



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA

Evaluación económica y ambiental de la
construcción de reactores nucleares avanzados
(Generación III+) y sistemas de generación de
electricidad mediante energías renovables.

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

ENERGÍA - PROCESOS Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

P R E S E N T A :

Luis Raymundo Bárcena Zubieta

TUTOR:

Dr. Juan Luis François Lacouture

2012



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Francois Lacouture Juan Luis
Secretario: Dra. Martín Del Campo Marquez Cecilia
Vocal: Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo
1^{er}. Suplente: Dr. Fernández Zayas José Luis
2^{do}. Suplente: M. I. Villanueva Moreno Carlos

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Querétaro, Qro.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Juan Luis François Lacouture

FIRMA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Evaluación económica y ambiental de la construcción
de reactores nucleares avanzados (Generación III+) y
sistemas de generación de electricidad mediante
energías renovables.

Porcentaje de avance: 100%

V.º B.º Dr. Juan Luis François Lacouture

Luis Raymundo Bárcena Zubieta

Noviembre 2011

Índice

Índice.....	ii
Índice de figuras.....	v
Índice de tablas.....	xii
Resumen	xiv
Introducción.....	xvi
1 Energía Nuclear.....	1-1
1.1 Tipos de reactores.....	1-3
1.1.1 Advanced Boiling Water Reactor	1-3
1.1.2 Economic Simplified Boiling Water Reactor	1-3
1.1.3 AP1000	1-3
1.1.4 ACR-700.....	1-4
1.2 Análisis de los costosde costos nivelados de generación	1-4
1.2.1 Costos de capital y construcción.....	1-5
1.2.2 Costos directos e indirectos.....	1-7
1.2.3 Contingencias.....	1-7
1.2.4 Costos de propietario.....	1-7
1.2.5 Costos por implementación nueva (FOAKE)	1-7
1.2.6 Estructura de los costos de capital	1-8
1.2.7 Incertidumbres de los costos	1-8
1.2.8 Aprendizaje mediante la construcción (<i>Learning by Doing</i>)	1-9
1.2.9 Otros factores de reducción de costos de capital.....	1-9
1.2.10 Estimaciones de los costos de capital	1-10
1.2.11 Financiamiento.....	1-12
1.2.12 Costos de operación y mantenimiento.....	1-15
1.2.13 Costo del combustible.....	1-20
1.2.14 Costos por desmantelamiento.....	1-24
1.2.15 Costos por emisiones	1-29
1.2.16 Costos externos.....	1-35
1.2.17 Costo total.....	1-74
2 Generación mediante combustibles fósiles.....	2-1

2.1	Combustibles fósiles y tecnología de captura y almacenamiento de carbono	2-1
2.1.1	Carbón y plantas carboeléctricas	2-1
2.1.2	Plantas de gas natural	2-28
3	Energías Renovables	3-1
3.1	Marco regulatorio	3-1
3.1.1	Instrumentos de fomento	3-2
4	Comparación e integración entre las distintas tecnologías de generación	4-1
4.1	Metodología para evaluación de costos nivelados de generación	4-1
4.1.1	Ejemplo. Análisis de de sensibilidad para el C.N.G. de un reactor tipo ABWR	4-12
4.2	Determinación de los costos por emisiones equivalentes de CO ₂	4-15
4.3	Análisis de sensibilidad de Energías Renovables	4-24
5	Conclusiones	5-1
6	Bibliografía	6-1
7	Apéndice A. Energías renovables, marco teórico y análisis cualitativo	7-1
7.1.1	Energía eólica	7-1
7.1.2	Energía Solar	7-21
7.1.3	Biomasa	7-37
7.1.4	Energía hidroeléctrica	7-41
7.1.5	Energía Geotérmica	7-46
7.1.6	Costos	7-46
7.2	Consideraciones adicionales de flexibilidad de los sistemas de generación de electricidad y los costos extra de transmisión en el escenario de una participación cada vez mayor de energías renovables	7-50
7.2.1	Red de transmisión y distribución	7-54
7.2.2	Sistemas para almacenamiento de electricidad	7-68
8	Apéndice B. Componentes de costo del C.N.G. para distintas tecnologías (y tasas de descuento) de generación de electricidad	8-72
8.1	Carbón PC	8-72
8.2	Carbón IGCC	8-75
8.3	Gas Natural y CC	8-78
8.4	Nuclear ABWR	8-81
8.5	Eólica <i>Onshore</i>	8-84

8.6	Eólica Offshore	8-87
8.7	Solar Fotovoltaica	8-90
8.8	Solar CSP	8-93
9	Apéndice C. Componentes de costo del C.N.G. para distintas tecnologías (y tasas de descuento) de generación de electricidad con tarifas para las emisiones de CO ₂ eq de acuerdo al vector de tarifas para emisiones de CO ₂ indicado	9-96
9.1	Carbón PC.....	9-96
9.2	Carbón IGCC	9-99
9.3	Gas Natural y CC.....	9-102
9.4	Nuclear ABWR.....	9-105
9.5	Eólica <i>Onshore</i>	9-108
9.6	Eólica Offshore	9-111
9.7	Solar Fotovoltaica	9-114
9.8	Solar CSP	9-117

Índice de figuras

Figura 1. Organización del Departamento de Ingeniería	1-17
Figura 2. Ciclo abierto de fabricación de combustible nuclear.....	1-21
Figura 3. Ciclo cerrado (de reprocesamiento) para fabricación del combustible nuclear.....	1-23
Figura 4. Formato para captura de costos	1-26
Figura 5. Crecimiento anual promedio de emisiones equivalentes de CO ₂ en países de la (2005 - 2030) .1-31	
Figura 6. Sitios y tecnologías de referencia para el ciclo nuclear en Francia.....	1-37
Figura 7. Los procesos más importantes que afectan el transporte de radionucleidos en los ecosistemas; los rectángulos representan compartimientos de los ecosistemas y las flechas representan el flujo de materiales.	1-43
Figura 8. Ilustración del esquema de segmentos anulares para una malla polar adoptada para representar la distribución espacial y cantidad de radioactividad.	1-47
Figura 9. Sistema coordinado y representación matemática del modelo de dispersión atmosférica de pluma gaussiana.....	1-49
Figura 10. Distribución de la dosis colectiva total	1-56
Figura 11. Distribución de la dosis colectiva sin incluir evaluación global ⁵³	1-56
Figura 12. Modelo de caja para simulaciones de emisiones en ríos.....	1-59
Figura 13. Distribución de los costos para tasas de descuento de 0%, 3% y 10%	1-67
Figura 14. Distribución de costos para tasas de descuento de 0%, 3% y 10% en el tiempo y el espacio (escala logarítmica).	1-68
Figura 15. Costo nivelado de generación para distintos tipos de reactor y una vida útil de 20 años	1-74
Figura 16. Costo nivelado de generación para distintos tipos de reactor y una vida útil de 40 años	1-75
Figura 17. Costo nivelado de generación para distintos tipos de reactor y una vida útil de 60 años	1-76
Figura 18. Proyección del precio del carbón minado y carbón entregado en plantas de generación EIA (2004); precio por tonelada en USD ₂₀₀₃ vs. año	2-10
Figura 19. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas (5%, 20 años)	2-21
Figura 20. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas con sistemas CCS (5%, 20 años) 2-22	
Figura 21. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas (10%, 20 años)	2-23
Figura 22. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas con sistemas CCS (10%, 20 años)	2-24
Figura 23. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas (15%, 20 años)	2-25
Figura 24. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas con sistemas CCS (15%, 20 años)	2-26
Figura 25. Turbina de gas y generador. Las temperaturas y eficiencias listadas son típicas.....	2-29
Figura 26. Turbina de gas con inyección de vapor (STIG) para incrementar la eficiencia y reducir las emisiones de NO _x . Las eficiencias de estas turbinas se aproximan a 45%.	2-31
Figura 27. Sistema de generación de potencia de ciclo combinado con flujos de energía típicos.....	2-32
Figura 28. Curvas de costo nivelado de generación para gas natural y ciclo combinado, y gas natural con sistemas de captura y secuestro de carbono.....	2-35

Figura 29. Curvas de costo nivelado de generación para gas natural empleando un factor de capacidad de 0.8	2-36
Figura 30. Variación del C.N.G. en función de la variación en el periodo de construcción para distintas tecnologías de generación	4-3
Figura 31. Variación del C.N.G. en función de la variación en el periodo de construcción para distintas tecnologías de generación	4-4
Figura 32. Variación del C.N.G. en función de la variación en el periodo de construcción para distintas tecnologías de generación	4-4
Figura 33. Variación del C.N.G. en función del factor de capacidad (ABWR)	4-6
Figura 34. Curvas de C.N.G. de la electricidad generada mediante energía nuclear en función de la tasa de descuento.....	4-8
Figura 35. Curvas de C.N.G. incluyendo costos por emisiones de CO ₂ de acuerdo al vector de costos y la Tabla.....	4-17
Figura 36. Curvas de C.N.G. incluyendo costos por emisiones de CO ₂ de acuerdo al vector de costos y la Tabla.....	4-18
Figura 37. Curvas de C.N.G. para generación mediante carbón, energía nuclear y gas natural	4-22
Figura 38. Curvas de C.N.G. para generación mediante carbón, energía nuclear y gas natural	4-23
Figura 39. Costo nivelado de generación de varias tecnologías de generación para diferentes tasas de descuento.....	4-24
Figura 40. Costos nivelados de generación de electricidad para generación mediante energía nuclear (<i>premium</i>), gas natural con ciclo combinado, y eólica tipo <i>onshore</i> para factores de capacidad de 0.2, 0.3 y 0.4.....	4-25
Figura 41. nivelados de generación de electricidad para generación mediante energía nuclear, gas natural con ciclo combinado, y eólica tipo <i>onshore</i> para factores de capacidad de 0.2, 0.3 y 0.4	4-26
Figura 42. Participación de la capacidad global de generación a partir de energía eólica instalada por país (2007).	7-1
Figura 43. Las turbinas de eje horizontal pueden ser de tipo "upwind" (a) (opuesto a la dirección del viento) o bien, "downwind" (b) (alineada en la misma dirección). Las turbinas de eje horizontal pueden utilizar el viento en cualquier dirección (c).....	7-2
Figura 44. Una columna de aire en equilibrio estático utilizada para determinar la relación entre presión del aire y altitud.	7-4
Figura 45. Curvas de velocidad del viento (a) y potencia (b) relativas para varios coeficientes de fricción α utilizando como referencia una altura de 10m. Por ejemplo, para $\alpha = 0.2$ a 50 m, la velocidad del viento se incrementa, aproximadamente, en un factor de 1.4 y la potencia por 2.6	7-7
Figura 46. El viento que se aproxima a la turbina reduce su velocidad y se expande formando el "embudo" o volumen de expansión que se muestra en la figura mientras una porción de su energía cinética es extraída por la turbina.	7-8
Figura 47. Los rotores con menos álabes alcanzan la eficiencia óptima a mayores velocidades de rotación.....	7-10
Figura 48. Histograma de la velocidad del viento en un sitio y el número de horas para en un año para cada valor de velocidad.	7-12
Figura 49. Funciones de densidad de probabilidad de Weibull con valores de $k=1,2,3$ y $c=8$	7-13

Figura 50. Potencia nominal promedio de turbinas nuevas fabricadas en Dinamarca (www.windpower.dk).....	7-16
Figura 51. Costos de capital de sistemas eólicos incluyendo turbina, torre, red de conexión, preparación del sitio, controles, y uso de tierra. El costo en el año 2000 se basa en un parque eólico en lugar de una sola turbina.	7-17
Figura 52. Costo nivelado de generación de la energía eoloeléctrica (<i>onshore</i>) para distintos factores de carga y tiempo de vida útil.....	7-19
Figura 53. Costo nivelado de generación de la energía eoloeléctrica (<i>offshore</i>) para distintos factores de carga y tiempo de vida útil.....	7-20
Figura 54. Recursos energéticos globales.....	7-21
Figura 55. Sistema SAIC/STM.....	7-23
Figura 56. Colector parabólico de energía solar.....	7-24
Figura 57. Sistema de receptor centralizado con heliostatos para reflejar la luz solar en dicho receptor. 7-25	
Figura 58. Una batería ideal tiene una curva característica I-V vertical.....	7-27
Figura 59. Una batería real puede modelarse como una batería ideal en serie con su resistencia interna, la corriente fluye en direcciones opuestas durante la carga (a) y descarga (b).	7-28
Figura 60. Esquema de sistema fotovoltaico conectado a la red.....	7-29
Figura 61. Costo nivelado de generación mediante energía solar FV.....	7-34
Figura 62. Costo nivelado de generación mediante energía solar CSP.....	7-35
Figura 63. Proceso de gasificación de biomasa.....	7-38
Figura 64. Proceso de pirólisis de biomasa empleado para creación de biocombustible líquido.....	7-39
Figura 65. Efecto de nivelación de la energía eólica producida en Alemania debido de la dispersión geográfica de las plantas.....	7-51
Figura 66. Factores de capacidad mensuales para las energías eólica y solar fotovoltaica. Alemania, 2005.	7-52
Figura 67. Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 1999-2009 I.....	7-55
Figura 68. Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 1999-2009 II.....	7-56
Figura 69. Enlaces e interconexiones internacionales (2009).....	7-67
Figura 70. Costo indicativo de varias tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.....	7-68
Figura 71. Opciones de almacenamiento agrupadas por tamaño y tiempo.....	7-69
Figura 72. Eficiencia de almacenamiento y rango de potencia.....	7-71
Figura 73. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 5%).....	8-72
Figura 74. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 7.5%).....	8-72
Figura 75. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 10%).....	8-73
Figura 76. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 12.5%).....	8-73
Figura 77. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 15%).....	8-74

Figura 78. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 5%)	8-75
Figura 79. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 7.5%)	8-75
Figura 80. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 10%)	8-76
Figura 81. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 12.5%)	8-76
Figura 82. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 15%)	8-77
Figura 83. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 5%)	8-78
Figura 84. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 7.5%)	8-78
Figura 85. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 10%)	8-79
Figura 86. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 12.5%)	8-79
Figura 87. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 15%)	8-80
Figura 88. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 5%)	8-81
Figura 89. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 7.5%)	8-81
Figura 90. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 10%)	8-82
Figura 91. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 12.5%)	8-82
Figura 92. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 15%)	8-83
Figura 93. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%)	8-84
Figura 94. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%)	8-84
Figura 95. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%)	8-85
Figura 96. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%)	8-85
Figura 97. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%)	8-86
Figura 98. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%)	8-87

Figura 99. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%).....	8-87
Figura 100. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%).....	8-88
Figura 101. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%).....	8-88
Figura 102. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%).....	8-89
Figura 103. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%).....	8-90
Figura 104. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%).....	8-90
Figura 105. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%).....	8-91
Figura 106. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%).....	8-91
Figura 107. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%).....	8-92
Figura 108. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%).....	8-93
Figura 109. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%).....	8-93
Figura 110. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%).....	8-94
Figura 111. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%).....	8-94
Figura 112. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%).....	8-95
Figura 113. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 5%).....	9-96
Figura 114. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 7.5%).....	9-97
Figura 115. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 10%).....	9-97
Figura 116. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 12.5%).....	9-98
Figura 117. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 15%).....	9-98
Figura 118. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 5%).....	9-99
Figura 119. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 7.5%).....	9-99

Figura 141. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%).....	9-112
Figura 142. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 15%).....	9-113
Figura 143. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 5%).....	9-114
Figura 144. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 7.5%).....	9-114
Figura 145. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 10%).....	9-115
Figura 146. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%).....	9-115
Figura 147. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 15%).....	9-116
Figura 148. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 5%).....	9-117
Figura 149. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 7.5%).....	9-117
Figura 150. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 10%).....	9-118
Figura 151. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%).....	9-118
Figura 152. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 15%).....	9-119

Índice de tablas

Tabla 1. Distribución de porcentajes de costos de capital instantáneos desglosados para un reactor tipo ABWR.	1-6
Tabla 2. Factor de corrección de gastos de capital por intereses durante la construcción	1-10
Tabla 3. Programa de inversión para un reactor ABWR (millones USD ₂₀₁₀)	1-11
Tabla 4. Costos instantáneos de capital ajustados para distintos tipos de reactores.	1-11
Tabla 5. Capacidad de generación de los distintos reactores analizados.....	1-11
Tabla 6. Costo nivelado de inversión para los reactores listados (USD/kWh).....	1-12
Tabla 7. Costos de operación y mantenimiento por kWh	1-20
Tabla 8. Cálculo del combustible nuclear para ciclo abierto	1-22
Tabla 9. Cálculo del combustible nuclear para ciclo cerrado.	1-23
Tabla 10. Costos por desmantelamiento para distintos tipos de reactor.	1-26
Tabla 11. Costos por desmantelamiento para reactores ABWR, ESBWR, AP1000 y ACR-700 (x2)	1-27
Tabla 12. Costos por desmantelamiento (<i>Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decommissioning Costs and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs</i>).1-27	1-27
Tabla 13. Costos por desmantelamiento por kWh	1-28
Tabla 14. Emisiones de kgCO ₂ /MWh para distintos métodos de generación de electricidad	1-29
Tabla 15. Escenarios y propuestas de reducción de emisiones IEA.....	1-32
Tabla 16. Emisiones radiactivas del ciclo del combustible nuclear	1-37
Tabla 17. Energía de producción equivalente para cada etapa del ciclo de combustible a emplearse en la normalización de resultados.....	1-40
Tabla 18. Resumen de rutas de impacto por etapa para el ciclo de combustible nuclear.....	1-44
Tabla 19. Factor de conversión para dosis por inhalación (Sv/Bq).....	1-50
Tabla 20. Factor de conversión de dosis debido a exposición externa proveniente del suelo.	1-51
Tabla 21. Tasa de consumo promedio anual de un francés adulto y fracción comestible de comida	1-53
Tabla 22. Factor de conversión para dosis por ingestión (Sv/Bq).....	1-53
Tabla 23. Dosis colectivas para las distintas etapas del ciclo nuclear.....	1-57
Tabla 24. Distribución de las dosis colectivas por vía de impacto en <i>man</i> .Sv/TWh	1-57
Tabla 25. Valores esperados de dosis colectivas ocasionadas por un accidente severo en el reactor. ...	1-64
Tabla 26. Valoración monetaria de impactos físicos por operación normal	1-70
Tabla 27. Valoración monetaria para cuatro accidentes severos potenciales de reactor.....	1-72
Tabla 28. Resultados del análisis de los cuatro tipos de accidentes severos potenciales incluyendo efectos en la salud pública y costos de contramedidas.	1-72
Tabla 29. Resumen de estudios de costos de generación para plantas carboeléctricas.....	2-12
Tabla 30. Resumen de estudios de costos de generación de plantas tipo IGCC	2-15
Tabla 31. Resultados de estudio de normalización de las distintas tecnologías con parámetros económicos y operacionales consistentes (PC y CFB)	2-17
Tabla 32. Resultados de estudio de normalización de las distintas tecnologías con parámetros económicos y operacionales consistentes (IGCC).....	2-18
Tabla 33. Estimaciones de costos nivelados de generación unitarios utilizando parámetros proporcionados por la EIA (USD ₂₀₁₀ /kWh)	2-34

Tabla 34. Análisis cualitativo de riesgos asociados a distintas tecnologías de generación	4-19
Tabla 35. Primas de riesgo para pérdidas de inversiones y probabilidades de las mismas.....	4-20
Tabla 36. Coeficientes de fricción para distintos tipos de terreno.	7-5
Tabla 37. Clasificaciones y valores de amplitud de rugosidad.....	7-6
Tabla 38. Ejemplo de análisis de costo de un parque eólico de 60 MW.	7-18
Tabla 39. Costo unitario de generación en USD2010 de centrales hidroeléctricas en México.	7-45
Tabla 40. El costo de transmisión de la electricidad (USD ₂₀₀₇)	7-58
En México, en los últimos años se ha invertido, como puede verse en la Tabla 41. Tabla 41. Programas y proyectos de inversión de transmisión y distribución en México.	7-61
Tabla 42. Comparación de costos de tres sistemas de suministro base de energía.....	7-70

Resumen

El problema del calentamiento global ocasionado por la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera, o emisiones equivalentes de CO₂ para emplear un parámetro de medición estándar, debido al consumo de combustibles fósiles nos obliga a buscar alternativas que permitan un desarrollo sustentable, es decir que no ponga en riesgo nuestra supervivencia.

La electricidad es una forma de energía consumida, sobre todo, para satisfacer necesidades domésticas e industriales; la mayor parte de la generación de electricidad se produce mediante la quema de combustibles fósiles, por lo cual la generación y distribución de electricidad es uno de los principales contribuyentes de la concentración de emisiones equivalentes de CO₂

Podemos enumerar, en cuanto al sector energético se refiere, tres alternativas al uso de combustibles fósiles evitar la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera: energía nuclear, energías renovables (especialmente eólica, hidráulica y solar) e implementación de sistemas de captura y secuestro de carbono; ésta última es realmente un complemento para la generación mediante combustibles fósiles.

La generación mediante energía nuclear es capaz de proveernos un suministro continuo de electricidad y, bajo ciertas condiciones, a un precio económico; sin embargo los problemas relacionados a la manufactura del combustible nuclear y el manejo de desperdicios representan un obstáculo para una implementación a gran escala del uso de este método. Aquí se hace una descripción y análisis de los componentes del costo nivelado de generación (costos de capital, de operación y mantenimiento, combustible, desmantelamiento, otros costos externos, etc.), en particular enfatiza el peso de los costos de capital en el costo nivelado de generación y se obtienen valores para el costo nivelado de generación de cuatro tipos de reactores: ABWR, ESBWR, AP1000 y ACR-700.

Para esta tecnología de generación se efectúa además una evaluación del impacto ambiental de la misma utilizando como parámetro las emisiones evitadas de CO_{2eq}. Este análisis puede hacerse extensivo a las energías renovables debido a que sus emisiones para el ciclo completo de generación son del mismo orden que las correspondientes a la energía nuclear, o incluso, menores.

Se describen las tecnologías de generación mediante combustibles fósiles como punto de referencia para la comparación con la energía nuclear y las energías renovables, además de servir de marco a la descripción y análisis de los sistemas de captura y secuestro de carbono.

Estos sistemas aún no constituyen una tecnología probada y confiable, se encuentran todavía en una etapa de desarrollo y, aunque prometen buenos resultados, no están exentos de riesgos, como pueden ser la posibilidad de fugas y/o la magnitud del volumen de CO₂ que sería necesario capturar para ser una herramienta eficiente en la reducción de la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Para las energías renovables, las cuales representan una alternativa sustentable y con el menor impacto al medio ambiente se citan los elementos del marco regulatorio en México así como algunos instrumentos para fomentar su implementación (fondos de inversión, bonos de carbono).

Estas tecnologías o métodos de generación representan una alternativa sustentable y con el menor impacto al medio ambiente; el término: energías renovables comprende métodos de generación muy distintos, pero podemos resaltar como una característica común a este grupo (excepto la hidroelectricidad energía geotérmica), además de la renovabilidad y, en consecuencia, bajo impacto ambiental; el de la intermitencia de la generación de electricidad y por lo tanto factores de capacidad bajos. Esto hace necesario complementar este tipo de tecnologías de generación con sistemas de almacenamiento de energía y/o modernización de las redes de distribución, las cuales también se mencionan.

Finalmente, se efectúa una comparación de los costos nivelados de generación de cada una de las tecnologías mencionadas; con este fin se introducen los conceptos de vector de costos y matriz de sensibilidad para una evaluación sencilla y rápida de la variación del costo nivelado de generación en función de la variación de sus componentes y, debido a la importancia de los costos de capital en todas ellas, de la tasa de descuento, para arribar a las conclusiones sobre la competitividad económica y el impacto ambiental de las mismas respecto a los métodos de generación mediante combustibles fósiles.

Introducción

Los humanos necesitamos energía, la energía propicia la prosperidad. La disponibilidad de ésta determina la productividad; si nuestra única fuente de energía fuera el trabajo físico, ya sea humano o animal, no se podrían construir carreteras, edificios, plantas, plantar y/o cosechar alimentos, etc. con la relativa facilidad con la que se hacen este tipo de tareas actualmente, esto posibilita que se liberen recursos que se ocuparían en satisfacer estas necesidades para otras actividades encaminadas a satisfacer otras necesidades distintas a las primarias o básicas.

Actualmente vivimos una paradoja; necesitamos cada vez más energía, tanto los países desarrollados como aquellos en vías de desarrollo, pero la satisfacción de esta demanda representa una amenaza para la subsistencia de la raza humana si es que ésta se manifiesta en el incremento del uso de combustibles fósiles para satisfacerla. La mayor parte de la comunidad científica internacional, en particular de los especialistas en el tema, está de acuerdo en que el fenómeno de calentamiento global es ocasionado en gran medida por la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera como resultado de la quema de combustibles fósiles.

En este documento se pretende realizar un análisis de la viabilidad económica y ambiental de la construcción de reactores nucleares avanzados (Generación III+) y tecnologías de generación mediante energías renovables en México, calculando los costos nivelados de generación y las emisiones equivalentes de CO₂.

Desde mediados de los noventa prácticamente todos los científicos calificados en el mundo habían llegado a la conclusión de que el uso de combustibles fósiles estaba calentando el planeta¹. La frase: “cambio climático peligroso” se utilizó por primera vez en la Convención Internacional sobre Cambio Climático (*International Framework Convention on Climate Change*) en Río de Janeiro en 1992, y fue ratificada por la mayoría de las naciones del mundo, incluyendo a los EE.UU. Esta convención es la base del Protocolo de Kyoto; el acuerdo de implementación se redactó cinco años después con el claro objetivo de prevenir este cambio climático.

Los encargados a nivel mundial de la elaboración e implementación de políticas conducentes a este objetivo necesitan establecer criterios cuantitativos claros: ¿Cuánto debe reducirse la concentración de gases de efecto invernadero (G.E.I.) o cuánto es lo máximo que debe incrementarse, qué incremento en la temperatura media del planeta es tolerable, cuándo debe variar el patrón de lluvias, etc.?²

El cambio de temperatura desde la última era glacial a la fecha es de 5 grados Celsius. Hans Joachim Schellnhuber, quien es director del Instituto de Investigación en Cambio Climático de Potsdam, menciona que con una concentración de 550 ppm de CO₂ en la atmósfera la probabilidad de que la temperatura global se incremente arriba de dos grados Celsius es del 90%, esta probabilidad se reduciría al 50% para una concentración de 450 ppm, y para asegurarnos que la temperatura de la Tierra no

¹ The Scientific Consensus on Climate Change, Science 306 (December 3, 2004): 1686.

² <http://www.stabilisation2005.com/>

sufriera este incremento tendríamos que mantener los niveles de concentración por debajo de 400 ppm.³

La *International Energy Agency* (IEA) en París predice que, de continuar el *status quo*, sin ningún esfuerzo especial para reducir la demanda de energía, ésta crecerá en los próximos 30 años, alrededor de dos tercios; siendo la energía a partir de combustibles fósiles la que constituirá la mayor parte de este incremento (90 %) (Downes, 2005)⁴. La generación de electricidad, de acuerdo al mismo organismo, se duplicará (lo que significará agregar alrededor de 1,500 GW de capacidad de generación; si esta demanda fuese proporcionada únicamente por reactores nucleares se necesitarían aproximadamente 1500 reactores estándar), así como los niveles de gases de efecto invernadero (G.E.I.) a más del doble, a finales de este siglo, respecto a los niveles anteriores a la Revolución Industrial.

