5	80
Biogas	20			60	80		
Hidro Pico	5	300	30				
Hidro Pico	15	1000	30				
Hidro Pico	30			100	30		
Hidro Mini	30					5	45

También se considera la generación de calor, por ejemplo en calentadores solares, en la sección de tecnologías solares.

La energía nuclear tiene un tratamiento especial y las características de su generación se dan en la sección de costos correspondiente.

6.3 ENERGÍA SOLAR

6.3.1 Energía Solar Fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos son una tecnología que genera corriente DC a partir de semiconductores los cuales convierten los fotones en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.

La energía solar fotovoltaica está considerada, dentro de las fuentes de tipo renovable, como la de más reciente aparición. Los módulos fotovoltaicos están construidos principalmente de silicio monocristalino y policristalino.

Debido a sus características de sencillez, modularidad, fiabilidad y operatividad, la energía fotovoltaica presenta un gran campo de aplicaciones para pequeños consumos como fuente de electricidad en el mismo lugar de la demanda. Por esta razón los sistemas fotovoltaicos son una buena opción para electrificación de sitios aislados de la red y dispersos, principalmente en las zonas rurales.





Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos son:

- Telecomunicaciones
- Aplicaciones espaciales
- Electrificación domestica rural
- Sistemas de interconexión con la red convencional
- Bombeo de agua
- Aplicaciones agrícolas y ganaderas
- Protección catódica
- Señalización
- Sistemas de servicios públicos
- Integración en viviendas y edificios
- Aplicaciones Especiales (calculadoras, relojes, celulares, radios, etc.)

Tabla 6-2. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Sistemas conectados a la	Centrales fotovoltaicas
red electrica	Integración en edificios
	Sistemas centralizados
	Sistemas domesticos individuales
Sistemas aislados de la red	Señalización
	Telecomunicaciones
electrica	Bombeo de agua
	Aplicaciones agricolas y ganaderas
	Sistemas de servicios públicos
	Aplicaciones espaciales
	Protección catódica
Otras aplicaciones	Aplicaciones Especiales
	(calculadoras, relojes, celulares,
	radios, etc.)

Fuente: Desarrollo consultoría

6.3.1.1Descripción de la tecnología

Los sistemas fotovoltaicos están compuestos principalmente por:

 Módulo fotovoltaico: es el componente que transforma la radiación solar en energía eléctrica. Los módulos fotovoltaicos se pueden conectar en serie y/o paralelo dependiendo del sistema que se quiera configurar.

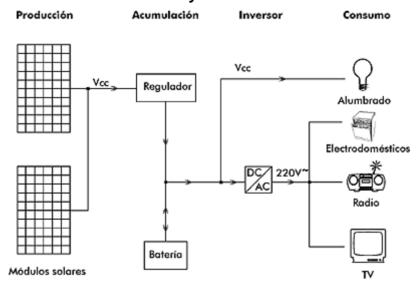




- Regulador de carga. Es el dispositivo encargado de proteger la batería contra sobredescargas y controlar la carga de esta. Cuando el regulador detecta que la batería está siendo sobrecargada, desconecta el generador FV y cuando detecta que la batería está siendo sobredescargada, desconecta los consumos.
- Batería o banco de baterías. Son necesarias para almacenar la energía producida por los módulos solares, y la energía producida en las horas del día y almacenada en la batería se puede utilizar en las horas de la noche. Los sistemas conectados a la red no necesitan de baterías.
- Carga. Los consumos o cargas que el sistema fotovoltaico ha de satisfacer (iluminación, radio, TV, bombas, etc.), pueden ser DC o AC. Se considera a los consumos como una parte substancial del sistema fotovoltaico ya que estos son los que determinan el tamaño del mismo.

La siguiente configuración es para sistemas que alimentan una carga en corriente continua, si se quiere alimentar una carga de corriente alterna es necesario adicionar un inversor DC/AC. Las Figuras siguientes muestran un esquema de conexión dual DC y AC y uno solo AC.

Figura 6-5. Sistema fotovoltaico DC v AC

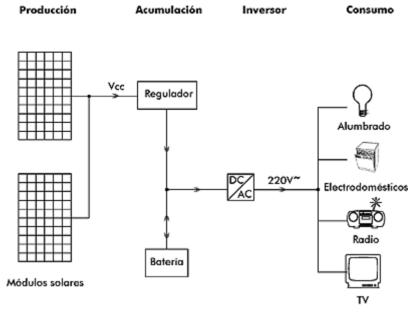


Fuente: 2008. Universidad Politécnica de Catalunya





Figura 6-6. Sistema fotovoltaico AC



Fuente: 2008. Universidad Politécnica de Catalunya

6.3.2 Sistemas conectados a red

Esta aplicación consiste en generar electricidad mediante paneles solares fotovoltaicos e inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica. Actualmente, en países como España, Alemania o Japón, las compañías de distribución eléctrica están obligadas por ley a comprar la energía inyectada a su red por estas centrales fotovoltaicas.

El precio de venta de la energía también está fijado por ley de manera que se incentiva la producción de electricidad solar al resultar estas instalaciones amortizables en un periodo de tiempo que puede oscilar entre los 7 y 10 años.

Este tipo de centrales fotovoltaicas pueden ir desde pequeñas instalaciones de 1 a 5 kWp en terrazas o tejados, a instalaciones de hasta 100 kWp sobre cubiertas de bodegas industriales o en suelo, e incluso plantas de varios megawatios.

6.3.2.1 Ventajas

- No consume combustible
- No produce polución ni contaminación ambiental
- Son silenciosos
- Tiene una vida útil superior a 20 años
- Es resistente a condiciones climáticas extremas: (granizo, viento, temperatura y humedad)





- No posee partes mecánicas, por lo tanto no requiere mantenimiento, excepto limpieza del panel
- Permite aumentar la potencia instalada mediante la incorporación de nuevos módulos.
- Los sistemas son modulares

6.3.2.2Desventajas

En cuanto a los inconvenientes, las instalaciones fotovoltaicas tienen unas limitaciones que deben llevar a sus usuarios a la moderación en el consumo y al empleo de aparatos de consumo con elevados rendimientos. Los rendimientos del sistema aun son bajos, básicamente por las bajas eficiencias de las celdas solares (15 – 20 %). Asimismo, el precio y el gran tamaño de los paneles solares frenan su expansión, puesto que la tecnología disponible actualmente requiere de una gran superficie de captación. Además dependen de factores externos (condiciones climáticas).

6.3.3 Costos

Para el análisis de costos se han escogido los sistemas que por su capacidad y tipo de conexión son o pueden llegar a ser los más usados en Colombia. La tabla siguiente muestra las principales configuraciones y los supuestos de la evaluación.

Tabla 6-3. Configuraciones y supuestos de diseño

Descripción	s	Sistemas aislados		Plantas conectadas a una minired		Plantas conectadas a la red		
Capacidad del sistema	50	Wp	300	Wp	25	kW	5	MW
Vida útil de los módulos	20	Años	20	Años	25	Años	25	Años
Vida útil de las baterias	5	Años	5	Años	5	Años	No Aplica	Años
Factor de Capacidad	20	%	20	%	20	%	20	%

Fuente: World Bank 2006

El análisis considera un factor de capacidad de 20%, basado en que el sistema funciona aproximadamente entre 4 y 5 horas en condiciones de generación pico es decir 1000 W/m2. Se asume también que los módulos están orientados al sur (para latitudes mayores a 0 y al norte en caso contrario) e inclinados un ángulo igual al de la latitud del lugar.

La Tabla 6-4 relaciona los costos de capital discriminados entre equipos, ingeniería, obras civiles e instalación de las configuraciones más comunes en Colombia.





Tabla 6-4. Costos de capital de las diferentes configuraciones

Costos de capital (\$/kW)				
Capacidad del sistema	50 W	300 W	25 kW	5 MW
Equipos	6,668	6,668	4,785	4,504
Obras civiles	0	0	980	980
Ingeniería	0	0	200	200
Instalación	0	0	700	560
Margen de contingencia	700	700	700	680
Total	7,368	7,368	7,365	6,924

Fuente: World Bank y cálculos del consultor

Sobre la base de los supuestos descritos en la Tabla 6-3 sobre el factor de capacidad, la vida media de los componentes de los sistemas se anualizan los costos de inversión inicial. Los costos de operación y mantenimiento incluyen el reemplazo de la batería cada 5 años para sistemas pequeños (hasta 25 kW) y la sustitución de los componentes electrónicos para sistemas grandes (25 kW y 5 MW)

La Tabla 6-5 muestra los resultados del cálculo del costo nivelado del kWh en US de 2010.

Tabla 6-5. Costo nivelado (cU\$/kWh)

Capacidad de los sistemas	50 W	300 W	25 kW	5 MW
Costo nivelado de la inversión	44.25	44.25	41.67	39.18
Costos fijos O&M	3	2.5	1.5	0.97
Costos variables O&M	12	8	7	0.24
Costos de combustible	0	0	0	0
Total	59.25	54.75	50.17	40.39

Fuente: World Bank y cálculos del consultor

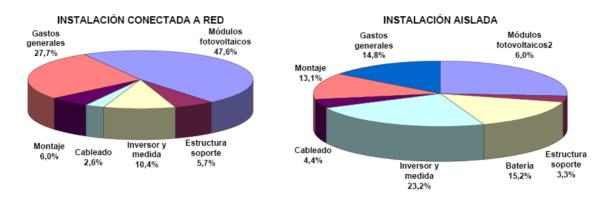
6.3.4 Costos futuros

Como se analizó en el numeral anterior el costo de los sistemas fotovoltaicos depende de la configuración escogida o sistemas aislados o conectados a la red. La Figura 6-7 muestra el desglose de los costos de un sistema típico conectado a la red de 30 kW y de un sistema aislado de 300 W.





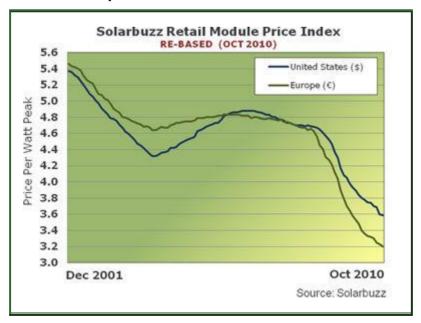
Figura 6-7. Costos de un sistema típico conectado a la red



Fuente: Plan de energías renovables en España 2005-2010

Se observa que el costo del módulo en el sistema conectado significa el 47% del costo total, mientras que en el sistema aislado es de solo el 26%. La tendencia en el tiempo del costo de los módulos se puede ver en la Figura que muestra su evolución en el mercado de Estados Unidos y en el de Europa, los cambios son drásticos pues el costo de módulos pasa de 5.4 \$US/Wp al final del año 2001 a 3.5 \$US/Wp en octubre del 2010, es decir, una variación del 55% en 9 años.

Figura 6-8. Índices de precios de módulos fotovoltaicos







Los otros componentes del sistema como son las baterías, el regulador y la mano de obra y los materiales de instalación en lugar de disminuir están aumentado, sin embargo, en total el costo del sistema disminuye ligeramente. Según las proyecciones realizadas por el Word Bank el costo de generación con sistemas fotovoltaicos tendrá una reducción de aproximadamente 10% cada 5 años para los próximos 15 años aunque también considera que los costos de generación tengan una incertidumbre de más o menos 15% sobre los valores más probables escritos en la Tabla 6-5.

6.3.5 Energía solar térmica

6.3.5.1 Baja temperatura

Figura 6-9. Sistemas de calentamiento de agua ciudad Tunal - Bogotá



Fuente: Corpoema

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento del calor solar mediante el uso de paneles solares térmicos. El colector o panel solar capta los rayos del sol, absorbiendo de esta manera su energía en forma de calor, a través del panel solar hacemos pasar un fluido (normalmente agua) de manera que parte del calor absorbido por el panel es transferido a dicho fluido, el fluido eleva su temperatura y es almacenado o directamente llevado al punto de consumo.

Las aplicaciones más extendidas de esta tecnología son el calentamiento de agua sanitaria (ACS), la calefacción por suelo radiante y el precalentamiento de agua para procesos industriales.





Otras aplicaciones son el calentamiento de agua para piscinas cubiertas o a la intemperie y usos emergentes como el de climatización o frío solar alimentando bombas de absorción.

En función de la aplicación, se usan distintos tipos de colectores ó paneles solares térmicos, variando también la complejidad de la instalación. De esta manera, podemos usar paneles solares planos para aplicaciones típicas de calentamiento de agua sanitaria, colectores de tubos al vacío en zonas especialmente frías o para aplicaciones de calefacción y climatización, colectores de polipropileno sin cubierta para calentar el agua de piscinas a la intemperie, etc.

En cuanto a las instalaciones, podemos encontrar desde equipos compactos para dotar de agua caliente sanitaria a una casa unifamiliar, hasta instalaciones más complejas con fluidos distintos al agua, intercambiadores de calor, grandes depósitos de acumulación, etc.

Actualmente podemos afirmar que el aprovechamiento de la energía solar térmica es una tecnología madura y fiable, que las inversiones realizadas en general son amortizables sin la necesidad de subvenciones, y que se trata de una alternativa respetuosa con el medio ambiente.

Ventajas

- La energía solar es una excelente fuente de energía alternativa porque no hay contaminación al usarse.
- El único costo asociado al uso de la energía solar es el costo de fabricación de los componentes e instalación. Tras la inversión inicial no hay costos adicionales asociados a su uso.
- Los sistemas de energía solar pueden ser diseñados para ser flexibles y expandibles.
- Un sistema de energía solar para calentar agua en el hogar deja de usar gas natural o GLP para ese propósito y por lo tanto reduce las emisiones de gases de efecto de invernadero.
- La energía solar opera con sistemas silenciosos. No hay contaminación por ruido.

Desventajas

 Los costos iniciales de instalación de un sistema de energía solar pueden ser altos comparados con otras alternativas. Sin embargo, la inversión inicial se recupera rápidamente. Para algunas familias los costos iniciales pueden ser un obstáculo importante, por lo que en muchos países existen apoyos gubernamentales y esquemas de financiamiento.





 En algunos lugares la luz solar no tiene la intensidad o no es suficientemente constante para proporcionar un flujo de energía permanente.

Costos

Para el análisis de costos se han escogido los sistemas que por su capacidad y tipo son los más usados en Colombia. La Tabla 6-6 muestra los parámetros de diseño del sistema y los principales supuestos de la evaluación.

Tabla 6-6. Configuraciones y supuestos de diseño

Entrada de datos		
Número de personas (personas/familia)	4	personas
Demanda agua caliente (Litros/persona/día)	50	I/usuario/dia
Temperatura final requerida del agua caliente (°C)	45	°C
Temperatura inicial del agua al calentador (°C)	15	°C
Resultado		
Cantidad de energía en forma de calor	6000	kcal/dia
Cantidad de energía en forma de calor	25120.8	kJ/dia
Cantidad de energía en forma de calor	6.978	kWh

Fuente: Cálculos del consultor

Las características en capacidad y almacenamiento de los calentadores convencionales de agua comparados con el calentador solar están descritas en la tabla siguiente.

Tabla 6-7. Características de los calentadores de agua comparados

Características	Unidad	Calentador de paso a gas	Calentador de paso eléctrico	Calentador de acumulación a gas natural	acumulación eléctrico (sin	Calentador solar de acumulación tradicional	
Eficiencia del calentador		70%	90%	70%	80%	45%	60%
Capacidad calentador de paso a gas	lpm	16					
Capacidad calentador de paso electricidad	lpm		8				
Capacidad tanque acumulación a gas	lt			75.7			
Capacidad tanque acumulación eléctrico	lt				75.7		
Area de colectores solares	m2					4	2.32
Capacidad tanque calentador solar	lt					200	200

Fuente: Cálculos del consultor

Los costos de inversión de cada tecnología, los costos de O&M, el costo de los combustibles y de la energía eléctrica se describen en la Tabla 6-8.





Tabla 6-8. Costos de inversión, O&M, combustibles y energía eléctrica por tecnología

Costo de capital inicial	US\$	629	386	400	279	2417	2188
O&M fijo anual - % de costo de capita	%	5%	5%	5%	5%	1%	1%
Tarifa de gas natural	US\$/Gcal	41.45		41.45			
Tarifa de energia eléctrica	US\$/kWh		0.1579		0.1579		

Fuente: Cálculos del consultor

Finalmente con la vida media esperada en cada tecnología y las tasas de interés descritas se calculan los costos anuales nivelados en US\$/Gcal y en US\$/MWht.

Tabla 6-9. Costos anuales nivelados

Cálculo de la recuperación de capital							
Vida útil del calentador	años	10	10	5	5	20	15
Tasa de Interes Anual	%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Factor de Recuperación de Capital - FRC		0.1627	0.1627	0.2638	0.2638	0.1175	0.1315
Costo Anual Nivelado							
Amortizacion Anual	US\$	102.37	62.82	105.52	73.60	283.90	287.72
Costo fijo Anual de O&M	US\$	31.45	19.30	20.00	13.95	24.17	21.88
Costo anual combustible	US\$/año	129.68	446.84	129.68	502.69	0.00	0.00
Costo Total Anual Nivelado	US\$/año	263.50	528.96	255.20	590.24	308.07	309.61
Costo Total Anual Nivelado/Unidad de calor	US\$/Gcal	120.32	241.53	116.53	269.52	124.41	161.67
	U\$/MWht	103.45	207.68	100.20	231.74	106.97	139.01

Fuente: Cálculos del consultor

Estos resultados son muy sensibles a la eficiencia de los calentadores solares, si asumimos 50% en lugar de 45% de eficiencia de los calentadores solares el costo nivelado del solar se reduce a 96 US\$/MWht, el cual lo hace viable técnica y económicamente en este momento en el país. También los sistemas para calentamiento de agua en piscinas, hoteles, clubes privados y hospitales por su tamaño y economía de escala son igualmente viables económicamente. Es de anotar que en el modelo de cálculo utilizado no se considera aumento a futuro en el precio del gas natural, en caso de suceder esto, se aumentaría la viabilidad económica de estos sistemas.

Costos Futuros

El establecimiento de un mercado nacional de estos sistemas con metas específicas en volumen de ventas posibilitará la introducción de automatización en su fabricación, mejorando su calidad y reduciendo su costo, lo cual redundará en posibilidades de exportación a los países vecinos. El costo futuro de los calentadores solares dependerá del mercado establecido y de la tendencia de costos de los materiales utilizados, cobre, aluminio, vidrio y acero inoxidable, de cualquier forma la tendencia es a mantenerse o a bajar en la medida que el número de instalaciones se incremente.





6.3.5.2 Alta temperatura

Existen dos métodos para producir electricidad mediante energía solar térmica:

- alta concentración
- baja concentración

En ambos casos, el sistema consiste en calentar un fluido que al evaporarse hace mover una turbina. A partir de ahí, el funcionamiento es similar al de una central de generación eléctrica cualquiera (nuclear, térmica, hidrodinámica), con la diferencia de que en este caso la fuente de energía es el Sol. (Figura 6-10). El rendimiento global en generación de electricidad de una central termosolar está entre 16 y 20%.

Dispositivos de alta concentración

Son los llamados sistemas de "receptor central" La radiación solar se capta por medio de un conjunto de espejos curvos (heliostatos), que reflejan la luz del sol concentrándola en un único punto o foco. Los espejos siguen el movimiento del sol durante el día controlándolo mediante programas informáticos, ya que el movimiento del sol varía con la latitud, la época del año y el día. El foco funciona como receptor del calor que lo transfiere al fluido de trabajo (agua, aceite, aire, sales, etc.) que es el encargado de transmitir el calor a otra parte de la central termosolar. Generalmente, el calor es transmitido a un depósito de agua, que a altas temperaturas se evapora, hecho éste que es aprovechado para hacer mover una turbina.

Los receptores centrales tienen características positivas: tienen relaciones de concentración de 300 a 1500, por lo que son altamente eficientes pudiendo operar a temperaturas entre 500 y 1500°C.

Existen dos configuraciones:

- los heliostatos rodean completamente la torre central (cilíndrica y de superficie con alta conductividad térmica)
- los heliostatos están colocados en el norte de la torre receptora.

Otra variedad de centrales solares térmicas de alta concentración son los "discos parabólicos". Estos discos son colectores que rastrean el sol en 2 ejes, concentrando la radiación solar en un receptor ubicado en el foco de la parábola. El receptor absorbe la energía convirtiéndola en energía térmica. Inmediatamente se puede transformar la energía térmica en energía eléctrica mediante un generador o también puede ser conducida mediante turbinas a una central de conversión.





Los colectores parabólicos tienen, entre otras, las siguientes características: están orientados directamente al sol; son los colectores que presentan la mayor eficiencia; tienen relaciones de concentración de alrededor de 600 a 2000; pueden alcanzar temperaturas superiores a los 1500°C. Este tipo de sistema utiliza como fluido aceite o vapor de agua.

Dispositivos de baja concentración

Conjunto de colectores cilindro parabólicos que se mueven con el sol concentrando la radiación en una tubería ubicada a lo largo del foco, la cual concentra el fluido de trabajo que transporta el calor adquirido. El fluido que se mueve por el tubo es calentado y transportado a una red de tuberías diseñada para minimizar las pérdidas de calor. Los sistemas parabólicos generalmente constan de una línea focal horizontal simple permitiéndoles rastrear el sol a lo largo de un solo eje N-S o E-O. Una orientación N-S provee un poco más de energía anual que una E-O, pero el potencial en invierno es menor en latitudes medias. Por contra, una orientación E-O provee un producto más constante a través del año.

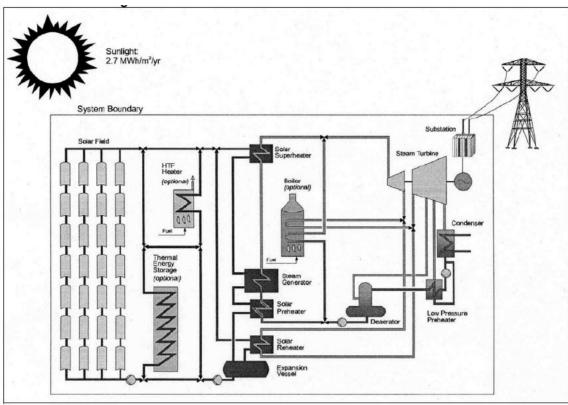
Los sistemas parabólicos operan a temperaturas entre 100 y 400°C, bastantes más bajas que el sistema de foco central. Sin embargo, este tipo de sistemas son los que están más desarrollados tecnológicamente ya que son centrales que ocupan un espacio más pequeño y presentan más ventajas frente a los discos parabólicos.

Tanto en sistemas de alta o baja concentración, la energía calorífica solar se transforma generalmente en energía eléctrica, aunque existe la posibilidad de almacenar calor.





Figura 6-10. Esquema de una Planta Térmica solar



Source: DOE/EPRI

Costos

Los supuestos de diseño de un sistema de generación eléctrica solar térmica se dan en la Tabla 6-10, se asumen dos configuraciones (con y sin almacenamiento), el tamaño escogido de 30 MW es el típico de varios proyectos en desarrollo en España, Medio oriente y norte de África. El factor de capacidad depende de la disponibilidad del recurso solar. En el caso de plantas sin almacenamiento se usa un factor de capacidad de 20% y con almacenamiento térmico de 54%.





Tabla 6-10. Supuestos para el diseño del sistema de generación termosolar

Canacidad dal sistema	30 MW (Sin	30 MW (Con	
Capacidad del sistema	almacenamiento)	almacenamiento)	
Factor de capacidad	20%	50%	
Vida útil	30.00	30.00	
Electricidad generada			
GWh/año	52.00	131.00	

Fuente :World Bank 2006 y cálculos del consultor

La Tabla 6-11 muestra los costos detallados de capital de una planta típica termosolar con y sin almacenamiento, los costos son tomados de la base de datos de NREL en dólares de 2010.

Tabla 6-11. Costos detallados de capital para la instalación termosolar

Canadidad dal sistema	30 MW (Sin	30 MW (Con	
Capacidad del sistema	almacenamiento)	almacenamiento)	
Equipos	882	1,903	
Obras civiles	198	396	
Ingeniería	545	912	
Instalación	595	1,140	
Margen de contingencia	238	456	
Total	2,457	4,806	

Fuente :World Bank 2006 y cálculos del consultor

La polución y los efectos dañinos sobre el medio ambiente provocados por esta tecnología son en general nulos o despreciables, aunque se debe considerar la demanda de agua para las torres de enfriamiento.