Las emisiones de CO₂ y la demanda de combustibles fósiles se han incrementado de forma sostenida los últimos años, a un 7% de crecimiento, de acuerdo al escenario de referencia base (en el que no se implementan medidas para reducir las emisiones de CO₂) predicen un incremento de 70% en la demanda de petróleo y un aumento de 130% de las emisiones de CO₂ en el año 2050⁵. De acuerdo con el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) un incremento de esta magnitud de las emisiones podría ocasionar un incremento de hasta 6 °C o incluso más. Las consecuencias para la humanidad serían terribles y probablemente irreversibles.

La quema de combustibles fósiles es un lujo que nuestro planeta no puede permitirse, y el uso masivo de energías renovable, sistemas de captura y secuestro de carbono, así como la energía nuclear y la implementación de un sistema de transporte libre de carbono nos ofrecen una alternativa práctica, probablemente la única, para evitar un cambio climático que haga imposible la supervivencia de la humanidad.

Si bien la meta es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tanto en el sector energético como en el industrial, edificios y residencial, así como el de transporte; aquí sólo se mencionará el rol de la energía nuclear, renovables y sistemas de captura y secuestro de carbono para reducir las emisiones de CO₂ en el escenario nacional.

Este documento está integrado por seis capítulos y tres apéndices, a continuación se enumeran de forma general los temas incluidos en cada uno de ellos:

En el capítulo uno se describirán brevemente cuatro tipos de reactor nuclear de tercera generación plus: ABWR, ESBWR, AP1000 y ACR-700, para luego hacer una descripción y análisis del costo nivelado de generación mediante energía nuclear así como sus componentes.

³ En una entrevista para la publicación *Spring* en 2007.

⁴ Thomas R. Casten and Brennan Downes, "Critical Thinking About Energy: The Case for Decentralized Generation of Electricity," *Skeptical Inquirer* 29 (1) (January–February 2005): 26

⁵ *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD)*. International Energy Agency 2008. Pág. 37.

Finalmente, en la última parte de este capítulo se describe la metodología para el cálculo de los costos externos de la generación mediante energía nuclear siguiendo la Metodología *ExternE*.

En el capítulo dos se delimitan las tecnologías existentes para generación de electricidad mediante combustibles fósiles, esto es, carbón y gas natural; en particular se describe la tecnología de los sistemas de captura y secuestro de carbón (CCS).

En el capítulo tres se revisan el marco regulatorio en el país para la generación de electricidad mediante energías renovables, así como algunos instrumentos de fomento para su implementación. Los detalles del tipo de tecnología y componentes del C.N.G. se incluyen en el apéndice A.

En el capítulo cuatro se detalla la metodología para la comparación y evaluación de varias tecnologías de generación de electricidad; se introduce los conceptos de vector de costos para una comparación más efectiva entre las distintas tecnologías de generación y matrices para análisis de sensibilidad (del C.N.G. respecto a cada uno de sus componentes) para arribar a una conclusión respecto a las condiciones necesarias para la viabilidad económica de las tecnologías de generación con menores emisiones equivalentes de CO₂ (nuclear y renovables).

Los capítulos cinco y seis corresponden a las conclusiones y bibliografía, respectivamente.

En el apéndice A se describen detalladamente varias tecnologías para generación de electricidad mediante fuentes de energía renovables (energías eólica y solar, biomasa, geotérmica, etc.).

En los apéndices B y C, como un complemento a la información incluida en el capítulo 4, se incluyen gráficos para representar el porcentaje de cada uno de los componentes del costo nivelado de generación; en el apéndice B no se considera como uno de los componentes del C.N.G. a los costos por emisiones de CO₂, los cuales sí se incluyen en el apéndice C, de acuerdo a los datos proporcionados en el capítulo 4.

1 Energía Nuclear

Los riesgos de la fisión nuclear palidecen frente a las consecuencias de continuar con el uso extendido de los combustibles fósiles. La contención de la radiación de un reactor, el manejo de desecho y la *posible* proliferación de armas nucleares son problemas que pueden manejarse de forma relativamente sencilla, el calentamiento global no es un problema de esta naturaleza.

Lo más importante que puede decirse de los reactores nucleares es que éstos funcionan, es decir, son una tecnología probada en contraste con otras tecnologías que se han considerado como candidatos para sustituir a los combustibles basados en carbono (p. ej: captura y secuestro de emisiones de carbono, vehículos con locomoción de celdas de hidrógeno).

Ya que la inversión inicial para un reactor nuclear representa un costo mucho mayor que otro tipo de plantas de la misma capacidad, su viabilidad económica depende de costos de operación menores (garantías de préstamos, depreciación acelerada y créditos de impuestos a inversiones son algunos de los mecanismos que pueden emplearse para incentivar la construcción de plantas nucleares.) El efecto neto de una regulación más estricta ha sido un aliciente para un mejor desempeño de los reactores nucleares, pero también ha disparado el precio de la electricidad generada por éstos. La comparación entre el costo de la electricidad generada por energía nuclear contra la electricidad generada por otros medios es, a primera vista, complicada y es un tema controvertido, en parte porque casi todas las fuentes significativas de energía se encuentran subsidiadas de una forma u otra, y en parte por lo que los economistas llaman “externalidades”, esto es, el costo social y ambiental asociado con la producción y uso de algún combustible que debería reflejarse en los precios de, en este caso, la electricidad generada; pero que rara vez se incluyen.

El único procedimiento razonable es realizar cálculos a partir del presente y en adelante, asumiendo la construcción de plantas nuevas hoy. Tales estudios generalmente muestran que la energía nuclear es decididamente más cara que las principales alternativas, dados los precios actuales y las tasas de interés razonables anticipadas. Un estudio publicado a finales de 2004 por la Universidad de Chicago⁶ concluyó que el valor presente del costo nivelado de energía nuclear nueva, considerando costos de capital y de operación, está en un rango de .047 a .071 USD/KWh. La electricidad generada a partir de carbón tiene un costo de .033-.041 USD/KWh; para el gas natural el precio oscila en un rango de .035-.045 USD/KWh.

En este estudio se asume que, a medida que se incorporen avances tecnológicos en el diseño y construcción de reactores, este precio puede bajar, pero lo mismo puede decirse de las principales alternativas de generación de electricidad; si se construye más de una planta, es razonable esperar que el precio baje en la construcción de las unidades adicionales.

⁶ George S. Tolley et al. *Economic Future Of Nuclear Power. A Study Conducted at The University of Chicago* (2004).

Estimaciones hechas por el Instituto Tecnológico de Massachusetts (M.I.T.)⁷ han calculado que el precio de la nucleoelectricidad es, aproximadamente, 50 por ciento más alto que el de la electricidad generada por combustibles fósiles (lo cual coincide con las estimaciones de la Universidad de Chicago en el estudio mencionado arriba); aproximadamente .067 USD/KWh para la electricidad generada a partir de energía nuclear contra .042 USD/KWh para la electricidad generada por carbón o gas natural, asumiendo que los precios actuales de los combustibles y sin tomar en cuenta efectos en el medio ambiente; y, concluyen que, si se fijase un precio por emisiones de CO₂ equivalentes, por ejemplo 50.00 USD por tonelada de carbón, el cual es aproximadamente el costo de capturar y separar las emisiones de CO₂ producto de la combustión de carbón o gas natural, el costo para el caso de la electricidad generada por carbón se elevaría a .054 USD/KWh y a .048 para el caso del gas natural.⁸

En los EE.UU. a principios de los noventa se decidió, a nivel administrativo, que el mejor lugar para almacenar de forma permanente residuos de combustible nuclear sería en *Yucca Mountain*, en Nevada. Este sitio fue utilizado en los años cincuenta y sesenta para probar bombas atómicas, por esta razón se estimó que la contaminación adicional debida al almacenamiento del combustible no incrementaría demasiado los niveles ya presentes.

Otra opción es el reprocesamiento del combustible; ésta, al igual que el almacenamiento en un lugar centralizado, no está libre de controversia; hay quien piensa que la industria nuclear ha promovido esta opción para crear la ilusión de que el problema del almacenamiento quedaría resuelto con ésta o simplemente para aprovechar al máximo el combustible disponible,^{9,10} y que en realidad no resuelve este problema, sino que sólo lo reduce (estos residuos son una cantidad muy pequeña de por sí), y esta reducción viene a expensas de incrementar el volumen de material radiactivo que debería ser transportado y manejado especialmente (proliferación nuclear).

Ante la ansiedad generada por la posibilidad de que este ambiente facilitara el empleo de combustible reprocesado para la fabricación de armamento nuclear, hay que tener en cuenta la dificultad que implica extraer material fósil de los desechos radiactivos, éste es un proceso complicado y no puede ser llevado a cabo por un grupo o entidad cualquiera. Además las plantas de reprocesamiento pueden instalarse cerca de los reactores nucleares para evitar el riesgo de su transporte. Otra solución podría ser, mediante un acuerdo internacional, entregar el combustible usado a alguna agencia internacional que se encargue del reprocesamiento, de esta forma se tendría controlado la cantidad y ubicación del combustible reprocesado.

⁷ ANSOLABEHERE, Stephen; DEUTCH, John; DRISCOLL, Michael; et. al. *The Future of Nuclear Power*. An interdisciplinary M.I.T. Study (2003).

⁸ En una actualización del mismo reporte publicada en 2009: *Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, an interdisciplinary MIT study* los costos nivelados de generación para la generación de electricidad mediante energía nuclear, carbón y gas natural calculados fueron: 0.084 USD₂₀₀₉/kWh, 0.062 USD₂₀₀₉/kWh y 0.065 USD₂₀₀₉/kWh, respectivamente

⁹ WILLIAM SWEET (2006). *Kicking the Carbon Habit*. Global Warming and the Case for Renewable and Nuclear Energy (Downes, 2005)

¹⁰ Nuclear Energy Study Group, American Physical Society Panel on Public Affairs. *Nuclear Power and Proliferation Resistance*.

1.1 Tipos de reactores

Se evalúan cuatro tipos de reactor: el ABWR (Toshiba y GE), el ESBWR (GE), el AP1000 (Westinghouse), y el ACR-700 (AECL)

Las características de cada diseño se describen a continuación:

1.1.1 Advanced Boiling Water Reactor

El ABWR es un diseño evolutivo de los reactores BWR, diseñado y comercializado por Toshiba y GE-Hitachi. Por diseño tiene 3992 MWt y una capacidad de 1422 MWe. El ABWR, como el resto de los BWR, es un reactor de circulación forzada de agua hirviendo de un ciclo. Pero incorpora varios elementos avanzados, los cuales incluyen bombas montadas sobre la vasija del reactor, mecanismos de movimiento fino para las barras de control y un cuarto de control e instrumentación multiplexado. Las versiones de Toshiba y GE-Hitachi son prácticamente idénticas; sin embargo, la versión de la primera incorpora algunas mejoras identificadas durante la instalación del ABWR.

1.1.2 Economic Simplified Boiling Water Reactor

El ESBWR es una evolución tecnológica del ABWR, y es diseñado y comercializado por GE. Produce 4000 MWt, con una capacidad de 1390 MWe; es un reactor de un solo ciclo de circulación de agua pero, a diferencia del ABWR, la circulación es natural; cuenta con elementos pasivos de seguridad para incrementar el desempeño de la planta y simplificar el diseño. El uso de circulación natural ha posibilitado la eliminación de varios sistemas encontrados en la mayoría de los BWR. Esto también reduce el riesgo nuclear ya que al eliminar sistemas activos de seguridad de la planta se incrementa su confiabilidad (no dependen del factor humano).

El ESBWR ha logrado esta simplificación en su diseño empleando adaptaciones ingeniosas de sistemas de planta, como la combinación del sistema de disminución de temperatura en paros con los sistemas de limpieza de agua. Una mejora importante es la eliminación de las bombas de recirculación. En otros casos, componentes clave, como válvulas de despresurización y condensadores de aislamiento son nuevos pero en su diseño se emplearon conceptos probados.

1.1.3 AP1000

El reactor AP1000 de Westinghouse produce 3400 MWt y tiene una capacidad de 1200 MWe. Su diseño está basado en el diseño certificado ante la NRC del AP600 con algunos cambios para incrementar la capacidad del reactor. El AP1000 es un reactor de dos lazos y cuatro bombas para el refrigerante. Estas bombas son de tipo *canned* para reducir la probabilidad de fuga e incrementar la confiabilidad. Como ya se ha mencionado, el diseño es similar al del AP600, con un edificio para contención, vasija del reactor, generadores de vapor, bombas de refrigerante y presurizador mayores para compensar por el incremento de potencia.

Al igual que el ESBWR, el AP1000 está diseñado con elementos y sistemas de seguridad pasivos. El sistema de refrigeración externo para el edificio de contención de acero, el tanque de agua para contención durante la recarga, la rápida capacidad de despresurización y otros elementos eliminan todo el equipo eléctrico de corriente alterna relacionado con seguridad.

1.1.4 ACR-700

Este reactor está diseñado por AECL (*Atomic Energy of Canada Limited*) basado en el diseño del CANDU 6. El ACR-700 es un reactor de 753 MWe de capacidad (2034 MWt) enfriado con agua ligera y moderado con agua pesada. Utiliza cuatro bombas para circular agua a través de dos generadores de vapor para remover el calor de la vasija horizontal del reactor (calandria). El refrigerante (agua ligera) circula a través de canales presurizados individualmente en la calandria. Por fuera de estos canales, la calandria contiene agua pesada a temperatura y presión bajas, lo cual incrementa la eficiencia neutrónica.

El diseño CANDU 6 utiliza uranio natural como combustible; lo cual se logra debido al uso de agua pesada como moderador y refrigerante. Para el ACR-700 se cambia el refrigerante a agua ligera (como ya se ha mencionado) para reducir los costos de la planta y la complejidad del diseño. La reducción resultante en eficiencia neutrónica requiere que el uranio esté enriquecido al 2% en U235. Los elementos de combustible son similares a los empleados en el CANDU 6 con cambios menores para incrementar la eficiencia.

A diferencia del ABWR, ESBWR y AP1000 el uso de canales presurizados individualmente permite una operación continua pues no tiene que pararse para recargar el combustible. Las máquinas de alimentación de combustible están diseñadas para aislar un canal individual, remover un número de ensamblajes de combustible y reactivar el canal para su servicio. La generación de energía eléctrica se hace a través de una turbina de vapor estándar.

El ACR-700 está diseñado en un bloque de dos unidades gemelas que comparten algunos sistemas entre los dos reactores.

1.2 Análisis de los costos de costos nivelados de generación

Para el cálculo del costo nivelado de generación de energía se emplea la siguiente fórmula:

$$CNG = \frac{\sum_t (C_{cc,t} + C_{O\&M,t} + C_{comb,t} + C_{desm,t} + C_{emis.carb,t} + C_{externos})(1+r)^{-t}}{\sum_t [E_t(1+r)^{-t}]}$$

Donde:

CNG	Costo nivelado de generación (USD ₂₀₁₀ /KWh)
$C_{cc,t}$	Costo de capital y construcción en el año t (USD ₂₀₁₀)
$C_{O\&M,t}$	Costos de operación y mantenimiento en el año t (USD ₂₀₁₀)
$C_{comb,t}$	Costo del combustible en el año t (USD ₂₀₁₀)
$C_{desm,t}$	Costos por desmantelamiento en el año t (USD ₂₀₁₀)
$C_{emis.carb.}$	Costos por emisiones de CO ₂ en el año t (USD ₂₀₁₀)

C_{externos}	Costos externos en el año t (USD ₂₀₁₀) ¹¹
E_t	Generación de energía eléctrica en el año t (USD ₂₀₁₀)
r	Tasa de descuento

Si asumimos gastos constantes de operación y mantenimiento, combustible, cargo por emisiones, cargo por desmantelamiento y por accidente nuclear, así como una generación constante de electricidad, la fórmula anterior se simplifica a:

$$CNG = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} + \frac{C_{O\&M}}{E} + \frac{C_{comb.}}{E_{comb.}} + \frac{C_{desm.}}{\sum_t [E_t (1+r)^{-t}]} + C_{emis. CO_2} \cdot e_{CO_2} + \frac{C_{\text{externos}}}{\sum_t [E_t (1+r)^{-t}]}$$

Por convención, se asume que los gastos de inversión ocurren al principio de cada año y que las ganancias se reportan al final de cada año.

A continuación se describe con más detalle la obtención y cálculo de cada uno de los costos para la fórmula empleada arriba para el costo nivelado de generación.

1.2.1 Costos de capital y construcción

El costo nivelado de la producción de electricidad se utiliza para evaluar la competitividad económica de una tecnología de generación en comparación con otras. El costo nivelado real de un proyecto equivale al precio en USD de la electricidad que sería necesaria a lo largo de la vida de la planta para cubrir todos los gastos de operación, pago de capital e intereses de la deuda, impuestos y proporcionar un retorno sobre la inversión aceptable a los inversionistas.

Los costos de capital e inversión son el componente del costo más importante para la generación de electricidad mediante energía nuclear, por lo que las variaciones de los mismos tienen mayor influencia en el costo nivelado de generación que el resto de los costos de generación. Las plantas nucleoelectricas necesitan de una inversión de capital superior a los de cualquier otro tipo de tecnología antes de empezar a generar electricidad. La literatura disponible reporta un rango amplio de costos lo cual hace difícil establecer parámetros de referencia precisos. En las siguientes páginas se describirán las causas de esta variación y se propondrán algunos métodos de estimación para reducir la incertidumbre asociada a los mismos.

¹¹ Se incluye este cargo en el cálculo del costo como una forma de cuantificación de algunas de las incertidumbres relacionadas con este tipo de eventos y que, desde luego, no están reflejadas en los otros componentes del costo.

La razones por las que varían los costos de capital son diversas, en primer lugar, porque no existe una tecnología única de reactores, incluso los estimados para una misma tecnología pueden variar en tiempos diferentes.

Un elemento importante de la variación, lo constituyen las estimaciones de costos por contingencias que los proveedores incluyen en el costo total de capital para hacer frente a variaciones potenciales durante la construcción de las plantas. Estos costos generalmente se incluyen en un concepto denominado específicamente contingencias y se cargan al comprador, ya sea que se presenten o no estas contingencias. Dependiendo de cuánto se gaste realmente por cada una, las ganancias del proyecto para el desarrollador variarán.

Los costos a menudo se refieren a costos esperados en distintos países y éstos pueden variar en cada uno de ellos, por lo que los ajustes por paridad cambiaria son siempre imperfectos. Algunas cifras de costos se refieren a los costos reales de construcción mientras que otros son costos esperados de plantas que no se han construido aún. Para reactores que no han sido construidos, algunas estimaciones pueden incluir costos de nueva implementación (FOAKE, *first-of-a-kind-estimates*), mientras que otros pueden excluirlos. A menudo, los costos se expresan en término de la n-ésima planta construida, estos costos disminuyen con respecto al costo de la primera planta si se presume una eficiencia asociada al aprendizaje en las construcciones previas.

A menudo se asume un 5% de reducción cada vez que se duplica el número de plantas construidas de un tipo específico. Cuando se construyen plantas gemelas (como el caso de un reactor ACR-700 x2) se esperan mayores reducciones aún. La reducción del costo deriva de la habilidad para programar equipos de trabajo y construcción de equipo en forma más expedita, con menos tiempos muertos, así como las economías de escala en la procura y costos asociados.

En la siguiente Tabla 1 se muestra los componentes de los costos de capital para un reactor ABWR en base a datos del Departamento de Energía de EE.UU. y publicado en el documento: *The Economic Future of Nuclear Power. A Study Conducted at The University of Chicago. Agosto 2004*

Tabla 1. Distribución de porcentajes de costos de capital instantáneos desglosados para un reactor tipo ABWR.¹²

Descripción	Costo de equipo	Mano de obra	Materiales	Porcentaje del
				costo total
Estructuras y mejoras	1.6	7.7	4.5	13.9
Equipo para isla nuclear	17.0	2.5	0.9	20.4
Equipo para planta de turbina	12.5	1.7	0.5	14.7
Equipo eléctrico de la planta	2.5	1.3	0.6	4.4
Misceláneos	1.5	1.3	0.4	3.1
Sistema principal de eliminación de calor	2.2	1.0	0.2	3.4
Costos directos totales	37.3	15.4	7.0	59.8
Servicios de construcción	3.5	5.0	4.5	13.0

¹² *The Economic Future of Nuclear Power. A Study Conducted at The University of Chicago. Agosto 2004. Pág. 3-8*

Servicios de ingeniería	6.4	-	-	6.4
Servicios de supervisión de campo y desde oficinas	4.3	0.6	0.6	5.6
Costos indirectos totales	14.2	5.6	5.2	24.9
Costos de propietario	-	-	-	5.1
Contingencias	-	-	-	10.2
FOAKE				Pagados para este tipo de reactor
				100.0

Esta estructura de costos es semejante a la reportada para una variedad de reactores por parte de la Agencia de Energía Nuclear (Nuclear Energy Agency, NEA 2000).

1.2.2 Costos directos e indirectos

Las tres categorías principales de gastos son: equipo, mano de obra y materiales. Los conceptos de la Tabla 1 describen los tipos de componentes utilizados. Equipo y estructuras, que incluye el cuarto de control, se clasifican como costos directos y los servicios de construcción, ingeniería y de soporte se clasifican como indirectos. Los costos directos e indirectos conforman alrededor del 80% del total de los costos instantáneos de capital.

1.2.3 Contingencias

A los costos directos e indirectos los desarrolladores agregan un porcentaje denominado: contingencias. Estos costos necesitan justificarse con el comprador y, probablemente, negociarse. Algunas veces los gobiernos acceden a pagar estos costos, los cuales típicamente se encuentran en un rango de 9% a 12% del total de costos directos e indirectos, o incluso pueden ser cero.

1.2.4 Costos de propietario

Otra categoría de costos son los costos de propietario, los cuales se pagan directamente por el comprador. Estos son los costos derivados de pruebas de los sistemas de la planta, entrenar al personal de operación (lo cual puede tomar varios años mientras se construye la planta), inspecciones, etc. Estos costos se encuentran en un rango de 5% a 10% del total de los costos directos e indirectos.

1.2.5 Costos por implementación nueva (FOAKE)

Las prácticas de contabilidad para costos de plantas nucleoelectricas han evolucionado en años recientes, y la identificación de los costos del diseño e ingeniería original de un tipo de reactor nuevo, como un nuevo tipo de costo, es un punto importante de esta evolución. Cuando se desarrolla un reactor nuevo, llevar ese diseño de las etapas conceptuales a las especificaciones detalladas de ingeniería que integrarán todos los componentes necesarios, constituyen un gran esfuerzo e inversión para el desarrollador. Estos costos pueden variar entre 300 y 600 millones de USD¹³ incrementando hasta en un 30% los costos del primer reactor. Sin embargo, una vez que el diseño se ha terminado, este desembolso no tiene que hacerse de nuevo para este tipo de reactor.

¹³ En dólares de 2004

Probablemente sea necesaria ingeniería adicional para adaptar el diseño a un sitio en particular, debido a su situación geográfica y geológica en particular, pero estos gastos se incluyen en la cuenta de ingeniería y servicios.

Los costos FOAKE son específicos para cada diseño de reactor. Por ejemplo, para un par de diseños de reactor nuevos, digamos un AP1000 y un ABWR, tienen costos FOAKE independientes uno del otro. Sin embargo, si uno de estos diseños fuera construido en otro país (China), una considerable porción, aunque no todos los costos del FOAKE, de construir el reactor en el país, serían cubiertos por el trabajo invertido en el diseño de la instalación en China. Esta reducción, aunque no eliminación de estos costos, implica un beneficio global de la construcción de reactores.

1.2.6 Estructura de los costos de capital

El mayor componente de los costos de capital instantáneos corresponde al equipo del reactor. Éste es aproximadamente 20% de los costos totales, incluyendo los costos de propietario y contingencias. Después de éste, el componente de costos que sigue es el equipo de la turbina, seguido de cerca por el costo de estructuras. El costo de equipo para la turbina es de alrededor de 15% del total, mientras que el de estructuras es de alrededor de 14% de los costos. Los costos directos totales suman alrededor del 60% del total de costos.

Los costos indirectos comprenden los servicios de construcción, ingeniería, servicios y supervisión de campo y en oficinas. Los servicios de construcción, que comprenden la construcción y ensambles de los componentes en una planta funcional constituyen el componente de costo mayor. La ingeniería y servicios incluyen la ingeniería necesaria para adaptar un diseño de reactor a un sitio en particular, así como la procura y otros servicios administrativos requeridos para apoyo de la construcción. No incluye costos FOAKE, como ya se ha indicado antes, para diseños maduros. Los costos de supervisión (en campo y oficinas centrales) involucran la supervisión de la construcción, incluyendo ingeniería en sitio y actividades de soporte administrativas. Los costos indirectos constituyen más o menos el 25% de los costos. Los costos de propietario el 5% y las contingencias el 10% restante.

1.2.7 Incertidumbres de los costos

Excluyendo las contingencias, los costos de mano de obra son probablemente la mayor fuente de incertidumbre o variabilidad de los costos de capital. Huelgas u otras fuentes de variación de la productividad pueden afectar el monto de los costos indirectos. Por ejemplo, un 25% de incremento en estos costos incrementaría los costos totales en un 5%.

Una vez que se ha construido un diseño de reactor en particular, y los componentes de equipos han sido suministrados, los costos de equipo de fábrica son bastante predecibles, pero los costos de equipo de turbinas y del reactor para un diseño nuevo pueden variar hasta en un 20% alrededor del costo base para un diseño maduro de reactor. Si los costos de equipo de fábrica fueran 20% mayores a lo estimado, los costos totales se incrementarían en un 7%.

Hay varias razones por las que pueden variar los costos instantáneos de capital. Por ejemplo, si un desarrollador asocia un valor indirecto a la construcción de una planta (especialmente si es la

primera en un mercado nuevo), puede reducir sus costos de contingencia o eliminarlos completamente para conseguir la venta. Si algunas de estas contingencias ocurren, el desarrollador podría descontarlo de sus utilidades.

Las estimaciones de costos pueden ser afectadas por objetivos de *marketing*. Cuando se comparan estimaciones de costos para diferentes tipos de reactores, de distintos desarrolladores, es posible que alguno de estos costos esté motivado por una reacción de mercadeo estratégico a otra estimación de costo.

1.2.8 Aprendizaje mediante la construcción (*Learning by Doing*)

Esta reducción de costos es independiente de los costos FOAKE que pueden estar asociados con la construcción de primer reactor construido. La magnitud de los efectos del aprendizaje a través de la construcción de plantas se expresa como un porcentaje al duplicarse el número de plantas construidas. Por ejemplo, un porcentaje x de reducción de costos de este tipo implica que la segunda planta costará x por ciento menos que la primera, que la cuarta planta costará un porcentaje x menos que la segunda y así, sucesivamente. La evidencia empírica indica que este costo es constante.

Hay tres fuentes principales para aprendizaje que pueden distinguirse en la construcción nuclear. La primera es el aprendizaje de los desarrolladores de componentes y equipos. Ingenieros y trabajadores aprenden formas de construir componentes en menos tiempo y posiblemente con menos desperdicio de materiales. La segunda fuente de aprendizaje es la construcción en sitio por parte del contratista. El personal de ingeniería y de construcción puede conservarse para los siguientes proyectos y retener así el conocimiento adquirido, así como aprovecharse la integración del equipo de trabajo. La tercera fuente deriva de la estandarización de plantas anteriores que puede usarse como referencia por el personal de construcción e ingeniería en las plantas nuevas.

Cada una de estas fuentes de aprendizaje es independiente de las otras, pero factores similares pueden afectar a cada una. El periodo de tiempo entre la construcción de dos plantas, por ejemplo, significa que, como se ha mencionado, pueden mantenerse los equipos de trabajo ya ensamblados por un tiempo mayor para aprovechar el conocimiento adquirido durante la construcción de la planta previa.

1.2.9 Otros factores de reducción de costos de capital

La programación de los gastos, así como algunos costos fijos indirectos, como compras y otras actividades administrativas pueden resultar en reducción de los costos instantáneos de capital. Si revisamos la experiencia internacional podemos verificar que los ahorros en la construcción de plantas con unidades múltiples pueden reducir el costo de construcción hasta en un 15%¹⁴. Este efecto es independiente de las reducciones de costos por aprendizaje.

¹⁴ Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-Operation and Development (NEA). Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants. Paris: OECD. (2000)

Una reducción significativa puede derivarse de la estandarización de la planta y eliminación de ‘desperdicios’, que, como ya se ha mencionado, son independientes de los costos FOAKE.

1.2.10 Estimaciones de los costos de capital

En el modelo que se emplea aquí se indica el costo instantáneo de construcción así como su actualización al inicio de la construcción (V. hoja Costos de Cap. y Const. I y Costos de Cap. y Const. II del archivo de Excel adjunto).

En la Tabla 2 se muestran los factores de corrección por los que habría que multiplicar el costo total (4461.97 USD₂₀₁₀) dependiendo de la tasa empleada y el tiempo de construcción. Estos factores se calculan de acuerdo con la fórmula:

$$C_{inversión} = \sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+r)^{-t}$$

Donde:

W_t , es la fracción de la inversión total gastada en el año t (para la tabla se considera que el total de la inversión se divide en partes iguales cada año)

N , es el número de años de construcción

r , es la tasa de descuento $\dot{\iota}$ o de interés durante la construcción?

En un caso extremo, podemos ver que los costos se incrementarían al doble si la construcción de la planta toma ocho años a una tasa de descuento del 15%.

Tabla 2. Factor de corrección de gastos de capital por intereses durante la construcción

Intereses durante la construcción	4 años	5 años	6 años	7 años	8 años
5%	1.13	1.16	1.19	1.22	1.25
7.50%	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40
10%	1.28	1.34	1.41	1.49	1.57
12.50%	1.35	1.44	1.54	1.65	1.76
15%	1.44	1.55	1.68	1.82	1.97

Tabla 3. Programa de inversión para un reactor ABWR (millones USD₂₀₁₀)

Concepto	Tiempo de construcción (años)									TOTAL	5%	10%	15%
	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1				
Equipo Isla Nuclear		116.25	199.29	199.29	199.29	199.29				913.40	1215.82	1603.34	2096.09
Equipo Balance de Planta		88.44	151.63	151.63	151.63	151.63				694.95	925.05	1219.88	1594.78
Materiales de Isla Nuclear				16.94	50.80	50.80	50.80	50.80	33.53	253.66	299.30	352.16	413.20
Materiales de Balance de Planta				18.49	55.47	55.47	55.47	55.47	36.98	277.37	327.22	384.96	451.63
Mano de Obra de Isla Nuclear				47.42	142.24	142.24	142.24	142.24	94.82	711.20	839.02	987.07	1158.04
Mano de Obra Balance de Planta				49.04	147.12	147.12	147.12	147.12	98.07	735.58	867.79	1020.91	1197.74
Ingeniería de Diseño		51.72	88.67	88.67	88.67	88.67				406.39	540.94	713.35	932.59
Administración de la Construcción				20.45	61.37	61.37	61.37	61.37	40.91	306.83	361.98	425.85	499.61
Ingeniería de la Construcción				1.83	5.49	5.49	5.49	5.49	3.66	27.43	32.36	38.07	44.67
Servicios de Arranque de Unidad									22.35	22.35	23.47	24.59	25.70
Ingeniería para preparación del sitio	2.03								2.03	4.06	4.27	7.03	9.49
Determinación parámetros específicos del si	1.02									1.02	1.58	2.40	3.57
Proceso de licitación del proyecto	5.42	4.74								10.16	15.41	22.94	33.56
Manifiesto de impacto ambiental		2.37	1.70							4.06	5.89	8.38	11.75
Preparación de documentos de licencia		7.11	5.08							12.19	17.66	25.14	35.27
Supervisión de CFE a actividades del contratista		5.27	9.03	10.09	12.19	12.19	12.19	12.19	8.13	81.29	100.49	124.18	153.35
										4461.97	5578.23	6960.25	8661.06

Si empleamos como referencia los números correspondientes al programa de inversión para un reactor ABWR en Laguna Verde¹⁵, vemos que para las tres tasas de interés que se muestran tenemos un factor de corrección de 1.25, 1.56 y 1.94 respectivamente, lo cual corresponde aproximadamente a los factores calculados para ocho años de tiempo de construcción y las mismas tasas.

Para estimar el costo del resto de los reactores emplearemos también factores de corrección en base a los datos obtenidos para un reactor ABWR, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 4. Costos instantáneos de capital ajustados para distintos tipos de reactores.

	Factor de de corrección	Costo de capital instantáneo (USD ₂₀₁₀)
ABWR	1.000	4461.967
ESBWR	0.900	4015.770
AP1000	0.853 ¹⁶	3806.616
ACR-700 (x2)	0.923 ¹⁷	3207.039

Tabla 5. Capacidad de generación de los distintos reactores analizados

	Capacidad de generación (kWe)
ABWR	1.42E+06
ESBWR	1.54E+06
AP1000	1.20E+06

¹⁵ Fernández de la Garza, et. al. *La nucleoelectricidad, una oportunidad para México*. La Academia de Ingeniería de México. Octubre 2009. págs. 341-342

¹⁶ *The Economic Future of Nuclear Power. A Study Conducted at The University of Chicago*. Agosto 2004. Pág. 3-16

¹⁷ *The Economic Future of Nuclear Power. A Study Conducted at The University of Chicago*. Agosto 2004. Pág. 3-2

ACR-700 (x2) 1.51E+06

Estos costos obtenidos deben dividirse entre el V.P. de la energía generada por la planta durante su ciclo de vida útil, tal como se expresa en la siguiente fórmula:

$$\text{Costo nivelado de inv.} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}}$$

Si consideramos un factor de capacidad de 0.9 constante para toda la vida útil de la planta, ocho años de tiempo de construcción y una tasa de descuento de 10%, la fórmula anterior queda como sigue:

$$\text{Costo nivelado de inv.} = \left[\frac{0.1 \cdot (1.1)^{40}}{(1.1)^{40} - 1} \right] \frac{1.57 \cdot C_{\text{inst. capital}}}{(0.9)(8766)C_{\text{gen.}}}$$

Donde:

$C_{\text{inst. capital}}$, son los costos instantáneos de capital de la Tabla 4

$C_{\text{gen.}}$, capacidad de generación de la planta en kW (Tabla 5)

Lo cual nos arroja los siguientes valores para el costo nivelado de inversión de los cuatro reactores¹⁸:

Tabla 6. Costo nivelado de inversión para los reactores listados (USD/kWh)

	Costo nivelado de inversion (USD₂₀₁₀/kWh)
ABWR	0.0640
ESBWR	0.0533
AP1000	0.0647
ACR-700 (x2)	0.0557

1.2.11 Financiamiento

De acuerdo con el documento: *La nucleoelectricidad, una oportunidad para México* de la Academia de Ingeniería de México, la financiación de una planta nucleolétrica debe considerar varios principios:

El componente nacional debe financiarse en pesos, de manera que se disminuya el riesgo cambiario, y a fin de utilizar las líneas de crédito disponibles para contratistas y proveedores por medio de instituciones como BANOBRAS.

¹⁸ Para 40 años de vida útil y un factor de potencia constante de 0.9 y una tasa de descuento de 10%

- Deben aprovecharse al máximo las líneas de crédito disponibles a través de las instituciones de apoyo a las exportaciones en los países de origen de los componentes, equipo e ingeniería que se deberán adquirir en el exterior.
- Deben plantearse las distintas etapas de avance de un proyecto para minimizar el riesgo financiero en todo momento. Al mismo tiempo, debe examinarse la conveniencia de aprovechar el mayor impulso posible a la economía nacional a partir de este proyecto.
- Deben aprovecharse las experiencias internacionales en la búsqueda de los mejores esquemas de financiamiento.

Como se verá más adelante, existen varias razones para la construcción de más de una planta nucleoelectrónica, por ejemplo:

- Los elevados costos de capital.
- Curva de aprendizaje con pendiente elevada.
- Los efectos multiplicadores que pueden lograrse generando expectativas sobre el desarrollo futuro de este sector.

En el caso de México hay que tener en cuenta ciertos factores. Desde la percepción de los mercados financieros internacionales, no existe claridad en las finanzas de CFE, ni en el esquema de cobros y subsidios que la SHCP ha establecido hacia la empresa. Asimismo no hay transparencia en la fijación de tarifas para distintos grupos de consumidores.

Debido a éstas y otras limitaciones no es posible utilizar algunos de los esquemas financieros manejados a nivel internacional, por lo cual es necesario plantear soluciones de acuerdo a los esquemas nacionales de tarifas que puede implicar absorber los costos financieros de un proyecto de esta naturaleza.

El gobierno federal puede incorporar directamente al Presupuesto de Egresos de la Federación dicho costo como aportación directa al capital de CFE, o puede conceder a CFE la posibilidad de conservar recursos que de otra manera debería pagar al gobierno federal por concepto de diversos “derechos y aprovechamientos.”

Los elementos básicos de un programa de apoyo financiero incluirían la aportación gubernamental para cubrir el desarrollo de los elementos básicos de estudio e ingeniería por parte de CFE, la promoción para que el sector privado invierta en el sector, así como en las universidades para desarrollar programas de largo plazo para la formación de los recursos humanos necesarios, y la certidumbre de un esquema de este tipo a largo plazo para los sectores demandantes de energía.

El gobierno mexicano ante las dificultades que las empresas que invierten en el sector energético tienen al hacer operaciones con futuros del peso mexicano, ha ofrecido una garantía al menos parcial desde las crisis financieras de 1982 y 1994. Los beneficios derivados de esto es que la percepción de los mercados internacionales favorecerían más la inversión en un proyecto nucleoelectrónico. Esto implica, en la práctica, que CFE paga los costos más altos de financiamiento incorporados a las tarifas que paga a los PIEs (Productores Independientes de Energía), lo cual

proporciona una garantía a las empresas generadores de que el gobierno mexicano respalda sus inversiones.

1.2.12 Costos de operación y mantenimiento

Por lo regular, más de la mitad de estos costos lo conforman los salarios y prestaciones para el personal de la planta; el resto está integrado por los costos asociados a componentes, materiales y equipo para el mantenimiento de la planta, costos indirectos, pagos de cuotas, seguros y contratos de servicios de corto plazo.

Las estimaciones de estos costos se basarán en los costos observados en plantas que se encuentran en operación actualmente, y las primeras plantas nuevas que se construyan emplearán la mayor parte de las prácticas operacionales actuales, para asegurar que las experiencias obtenidas se apliquen a la nueva generación de plantas. El Departamento de Energía de EE.UU. realizó un estudio tomando como referencia la planta de North Anna, Virginia; la cual tiene una capacidad de 1806 MWe.

El equipo encargado del estudio determinó en base a las distintas tareas necesarias para la operación de un reactor, los requerimientos de personal (*staff*) para cada tipo de reactor, procurando mantener una cantidad de personal adecuado para cumplir con los requerimientos de mejores prácticas en la industria y de los organismos reguladores. Estas estimaciones incluyen tanto personal en sitio como el de oficinas corporativas para apoyo. Se desarrolló un modelo para unidades adicionales en una instalación nuclear existente y uno para instalaciones nuevas o no desarrolladas (*greenfield site*).

Los costos laborales o del personal se añadieron al resto de los costos de operación de una planta de energía para determinar el costo total anual promedio de operación y mantenimiento para cada tipo de reactor; estos costos se expresan en USD de 2003.

Los costos totales para cada reactor no varían mucho entre sí, pero, como era de esperarse; los costos de añadir una unidad a una instalación existente son menores que para una unidad del mismo tamaño donde no existan dichas instalaciones.

El diseño de las plantas nucleares ha evolucionado mucho desde la última orden de construcción a finales de los setentas.

En general, después de que alcanzan cierta madurez, es de esperarse que estos diseños sean más fáciles de operar y que requieran una menor cantidad de personal para ejecutar las tareas diarias. Sin embargo muchas de estas tareas no dependen de la complejidad de los componentes de la planta, sino de aspectos de eficiencia intrínsecos de las mismas y del personal. A continuación se describe un perfil de personal teniendo en consideración cómo las mejoras en el diseño reducirían los niveles de personal manteniendo al mismo tiempo un nivel adecuado para cumplir con las prácticas recomendadas por la industria. Este perfil se basa en un diseño de planta establecido, no en uno nuevo (*first-of-a-kind*); los diseños de este tipo requieren de la contratación de personal adicional por más tiempo para identificar y corregir problemas de diseño.

Los cuatro diseños de reactor seleccionados muestran una mezcla de elementos de seguridad pasivos y activos, automatización avanzada y tecnologías probadas.

La información más detallada disponible corresponde al ABWR (al momento de realizar el estudio, existían dos plantas en operación y cuatro más en construcción). Los requerimientos de mantenimiento y personal para este diseño se determinaron en base a la experiencia de la operación de las plantas existentes.

1.2.12.1 Descripciones de personal (staff) por departamento

1.2.12.1.1 Operaciones

Consisten en un grupo que trabaje durante un turno que maneje las operaciones diarias de la planta y un grupo de apoyo, fuera de turno, para labores de soporte a la planta. Se asume para el primer grupo una rotación de 5 turnos. El personal fuera de turno debe estar dedicado y no compartirse con otras unidades de la planta.

El personal de un turno consiste de un grupo de operadores certificados para el cuarto de control y no certificados para soporte, de acuerdo al estándar 10 CFR 50.54 .

Los diseños evaluados requieren de un monitoreo continuo del cuarto de control. Además, el ABWR, ESBWR y AP1000 han sido diseñados para que cada unidad tenga su propio cuarto de control independiente. El ACR-700 está diseñado para compartir un cuarto de control entre sus dos unidades. Además de los niveles mínimos de personal, éste debe aumentarse para cubrir vacaciones o bajas por enfermedad, por lo cual se llenan algunas vacantes para personal no certificado con personal certificado. El personal deberá ser rotado en el cuarto de control para mantener su destreza.

El *staff* para el cuarto de control incluye operadores y operadores experimentados del reactor (*reactor operator, senior reactor operator*) y supervisores de turno que cuentan con una licencia de operador experimentado. Los operadores no certificados generalmente se usan como “ojos y oídos” para el personal del cuarto de control y se les asigna estaciones de monitoreo en cada edificio.

Las diferencias del personal de operaciones en turno entre los diseños de reactores estudiados son pocas. El ABWR y el ESBWR requieren de un operador adicional no certificado para operar los controles en el área de control de desechos radiactivos. El reactor ACR-700 un staff de operaciones mayor debido a las características de su diseño y a los requerimientos de recarga durante la operación del reactor, este sistema requiere de personal de tiempo completo dedicado. Cada reactor recarga, aproximadamente, 22 ensambles de combustible por semana, de aquí la necesidad del personal dedicado. Un supervisor experimentado para recarga de combustible dirige a cada equipo de recarga. Esto está en conformidad con la norma 10 CFR 50.54(m)(iv) donde se indica que se requiere de un operador de reactor experimentado para supervisar cambios en el núcleo. Además, cada unidad tendrá un operador de reactor y un operador no certificado en apoyo del proceso de recarga, así como un grupo de mantenimiento de dos personas. La recarga

se llevará a cabo en dos turnos, cinco días a la semana; en los primeros cuatro días se cargará el combustible y en el quinto se realizarán labores de mantenimiento en el equipo.

Al añadir una unidad nueva en un sitio donde existan otras, previamente, se utilizan poco los recursos de personal existentes. La experiencia en operaciones es, en gran medida, específica de cada unidad y no puede trasladarse fácilmente de una a otra. El personal de operaciones fuera de turno, por el contrario, puede ser utilizado para apoyo de las unidades adicionales. Las asignaciones para operadores de reactor fuera de turno y operador de reactor con experiencia permiten utilizar a los individuos para proyectos especiales, tomar vacaciones o aumento del personal.

Después del accidente de *Three Mile Island* en 1979, la NRC estableció un requerimiento para un asesor técnico de turno (*shift technical advisor, STA*). Esta posición fue establecida para proporcionar el conocimiento técnico y soporte necesario a los técnicos de cada turno en las áreas de evaluación de eventos operacionales y evaluación de accidentes. En el estudio que se cita se asume que el salario para esta posición sea el mismo que para un supervisor de operadores de reactor de turno calificado con experiencia¹⁹.

1.2.12.1.2 Ingeniería

El área de ingeniería de una planta se divide, generalmente, en varias organizaciones, algunas de ellas pueden compartirse entre dos o más unidades. Otras, de acuerdo a las diferencias tecnológicas entre las unidades, no se pueden compartir tan fácilmente. Un organigrama típico se muestra en la Figura 1. Organización del Departamento de Ingeniería.

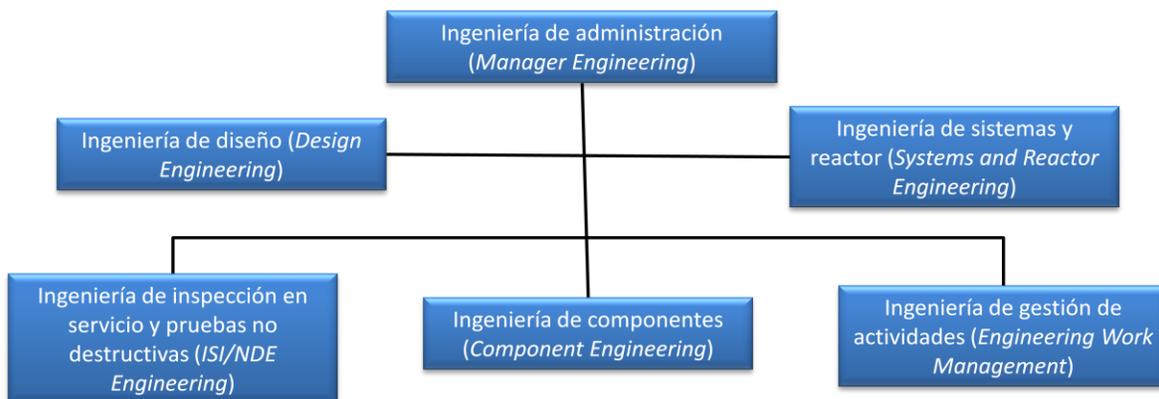


Figura 1. Organización del Departamento de Ingeniería²⁰

¹⁹ *The Role of Shift Technical Advisors and Importance of Reporting Operational Events*. NRC, circular IE 81-04 (1981).

²⁰ Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decommissioning Costs and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs, Vol.1 . Cooperative Agreement DE-FC07-03ID14492. Contract DE-AT01-02ONE23476, pág. 100

Cada uno de los nuevos diseños de reactores emplea métodos avanzados para reducir la carga del *staff* de ingeniería. Comparado con plantas existentes, las herramientas avanzadas de ingeniería disponibles en estos reactores permitirán un acceso rápido y fácil a información de los componentes y de la planta, como especificaciones de diseño y cálculos.

Tanto para una unidad adicional como una nueva, la organización de ingeniería con un mayor impacto organizacional es Ingeniería de Sistemas. Este grupo se encarga de mantener la confiabilidad del sistema y la cantidad de personal asignado se base en el número y la complejidad de dichos sistemas. Para unidades adicionales en un complejo existente se puede aprovechar el personal existente, ya que algunos sistemas de soporte, como tratamiento de aguas de desecho, hidrógeno, nitrógeno, etc. Sin embargo, los principales sistemas de planta serán muy diferentes que aquéllos que ya se encuentran en uso en las instalaciones existentes, por lo que requerirán de ingenieros de sistemas adicionales. Se espera que los avances tecnológicos de las plantas nuevas contribuyan a mejorar la productividad y eficacia.

La ingeniería de componentes se ocupa, generalmente del soporte de mantenimiento, particularmente en la resolución de problemas difíciles. El personal no se asigna por sistema sino por tipo de componente. Ya que muchos de los componentes de estos nuevos diseños serán muy similares a los de plantas existentes (como bombas, válvulas, relevadores, etc.); el personal existente puede asumir parte de la carga de trabajo. Los incrementos al personal en esta área permiten una mejor distribución del trabajo, asignando grupos especializados para la nueva unidad.

Se puede incrementar marginalmente el personal de ingeniería para manejar la carga de trabajo extra por la nueva unidad. Un grupo pequeño de ingenieros es necesario para ejecutar cambios menores conforme sean necesarios.

1.2.12.1.3 Mantenimiento

Las mejoras en el diseño de planta tendrán un gran efecto a la hora de determinar el personal de mantenimiento y eficiencia de trabajo. Por ejemplo, el ESBWR elimina la mayor parte de los sistemas de inyección y bombas de recirculación de la vasija del reactor. El ACR-700 elimina todos los procesos y sistemas necesarios para procesar el agua pesada que se utilizaba como refrigerante en diseños anteriores. Todos los diseños tienen sistemas digitales para protección y control que reducirán el tiempo necesario para realizar labores de inspección y mantenimiento.

1.2.12.1.4 Protección contra radiación

El departamento de protección contra la radiación consiste de químicos y técnicos de turno así como un grupo fuera de turno que se concentra en control de exposición y análisis de dosis. Para cada turno se requiere un supervisor y tres técnicos con dos técnicos más para el turno. Adicionalmente se necesitan técnicos de descontaminación en apoyo al personal de este departamento. A cada turno se asignan técnicos químicos

Otras áreas incluyen: Entrenamiento, Seguridad

En el apéndice A, en el archivo de Excel anexo, se puede ver la lista completa de personal de la planta.

Los resultados finales del estudio del costo del *staff* para una planta nuclear reducen las más de 200 plazas a 65 niveles salariales. Cada nivel fue asignado a una posición de *staff* y se utilizó este nivel para calcular el costo de los salarios de todo el personal.

El beneficio de utilizar este método radica en que permite reflejar de forma más precisa estos costos. Si se ajustan los salarios en cualquier grupo o departamento, esto tendrá un efecto proporcional en el total.

Una vez que ha sido determinado el salario, se incluyen los costos de personal fijos adicionales (tiempo extra, jubilaciones, bonos, prestaciones, impuestos de nómina, etc.). Para el tiempo extra se estimó un incremento del 50% sobre el salario base. Los costos de prestaciones y jubilación se toman de las estimaciones hechas por la EUCG (*Electric Utility Cost Group*)²¹ para la industria y para los bonos e incentivos se tomó un promedio para propósitos de desarrollo de presupuestos. Éstos fueron aplicados como porcentajes de los costos salariales totales.

Se incluyen en los costos fijos y variables, además de cuotas relacionadas con la operación de la planta. Éstas incluyen cuotas de la NRC, INPO y NEI; en el caso de nuestro país estas cuotas no se aplican, sin embargo se incluyen en el análisis de costos. También se incluyen cuotas a los gobiernos federal, estatal y local en EE.UU. para preparación contra emergencias, las cuales se engloban en un solo rubro.

Los impuestos de propiedad se dejaron fuera debido a la gran variabilidad de los mismos y a la gran cantidad de factores que pueden determinarlos, si se conocen éstos para una situación o planta específica se deben contabilizar.

Las primas por seguros se estimaron para cada tipo de reactor, debido a que las cuotas se basan en la historia de cada planta; estas estimaciones son valores esperados. Se incluyen en este rubro cuotas para riesgo nuclear, compensaciones, etc.

Para los costos debidos a paros por mantenimiento o recarga se asumió que éstos son del orden de doce millones de dólares (USD) para una planta de 1200 MWe con generadores de vapor. Se espera que este valor sea representativo para plantas en el futuro ya que se basa en un promedio conservador de estos costos en la industria y porque gran parte de las labores de mantenimiento, como mantenimiento de turbina, transformador, motores y bombas, etc. se tendrían que realizar en dichas plantas también. Los costos de inspección del generador de vapor se removieron de la lista para los reactores ABWR y ESBWR. El costo de recarga se elimina, por diseño, del reactor ACR-700. Debido a que cada unidad del ACR-700 es más pequeña que el resto de los reactores, los costos de material y mano de obra se redujeron para representar esta diferencia. Estos costos,

²¹ Nuclear Integrated Information Database. Electrical utility Cost Group. Nuclear Committee (EUCG-N). Junio 2003

para cada unidad, se añadieron a los costos anualizados de operación y mantenimiento basándose en la frecuencia y número de unidades.

En otros costos relacionados se incluyen: materiales, servicios, insumos, etc. Se añade también un fondo para reemplazo o reparaciones de equipo y/o *staff* de 15 millones de dólares anuales.

Los costos generales y administrativos (A&G) se reservan para funciones de soporte corporativo. Éstos incluyen servicios financieros, distribución de acciones y ventas, se calculan un monto de tres millones de dólares anuales para estos gastos.

El costo de servicio de planta (*site service cost*) es el costo de energía eléctrica de reemplazo cuando la unidad no está operando. Durante el mantenimiento o paros forzados, el consumo de potencia de la unidad puede ser significativo y se engloba en los costos de operación de la planta. Para propósitos de simplificación se asume que 90% del tiempo de paro resulta en un consumo neto de potencia. Un consumo de 4 MWe con costo de \$35/MWe se asume en el estudio que se cita.

1.2.12.2 Costos totales de operación y mantenimiento

En la siguiente tabla se listan los costos totales anuales de operación y mantenimiento asociados a los reactores listados; se hace una distinción entre las unidades nuevas (*greenfield*)²² y las adicionales a un sitio con planta(s) ya existentes:

Tabla 7. Costos de operación y mantenimiento por kWh

Reactor	Staff	Unidades	Costo anual O&M (USD ₂₀₁₀)	Energía generada anualmente (kWh)	Costo por kWh (USD ₂₀₁₀ /kWh)
ABWR (unidad adicional)	444	1	88,266,680.19	11,218,726,800	0.0079
ESBWR (unidad adicional)	444	1	87,779,304.56	12,112,029,000	0.0072
AP1000 (unidad adicional)	441	1	90,433,361.06	9,467,280,000	0.0096
ACR-700 (unidad adicional)	519	2	104,266,670.91	11,881,436,400	0.0088
ABWR (primera unidad en sitio nuevo)	701	1	120,486,611.39	11,218,726,800	0.0107
ESBWR (primera unidad en sitio nuevo)	700	1	119,760,340.53	12,110,229,000	0.0099
AP1000 (primera unidad en sitio nuevo)	698	1	122,246,964.45	9,467,280,000	0.0129
ACR-700 (primera unidad en sitio nuevo)	761	2	134,080,491.13	11,881,436,400	0.0113

1.2.13 Costo del combustible

Una de las ventajas de la generación de electricidad por energía nuclear es que el combustible (uranio, MOX) es más barato y menos sujeto a fluctuaciones del mercado que los combustibles

²² Aquí se emplearán los costos para unidades nuevas en el cálculo del costo nivelado de generación.

fósiles, sin embargo debe tenerse en cuenta que el uranio ha de ser procesado, enriquecido, y manufacturado en forma de pastillas y ensambles de combustible.