La Tabla 6-12 relaciona el costo de generación de electricidad de esta tecnología con base en los costos de capital referidos anteriormente y tomando los costos de operación y mantenimiento de las bases de datos de NREL en US\$ de 2010





Tabla 6-12. Costos de generación termoeléctrica (cU\$/kWh)

Canacidad dal sistema	30 MW (Sin	30 MW (Con
Capacidad del sistema	almacenamiento)	almacenamiento)
Costos de capital nivelado	13.53	10.58
Costos fijos O&M	2.98	1.80
Costos variables O&M	0.74	0.45
Costo de combustible	0.00	0.00
Total	17.25	12.83

Fuente: World Bank 2006 y cálculos del consultor

6.3.5.3Costos futuros

El reporte de evaluación de costos de NREL predice una posible reducción de costos en la generación de electricidad vía térmica basado en el análisis de las proyecciones de mejora de la tecnología y la producción a escala. La reducción proyectada es de 10% para el 2015 en sistemas sin almacenamiento y de 17% para sistemas con almacenamiento. Esta reducción se basa en menores costos en los colectores solares y en los espejos, así como también en mejora tecnológica y menores costos en los sistemas de almacenamiento.

6.4 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía cinética de las masas de aire en movimiento. Los equipos de conversión de energía transforman esa energía cinética en potencia mecánica que puede ser convertida en electricidad o aplicada en sistemas de bombeo de agua. Los aerogeneradores más frecuentemente empleados son los de eje horizontal (menos frecuentes son los de eje vertical). Los aerogeneradores se clasifican según su potencia en pequeños (<100 kW) y grandes (>100 kW). Los pequeños se emplean en sistemas aislados o miniredes, mientras que los de mayor potencia se emplean en sistemas interconectados a la red





Figura 6-11. Esquema de un aerogenerador

Roor Generator
Nacelle Cover (Inside Nacelle - Brake Nacelle -

Fuente: DOE

En los próximos 20 años se esperan fuertes tendencias de crecimiento del mercado de la energía eólica. Se espera que para 2030 haya 2.500 GW de potencia eólica instalada en el mundo que generaría el 17% del consumo global de energía (actualmente la energía eólica provee el 1.3% de la electricidad del mundo). Para alcanzar este objetivo, la industria deberá crecer a un promedio de 12% después del 2014 (esto es modesto si se tiene en cuenta que durante los 5 años 2004-2009 anteriores creció al 25% anual) y se ha desarrollado una gran capacidad de producción den Europa, USA y China. El mayor crecimiento de la potencia instalada se espera de USA y China.

La energía eólica será en estas condiciones el mayor contribuyente del sector electricidad a la reducción de emisiones representando cerca de 5.000 millones de t CO2 evitadas.(BTM Consult ApS, 2009)

6.4.1 Descripción de la tecnología y aplicaciones

En esta sección se hace una presentación muy breve de la tecnología.

6.4.1.1Aerogeneradores

Las principales componentes de un aerogenerador de eje horizontal son las palas del rotor que van al tren de potencia al que va el generador de energía eléctrica, el sistema de regulación aerodinámico, el mecanismo de giro de la góndola (donde va el tren de potencia, el aerogenerador y demás sistemas como el freno y la caja de velocidades cuando el diseño del aerogenerador lo requiere) para su orientación en la dirección del viento y la torre.





La energía cinética es transferida por las palas al tren de potencia. El generador puede ir acoplado directamente al tren o por intermedio de una caja de velocidades. Se emplean generadores asincrónicos (inducción) o sincrónicos. Un aerogenerador con generador de inducción viene con caja de velocidades acoplada al generador. Uno con generador sincrónico tiene variación continua de velocidad dependiendo de la velocidad del viento. No tienen caja de velocidades y pueden ser conectados directamente a la red a casi cualquier velocidad. Son muy flexibles operacionalmente y generan electricidad con buena calidad pero son costosos por la electrónica de potencia requerida.

La regulación aerodinámica permite el control de potencia ajustando la velocidad de rotación especialmente cuando se tienen velocidades de viento elevadas. Las controlados por paso (pitch controlled) ajustan el paso de las palas para ajustar la velocidad de rotación. Los que tienen control pasivo (stall controlled) no requieren de partes móviles porque las palas son diseñadas para tal propósito. Las de control activo (active stall) se comportan como una con control de paso a bajas velocidades pero cuando el generador se va a sobrecargar, las palas se rotan en dirección contraria a lo que rotarían en un sistema con control de paso.

Las torres pueden ser reticulares o tubulares (conos truncados). Los equipos actuales emplean torres que alcanzan 60 y 100 m en la medida en que se construyen cada vez aerogeneradores de mayor capacidad.

6.4.1.2Pequeños aerogeneradores

Estos sistemas generalmente están diseñados para alimentar pequeñas cargas a 12 o 24 VDC y emplean baterías como sistema de almacenamiento de energía. Pero si se emplean inversores de 12 o 24 VDC a por ejemplo 120 VAC, se piden atender cargas AC y con aerogeneradores de mayor capacidad (por ejemplo, 5 kW), se pueden alimentar mini redes en pequeñas comunidades aisladas. Estos sistemas también emplearse como parte de sistemas híbridos que permiten emplear diferentes equipos de generación y una mayor flexibilidad en la operación.

La mayoría de los aerogeneradores comerciales de eje horizontal tienen las siguientes componentes:

- Rotor multi-pala y tren de potencia
- Cola que orienta el rotor en la dirección del viento mientras que las velocidades se encuentren en el rango de velocidad de arranque- velocidad de parada del aerogenerador. Para velocidades que excedan la velocidad de parada se tiene un mecanismo que impide que el aerogenerador exceda esta velocidad.
- Alternador o generador DC conectado al tren de potencia.





- Control que permite regular la carga de las baterías. Cuando se emplea un alternador se emplea un puente de rectificación AC-DC.
- Torre simple, de tubo simple o reticular en unidades de mayor capacidad.

6.4.1.3Aerobombas

Las aerobombas son pequeños molinos de viento que tienen acoplado un sistema de bombeo mecánico para elevar el agua a sistemas de almacenamiento y posterior distribución.

6.4.1.4Aplicaciones

Los sistemas que se considerarán sirven para aplicaciones fuera de red, minired y sistemas interconectados a la red.

Las capacidades de los sistemas considerados van desde pequeños sistemas de 300 W hasta parques de 100 MW. Para considerar la capacidad de generación se consideran factores de capacidad que varían entre 20% y 30%. El más bajo factor de capacidad corresponde a los sistemas en operación aislada como sistemas fuera de red y miniredes porque estos sistemas pueden generar excedentes que no absorbe el sistema de acumulación de energía mientras que el sistema conectado a la red tiene un factor de 30% pudiendo exceder esta cifra. El factor de capacidad depende del régimen de vientos de la localidad y de las características del aerogenerador.

Tabla 6-13. Características de las aplicaciones evaluadas

		Fuera de red		Minired		Conectados a red	
			Factor Capacidad (FC%)		Factor Capacidad (FC%)	Carga base	
Tipos de Generación	Vida equipos (yr)	Capacidad (W)		Capacidad (kW)		Capacidad (MW)	Factor Capacidad (FC%)
Eólica - generación electricidad	20	300	25	100	20	10, 100	30
Hibridos Solar-Eólico	20	300	20	100	20		

6.4.2 Evaluación técnica, ambiental y económica

La tabla siguiente muestra los supuestos principales de los aerogeneradores que se considerarán para las diferentes aplicaciones consideradas (Tabla 6-14). El factor de capacidad se ha supuesto entre 25 y 30%. El factor de capacidad depende de dos factores principales: las características del régimen de viento local y del comportamiento del aerogenerador en el régimen del viento local.



Tabla 6-14. Supuestos de diseño de los aerogeneradores

Descripción Aerogenerador	Unidad	300 W	100 kW	10 MW	100 MW
Capacidad	kW	0.3	100	10,000	100,000
Factor de capacidad	%	25	25	30	30
Vida útil	años	20	20	20	20
Generación bruta annual	MWh/año	0.657	219	26,280	262,800

La utilización de los aerogeneradores conlleva impactos ambientales relacionados con ruido, mortalidad de aves e impacto visual y estético. Todos estos impactos son muy localizados y por lo tanto, los costos asociados con su mitigación dependerán de las características locales donde se realice la implantación de los aerogeneradores. Por esta razón no se considerarán en la evaluación siguiente.

Tabla 6-15. Costos de capital 2010 para proyectos de generación eólica de diferentes capacidades

Costos de capital 2010 (\$/kW				
Componentes	300 W	100 kW	10 MW	100 MW
Equipos	3,787	2,290	1,218	1,050
Obras civiles	860	290	78	67
Ingeniería	56	56	45	45
Instalación	737	179	112	89
Imprevistos	559	290	156	134
Total	5,998	3,105	1,608	1,385

Para centrales de 10 MW y 100 MW los costos corresponden a centrales onshore.

A partir de los costos anteriores, la Tabla 6-16 muestra el costos de generación nivelados para los parámetros dados anteriormente y costos de O&M promedio.

Tabla 6-16. Costo nivelado de generación 2010

Sistema	EEo 0,3 kW	EEo 100 kW	EEo 10 MW	EEo 100 MW
Costo nivelado de inversión	29.25	15.14	6.54	5.63
Costo fijo de O&M	3.9	2.32	0.74	0.59
Costo Variable de O&M	5.47	4.56	0.29	0.25
Costo de Combustible	0	0	0	0
Total	38.62	22.02	7.57	6.47





En el caso de los pequeños aerogeneradores se ha incluido el costo de reemplazo de la batería cada cinco años durante la vida útil de 20 años del sistema como un costo variable.

6.4.3 Costos de equipos distribuidos o fabricados en Colombia

Actualmente en el país se distribuyen pequeños aerogeneradores como los que se dan en la tabla siguiente. Esta tabla incluye el suministro de los equipos pero no los costos asociados con el fundamento/base de instalación, transporte e instalación de equipos. Tampoco incluye bancos de baterías e inversores para los sistemas aislados.

Tabla 6-17. Costo de aerogeneradores distribuidos en Colombia

EQUIPO	POTENCIA	PRECIO US\$ CON IVA	US\$/kW con IVA
Aerogenerador			
Whisper Land W 200	1000 vatios a 10.5 m/s a 28 nudos	5,684	5,684
Aerogenerador AIR X			
Land AIR 403	400 vatios a 12.5 m/s a 28 nudos	1,526	3,816
IVA	16%		
Cambio Col\$/US\$	1900		

Fuente: APROTEC, Cali

El costo local del aerogenerador de 400W es de US\$3816/kW muy similar al costo empleado en este informe de US\$3787/kW para un aerogenerador de 300 W, en los costos que se han considerado en este estudio. Es de anotar que los costos del proveedor colombiano solamente se considera el costo del aerogenerador sin incluir torre, ni costos de instalación (transporte + mano de obra) ni equipos periféricos como bancos de baterías e inversores (para sistemas AC).

El costo de las aerobombas fabricadas en Colombia se da en la tabla siguiente. La tabla da el costo y el rendimiento en caudal (lt/h) y cabeza (m) de los diferentes modelos fabricados por Jober.





Tabla 6-18. Costo y rendimiento de aerobombas de Jober.

MODELO	US\$*	Torre	Velocio	lad 3 m/s	Velocid	lad 4 m/s	Velocio	lad 5 m/s
MODELO	US\$*	(m)	Cabeza (m)	Caudal (It/h)	Cabeza (m)	Caudal (It/h)	Cabeza (m)	Caudal (lt/h)
			5	600	5	1500	5	1500
JB 21-60	2,198	6	10	300	10	750	10	1500
			15	200	15	500	15	900
JB 25-60	2,625	6	5	950	5	2200	5	2200
JB 25-00	2,025	U	10	480	10	1100	10	2200
JB 25-90	2,931	9	15	320	15	760	15	1500
JB 23-30	2,931	3	20	240	20	570	20	1100
			30	160	30	380	30	750
JB 25-120	3,236	12	5	2080	5	3200	5	3200
			10	1040	10	2460	10	3200
JB 35-90	2 /10	9	15	690	15	1640	15	3200
JD 33-90	3,419 9	9	20	540	20	1230	20	2400
	3,785		30	320	30	820	30	1600
JB 35-120		12	40	260	40	610	40	1200
			50	210	50	490	50	960
			5	2700	5	4500	5	4500
JB 40-120	4,152	12	10	1350	10	3200	10	4500
JB 40-120	4,152	12	15	900	15	2150	15	4200
			20	680	20	1600	20	3150
			30	450	30	1070	30	2100
ID 40 150 4 640	15	50	270	50	640	50	1250	
JB 40-150	4,640	15	75	180	75	430	75	830
			100	130	100	320	100	630
Nota: Incluy	/e 16% IVA							
Cambio:	1,900.00	Col\$/U	IS\$					

Fuente: Molinos Jober, Duitama

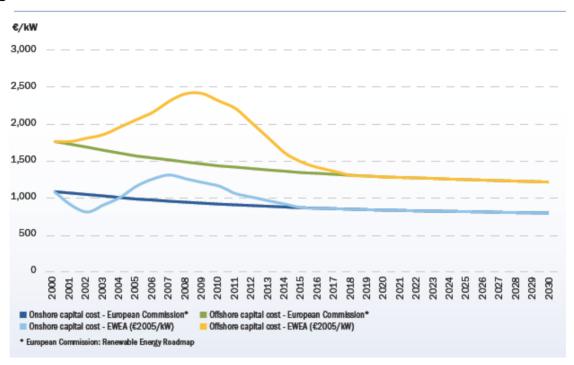
6.4.4 Costos futuros de aerogeneradores

Una de las ventajas de la energía eólica es que conociendo la inversión inicial es posible calcular los costos de generación porque el combustible es gratis. De acuerdo a la EWEA la tendencia de costos continuará descendiendo de € 935/kW en 2008 (en € de 2005) a €826/kW en 2020 y finalmente a €788/kW en 2030). Esta situación se alcanzaría bajo el supuesto que hay un balance entre oferta y demanda de energía. Las variaciones que se presentaron alrededor de la tendencia se debieron a sobreofertas y sobredemandas de turbinas pero a partir de 2008, los precios de las turbinas han continuado su descenso. La gráfica siguiente muestra esta tendencias de precios tanto para turbinas on-shore como para turbinas off-shore y las variaciones en los precios de las turbinas entre el 2001 y el 2008 (onshore €1250/kW en 2008 –en € 2005- y offshore €2400) y la tendencia de largo plazo esperada.





Figura 6-12. Tendencias de costos de aerogeneradores onshore y offshore según la EWEA



Fuente: (EWEA, 2009)

Los costos empleados para los aerogeneradores en el estudio antes referido, som para parques de 10 MW de 1065, 947 y 848 US\$/kW para los años 2010, 2015 y 2020, y los de la EWEA son de 1170, 1105 y 1040 US\$/kW para los mismos años.

En el caso del parque Jepirachi de 19.5 MW, el costo de inversión alcanzó US\$1.400/kW en 2004. En este estudio se ha preferido usar los costos de referencia del estudio del Banco Mundial actualizados a 2010 y proyectados a 2020.La tabla siguiente muestra el costo esperado de los sistemas de generación para el periodo 2010 a 2020.

Tabla 6-19. Costo presente y proyectado de sistemas de generación eólicos (2010 US\$/kW)

Sistema		EEo 0,3 kW	EEo 100 kW	EEo 10 MW	EEo 100 MW
	2010	5,999	3,105	1,609	1,385
	2015	5,417	2,793	1,407	1,206
	2020	4,971	2,569	1,251	1,072





La tabla siguiente muestra el costo presente y proyectado de la generación con aerogeneradores. Puesto que la participación de los costos de los equipos y su instalación son los de mayor incidencia en el costo de generación, los demás como costos como los fijos y variables de O&M se han dejado invariables en el futuro.

Tabla 6-20. Costo nivelado presente y proyectado de la aerogeneración (2010 cUS\$/kWh)

Sistema	EEo 0,3 kW	EEo 100 kW	EEo 10 MW	EEo 100 MW
2010	38.62	22.02	7.57	6.47
2015	35.79	20.50	6.75	5.74
2020	33.61	19.41	6.11	5.19

Debido a que el costo de generación es inversamente proporcional al Factor de Capacidad, el costo de generación se puede estimar como:

Nuevo costo generación = Costo referencia *
$$\frac{Factor\ de\ capacidad\ referencia}{Nuevo\ factor\ de\ capacidad}$$

Esta expresión permite calcular los nuevos costos de generación de una manera sencilla y rápida.

6.5 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

6.5.1 Descripción de la tecnología y aplicaciones

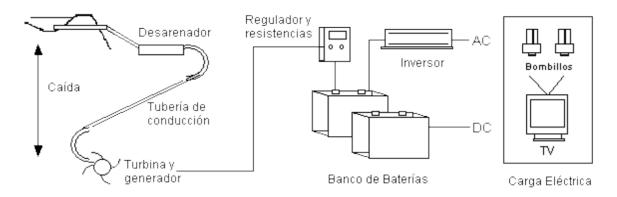
Las PCHs son una tecnología ampliamente conocida y aplicada en el país para un rango muy amplio de capacidades instaladas, desde algunos kW hasta 20 MW. Aun cuando existen innumerables posibles variaciones de configuración o esquema de los proyectos, las siguientes son las instalaciones más frecuentes.

Las **Picocentrales** tienen una capacidad instalada entre 1 y 10 kW, operación a filo de agua, y son aplicables a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.





Figura 6-13. Esquema de una picocentral

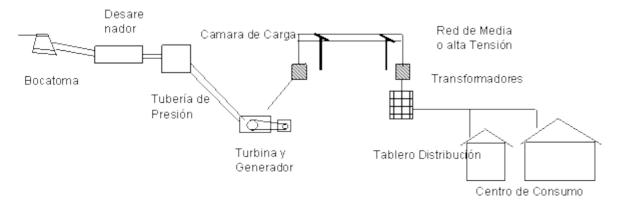


Fuente: www.aprotec.org/pages/ Fuente: http://hidrica_pico.html

Las *Microcentrales* tiene una capacidad instalada entre 10 y 100 kW, operación a filo de agua, son aplicables en zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 50 kW.

Las *Minicentrales* tiene una capacidad instalada entre 100 y 1000 kW, a filo de agua, son aplicables en zonas no interconectadas o en casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 1000 kW

Figura 6-14. Esquema de una Minicentral



Fuente: www.aprotec.org/pages/ Fuente: http://hidrica_pico.html

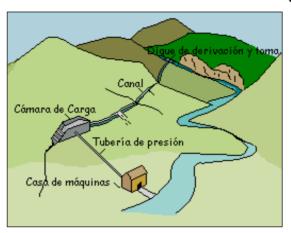
Las **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH)** tienen una capacidad instalada entre 1.000 y 20.000 kW, a filo de agua, aplicables tanto en zonas no interconectadas como en zonas interconectadas.





Aunque hay varias técnicas para la captación del agua, con mucha frecuencia se emplea el **Sistema a filo de agua.** En este sistema parte del agua embalsada en el río se desvía a un canal de generación que se vuelve a unir con el río más adelante aguas abajo. La central de máquinas se localiza después de la cámara de carga y cerca del retorno del agua al rio. La gran mayoría de los sistemas de PCH's son de este tipo. En Colombia algunos ejemplos Sueva, Cali I y Cali II.

Figura 6-15. Pequeña central hidroeléctrica de derivación (filo de agua)



La tabla siguiente muestra las características de los sistemas de generación que se considerarán en este estudio y teniendo en cuenta las aplicaciones (fuera de red, minired o conectados a la red), así como características tales como capacidad de generación y factor de capacidad.

Tabla 6-21. Características de los sistemas de generación considerados

		Fuera de red		Min	ired	Conectados a red	
			Factor		Factor	Carga base	
Tipos de Generación	Vida equipos (yr)	Capacidad (W)	Capacidad (FC%)	Capacidad (kW)	Capacidad (FC%)	Capacidad (MW)	Factor Capacidad (FC%)
Hidro Pico	5	300	30				
Hidro Pico	15	1000	30				
Hidro Pico	30			100	30		
Hidro Mini	30					5	45





6.5.2 Evaluación técnica, ambiental y económica

6.5.2.1Análisis económico

El costo de inversión y de implantación de una central hidroeléctrica está sujeto a múltiples variaciones, debido a la influencia que ejercen diversos factores como la orografía del terreno y accesos, tamaño, tipo de instalación, punto de conexión y tensión de evacuación, entre otros.

Con el fin de proporcionar una información básica para conocer el costo aproximado de una central hidroeléctrica, se indican a continuación los elementos que influyen más decisivamente en dicho costo.

Con el fin de evaluar el aspecto de las PCHs se dividieron en diferentes potencias inicialmente. Se analizaron los costos de capital para potencias de 300 W, 1 kW y 100 kW. Como se observa en la tabla siguiente se analizaron los costos de equipos, obras civiles, ingeniería e instalación.

Tabla 6-22. Costos de Capital (US\$/kW) para picocentrales y microcentrales

Componentes	300 W	1 kW	100 kW
Equipos	1.743	2.189	1.564
Obras civiles	-	637	905
Ingeniería	-	-	212
Instalación	-	156	223
Total	1.743	2.982	2.904

En la tabla se puede observar la variación de costos: para las pico-centrales de 300 W no se consideraron costos de Obras Civiles, Ingeniería e Instalación.

Posteriormente se estimaron los costos nivelados para el capital, costo fijo de O&M que para las picocentrales de 300W y 1kW se consideran despreciables.

Tabla 6-23. Costo de generación (cUS\$/kWh) para picocentrales y microcentrales

Componentes	300 W	1 kW	100 kW
Costo nivelado capital	15,9	12,2	10,7
Costo fijo de O&M	0,0	0,0	1,2
Costos variables de O&M	1,0	0,6	0,5
Total	16,9	12,8	12,3

Posteriormente se seleccionó una planta de 5 MW. Los parámetros de evaluación se dan en la tabla siguiente.



Tabla 6-24 Parámetros asumidos de diseño de PCH de 5 MW

Capacidad	5 MW
Factor de Capacidad (%)	45
Fuente	Rio/Tributario
Vida Útil (Años)	30
Energía generada (GWh/año)	19,71

El costo de capital de los proyectos de minicentrales hidroeléctricas es muy específico del sitio y puede oscilar entre US\$ 1.400/kW y US\$ 2.200/kW. El costo de capital probable es de 1800 US\$ / kW. La tabla siguiente muestra un desglose del costo de capital probable para un proyecto de 5 MW.

Tabla 6-25. Costo de capital de una minihidroelectrica (US\$/kW)

Costos de capital (\$/kW)

(+,,		
Componentes	5 MW	
Equipos	1.106	
Obras civiles	1.128	
Ingeniería	223	
Instalación	190	
Total	2.647	

Siguiendo la metodología descrita anteriormente se pueden estimar los costos de generación nivelados.

Tabla 6-26. Costo de generacion nivelado para planta de 5 MW

Costo de generación (cUS\$/kWh)

costo de Beneración (cosp) kvvnj	
Componentes	5 MW
Costo nivelado capital	6,5
Costo fijo de O&M	0,8
Costos variables de O&M	0,4
Total	7,8

El costo del equipo actual de las tecnologías descritas anteriormente no ha cambiado en los últimos cinco años, por lo tanto, asumimos los costos de mini hidroeléctricas equipos se mantienen constantes durante el período de estudio.





6.5.2.2 Ventajas de PCHs desde el Punto de vista Técnico y Ambiental

Las centrales hidroeléctricas son una fuente de energía renovable importante para la seguridad energética del país.

Históricamente, han sido las grandes centrales hidroeléctrica las que han dominado el sector, pero el fuerte impacto que conlleva su construcción - ecológicos, sociales, inundación de tierras, etc. – hace que sea cada vez más difícil desarrollar este tipo de proyectos. Las PCHs, en cambio, se presentan como una alternativa amigable con el medio ambiente, que requieren de una inversión más elevada pero menor tiempo de entrada en operación.

6.5.2.3Costos de generación comparativamente bajos

Uno de los factores que hacía preferir la generación de energía a través de combustibles fósiles por sobre el uso de energías renovables era su bajo costo. Sin embargo, gracias al desarrollo de nuevas tecnologías y a la madurez del mercado, los costos de generación de las centrales hidroeléctricas ha ido disminuyendo considerablemente.

6.5.2.4Bajo impacto medio ambiental

Los PCHs pueden operar como centrales de Filo de Agua, es decir, que no necesitan inundar grandes cantidades de terreno para crear embalses, ya que funcionan en base al flujo normal del agua de ríos y canales, aprovechando la energía del agua.

Una de las características más importantes de este tipo de generación es que prácticamente no genera emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, es posible construir PCHs en localidades aisladas, donde no es posible llegar con líneas de transmisión, permitiendo que las zonas rurales también sean beneficiadas.