Aún teniendo en cuenta esto, típicamente, para una planta nuclear en un país de la OCDE, los costos del combustible son aproximadamente un tercio que los de una planta carboeléctrica, y entre un cuarto y un quinto del costo de una planta de ciclo combinado de gas.

Para calcular el costo del combustible se hará uso del método empleado en el reporte elaborado por el M.I.T. *The Future of Nuclear Power*²³, el cual se describe a continuación:

La expresión empleada para el cálculo del costo es:

$$C_{comb.} = \sum_i M_i \cdot C_i + \sum_i M_i \cdot C_i \cdot \phi \cdot \Delta T_i \text{ (USD}_{2003}\text{)}$$

Donde:

$C_{comb.}$ Costo del combustible (USD₂₀₀₃)

M_i Cantidad de masa procesada en la etapa i (kg ó kg SWU)

C_i Costo unitario en la etapa i (USD₂₀₀₃/kg ó USD₂₀₀₃/kg SWU)

ϕ Factor de costo en el tiempo (años⁻¹)

ΔT_i Retraso entre la etapa de inversión i y el punto medio de irradiación del combustible (años)

Para el ciclo abierto:

Ciclo de combustible abierto para 1 kg IHM



Figura 2. Ciclo abierto de fabricación de combustible nuclear

Se asume que:

- El contenido de U²³⁵ en U natural es de: 0.711%
- Porcentaje de U²³⁵ en colas es de: 0.3%
- Porcentaje de U²³⁵ en el uranio enriquecido es de: 4.5%
- Las pérdidas son despreciables

²³ ANSOLABEHERE, Stephen; DEUTCH, John; DRISCOLL, Michael; et. al. *The Future of Nuclear Power*. An interdisciplinary M.I.T. Study (2003). Appendix Chapter 5.D, págs. 145-148

- La tasa de energía producida por el combustible de uranio es de: 50 MWD/kgHM
- Factor de capacidad de la planta: 0.9
- Eficiencia térmica de 0.33

$$\frac{kg\ SWU}{kg\ producto} = (2x_p - 1) \cdot \ln\left(\frac{x_p}{1 - x_p}\right) + \left(\frac{x_p - x_{nat}}{x_{nat} - x_t}\right) \cdot (2x_t - 1) \cdot \ln\left(\frac{x_t}{1 - x_t}\right) - \left(\frac{x_p - x_{nat}}{x_{nat} - x_t}\right) \cdot (2x_{nat} - 1) \cdot \ln\left(\frac{x_{nat}}{1 - x_{nat}}\right)$$

Donde:

x_p = porcentaje de enriquecimiento

x_a = contenido natural de U^{235}

x_t = porcentaje de colas

Con: $x_p = .045$, $x_a = .00711$, $x_p = .003$

Se obtienen 6.23 kg SWU/kg producto.

Luego, el costo del combustible con este ciclo se calcula, para una tasa de descuento del 10% :

Tabla 8. Cálculo del combustible nuclear para ciclo abierto

	M_i (kgIHM)	C_i (USD/kgIHM)	ΔT_i (años)	$M_i \cdot C_i$ (USD)	$\varphi(\Delta T_i)$	$M_i \cdot C_i \cdot \varphi(\Delta T_i)$ (USD)
Minería y beneficio del uranio (kg)	10.2	36.4	4.25	371.16	0.499404852	787.773149
Conversión (kg)	10.2	8.0	4.25	81.6	0.499404852	173.193603
Enriquecimiento (per kg SWU)	6.23	100.0	3.25	623	0.36309532	735.17725
Fabricación del comb. (kgHM)	1	275.0	2.75	275	0.299660393	226.618172
Almacenamiento y disposición (kgHM)	1	400.0	-2.25	400	0.239177564	215.259807
			Subtotal	1750.758564		2138.02198
					Total	3888.78055
					Energía producida	396000
					Costo total (USD2011/kWh)	0.00982015

Y para el ciclo cerrado (MOX):

Ciclo de combustible reprocesado (MOX) para 1 kgIHM

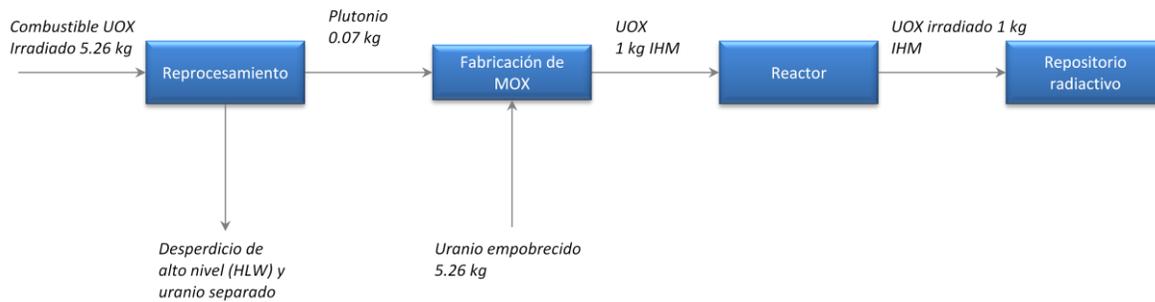


Figura 3. Ciclo cerrado (de reprocesamiento) para fabricación del combustible nuclear

- Contenido de Pu en el combustible irradiado: 1.33%
- Contenido de Pu en el combustible reciclado (MOX): 7%
- Las pérdidas son despreciables
- La tasa de energía producida por el combustible es de: 50 MWD/kgHM
- Factor de capacidad de planta: 0.9
- Eficiencia térmica: 0.33

Luego para una tasa de descuento del 10%:

Tabla 9. Cálculo del combustible nuclear para ciclo cerrado.

	M_i (kgIHM)	C_i (USD/kg IHM)	ΔT_i (años)	$M_i \cdot C_i$ (USD)	$M_i \cdot C_i \cdot (1 + \phi(\Delta T_i))$ (USD)
Crédito por UO_x SF	5.26	-473.3	4.25	-2489.774013	-1243.405223
Reprocesamiento	5.26	1183.4	4.25	6224.435032	3108.513057
HLW, almacenamiento y disp.	5.26	355.0	3.25	1867.33051	678.0189693
Fabricación de MO_x	1	1775.0	3.25	1775.029002	644.5047237
MO_x , almacenamiento y disp.	1	473.3	-2.25	473.3410671	113.2125633
			Subtotal	7850.361598	3300.844091
			Total		11151.20569
			Energía producida (kWh)		396000
			Costo total (USD2011/kWh)		0.02815961

Este número equivale, aproximadamente, a 3 veces el costo del combustible del ciclo abierto; probablemente sólo sea competitivo en el futuro si aumenta el precio del uranio. En este reporte se utilizan los costos calculados para el ciclo abierto.²⁴

1.2.14 Costos por desmantelamiento

Al final de la vida útil de un reactor éste debe desmantelarse; el objetivo de este proceso es reducir la cantidad de material radiactivo y el riesgo a su exposición.

A medida que la industria ha madurado y adquirido experiencia, se ha podido demostrar que los costos por desmantelamiento pueden estimarse en una forma confiable y ser administrados adecuadamente. La mayoría de las organizaciones que se encargan de estas actividades tienden a emplear métodos de estimación de costos específicos para sus requerimientos y condiciones; por lo cual las comparaciones hechas con estas estimaciones debe ser tomadas con cierta cautela, ya que es difícil inferir conclusiones así. Por ejemplo, no se pueden hacer comparaciones válidas a menos que se conozcan los componentes de estas estimaciones, es decir, qué se ha incluido y qué se ha dejado fuera de las mismas.

Basados en la experiencia dentro del Programa de Cooperación de Desmantelamiento de la NEA (*Co-operative Programme on Decommissioning*), el trabajo de algunos grupos de consultoría de la IAEA y el Programa de costos de desmantelamiento de la Comisión Europea (EC), se acordaron algunas definiciones para elementos y grupos de costos. En este contexto, los elementos de costo de desmantelamiento se definieron como las distintas tareas específicas necesarias en cualquier programa de desmantelamiento, la lista completa es una elementos ligados entre sí en varios niveles, en cada subnivel se incrementa el detalle de cada concepto con respecto al último.

Tomando en cuenta esto, se identificaron once niveles superiores de elementos de costo:

- Actividades previas al desmantelamiento (*pre-decommissioning actions*).
- Actividades relacionadas con el cese de operaciones en las instalaciones (*facility shutdown activities*).
- Procura de material y equipo (*procurement of general equipment and material*).
- Actividades de desmantelamiento (*dismantling activities*).
- Tratamiento y disposición de desechos (*waste treatment and disposal*).
- Seguridad, vigilancia y mantenimiento (*security, surveillance and maintenance*).
- Limpieza y diseño del sitio (*site cleanup and landscaping*).
- Soporte en sitio, administración del proyecto e ingeniería (*project management, engineering and site support*).
- Combustible (*fuel*)²⁵
- Investigación y desarrollo (*research and development*).

²⁴ En el caso del reactor ACR-700 x2 se emplea un costo de 0.0092 USD₂₀₀₁/kWh (Ayres, Matt et. al. *Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario*. Canadian Energy Research Institute. Agosto 2004).

²⁵ Los costos de combustibles se dejan fuera en este estudio ya que, a menudo, se paga por separado y no se incluyen en los costos por desmantelamiento.

- Otros costos.

Los costos pueden ser agrupados de acuerdo al criterio de actividades generales que no pueden ser agrupadas en un periodo de tiempo específico como:

- Costos de mano de obra.
- Costos de capital, material y equipos.
- Gastos indirectos.
- Costos contingentes.

La información detallada de costos es esencial para proporcionar una base sólida para el análisis de la variabilidad de costos, pero aún si contamos con un acuerdo general de los elementos del costo de desmantelamiento, las estimaciones de cada uno de éstos puede variar de forma significativa, ya que pueden estar basados en suposiciones, en experiencias pasadas, o adaptando o extrapolando los costos de otras instalaciones nucleares. Se debe utilizar un criterio de ingeniería adecuado para adaptar las suposiciones hechas a cada caso específico.

Las estimaciones más precisas serán aquellas que estén basadas en modelos con los elementos de costo más detallados, a manera de un proceso de inducción; es posible que sean más difíciles de recabar, pero serán más precisos y robustos. Entre menos específicos sean los datos será necesario la aplicación de criterios de ingeniería adecuados para inferir información válida para un mismo tipo de planta. Aun así, muchos elementos pueden ser extrapolados de un sitio o planta u otro(a); por ejemplo, los costos de mano de obra pueden adaptarse utilizando número de horas empleadas, un factor de productividad para la región y costos locales de mano de obra. Otros costos, como los asociados a el acondicionamiento de los residuos pueden presentar diferencias, por ejemplo: se puede disponer de un elemento de un reactor pequeño en una pieza, pero el mismo elemento en el caso de un reactor grande puede requerir que sea cortado y acondicionado de forma especial antes de ser enviado a un depósito. La contaminación existente en cada instalación nuclear es otro factor que debe considerarse a la hora de extrapolar estimaciones de costos.

Cuando no existe experiencia a nivel nacional se puede emplear información de otros países como una base de estimación preliminar.

El grupo experto de las organizaciones NEA/IAEA/EC recabó mediante un cuestionario para cada uno de los elementos y grupos definidos con anterioridad (V. imagen). Los costos recabados fueron convertidos a dólares del 1 julio de 2001, por lo que deben tomarse con cierta precaución debido a las distorsiones introducidas por esta conversión.

Table 4.3. Format of the cost data requested in the questionnaire

COST ITEM	COST GROUP [2]					TOTAL (NCU)
	Labour		Capital	Expenses	Conting.	
	(hours)	(NCU)		(NCU)		
Pre-decommissioning						
Facility shutdown						
Procurement						
Dismantling						
Waste treatment and disposal						
Security, surveillance and maintenance						
Site cleanup and landscaping						
Project management, engineering and site support						
R&D						
Fuel						
Others						
TOTAL						

Figura 4. Formato para captura de costos²⁶

Un resumen de los resultados se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 10. Costos por desmantelamiento para distintos tipos de reactor.²⁷

Costos por desmantelamiento (USD/KWe)			
Tipo de Reactor	Media	Desv. Estándar	
PWR	320	195	
VVER	330	1150	
BWR	420	100	
PHWR/CANDU	360	70	
GCR	2500	-	
Desmantelamiento*			25% 35%
Tratamiento y disposición de residuos			17% 43%
Seguridad, vigilancia y mantenimiento			8% 13%
Diseño y limpieza del sitio			5% 13%
Soporte en sitio, administración del proyecto e ingeniería			5% 24%

²⁶ *Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies and Costs. OECD 2003. Pág. 58*

²⁷ *Decommissioning Nuclear Power Plants. Nuclear Energy Agency. OECD 2003*

*Estos porcentajes representan promedios por tipo de reactor, la variación es mayor si se promedian todos los reactores sin discriminación de tipo.

Y si extrapolamos estos datos para los valores de capacidad de los reactores ABWR, ESBWR, AP1000, ACR-700(x2) (utilizando los valores del PWR para el AP1000, el BWR para el ABWR y ESBWR y el PHWR/CANDU para el ACR-700) y corregimos los datos por inflación:

Tabla 11. Costos por desmantelamiento para reactores ABWR, ESBWR, AP1000 y ACR-700 (x2)²⁸

Tipo de Reactor	Costos por desmantelamiento (USD ₂₀₁₀)	
	\bar{X}	σ
ABWR	734,568,705.99	174,897,310.95
ESBWR	718,038,327.23	170,961,506.48
AP1000	472,296,535.90	287,805,701.56
ACR-700(x2)	666,823,671.62	129,660,158.37

El estudio del Departamento de Energía de EE.UU. : *Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decommissioning Costs and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs*, Vol.1 . Cooperative Agreement DE-FC07-03ID14492. Contract DE-AT01-020NE23476 (Mayo 2004) obtuvo las siguientes estimaciones:

Tabla 12. Costos por desmantelamiento (Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decommissioning Costs and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs)

Tipo de Reactor	Costos por desmantelamiento (miles de USD ₂₀₁₀)
ABWR	492762.25
ESBWR	675023.41
AP1000	492762.25
ACR-700(x2)	525634.60

Los costos calculados para el ESBWR y el AP1000 son bastante similares en ambos estudios (respecto a los valores promedio), sin embargo para los reactores tipo ABWR y ACR-700 tenemos una variación mayor (67% y 79% de los valores reportados en el estudio de NEA/IAEA/EC). A pesar

²⁸ *Decommissioning Nuclear Power Plants*. Nuclear Energy Agency. OECD 2003

de esto, la desviación no se encuentra más allá de un rango de 1.5σ respecto a la media. En este reporte se emplearán los valores estimados en el primer estudio ya que representan un límite superior de los cálculos.

Estos costos se dividen entre el *valor presente* de la energía generada por cada reactor durante su vida útil (la cual asumiremos de 40 años con una tasa de descuento de 10% y un factor de capacidad de 0.9) para obtener el costo por kWh:

$$\text{Costo de desmantelamiento por kWh} = \frac{C_{\text{desmantelamiento, tipo de reactor}}}{\left\{ \frac{0.1(1+0.1)^{40}}{[(1+0.1)^{40} - 1]} \right\} (0.9)(8766)C_{\text{gen., tipo de reactor}}}$$

Donde:

$C_{\text{desmantelamiento, tipo de reactor}}$, es el costo por desmantelamiento de un tipo específico de reactor en USD₂₀₁₀

$C_{\text{gen., tipo de reactor}}$, capacidad de generación del reactor en cuestión

Finalmente, los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 13. Costos por desmantelamiento por kWh para los reactores listados²⁹

Reactor	C_{desm} (USD₂₀₁₀/kWh)
ABWR	0.006696
ESBWR	0.006063
AP1000	0.005101
ACR-700(x2)	0.005739

²⁹ Decommissioning Nuclear Power Plants. Nuclear Energy Agency. OECD 2003

1.2.15 Costos por emisiones

Una buena comparación de emisiones de CO₂ entre las distintas tecnologías para generación de electricidad tiene que incluir no sólo las emisiones cuando la planta está en operación, sino también la de todo el ciclo de vida de combustible; una planta nuclear no genera emisiones de CO₂ cuando opera, pero en los procesos de minería, conversión, enriquecimiento, fabricación, etc. se emiten G.E.I. que deben tomarse en cuenta a la hora de hacer un análisis de este tipo.

(Una planta carboeléctrica libera 100 veces más material radiactivo que un reactor nuclear de la misma capacidad, además lo hace directamente a la atmósfera, no en una instalación resguardada adecuadamente)³⁰

Abajo se copian los resultados de nueve análisis de este tipo³¹, realizado por nueve instituciones distintas, estos reportes comparan seis tecnologías de generación: carbón, gas, fotovoltaica solar (PV), nuclear, eólica e hidroeléctrica:

Tabla 14. Emisiones de kgCO₂/MWh para distintos métodos de generación de electricidad

	Carbón	Gas	Solar (PV)	Nuclear	Eólica	Hidroeléctrica
	(kgCO ₂ /MWh)					
ExternE ³²	815	362	53	20	7	-
SDC (U.K.) ³³	891	356	-	16	-	-
U. Wisconsin ³⁴	974	469	39	15	14	-
CRIEPI (Japón) ³⁵	990	653	59	21	37	18
Paul Scherrer Inst. ³⁶	949	485	79	8	14	3
U.K. Energy Review ³⁷	755	385	-	11–22	11–37	-

³⁰ HVIStENDAHL, Mara. *Coal Ash Is More Radioactive than Nuclear Waste; by burning away all the pesky carbon and other impurities, coal power plants produce heaps of radiation*. Scientific American, diciembre 2007 (Coal Ash Is More Radioactive than Nuclear Waste; by burning away all the pesky carbon and other impurities, coal power plants produce heaps of radiation.)

³¹ <http://lightbucket.wordpress.com/2008/02/20/carbon-emissions-from-electricity-generation-the-numbers/>

³² ExternE National Implementation Germany, W. Krewitt et al., Externalities of Energy European Commission Research Project, Nov. 1997 (WebCite cache)

³³ The Role of Nuclear Power In a Low Carbon Economy, SDC Position Paper, UK Sustainable Development Commission, Mar. 2006 (page 5) (WebCite cache)

³⁴ Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis, P.J. Meier, Ph.D. thesis, University of Wisconsin, Aug. 2002 (page 70) (WebCite cache)

³⁵ Energy Technology Life Cycle Analysis that Takes CO₂ Emission Reduction Into Consideration, Central Research Institute of Electric Power Industry, Japan, Annual Research Report, 1995 (WebCite cache)

³⁶ Greenhouse Gas Emissions From Energy Systems: Comparison and Overview, R. Dones et al., Paul Scherrer Institut Annual Report 2003, Annex IV (Table 2, page 38) (WebCite cache)

³⁷ UK Govt. Energy Review: The Energy Challenge, 2006, Chapter 5, Electricity Generation, (Table 5.3, page 116) (WebCite cache)

IAEA ³⁸	968	440	100	9-21	9-36	4-23
Vattenfall AB ³⁹	980	450	50	6	6	3
British Energy ⁴⁰	900	400	-	5	-	-

En primer lugar vemos que sólo la generación eólica e hidroeléctrica generan menos emisiones que la energía nuclear, si tomamos el peor caso, el de la CRIEPI (Japón) 21 kg CO₂/MWhe, considerando un costo de 10, 15, 20, 25 y 30 USD por tonelada de CO₂, y utilizando la siguiente fórmula:

$$C_{emis.} = p_{tCO_2} \cdot e_{CO_2,t}$$

Donde:

$C_{emis.}$	Costo por emisiones en USD ₂₀₀₃ /KWh
$p_{ton.CO_2}$	Precio por tonelada equivalente de CO ₂ (USD ₂₀₀₃ /ton)
$e_{CO_2,t}$	Emisiones equivalentes de CO ₂ (t/kWh) asociados a la tecnología correspondiente (V.Tabla 14)

En la sección de análisis de sensibilidad se mostrará la variación del costo nivelado de generación al asignar distintos valores para el cargo por tonelada de CO₂.

³⁸ Greenhouse Gas Emissions Of Electricity Generation Chains: Assessing the Difference, J.V. Spadaro et al., IAEA Bulletin 42/2/2000, (page 21) (WebCite cache)

³⁹ Vattenfall's Life Cycle Studies of Electricity, Vattenfall AB, Oct. 1999 (gráfica superior, pág. 16) (WebCite cache)

⁴⁰ Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station, British Energy, May 2005 (WebCite cache)

1.2.15.1 Cálculo de emisiones de CO₂ evitadas mediante el uso de la energía nuclear

Las emisiones de CO₂ en México en 2007 fueron de 471,459.00 Kt^{41 42 43}; el ritmo de crecimiento anual de las mismas es de aproximadamente 2%, el cual es el más alto entre los países de la OCDE (aunque también México es de los países menos industrializados y aún con este crecimiento se estima que las emisiones *per capita* seguirán siendo las más bajas entre estos países⁴⁴); con estos datos podemos estimar que las emisiones en 2010 fueron de 498,847 Kt.

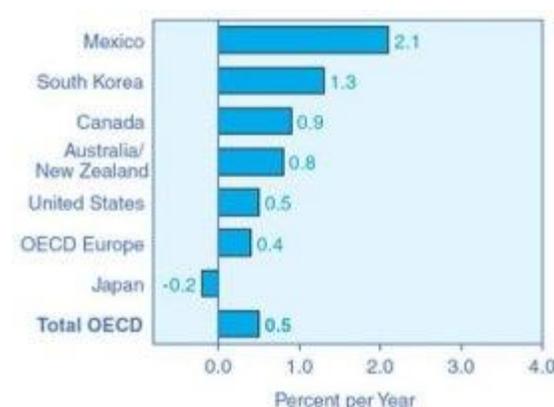


Figura 5. Crecimiento anual promedio de emisiones equivalentes de CO₂ en países de la (2005 - 2030)

El promedio global proyectado menor al 0.5%
2005 - 13.6 Bmt
2015 - 14.4 Bmt
2030 - 15.5 Bmt para países de la OCDE.

México tiene la tasa de crecimiento (2.1%) más alta ya que se espera que gran parte de su crecimiento provendrá de industrias que consumen grandes cantidades de energía.

Para el resto de los países se predice una tasa <1.5%

Se espera que Japón reduzca sus emisiones en 0.2% y que Europa las incremente 0.4%.
(Source: EIA)

La producción nacional de energía eléctrica en 2010 fue de 241490.615 GWh⁴⁵, de los cuales aproximadamente el 69%⁴⁶ lo constituyen plantas que generan electricidad a partir de hidrocarburos (166,628.5 GWh); de éstos, aproximadamente 117,317 GWh corresponde a plantas de ciclo combinado y 49,529.61 GWh a plantas de combustóleo, duales, TG y CI. Mientras que 16485.076 GWh fueron generados por carboeléctricas.

De acuerdo con el documento: *Inventario de emisiones en 2005 de gases con efecto invernadero por el sector energético mexicano*⁴⁷ las emisiones de G.E.I. del sector energético nacional país en ese año fueron de 146,023.9 Gg CO_{2eq} (kt CO_{2eq}), si extrapolamos este dato al 2010 con una tasa del 2% resultan 162,714.43 Gg CO_{2eq} (kt CO_{2eq}) y 373642.053 Gg CO_{2eq} (kt CO_{2eq}) para el 2050.

⁴¹ http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_carbon_dioxide_emissions

⁴² <http://unfccc.int/di/DetailedByParty/Event.do;jsessionid=05751D312CD25D5DC53F14A188DA45C4.diprod02?event=go>

⁴³ <http://www.climateavenue.com/en.IEOutlook.2008.htm>

⁴⁴ U.S. Energy Information Administration/International Energy Outlook 2010, Chapter 8, pgs. 125, 132

⁴⁵ SENER. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico Dirección General de Planeación Energética. *Prontuario Estadístico del Sector Energético Enero de 2011*, pág. 43

⁴⁶ SENER. *Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025*, pg. 109

⁴⁷ Flores Velásquez, R.; Muñoz Ledo Carranza, R. *Inventario de emisiones en 2005 de gases con efecto invernadero por el sector energético mexicano*. Noviembre 2007.
www.ejournal.unam.mx/ict/vol1101/ICT001100104.pdf

Ahora bien, ¿cuánto deben reducirse estas emisiones?

Si empleamos como referencia el documento de la IEA: *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD)*⁴⁸ se proponen dos objetivos: en el primero (ACT Map) se estabilizan las emisiones de CO₂ al nivel del 2005, en el segundo (BLUE Map) la emisiones se reducen a la mitad. Las reducciones propuestas se desglosan por sector (eléctrico, industrial, transporte, etc.) y concepto de ahorro en cada sector. A continuación se reproduce una tabla del documento citado arriba con esta información:

Tabla 15. Escenarios y propuestas de reducción de emisiones IEA

	Reducción de emisiones de CO ₂	Reducción de emisiones de CO ₂
	ACT MAP (Gt CO ₂ /año)	BLUE MAP (Gt CO ₂ /año)
Sector Eléctrico	14.1	18.3
Generación con CCS	2.9	4.8
Energía Eólica	1.3	2.1
Energía Solar (FV)	0.7	1.3
Energía Solar (CSP)	0.6	1.2
Energía Nuclear	2	2.8
Plantas tipo IGCC	0.7	0.7
Carbón ultra/supercrítico	0.7	0.7
BIGCC y biomasa (co-combustión)	0.2	1.5
Eficiencia en uso del gas natural	0.8	0.4
Sustitución de carbón por gas natural	3.8	1.8
Hidroeléctricas	0.3	0.4
Geotérmicas	0.1	0.6
Edificios	7	8.3
Ahorros de combustible	2	2.5
Eficiencia en uso de electricidad	4.5	4.5
Calentamiento por energía solar	0.2	0.5
Bombas de calor	0.3	0.8
Transporte	19.7	31
Eficiencia en uso del combustible	6	6.6
Biocombustibles de segunda generación	1.8	2.2
Vehículos híbridos y eléctricos (<i>plug-in</i>)	0.5	2
Vehículos con celdas combustibles de hidrógeno	0	1.8
Industria	5.7	9.2
Uso de CCS en la industria y transformación de combustibles	2	4.3
Eficiencia en uso de electricidad	1	1.4
Eficiencia en uso de combustible	1.9	2.3
Cambio de combustibles	0.8	1.2

⁴⁸ *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD)*. International Energy Agency 2008. Pág. 67

Podemos ver que la reducción de emisiones atribuibles a la energía nuclear es de 2 y 2.8 Gt CO₂/año para una estabilización de emisiones en el año 2050 (ACT MAP) y para una reducción de las mismas a la mitad en el mismo año (BLUE MAP), respectivamente.

Si consideramos que México tendrá una participación de alrededor del 2% de las emisiones globales en el año 2050 (actualmente es de 1.5%) y establecemos como objetivo reducir una cantidad proporcional de emisiones tendríamos un rango de 40,000 Gg CO₂ (kt CO₂) a 56,000 Gg CO₂ (kt CO₂), esto es del 11% al 15% de las emisiones en el sector eléctrico esperadas para 2050.

Ahora bien, ¿cuánta capacidad de energía nuclear sería necesario instalar en México para una reducción de emisiones de este orden?

Primero, utilizaremos los datos de la Tabla 14, un factor de 0.85 de corrección para termoeléctricas convencionales que utilicen combustóleo respecto a los valores listados para plantas carboeléctricas y un valor de 0.066 kg CO_{2eq}/kWh_e para la energía nuclear⁴⁹ con el fin de hacer estimaciones conservadoras.

Si reemplazamos kWh por kWh de plantas de generación de combustibles fósiles con plantas de energía nuclear y empleando como referencia plantas nucleares un reactor de 1.4 GW con un factor de potencia de 0.9:

$$E_{gen.en\ un\ año} = (0.9)(24)(365.25)(1,400,000) = 11,045,160,000\ kWh/año$$

$$\approx 11\ TWh/año$$

En 2010, como ya se ha mencionado se generaron 16.5 TWh mediante carboeléctricas, 49.53 TWh por termoeléctricas que utilizan combustóleo y 117.32 TWh mediante plantas de ciclo combinado.

Para sustituir la generación de termoeléctricas convencionales necesitamos de 1.5 reactores de 1.4 GW para sustituir toda la capacidad de plantas carboeléctricas, 4.5 para las termoeléctricas y aproximadamente 11 para sustituir la generación de plantas de ciclo combinado.

Las emisiones de CO₂ evitadas en cada caso serían

1.5 reactor:

$$-e_{CO_2} = 1.5 \cdot 10^9 (0.913 - 0.066) = 13,984,666,666.67\ kg\ CO_2$$

$$\approx 13,984.67\ kt\ CO_2$$

4.5 reactores:

$$-e_{CO_2} = 49.5 \cdot 10^9 [(0.85)(0.91356) - 0.066] = 32,393,900,000\ kg\ CO_2$$

⁴⁹ K. Sovacool, Benjamin. *Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey*. Energy Governance Program, Centre on Asia and Globalisation, Lee Kuan Yew School of Public Policy, National University of Singapore (Junio 2008).

$\approx 32,393.9 \text{ kt CO}_2$

Sumando estas cifras nos da un total de 46,378.57 kt CO₂, por lo cual, con la construcción de 6 reactores nucleares podríamos alcanzar la meta delineada en el escenario ACT de la IEA, ajustándonos al porcentaje de contribución a las emisiones globales de México.

Como lo más probable es que en el futuro se construyan más plantas de ciclo combinado (NGCC), el resto de la reducción de emisiones provendría de la sustitución de plantas de este tipo, sin embargo, por cada kWh sustituido se evitan menos emisiones porque las plantas NGCC generan menos emisiones por kWh:

$$-e_{CO_2_{NGCC}} = 1.5 \cdot 10^9 (0.444 - 0.066) = 4,162,888,888.89 \text{ kg CO}_2$$

Por lo que necesitaríamos construir al menos otros dos reactores para alcanzar una reducción de 56,000 kt CO₂.

Hay que mencionar que, dependiendo del éxito o fracaso en la implementación de otras tecnologías "limpias" o con bajas emisiones de CO₂, la contribución por parte de la energía nuclear podría ampliarse. Por ejemplo, si no es posible implementar la generación con sistemas CCS en la escala suficiente, y cubriéramos la energía que se espera que generen estas plantas con energía nuclear, se tendría que incrementar a más del doble la capacidad nuclear de acuerdo al escenario BLUE de la IEA.

1.2.16 Costos externos

1.2.16.1 Metodología de ExternE

El proceso de toma de decisiones para el establecimiento de políticas energéticas en el futuro requiere de una vasta cantidad de información. Un componente importante en este proceso es la comparación de los distintos costos asociados a los diferentes tipos de sistemas de generación de energía. Entre estos costos se encuentran aquellos que en la producción y consumo (de energía eléctrica) son impuestos a la sociedad, algunos de los cuales son absorbidos por los productores y consumidores de energía. Sin embargo, otros costos sociales no han sido internalizados en la estructura de costos de muchos ciclos de vida de distintos combustibles, y por lo tanto no han sido considerados como tales (costos) hasta ahora. A estos costos se les conoce como costos externos.

En 1991 la Unión Europea y el Departamento de Energía de los Estados Unidos iniciaron un proyecto de investigación conjunta, con el objetivo de hacer una evaluación de riesgo para los distintos sistemas de generación de energía desarrollando una metodología común para determinar los costos externos de la generación de electricidad.

La Unión Europea, siguiendo los lineamientos establecidos en el Tratado de Maastricht de 1992, impulsó el proyecto *Externalities of Energy (ExternE)*. Este proyecto fue desarrollado por más de 30 equipos adscritos a diferentes centros de investigación de nueve países europeos.

El objetivo de la metodología *ExternE* es el cálculo de estos costos externos empleando un marco de trabajo unificado para la presentación de los resultados. Para poder hacer una comparación directa entre distintas opciones energéticas es necesario utilizar herramientas como éstas. Dos categorías de efectos importantes que caen potencialmente en la clasificación de costos externos son los efectos en la salud y el medio ambiente. Se presentará aquí, a manera de ejemplo, una aplicación de esta metodología para la evaluación del ciclo nuclear en Europa. También se utilizarán los resultados de los cálculos obtenidos para estimaciones de los costos externos para integrarlos al costo de nivelado de generación.

1.2.16.1.1.1 Ciclo Nuclear

El ciclo nuclear puede clasificarse en 8 etapas. Una tecnología en específico se emplea en cada una de ellas y en muchos casos el proceso se lleva a cabo en lugares distintos. Estas etapas son:

- Minería y extracción
- Conversión
- Enriquecimiento
- Fabricación del combustible
- Generación de electricidad
- Reprocesado
- Disposición de residuos de nivel bajo e intermedio

- Disposición de residuos de nivel alto

El uranio es extraído a cielo abierto o desde minas subterráneas, dependiendo de la profundidad a la que se encuentre el mineral de uranio. El mineral de uranio (*ore*) se *beneficia* en plantas que se encuentran en las proximidades de las minas, esto con el fin de facilitar su transporte.

Este proceso involucra triturar y moler las rocas de mineral extraído para separar el uranio, luego se refina y purifica. Cuando el mineral de uranio sale de la planta de beneficio se encuentra en forma de óxido de uranio (U_3O_8), también conocido como “tarta amarilla” (*yellow cake*).

De aquí, el U_3O_8 se transforma en hexafluoruro de uranio (UF_6). Esto se logra a través de varias reacciones químicas en diferentes plantas. Generalmente se obtiene primero tetrafluoruro de uranio (UF_4), el cual se *fluorida* para producir UF_6 ; de esta forma se completa la etapa de conversión.

Para fabricar el combustible nuclear que será utilizado en el reactor, el UF_6 debe enriquecerse esto es, se aumenta su concentración del isótopo ^{235}U de 0.71% a 3-4% en peso. La difusión y la centrifugación gaseosas son los procedimientos comerciales más utilizados para completar esta etapa.

El UF_6 enriquecido se transforma en polvo de dióxido de uranio (UO_2), el cual se comprime en *pellets*. Estos *pellets* se insertan en tubos de *zircaloy* o acero inoxidable, los cuales se sellan y se ensamblan en grupos; éstos forman los ensambles de combustible que se colocan en el núcleo del reactor nuclear.

En los reactores de agua ligera (ABWR, ESBWR, AP1000, entre otros) se emplea agua como moderador de los neutrones (reducir su energía) que inducen la fisión de núcleos de U^{235} , y como refrigerante para disipar el calor generado por la misma. El calor se emplea en la generación de vapor (en el mismo reactor o en un circuito separado), el cual mueve los álabes de turbinas instaladas en la planta para la generación de electricidad, como en cualquier termoeléctrica convencional. Para mantener una producción eficiente de energía, se reemplaza cerca de un tercio de los ensambles de combustible cada año. El combustible irradiado se coloca en *albercas* de almacenamiento en el edificio del reactor para permitir su enfriamiento y decaimiento radiactivo.

El combustible irradiado puede almacenarse en espera de su almacenamiento permanente (como en los EE.UU.) o reprocesado (como es la política en Francia, Reino Unido y Japón). El reprocesamiento del combustible tiene como finalidad reciclar los residuos de uranio y el plutonio producido en el núcleo (alrededor de 1%). Los productos de desecho son altamente radioactivos y son vitrificados antes de su disposición final.

El desecho radioactivo se produce en toda la extensión del ciclo del combustible nuclear. Dependiendo de los niveles de radioactividad, estos desechos se clasifican como de nivel alto, intermedio o bajo. Actualmente ya existen sitios de almacenamiento superficial para desperdicio de bajo nivel. Es posible que se empleen depósitos geológicos profundos para desperdicio de nivel alto, pero actualmente no hay sitios de este tipo en operación.

Para propósitos de presentación de la metodología a emplear y la evaluación de los costos externos de la producción de energía nuclear, se consideran sitios y tecnologías de referencia empleadas en Francia para las ocho etapas mencionadas.

Se evalúa un sitio hipotético para almacenamiento de desperdicio de alto nivel. La ubicación de estos sitios se muestra en la Figura 6. Sitios y tecnologías de referencia para el ciclo nuclear en Francia La lista de los principales radionucleidos que se liberan en el medio ambiente aparece en la Tabla 16



Figura 6. Sitios y tecnologías de referencia para el ciclo nuclear en Francia⁵⁰

Tabla 16. Emisiones radiactivas del ciclo del combustible nuclear⁵¹

Minería y molienda

gases: Rn-222, U-234, U-235, U-238

líquidos: U-234, U-235, U-238

Conversión, enriquecimiento y fabricación del combustible

gases: U-234, U-235, U-238

líquidos: U-234, U-235, U-238

⁵⁰ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR Figure 1.1, pág. 12

⁵¹ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR Box 1.1, pág. 12

Operación normal del reactor

gases: H-3, C-14, Co-58, Co-60, Kr-85, I-131, I-133, Xe-133, Cs-134, Cs-137

líquidos: H-3, Mn-54, Co-58, Co-60, Ag-110m, Sb-124, I-131, Cs-134, Cs-137

Reprocesamiento

gases: H-3, C-14, Kr-85, I-129, I-131, I-133, Pu-238, Pu-239

líquidos: H-3, C-14, Co-60, Sr-90, Ru-106, Sb-125, Cs-134, Cs-137

U-238, Pu-238, Pu-239, Am-241, Cm-244

Disposición de desperdicios de bajo nivel

sólido: H-3, C-14, Co-60, Ni-59, Ni-63, Sr-90, Zr-93, Nb-94, Mo-93,

Tc-99, Pd-107, I-129, Cs-135, Cs-137, U-234, U-238, Pu-239, Pu-241, Am-241, Np-237

1.2.16.1.1.2 Rutas de afectación prioritarias

La metodología general que ha sido adoptada por el proyecto ExternE es conocida como metodología de rutas de afectación (*impact pathway*). El análisis rastrea la transferencia de materiales liberados al medio ambiente por el uso de las tecnologías de referencia que, potencialmente, afectarían a los seres humanos o a los componentes del medio ambiente (naturales y artificiales).

Aunque tanto las sustancias radioactivas como las no radioactivas se liberan en las distintas etapas del ciclo del combustible, los efectos más importantes de estas emisiones son radiológicas. La dosis total para la población se calcula sumando la contribución de cada radionucleido y ruta ambiental (*environment pathway*). La dosis puede ser utilizada para estimar los efectos en la salud humana .

Las rutas prioritarias (*priority pathways*) evaluadas en este reporte tienen que ver con los efectos físicos a la población humana. En general, se ha considerado que los efectos al medio ambiente de las emisiones rutinarias del ciclo de combustible nuclear no son significativas, excepto en el caso de un accidente mayor. Los efectos de un potencial accidente severo en el reactor se evalúan utilizando una metodología basada en el análisis de riesgo y con un modelo de evaluación de consecuencias de este hipotético accidente.

Además de las emisiones al medio ambiente, las exposiciones durante las actividades laborales y accidentes deben incluirse en esta evaluación. Para evaluación de accidentes (no radiológicos) a los trabajadores se requiere información específica del sitio o instalación. Si la información disponible no es suficiente para establecer un valor representativo se deben emplear las estadísticas de los accidentes más recientes, a nivel nacional, para este tipo de trabajo.

La evaluación de los efectos del transporte de material radioactivo involucra la exposición externa al público y a los trabajadores de los contenedores transportados, así como un análisis probabilístico de los accidentes posibles.

La etapa final del análisis de rutas es la evaluación monetaria de los efectos físicos estimados. Cuando sea posible, se emplearán valores monetarios aplicables a todo el proyecto, para esta evaluación de costos.

1.2.16.1.1.3 Límites de la evaluación

Para evaluar el impacto adicional de una planta nucleoelectrónica adicional se incluyen los procesos de primer orden. También se evalúan las etapas de construcción y desmantelamiento de la planta, así como accidentes en el reactor y durante el transporte del combustible en las etapas de fabricación y disposición del mismo. Aunque se puede argumentar que los procesos de segundo orden deberían incluirse en esta evaluación esto no se ha llevado a cabo en todo el proceso de generación de electricidad, salvo en el caso de los ciclos de combustible.

Los impactos ocupacionales de todas las etapas del ciclo de combustible han sido evaluados también. En muchos casos los costos de estos efectos se consideran internalizados, sin embargo, no existe un consenso general sobre qué porcentaje de estos costos pueden considerarse como costos externos. Por esta razón, los costos de los impactos ocupacionales se reportan por separado para cada etapa.

Algunos de los límites más importantes a definir para la evaluación del ciclo de combustible son los límites temporales y espaciales. Debido a la larga vida media de algunos radionucleidos; dosis de nivel bajo pueden persistir a través de largas distancias durante mucho tiempo. Estas dosis de bajo nivel pueden acumularse en un número mayor cuando se difunden a través de muchas personas durante muchos años. La validez de este tipo de modelado ha sido ampliamente discutida, pero hay una necesidad de evaluar todos los posibles impactos si se desea hacer un análisis del ciclo de combustible completo. Es importante notar que con el paso del tiempo, la incertidumbre de los modelos se incrementa y el nivel de las dosis que se estima cae en un rango donde no hay una evidencia clara de efectos radiológicos resultantes en la salud humana.

Un límite arbitrario de 100,000 años ha sido establecido para incluir la porción más significativa de los posibles efectos, aunque la importancia de llevar a cabo la evaluación por largos periodos de tiempo es cuestionable. Se ha demostrado que la distancia para la cual la evaluación se lleva a cabo tiene una influencia importante en los resultados finales de las evaluaciones; teniendo esto en mente, los impactos globales se han completado donde ha sido aplicable.

Estas evaluaciones globales a muy largo plazo pueden presentar problemas adicionales para comparaciones directas entre ciclos de combustible. En la mayoría del resto de las evaluaciones, a la fecha, de los ciclos de combustible, estos tipos de resultados no están disponibles debido a una falta de metodología o conocimiento. Al presentar los resultados en una matriz temporal y espacial, y no un valor único, los futuros usuarios pueden elegir el conjunto de datos más apropiado para una comparación.

1.2.16.1.1.4 Normalización de los resultados

Para reportar los efectos y costos que pueden ser comparados directamente entre ciclos de combustibles, los resultados deben ser normalizados a la producción de energía. Para la evaluación de cada una de las instalaciones, se utilizó el promedio anual de emisiones resultante de la producción anual promedio. La cantidad de energía que sería producida por un reactor tipo PWR de 900 MWe por unidad de masa para cada materia se presenta en la Tabla 17

La cantidad equivalente de TWh por año se emplea para normalizar los impactos y costos calculados para cada instalación.

1.2.16.1.1.5 Incertidumbre

El nivel de incertidumbre asociado con los resultados se debe a los escenarios asumidos, los modelos aplicados, la información de entrada utilizada y la falta de información para algunas rutas (*pathways*). Cada parte de la metodología contribuye a la incertidumbre de los resultados finales y los estimados presentados se basan en juicios expertos y el rango de valores de entrada posibles.

No es posible determinar la incertidumbre de los resultados finales mediante la multiplicación de las incertidumbres mencionadas, por lo tanto un modelo simple de propagación de errores se lleva a cabo para estimar el nivel global de incertidumbre. Como regla general, los valores medidos son preferibles a los resultados generados por modelos, y entre más grande sea el periodo de tiempo y/o la región espacial considerada, la incertidumbre será más grande.

Tabla 17. Energía de producción equivalente para cada etapa del ciclo de combustible a emplearse en la normalización de resultados⁵²

Etapa del ciclo de combustible	Material empleado	Material requerido para producir 1 TWh en un reactor tipo PWR de 900 MWe (t/TWh)	Energía equivalente en TWh por año para cada instalación de referencia
Minería y extracción	torta amarilla (U3O8)	32	46
Conversión	natural	41	500
Transformación	UF6		210
Enriquecimiento	UF6 enriquecido	6.2	600
Manufactura del combustible	UO2	4.3	140
Generación de electricidad	combustible	4.3	5.7
Reprocesamiento	combustible irradiado	4.3	81.4
Disposición de desechos de niveles bajo e intermedio	desecho	90 m ³ /TWh	300
Disp. de desechos de nivel alto	desecho	0.5 m ³ /TWh	300

1.2.16.1.1.6 Límites de los resultados

Los resultados de este reporte no deben ser considerados como valores absolutos totales de todos los impactos posibles. Para las rutas de impacto prioritario analizadas en todas las etapas del ciclo de combustible se han empleado hipótesis al límite de su validez con la intención de que fuesen lo

⁵² ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 15

más completas posibles. Esto puede verse con las evaluaciones globales a largo plazo que estiman dosis individuales muy pequeñas y asumen las condiciones actuales en la Tierra con una población constante por un periodo de tiempo infinito.

Algunos elementos clave problemáticos en la valuación monetaria de los riesgos calculados para escalas de tiempo y espacio muy grandes no se han resuelto todavía.

Generalmente se ha considerado que las rutas de impacto prioritario están relacionadas con costos externos, pero se ha hecho un análisis para evaluar si esta afirmación es precisa. Esto es en particular cierto para los efectos ocupacionales y accidentes severos en reactores.

Para la evaluación de un accidente nuclear severo potencial, los resultados presentados en este documento ilustran el orden de magnitud de los daños que se estimarían utilizando una metodología de evaluación de riesgo de las consecuencias del mismo.

1.2.16.1.1.7 Metodología

La metodología de rutas de efectos o impactos describe las rutas a través de las cuales afectan las emisiones generadas por las tecnologías de referencia al medio ambiente o humanos. Estas rutas se ilustran en la

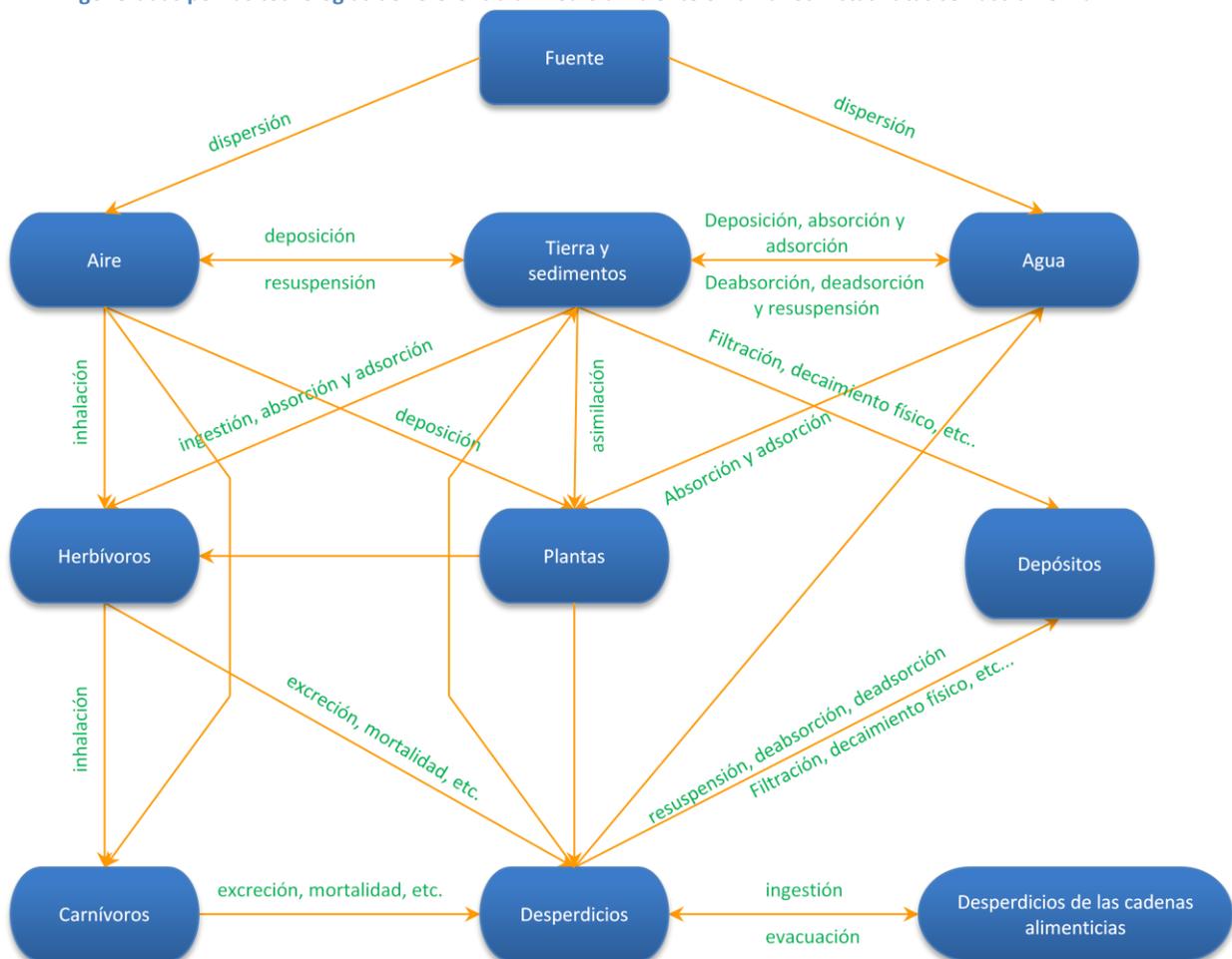


Figura 7. Los procesos más importantes que afectan el transporte de radionucleidos en los ecosistemas; los rectángulos representan compartimientos de los ecosistemas y las flechas representan el flujo de materiales. La importancia de cada *ruta* depende de las características físicas y químicas de los nucleidos emitidos y el medio ambiente analizado.

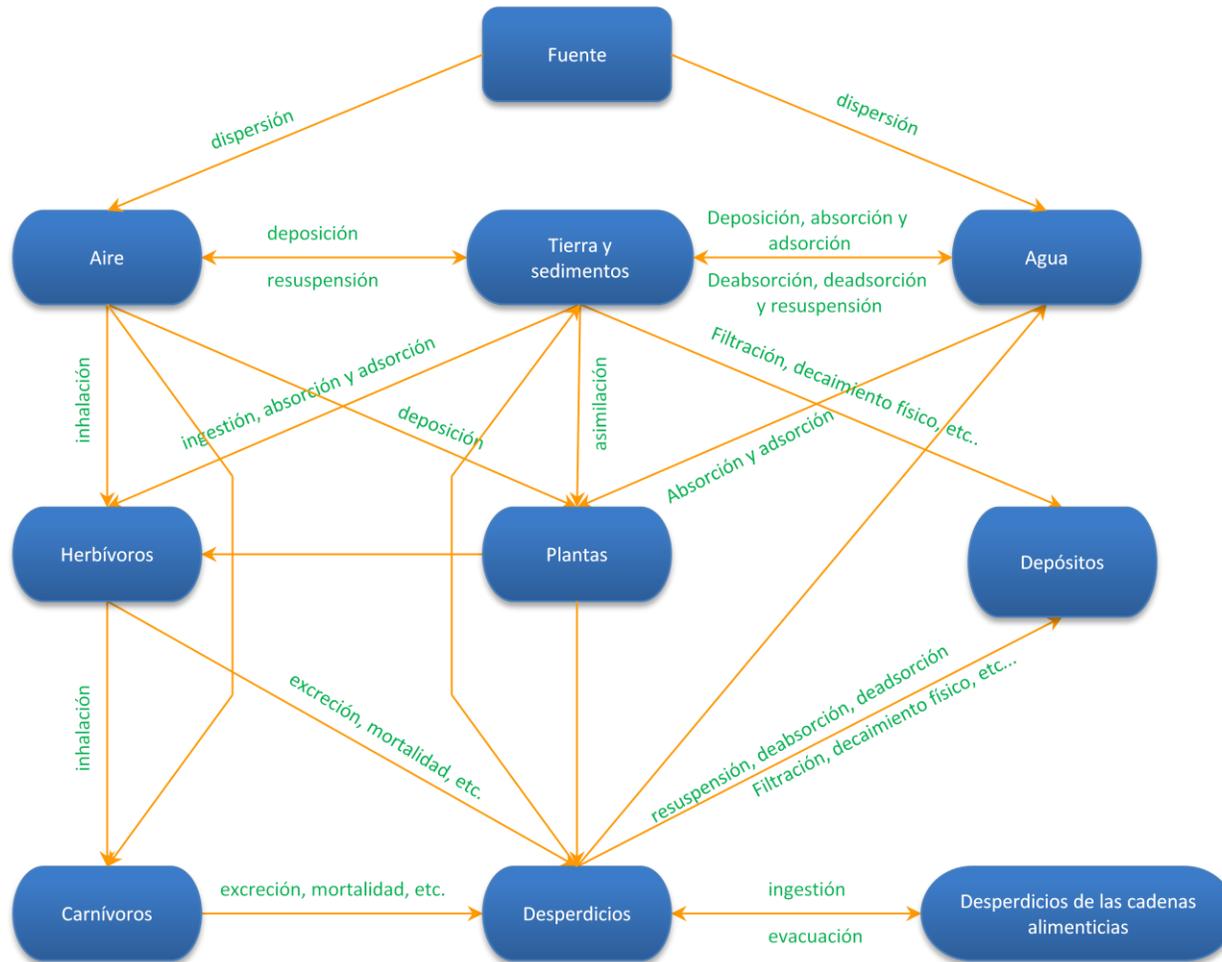


Figura 7. Los procesos más importantes que afectan el transporte de radionucleidos en los ecosistemas; los rectángulos representan compartimentos de los ecosistemas y las flechas representan el flujo de materiales.

Las emisiones de cada instalación pertenecen a alguna de las siguientes categorías:

- 1) Descarga atmosférica al medio ambiente
- 2) Descarga líquida a un río o el mar
- 3) Eliminación o derrame de desperdicios en el suelo

Para la operación de las instalaciones en el ciclo de combustible, se asume que estas emisiones ocurren de forma continua a lo largo del año. Se debe hacer una evaluación de ruta para cada radionucleido. La dosis total a la población se calcula sumando las dosis relacionadas con cada radionucleido y ruta. Este valor de dosis se emplea para estimar los efectos en la salud humana.

Para la evaluación de las consecuencias resultantes de un accidente potencial se debe modificar el modelo para incluir los efectos de las acciones tomadas para mitigar las consecuencias del accidente. Estas acciones modifican los procesos de ruta usuales. La metodología para estimar el riesgo y la evaluación monetaria para accidentes nucleares severos se discuten más adelante.