Por esta razón, la construcción de PCH es una tendencia que aumenta cada día en el mundo. En Alemania, por ejemplo, en 2002 existían 2.000 PCHs y en 2005 la cantidad aumentó a 5.000. En Estados Unidos, la energía hidráulica representa 96% de la ERNC del país.

6.5.3 Aspectos económicos nacionales

En la tabla siguiente se presentan las características y costos de PCHs del SIN.





Tabla 6-27. Costo de inversión de PCHs del SIN

РСН	Altura	Caudal (m3/s)	US\$	kW	US\$/kW
Prado		50	52.500.000	50.000	1.050
Patico 1	11	14	5.000.000	1.500	3.333
Patico 2	92	14	22.500.000	14.500	1.552
San Francisco 1	15	0,051	7.797	4	1.949
Agua Clarita	18,5	0,225	11.468	20	573
Angostura	8	0,116	8.850	5,5	1.609
San Miguel 1	18	0,128	10.450	12	871
San Miguel 2	6,1	0,135	8297	4	2.074
Peña Tigre	6,3	0,864	22.235	30	741
Coconuco Repotenciación			3.500.000	2.500	1.400
Santa Ana	105,9	13,5		13.430	
La Vuelta Antioquia				11.700	1.200

Fuente: 2010 CORPOEMA

La tabla siguiente se presenta las características y costos del nuevo proyecto de Neusa.

Tabla 6-28. Características y costos del nuevo proyecto de Neusa.

PCHs	Altura m	Caudal m3/s	US\$	kW	U\$/kW
Neusa	140	1,8	2.167.035	2.000	2.000

Fuente: 2010 CORPOEMA

Posteriormente luego de realizar una evaluación de los diferentes proyectos y teniendo en cuenta diferentes potencias en Colombia, se realizó el siguiente cuadro comparativo. Las pico centrales se están construyendo en diferentes sitios del país con potencias que varían ente 300 W y 5 kW utilizando repuestos de automotores, con turbinas en aluminio con costos realmente competitivos dentro de programas de Turbinas para el Campo y Energía para hogares Campesinos.

Para el SIN, los costos de inversión de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas varían desde 2.700 a 2.800 US/kW. Cuando se tienen mayores caídas el valor es menor. Para cuando se amplía la potencia a 14.500 kW y hasta 20.000 kW, el valor disminuye a 1.800 US\$/kW.





Es de anotar que si se construyeran las turbinas en Colombia, el valor disminuiría sustancialmente como se logró en el Programa PESENCA donde la firma COLTURBINAS en Barranquilla realizó instalaciones de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas con valores de 1.400 US\$/kW, como las PCHs de Palmor y Caracolí.

Tabla 6-29. Costos PCHs Colombia

Característica\ Tipo	Picocentrales	PCHs SIN		Territorios Nacionales
Potencia Instalada	300 kW	5.000 kW	14,500 kW	2,000 kW
Inversión US/kW	1.300	2.700	1.800	5.000 - 7.000
Vida Útil Equipos	20 años	30 años	30 años	25 años

Fuente: 2010 CORPOEMA

Para el caso de territorios nacionales el costo aumenta hasta 5.000 US\$/kW como en el caso de Bahía Solano, Chocó, por la dificultad de transporte de equipos y materiales de construcción.

6.5.4 Costos Proyectados para Picocentrales, Minicentrales y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Los costos que se dan a continuación corresponden a costos de referencia internacionales y se dan para completes del estudio y coherencia con los costos de referencia internacionales de las demás tecnologías.

6.5.4.1 Centrales de 300 W a 100 kW

Para el caso de proyección de los costos tanto de capital como de generación para las mismas capacidades estudiadas: 300 W, 1 kW, 100 kW y 5 MW en las tablas siguientes se puede observar la variación de los precios para los años 2.010, 2.015 y 2.020.

Tabla 6-30. Proyección de Costos de Capital Micro/Pico Hidroeléctricas (US\$/kW)

Capacidad	2010	2015	2020
300 W	1.676	1.659	1.642
1 kW	2.994	2.876	2.848
100 kW	2.904	2.759	2.737

Fuente: 2010 CORPOEMA





Para la proyección costos de generación, se consideró que en los últimos años ha permanecido constante el precio, y tiende a bajar de acuerdo al libre mercado de los equipos y la producción masiva que se ha desarrollado en China y Vietnam.

Tabla 6-31. Proyección de Costos de generación Micro/Pico Hidroeléctricas (cUS\$/kWh)

Capacidad	2010	2015	2020
300 W	17	16	16
1 kW	14	14	14
100 kW	12	12	12

Fuente: 2010 CORPOEMA

6.5.4.2 Pequeña Central Hidroeléctrica de 5 MW

Para PCHs de 5 MW, la tabla siguiente muestra la proyección de costos de capital.

Tabla 6-32. Proyección de Costos de Capital Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (US\$/kW)

Capacidad	2010	2015	2020
5 MW	2.647	2.547	2.513

Para la proyección de costos de generación se consideró que en los últimos años ha permanecido constante el precio de los equipos y tiende a bajar de acuerdo al libre mercado de los equipos y la producción masiva que se ha desarrollado en otros países.

Tabla 6-33. Proyección de Costos de generación Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (cUS\$/kWh)

Capacidad	2010	2015	2020
5 MW	7,7	7,5	7,4

6.6 BIOMASA

6.6.1 Introducción

La biomasa contribuye con el 10% (50 EJ) de la energía primaria en el mundo y es en la actualidad la fuente renovable más utilizada. Mientras que la energía proveniente de la biomasa participa con el 3% en los países industrializados, esta se incrementa al 22% en promedio en los países en desarrollo cuya utilización





principal es en los sistemas de calentamiento y en la cocción de alimentos. En Colombia la participación de la biomasa en el Balance Energético del 2009 fue de 4.4 % representado en 2.1% en Bagazo y 2.3 leña%, la cual puede ser mas alto ya que no se tiene en cuenta la participación del sector rural ni la de los biocombustibles de primera generación como bioetanol y biodiesel (Caicedo, 2010). La biomasa puede hacer una gran contribución en el futuro en la generación sostenible de energía y posee un potencial bastante alto en la producción de calor, electricidad, y en la obtención de bio-combustibles para transporte. El uso de la biomasa tiene ventajas en reducción de gases de efecto invernadero y en mejoramiento en la seguridad energética.

El potencial global de la biomasa se encuentra entre 200 y 500 EJ/año (IEA,2006) representado por los residuos forestales y agrícolas, residuos orgánicos incluyendo los desechos sólidos municipales los cuales proveen entre el 50 y 150 EJ /año y el remanente pertenece a residuos agrícolas industriales y de cosecha. La siguiente figura muestra las principales fuentes de bioenergía.

Gas
21%

Nudeares
6%

Nudeares
6%

Petroleo
35%

Energias renovables
13%

Bioenergia
77%

Residuos Municipales
© Industriales

Cultivos agricolas
y subproductos

Figura 6-16. Parte de la bioenergía en la mezcla mundial de energía primaria

 2 1 EJ = 10^{18} Joules (J) = 10^{15} kilojoules (kJ) = 24 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep).

Fuente: IEA 2006, IPCC 2007

6.6.2 Procesamiento de la biomasa

La biomasa se caracteriza por la baja densidad energética lo cual incrementa los costos de transporte, por esto, uno de las más importantes operaciones para su utilización es la densificación energética.

Un aspecto que caracteriza la biomasa es que se puede almacenar y transportar, y por lo tanto, tiene un costo debido a la intervención humana como en la





recolección y el transporte. Para su transformación y aprovechamiento energético se tienen varias vías y finalmente es una fuente extremadamente variada en la naturaleza.

En la Figura 6-17, se muestra el estado de desarrollo y aplicación (comercial, demostración, investigación) de las principales tecnologías para el mejoramiento de la biomasa y para convertirla en calor y fuente de energía eléctrica.

Figura 6-17. Estado de desarrollo de las principales tecnologías de conversión de la biomasa

l y D Basica y aplicada	Demostración	Primeras plantas comerciales	Comercial	
Torrefa HTU	ección Pirólisis		Peletización	
		Gasificación de escala pequeña	Combustión (en calderas y estufas)	
	Combustión en ORC o motor stirling		Combustión + ciclo de vapor	
IGFC 3	IGCC4 - IGG5	Gasificacion + ciclo de vapor		
Co - combustión Co - combustión Co - combustión Co - combustión directa				
Digestión Anaerobia Digestión Biogas mejorado Cas de relleno Sanitario 2 estapas de AD Sanitario				
	aplicada Torrefo	Torrefacción HTU Pirólisis Combustión en ORC o motor stirling IGFC 3 IGCC4 - IGG5 Co - combustión	aplicada Torrefacción HTU Pirólisis Gasificación de escala pequeña Combustión en ORC o motor stirling IGFC 3 IGCC4 - IGG5 Co - combustión indirecta Biogas mejorado	

Fuente: (EATECH, 2009)

El desarrollo de las tecnologías para la utilización de biomasa se inicia con la etapa de investigación básica o invención en la cual normalmente el sector gobierno subsidia las investigaciones, cuando esta etapa es exitosa se pasa a la etapa de planta piloto y demostrativa con el fin de establecer las condiciones de operación a escala comercial y, además, busca y evalúa los mercados; el sector gobierno y el privado son los principales actores en esta etapa; superado lo anterior, se pasa a la etapa de producción comercial en la cual la participación se realiza especialmente por la inversión privada y en este caso el oficio del sector público es la de facilitar el apoyo económico y establecer las regulaciones para su comercialización. Los principales procesos que en la actualidad se estudian en las





etapas de invención y planta piloto son los de densificación (torrefacción, pellets, bioaceite, combustibles de segunda y tercera generación), la gasificación y digestión anaeróbica se encuentran en la etapa de escalado a plantas demostrativas y comercial, y, los procesos de combustión y co-firing, se encuentran en estado de comercialización como se muestra en la Figura 6-17.

La torrefacción ó tostación, es un método para el mejoramiento de las propiedades de la biomasa como combustible. Consiste en el calentamiento lento de la biomasa en atmósfera inerte a una temperatura máxima de 300 ° C (Fonseca, 1998). Se obtiene un producto sólido uniforme con bajo contenido de humedad y alto poder calorífico comparado con la biomasa inicial, la densidad de energía es de 18 a 20 GJ/m3 en comparación con 10 a 11 GJ/m3 antes de procesar, esto conduce a una reducción del 40 - 50% en los costos de transporte, permite mejorar la eficiencia en la combustión y gasificación utilizando procesos continuos, induce comportamiento hidrofóbico y facilita el proceso de molienda, cuando se necesite, debido a que se cristaliza tal como ocurre en el tostado del café (Árcate, 2000); (Ferro, 2008). La biomasa torrada puede sustituir al carbón vegetal en gran número de aplicaciones, como combustible para cocinar y calentamiento de residencias a cambio de leña, igualmente es materia prima en la producción de biomasa pelletizada y en briquetas para uso comercial y doméstico (Bourgeois, 1985); (Girard, 1991); (Battacharya et al., 1995) es un excelente agente reductor (Girard, 1991) y puede ser mezclada con carbón mineral y quemada en una caldera de carbón mineral pulverizado.

Con los biocombustibles de primer generación existe la controversia sobre el uso del suelo debido a que en la producción de los biocombustibles de primera generación a gran escala se utilizan las mejores tierras y se transforman alimentos (azúcares y almidones) con potencial para consumo humano, por lo cual se incrementa el precio de los alimentos y el cambio de uso de tierra; por esto, en la actualidad se trabaja en investigación básica en búsqueda de la producción de bioetanol de segunda generación a partir de celulosa la cual se encuentra en cualquier material vegetal. También se investiga en la producción diesel sintético obtenido a partir del gas de síntesis proveniente de cualquier material vegetal con lo cual es posible disminuir los costos con respecto a los de primera generación, obtenidos a partir de aceites vegetales. Los combustibles de tercera generación requieren mucho mas investigación como lo son el diesel proveniente de algas que parece tener un buen potencial, en especial con las microalgas, va se inician ensayos a escala piloto y demostrativos en medios salinos como en el mar. La Figura 6-18 muestra el estado comercial de los procesos de conversión de biomasa a biocombustibles.





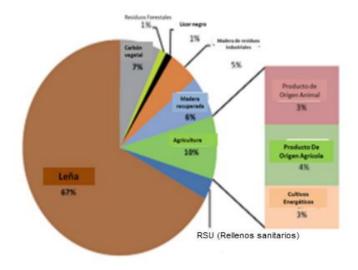
Figura 6-18. Estado de desarrollo de los bioprocesos de conversión de la biomasa

	R & D Basica y aplicada	Demostración	Primeras plantas comerciales	Comercial
	Lignocelulo	sica		Etanol de azucar y
Bioetanol	Etanol			Cultivos de almidón
Disel - Tipo de	Biodisel de	Syndiesel (Por	Diesel Renovable (Por	Biodisel (Por
biocombustible	microalgas	gasificación + FT)	hidrogenación)	transferificación)
		Gasificación		
Biometano		Metananción	Biogas Mejora	
Otros	Nuevos	Diebutenel (Direlieie		
combustibles	Combustibles	Biobutanol (Pirolisis -		
/Aditivos	(E.G furanicos)	basado combustibles)	DME2	Metanol
	Todas las otras			
Hidrogeno	nuevas rutas	Gasificación Reformada	Biogas Reformado	

6.6.3 Biomasa para la producción de calor

La producción de calor a partir de biomasas (BTH- Biomass to Heat) ha sido el uso energético tradicional. Todos los sistemas BTH son comerciales con costos competitivos aunque en las evaluaciones económicas se debe comparar con los costos de los combustibles fósiles. A continuación, Figura 6-19, se muestra la distribución de las principales aplicaciones como combustibles de los diferentes tipos de biomasa.

Figura 6-19. Participación de las fuentes de biomasa en la mezcla de la bioenergía primaria



Fuente: Tomada de (IEA Bioenergy, 2009)





6.6.4 Generación por combustión con biomasa

La combustión de la biomasa para la obtención de calor es la vía más vieja y común para su conversión a energía. Debido a que la combustión es un proceso bien establecido hay una amplia variedad de tecnologías comerciales aprovechables de acuerdo a las características de la biomasa y la escala de aplicación.

El sistema de calentamiento con madera (leña) ha sido usada desde el comienzo de la civilización y aun es la mayor tecnología de conversión de biomasa aplicada en la generación de energía, y, aunque las unidades modernas como las calderas para pellets utilizadas en co-generación tienen eficiencias tan altas como el 90%, la mayoría de las herramientas de combustión en uso, son de baja eficiencia del 5 al 30% tales como los hornos de cocción utilizados en los países de desarrollo.

6.6.4.1La cogeneración basada en la biomasa (CHP)

El principal medio para aumentar significativamente la eficiencia global de una planta de energía (y por tanto su competitividad) es encontrar una aplicación económica para su calor residual y electricidad al mismo tiempo (CHP), también llamadas plantas de cogeneración, en esta forma la eficiencia en la utilización de la energía puede estar el rango de 80-90% (AIE 2008c). Este suele ser el caso, por ejemplo, en la industria de la caña de azúcar en Colombia. Con la cogeneración se ha demostrado que para las instalaciones independientes del rango de 10 a MWe se puede reducir el costo de producción de energía en un 40-60%.

6.6.4.2 Co-combustión

La co-combustión de productos provenientes de la biomasa junto con los provenientes de los combustibles fósiles, por lo general carbón, en los procesos de aprovechamiento de calor y electricidad, es de interés para todas las escalas de operación, en especial, en los países del norte de Europa, en los que la co-combustión es una práctica común utilizando un 40% de biomasa con turba o carbón de muy bajo rango. Esta aplicación ha demostrado ser lo más rentable y eficiente a gran escala en la conversión de la biomasa en electricidad. Este enfoque aprovecha la infraestructura existente de la planta de carbón y por tanto requiere una mínima inversión en los sistemas de alimentación y pre-tratamiento de la biomasa. Asimismo, se han hallados ganancias en las eficiencias de conversión con respecto a estas plantas con sólo carbón.

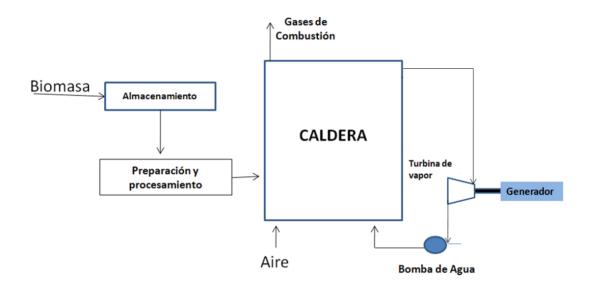




6.6.4.3Evaluación de costos en plantas de generación

La calderas comerciales de biomasa se clasifican según el sistema de combustión en lecho fijo, de parrilla o lecho móvil y cámaras de combustión de lecho fluidizado (The World Bank Group, 2006). Un diagrama esquemático para la generación de electricidad se muestra en la figura.

Figura 6-20. Esquema para la generación eléctrica



Fuente: Tomada de (The World Bank Group, 2006)

Los actuales diseños de cámara de combustión de biomasa utilizan calderas de alta eficiencia y de combustión de parrilla fija o que viajan con alimentadores automáticos que distribuyen el combustible en una rejilla para quemar. En el diseño de la rejilla estacionaria, las cenizas caen en un pozo de recolección, mientras que en rejilla viajera la parrilla se mueve y deja caer la ceniza en una tolva.

Los sistema de cámaras de combustión de biomasa de lecho fluidizado son los más avanzados. La biomasa se mezcla en forma granular (por ejemplo, la cáscara de arroz), se quema en un lecho fluidizado con arena el cual se mantiene con la inyección de aire en la parte inferior con suficiente presión para crear turbulencia, que distribuye y suspende el combustible, y al aumentar la transferencia de calor facilita que la combustión se realice a temperatura entre 700-800°C con lo que las emisiones de NOx son mínimas. Este sistema permite manejar combustibles con alto contenido de cenizas y residuos de biomasa con los problemas de suciedad debido al potasio, sodio y sílice que se encuentran en los residuos agrícolas.





6.6.4.4Evaluación Económica y Ambiental

Los parámetros de diseño y rendimiento de la biomasa suponen que sólo un tamaño grande se puede conectar a la red. Este sistema de gran potencia tiene un alto factor de carga, bajo el supuesto de disponibilidad continua de materia prima de la biomasa, comparable a la de una planta central convencional de carbón. A continuación se presenta la información para una planta de 50MW.

Tabla 6-34. Supuestos diseño para un sistemas de generación con biomasa

Capacidad (MW)	LA BIOMASA DE VAPOR
Capacidad (WW)	50MW
Factor de capacidad (%)	80
Combustible	Madera residuos de madera o residuos agrícolas
Poder calorífico del combustible	4,000 kcal/kg
Consumo especifico de combustible	1.5 kg/kWh
Esperanza de vida (años)	20
Generación de electricidad (GWh/año)	350

Puesto que la biomasa utilizada se cosecha en forma sostenible, los proyectos de generación con biomasa se consideran de efecto invernadero nulo ya que los GEI se adsorben por el cultivo de nuevo.

Tabla 6-35. Costos de capital (US\$/kWe) para la planta de generación eléctrica con biomasa

Artículos	Costo US\$
Equipo	1,441
Civil	190
Ingeniería	100
Construcción	78
Costos de	
contingencia	89
TOTAL	1,898

Con base en el factor de capacidad, la vida de la planta los costos de O&M se estima el costo de generación como se muestra en la Tabla 6-36.





Tabla 6-36. Costo de Generación (cUS\$/ kWh) de la planta.

Capital	2.89
O&M	0.50
Variable O&M	0.45
Combustible	2.79
Total	6.63

6.6.4.5 Proyecciones de costos futuros

Los costos de proyectos de generación a futuro se espera que bajen como resultado de la mayor penetración de mercado y la estandarización de la tecnología. La reducción de los costos esperados previstos para los próximos cinco años se estima que sea alrededor del 10% como lo refleja la Tabla 6-37.

Tabla 6-37. Costos de capital proyectados para un sistema de generación por combustión con biomasa (US\$ / kWe)

	2010	2015	2020
Sistema vapor 50 MW	1,898	1,730	1,700

El análisis de incertidumbre para el costo de generación se realizó con el rango de la actual y los costos futuros, como se muestra en la Tabla 6-38. Sin embargo, la incertidumbre clave en el estimado de los costos de generación de cualquier tecnología basada en la biomasa, es el costo de combustible. El costo de la biomasa depende de un gran número de parámetros, incluyendo la ubicación del proyecto, el tipo de biomasa, la cantidad requerida, y el uso de alternativas presentes y futuras.

Basado en las proyecciones de costos de generación para la planta de biomasa los valores estimados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6-38. Costos de generación proyectados de energía eléctrica (cUS\$ / kWh)

	2010	2015	2020
Sistema vapor 50 MW	6.63	6.4	6.3





6.6.5 Gasificación de biomasa

La gasificación es un proceso termoquímico en el que la biomasa se transforma en una mezcla de varios gases combustibles. Tiene dos ventajas claves sobre combustión directa. En primer lugar, la gasificación es un proceso muy versátil, cualquier materia prima de la biomasa se puede convertir en gas combustible con una alta eficiencia. En segundo lugar, el gas combustible puede ser utilizado directamente en aplicaciones para la producción de calor, de energía eléctrica o acondicionado como gas de síntesis para la producción de biocarburantes.

La aplicación de la gasificación es particularmente importante para plantas de pequeña escala (<5 - 10 MWe), donde los sistemas de gasificación son relativamente simples y se pueden combinar con motores de gas; a estos tamaños los sistemas basados en vapor se encuentran en desventaja como consecuencia de los costos de escala. A escalas mayores a (> 30 MW eléctricos), los sistemas basados en la gasificación, junto con sistemas combinados de turbinas a gas y de vapor (IGCCB), ofrecen ventajas en comparación con la eficiencia de combustión directa. Sin embargo, estas plantas son de mayor cuidado para su funcionamiento y requieren operarios más calificados en comparación con las instalaciones de combustión directa, su eficiencia y fiabilidad aún no han sido establecidas plenamente.

Como se comentó anteriormente la gasificación también puede co-producir una gama de productos finales, tales como calor y electricidad, así como los combustibles líquidos y posiblemente otros productos de bio-refinerías. Estos conceptos avanzados se están investigando a nivel de investigación básica y de plantas piloto.

El uso de gasificadores para aplicaciones de calor se realiza principalmente en los países emergentes, mientras que los gasificadores para los productos de mayor escala como en la generación de energía eléctrica tiene su mayor importancia en los países desarrollados. Cientos de gasificadores de biomasa de tamaño pequeño se extienden y operan intermitentemente en China, India y en el sureste de Asia con pagos retornables (The World Bank Group, 2006).

6.6.5.1 Descripción del gasificador con sistema de generación de biomasa.

La gasificación es el proceso mediante el cual se somete la biomasa a una combustión parcial en la presencia de una cantidad limitada de aire. El producto final es una mezcla de gas combustible conocido como "gas pobre". La gasificación se realiza en un recipiente cerrado, por lo general de forma cilíndrica, llamado "generador de gas, el cual normalmente contiene nitrógeno (50-54%), dióxido de carbono (9.11%), metano (2.3%), Monóxido de carbono (20-22%) e hidrógeno (12-15%). El gas obtenido con aire es de bajo poder calorífico, 1000-1100 k.cal/m3 (5500 MJ/m3) dependiendo del tipo de la biomasa utilizada.





La gasificación de la biomasa se lleva a cabo en cuatro etapas distintas: el secado, la pirólisis, oxidación / combustión y reducción. La biomasa se alimenta en la parte superior de la tolva. A medida que el generador de gas se calienta y se enciende en la zona de oxidación, se lleva a cabo la combustión y ocurre el aumento de la temperatura (900-1200 ° C). Dado que la biomasa seca se mueve hacia abajo, a medida que desciende se incrementa el calentamiento pasando por la etapa de pirolisis a temperaturas de (200-600 ° C), conocida como "la zona de pirólisis", la biomasa empieza a perder los volátiles por encima de 200 º C y así continúa hasta llegar a la zona de oxidación. Una vez que la temperatura alcanza los 400 ° C, la estructura de madera o de otros sólidos orgánicos se descompone debido a las reacciones exotérmicas, se produce y expulsa vapor de agua, metanol, ácido acético y alguitranes. Estos productos de la pirólisis son atraídos hacia la zona de oxidación, donde se suministra una cantidad calculada de aire y se lleva a cabo la combustión (similar a la estufa normal / horno). La oxidación parcial de una parte de los gases de pirólisis y del carbonizado elevan la temperatura a 900 ° - 1200 ° C en la zona de oxidación. Las reacciones en la zona de reducción son endotérmicas y sensible a la temperatura (900 ° C - 600 ° C). En la Tabla 6-39, se muestran las principales reacciones químicas que tienen lugar en un gasificador.