Tabla 18. Resumen de rutas de impacto por etapa para el ciclo de combustible nuclear⁵³

Etapa de ruta		
FUENTE	Emisiones reportadas.	Bq/año, Bq/s, ton/año
	Estadísticas de impactos laborales	Número de impactos
	Electricidad generada	KWh/año
TRANSPORTE	Pluma gaussiana (aire)	
DISPERSIÓN	'Modelo de caja', ríos y mar (acuático)	
DEPOSICIÓN	Velocidad de sedimentación	m/s
CONTAMINACIÓN EN EL MEDIO AMBIENTE	Coeficientes de transferencia radioecológica	
	y modelos para determinar la concentración en:	
	-alimentos consumidos	Bq/kg
	-líquidos consumidos	Bq/l
	-superficie terrestre abarcada	Bq/m ²
	-aire	Bq/m ³
EXPOSICIÓN HUMANA	Características humanas:	
	-inhalación	m ³
	Estadísticas de consumo	
	-alimentos	kg
	-agua	l
	Dosis	Sv, man.Sv
EFECTOS ESPERADOS EN LA SALUD	Relación dosis-respuesta	Número de pacientes con cáncer terminal
		Número de pacientes con cáncer no terminal
		Número de efectos hereditarios

⁵³ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 19

Estadísticas de accidentes

Número de accidentes fatales

Número de lesiones

Número de días laborales perdidos

Número de lesiones laborales permanentes

VALUACIÓN MONETARIA

€

RESULTADOS NORMALIZADOS

m€/KWh

La evaluación de los impactos del transporte de material radioactivo toma en cuenta la exposición externa al público y los trabajadores desde los contenedores transportados, así como un análisis probabilístico para los accidentes potenciales. Si ocurre una exposición, la ruta atmosférica es la prioritaria.

Las rutas prioritarias evaluadas tienen que ver con los impactos físicos a la población humana. En general, se considera que los efectos ocasionados por las emisiones rutinarias del ciclo de combustible nuclear son despreciables excepto en el caso de un accidente mayor⁵⁴

1.2.16.1.1.8 Escalas temporales y espaciales

La extensión de este estudio se divide en una matriz de tiempo y espacio. Los impactos inmediatos, como los accidentes laborales, se considera que ocurren en el corto plazo (menos de un año). Los efectos a mediano plazo toman lugar en ventana de 70 años y los efectos a largo plazo, como pueden ser las emisiones de radionucleidos por eliminación de desperdicios, se considera que ocurren después de 100 años.

La escala geográfica, en kilómetros a la redonda se divide como sigue:

Local: 0-100 km

- Regional: 100-1000 km
- Global: >1000 km

Es difícil, para el caso de las emisiones líquidas, respetar esta partición debido a que no pueden separarse fácilmente las dos primeras áreas. Para estas emisiones los resultados se reportan en la categoría regional.

1.2.16.1.1.9 Incertidumbres

El nivel de incertidumbre asociado a los resultados finales se debe a las elecciones de hipótesis o escenarios que se evaluarán, los modelos aplicados, la información de entrada y la falta de ésta para algunas rutas. Cada parte de la metodología contribuye a la incertidumbre de los resultados finales. Por ejemplo, en la mayoría de los casos, se emplean suposiciones y coeficientes de transferencia generalizados. No es posible determinar la incertidumbre de los resultados finales

⁵⁴ IAEA (1992) *Effects of Ionising Radiation on Plants and Animals at Levels Implied by Current Radiation Protection Standards*. International Atomic Energy Agency Technical Reports Series No. 332; Viena, Austria.

por la simple multiplicación de las incertidumbres mencionadas aquí. Los estimados de incertidumbre presentados en la metodología se basan en juicios expertos y un rango de posibles valores de entrada. Como regla general, entre mayor sea el periodo de tiempo o la región espacial considerada para el modelo, mayor será la incertidumbre en el mismo y en los datos de entrada.

1.2.16.2 Impacto de las emisiones atmosféricas

1.2.16.2.1.1 Dispersión y deposición atmosférica

El transporte de nucleidos en la atmósfera para áreas locales y regionales se calcula utilizando un modelo de dispersión de pluma *gaussiana*, ilustrado en la Figura 9. Con este modelo se puede calcular la concentración en el aire por unidad de velocidad de emisión en un punto.

El promedio anual de concentración se calcula empleando la relación *gaussiana* junto con información climática regional específica utilizando la siguiente ecuación:

$$C(i, d, \theta) = N_{\theta} Q_0(i) \sum_c \chi_0(i, d, c) f(\theta, c)$$

i :	nucleido
d :	distancia (coordenadas polares)
θ :	sector
$C(i, d, \theta)$:	promedio anual de concentración aérea del radionucleido i
N_{θ} :	número de sectores en rosa de vientos
$\chi_0(i, d, c)$:	concentración aérea del radionucleido i por unidad de velocidad de emisión en una condición de dispersión c
$f(\theta, c)$:	fracción de tiempo que una condición de dispersión c , en particular, existe en el viento de un sector de dirección, un sector de $360^{\circ}/N$ y $\sum f(\theta, c) = 1$
$Q_0(i)$:	velocidad de emisión (Bq/s) del radionucleido i

El área alrededor del punto de emisión se divide en 18 sectores, como se muestra en la Figura 8. Ilustración del esquema de segmentos anulares para una malla polar adoptada para representar la distribución espacial y cantidad de radioactividad. La rosa de vientos para cada sitio se emplea para determinar las propiedades características anuales promedio del viento, aplicables a cada uno de los sectores.

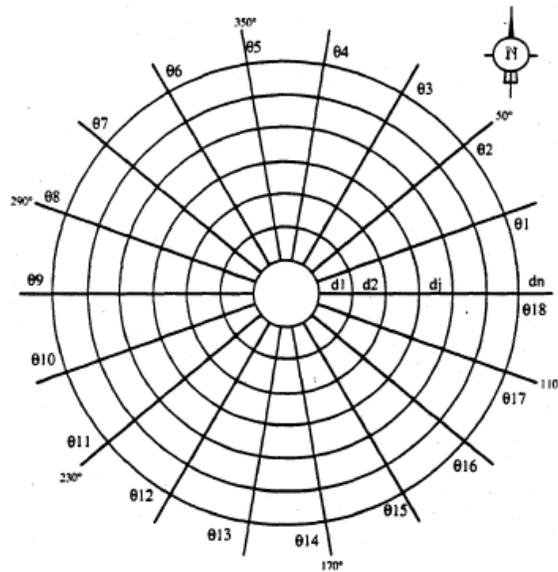


Figura 8. Ilustración del esquema de segmentos anulares para una malla polar adoptada para representar la distribución espacial y cantidad de radioactividad.

Este tipo de modelo de pluma *gaussiana* se emplea generalmente sólo para evaluaciones locales, sin embargo aquí se extenderá su uso para cálculos regionales también. La aplicación de este tipo de modelo para grandes distancias introduce algunos errores, principalmente debido al que el modelo asume que la pluma viaja en línea recta a lo largo de la dirección del viento al momento de la emisión. En el caso de Europa, donde se tiene una distribución más o menos una distribución uniforme de población y producción agrícola, esta hipótesis (de trayectorias lineales) no afecta (o es poco probable que lo haga) la dosis poblacional estimada. De cualquier manera, un buen estimado de la dosis colectiva es más importante que información precisa de la dosis individual en un punto en especial. Los niveles de incertidumbre de la dispersión atmosférica se encuentran en un rango de 2 a 4 para el área local y mayor de 4 para dispersión regional.

El depósito en el suelo y la vegetación de los radionucleidos presentes en el aire puede modelarse en una forma compleja, sin embargo, en este caso se empleará un modelo de deposición general simplificado para calcular la tasa de sedimentación empleando la siguiente ecuación:

$$w(i, d, \theta) = C(i, d, \theta)V_d$$

Donde:

$w(i, d, \theta)$: tasa de deposición promedio ($\text{Bq}/\text{m}^2/\text{s}$) del radio nucleido i

V_d : velocidad promedio de deposición (ambiente seco y húmedo, m/s)

$C(i, d, \theta)$: concentración promedio anual del radionucleido i (Bq/m^3)

Después de la estimación de la concentración en el aire y la deposición en el suelo, se deben modelar las rutas de exposición al hombre.

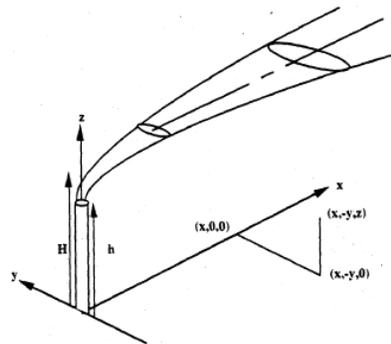
1.2.16.2.1.2 Exposición

Las rutas de impacto más importantes para la salud del público general son las que resultan de emisiones atmosféricas:

- Inhalación de radionucleidos presentes en el aire.
- Exposición externa debido a la inmersión de los radionucleidos en el aire.
- Exposición externa debido a la deposición en el suelo.
- Ingestión de comida contaminada por efecto de la deposición en el suelo.

En el caso de los gases nobles (Kr, Xe), la única ruta de exposición externa proviene de la exposición de la nube misma porque los gases no se depositan o permanecen en los órganos.

Las exposiciones públicas estimadas emplean valores promedio que pueden variar en un factor de 2 a 20 debido a la variación en los estilos de vida individuales.



$$\chi(x, 0) = \frac{2Q_0 E \cdot e^{-\frac{h^2}{2\sigma_z^2}}}{(2\pi)^{3/2} x u \sigma_z}$$

$$E = e \left\{ -\frac{1}{u} \left[(\lambda + \Lambda)x + \sqrt{2/\pi} V_g \int_0^x \frac{e^{-\frac{h^2}{2\sigma_z^2}}}{\sigma_z} dx \right] \right\}$$

Donde: χ : concentración atmosférica en el punto x, y, z (Bq/m^3)

x : distancia en dirección del viento desde el punto origen (m)

z : altura sobre el suelo o nivel donde se calcula la concentración (m)

h : altura efectiva de la fuente (m)

u : velocidad promedio del viento (m/s)

Q_0 : velocidad de desintegración radioactiva (Bq/s)

E : factor total de disminución

V_g : velocidad de deposición (m/s)⁵⁵

λ : constante de decaimiento radioactivo del radionucleido ($\ln 2/T, \text{s}^{-1}$)

σ_z : desviación estándar de la distribución *gaussiana* vertical y horizontal (m)

Λ : coeficiente de remoción de humedad (s^{-1})⁵⁶

Figura 9. Sistema coordinado y representación matemática del modelo de dispersión atmosférica de pluma gaussiana.⁵⁷

⁵⁵ $5 \cdot 10^{-3}$ m/s para todos los radionucleidos excepto gases nobles

⁵⁶ $1 \cdot 10^{-4} \text{ s}^{-1}$ para todos los radionucleidos excepto gases nobles

⁵⁷ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 29

1.2.16.2.1.3

1.2.16.2.1.4 Inhalación

El promedio anual de cantidad del nucleido i inhalado (I_{inh} (Bq/y)) en un sector (d, θ) puede evaluarse a partir de la concentración en el aire mediante:

$$I_{inh}(i, d, \theta) = C(i, d, \theta)R$$

$C(i, d, \theta)$: concentración en el aire (Bq/m³) en el sector (d, θ) del radionucleido i

R : media anual de aire inhalado por un adulto (8030 m³/año)⁵⁸

La dosis efectiva equivalente $H_{EI.50}$ (Sv) , o dosis individual promedio, es:

$$H_{EI.50}(i, d, \theta) = I_{inh}(i, d, \theta)H_{inh.50}(i)$$

$H_{inh.50}(i)$: Dosis efectiva equivalente absorbida durante 50 años por un adulto debido a la inhalación del nucleido i ; éste es el factor de conversión para dosis por inhalación (Sv/Bq)

En la Tabla 19 se muestran los factores de conversión para inhalación de distintos radionucleidos (El uso de estos factores de conversión puede introducir un factor de incertidumbre entre 2 y 3).

La dosis individual promedio debido a la ingesta de todos los nucleidos (Sv) se obtiene mediante:

$$H_{EI.50}(d, \theta) = \sum_i H_{EI.50}(i)$$

La dosis colectiva total $H_{CI.50}$ (man.Sv) correspondiente los 18 sectores es:

$$H_{CI.50} = \sum_{\theta=1}^{18} \left\{ \sum_d [H_{EI.50}(d, \theta)Nh(d, \theta)] \right\}$$

$Nh(d, \theta)$: número de habitantes en el sector (d, θ).

Tabla 19. Factor de conversión para dosis por inhalación (Sv/Bq)⁵⁹

Radionucleido	Vida media	Factor de conversión para dosis
H-3	12.3 años	1.73E-11
C-14	5710 años	5.60E-10
Co-58	71 días	2.90E-09
Co-60	5.3 años	5.60E-08
I-129	1.60E+07 años	6.70E-08
I-131	8.1 días	1.30E-08

⁵⁸ Se asume que la población está compuesta por adultos con la tasa estándar de inhalación (ICRP, 1974)

⁵⁹ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 31

1-133	21	horas	2.30E-09
Cs-134	2.1	años	1.20E-08
Cs-135	2.30E+06	años	8.50E-09
U-234	2.50E+05	años	2.00E-06
U-235	7.10E+08	años	1.80E-06
U-238	4.50E+09	años	1.90E-06
Pu-238	86.4	años	6.20E-05
Pu-239	2.40E+04	años	6.80E-05

1.2.16.2.1.5 Exposición externa por la nube radioactiva

La dosis recibida por la población a partir de la exposición externa a la radiación de la nube radioactiva que se esparce H_{EP} (Sv) por el radionucleido i se calcula mediante:

$$H_{EP}(i, d, \theta) = C(i, d, \theta)H_{exp,p}(i)$$

$H_{exp,p}(i)$: dosis equivalente efectiva debido a la exposición al radionucleido i de la nube radioactiva ($Sv \cdot m^3/año \cdot Bq$)

$C(i, d, \theta)$: concentración en el aire, en el sector (d, θ) del radionucleido i (Bq/m^3)

El coeficiente $H_{exp,p}(i)$ para los distintos radionucleidos para distintos periodos de tiempo se muestra en la Tabla 20⁶⁰.

Tabla 20. Factor de conversión de dosis debido a exposición externa proveniente del suelo.

Radionucleido	Concentración en la nube ($Sv \cdot m^3/Bq$)	Factores de conversión para dosis ocasionadas por exposición, proveniente del suelo, para varios periodos de tiempo basados en la concentración de la nube radioactiva					
		1 año	30 años	50 años	100 años	200 años	100000 años
H-3	1.10E-01	-	-	-	-	-	-
Co-58	1.40E-06	1.25E-01	1.70E-01	1.70E-01	1.70E-01	1.70E-01	1.70E-01
Co-60	4.40E-06	6.92E-01	6.8	6.84	6.84	6.84	6.84
Kr-85	4.40E-09	-	-	-	-	-	-
Xe-133	5.50E-08	-	-	-	-	-	-
I-129	8.60E-09	1.70E-03		1.90E-02	2.00E-02	2.00E-02	2.00E-02
I-131	4.90E-07	8.30E-03	8.30E-03	8.30E-03	8.30E-03	8.30E-03	8.30E-03
1-133	1.00E-06	1.50E-03	1.50E-03	1.50E-03	1.50E-03	1.50E-03	1.50E-03
Cs-134	2.80E-06	4.36E-01	2.28	2.28	2.28	2.28	2.28
Cs-137	9.20E-07	1.80E-01		3.8	4	4.1	4.1
U-234	2.42E-09	4.58E-05	8.58E-04	1.01E-03	1.15E-03	1.26E-03	82.5
U-235	2.16E-09	6.68E-02	1.65	1.99	2.28	2.4	11.9
U-238	7.50E-09	8.10E-03		2.30E-01	2.70E-01	3.00E-01	5.10E-01

⁶⁰ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 33 (Simmonds, 1993; EDF, 1989)

Pu-238	1.00E-10	1.90E-05	2.40E-04	2.40E-04	2.40E-04	2.40E-04	2.40E-04
Pu-239	9.40E-11	2.30E-05		5.20E-04	5.90E-04	6.30E-04	7.00E-04

La dosis colectiva total por exposición externa debido al nucleido i e integrada con respecto al tiempo t $H_{CD,t}$ (man.Sv) para todos los 18 sectores, se calcula con la siguiente expresión:

$$H_{CD,t}(i) = \sum_{\theta=1}^{18} \left\{ \sum_d [H_{ED,t}(i, d, \theta) N h(d, \theta)] \right\}$$

La dosis total se calcula sumando la contribución de todos los nucleidos $H_{ED,t}$ (man.Sv):

$$H_{ED,t} = \sum_i H_{ED,t}(i)$$

Se considera que la evaluación en 10,000 años es tiempo suficiente para incluir los efectos más significativos asociados a esta ruta.

1.2.16.2.1.6 Ingestión de alimentos contaminados

La ruta de consumo humano vía productos agrícolas es ocasionada por el depósito directo de radionucleidos en la superficie de la vegetación, así como la transferencia a la vegetación por absorción a través de las raíces de radionucleidos presentes en el suelo.

La cantidad del radionucleido i , consumido por la población a partir de la unidad de masa de alimento k , cosechada anualmente en (d, θ) en el tiempo t , se relaciona directamente con la tasa de deposición $w(i, d, \theta)$ mediante:

$$CP(i, k, t) = w(i)CT(i, k, t)$$

$CP(i, k, t)$: tasa de contaminación de la cantidad k de alimento ocasionada por el nucleido i (Bq/kg)

$w(i)$: tasa de deposición (Bq/m²·s) promedio del radionucleido i

$CT(i, k, t)$: coeficiente de transferencia del producto k a lo largo de t años (Bq·m²/kg·s)

En la Tabla 21 se presentan algunos datos de consumo de alimentos para Francia (esto es asumiendo las condiciones agrícolas generalizadas en Europa).

Aquí se emplean coeficientes de transferencia genéricos para predecir la concentración de los radionucleidos en 6 categorías de alimentos, dada la tasa de deposición atmosférica. Se asume una tasa constante de deposición anual. Estos coeficientes de transferencia ambientales, se integran en los periodos de tiempo de interés.

Tabla 21. Tasa de consumo promedio anual de un francés adulto y fracción comestible de comida

Producto	Consumo promedio anual (kg/año)	Fracción comestible
Carne de vaca	15	0.8
Carne de oveja	2.7	0.8
Granos	53	1
Vegetales verdes	31	0.7
Vegetales de raíz	48	0.7
Leche fresca	16	1
Leche de otro tipo	69	1
Pescado fresco	1	1
Agua potable	550	1

Tabla 22. Factor de conversión para dosis por ingestión (Sv/Bq)

Radionucleido	Vida media	Factor de conversión de dosis
H-3	12.3 años	1.80E-01
C-14	5710 años	5.60E-10
Mn-54	310 días	7.30E-10
Co-58	71 días	1.00E-09
Co-60	5.3 años	7.20E-09
Ni-59	8.00E+04 años	5.40E-11
Ni-63	120 años	1.50E-10
Sr-90	28.1 años	2.80E-08
Zr-93	9.50E+05 años	4.20E-10
Nb-94	2.00E+04 años	1.40E-09
Mo-93	2 años	3.50E-10
Tc-99	2.10E+05 años	3.40E-10
Ru-106	367 días	1.10E-08
Pd-107	7.00E+06 años	3.70E-11
Ag-110m	253 días	3.00E-09
Sb-125	2 años	9.80E-10
Sb-124	60 días	3.60E-10
I-129	1.60E+07 años	1.10E-07
I-131	8.1 días	2.20E-08
I-133	21 horas	4.20E-09
Cs-134	2.1 años	1.90E-08
Cs-135	2.30E+06 años	1.90E-09
Cs-137	30 años	1.30E-08
Ra-226	1620 años	2.20E-07
U-234	2.50E+05 años	3.90E-08
U-235	7.10E+08 años	3.70E-08

U-238	4.50E+09	años	3.60E-08
Np-237	2.20E+09	años	1.06E-06
Pu-238	86.4	años	2.60E-07
Pu-239	2.40E+04	años	2.80E-07
Pu-241	13.2	años	2.36E-08
Am-241	458	años	2.90E-07
Cm-244	17	años	5.41E-07

El enfoque de vías de impacto requiere un inventario de todas las emisiones y las evaluaciones de los posibles impactos, sin embargo toda esta información es muy difícil de recabar. En el proyecto *ExternE* sólo se incluyen las más importantes (las llamadas vías de impacto prioritarias). Se asignó la prioridad más alta a las emisiones de material radioactivo al medio ambiente con el potencial de afectar la salud pública. Aparte de éstas, se consideraron también los impactos ocupacionales, tanto radiológicos como no radiológicos, en la salud.

Esta metodología no representa un análisis del peor caso posible sino más bien un intento para evaluar en forma realista los efectos esperados de la operación de las plantas nucleares en sitios específicos. En este análisis es muy importante la definición de los límites espaciales y temporales a considerar. Debido a la larga vida media de algunos radionucleidos, tendremos exposición a dosis de bajo nivel durante mucho tiempo. Estas dosis de bajo nivel se puede sumar a una cantidad mayor que se distribuye entre mucha gente y durante muchos años (asumiendo condiciones constantes). La validez de este tipo de modelado ha sido ampliamente discutida; por un lado es necesaria la evaluación de todos los efectos posibles si una evaluación completa del ciclo de combustible se realiza. Por otra parte, la incertidumbre de los modelos se incrementa a medida que la escala lo hace, y el nivel de las dosis estimadas cae en un rango donde no hay evidencia clara de efectos radiológicos a la salud.

La evaluación se completó utilizando estas suposiciones conservadoras:

- Los niveles de vida que afectan los niveles de exposición externa e interna a la radiación permanecen constantes en las condiciones actuales.
- Se asume una relación lineal entre la dosis y la respuesta ocasionada por ésta, sin umbral.
- Todos los factores que involucran la transferencia al medio ambiente, la respuesta humana a la radiación y la supervivencia a las enfermedades serán iguales que hoy.

Los resultados se reportan en una matriz temporal y espacial; se considera que los impactos inmediatos están incluidos en la categoría de corto plazo, los impactos a mediano plazo incluyen el periodo de 1 a 100 años y de 100 a 100,000 años los de largo plazo.

No se considera una vía de impacto prioritaria el incremento de los niveles de la radiación de fondo ocasionados por las emisiones de radionucleidos. Los impactos más importantes se espera que provengan de las emisiones relacionadas con accidentes mayores. Este tipo de impacto se

incluye en los estimados de daño económico y la pérdida de productos agrícolas así como el uso de la tierra. No se consideran en este caso los efectos ecológicos a largo plazo.

La evaluación económica de los impactos resulta particularmente difícil debido a la naturaleza aleatoria así como al retraso en la manifestación de los efectos radiológicos a niveles bajos de exposición, y a la falta de estudios de valoración contingente directamente aplicables a cánceres inducidos por radiación y salud ocupacional, además de que la aplicabilidad de la metodología es cuestionable para grandes periodos de tiempo y distancias.

La información económica utilizada en el reporte de ExternE es sobre mortandad y morbilidad (*morbidity*). Se asumieron valores constantes de los costos para la evaluación global y los resultados finales se calcularon utilizando tasas de 3% y 10% con el fin de intentar incluir los efectos a largo plazo.

1.2.16.2.1.7 Operación normal

La dosis colectiva total calculada tanto para el público en general como para los trabajadores, integrada en un periodo de 100,000 años en el futuro, es de 13 *man.Sv/TWh*, tomando en cuenta todas las etapas del ciclo de combustible. Más del 95% de esta dosis corresponde a la exposición a la población general. La distribución entre las dosis colectivas para la población general y laboral se muestra en la Tabla 23.

La Figura 10. Distribución de la dosis colectiva total muestra la distribución de esta dosis; si no se considera el efecto global, la composición puede verse en la Figura 11. Distribución de la dosis colectiva sin incluir evaluación global.

Dosis colectiva total 13 man.Sv/TWh

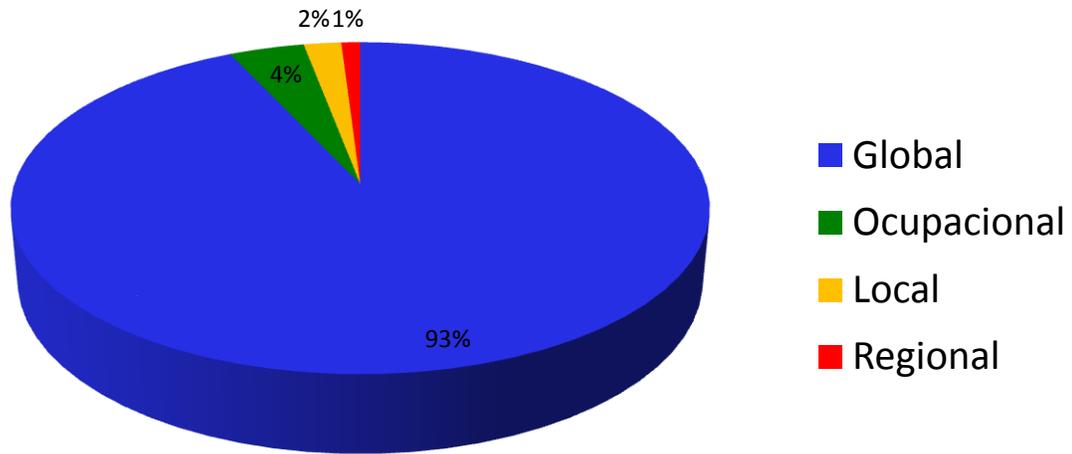


Figura 10. Distribución de la dosis colectiva total⁶¹

Dosis colectivas local y regional 0.9 man.Sv/TWh

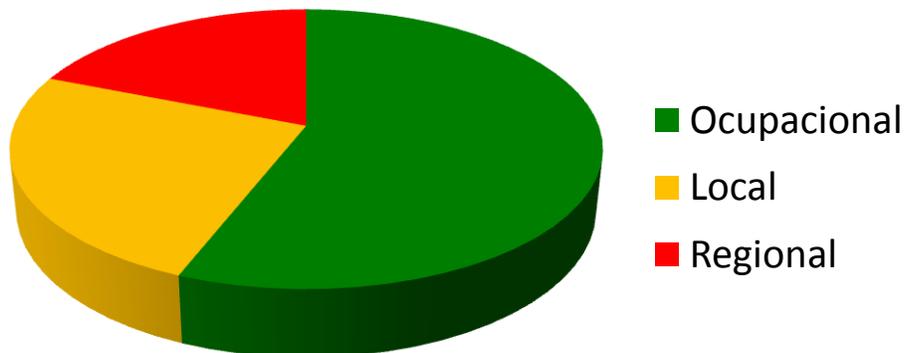


Figura 11. Distribución de la dosis colectiva sin incluir evaluación global⁵³

⁶¹ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 295

Tabla 23⁶². Dosis colectivas para las distintas etapas del ciclo nuclear

Dosis colectiva (man.Sv/TWh)	Local pública	Regional pública	Global pública	Total pública	Ocupacional	Total
Minería y beneficio del uranio	8.50E-02	9.17E-02	1.05E-04	1.77E-01	1.12E-01	2.89E-01
Conversión	2.40E-05	1.00E-05	9.53E-07	3.50E-05	2.29E-03	2.32E-03
Enriquecimiento	2.22E-05	4.27E-06	3.90E-07	2.69E-05	8.33E-06	3.52E-05
Fabricación de combustible	3.50E-07	8.86E-06	5.18E-09	9.22E-06	7.14E-03	7.15E-03
Generación de electricidad	9.93E-04	1.71E-02	1.86E+00	1.88E+00	3.52E-01	2.23E+00
Desmantelamiento	1.45E-04	0.00E+00	0.00E+00	1.45E-04	2.16E-02	2.17E-02
Reprocesamiento	2.04E-04	6.07E-02	1.02E+01	1.03E+01	1.76E-03	1.03E+01
Disposición de residuos LLW	1.27E-05	-	2.57E-02	2.57E-02	1.00E-04	2.58E-02
Disposición de residuos HLW	1.36E-01	-	-	1.36E-01	6.00E-07	1.36E-01
Transporte	1.33E-03	0.00E+00	0.00E+00	1.33E-03	1.18E-03	2.51E-03
Subtotal	2.24E-01	1.70E-01	1.21E+01	1.25E+01	4.98E-01	1.30E+01

*excluyendo un accidente nuclear grave

En la Tabla 23 podemos observar que la etapa del reprocesamiento es la que más contribuye a la dosis colectiva total (79%). En el caso de México, debido a que el combustible no se recicla, la dosis disminuiría considerablemente. De hecho, para el caso nacional sólo se tomarían en cuenta las etapas de generación, desmantelamiento, disposición de residuos y transporte. Para los trabajadores, la dosis colectiva para estas etapas es de 0.375 man.Sv/TWh.