Tabla 6-39. Principio de las reacciones químicas en una Gasificador

Tipo de Reacción	Reacción	Entalpia (Kj/mol)
Desvolatilización	Biomasa + calor = CH ₄ + Hidrocarbonos condensables + carbonizado	
Vapor- carbón	$C+H_2O+calor = CO+H_2$	131.4
Reacción invertida de Boudouard	$C + CO_2 + calor = 2CO$	172.6
La oxidación	$C + O_2 = CO_2 + calor$	-393,8
Hidrogasificación	$C+ 2H_2 = CH_4 + calor$	-74,9
Reacción de desplazamiento	$H_2O + CO = H_2 + CO_2 + calor$	-41,2
Metanación	$3H_2 + CO = CH_4 + H_2O + calor$	-206,3
	$4H_2 + CO_2 = CH_4 + 2H_2O + calor$	-165,1

De las reacciones anteriores, las de desvolatilización se llevan a cabo en la zona de pirólisis, las de oxidación en la zona de oxidación, y todas las otras reacciones en la zona de reducción. El poder calorífico es bajo (Alrededor de 10-15% del gas natural), que se debe principalmente al efecto de dilución del nitrógeno presente en el aire de combustión. Ya que el nitrógeno es inerte, pasa a través del generador de gas sin entrar en reacciones químicas importantes. Si todos los procesos antes mencionados funcionan en forma eficiente, el contenido energético

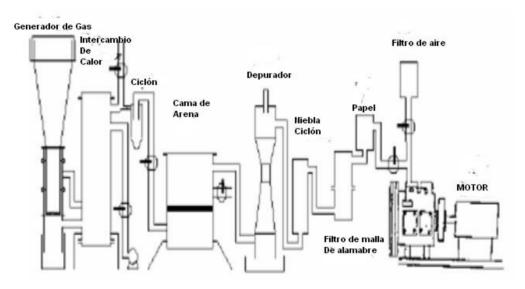




del "gas pobre" contiene alrededor de 70-78% del contenido energético de la biomasa alimentada al generador.

El proceso de gasificación está influenciado por dos parámetros del proceso - las propiedades de la biomasa, y el diseño del generador del gas. Las propiedades de la biomasa, como el contenido de energía, densidad, contenido de humedad, materia volátil, carbono fijo, el contenido de ceniza y también el tamaño y la geometría de la biomasa afectan el proceso de gasificación. El diseño de la zona de oxidación es el más importante, la finalización de cada reacción depende del tiempo de residencia de la biomasa en las zonas de oxidación y reducción. La Figura 6-21 muestra el esquema de un generador de gas basados en el sistema de generación de energía.

Figura 6-21. Gasificador de biomasa de un sistema de Generación eléctrica.



6.6.5.2 Evaluación de la tecnología de gasificación de biomasa

Hay tres tipos principales de gasificadores; flujo descendente, flujo ascendente y de flujo cruzado. En el caso de la gasificación con flujo descendente, el flujo de gases y sólidos se produce a través de un lecho empacado descendente, los gases producidos contienen la menor cantidad de alquitrán y partículas. El Gasificador de flujo descendente es bastante simple, fiable y probado para ciertos combustibles. En el caso de gasificadores de flujo ascendente, los gases y los sólidos tienen un flujo en contracorriente y el gas producido contiene un alto nivel de alquitrán y productos orgánicos condensables. En el gasificador de flujo cruzado, el combustible sólido se mueve hacia abajo y horizontalmente se mueve el flujo de aire; pero el gas producido es, sin embargo, alto en alquitranes y requiere limpieza.





Otros tipos de tecnología de gasificación incluyen los gasificadores de lecho fluidizado. En un gasificador de lecho fluidizado, el aire es inyectado a través de un lecho de partículas sólidas con suficiente velocidad ascendente para mantener los sólidos dentro del gasificador en estado de suspensión. El lecho se calienta y luego la materia prima se introduce en la parte inferior del reactor, cuando ha alcanzado una alta temperatura, el combustible (biomasa) se mezcla con el material del lecho hasta que alcanza su temperatura y en este momento el combustible se somete a reacciones de pirolisis rápida y desarrolla los productos gaseosos deseados. Las partículas de cenizas junto con la corriente de gas que sale por la parte superior del generador, se eliminan de la corriente de gas y finalmente el gas limpio se lleva luego al motor para la generación de energía.

6.6.5.3 Evaluación Económica y Ambiental

La Tabla 6-40 muestra los detalles de los parámetros de diseño y el comportamiento asumido para establecer los aspectos económicos de la tecnología de gasificación.

Tabla 6-40. Supuestos de diseño para una planta de generación por gasificación con biomasa.

Capacidad (kW)	100 kW	20 MW
Combustible	Madera/ residuos de madera /residuos de agro	Madera/ residuos de madera /residuos de agro
Poder calorífico del combustible	4,000 kcal/kg	4,000 kcal/kg
Factor de capacidad	80%	80%
Poder calorífico del gas	1000-1200 kcal/Nm ³	1000-1200 kcal/Nm3
Vida útil del sistema	20 Años	20 años
Consumo especifico del combustible	1.6 kg/kWh	1.5 kg/kWh

Como en la combustión los proyectos de gasificación de biomasa se consideran de efecto neutro en cuanto a los gases de efecto invernadero (GEI). Los impactos ambientales asociados con la combustión del gas de la biomasa se supone que se ve limitada por la regulación de control de emisiones, en consonancia con los estándares del Banco Mundial.

En la Tabla 6-41, se muestran los costos de capital asociados con el gasificador de biomasa, se presentan dos tamaños representativos de 100 kW para mini redes y 20 MW para las aplicaciones conectadas a la red.





Tabla 6-41. Costos de capital (US\$/kW) para el sistema de generación por gasificación

Capacidad	100 kW	20 MW
Costo de equipos	2,781	1,943
Costos civiles	134	123
Ingeniería	78	45
Costo montaje	78	67
Costos de		
contingencia	145	111
TOTAL	3.216	2.289

Los costos de la biomasa como combustible es el parámetro más importante en la simulación de los costos de generación de cualquier tecnología basada en la generación con biomasa. El costo de la biomasa depende de muchos parámetros, incluyendo la localización del proyecto, el tipo de biomasa utilizada como materia prima, la cantidad requerida, poder calorífico etc. El costo de la biomasa como combustible puede variar ampliamente, en este estudio se utiliza una gama que va desde 11,1 US\$ / tonelada (0,64 US\$ / GJ) a 33,3 US\$ / tonelada (1,98 US\$ / GJ), con 16,6 US\$ / tonelada (0,99 US\$ / GJ) como valor probable.

Con base en los parámetros de diseño y rendimiento de la Tabla 6-40, y teniendo en cuenta los gastos de operación y mantenimiento se puede estimar el total de costo de generación, los cuales se presentan en la Tabla 6-42.

Tabla 6-42. Costo de generación (cUS\$/ kWh) en un sistemas de gasificación con biomasa

Capacidad	100 kW	20MW
Capital	4.90	3.45
Costos O&M	0.38	0.28
Costos variable	1.75	1.32
Costos combustibles	2.97	2.80
Total	10.0	7.85

6.6.5.4Proyecciones de costos futuros

En el futuro cercano es probable que los costos sean menores que los actuales. Se estima que la gasificación de biomasa tiene un potencial considerable para ser mejorado y que las economías de producción en masa igualmente ayudarán a bajar estos costos. Se supone que habrá mejoras en la eliminación de alquitrán y en el área de la limpieza de los gases. Se estima que con estos avances se obtendrá una reducción de un ocho por ciento para el año 2015.





El rango sobre el cual se proyectan, los costos de generación que más pueden variar son principalmente los costos del Gasificador y las variaciones en los costos de la biomasa como combustible. El análisis de incertidumbre se realiza teniendo en cuanta el rango estimado sobre el cual los costos de generación podrían variar debido a estos parámetros variables, las bandas de costos de generación para estas proyecciones se presentan en la Tabla 6-43 y Tabla 6-44.

Tabla 6-43. Proyecciones de costos de capital (US\$ / kW) para un sistema de generación por medio de gasificación de biomasa.

	2010	2015	2020
Generador de gas 100kW	3,216	2,860	2,710
Generador de gas 20 MW	2,289	2.020	1,910

Tabla 6-44. Proyecciones de costos de generación (cUS\$/ kWh) para un sistema de gasificación de biomasa.

	2005	2010	2015
Generador de gas 100kW	10.00	9.49	9.27
Generador de gas 20 MW	7.85	7.48	7.26

6.6.6 Biogás de residuos sólidos urbanos y biogás de residuos agropecuarios

Los residuos sólidos urbanos ó municipales (RSU) son muy heterogéneos y en gran medida, por lo general, materia prima contaminada, lo que requiere para su procesamiento tecnologías bien establecidas y robustas con controles rigurosos sobre las emisiones, esto se traduce en altos costos asociados en las instalaciones en energía. Diferentes tecnologías están disponibles, y la elección suele depender del grado de selección de las diferentes fracciones de residuos sólidos urbanos. Son poco competitivos en lo que a electricidad se refiere, pero teniendo en cuenta el beneficio ambiental y los incentivos asociados los RSU son un potencial sin explotar, en la mayoría de los países.





6.6.6.1Digestión anaeróbica

La digestión anaeróbica es la degradación biológica de la biomasa en condiciones libres de oxígeno, el principal producto es el biogás, el cual es un gas rico en metano. El biogás puede ser quemado en los motores de generación de energía, en (co) generación, y si las normas lo permiten, inyectarlo como biometano purificado en la red doméstica de gas natural o para su utilización como biocombustible en los motores de combustión interna tal como se hace con el gas natural en la actualidad en Colombia.

La digestión anaeróbica es especialmente adecuado para las materias primas húmedas como el estiércol de los animales, lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales, residuos agrícolas húmedo y la fracción orgánica de los RSU.

La digestión anaerobia también ocurre naturalmente en los vertederos subterráneos y produce gases de vertederos que se pueden recuperar para su uso en aplicaciones de energía. En definitiva, esta es una tecnología bien establecida comercialmente y aunque su argumento económico depende en gran medida en la disponibilidad de materia prima muy barata o gratuita, como los lodos de las aguas residuales, estiércol y otros residuos agrícolas, es importante tener en cuenta los costos ambientales para la colección y separación del gas metano. Hoy en día, China es el mayor productor de biogás en el mundo, con alrededor de 18 millones de hogares agrícolas y con 3.500 digestores de biogás de media a gran escala (DEFRA, 2007). En Europa, Alemania es el líder en esta tecnología, con unos de 550 MWe de capacidad instalada en 2006 (similar a la de una central eléctrica de carbón). Con el fin de aumentar la productividad, se utiliza cada vez más materia prima suplementaria como residuos agrícolas.

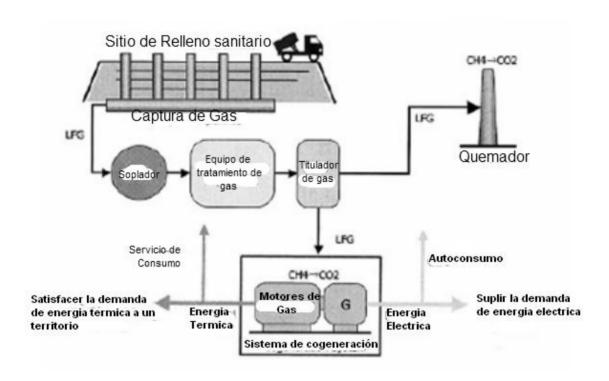
6.6.6.2 Evaluación económica y ambiental de la generación con gases provenientes de RSU y digestión anaeróbica.

Los residuos sólidos municipales contienen porciones significativas de materiales orgánicos que producen una variedad de productos gaseosos, cuando se disponen en de vertederos, compactados y cubiertos. Las bacterias anaerobias prosperan en el ambiente libre de oxígeno, dando lugar a la descomposición de los materiales orgánicos y la producción de dióxido de carbono y el metano principalmente. El dióxido de carbono es probable que se filtre fuera del relleno sanitario, ya que es soluble en agua. El metano, por otra parte, que es menos soluble en agua y más ligero que el aire, es igualmente probable que migre fuera del relleno sanitario si no hay un sistema cerrado que lo detenga. El gas de vertedero se puede recuperar y utilizar en generación eléctrica o térmica mediante la captura del metano y se realice la combustión para producir energía. La Figura 6-22, muestra un diagrama esquemático de un vertedero de residuos urbanos adecuado para la recuperación de la energía.





Figura 6-22. Diagrama esquemático de un sistema de generación con gases provenientes de RSU.



6.6.6.3 Descripción de la tecnología

El biogás se compone de metano, dióxido de carbono, hidrógeno y trazas de sulfuro de hidrógeno. La producción de biogás y la concentración de metano, depende de la composición de los residuos y la eficiencia de los procesos bioquímicos y de recolección. El biogás producido se utiliza para aplicaciones térmicas, como sustitución de los combustibles fósiles en una caldera, o como un reemplazo para el GLP para cocinar. El biogás después del tratamiento también se puede utilizar en motores de gas para generar energía eléctrica.

6.6.6.4 Evaluación económica y ambiental

La evaluación económica se realiza asumiendo los parámetros de diseño y rendimiento que se muestran en la Tabla 6-45.





Tabla 6-45. Supuestos de Diseño para una planta de 5MW a partir de gas proveniente de RSU o biogás de residuos orgánicos

Capacidad (MW)	5MW
Factor capacidad (%)	80
Tipo de combustible	Residuos sólidos municipales
Tiempo de vida (años)	20
Generación de electricidad (GWh/Años)	35

Dado que el gas (principalmente metano) derivados de los RSU se utilizan para la generación de energía, las emisiones estarán por debajo de las normas prescritas. La energía producida proporciona reducciones de emisiones de GEI que podrían emanar de los sitios de relleno sanitario, y en esta forma se evitan emisiones de metano al ambiente. La Tabla 6-46 muestra los supuestos establecidos para el diseño del sistema de recolección y generación.

Tabla 6-46. Costos de capital (US\$ / kW), para la generación a partir de biogás de RSU

Artículos	Costo
Equipo	1,675
Civil	1005
Ingeniería	100
Construcción	670
Plan de contingencia	179
Total	3,629

Utilizando el factor de capacidad y vida útil de la planta, el costo de capital anualizado y los costos de O & M de la planta de generación se estiman los costos como se muestra en la Tabla 6-47. Se debe tener en cuenta que no hay costo de combustible, pues se supone que la materia prima (residuos sólidos urbanos) se proporcionará de forma gratuita. Sin embargo, en la variable de costos se incluye, la provisión de derechos de autor a una supuesta corporación municipal por la venta de la electricidad.

Tabla 6-47. Costos de generación con gases de RSU (centavos US\$/ kWh)

Capital	5.53
O&M	0.12
Variable	
O&M	0.48
Combustible	1.11
Total	7.24





6.6.6.5 Proyecciones de costos a futuro

Se espera que en el futuro haya una disminución del costo de capital, así como la de disposición de los costos de los residuos a los sistemas de generación. Asumimos que los costos para el 2015 se traducirán en una disminución del 15%. El análisis de incertidumbre para el costo de generación se realiza con el rango de capital que se espera y los costos de O & M, según la Tabla 6-48.

Tabla 6-48. Proyeccion de costos de capital para un sistema de generación con biogás de RSU (US\$ / kW).

	2010	2015	2020
	Probable	Probable	Probable
MSW	3629	3329	3161

Con base en las proyecciones se estiman los costos de generación de RSU y se muestran en la Tabla 6-49.

Tabla 6-49. Proyección de costos de generación utilizando biogás de RSU (centavos US\$ / kWh).

	2010	2015	2020
MSW	7.24	6.81	6.59

5.5.6.6. Costos de generación con biogás de residuos agropecuarios

Utilizando el mismo procedimiento descrito para el biogás de RSU, se obtienen los costos para el biogás proveniente de los residuos agropecuarios, como se muestran en las tablas siguientes.

Tabla 6-50. Supuestos de Diseño de Sistemas de generación con biogás

Capacidad (MW)	60 kW
Factor de capacidad	
(%)	80
Duración (Años)	20
Generación neta de	
electricidad	0.42 GWh





Tabla 6-51. Costo de Capital (US\$ / kW) sistema de alimentación de biogás 2010

Artículos	60 kW
Equipo	1,318
Civil	770
Ingeniería	78
Construcción	480
Plan de	:
contingencia	134
Total	2,780

La Tabla 6-52 muestra el costo de generación obtenido, basado en los costos de capital de la tabla anterior y los supuestos de diseño mostrados en la Tabla 6-50.

Tabla 6-52. Costo de generación (cUS\$ / kW), para un sistemas de biogás de residuos agropecuarios

Capacidad	60 kW
Costo	
anualizado de	
capital	4.23
Fijo O & M	0.38
Variable O & M	1.72
Costo de	
gasolina	1.23
Total	7.56

Tabla 6-53.Proyeccion de costos de capital (US\$ / kW) para un sistema de generación con residuos agropecuarios

	2010	2015	2020
Biogás 60 kW	2780	2603	2547

Tabla 6-54. Proyección de costos de generación (cUS\$ / kWh) para un sistema con residuos agropecuarios

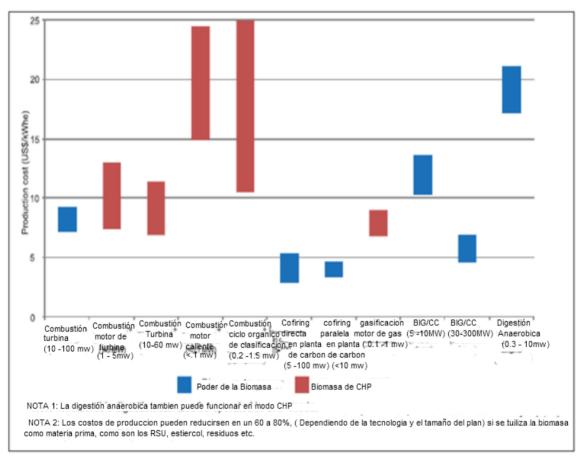
	2010	2015	2020
Biogás 60 kW	7.56	7.26	7.26





En la siguiente figura se muestra el rango de costos de generación para diferentes tecnologías de biomasa, estimados por IEA Bioenergy, informe 2009:06.

Figura 6-23. Rango de costos internacionales de generación para diferentes tecnologías con biomasa



6.6.7 Las tecnologías para la producción de biocombustibles

La primera generación de biocombustibles son tecnologías maduras para la producción de bioetanol a partir de azúcar y cultivos de almidón, biodiesel y diesel renovable a partir de plantas oleaginosas y de grasas de los animales, y el biometano a partir de la digestión anaeróbica de biomasa húmeda.

La tercera generación de biocombustibles (también llamados biocombustibles avanzados) generalmente incluye la ruta de producción de biocombustibles que se encuentran en las primeras etapas de investigación y desarrollo o están más lejos de comercialización (por ejemplo, los biocombustibles a partir de algas, hidrógeno





a partir de biomasa). La meta para la segunda y tercera generación de tecnologías es, pues, la producción de biocombustibles sostenible, de bajo costo de una amplia gama de recursos que no compiten con la producción de alimentos y que disminuyan significativamente las emisiones de GEI comparada con las de primera generación de biocombustibles. La siguiente figura muestra el estado de desarrollo de las diferentes tecnologías de los biocombustibles.

Figura 6-24. Estado de desarrollo de los bioprocesos de conversión de la biomasa

	R & D Basica y aplicada	Demostración	Primeras plantas comerciales	Comercial
	Lignocelulo	sica		Etanol de azucar y
Bioetanol	Etanol			Cultivos de almidón
Disel - Tipo de	Biodisel de	Syndiesel (Por	Diesel Renovable (Por	Biodisel (Por
biocombustible	microalgas	gasificación + FT)	hidrogenación)	transferificación)
		Gasificación		
Biometano		Metananción	Biogas Mejora	
Otros	Nuevos	Disharas I (Dissilate		
combustibles	Combustibles	Biobutanol (Pirolisis -		
/Aditivos	(E.G furanicos)	basado combustibles)	DME2	Metanol
	Todas las otras			
Hidrogeno	nuevas rutas	Gasificación Reformada	Biogas Reformado	

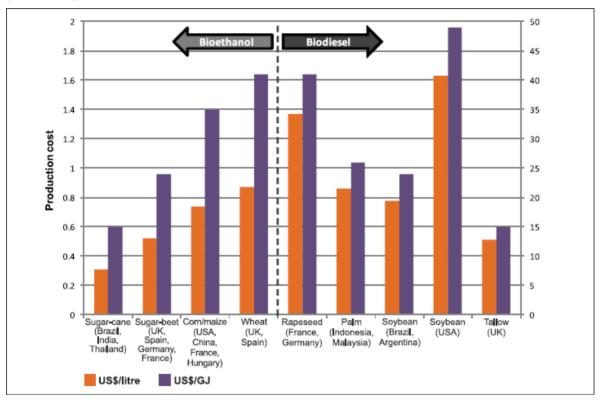
Los costos de producción de los biocombustibles dependen en gran medida de los costos de las materias primas, las cuales dependen de cada región tal como se muestra en la siguiente figura. En Colombia la producción de biocombustibles, etanol y biodiesel de primera generación, es una industria comercial que busca promover el desarrollo y su competencia en el mercado nacional, así como el mejoramiento del medio ambiente y el ahorro de combustibles fósiles.

Existe una política nacional la de promover la producción sostenible de biocombustibles, con el objetivo de expandir los cultivos de biomasa en el país y de diversificar la canasta energética. La producción de bicombustibles se presentó en el informe anterior (Rivera, 2010)





Figura 6-25. Costos indicativos de producción para biodiesel y bioetanol de primera generación.



Fuente: 2008 - E4tech

6.7 GEOTERMIA

6.7.1 Descripción de la Tecnología y Aplicaciones

Dos tipos de recurso geotérmico primario se han venido desarrollando comercialmente y también desde el punto de vista de la ingeniería:

El primer tipo se refiere a reservorios hidrotermales de agua caliente y vapor ubicados a profundidades relativamente someras, desde unos pocos centenares de metros hasta 3.000 m, y son el objetivo corriente del desarrollo geotérmico debido a que son comparativamente poco costosos en su explotación. Un recurso hidrotermal es inherentemente permeable, lo que significa que el fluido puede circular de una parte del reservorio a otra, y puede también fluir dentro y desde los pozos que penetran el reservorio. En este tipo de recursos hidrotermales, el agua desciende a considerable profundidad dentro de la corteza donde es calentada; posteriormente esta agua calentada de esta manera, asciende hasta que llega a ser entrampada por debajo de un estrato impermeable, dentro de un reservorio





particular. Parte de ella puede alcanzar la superficie en forma de manantiales termales o emisiones de vapor. El agua ascendente lleva calor desde las partes más profundas de la tierra hasta niveles relativamente cercanos a la superficie.

El segundo tipo de recurso geotérmico es el denominado "engineered geothermal systems (EGS) también denominado "hot dry rocks". Estos recursos se encuentran a profundidades relativamente considerables en masas de rocas que contienen poco o ningún vapor y tienen muy baja permeabilidad. Existen en gradientes geotérmicos, donde los cambios del perfil vertical de temperatura son grandes, mayores de 50°C/km. Un sistema de estos, puede resultar atractivo comercialmente si incluye rocas calientes a 4.000 m de profundidad o más. Para explotar un recurso EGS, se debe crear un reservorio permeable por fracturamiento hidráulico y el agua debe bombearse a través de las fracturas para extraer calor de la roca. Muchos de estos proyectos son experimentales, pero tienen un futuro comercial en potencia.

6.7.2 Recursos geotérmicos en economías en desarrollo

La explotación comercial de los sistemas geotérmicos en economías en desarrollo está limitada por dos factores: 1) riesgo y 2) capacidad técnica.

- Riesgo. La exploración geotérmica, como muchos recursos que se extraen del subsuelo, tiene un riesgo inherente. Los sistemas geotermoeléctricos son difíciles de planear debido a que lo que yace por debajo de la superficie es solo pobremente entendido en el transcurso de su desarrollo. Y puede tomar un trabajo bastante significante probar que después de muchos esfuerzos en la exploración, y con excepción de un campo particular exitoso, todo lo demás ha fallado. Las excepciones se refieren a áreas con muchas manifestaciones hidrotermales, tales como Los Géiseres en EU y un número de campos en Indonesia y América Central.
- Capacidad técnica. Tanto la exploración como el desarrollo de una o varias áreas de interés geotérmico, requiere de una sustancial capacidad técnica especializada que no está usualmente disponible en países en vías de desarrollo al menos que se haya desarrollado una capacitación local mediante el influjo de especialistas extranjeros y la creación de equipos locales. Países como Filipinas, México, Indonesia, Kenia y El Salvador han sido exitosos en ese propósito.