La dosis colectiva se calcula tomando en cuenta varias vías de exposición resultantes de emisiones líquidas y atmosféricas (p. ej.: inhalación, ingestión, exposición externa). La contribución de cada vía al total depende en gran medida del radionucleido considerado. La Tabla 24 presenta los resultados organizados por vía de exposición. Para la población en general, en las categorías local y regional, parece que el impacto de las emisiones atmosféricas y líquidas es del mismo orden de magnitud: 0.19 man.Sv/TWh para las descargas a la atmósfera y 0.21 man.Sv/TWh para las descargas líquidas.

Tabla 24. Distribución de las dosis colectivas por vía de impacto en man.Sv/TWh⁶³

(man.Sv/TWh)	Local		Local y regional públicas**		Global pública**	
	exposición directa*	trabajadores	gases	líquidos	Proveniente de alimentos ***	C-14, I- 129, Kr-85, H-3
Minería y beneficio del uranio	0	1.12E-01	1.77E-01	1.54E-05	1.05E-04	0
Conversión	0	2.29E-03	3.35E-05	4.56E-07	9.53E-07	0
Enriquecimiento	0	8.33E-06	2.63E-05	9.33E-08	3.90E-07	0

⁶² ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 296

⁶³ ExternE. *Externalities of Energy*. Vol. 5: NUCLEAR pág. 297

Fabricación de combustible	0	7.14E-03	4.16E-07	8.79E-06	5.18E-09	0
Generación de electricidad	0	3.52E-01	1.23E-03	1.69E-02	2.24E-06	1.86E+0
Desmantelamiento	1.45E-04	2.16E-02	-	-	0	0
Reprocesamiento	0	1.76E-03	8.42E-03	5.25E-02	2.75E-03	1.02E+0
Disposición de residuos LLW	0	1.00E-04	0	1.27E-05	0	1
Disposición de residuos HLW	0	6.00E-07	0	1.37E-01	-	2.57E-02
Transporte	1.33E-03	1.18E-03	0	0	0	-
Subtotal	1.48E-03	4.98E-01	1.87E-01	2.06E-01	2.86E-03	0

*exposición directa al pública (no ocasionada por emisiones)

** debido a emisiones radiactivas al medio ambiente

*** debido a productos alimenticios producidos en el área regional pero consumidos en otra parte

En la escala global, el C-14 es el radionucleido que contribuye en mayor medida a la dosis, pero, nuevamente esta contribución sería aún menor en México (del orden de 1.9 man.Sv/TWh) ya que el combustible no se reprocesa, como ya se ha señalado. Cabe mencionar aquí, que esta contribución proviene de dosis muy pequeñas, contabilizadas en un periodo muy largo de tiempo y para una población global de 10^9 personas.

La emisión de C-14 para todo el ciclo nuclear representa, en el reporte de ExternE, alrededor de $8.4E4 \text{ MBq/TWh}$. Alrededor de 10 años después de la emisión, se utilizó el extremo superior del rango de dosis individuales de $2E-9 \text{ mSv}\cdot\text{TWh/año}$. Basado en estas cifras, si un reactor adicional como el de Tricastin, fuese construido, se añadirían $1.13E-8 \text{ mSv/año}$ al promedio de la dosis por radiación de fondo de 2.4 mSv/año . Finalmente, este riesgo adicional insignificante domina la evaluación del ciclo del combustible nuclear, y es conveniente preguntarse si el método de evaluación monetaria, donde se tratan de la misma forma niveles de riesgo muy diferentes, es adecuado.

1.2.16.3 Impacto de emisiones líquidas

Las rutas de impacto prioritarias para emisiones líquidas en ríos o mares consideradas en este proyecto son:

- El uso de agua de ríos para beber o irrigación.
- El consumo de pescado.

1.2.16.3.1 Emisiones en los ríos

1.2.16.3.1.1 Dispersión en agua de ríos

La dispersión de radionucleidos en un río se simula mediante un modelo de caja simple. El río que se analiza se divide en varias secciones tomando en consideración las características físicas del río y la utilización humana (consumo de agua y pescados, irrigación). Los parámetros de entrada utilizados en el cálculo de la concentración en el agua son específicos para cada sección del río (el volumen de flujo de agua y sedimentos, factores de transferencia para los mismos, así como para agua y pescados, agua y productos irrigados).

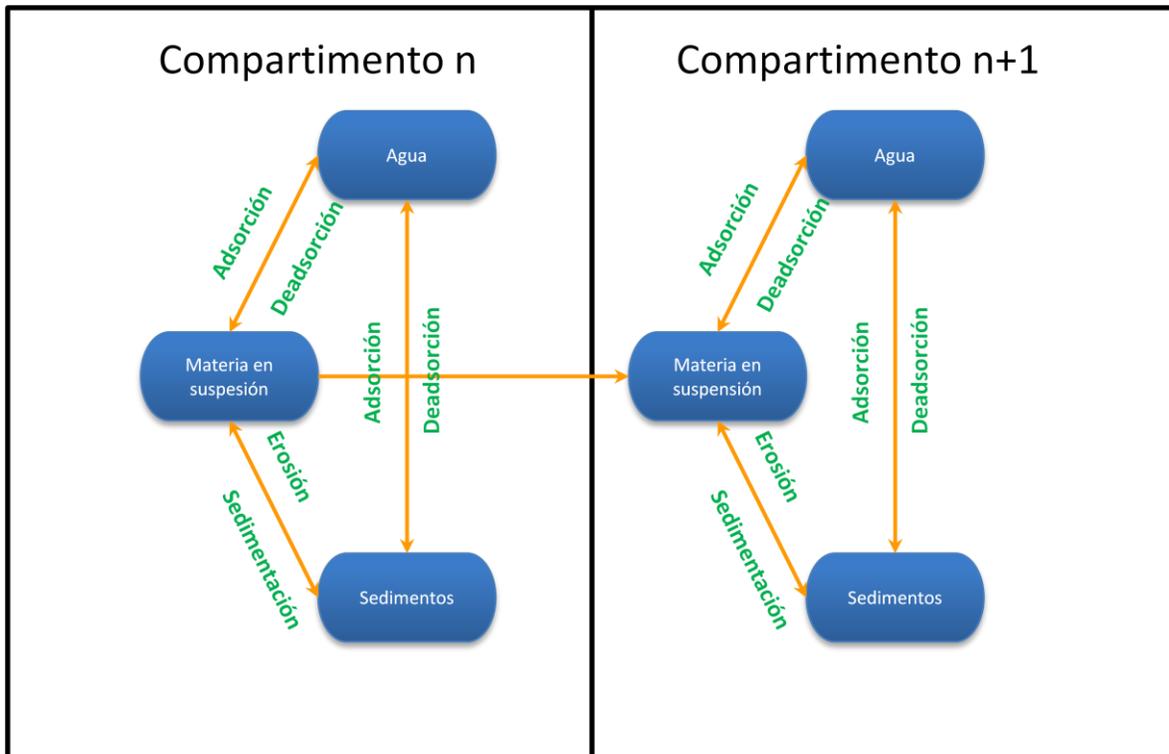


Figura 12. Modelo de caja para simulaciones de emisiones en ríos.

El modelo asume un mezclado instantáneo en cada sección y que la sección aguas arriba es la fuente para las sección aguas abajo. La variación de la concentración en el compartimento n depende de la concentración en el compartimento n-1, la concentración en el compartimento n, el factor de decaimiento radiactivo y las emisiones en este compartimento. La concentración de radionucleidos se obtiene con la siguiente ecuación diferencial.

$$\frac{\partial A_n}{\partial t} = D_{n-1}C_{n-1} + D_{l_{n-1}}C_{l_{n-1}} + D_{s_{n-1}}C_{s_{n-1}} - D_nC_n + D_{l_n}C_{l_n} + D_{s_n}C_{s_n} - \lambda A_n + Q_n$$

Donde:

n , es el índice del compartimento

A , es la radioactividad en el compartimento (Bq)

D , es el flujo volumétrico de agua (m^3/s)

D_l , es el flujo másico de los sedimentos (kg/s)

D_s , es el flujo másico de materia en suspensión (kg/s)

C , es la concentración en agua (Bq/m^3)

C_s , concentración en MIS (Bq/kg)

C_i , concentración de sedimentos en el lecho del río (Bq/kg)

L , longitud del río.

I , ancho del río

h , profundidad de agua y columna MIS (m)

h_i , altura del lecho del río (m)

U , velocidad del agua y MIS (m/s)

U_i , velocidad de los sedimentos en el lecho del río (m/s)

τ_s , densidad de MIS (kg/m³)

τ_i , densidad de sedimentos (kg/m³)

λ , decaimiento radiactivo

Q , tasa de emisión de radionucleido (Bq/s)

En el ambiente acuático, la sedimentación de las partículas radioactivas, y la adsorción de los nucleidos en las partículas de sedimentación son los procesos de deposición que eliminan los radionucleidos del agua. La concentración radioactiva en los sedimentos no se considera en la evaluación de dosis porque las rutas de impacto prioritario a la población humana no incluyen este tipo de exposición.

1.2.16.3.1.2 Exposición

La ruta de impacto prioritaria para la exposición a agua de ríos contaminada es la ingestión. La cantidad de pescado consumido o agua de irrigación de cada compartimento debe conocerse o ser estimada. En este caso, es difícil calcular una dosis local independiente de las dosis regionales colectivas sin crear escenarios extremadamente simplificados y probablemente incorrectos de distribución de alimentos. Por lo tanto, las dosis locales y regionales se reportan en conjunto en la categoría regional.

Todos los factores de conversión por ingestión de radionucleidos provenientes de emisiones en los ríos se presentan en la Tabla 22. La dosis de cada radionucleido se calcula por sección del río. Estos datos pueden sumarse en la etapa final para la dosis total por ingestión

1.2.16.3.1.3 Ingestión de agua potable

Para calcular la dosis colectiva de la ingestión de agua potable, por radionucleido i , se emplea la siguiente ecuación:

$$H_{CD}(i) = \sum_{\text{secciones}} H_{\text{ing},t}(i) e^{-\delta\lambda} \int_t V_X C(i, t) dt$$

Donde:

$H_{CD}(i)$, es la dosis colectiva por ingestión de agua potable (*man.Sv/año*)

$C(i, t)$, es la concentración del nucleido i en el agua en el tiempo t (Bq/m^3)

$H_{ing,t}(i)$, es el factor de conversión para dosis por ingestión para un periodo mayor a 50 años (Sv/Bq)

V_X , volumen promedio de ingestión anual de agua (m^3)

δ , tiempo de retraso antes del consumo (días)

$\lambda(i)$, constante de decaimiento del radionucleido i

Se asume que el agua potable se ha filtrado y que no contiene sedimentos.

1.2.16.3.1.4 Ingestión de productos irrigados

Se asume que todos los radionucleidos presentes en agua de río, que se utiliza para irrigación, se depositan en la superficie del suelo. Ésta es probablemente una suposición conservadora. La transferencia de este tipo de deposición en productos agrícolas se asume que sea la misma que para condiciones de deposición atmosférica. Los productos agrícolas irrigados que se cosechan a lo largo del río se dividen en tres categorías: vegetales de raíz, vegetales verdes y granos.

La dosis colectiva resultante de la ingestión de productos irrigados se expresa como:

$$H_{CP}(i) = \sum_{\text{secciones}} \frac{M_X V_X}{S_X} H_{ing}(i) e^{-\delta\lambda} \sum_{i=0}^{N-1} k_{N-i}(i) \int_t C(i, t) dt$$

$H_{CP}(i)$ es la dosis colectiva por ingestión de productos para el radionucleido i (*man.Sv/año*)

$C(i, t)$, la concentración en el agua en el tiempo t del radionucleido i (Bq/m^3)

$H_{ing}(i)$, factor de conversión de dosis por ingestión para un periodo superior a 50 años (Sv/Bq) para el radionucleido i

δ , tiempo de retraso antes del consumo (días)

$\lambda(i)$, constante de decaimiento nuclear del radionucleido

V_X , volumen de agua promedio empleado por irrigación por año (m^3)

M_X , cantidad promedio de comida recolectada por unidad de tiempo (kg)

S_X , área de irrigación (m^2)

$k_{N-i}(i)$, coeficiente de transferencia del agua para productos de consumo (Bq/kg por Bq/m²s) por radionucleido i.

1.2.16.3.1.5 Ingestión de pescado

Se asume que el pescado es el único tipo de comida que se obtiene de los ríos. La dosis colectiva debido al consumo de pescado se calcula mediante:

$$H_{CF}(i) = \sum_{\text{secciones}} H_{ing}(i) e^{-\delta\lambda} K_{\text{pescado}} \int_t M_X C(i, t) dt$$

$H_{CF}(i)$, dosis colectiva por ingestión de pescado (man.Sv) para el radionucleido i

$C(i, t)$, concentración en agua del radionucleido en el tiempo t (Bq/m³)

$H_{ing}(i)$, factor de conversión para dosis efectiva por ingestión para un tiempo mayor a 50 años (Sv/Bq) para el radionucleido i

M_X , consumo promedio de pescado por unidad de tiempo (kg)

δ , tiempo de retraso antes del consumo (días)

$\lambda(i)$, constante de decaimiento radioactivo para el radionucleido i

K_{pescado} , coeficiente de transferencia del agua al pescado (Bq/kg por Bq/m³) para el radionucleido i

1.2.16.3.2 Emisiones marinas

1.2.16.3.2.1 Dispersión en agua de mar

En el estudio original de *ExternE* se empleó un modelo para los mares en Europa en el cual se dividieron las aguas marinas europeas (incluyendo el Mar del Norte y el Mar Mediterráneo) en compartimentos. La ecuación diferencial que describe la variación de la actividad en el compartimento n, para un radionucleido i de este modelo es:

$$\frac{dA_n(t)}{dt} = \sum_{m=1}^N (k_{mn}A_m(t) - k_{nm}A_n(t)) - k_nA_n(t) + Q_n(t)$$

Donde:

$A_n(t)$, es la radioactividad presente en el tiempo t en el compartimento n (Bq)

k_{mn} , tasa de transferencia del compartimento m al compartimento n (años⁻¹)

k_n , tasa de pérdidas exteriores al sistema de compartimentos (años⁻¹)

Donde:

$$k_n = \lambda + \lambda_s, \quad \lambda = \frac{\ln 2}{T_{1/2}}, \quad \lambda_s = \frac{K_d}{h(1+K_dSS)}$$

λ , es la constante de decaimiento radioactivo del radionucleido i

λ_s , es la constante de sedimentación

K_d , el factor de concentración del nucleido i considerado en los sedimentos (Bq/t por Bq/m₃)

$T_{1/2}$, vida media radioactiva (años⁻¹)

S , tasa de sedimentación (t·m²/año)

h , profundidad promedio (m)

SS , tasa de elementos en suspensión (t·m³)

Q_n , tasa de descarga en el compartimento n (Bq/s) para el radionucleido i

N , número de compartimentos del sistema

Además de la concentración en el agua marina, la concentración del radionucleido en peces, moluscos, crustáceos y algas se calcula para cada compartimento utilizando coeficientes de transferencia específicos para los nucleidos

1.2.16.3.2.2 Exposición

El único modo de exposición considerado para las emisiones en el mar es la ingestión de productos marinos (pescado, moluscos, plantas marinas, etc.). La metodología es la misma que para la ingestión de pescado proveniente de agua dulce. Debido a la dificultad para hacer suposiciones de las tasas de consumo local, la dosis local colectiva no se presenta en forma separada sino que se integra en los resultados regionales. Para la dosis colectiva regional se asume que la porción comestible de comida marina en las aguas de Europa se consume por la población local antes de que se exporten los excedentes al resto del mundo.

1.2.16.4 Accidentes

1.2.16.4.1.1 Transporte

Debido a que la probabilidad de accidentes en el transporte de materiales radioactivos es muy pequeña, la dosis colectiva es menor a 1E-7 man.Sv/TWh. Este valor resulta muy pequeño si lo comparamos con el valor de la dosis por operación normal de 1.3E-3 man.Sv/TWh.

1.2.16.4.1.2 Accidentes en el Reactor

En caso de un accidente severo en el reactor, se estimó la dosis colectiva a la población (en un radio de 3,000 km) para cuatro escenarios de accidentes. La Tabla 25 presenta la dosis colectiva para estos escenarios. El riesgo esperado varía entre 0.36 y 0.01 man.Sv/TWh. El impacto del accidente más severo (ST2- fusión del núcleo con ruptura de la vasija del reactor) se estima en

300,000 *man.Sv* . Como referencia, la dosis por el accidente el accidente de Chernobyl fue de 560,000 *man.Sv*⁶⁴

Tabla 25. Valores esperados de dosis colectivas ocasionadas por un accidente severo en el reactor.

Fuente	Probabilidad de fusión del núcleo (año·reactor ⁻¹)	Probabilidad condicional	Dosis colectiva (man.Sv)	Probabilidad de dosis colectiva x (man.Sv)	Riesgo (man.Sv/TWh*)
ST2	5.00E-05	0.19	291,200.00	2.77	0.36
ST21	5.00E-05	0.19	58,300.00	0.55	0.073
ST22	5.00E-05	0.19	12,180.00	0.12	0.015
ST23	5.00E-05	0.81	1,840.00	0.07	0.0098

*7.6 TWh/años-reactor para 'fuentes' de un reactor 1200 MWe reactor

1.2.16.5 Efectos en la salud

1.2.16.5.1.1 Operación normal

Los efectos radiológicos en la salud resultantes de la operación normal del ciclo de combustible nuclear son proporcionales al total de la dosis colectiva. El número esperado de efectos en la salud se calculan asumiendo que no existe umbral para estos efectos radiológicos y empleando información de ICRP60⁶⁵. Normalizado por producción de energía, los impactos a la salud esperados son:

- 0.65 cánceres fatales/TWh
- 1.56 cánceres no fatales /TWh
- 0.13 efectos hereditarios/TWh

Estos resultados incluyen la evaluación dosis global por un periodo de 100,000 años. Se espera que el 95% de estos impactos ocurran en la población general.

Como referencia, el número de muertes por cáncer en la población europea general que se espera que ocurran debido a las emisiones de un reactor adicional, para un periodo de 100,000 años es menos de 1 (0.1). Anualmente se reportan 800,000 cánceres fatales en Europa.

Se estima que la producción de 1 TWh resultará en 0.019 muertes, 0.85 lesiones inhabilitantes permanentes y 261 días laborales perdidos (por impactos no radiológicos) en el personal que trabaja en la industria nuclear. La construcción y el desmantelamiento del reactor son los factores que más contribuyen a estos valores.

⁶⁴ UNSCEAR, 1988. *United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation*.

⁶⁵ ICRP, 1991. *Recommendations of the International Commission on Radiological Protection*. Publication 60. Annals of the ICRP. Pergamon Press, U.K.

1.2.16.5.1.2 Accidentes

1.2.16.5.1.3 Transporte

El transporte de materiales radioactivos durante la construcción y el desmantelamiento del reactor puede resultar en accidentes que afecten a la población general. El número de impactos de salud esperados se estima en $3E-4$ muertes y $1.5E-3$ lesiones por TWh. Si asumimos una producción anual de 10 TWh, las muertes y lesiones esperadas son de tres y dos órdenes de magnitud, respectivamente, menores a la unidad. Estos valores son insignificantes comparados con las más de 10,000 muertes anuales por accidentes de tráfico en Francia. Los valores estimados para impactos toxicológicos en la salud para accidentes durante el transporte de materiales peligrosos como el UF_6 son aún menores ($2E-9$ muertes/TWh y $7E-5$ /TWh).

1.2.16.5.1.4 Accidentes en el reactor

Los efectos en la salud de accidentes severos en el reactor han sido divididos en dos categorías: los efectos de salud inmediatos (efectos determinísticos) y los efectos estocásticos como cánceres y problemas hereditarios. De los cuatro escenarios de accidente analizados por el proyecto *ExternE*, sólo los dos accidentes más severos presentan efectos determinísticos, y sólo se esperan muertes para el escenario ST2 (9 muertes, correspondientes a un riesgo de $1.1E-5$ muertes/TWh). Para efectos estocásticos, como la operación normal, se considera que son proporcionales a las dosis colectivas. Dependiendo del escenario, el número de muertes por cáncer varía de $1.8E-2$ a $5E-4$ por TWh basado en la operación de un reactor durante un año.

1.2.16.6 Valoración monetaria de costos externos

El objetivo final del proyecto *ExternE* es reportar los daños evaluados debido a los impactos resultantes de las emisiones durante el ciclo del combustible nuclear. Los impactos al medio ambiente se tienen en cuenta para accidentes potenciales donde haya una pérdida de mercado debido a estos daños. Los resultados se presentan en una matriz temporal y espacial para facilitar su revisión.

Tabla 26 presenta un resumen de los costos de los impactos físicos para todas las etapas del ciclo de combustible nuclear, excepto para el caso de accidente severo en el reactor. En b y c se puede observar el efecto al utilizar tasas de descuento de 3% y 10%.

Podemos observar aquí un rango de 0.05 mECU/KWh a 2.5 mECU/KWh ($\approx 0.00007-0.0035$ USD/KWh). Como referencia, en el caso de Francia, los costos de generación de electricidad para carga base son del orden de 35 a 40 mECU/KWh ($\approx 0.49-0.56$ USD/KWh)⁶⁶.

Estos resultados incluyen la valoración económica de los impactos laborales en la salud. De forma general, si no se emplea una tasa de descuento, estos costos son aproximadamente 6% del costo total de generación. Si se emplea una tasa de 3% los costos se elevan a 78% del total y a 96% del total cuando la tasa es de 10%, como lo podemos ver en la Figura 13. Distribución de los costos para tasas de descuento de 0%, 3% y 10% y la Figura 14. Distribución de costos para tasas de descuento de 0%, 3% y 10% en el tiempo y el espacio (escala logarítmica).

Los resultados de la evaluación de consecuencias para los cuatros escenarios de accidentes en un reactor hipotético tipo PWR en el centro de Europa Occidental se presentan en la Tabla 27. Los resultados de la Tabla 28 muestran los cálculos ponderados con las probabilidades de que ocurran. Estos resultados se consideran indicativos de los impactos que se encontrarían utilizando una metodología basada en análisis de riesgo. La emisión más grande (ST2, aproximadamente 10% del núcleo) se considera indicativa de fusión del núcleo acompañado por ruptura en el edificio de contención resulta en un costo de 0.1 mECU/KWh. El riesgo para el accidente con emisiones menores (ST23, aproximadamente 0.01% del núcleo), que se esperaría que ocurriese después de una fusión del núcleo si todos los sistemas de seguridad operaran de la forma planeada, tendría un costo alrededor de 0.002 mECU/KWh (USD₂₀₁₀/kWh).

⁶⁶ CEA (1994) *Informations Utiles. Commissariat à l'Énergie Atomique*; Paris, France.

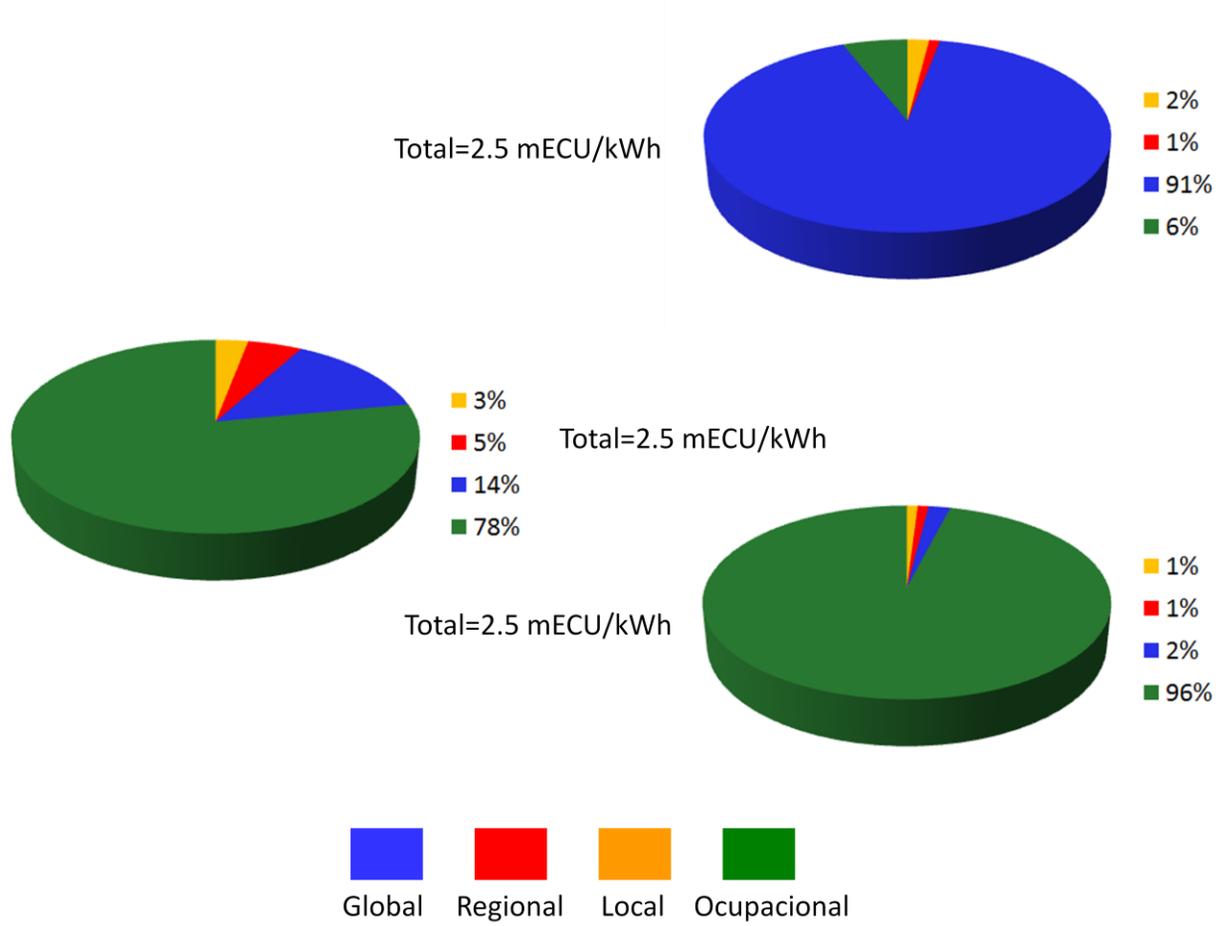
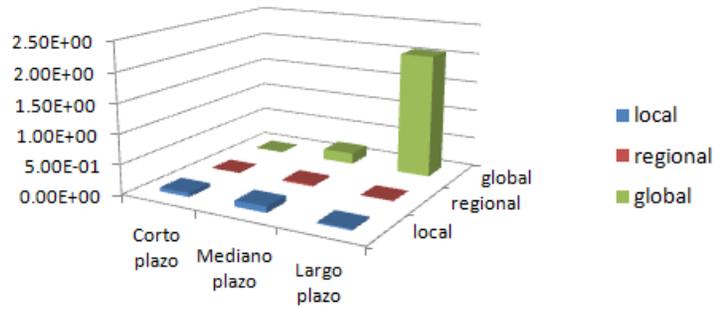
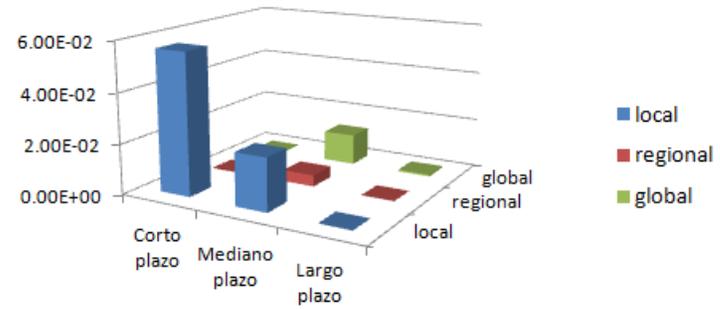


Figura 13. Distribución de los costos para tasas de descuento de 0%, 3% y 10%

Total: 2.48 mECU/kWh (sin tasa de descuento)



Total: 9.5E-2 mECU/kWh (tasa de descuento de 3%)



Total: 4.97E-2 mECU/kWh (tasa de descuento de 10%)

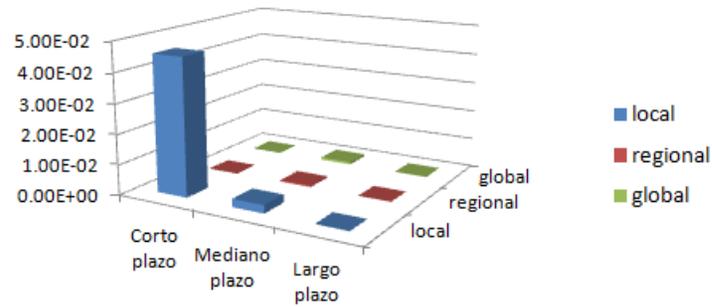


Figura 14. Distribución de costos para tasas de descuento de 0%, 3% y 10% en el tiempo y el espacio (escala logarítmica).