6.7.3 Descripción de la Tecnología

Para un país en desarrollo como Colombia, podríamos asumir dos escenarios para la utilización de los sistemas geotérmicos: a) Tamaños pequeños adecuados para aplicaciones en mini-red y b) tamaños grandes adecuados para aplicaciones en la red de interconexión eléctrica (The World Bank Goup, 2006, p. A-24):





- Para mini-red, consideremos una planta hidrotermal de ciclo binario de 200kW.
- Para aplicaciones a la red, una planta hidrotermal de ciclo binario de 20 MW y una planta hidrotermal a flasheo (condensación) de 50 MW.

La Figura 6-26 nos muestra un esquema de planta hidrotermal de ciclo binario de un tamaño indeterminado. La Figura 6-27, muestra un esquema para una unidad hidrotermal a flasheo.

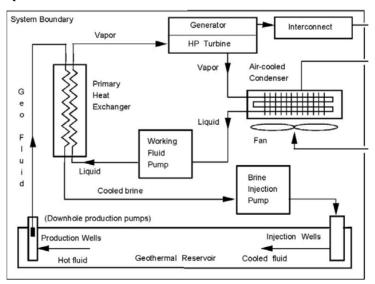
Tabla 6-55. Características Básicas de las Plantas Geotérmicas

Característica\Tipo	Hidrotermal Binaria	Hidrotermal Binaria	Planta Hidrotermal a Flasheo
Capacidad (MW)	200 kW	20 MW	50MW
Factor de Capacidad (%)	70	90	90
Temperaturas del Resevorio Geotérmico	125°C- 200°C	125°C-200°C	>200°C
Vida útil (años)	20	30	30
Electricidad Neta Generada (MWh/año)	1,230	158,000	394,200

Aunque la vida de la planta varía entre 20 y 30 años, los pozos tenderán a agotarse mucho antes de ese tiempo, requiriendose la ejecución de pozos de reposición. En los estimativos de costos de generación se incluye un presupuesto para esas perforaciones adicionales.

Fuente: The World Bank Group, 2006, p. A-24.

Figura 6-26. Esquema de un Sistema de Planta Hidrotermal de Ciclo Binario



Fuente: The Wold Bank Group, 2006, p. A-23





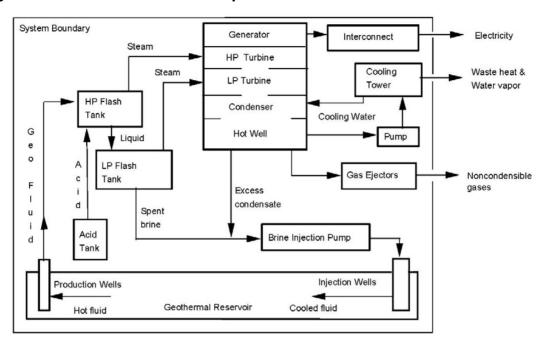


Figura 6-27. Planta Eléctrica de tipo Hidrotermal a Flasheo

Fuente: The World Bank Group, 2006, p. A-24

6.7.4 Evaluación Técnica Ambiental y Económica

Las plantas geotérmicas grandes pueden operar generalmente como plantas de carga base con factores de capacidad comparables a o más altos que las de generación convencional (Factor de capacidad 90%). Las plantas de ciclo binario en aplicaciones a mini-red tendrán factores de capacidad más bajos (30-70%), debido principalmente a limitaciones en la demanda local. Para nuestro caso podemos considerar solo factores de capacidad altos para sistemas binarios pequeños debido a que ellos tendrán la mayor eficiencia de costos. La viabilidad del recurso geotérmico está definida esencialmente por las condiciones geológicas locales; asumimos que los recursos de agua caliente se pueden categorizar como de alta temperatura (>200°C) o de temperatura moderada (<200°C y >125°C).

Como las plantas de ciclo binario operan con la modalidad de circuito cerrado, sus emisiones no son apreciables excepto para muy pequeños escapes de los fluidos de trabajo (hidrocarbonos). Para plantas a flasheo, se asume que se pueden presentar algunas emisiones de ácido sulfídrico (no más de 0.0 15 kg/MWh), pero un equipo de remoción del gas puede eliminarlo sin ningún problema. Las emisiones de CO₂, son lo suficientemente pequeñas como para hacer de la energía geotérmica un bajo emisor de gas carbónico en comparación con las plantas que utilizan combustible fósil.





La Tabla 6-56 muestra un estimativo convencional de los costos de capital para plantas geotérmicas dentro de los estándares de costos utilizados por The World Bank Group, 2006, p. A-25.

Se aplica un coeficiente de 1,117 a los costos estimados por The World Bank Group para los diferentes años considerados.

Tabla 6-56. Costos de Capital, en US\$/kW, para Plantas Geotérmicas en 2010. (US\$/kW))

Items	Planta Binaria de 200 kW	Planta Binaria de 20 MW	Planta a Flasheo de 50 MW
Equipo	4,840	1,743	1,067
Obra Civil	867	223	139
Ingeniería	502	346	201
Montaje	1,855	2,267	1,396
Total	8,064	4,579	2,803

Fuente: The World Bank Group

La Tabla 6-57 muestra una relación de los estimativos de costos de capital, organizados de acuerdo con la secuencia de las actividades a desarrollar, es decir: Costos de Exploración (al descubrimiento del primer pozo productivo), Costos de Confirmación (perforaciones adicionales para convencer a los prestamistas que el sitio es de interés comercial), Costo de los Pozos Principales (manteniendo los pozos perforados durante la fase de construcción) y manteniendo los costos asociados con la construcción de la misma planta.

Tabla 6-57. Costos Geotérmicos de Capital para la Fase de Desarrollo, en US\$/kW

Items	Planta Binaria de 200 KW	Planta Binaria de 20 MW	Planta a Flasheo de 50 MW
Exploración	335	357	268
Confirmación	452	525	413
Pozos principales	898	793	603
Planta	4,752	2,368	1,206
Otros	1,627	536	313
Total	8,064	4,579	2,803

Fuente: The World Bank Group

Para proyectos de 200 kW de ciclo binario, los costos de contingencia se ajustan por lo alto, debido a que se han construido muy pocos proyectos de este tamaño. Es probable que el riesgo asociado a proyectos tan pequeños ha incidido en el





poco interés de los mismos para las firmas comerciales, siendo las entidades del sector público las que estarían más interesadas en implementar ese sistema.

La Tabla 6-58 muestra los resultados de convertir los costos de capital en costos de energía. Los costos O&M se han establecido como costos fijos diferenciándolos de los costos verdaderamente variables, como los lubricantes, que son muy bajos. Los costos O&M para sistemas binarios incluyen reemplazamiento del equipo de bombeo en el fondo de los pozos de producción, a intervalos de cada 3 o 4 años.

Tabla 6-58. Costos de Generación (US\$ cents/kWh) para Plantas Geotérmicas (US\$ de 2010)

Sistema	Geo 200 kW	Geo 20 MW	Geo 50 MW
Costo nivelado de inversión	14.08	5.58	3.46
Costo fijo de O&M	2.23	1.45	1.01
Costo Variable de O&M	1.12	0.45	0.34
Costo de Combustible	0	0	0
Total	17.43	7.48	4.81

6.7.5 Precios Futuros de Plantas Geotérmicas

Es difícil predecir los precios futuros para sistemas geotérmicos. Ha habido un largo periodo de declinación en los precios (desde 1980), de alrededor del 20% por década para plantas geotérmicas y de 10% por década para los pozos geotérmicos de producción y reinyección (con relación a los precios para petróleo). Recientemente, las variaciones en los precios del petróleo han sido tan grandes que ello oscurece cualquier tipo de proyecciones tanto para los costos de exploración como de desarrollo para los recursos geotérmicos. En efecto, los incrementos recientes en los precios del petróleo han empujado el costo aparente de los pozos geotérmicos en los Estados Unidos en el año de 2005. Se asume una trayectoria plana de los costos para esta tecnología, como se muestra en la Tabla 6-59, (The World Bank Group, 2006, p. A-26).

Tabla 6-59. Proyecciones para los Costos de Capital (US\$/kW) en Plantas Geotérmicas

	2010	2015	2020
Planta Binaria 200 kW	8,064	7.349	7,160
Planta Binaria 20 MW	4,579	4.278	4,166
Planta Flasheo 50 MW	2,803	2.624	2,557

Fuente: The World Bank Group, 2006, p. A-26.





Muchos analistas de esta industria están de acuerdo en que el R&D geotérmico y las economías de escala mejoradas debido a su despliegue en gran escala, han ayudado a que la industria de la geotermia tenga tendencia a la baja, desde el 1980. Eso dio la oportunidad de localizar sistemas binarios en áreas con reservorios someros, donde los costos de perforación y mantenimiento de los pozos puedan ser más bajos.

6.7.5.1Costos futuros de generación de plantas geotérmicas

La Tabla 6-60 muestra los costos nivelados de generación proyectados hasta 2020, con base en los rangos de costos de capital presentados en la Tabla 6-59.

Tabla 6-60. Costos de Generación Proyectados (cUS\$/kWh) para Plantas Geotérmicas

Sistema	G	eo 200 kW	Geo 20 MW	Geo 50 MW	
2	010	17.43	7.48		4.81
2	015	16.20	7.15		4.58
2	020	15.86	7.04		4.47

Fuente: The World Bank Group, 2006, p. A-27.

6.8 ENERGÍA NUCLEAR

6.8.1 Descripción de la tecnología y aplicaciones

La energía nuclear se usa en plantas de generación eléctrica (nucleoeléctricas) mediante el consumo de uranio, de manera similar a como en una planta térmica a carbón, este se emplea para el mismo propósito. Sin embargo, el uranio usado en las nucleoeléctricas debe ser transformado a través del Ciclo de Combustible Nuclear.

6.8.1.1Principios para la producción de electricidad

El uranio

El uranio es un metal muy pesado, que puede ser utilizado como una fuente abundante de energía concentrada. Ocurre en la mayoría de las rocas en concentraciones de 2 a 4 partes por millón y es tan común en la corteza de la Tierra como el estaño, tungsteno y molibdeno. Se encuentra en el agua de mar, y se puede recuperar de los océanos. El uranio se formó al parecer en una supernova hace unos 6,6 millones de años. Si bien no es común en el sistema solar, hoy, su lenta desintegración radiactiva proporciona la principal fuente de calor en el interior de la Tierra, causando la convección y la deriva de los continentes.





El átomo de uranio

Colocados en una tabla, en función del incremento de la masa de sus núcleos, el uranio es el más pesado de todos los elementos de origen natural (el hidrógeno es el más ligero). El uranio es 18,7 veces más denso que el agua. Al igual que otros elementos, el uranio se presenta en varias formas ligeramente distintas conocidas como «isótopos». Estos isótopos se diferencian entre sí en el número de partículas (neutrones) en el núcleo. El uranio natural que se encuentra en la corteza terrestre es una mezcla principalmente de dos isótopos: Uranio-238 (U-238), que representan el 99,3% y el uranio-235 (U-235) cerca al 0,7%.

El isótopo U-235 es importante porque en determinadas condiciones, se puede dividir fácilmente, produciendo una gran cantidad de energía. Por lo tanto, se dice que es "fisionable" y utilizamos la expresión "fisión nuclear (división del núcleo)". Como todos los isótopos radiactivos, estos isotopos se desintegran. El U-238 se desintegra muy lentamente, su vida media (tiempo requerido para que la cantidad de material disminuya en un 50%) es aproximadamente la misma que la edad de la Tierra (4500 millones de años). Esto significa que aunque es radiactivo, lo es mucho menos que otros isótopos en las rocas y la arena. No obstante, genera 0,1 vatios/tonelada, a causa del calor liberado en la desintegración y esto es suficiente para calentar el núcleo de la Tierra (magma). El U-235 se desintegra un poco más rápido que el U-238.

La energía del átomo de uranio

El núcleo del átomo de U-235 tiene un total de 92 protones y 143 neutrones (92 + 143 = 235). Cuando el núcleo de un átomo de U-235 captura un neutrón en movimiento, se divide en dos núcleos (fisión) radiactivos y libera energía en forma de calor: A la vez dos o tres neutrones adicionales son liberados.

Si una cantidad suficiente de estos neutrones expulsados causan la división de otros núcleos de átomos de U-235, se liberarán a su vez más neutrones, lográndose una "reacción en cadena". Cuando esto sucede una y otra vez, millones de veces, una gran cantidad de calor es producido por una cantidad relativamente pequeña de uranio. Este proceso de "quema" del uranio, es el que se produce en un reactor nuclear. El calor se utiliza para producir vapor de agua y posteriormente electricidad.





Figura 6-28. El átomo de uranio

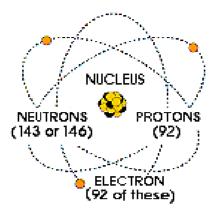


Imagen tomada de: (The nuclear fuel cycle, 2006)

Figura 6-29. La reacción en cadena



Imagen tomada de: (The nuclear fuel cycle, 2006)

En el interior del reactor

En un reactor nuclear se ensambla el combustible de uranio de tal manera que una reacción de fisión en cadena, controlada, se logra. El calor creado por la división de los núcleos de U-235 se utiliza para producir vapor que hace girar una turbina para hacer operar un generador, produciendo electricidad. Las centrales nucleares y las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles, de capacidad similar, tienen muchas características en común. Ambas requieren de calor para producir vapor para mover turbinas y generadores. En una central nuclear, sin embargo, la fisión de los átomos de uranio sustituye a la combustión de carbón o de gas. La reacción en cadena que se produce en el núcleo de un reactor nuclear es controlada por barras de control que absorben los neutrones y que pueden ser insertadas o extraídas, para que el reactor produzca la cantidad de energía deseada. Los elementos combustibles están rodeados por una sustancia llamada un moderador que disminuye la velocidad de los neutrones emitidos en la fisión (de donde salen con grandes velocidades), para permitir que ellos puedan mantener la reacción en cadena (las fisiones se producen más





fácilmente con neutrones de baja velocidad). El agua, el grafito y el agua pesada (D2O) se utilizan como moderadores en los diferentes tipos de reactores. Debido al tipo de combustible utilizado (es decir, el enriquecimiento en U-235, ver más adelante), si hay una falla de funcionamiento importante en el reactor que no se corrija adecuadamente, el combustible se puede sobrecalentar y derretir, pero no puede explotar como una bomba. Un reactor típico de 1000 megavatios (MWe) puede proporcionar electricidad suficiente para una ciudad moderna de hasta un millón de personas.

Figura 6-30. El reactor nuclear

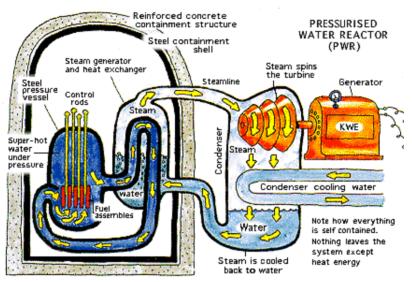


Imagen tomada de: (The nuclear fuel cycle, 2006)

El uranio y el plutonio

Considerando que el núcleo del átomo de U-235 es "fisionable", el del U-238 se dice que es "fértil". Esto significa que puede capturar a uno de los neutrones que están viajando en el núcleo del reactor y llegar a convertirse (indirectamente) en plutonio-239, que es fisible. El Pu-239 es muy parecido al U-235, en que se fisiona cuando es golpeado por un neutrón, dando lugar a la liberación de una gran cantidad de energía. Porque hay grandes cantidades de U-238 en el núcleo de un reactor (la mayor parte del combustible), estas reacciones de fisión del Pu-239 se producen con frecuencia. Pero a veces, un átomo de Pu-239 captura un neutrón, sin dividirse, y se convierte en Pu-240. Debido a que el Pu-239 es o bien progresivamente "quemado" o se convierte en Pu-240; entre más tiempo se mantenga el combustible en el reactor más Pu-240 se producirá. La importancia de esto es que cuando el combustible gastado se retira después de unos tres años, el plutonio que no es adecuado para la fabricación de armas, si puede reciclarse como combustible.





El Ciclo de Combustible Nuclear

El mineral de uranio puede ser extraído por métodos subterráneos (minería bajo superficie) o por métodos a cielo abierto, en función de su profundidad. El producto final de la minería y las etapas de molienda, o de la lixiviación in situ, es el óxido de uranio concentrado (U3O8). Esta es la forma en que el uranio se vende. Antes de que pueda ser utilizado en un reactor para generar electricidad, el U3O8 deberá someterse a una serie de procesos para producir un combustible utilizable, procesos que forman parte del Ciclo del Combustible Nuclear. Para la mayoría de los reactores del mundo, el siguiente paso para fabricar el combustible es convertir el óxido de uranio en un gas, hexafluoruro de uranio (UF6), lo que permite hacer su "enriquecimiento". Este aumenta la proporción del isótopo uranio-235 de su nivel natural del 0,7% al 3 - 4%. Esto permite una mayor eficiencia técnica en el diseño y funcionamiento del reactor, especialmente en grandes reactores, y permite el uso del agua ordinaria como moderador. Después del enriquecimiento, el gas UF6 se convierte en dióxido de uranio (UO2) con el gue se construyen pastillas de combustible. Estas pastillas de combustible se colocan dentro de tubos de metal que se ensamblan en conjuntos para convertirse en los elementos combustibles para el núcleo del reactor. Para los reactores que utilizan uranio natural como combustible (y por tanto que requieren de grafito o agua pesada como moderador), el concentrado de U3O8 sólo tiene que ser refinado y convertido directamente a dióxido de uranio (evitándose el enriquecimiento). Cuando el combustible de uranio ha estado en el reactor durante unos tres años, el combustible utilizado se extrae del reactor, se almacena y luego puede ser reprocesado para separar el uranio no gastado y el plutonio fabricado, o almacenado bajo la superficie (repositorio de combustible gastado).

6.8.1.2Reactores ofertados en el mercado

En el plano comercial, a finales de 2006, tres grandes alianzas entre Occidente y Japón se habían formado para dominar gran parte del mercado mundial de suministros de reactores:

- Areva con Mitsubishi Heavy Industries (MHI) en un gran proyecto, y posteriormente en la fabricación de combustible,
- General Electric con Hitachi con una estrecha relación: GE Hitachi Nuclear Energy (GEH). (GEH es la asociación internacional principal, con 60% de GE. En Japón es Hitachi GE, con 80% propiedad de Hitachi),
- Westinghouse que se había convertido en una filial propiedad de Toshiba, 77% (con el Grupo Shaw 20%).

La Tabla 6-61 da los principales datos de los reactores que se ofrecen hoy día en el mercado.





Tabla 6-61. Reactores Térmicos Avanzados en el mercado

País y desarrollador	Reactor	Tamaño MWe	Progreso del diseño	Principales características (mejor seguridad en todos)
EUA-Japón (GE-Hitachi, Toshiba)	ABWR	1300	Operación comercial en Japón desde 1996-7. En EUA: Certificado por NRC en 1997, FOAKE (First of a Kind)	Diseño evolucionado. Más eficiente, menos desechos. Construcción (48 meses) y operación simplificadas.
EUA (Westinghouse)	AP600 AP1000 (PWR)	600 1100	AP600: Certificado por NRC en 1999, FOAKE.AP1000 Certificado por NRC en 2005, en construcción en China, varios más se planean allí. Certificación Revisada por NRC se espera para Sept. 2011.	Construcción y operación simplificadas. 3 años de construcción. 60-años de vida de la planta.
Francia-Alemania (Areva NP)	EPR US-EPR (PWR)	1600	Estándar futuro francés. Diseño francés aprobado En construcción en Finlandia, Francia y China. En proceso de certificación en EUA.	Diseño evolucionado. Alta eficiencia del combustible. Operación flexible.
EUA (GE- Hitachi)	ESBWR	1550	Desarrollado a partir del ABWR, en proceso de certificación en EUA, posible construcción allí.	Diseño evolucionado. Tiempo corto de construcción.
Japón (empresas de servicios públicos, Mitsubishi)	APWR US-APWR EU-APWR	1530 1700 1700	Diseño básico en progreso, planeado para Tsuruga Aplicación para Certificado de Diseño en EUA en 2008.	Elementos híbridos de seguridad. Construcción y operación simplificadas.
Corea del Sur (KHNP, derivado de Westinghouse)	APR-1400 (PWR)	1450	Certificación de Diseño 2003, Primeras unidades operarían hacia 2013.	Diseño evolucionado. Mayor confiabilidad. Construcción y operación simplificadas.
Alemania (Areva NP)	SWR-1000 (BWR)	1200	En desarrollo, pre-certificación en EUA	Diseño innovador. Alta eficiencia de combustible.
Rusia (Gidropress)	VVER-1200 (PWR)	1200	En construcción en plantas de Leningrado y Novovoronezh	Diseño evolucionado. Alta eficiencia de combustible. 50-años de vida de la planta.
Canadá (AECL)	CANDU-6 mejorado	750	Modelo mejorado Licencia aprobada en 1997	Diseño evolucionado. Requisitos de combustible flexibles.
Canadá (AECL)	ACR	700 1080	En proceso de certificación en Canadá	Diseño evolucionado. Enfriamiento por agua ligera. Combustible de bajo enriquecimiento.
China (INET, Chinergy)	HTR-PM	2x105 (modular)	Planta de demostración empezara a construirse en Shidaowan	Planta modular, bajo costo. Alta temperatura. Alta eficiencia de combustible.
EUA-Rusia et al (General Atomics - OKBM)	GT-MHR	285 (modulo)	En desarrollo en Rusia por una asociación multinacional	Planta modular, bajo costo. Alta eficiencia de combustible. Turbina de gas de ciclo directo.

Fuente: Datos tomados de: (WNA, 2010)





Actualmente se están desarrollando nuevos tipos de reactores, utilizando tecnologías avanzadas con tamaños que empiezan desde los 25 MW.

6.8.2 Evaluación técnica, ambiental y económica

6.8.2.1Evaluación Técnica

De acuerdo con información de la World Nuclear Association (WNA), actualizada a julio de 2010, comúnmente se distinguen varias generaciones de reactores. La primera generación corresponde a reactores desarrollados en 1950-60, y fuera del Reino Unido ninguno se sigue utilizando en la actualidad. Reactores de segunda generación se caracterizan por los reactores actuales operados en Estados Unidos y en la mayoría de otros países. Generación III (y III +) son los reactores avanzados que se están construyendo en Japón o listos para ser ordenados. Reactores de IV generación están todavía en diseño y no estarán operativos antes de 2020. La mayor diferencia entre los reactores de la tercera generación comparados con los de la segunda generación es que en la tercera generación se incorporan características de seguridad pasivas o inherentes, que no requieren controles activos o la intervención de operadores para evitar accidentes en caso de mal funcionamiento; pueden depender de la gravedad, la convección natural o la resistencia a altas temperaturas. Otra diferencia es que algunos se diseñan para seguir la carga (load following).

La certificación de los diseños es a nivel nacional, y está basada en la seguridad. En Europa hay movimientos para establecer unos requisitos armonizados para la concesión de licencias. Sin embargo, los reactores en Europa también pueden ser certificados de acuerdo con el cumplimiento de los requisitos de los suministradores de servicios públicos europeos (certificados EUR). Estos son, básicamente, una lista de deseos de empresas de servicios públicos que contienen unos 5.000 artículos necesarios para las nuevas centrales nucleares. Las plantas certificadas como cumplidoras de los EUR incluyen la Westinghouse AP1000, la AES 92, la Gidropress AES 92, la EPR de Areva, la ABWR de GE, la Areva CA-1000, y la Westinghouse BWR 90. En los EUA varios tipos de reactores han recibido Certificación de Diseño y otros están en proceso: ESBWR de GE-Hitachi, US-EPR de Areva y US-APWR de Mitsubishi. A principios de 2008, la NRC (National Regulatory Commission) de EUA, dijo que además de estos tres, seis estudios de pre-solicitud se pondrían en marcha para el 2010. Estos incluyen: ACR de Energía Atómica de Canadá Ltd. (AECL), el IRIS de Westinghouse, PBMR de Eskom y 4S de Toshiba, así como el GT-MHR de General Atomics, al parecer.

Las tecnologías nucleares pueden ser utilizadas en áreas distintas a la generación de electricidad limpia de baja emisión de carbono. Un número de reactores nucleares ya han sido utilizados para operar centrales de desalinización, una





actividad que será cada vez más importante conforme los recursos de agua del mundo comienzan a escasear. Las tecnologías nucleares también pueden usarse para reducir las emisiones en el sector del transporte mediante el suministro de electricidad para recargar las baterías de los vehículos o para producir hidrogeno para celdas de combustible. Centrales nucleares diseñadas para generar vapor de alta temperatura pueden suministrar calor a procesos, permitiendo a la industria reducir su dependencia de los combustibles fósiles.

Es de anotar que el factor de capacidad de estos equipos es del orden del 90%, están conectados a la red interconectada y proveen energía de base (aunque se desarrollan unidades para seguir la carga).

6.8.2.2Evaluación ambiental

El cambio climático es la mayor amenaza ambiental del siglo XXI y nos desafía a revisar radicalmente nuestras fuentes de suministro energético. La energía nuclear es esencial para cualquier estrategia creíble que busque reducir significativamente las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Hoy, más de dos tercios del consumo de electricidad en el mundo provienen de una generación a partir de combustibles fósiles. Esta generación de electricidad a partir de carbón, petróleo y gas es responsable de un tercio de todas las emisiones antropogénicas de dióxido de carbono. La energía es y seguirá siendo un motor fundamental para el desarrollo humano y económico.

De acuerdo con la WNA, durante los próximos veinticinco años la demanda mundial de electricidad se duplicará. A mediados del siglo XXI la demanda podría ser de tres a cuatro veces mayor que la de hoy. El crecimiento es inevitable y necesario, ya que la economía mundial evoluciona y los países tratan de mejorar la calidad de vida de sus ciudadanos. Satisfacer la demanda creciente de electricidad requerirá una combinación de fuentes de energía, con fuentes de baja emisión o ninguna, incluyendo la energía nuclear que tendría un papel cada vez más predominante. La energía nuclear ya hace una contribución sustancial al medio ambiente en la generación de electricidad. Hoy en día las plantas de energía nuclear que operan en más de treinta países producen el 15% de la electricidad mundial, evitando la emisión de más de dos millones de toneladas de dióxido de carbono cada año. Este ahorro equivale a más del 20% de las emisiones de CO2 de la generación de electricidad.

Comparación entre emisiones de Dióxido de Carbono a partir de la generación eléctrica

Datos de la WNA (Figura 6-31), muestran que la energía nuclear es una de las fuentes de energía que produce niveles muy bajos de emisiones de dióxido de carbono al considerar su Ciclo de Vida Completo. Es muy comparable con las energías renovables como la eólica, solar e hidroeléctrica, en ese sentido. En los

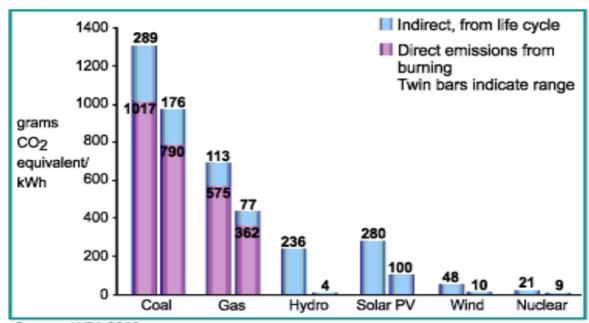




últimos años algunas empresas públicas de generación de electricidad han hecho estudios de Análisis del Ciclo de Vida (ACV) como parte de su responsabilidad social.

El principal objetivo del ACV para sistemas de energía de hoy es determinar la contribución de estos últimos al calentamiento global. Hay un vínculo evidente entre los insumos de energía a cualquier ciclo de vida y las emisiones de dióxido de carbono, dependiendo de los combustibles que constituyen tales insumos. El ACV incluye la minería, la preparación de combustible, la construcción de la planta, el transporte, la clausura o desmantelamiento y la gestión de residuos.

Figura 6-31. Emisión de Gases de Efecto Invernadero de todo el Ciclo de Vida para tecnologías de generación eléctrica



Source: IAEA 2000

Imagen tomada de: (Comparative Carbon Dioxide Emissions from Power Generation, 2009)

Los insumos de energía al Ciclo de Combustible Nuclear son bajos, incluso con la disminución de las leyes del mineral de uranio (concentraciones de uranio en el mineral). Su inmensa ventaja de baja emisión de carbono en relación con los combustibles fósiles seguirá existiendo, aunque se utilicen minerales de muy baja ley. De hecho los recursos de uranio son abundantes y la necesidad de acceder a mineral de muy baja ley está lejos de ocurrir.





La energía nuclear y las emisiones de CO2

De acuerdo con la WNA, el Análisis del Ciclo de Vida de la Declaración de Productos Ambientales de Vattenfall, para su central nucleoeléctrica Forsmark de 3090 MW en Suecia, para el año 2002, ha suministrado algunos datos energéticos, que están al día y son certificados. El ACV muestra que los insumos de energía durante 40 años corresponden al 1,35% de la producción de energía. Relacionado con esto, está el tema de las emisiones de dióxido de carbono derivadas de los insumos, que son de 3.10 gramos por kilovatio-hora (g/kWh). La Declaración de Productos Ambientales de 2005, de British Energy para la central nuclear de Torness de 1250 MWe en el Reino Unido muestra emisiones de CO2 de 5,05 g/kWh (año de referencia 2002) a partir de los insumos de energía. Datos más típicos son los valores tabulados en el documento Análisis Energético de la World Nuclear Association. Aquí, la estimación del consumo de energía del ACV es de 1,74% de la producción de energía.

Si se asume, de manera conservadora, que todos los insumos de energía provienen de la quema de carbón, las emisiones de dióxido de carbono serían de menos de 20 g/kWh. Extendiendo este análisis: si el mineral minado conteniendo uranio es de muy baja ley, 0,01% U, la cifra se eleva a un insumo de energía equivalente a un 3,15% de la producción de energía, así como a un aumento en el cálculo de las emisiones de CO2, tomando la misma base – uso de carbón -, para alcanzar cerca de 30 g/kWh. Las cifras publicadas en 2006 para Japón muestran 13 g/kWh para la energía nuclear, con perspectivas de reducción a la mitad en el futuro. En el Informe para el Desarrollo Sostenible del Reino Unido, de 2006, se daba una cifra de 16 g/kWh para la energía nuclear, en comparación con 891 g/kWh para el carbón y 356 g/kWh para el gas. Todo esto sugiere un balance energético muy favorable para la energía nuclear, por cualquier criterio que se aplique, y una emisión de dióxido de carbono muy modesta a partir de la totalidad del Ciclo del Combustible Nuclear, incluso si se extrae el uranio de minerales de muy baja ley.

Es difícil conseguir cifras sencillas para el carbón y el gas, ya que gran parte del insumo de energía (más allá del propio combustible) ocurre a menudo en el transporte, que varía desde cortas hasta largas distancias. Cifras de insumo de energía del ACV, que van desde 3,5% a 14,0% de la energía producida se publican para el carbón, y desde el 3.8% al 20% para el gas natural. La Tabla 6-62 muestra los valores de emisión de CO2 (gramos) por kWh en varios países.

Otras cifras publicadas son consistentes con lo anterior para la energía nuclear, mostrando que genera alrededor del 1-2% de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la energía generada con carbón. La AIE (Agencia Internacional de Energía) emplea el 2% como una figura típica, conservadora, y señala que se trata del valor completo para el ACV de la energía nuclear, en comparación con la del





carbón. Si mineral uranífero de ley extremadamente baja fuera utilizado, la cifra se elevaría en un 1% para el insumo de energía, por lo que sería alrededor del 3% del valor equivalente para el carbón o tal vez un 6% del valor para el gas - un margen muy importante cuando las restricciones de carbono son cada vez más necesarias.

Tabla 6-62. Emisiones de CO2/kWh para diferentes fuentes de electricidad.

g/kWh CO2	Japón	Suecia	Finlandia	GB	UE	World Nuclear Association (WNA)
Carbón	990	980	894	891	815	
gas térmico	653	1170*	-			
gas ciclo combinado		450	472	356	362	
solar fotovoltaica	59	50	95		53	
Eólica	37	5.5	14		6.5	
Nuclear	22	6	10 - 26	16	19.7	17
Hidro	18	3	-			

Datos tomados de: (Comparative Carbon Dioxide Emissions from Power Generation, 2009)

Japón: Central Research Institute of the Electric Power Industry, Marzo 1995.

Suecia: Vattenfall, 1999, contabilidad de sus estudios de ACV en Suecia.

Finlandia: Kivisto, 2000.

GB: Informe de Comisión para el Desarrollo Sostenible, Marzo 2006.

UE: Krewitt et al 1998. Datos de ExternE para Alemania. WNA ver documento Energy Balances and CO2 Implications.

6.8.2.3Evaluación Económica

Determinantes de la economía de las plantas nucleares

De acuerdo con el informe The World Nuclear Industry Status Report 2009 (Schneider et al), desde hace tiempo se sabe que los costos "fijos" - los que se incurren aun si la planta no opera - dominan el costo global de la electricidad (por kWh) de una planta de energía nuclear.

La "regla de oro" fue, en general, que los costos fijos corresponden al menos a dos terceras partes del costo total por kWh. Los costos fijos se componen principalmente de los costos asociados con la construcción y con la clausura o desmantelamiento, pero los primeros son los importantes. Hay tres elementos en el costo fijo por kWh: el costo de la construcción, la energía producida para la venta y el costo del capital. En el pasado, debates sobre la economía nuclear han estado dominados por las estimaciones de los costos de construcción; sin embargo, puede ser que las plantas no generen todos los kWh esperados (bajo

^{*} peak-load, reserve





factor de capacidad) y de otra parte existe un interés creciente en el riesgo económico de la construcción de grandes proyectos industriales. Por eso los otros dos factores merecen atención.

Otros elementos importantes en la economía de la energía nuclear son los costos de operación, incluyendo el costo del combustible y la vida útil prevista.

Costos de Construcción

Los costos de construcción han venido aumentando en países como Estados Unidos, desde US\$1.000/kW hasta un valor que ha llegado, en algunos casos, a US\$5.000/kW en el término de una década, debido a los siguientes factores principales que también afectan a todo tipo de plantas de generación eléctrica: a) el rápido aumento en los precios de las materias primas como el cobre, el níquel, el cemento y el acero, y b) debilidad del dólar, que se acentuó desde 2005. También hay otros dos factores menores: a) mayores precauciones por parte de las empresas de servicios públicos, y b) escasez de personal con las necesarias habilidades nucleares.

Tabla 6-63. Costo de plantas nucleares en Estados Unidos, anunciadas desde 2006

Planta	Propietario	Entrega de solicitud de licencia C&O (1)	Garantía de préstamo	Diseño	Costos estimados (\$ miles de millones de dólares	Costo estimad o \$(US)/k W
Calvert Cliffs 3‡	UniStar	3/08	Aplicación	EPR	n/a	
South Texas 3, 4‡	NRG/Exelo n	9/07	Aplicación	ABWR	n/a	
Bellefonte 3, 4	TVA	10/07	No elegible	AP-1000	5.6-10.4+	2500- 4600
North Anna 3	Dominion	11/07	Aplicación	ESBWR	n/a	
Lee 1, 2	Duke	12/07	Aplicación	AP-1000	11+	4900
Harris 2, 3	Progress	2/08	Sin aplicación	AP-1000	n/a	
Grand Gulf 3	Entergy	2/08	Aplicación	ESBWR	n/a	
Vogtle 3, 4 ‡	Southern	3/08	Aplicación	AP-1000	14*	6250*
Summer 2, 3‡	SCANA	3/08	Aplicación	AP-1000	9.8+	4400
Callaway 2	AmerenUE	7/08	Aplicación	EPR	n/a	
Levy 1, 2	Progress	7/08	Aplicación	AP-1000	10.5+	4750+
Victoria 1, 2	Exelon	9/08	Aplicación	ESBWR	n/a	
Fermi 3	DTE Energy	9/08	Sin aplicación	ESBWR	n/a	
Comanche 3, 4	TXU	9/08	Aplicación	APWR	n/a	
Nine Mile Point 3	Unistar	10/08	Aplicación	EPR	n/a	
Bell Bend	PPL	10/08	Aplicación	EPR	n/a	





Planta	Propietario	Entrega de solicitud de licencia C&O (1)	Garantía de préstamo	Diseño	Costos estimados (\$ miles de millones de dólares	Costo estimad o \$(US)/k W
Amarillo 1, 2	Amarillo	?		EPR	n/a	
River Bend	Entergy	9/08	Aplicación	ESBWR	n/a	
Elmore	UniStar	?		EPR	n/a	
Turkey Point 6, 7	FPL	3/09	?	AP-1000	6.9-10.1+	3100- 4500

Notas: Tomado de (The Word Nuclear Industry Status Report 2009)

- 1. C&O: Licencia combinada de construcción y operación.
- 2. Estimados marcados "*" incluyen interés durante la construcción, mientras que los marcados "+" son costos sin tales intereses (overnight costs).
- 3. En enero 2009, Entergy solicito a la NRC suspender la revisión de la licencia C&O para Grand Gulf & River Bend

Proyectos marcados "‡" hacen parte de una lista reducida del Departamento de Energía de EUA, para otorgarles garantías de préstamos.

Hay diversidad de costos asociados con la construcción de plantas nucleares. En la Tabla 6-63 se dan los relacionados con plantas nucleares en los Estados Unidos de América, desde 2006, los que han estado por encima del resto del mundo, debido a las demoras durante la construcción. Westinghouse dice que su nuevo reactor APWR de III generación (en construcción), el AP-1000, costará US\$1400/kW la primera unidad y disminuirá hasta US\$1000 posteriormente; además afirma que la construcción se hará en tres años. Los primeros reactores de III generación de General Electric, el ABWR, se construyeron en Japón, en tres años y a un costo de US\$2000/kW. La industria nuclear china está construyendo reactores a un costo de entre US\$1300 y US\$1500/kW en periodos de tres años.

Costos de operación

Estos tienen dos componentes: costos de operación y mantenimiento sin incluir el combustible, y costos del combustible. Los primeros son mucho mayores que los segundos. No es fácil conseguir datos confiables acerca de los primeros por la forma en que se contabilizan pero para 34 plantas nucleares en los Estados Unidos de América, el promedio de los costos de operación y mantenimiento (sin incluir el costo de combustible), para 2007, fue de cUS\$1.4/kWh (1.88 centavos incluyendo el combustible) comparado con cUS\$1.36/kWh (cUS\$1.82 incluyendo el combustible) en 2006. Estos valores son más bajos que los observados en el Reino Unido, debido en parte a que el factor de disponibilidad de las plantas en Estados Unidos es en promedio de un 92% comparado con un 70% para el Reino Unido, y a que, en los Estados Unidos de América los precios del combustible son bajos debido a que el gobierno se encarga del combustible gastado, cobrando un





valor fijo de US\$1/MWh, mientras que en el Reino Unido el combustible es reprocesado y el generador de electricidad paga por ello. En otros países se reportan menores costos de operación y mantenimiento, pero estos valores no son auditados.

El valor del combustible resulta de los costos de convertir el uranio natural a combustible (tomado de WNA, para enero 2010), así: los costos de convertir 1 kilogramo de uranio en combustible en la forma de UO2:

- Uranio: 8.9 kg U3O8 x \$115.50=U\$\$1028
- Conversión: 7.5 kg U x \$12 = US\$90
- Enriquecimiento: 7.3 SWU x \$164 = US\$1197
- Fabricación del combustible: por kg US\$240
- Total, aproximado: US\$2555

Con un quemado de 45.000 MWd/ton se producirán 360.000 kWh de electricidad por kg, por lo que el costo de combustible es de cUS\$0.71/kWh.

El valor del combustible se debe principalmente a costos de procesamiento como el enriquecimiento, por lo que el valor del óxido de uranio, U3O8 (primera forma comercial del Uranio que llegaremos a producir y exportar en Colombia), que se ha doblado desde 2006, poca influencia tiene en el costo del combustible. Hoy día, en los Estados Unidos de América el valor aproximado del combustible es de cUS\$0.7/kWh.

Los costos de combustible es una de las áreas donde se observa un crecimiento constante de la eficiencia y de reducción de costos.

Costo de clausura o desmantelamiento de plantas nucleares al finalizar su vida útil

No existen datos confiables acerca de ello pues no hay mucha experiencia desmantelando plantas nucleares.

Si se pagaran estos costos al momento de construir la planta, se calcula que no sobrepasarían el 10% del costo de construcción de la misma. Como ya se mencionó, en EUA se cobra 0.1 centavo de dólar/kWh generado, para este propósito. Una mejor idea del costo de desmantelar una planta nos la da el anuncio de Exelon Corp, en agosto de este año, de que esta lista a entregar las llaves de su planta nuclear Zion, para que una empresa privada empiece a desmantelar la planta cerrada; el proyecto de US\$1.000.000.000 empleará de 200 a 400 personas y tomara de 7 a 10 años. Esta planta localizada en Indiana, sobre el Lago Michigan, fue cerrada en 1998 y es cuidada por un grupo de personas.





Vida útil de las plantas

Las plantas de la generación III y III+ tienen vidas útiles de 60 años, lo cual es el doble de la vida de las plantas de generaciones anteriores. Para una tecnología dominada por costos fijos, podría pensarse que doblando la vida útil reduciría los costos fijos por kWh generado porque estos costos se aplicarían por un periodo más largo, pero esto no siempre es así debido a que los préstamos comerciales son a 15 o 20 años y en un cálculo de flujo de caja, descontar los costos y beneficios más allá de 10-15 años, tiene poco peso. Uno de los beneficios de los préstamos garantizados por el gobierno, como ocurre en Estados Unidos (ver cuarta columna de la Tabla 6-63) para las plantas nucleares, es que tales prestamos si pueden ser a 30 años. Igualmente bancos que prestan para proyectos nucleares empiezan a extender los periodos de repago.

6.8.3 Costos futuros

De acuerdo con el mismo informe, The World Nuclear Industry Status Report 2009 (Schneider et al), los elementos clave para que se ordenen nuevos reactores dependerán de que tan bien se pueden minimizar y controlar los costos, y en que extensión los nuevos reactores pueden protegerse del mercado eléctrico al por mayor, en caso de que los costos empiecen a subir.

Para lograr una protección del mercado, en EUA se han establecido diferentes subsidios. En Europa se discute establecer garantías que las plantas nucleares recibirían dentro del esquema de intercambio de emisiones de la Unión Europea (por supuesto, se empieza a perder la noción de mercado sin subsidios). Para controlar costos las garantías de los préstamos (ver Tabla 6-64 para el caso de EUA) sería la forma que se buscaría. Estos reducen los costos financieros pues protegen a los bancos y vendedores de ir a la bancarrota. Las garantías también permiten a los propietarios adquirir más préstamos, de los que les sería posible sin ellas, reduciendo costos de manera importante.

En décadas recientes se ha observado una disminución en el costo de la generación eléctrica nuclear, gracias a la mejora de varios factores. En España el costo del combustible se redujo un 29% en el lapso 1995-2001, gracias a un aumento en los niveles de enriquecimiento del uranio y en las tasas de quemado del combustible; se espera que aumentando el quemado un 8% más, resultará en una reducción adicional del 5% en el costo del combustible. En los EUA, el costo de producir electricidad disminuyó en el periodo 1987-2004 de 3.63 cUS\$/ kWh a 1.68 y la capacidad de las plantas mejoró desde 67% a más del 90%.

De acuerdo con el DOE/EIA de los Estados Unidos de América, los costos para la energía nuclear en 2016, se dan en la tabla siguiente:





Tabla 6-64. Costos nivelados estimados para la generación nucleoeléctrica en 2016

		Costos nivelados promedio para EUA (USD de 2008 por kWh para plantas que inicien operación en 2016).						
Tipo de planta	canacidad		Operación y Mantenimiento (fijo)	Operación y Mantenimiento (Variable) incluyendo combustible	Inversión en transmisión	Total del costo nivelado del sistema		
Planta nuclear avanzada (generación III+)	90	0,0949	0,0117	0.0094	0.0030	0.119		

Fuente: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2010, December 2009, DOE/EIA-0383(2009))

Para años posteriores, en el estudio "Cost assessment of sustainable energy systems" efectuado por la Universidad de Stuttgart en desarrollo de un proyecto muy completo, financiado por la Unión Europea, encontramos los siguientes costos para la generación eléctrica nuclear en 2020: 2.72 centavos de Euro/kWh, y para 2030: 2.40. El estudio compara de manera muy completa, las diversas fuentes, teniendo en cuenta una gran cantidad de variables y costos externos, y concluye que la nucleoelectricidad será la segunda más barata, luego de "biomass (woodchips) CHP with an extraction condensing turbine".

Es de advertir que predecir costos a largo plazo, es difícil por la incertidumbre en diversos factores como la tasa de descuento, tiempos de construcción, etc.

6.9 COMPARACIÓN DE COSTOS DE FNCE

La figura y la tabla siguientes muestra los costos de capital de las diferentes tecnologías de FNCE para el SIN.

Se han considerado todos los costos considerados para cada una de las tecnologías propuestas aplicables para el SIN y que se han diferenciado de las tecnologías aplicables a las ZNI ya que para estas últimas se han considerado pequeños sistemas individuales (como sistemas fotovoltaicos) y sistemas un poco mayores para a aplicaciones en mini-redes. Las figuras y tablas correspondientes a las ZNI se encuentran un poco más adelante.

También se muestran las figuras y tablas para los costos nivelados para las tecnologías de FNCE para el SIN. En esta oportunidad se han incluido tanto en la gráfica como en la tabla los precios de bolsa tanto para la oferta de generación a carbón, el precio promedio de bolsa tanto en periodo normal como en Niño, así





como el precio de oferta de generación a gas, para mostrar fácilmente en donde se ubican los costos de generación de las FNCE.

Igualmente se muestran estas mismas figuras y tablas de costos nivelados para las tecnologías de FNCE para el SIN en donde se ha considerado el costo de generación con diesel.

Como puede observarse en estas figuras de costos, varias tecnologías de FNCE tienen costos de generación que comienzan ser comparables con los precios de la energía ofertada en la bolsa para el SIN. En el caso de las ZNI, igualmente hay varias tecnologías de FNCE con costos de generación comparables a los costos de la generación diesel.



Figura 6-32. Costos de Capital de las FNCE para el SIN -2010

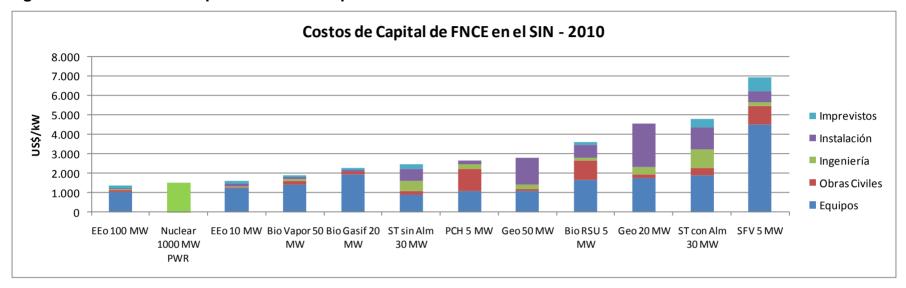


Tabla 6-65. Costos de capital de las FNCE para el SIN -2010

COSTOS DE CAPITAL (US\$/kW)

Sistema	EEo 100 MW	Nuclear 1000 MV	EEo 10 MW	Bio Vapor 50 MW	Bio Gasif 20 MW	ST sin Alm 30 MW	PCH 5 MW	Geo 50 MW	Bio RSU 5 MW	Geo 20 MW	ST con Alm 30 M	SFV 5 MW
Equipos	1.050		1.218	1.441	1.943	882	1.106	1.067	1.675	1.743	1.903	4.504
Obras Civiles	67		78	190	123	198	1.128	139	1.005	223	396	980
Ingeniería	45	1.500	45	100	45	545	223	201	100	346	912	200
Instalación	89		112	78	67	595	190	1.396	670	2.267	1.140	560
Imprevistos	134		156	89	111	238	0	0	179	0	456	680
Total	1.385	1.500	1.609	1.898	2.289	2.458	2.647	2.803	3.629	4.579	4.807	6.924
TRM 1800 \$/\$US												

Fuente: 2010- Corpoema



Figura 6-33. Costo nivelado de generación de FNCE para el SIN -2010

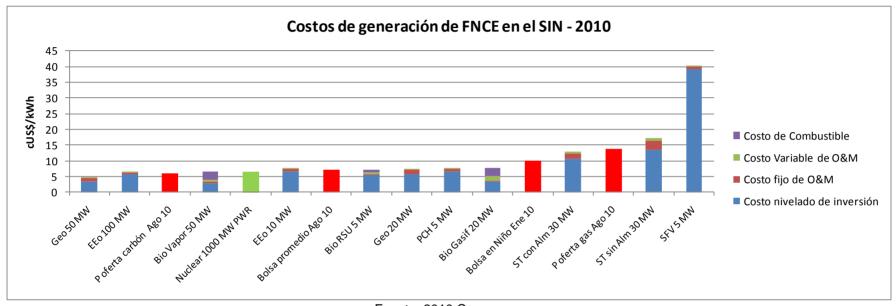


Tabla 6-66. Costo nivelado de generación de FNCE para el SIN -2010

COSTOS DE GENERACIÓN cUS\$/kWh

Sistema	Geo 50 MW	EEo 100 MW	P oferta carbón	Bio Vapor 50	Nuclear 1000	IFFo 10 MW	Bolsa promedio	Bio RSU 5 MW	Geo 20 MW	PCH 5 MW	Bio Gasif 20	Bolsa en Niño	ST con Alm 30	P oferta gas	ST sin Alm 30	SFV 5 MW	
		EEO TOO IVIVV	Ago 10	MW	MW PWR		Ago 10	DIO KSO S IVIVV	Geo 20 IVIVV	PCH 5 IVIVV	MW	Ene 10	MW	Ago 10	MW	SEA 2 IAIAA	
Costo nivelado de inversión	3,46	5,63		2,89		6,54		5,53	5,58	6,5	3,45		10,58	3	13,53	39,18	
Costo fijo de O&M	1,01	0,59		0,5	6.6	0,74		0,12	1,45	0,8	8 0,28		1,8		2,98	0,97	
Costo Variable de O&M	0,34	0,25		0,45	6,6	0,0	0,29		0,48	0,45	0,4	1,32		0,45	5	0,74	0,24
Costo de Combustible	0	C		2,79	Ī	0		1,11	. 0	0	2,8		()	0	0	
Precio en bolsa nacional			6,11				7,22					10,00)	13,89)		
Total	4,81	6,47	6,11	6,63		7,57	7,22	7,24	7,48	7,7	7,85	10,00	12,83	13,89	17,25	40,39	
TDM 1900 ¢/¢LIC			•		Promodio ontro A	Ev 0 7 HCC/LM/h			•		•			•			

Fuente: 2010 Corpoema



Figura 6-34. Costos de Capital de las FNCE para las ZNI -2010

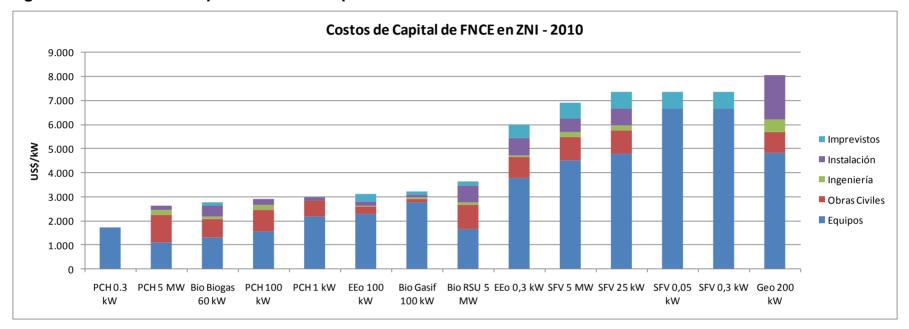


Tabla 6-67. Costos de capital de las FNCE para las ZNI -2010

COSTOS DE CAPITAL (US\$/kW)

Sistema	PCH 0.3 kW	PCH 5 MW	Bio Biogas 60 kW	PCH 100 kW	PCH 1 kW	EEo 100 kW	Bio Gasif 100 kW	Bio RSU 5 MW	EEo 0,3 kW	SFV 5 MW	SFV 25 kW	SFV 0,05 kW	SFV 0,3 kW	Geo 200 kW
Equipos	1.743	1.106	1.318	1.564	2.189	2.290	2.781	1.675	3.787	4.504	4.785	6.668	6.668	4.840
Obras Civiles	0	1.128	770	905	637	290	134	1.005	860	980	980	0	0	867
Ingeniería	0	223	78	212	0	56	78	100	56	200	200	0	0	502
Instalación	0	190	480	223	156	179	78	670	737	560	700	0	0	1.855
Imprevistos	0	0	134	0	0	290	145	179	559	680	700	700	700	0
Total	1.743	2.647	2.780	2.904	2.982	3.105	3.216	3.629	5.999	6.924	7.365	7.368	7.368	8.064
TRM 1800 \$/\$US														

Fuente: 2010 Corpoema



Figura 6-35. Costo nivelado de generación de FNCE para las ZNI- 2010

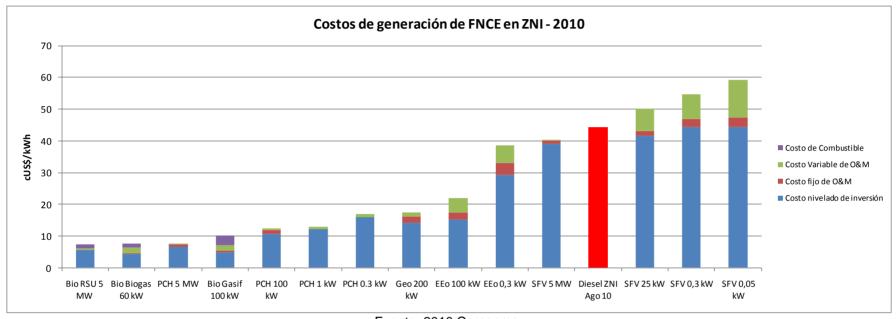


Tabla 6-68. Costo nivelado de generación de FNCE para las ZNI -2010

COSTOS DE GENERACIÓN cUS\$/kWh

Sistema	Bio RSU 5 MW	Bio Biogas 60 kW	PCH 5 MW	Bio Gasif 100 kW	PCH 100 kW	PCH 1 kW	PCH 0.3 kW	Geo 200 kW	EEo 100 kW	EEo 0,3 kW	SFV 5 MW	Diesel ZNI Ago 10	SFV 25 kW	SFV 0,3 kW	SFV 0,05 kW
Costo nivelado de inversión	5,53	4,23	6,5	4,9	10,7	12,2	15,9	14,04	15,14	29,25	39,18		41,67	44,25	44,25
Costo fijo de O&M	0,12	0,38	0,8	0,38	1,2	0	0	2,23	2,32	3,9	0,97		1,5	2,5	3
Costo Variable de O&M	0,48	1,72	0,4	1,75	0,5	0,6	1	1,12	4,56	5,47	0,24		7	8	12
Costo de Combustible	1,11	1,23	0	2,97	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
Precio en bolsa nacional												44,44			
Total	7,24	7,56	7,7	10	12,4	12,8	16,9	17,39	22,02	38,62	40,39	44,44	50,17	54,75	59,25
TRM 1800 \$/\$US		-	•		-			-	•		-	-		-	

Fuente: 2010 Corpoema





6.10 REGIONALIZACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN

Para el cálculo de los costos nivelados de generación se ha empleado el concepto de factor de capacidad. Este está definido como

$$Factor de capacidad = \frac{Energía generada (kWh)}{Potencia (kW) * 8760(h)}$$

Para cada tecnología y para cada aplicación de la tecnología se han considerado factores de capacidad (< 100%) con los cuales se han calculado la energía generada y también el costo nivelado de generación.

En el caso de la energía solar fotovoltaica, la energía generada se calcula como:

Energía generada
$$\left(\frac{kWh}{a\tilde{n}o}\right) = HSS\left(\frac{h}{d\tilde{n}a}\right) * 365\left(\frac{d\tilde{n}as}{a\tilde{n}o}\right) * Potencia (kWp)$$

en donde HSS son las horas de sol estándar (número de horas de radiación a 1 kW/m2 de radiación) y cuyo valor numérico corresponde al valor numérico de la radiación solar diaria promedio anual expresada en kWh/m2/día la cual se lee de los mapas de energía solar.

El factor de capacidad (FC) entonces está dado por

$$FC = \frac{HSS\left(\frac{h}{dia}\right)}{24\left(\frac{h}{dia}\right)}$$

A manera de ejemplo, si en un lugar de la Guajira según el mapa se tienen 6 kWh/m2, el

$$FC = \frac{6\left(\frac{h}{dia}\right)}{24\left(\frac{h}{dia}\right)} = 25\%$$

Si se considera otro lugar con HSS diferente de las HSS del caso base, entonces el FC para el otro lugar se puede calcular como:





$$FC = \frac{HSS}{HSS_{Caso\ base}} * FC_{Caso\ base}$$

Por regionalización se entiende entonces atribuir a una región determinada una característica de un sistema de generación. Esta regionalización NO tiene nada que ver con la división política de una nación y por lo tanto no es conveniente asignar a un departamento un potencial de energía solar o costo de la energía generada por un sistema de generación porque en un mismo departamento se pueden presentar valores diferentes del potencial de una energía renovable.

Para ilustrar el mecanismo alternativo a la regionalización con connotación de división política que conduzca a una estimación de generación y costos de generación validos para una región determinada, se propone el siguiente procedimiento ilustrado en el caso de la energía solar.

- Determinar el nivel de radiación solar diaria promedio anual del mapa de energía solar diaria promedio anual.
- Seleccionar el factor de corrección apropiado de la tabla siguiente. La tabla siguiente muestra el factor de corrección del FC para un rango de diferentes valores de energía solar dentro de los cuales se encuentra Colombia

Tabla 6-69. Factor de corrección de FC para energía solar

Radiación Solar (kWh/m2/día)	Factor corrección del FC
6.4	1.33
6.2	1.29
6.0	1.25
5.8	1.21
5.6	1.17
5.4	1.13
5.2	1.08
5.0	1.04
4.8	1.00
4.6	0.96
4.4	0.92
4.2	0.88
4.0	0.83
3.8	0.79
3.6	0.75

Caso base = 4.8 kWh/m2/día





 Afectar el costo de generación dividiendo el costo de generación del caso base con el factor de corrección apropiado.

A manera de ejemplo, si en el caso base un sistema de 50 Wp tiene un costo de generación de cUS\$59.25/kWh y se instala en una región de 6 kWh/m2 de radiación, el factor multiplicador es de 1.25 (el sistema genera 1.25 veces más energía) y el costo nivelado desciende a cUS\$59.25/kWh/1.25 = c US\$47.4 / kWh.

De esta manera el empleo del FC para calcular los costos nivelados permite entonces determinar para cada región el costo nivelado de generación a partir del caso base que se ha determinado para la generación solar fotovoltaica.

6.11 BIBLIOGRAFÍA

- Annual Energy Outlook 2010. DOE/EIA. February 2010. Recuperado en 28 de agosto de 2010 de http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/electricity_generation.html
- ARCATE, J. 2000. «New process for torrefied wood manufacturing». Bioenergy update. No. 4, vol, 2, April Tomado de: (http://www.techtp.com)
- BATTACHARYA, S; JUNGTIYNONT, P. SANTIBUPPAKUL, V; SINGAMSETTI, m. 1995. «Some aspects of screw press briquetting». Int. Workshop on Biomass Briquetting, New Dehli, 3-5 April.
- BOURGEOIS, J; DOAT, J. 1985. «Torrefied wood from temperate and tropical species: Advantages and prospects». Bioenergy 84. Proceedings of an Int. Conf. on bionergy in Göteborg, Vol.3, pp.153-159, Elsevier Applied Science Publishers.
- Cadena Ángela.- Programa Nacional de Energías No Convencionales. Estudio sobre Hidroelectricidad a Pequeña Escala -HePE-. INEA, CNE, 1992.
- PRIAS, O. (2010). Programa de uso racional y eficiente de energía y fuentes no convencionales. Bogotá D.C.
- Castillo Juan J.- Caracterización de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia. INEA. 1994
- Central Termo-Solar tipo Torre Universidad de Chile Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Departamento de Ingeniería Mecánica, Cristián Durán Kim Hauser Rodrigo Medina, octubre de 2009.





- Comparative Carbon Dioxide Emissions from Power Generation (agosto 2009). World Nuclear Association. Recuperado en 29 de agosto de 2010 de http://www.world-nuclear.org/education/comparativeco2.html.
- Cost Assessment of sustainable energy Systems: prívate costs of electricity and heat generation. Project No 518294 SES6. Project co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme (2002-2006). Markus Blesl, Steffen Wissel, Oliver Mayer-Spohn. IER University Stuttgart. Last update September 2008.Recuperado en 19 de octubre de 2010 de http://www.feem-project.net/cases/documents/deliverables/D_06_1%20part2%2008_09.pdf
- UPME, 2005. Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia, informe final, Integral – UPME, abril de 2005.
- DEFRA, 2007. Anaerobic digestion in agriculture: Policies and markets for growth, Workshop report, May 2007.
- Díaz A., Otálora O.- Inventario Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Universidad Nacional de Colombia. 1992.
- Diseño de PCH de Timbiqui Departamento del Cauca realizado por EFEN Ltda para el ICEL
- E4tech. 2009. Internal Analysis, www.e4tech.com.
- Energy Analysis of Power Systems (julio 2009). World Nuclear Association.
 Recuperado en 29 de agosto de 2010. http://www.world-nuclear.org/info/inf11.html
- Energy and environment report 2008. European Environment Agency.
 Recuperado en 29 de agosto de 2010 de http://www.energy.eu/publications/THAL08006ENC_002.pdf
- Energy Balance and CO2 Implications (julio 2009). World Nuclear Association. Recuperado en 29 de agosto de 2010 de http://www.world-nuclear.org/info/inf100.html
- EREF (European Renewable Energies Federation) 2009, Prices for Renewable Energies in Europe:
- Everything you want to know about nuclear power. Nuclearinfo.net.
 Recuperado en 10 dfe octubre de 2010.
 http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeCostOfNuclearPower





- Ferro, T. 2008. Torrefacción de residuos agrícolas y forestales. Centro Nacional de Electromagnetismo Aplicado (CNEA). Universidad de oriente. Tomado de: http://www.cubasolar.cu
- FONSECA, F; LUENGO, G; BEZZO,P; BEATON, S. 1998. «Bench unit for biomass residues torrefaction». Biomass for Energy and Industry. Proceeding of Int, Conf, Würzburg. Germany: 8-11 June, Ed, by Kopetz, Weber, Palz, Chartier and Ferrero, C.A.R.M.E.N. Rimpar Germany. pp.1593-1595.
- Gestión de las energías renovables: Perspectivas de futuro. 8ª edición, CIEMAT, MÓDULO II ENERGÍA SOLAR TÉRMICA, D. Félix M. Téllez y D. Antonio L. Ávila
- GIRARD, P; SHAH, N. 1991. «Developments on Torrefied Wood an Alternative to Charcoal», from REUR Technical Series No. 20, Charcoal Production and Pyrolysis Technologies. pp.101-114, publ. by the Food and Agriculture Organization of the United Nations.
- IDAE, 2006 Plan de Energía Renovables 2005 -2010, España
- IDAE, 2010 PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 - 2020, España.
- IEA. 2006. International Energy Agency, World Energy Outlook 2006. Paris.
- IER (Institute for Energy Reserch) 2010, Levelized Cost Of New Electricity Generating Technologies.
- Informe de factibilidad Pequeña Central Hidroeléctrica de Timbiqui Departamento del Cauca. Elaborado por EFEN Itda para ICEL. 1995
- Informe final de diseño Minicentral de San Lucas Sur de Bolívar Elaborado por el Grupo de Hidroelectricidad del INEA. 1994
- IPSE 2010, Licitación Pública DG-SCS-LP003-2010
- Levelized Cost Of New Electricity Generating Technologies, Updated February 2nd, 2010, IER (Institute for Energy Reserch)
- Manual de mini y micro centrales hidráulicas. Guía para desarrollo de proyectos. Intermedite technology Depelopment Group. 1995
- Marín Rodrigo.- Estadísticas sobre el recurso de agua en Colombia. HIMAT. 1992.
- Ministerio de Minas y Energía.- Memorias del V Encuentro Latinoamericano y del Caribe de pequeños aprovechamientos hidroenergéticos. 1993.





- Ministerio de Minas y Energía. Plan Energético Nacional -PEN-. 1994.
- Nuclear technology Review 2009. IAEA. Recuperado en 4 de septiembre de 2010 de http://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC53/GC53InfDocuments/English/gc5 3inf-3 en.pdf
- Plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER) 2011
 2020, 30 de junio de 2010.
- Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, agosto de 2005
- Prices for Renewable Energies in Europe: Report 2009, Edited by Dr. Doerte Fouquet, EREF, 2009
- PROMONARIÑO.- Plan de Energía no convencional para Nariño y Putumayo. 1993.
- Revista HIDRORED 1/93. Red Latinoamericana de Microenergía
- Revista HIDRORED 3/94. Red Latinoamericana de Microenergía
- Rivera, 2010. SECTOR HIDROCARBUROS BIOCOMBUSTIBLES Presentación de Biocombustibles minminas. Tomado de: https://ssio.icontec.org.co
- Schneider Mycle, Thomas Steve, Froggatt Antony, Koplow Doug. The World Nuclear Industry Status Report 2009. German Federal Ministry of Environment, Nature Conservation and Reactor Safety. Recuperado en 29 de agosto de 2010 de http://www.nirs.org/neconomics/weltstatusbericht0908.pdf.
- Stern Review: La economía del cambio climático, 2007
- Technical and Economic Assessment of Grid, Mini-Grid and Off-Grade Electrification Technologies. The World Bank Group Energy Unit, Energy, Transport and Water Department September 2006
- The economics of nuclear power. WNA. Recuperado en 10 de octubre de 2010 de http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html.
- The Nuclear Fuel Cycle (abril 2006). World Nuclear Association. Recuperado en 29 de agosto de 2010 de http://www.world-nuclear.org/education/nfc.htm
- THE WORLD BANK, 2006. Technical and Economic Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies. Energy Unit, Energy, Transport and Water Department. Washington, D.C., U.S.A.





- Torres Ernesto y Castillo Juan J. Estado actual y perspectivas de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia. Memoria VI Encuentro Latinoamericano de Pequeños Aprovechamientos Hidroenergeticos. 1995
- What is uranium? How does it work? (junio 3006). World Nuclear Association. Recuperado en 4 de septiembre de 2010 de http://www.world-nuclear.org/education/uran.htm
- www. 06_WB_ElectrificationAssessmentRptANNEXES_FINA





7. ANEXOS

7.1 ANEXO 1. COSTO NIVELADO

Los Costos Nivelados de Energía son usados como una medida *comparativa* de varios costos de ciclo de vida de las alternativas de generación. Los Costos de Energía Nivelados son derivados al calcular el valor presente del costo neto (incluyendo costos de capital, operación y cualquier otro costo fijo y variable) de una alternativa de generación y dividir por el valor presente de la energía promedio producida por dicha alternativa (durante su vida económica). Se expresa en centavos por kilovatio hora o dólares por megavatio hora.

Los Costos Nivelados brindan un medio cuantitativo de comparación de alternativas de generación que varían en producción de energía, factores de carga, costos de capital, costos de O&M fijos y variables y vida económica. En un análisis comparativo de proyectos es importante identificar todas las alternativas posibles. Un proceso de selección con métodos analíticos más detallados descarta alternativas y evita pérdida de tiempo. El cálculo de costos nivelados de una alternativa es una indicador apropiado del costo de producción de electricidad de largo plazo.

Los costos nivelados se calculan mediante:

- Determinación de la vida económica del proyecto.
- Determinación de la tasa de descuento apropiada (costo del dinero) para el proyecto.
- Determinación de los costos incrementales del proyecto y cuándo tendrán lugar. Estos incluirán costos fijos y variables apropiados.
- Proyección de la producción de energía para la vida del proyecto (kWh).
- Cálculo de un Valor Presente de cada serie de números, dividiendo los dólares a Valor
- Presente (\$) entre la energía a Valor Presente (kWh) y el cociente es el Costo Nivelado de
- Energía en \$/kWh (a convertir en centavos por kilovatio).





7.2 ANEXO 2. SISTEMA HIBRIDO PARA LA COSTA PACÍFICA

En este Anexo se considera el caso típico de una planta diesel que suministra energía a una pequeña comunidad. Características sobresalientes del sistema es el limitado tiempo de servicio (algunas horas durante la noche) y los altos costos del combustible principalmente debidos al transporte del mismo. La región corresponde a la costa pacífica.

El objetivo del anexo es mostrar como una planta diesel se puede integrar en un sistema híbrido con la generación solar, mostrando también como la energía solar y el sistema solar son complementarios en el suministro de energía. Se parte de la existencia de la planta tipo.

Los precios corresponden a precios de mercado de los equipos en Colombia, los cuales son superiores a los costos internacionales que se han considerado en este estudio.

El dimensionamiento de un SH comprende varias etapas:

- Determinación de los recursos de energía renovable
- Caracterización de la demanda
- Determinación de la capacidad de los generadores renovables y generador a combustible
- Determinación de la capacidad del banco de baterías
- Determinación de la capacidad de otros componentes.

7.2.1 Ubicación del proyecto

Por tratarse de un ejemplo, se trata de una comunidad imaginaria en el área del Chocó (para efectos de radiación solar se considerará ubicada en la costa pacífica en el área desde Jurubirá hasta Panguí).

7.2.2 Recurso de energía solar

La tabla siguiente muestra la disponibilidad del recurso solar en la región en sus diferentes formas. Se empleará la Radiación Inclinada Media anual cuyo valor es 4.16 kWh/m²/día para el diseño con el día medio anual.

Tabla 7-1. Disponibilidad de energía solar la región de Juribirá hasta Panguí - Chocó

Celda		Lugar	Tipo de	Traditional (NTT)												
		Lugai	Radiación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
No.	266468	Resaca, Cupica	Directa	3.20	3.01	2.78	1.66	1.67	1.45	1.19	1.22	1.44	1.49	1.78	2.64	1.96
No.	267482	Jurubírá, Poblado indigena (Jurubírá v Tribugá). Tribugá.	Directa	1.76	2.02	1.78	1.14	1.41	1.34	1.49	1.42	1.39	1.42	1.53	1.63	1.53
Latitud (°)	5.75		Global	4.04	4.51	4.64	4.14	4.05	3.90	4.11	4.19	4.19	4.11	3.95	3.88	4.14
Longitud (°)	-77.33		Inclinada	4.17	4.61	4.67	4.10	3.98	3.81	4.02	4.13	4.19	4.16	4.05	4.01	4.16
			Difusa	2.83	3.02	3.25	3.24	3.00	2.92	3.01	3.10	3.13	3.06	2.87	2.78	3.02





7.2.3 Caracterización de la demanda

La demanda se caracteriza por el equipo empleado por los usuarios y su modo de uso. Este puede ser desagregado a nivel de equipos individuales (W) y su patrón de uso diario (h/día). Cuando se trata de comunidades, se emplea preferiblemente la curva de carga.

En esta sección se formulan dos escenarios de demanda para la localidad.

- Situación actual. Escenario D0. Suministro diario de energía eléctrica durante 4 horas, atención a 39 hogares y 3 negocios. La carga de los hogares consiste de 4 bombillos incandescentes de 60 W, radio y varios poseen TV. Los 3 negocios poseen neveras/refrigeradores. Se emplea una Planta Diesel de 36 kW, nueva. El consumo diario de diesel es de 8 gal/día que corresponde aproximadamente a una generación de 96 kWh.
- Escenario D11 que corresponde a la utilización de un SH-Solar + Diesel + Plan URE (Uso Racional de Energía). Incluye una ampliación de las horas de servicio de 6 am hasta las 10 pm inclusive (17 horas). Los usuarios se incrementarían a 46 hogares (3 nuevas casas), 4 usuarios oficiales (dos colegios, puesto salud y comedor comunitario) y los mismos negocios. Además se implementaría un plan de URE que consiste simplemente en emplear LFC's de 20 W a 15 W para desplazar todas las bombillas de 60 W.

7.2.4 Determinación de capacidades de las componentes del SH

Esta sección tiene por objeto:

- Describir el generador actual
- Seleccionar una configuración de SH
- Determinar la capacidad del generador solar
- Determinar la capacidad del banco de baterías
- Determinar la capacidad de otros componentes.

7.2.4.1Descripción del sistema de generación y transmisión actual

Supondremos que el lugar XX dispone de una planta diesel de 36 kW, nueva e instalada recientemente. El sistema tiene un transformador elevador a 13.2 kW, una red de distribución a 13.2 kV, varios transformadores trifásicos de distribución de 13.2 kV/220 V y la red de distribución a baja tensión. El número de usuarios es de 42 como se mencionó anteriormente.





Tabla 7-2. Escenarios de demanda de energía para poblado XX en el área Juribirá a Panguí

	Unidad	Escenario D0	Escenario D11
Característica		D0	D11
Descripción de los escenarios		Es la situación actual de suministro de energía, con 4	Es el escenario D0 con Sistema Hibrido con 17 horas de
		horas servicio nocturno	servicio y Plan URE
Usuarios			
Hogares		39	42
Oficiales		0	4
Alumbrado público		0	0
Total usuarios actual Nuevos usuarios	es	39	46
Pequeños negocios		3	3
Total usuarios		42	49
Incremento usuario	s		
Notas:			
Cargas máximas			
Carga nominal estimada	\\//uccr;-	600	600.0
Factor diversidad	W/usuario	600 0.6	600.0 0.60
Demanda estimada		0.0	0.00
sin plan URE Demanda estimada	W/usuario	360.0	360.0
usuarios sin Plan			
URE	kW	14.0	16.6
Demanda pequeños negocios estimada	kW	9.0	6.0
Demanada			
alumbrado público	kW	0.0	0.0
Demanda estimada	kW	23.0	22.6
Carga media diaria	kW	23.0	11.9
Horas de servicio	hr/día	4	17
Demanda energía			
Consumo medio	kWh/día/u		
diario	suario	2.2	4.1
Consumo medio mensual	kWh/mes/ usuario	65.8	124.3
Carga horaria	asaano	D0	D11
0	kW	0.0	0.0
1	kW	0.0	0.0
2	kW	0.0	0.0
3	kW	0.0	0.0
4	kW	0.0	0.0
<u>5</u> 6	kW kW	0.0	0.0 9.6
7	kW	0.0	9.6
8	kW	0.0	9.1
9	kW	0.0	8.4
10	kW	0.0	9.1
11	kW	0.0	10.1
12	kW	0.0	11.1 11.0
13 14	kW kW	0.0	10.1
15	kW	0.0	9.0
16	kW	0.0	8.4
17	kW	0.0	9.0
18	kW	23.0	16.1
19	kW	23.0	20.1
20	kW	23.0	18.5
21 22	kW kW	23.0 0.0	17.7 16.1
23	kW	0.0	0.0
Generación total	kWh/día	92.2	203.0
	kWh/día/u suario	2.2	4.1
	kWh/mes/ usuario	65.8	124.3

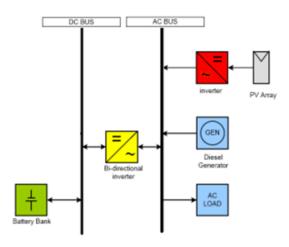




7.2.4.2Configuración del SH seleccionado

Dentro de las posibles configuraciones propuestas en la sección 7.3 de este anexo, se propone la Solar-Diesel en paralelo por barraje AC, por sus ventajas que permiten la expansión modular del sistema de generación y almacenamiento de energía en baterías.

Figura 7-1. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por bus AC



7.2.4.3Parámetros de Dimensionamiento de los SH

Una de enormes ventajas que tienen los SHs es que debido a la flexibilidad del generador diesel, hay muchas configuraciones Sistema FV-Banco de Baterías-Diesel que pueden satisfacer la demanda. Lo que se busca entonces como referencia, es que al final del ciclo diario del BSOC (Battery State of Charge: Estado de Carga de la Batería) este regrese al estado de carga inicial.

El dimensionamiento básico del sistema se ha realizado para el escenario D11. Puesto que se ha supuesto que el sistema suministra energía desde las 06 horas, y si por ejemplo a esa hora el BSOC es 90%, el banco de baterías y el generador solar atienden la demanda diurna. El sistema se diseña para que la demanda diurna de energía sea igual a la generación solar de energía. A las 18, el generador diesel debe atender la demanda nocturna y los excedentes deben recargar las baterías, dejándolas nuevamente en un BSOC de 90%, como comenzaron. El método empleado para el dimensionamiento de las componentes es el de Balance de Energía en donde la energía generada es igual a la energía servida mas las pérdidas en el SH, bajo el modo de operación anteriormente descrito y para un día solar medio anual.





Los factores con los cuales se han calculado estas pérdidas se dan en Tabla 7-3. Es importante anotar que las eficiencias de carga/descarga son elevadas pero el factor final, ciclo carga/descarga, conocido como roundtrip, es finalmente de 86%. El cargador/inversor es una sola unidad y esta unidad bidireccional tiene una alta eficiencia de 95% en cada dirección.

Tabla 7-3. Factores de diseño empleados

Derateo mod	90.0%	
Factor de pot	80.0%	
Eficiencias batería round trip		86.0%
Descarga		92.7%
	92.7%	
Eficiencia cargador		95.0%
Eficiencia inversor		95.0%

Fuente: Elaboración propia

El generador solar se dimensiona entonces para que la generación cubra la demanda diurna y es por ello que la curva de carga tiene una gran importancia tanto para el generador como para el inversor y el banco de baterías, así como para la operación del generador diesel.

En la práctica, un SH se diseña atendiendo a criterios técnicos y luego mediante un software de simulación de diferentes alternativas y variantes del SH inicialmente dimensionado, se puede seleccionar el SH que corresponda al criterio de mínimo costo de la energía suministrada. Esto se hace con programas como el HOMER⁴⁰ permiten simular el comportamiento técnico/económico de las diferentes configuraciones.

7.2.4.4Generador fotovoltaico/Inversor

El generador solar se ha diseñado con el criterio de que debe cubrir la demanda diaria. El generador solar se afecta por el derating del generador de 0.90 debido al aumento de la temperatura diaria sobre la temperatura nominal de prueba de los módulos solares que es de 25°C en celda. Pero además, el generador tiene acoplado un inversor guiado por la red. Si se emplea un Sunny Boy, la eficiencia de este es de 95%.

7.2.4.5Banco de baterías

El banco de baterías se dimensiona para atender la demanda diaria de energía y para varios días. Los días de autonomía considerados son 2 debido a la variabilidad de la energía solar en la región.

⁴⁰ HOMER es un programa desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory) de USA.





Los factores de diseño incluyen la eficiencia de carga/descarga de las baterías y considera baterías con una profundidad de descarga de 80% para baterías tipo tubulares. La eficiencia del ciclo carga/descarga es 86%.

7.2.4.6Inversor/cargador

El inversor/cargador (o inversor bidireccional o también denominado conversor) se dimensiona para que cubra el pico de demanda máxima diurna afectado con un factor de seguridad de 1.2. Es importante anotar que en esta configuración de SH, esta unidad es la unidad central porque provee la tensión de trabajo y da la señal de frecuencia para guiar a los demás equipos conectados al bus AC. Si se emplea un Sunny Island, la eficiencia bidireccional es de 95%.

7.2.4.7Generador diesel

El generador diesel ya se encuentra disponible y es de 36 kW.

7.2.4.8SOC de los diferentes escenarios

El SOC (Battery State Of Charge o estado de carga de las baterías) es el % de la carga disponible en una batería que es sometida a un régimen horario de carga y descarga.

Puesto que los generadores y las componentes del SH tienen ineficiencias, entonces se han considerado las que se muestran en la Tabla 7-3. Estas ineficiencias dependen de las características de los equipos empleados y deben considerarse como indicativas para una arquitectura de los buses AC y DC.

7.2.5 Dimensionamiento de equipos de los SH

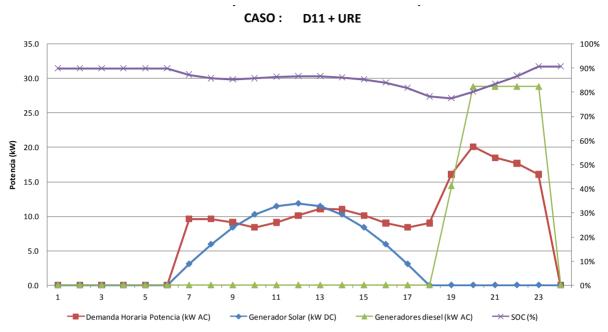
7.2.5.1Equipos del SH - Escenario D11

La figura siguiente muestra el comportamiento del SOC del banco de baterías y las curvas de demanda y generación correspondientes al Escenario D11. Se ha supuesto que las baterías comienzan el día con un SOC de 90% y al final del día deben gracias a la generación diesel excedente recuperan el estado de carga inicial. Es importante anotar entonces que debido a que el Banco de Baterías tienen una autonomía de 2 días, el SOC de la batería disminuye hasta el 78.2% a las 17 horas.





Figura 7-2. Comportamiento de la demanda, la generación y SOC – Escenario D11



El sistema dimensionado que satisface los requerimientos del escenario D11 se da en la Tabla 7-4.

Tabla 7-4. Características del sistema híbrido dimensionado- Escenario D11

Generador diesel	36	kW
Generador solar	24	kWp
Inversor (demanda max diurna*1.2)	13.32	kW
Carga diurna	115	kWh
Batería		
Profundidad descarga	80%	
Dias de autonomia	2	
Capacidad	286.3	kWh

El generador diesel opera 4.5 hr/día, un total de 1643 hr/año, y a una generación específica de 13.2 kWh/gal (3.5 kWh/l), el consumo diario alcanza 9.8 gal y el anual 3571 gal (Ver Tabla 7-5).





Tabla 7-5. Características operativas del sistema híbrido dimensionado – Escenario D11

Generador diesel	/día	/año	
Operación generador (horas)	4.50	1,643	
Generación bruta diesel (kWh)	129.6	47,304	
Consumo combustible (gal)	9.8	3,571	

Consumo específico

3.5 kWh/l 13.2 kWh/gal

En el SH dimensionado la generación solar tiene entonces una participación de 40.9% y la diesel 59.1% (Ver Tabla 7-6).

Tabla 7-6. Participación de la generación diesel y solar, y pérdidas – Escenario D11

	kWh/día	%
Generación diesel bruta	129.6	59.1%
Generación solar bruta	89.9	40.9%
Generación total bruta	219.5	100.0%
Consumo energía	203	92.5%
Pérdidas (Convertidor+Baterias)	16.5	7.5%
	219.5	100.0%

7.2.6 Simulación del SH solar-diesel

Para la evaluación de los costos de generación de la energía eléctrica se empleará el programa HOMER⁴¹ que es un software de optimización de sistemas híbridos.

7.2.6.1Definición de la configuración

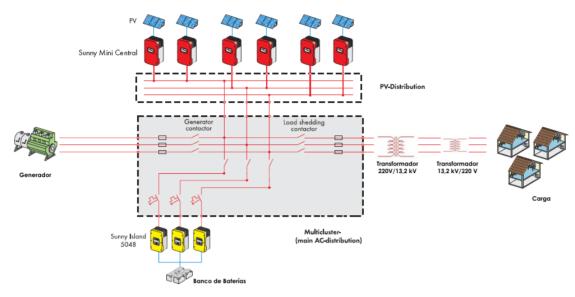
La figura siguiente muestra la configuración en base a equipos de la firma SMA.

⁴¹ HOMER es un programa desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory) de USA.





Figura 7-3. Sistema Híbrido Solar-Diesel en paralelo por bus AC



7.2.6.2Parámetros de evaluación

El software considera Costos de Capital de los equipos, Costos de Reemplazo, Costos Fijos de O&M, Costos Variables de O&M y Costos Fijos de Capital. Los costos de las plantas diesel se han obtenido del estudio de construcción de la planta generación diesel de la comunidad indígena de Puerto Indio⁴².

Los SH tienen capacidades de algunas decenas de kW fotovoltaicos y la información de costos es muy limitada. Se ha empleado la información de un proyecto recientemente desarrollado en el Perú⁴³ y además información de proveedores locales tanto de sistemas solares como de equipos de SMA.

- Generador Solar/Inversor. Para el HOMER, el costo del inversor del generador solar debe incluirse en el costo del generador. Puesto que se ha considerado el Sunny Boy, cuya capacidad máxima es de 5 kW, se han seleccionado 6 unidades de 5 kW (para 30 kW) dejando una capacidad de expansión de 6 kW dado que la generación requerida son 24 kW.
- Baterías. El banco de baterías está compuesto por 3 arreglos en paralelo, uno por fase. En total son 216 baterías OPSz de 1.2 kWh/cada una, a 2

⁴² Alcaldía Municipal de Nuquí (Marzo 2007) **Mejoramiento del sistema de Generación y Distribución eléctrica de la Comunidad Indígena de Puerto Indio, en el Municipio de Nuquí, Departamento del Chocó.** Nuquí. Chocó

⁴³ ESMAP (Abril 2007) **Solar-Diesel Hybrid Option for the Peruvian Amazon. Lessons learned from Padre Cocha**. The World Bank. Washington D.C. USA.





VDC, formando 3 series de 24 baterías para un 86.4 kWh/serie a 48 VDC para un total de 259.2 kWh.

- Conversor (Inversor/cargador). Las unidades del tipo Sunny Island tiene una capacidad máxima de 5 kW y para generar 15 kW se requieren 3 de ellos, los cuales deben ir en un gabinete especial denominado Multicluster. Este gabinete, dependiendo del modelo, tiene capacidad de incorporar desde 6 hasta 12 de estos Sunny Islands y además aloja todos los elementos de transferencias y protecciones. Se ha seleccionado el gabinete para 12 Sunny Islands para dejar capacidad de expansión futura.
- **Planta diesel.** Como el proyecto considera la hibridización del sistema existente, los costos de capital del generador y su sala de máquinas han sido incluidos en los Costos de Capital del Generador.
- Los Costos Fijos de Capital del SH incluyen el BOS (Balance of System: todos los elementos necesarios para la instalación como cableado, estructuras metálicas, fundamentos de concreto, canalizaciones, puestas a tierra, sistemas de protección y otros), terreno para el generador solar, ingeniería, permisos y licencias, al igual que una caseta para el banco de baterías y el multicluster. Por requerimientos de HOMER estos costos se deben repartir entre el generador solar y el banco de baterías (70% corresponden al sistema fotovoltaico y el 30% restante al banco de baterías).
- Transporte. El costo de transporte se ha considerado el peso de los equipos y un costo unitario de US\$404.5/t (Col\$890.000/t) desde Buenaventura a la región de Jurubirá-Panguí. De esta manera con los costos unitarios considerados en la Tabla 7-7 un sistema de 24 kWp con las características que se dan enseguida, resulta en un costo unitario de 25.967 US\$/kWp.

Tabla 7-7. Costos unitarios del SH

Equipo	Capacidad	Unidad	US\$
Generador solar	24.0	kWp	429,872
Inversor (demanda max diurna*1.2)	15.0	kW	24,889
Baterias	259.2	kWh	168,458
Subtotal Gen Solar+Bat+Inversor			623,219
Generador Diesel			35,943
Total de todo el sistema			659,162

Costo unitario (Gen Solar +Baterías+Inversores) US\$/kWp: 25.967.46

Para la evaluación económica, periodo de evaluación es de 20 años y la tasa de descuento es de 12% anual. El cambio es Col\$1.900/US\$.





Tabla 7-8. Parámetros para el HOMER

	PARÁMETROS ENTRADA	US\$
	Capacidad (kW)	36
	Costos de Capital (US\$)	35,943
Generador diesel	Reemplazos (US\$)	31,693
	O&M (US\$/hr)	0.25
	Vida Util (hr)	15,000
	Capacidad (kWp)	1.0
	Módulos: Costos de Capital (US\$/kWp)	7,705
	Inversores: Costos de Capital (US\$/kW)	5,420
	Módulos+Inversores: Costos de Capital (US\$/kWp)	13,125
Modulos PV+ Inversores	Módulos+Inversores + Costos Fijos de Capital (US\$/kWp)	17,911
	Módulos: Reemplazos (US\$/kWp)	7,705
	Módulos: Vida Util (yr)	20
	Inversores: Reemplazos (US\$/kWp)	5,420
	Inversores: Vida Util (yr)	15
	O&M (US\$/yr/kWp)	33 90
	Derating factor (%) Inclinación (°)	90
	Inclinacion ()	0
	Capacidad (kWh)	1
	Costos de Capital (US\$/kWh)	650
Baterias	Reemplazos (US\$/kWh)	460
	O&M (US\$/yr/kWh)	0
	Eficiencia carga/descarga (%)	86
	Capacidad (kW)	1
	Costos de Capital (US\$/kW)	1,659
Inversor	Reemplazos (US\$/kW)	1,336
convertidor	O&M (US\$/yr/kW)	0
	Vida Util (yr)	15
	Eficiencia inversor (%)	95%
	Capacidad relativa al inversor (%)	100%
	Eficiencia rectificador (%)	95%
Combustible	Precio del diesel (US\$/lt)	1
	Sensibilidad incrementos 0.25 hasta	2
Parámetros econó		
	Tasa de descuento (%/yr)	12
	Periodo de evaluación (yr)	20
	Costos Fijos de Capital Generador Solar (US\$)	114,863
	Costos Fijos de Capital Banco Batería (US\$)	49,227
Otros costos	Costos Fijos de Capital (US\$/kWp)	6,837
	Costos Fijos de O&M cost (US\$/yr)	1,863
İ	1	





7.2.6.3Evaluación escenarios

Evaluación Escenario Actual D0 - Solo Diesel

La Figura 7-4 siguiente muestra los resultados para generación exclusivamente con diesel bajo los diferentes escenarios de precios del combustible y para el suministro actual de 4 horas/día. El costo de generación (COE: Costo nivelado de la energía) a US\$1/litro de diesel es de 0.581 US\$/kWh. El consumo anual de combustible es de 10.866 lt/año y el tiempo de generación es de 1460 h/año.

Un incremento de precios del Diesel eleva el costo de generación. Una duplicación del precio del diesel aumentaría el costo de generación a US\$0.91/kWh.

Figura 7-4. Evaluación Escenario Solo Diesel D0- Sensibilidad al precio del combustible

Diesel (\$/L)	Ö	Gen1 (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)		Capacity Shortage	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
1.000	Ö	36	\$ 35,943	14,395	\$ 143,465	0.581	0.00	0.01	10,866	1,460
1.250	Ö	36	\$ 35,943	17,111	\$ 163,756	0.663	0.00	0.01	10,866	1,460
1.500	Ö	36	\$ 35,943	19,828	\$ 184,047	0.745	0.00	0.01	10,866	1,460
1.750	Ö	36	\$ 35,943	22,544	\$ 204,338	0.827	0.00	0.01	10,866	1,460
2.000	Ò	36	\$ 35,943	25,261	\$ 224,628	0.910	0.00	0.01	10,866	1,460

Evaluación Escenario Híbrido D11 – 17 horas de servicio

En la simulación del SH se ha considerado la operación del generador diesel actual con operación optimizada durante el día de tal suerte que si el generador fotovoltaico no cubre la demanda y el banco de baterías se encuentra bajo, el generador diesel arranca, atienda la demanda y el excedente va al banco de baterías. Este es el modo de operación más recomendable para garantizar un elevado grado de confiabilidad en el servicio.

Las figuras siguientes muestran el costo nivelado de la energía para las diferentes variantes de la configuración del sistema diseñado, en donde se ha permitido las opciones UPS (Diesel + Banco de Baterías) y solo generador para ilustración. Se muestra que:

 Para el costo de combustible de 1US\$/It la opción es la generación solo diesel, pero la operación de la planta sobrepasa las 6000 horas de operación, en los otros dos escenarios de costos de combustible, la configuración UPS (Generador +banco de baterías + Inversor/cargador) muestra los más bajos costos de generación y de NPC. Sin embargo, la operación de la planta sobrepasa las 3000 horas al año y el consumo de combustible es todavía muy elevado.





 La configuración Hibrida incrementa los costos de generación sobre la generación UPS pero reduce los tiempos de operación de la unidad diesel y reduce el consumo de combustible. En general en los tres escenarios de precios, la fracción renovable es de 39%.

Figura 7-5. Evaluación Escenario D11- Combustible 1 US\$/litro – Configuración SH Diseñada

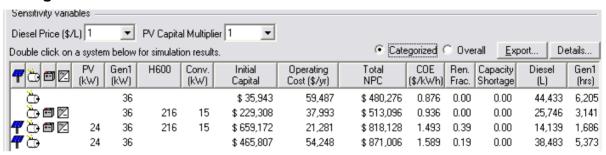


Figura 7-6. Evaluación Escenario D11- Combustible 1.5 US\$/litro – Configuración SH Diseñada

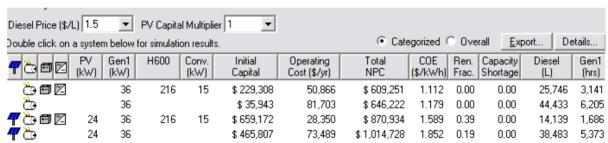
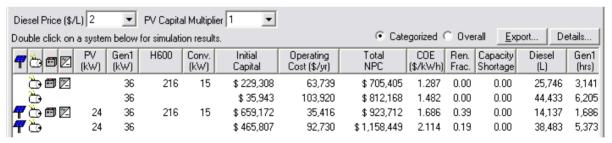


Figura 7-7. Evaluación Escenario D11- Combustible 2.0 US\$/litro - Configuración SH Diseñada



7.2.6.4Conclusión

Analizando los diferentes escenarios simulados por HOMER, indica que la mejor opción es la utilización de un sistema diesel con UPS, para todos los precios de combustible considerados.





En segundo lugar, generación solo diesel. La desventaja de estas dos opciones es el alto consumo de Diesel y la utilización intensiva del generador, (superior a 3000 horas/año en ambos casos).

La opción hibrida solar-diesel, es factible ya que aumenta la vida útil del generador al operar menos horas y disminuye el consumo de combustible, el cual llevarlo a la zona del proyecto es costoso y el trasporte es dificultoso. La desventaja es la alta inversión inicial del SH la cual se refleja en el costo de generación que asciende de 1.18 a 1.59 cUS\$/kWh (para todo el SH) al precio de 1.5 US\$/gal de diesel.





7.3 ANEXO 3. SISTEMA HÍBRIDO PARA LA GUAJIRA

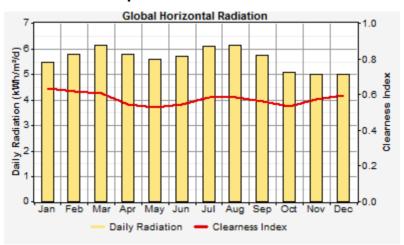
Se ha considerado como ejemplo la misma carga del ejemplo anterior pero en la Guajira, en la vecindad de Puerto Estrella, en donde la disponibilidad de energía eólica y solar son superiores a la costa pacífica, razón por la cual se puede diseñar un sistema eólico 100% o un sistema híbrido solar+eólico.

Todos los parámetros son los mismos del caso anterior con excepción del generador eólico que se ha considerado que tiene un costo de US\$4000/kW.

Disponibilidad del recurso solar

La figura siguiente muestra la disponibilidad del recurso solar en la vecindad de Puerto Estrella. Los datos provienen de la base de datos de radiación solar que ha elaborado Corpoema a partir de información de NREL (National Renewable Energy Lab).

Figura 7-8. Radiación solar disponible en la vecindad de Puerto Estrella

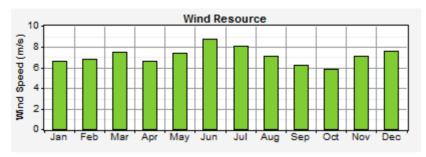


Disponibilidad del recurso eólico

La figura siguiente muestra la disponibilidad del recurso eólico a partir de mediciones realizadas en Puerto Estrella y facilitadas por el IPSE.



Figura 7-9. Velocidad del viento en la vecindad de Puerto Estrella (20 m)



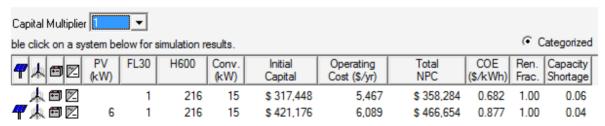
Generador eólico

Se ha considerado el generador Führlander de 30 kW como la unidad de generación eólica para alimentar la carga en una o varias unidades.

Resultados de la simulación

La figura siguiente muestra que la opción de mínimo costo es la utilización de un sistema con 1 aerogenerador de 30 kW y un banco de baterías de 216 unidades, con los cuales se puede atender la demanda (Ver la información de la carga en el anexo anterior) a un costo de generación de 68.2 cUS\$/kWh. Si se quiere aumentar la confiabilidad el suministro (reducción de la Capacity shortage de 0.06 a 0.04) se sugiere instalar un sistema hibrido con energía eólica+solar que incluya el mismo generador eólico mas uno solar de 6 kWp. Esto aumenta el costo de inversión de US\$317.448 a US\$421.176 y el costo de generación a 87.7 cUS\$/kWh.

Figura 7-10. Resultados simulación de sistema eólico y sistema híbrido solar-eólico para vecindad de Puerto Estrella.



ÚLTIMA PAGINA