Tabla 26. Valoración monetaria de impactos físicos por operación normal

a. Valuación monetaria en mECU/kWh sin tasa de descuento

	Corto plazo			Mediano plazo			Largo plazo			Subtotal
	local	regional	global	local	regional	global	local	regional	global	
Minería y beneficio del mineral	1.48E-02	0	0	3.23E-02	1.69E-02	1.94E-05	3.15E-04	1.82E-04	0	6.45E-02
Conversión	6.25E-04	0	0	3.43E-04	3.20E-07	1.77E-07	4.17E-06	1.54E-06	0	9.74E-04
Enriquecimiento	1.18E-03	0	0	1.46E-06	1.00E-07	7.25E-08	3.91E-06	6.94E-07	0	1.19E-03
Fabricación del combustible	8.19E-04	0	0	1.07E-03	1.63E-06	9.64E-10	6.22E-08	1.09E-08	0	1.89E-03
Generación de electricidad (PWR 900 MW)										
-Construcción	3.37E-02	0	0	0	0	0	0	0	0	3.37E-02
-Operación	1.31E-02	0	0	5.28E-02	3.19E-03	2.77E-02	1.23E-08	2.25E-09	3.19E-01	4.16E-01
-Desmantelamiento	0.00E+00	0	0	1.70E-02	0	0	0	0	0	1.70E-02
Reprocesamiento	2.96E-03	0	0	2.98E-04	9.63E-03	1.60E-01	3.45E-06	1.67E-03	1.74E+00	1.91E+00
Disposición de residuos LLW	-	0	0	1.50E-05	0	1.24E-04	2.36E-06	0	4.66E-03	4.80E-03
Disposición de residuos hlw	-	0	0	8.98E-08	0	0	2.54E-02	0	0	2.54E-02
Transporte	3.55E-04	0	0	4.24E-04	0	0	0	0	0	7.79E-04
Subtotal	6.75E-02	0	0	1.04E-01	2.97E-02	1.88E-01	2.57E-02	1.85E-03	2.06E+00	2.48E+00

b. Valuación monetaria en mECU/kWh con una tasa de descuento d3 3%

	Corto plazo			Mediano plazo			Largo plazo			Subtotal
	local	regional	global	local	regional	global	local	regional	global	
Minería y beneficio del mineral	9.94E-03	0	0	5.58E-03	2.90E-03	3.34E-06	7.52E-12	4.41E-12	0	1.84E-02
Conversión	4.18E-04	0	0	5.97E-05	5.26E-08	2.78E-08	1.01E-15	3.74E-18	0	4.78E-04
Enriquecimiento	7.90E-04	0	0	2.54E-07	1.65E-08	1.25E-08	9.23E-18	1.68E-18	0	7.90E-04
Fabricación del combustible	5.48E-04	0	0	1.86E-04	2.81E-07	1.51E-10	1.50E-19	2.65E-20	0	7.34E-04
Generación de electricidad (PWR 900 MW)										
-Construcción	3.37E-02	0	0	0	0	0	0	0	0	3.37E-02
-Operación	8.76E-03	0	0	9.20E-03	3.70E-04	1.84E-03	2.28E-10	4.18E-11	1.02E-04	2.03E-02
-Desmantelamiento	0.00E+00	0	0	5.96E-03	0	0	0	0	0	5.96E-03
Reprocesamiento	1.98E-03	0	0	5.10E-05	1.28E-03	1.06E-02	6.42E-08	2.29E-06	5.53E-04	1.45E-02
Disposición de residuos LLW	-	0	0	2.61E-06	0	5.76E-06	1.04E-13	0.00E+00	1.50E-07	8.52E-06
Disposición de residuos hlw	-	0	0	6.41E-09	0	0	0	0	0	6.41E-09
Transporte	2.38E-04	0	0	7.32E-05	0	0	0	0	0	3.11E-04
Subtotal	5.64E-02	0	0	2.11E-02	4.55E-03	1.24E-02	6.44E-08	2.29E-06	6.55E-04	2.54E-02

c. Valuación monetaria en mECU/kWh con una tasa de descuento de 10%

	Corto plazo			Mediano plazo			Largo plazo			Subtotal
	local	regional	global	local	regional	global	local	regional	global	
Minería y beneficio del mineral	5.20E-03	0	0	7.00E-04	3.63E-04	4.19E-07	8.48E-13	4.97E-13	0	6.26E-03
Conversión	2.19E-04	0	0	7.48E-06	6.28E-09	3.14E-09	1.13E-16	4.21E-19	0	2.26E-04
Enriquecimiento	4.13E-04	0	0	3.18E-08	1.97E-09	1.56E-09	1.04E-18	1.89E-19	0	4.13E-04
Fabricación del combustible	2.87E-04	0	0	2.33E-05	3.55E-08	1.71E-11	1.69E-20	2.98E-21	0	3.10E-04
Generación de electricidad (PWR 900 MW)										
-Construcción	3.37E-02	0	0	0	0	0	0	0	0	3.37E-02
-Operación	4.58E-03	0	0	1.15E-03	2.67E-05	1.18E-04	2.57E-11	4.71E-12	1.15E-05	5.89E-03
-Desmantelamiento	0.00E+00	0	0	7.94E-04	0.00E+00	0.00E+00	0	0	0	7.94E-04
Reprocesamiento	1.04E-03	0	0	6.29E-06	1.17E-04	6.79E-04	7.24E-09	2.58E-07	6.23E-05	1.90E-03
Disposición de residuos LLW	-	0	0	3.26E-07	0	8.44E-08	1.53E-15	0.00E+00	2.19E-09	4.13E-07
Disposición de residuos hlw	-	0	0	1.12E-10	0	0	0	0	0	1.12E-10
Transporte	1.31E-04	0	0	9.18E-06	0	0	0	0	0	1.40E-04
Subtotal	4.56E-02	0	0	2.69E-03	5.07E-04	7.98E-04	7.27E-09	2.58E-07	7.38E-05	4.96E-02

Tabla 27. Valoración monetaria para cuatro accidentes severos potenciales de reactor.⁶⁷

Fuente		Costo total por efectos en la salud (MECU)	Costo total por restricciones en ingesta de alimentos (MECU)	Costo total por evacuación y relocalización (MECU)	Subtotal (MECU)
ST2	local	11,044.10	824.00	1,515.20	
	regional	43,059.00	26,809.60		
	total				83,252.00
ST21	local	1,525.20	330.70	98.10	
	regional	9,318.60	5,820.00	-	
	total				17,093.00
ST22	local	237.50	86.00	13.50	
	regional	2,023.70	978.00	-	
	total				3,339.00
ST23	local	39.60	13.70	10.90	
	regional	303.20	63.60	-	
	total				431.00

Tabla 28. Resultados del análisis de los cuatro tipos de accidentes severos potenciales incluyendo efectos en la salud pública y costos de contramedidas.

Fuente	Probabilidad fusión del núcleo años-reactor ¹	Probabilidad condicional	Costo total (MECU)	Costo x probabilidad (MECU)	mECU/kWh*
ST2	5.00E-05	0.19	83,252.00	0.791	0.104
ST21	5.00E-05	0.19	17,093.00	0.162	0.021
ST22	5.00E-05	0.19	3,339.00	0.032	0.0042
ST23	5.00E-05	0.81	431.00	0.017	0.0023

*7.6 TWh/año-reactor para elementos fuente de un reactor de 120 Mwe

El monto de los costos externos calculados por la metodología ExternE que aquí se empleará para integrarlo con el resto de los componentes del costo nivelado de generación será de 0.0056 USD₂₀₁₀/kWh.⁶⁸

La evaluación sistemática de todas las etapas del ciclo del combustible nuclear con una metodología y fronteras comunes ha proporcionado una buena base de información con la cual entender los impactos del ciclo de combustible y una evaluación preliminar de los costos externos ocasionados por estos impactos.

⁶⁷ ExternE. Externalities of Energy. Vol. 5: NUCLEAR pág. 306

⁶⁸ The Economics of Nuclear Power. World Nuclear Association. Julio 2010. (<http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>)

Los resultados se presentan como subtotales para indicar que representan sólo una fracción del total absoluto que no se puede estimar, sin embargo, se han incluido, después de un análisis en el proyecto *ExternE*, las vías más importantes o prioritarias. De acuerdo al reporte: *Evaluación de las Externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México* (SEMARNAT. Noviembre de 2004), los costos calculados, para un conjunto de centrales termoeléctricas seleccionadas, fueron de 0.0012 USD/KWh a 0.0083 USD/KWh si no consideramos accidentes, y si tomamos los valores de la Tabla 26c (con una tasa de descuento de 10%) el subtotal de los costos externos es de 6.96E-5 USD/KWh, un par de órdenes menor a los resultados para las centrales termoeléctricas.

En el caso de México habría que descontar las contribuciones de las etapas del ciclo de combustible que no aplican (minería, conversión, enriquecimiento, reprocesamiento, etc.).

1.2.17 Costo total

A continuación se muestra un resumen de estos costos nivelados de generación para los distintos tipos de reactores nucleares para periodos de vida útil de 20, 40 y 60 años respectivamente:

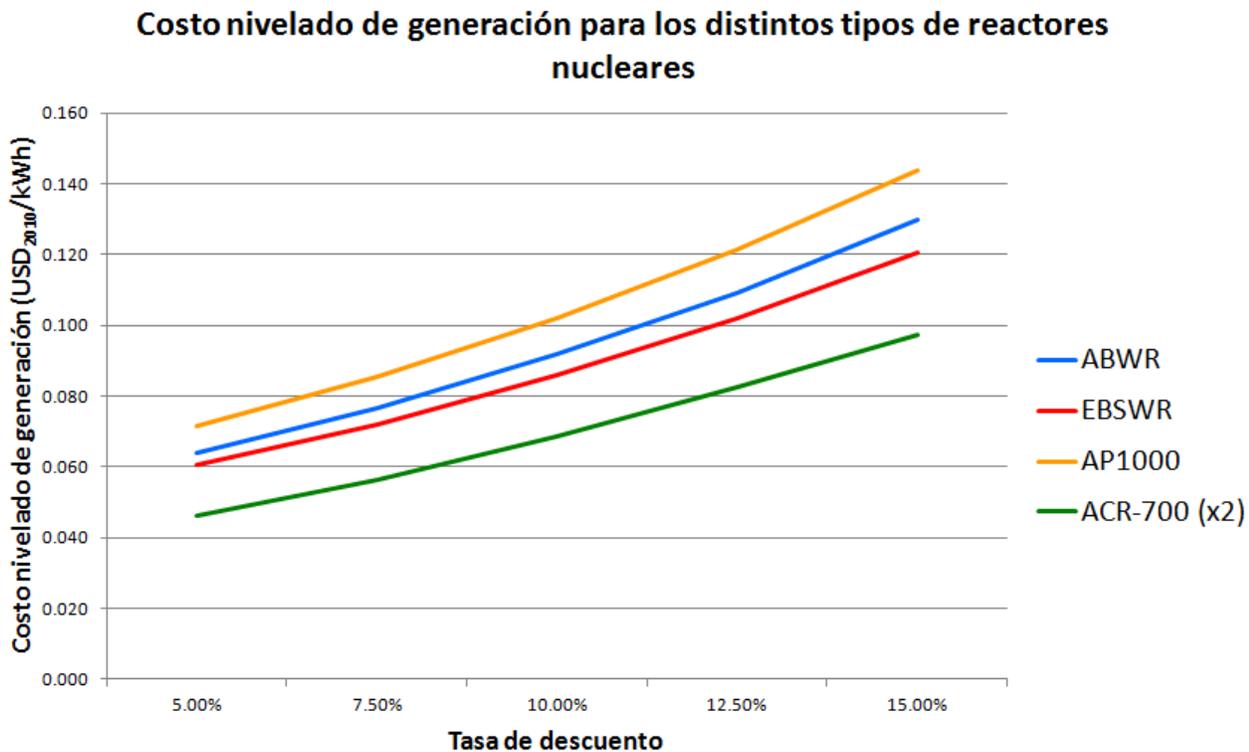


Figura 15. Costo nivelado de generación para distintos tipos de reactor y una vida útil de 20 años

Costo nivelado de generación para los distintos tipos de reactores nucleares

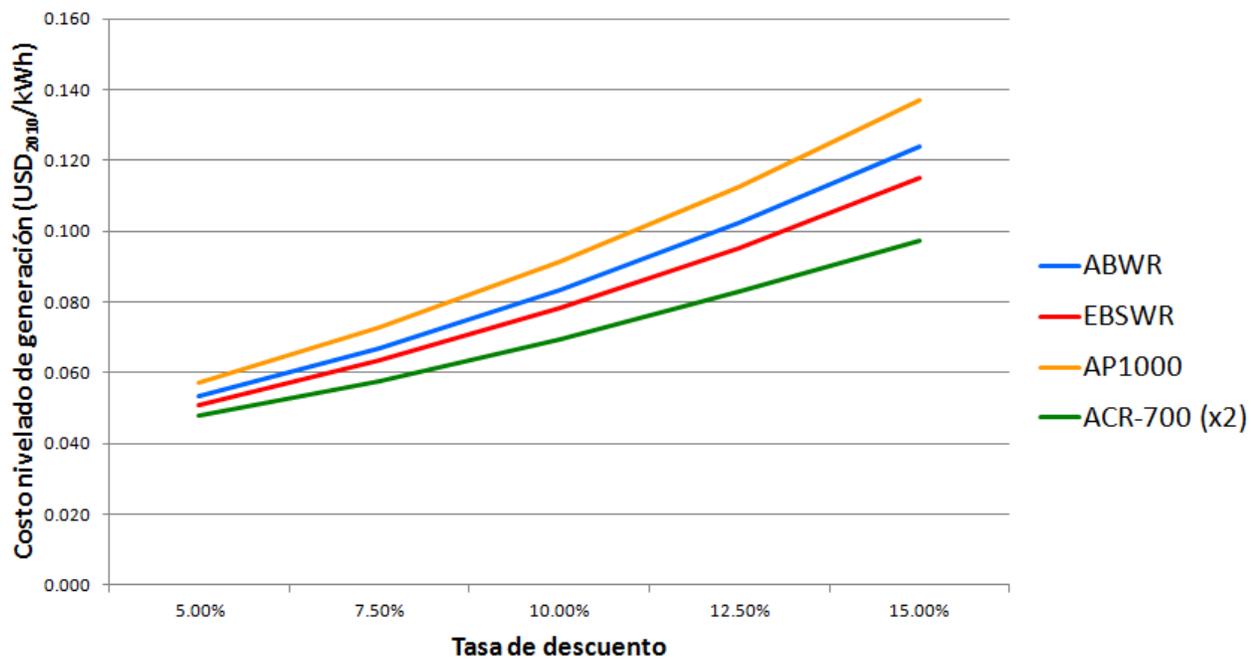


Figura 16. Costo nivelado de generación para distintos tipos de reactor y una vida útil de 40 años

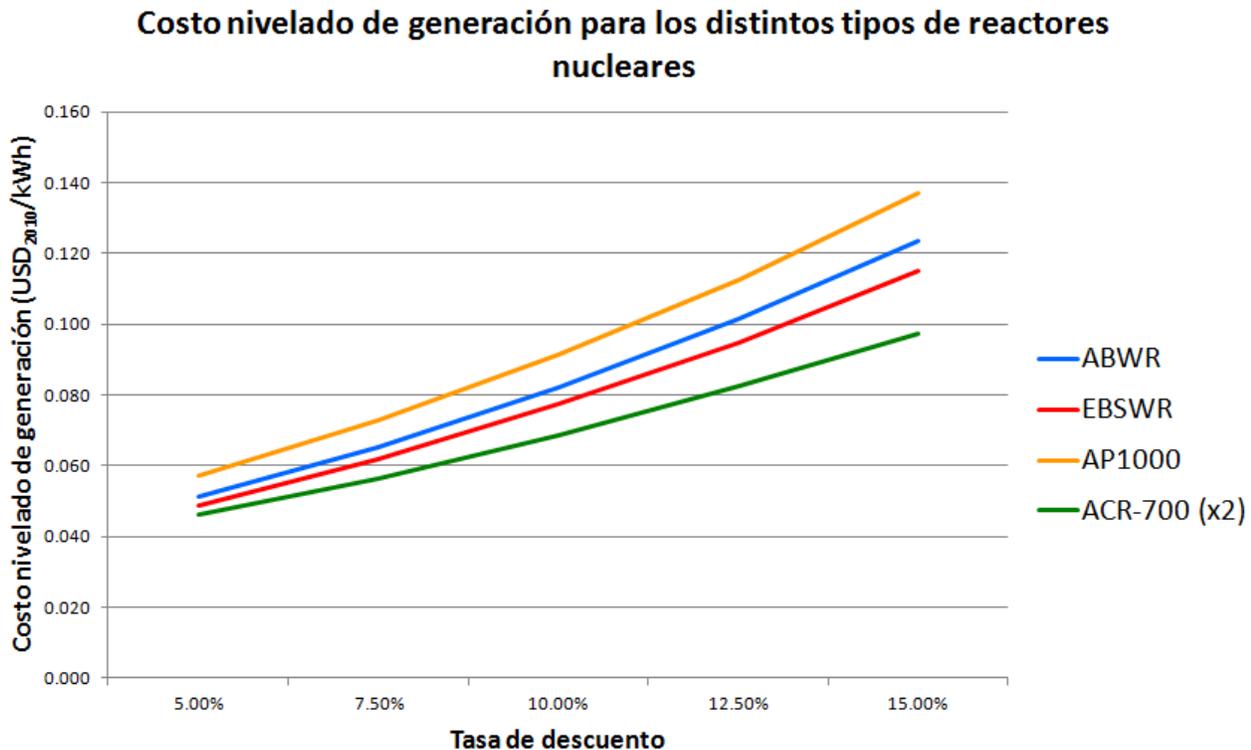


Figura 17. Costo nivelado de generación para distintos tipos de reactor y una vida útil de 60 años

En primer lugar, podemos observar que la diferencia entre los costos (o curvas) para cada reactor se incrementa a medida que se incrementa la tasa de descuento, esto es lógico ya que los costos de capital dependen de la tasa de descuento. Si tomamos como referencia el costo (o la curva) correspondiente al reactor tipo ABWR, tenemos una variación entre 6% y 21% para los reactores AP1000 y EBSWR para un periodo de vida útil de 20 años y hasta 33% para un reactor tipo ACR-700 (x2), los costos de este reactor son siempre los menores si utilizamos la misma tasa de descuento y vida útil para calcular el costo nivelado de generación.

La diferencia entre los valores calculados para 40 años y 60 años de vida útil es muy pequeña, por lo que podemos inferir que el costo total es prácticamente insensible para periodos mayores a 40 años; en este caso observamos una variación entre 7% y 11% del costo de los reactores EBSWR y AP1000, respecto al costo para el reactor ABWR, respectivamente.

A pesar de que los costos de generación correspondientes al reactor tipo ACR-700 (x2) son los más bajos, y ofrece otras ventajas como no tener que emplear uranio enriquecido (o en su defecto uranio ligeramente enriquecido) y mayor flexibilidad para construirlo ya que se puede operar con una unidad de 700 MW y luego añadir la otra, en la sección de Análisis de sensibilidad se emplearán los costos del reactor ABWR como base de comparación con el resto de las tecnologías de generación (V. **Error! Reference source not found.**) ya que es el único reactor de los analizados aquí, con unidades en

operación⁶⁹ y, dado que los reactores de la Central de Laguna Verde son de tipo BWR, no sería arriesgado decir que se tiene un mejor conocimiento de este tipo de reactores, o que al menos hay en el país una mayor cantidad de técnicos e ingenieros familiarizados con este tipo de reactor.

⁶⁹ <http://www.world-nuclear.org/info/inf08.html>

2 Generación mediante combustibles fósiles

2.1 Combustibles fósiles y tecnología de captura y almacenamiento de carbono

Aproximadamente el 80% de la demanda de energía⁷⁰ (no sólo para generación de electricidad) a nivel mundial es cubierta por combustibles fósiles.

La generación por combustibles fósiles es, desde el punto de vista económico, muy competitiva; principalmente porque, a diferencia de la energía nuclear, no se incorpora en su costo total sus costos externos. Desafortunadamente, es muy probable que continúe siendo la principal forma de generación en el corto y mediano plazo, el reto es encontrar una forma de disminuir las emisiones de CO₂ a pesar del uso extendido de combustibles fósiles, especialmente en China e India y el resto de los países en desarrollo.

2.1.1 Carbón y plantas carboeléctricas

Debido a su bajo costo y relativa abundancia y distribución a nivel mundial, es muy probable que se incremente el uso de carbón para la generación de electricidad. El uso de carbón provoca daños al medio ambiente tanto en su producción como en su utilización, en las últimas dos décadas se ha progresado en la reducción de emisiones de contaminantes aéreos como los óxidos de azufre, nitrógeno y partículas pequeñas asociados a la combustión de carbón en plantas de generación; sin embargo se ha avanzado poco para controlar las emisiones de CO₂.

La tecnología de captura y secuestro de CO₂, que aún se encuentra en ciernes, es crítica para permitir una reducción de emisiones significativa y que permita al mismo tiempo satisfacer las necesidades energéticas de la población a nivel mundial.

Otro instrumento es la imposición de un impuesto o cargo por tonelada de CO₂ emitida, como se verá más adelante. Las estimaciones de un precio de 25⁷¹ a 30 USD/t CO₂ resultan insuficientes para reducir el uso de carbón para la generación de electricidad y/o estimular la transición a métodos de generación más limpios; un cargo entre 50 y 60 USD/t CO₂ resulta más adecuado (y más difícil de implementar también) para que ciertas tecnologías de generación sean competitivas con el carbón (eólica, nuclear) y para otras (solar) requieren de un precio de alrededor de 200 USD/t CO₂.

Si bien México cuenta con pocas plantas carboeléctricas y, de acuerdo al documento: *Prospectiva del Sector Eléctrico (2010-2025)* preparado por la Secretaría de Energía, no se tiene previsto incrementar esta capacidad; se incluyen en este análisis como referencia.

⁷⁰ IEA Key World Energy Statistics (2006)

⁷¹ The Future of Coal. An Interdisciplinary MIT Study (2007)

2.1.1.1 Combustión de carbón pulverizado (PCC. Pulverized Coal Combustion)

Éste es el método más ampliamente utilizado. Las carboeléctricas de este tipo más viejas tienen una eficiencia de alrededor del 30%, unidades más recientes pueden alcanzar eficiencias de 35% a 36%, y las más nuevas que trabajan con vapor supercrítico pueden alcanzar eficiencias de 45%, se espera que los avances en tecnología de materiales permitan alcanzar eficiencias hasta de 50%. Básicamente esto depende de si pueden producirse materiales capaces de soportar las altas presiones y temperaturas que se generarían en estas plantas.

2.1.1.2 Combustión de lecho fluidizado (FBC. Fluidized Bed Combustion)

La ventaja de este tipo de tecnología es que propicia una combustión completa a una temperatura menor que las plantas tipo PCC, por lo que estas unidades son más limpias, pero la eficiencia de éstas va de 30% a 35%. Las tecnologías más recientes utilizan calderas de lecho fluidizado en un circuito a presión (PCFB. *Pressurized Circulating Fluidized Boiler*), en donde la cámara de combustión se presuriza para alcanzar mayores eficiencias.

2.1.1.3 Ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC. Integrated Gasification Combined Cycle)

Este tipo de tecnología ha demostrado eficiencias de 10% a 20% superiores a las de una planta de carbón pulverizado convencional⁷²; además reduce en las emisiones de SO₂ hasta 98% y las emisiones de NO_x a 0.1 lb/BTU⁷³. Los proyectos de investigación para la mejora de este tipo de plantas tienen como objetivo alcanzar eficiencias sobre 60%; el reto tecnológico sigue siendo el proceso de limpieza del gas que requiere que el gas sintetizado (*syngas*) se enfríe antes de limpiarse y sea alimentado a la turbina⁷⁴.

La experiencia indica que es necesario investigación y desarrollo adicional para reducir los costos de capital y mejorar la disponibilidad y confiabilidad para alcanzar costos de producción de energía competitivos.

La investigación en el campo de los métodos de generación a partir del carbón se enfoca a incrementar el desempeño (eficiencia) de las plantas y a un control de las emisiones en sus primeras etapas. El Departamento de Energía de EE.UU. (DOE) encabeza estas investigaciones con su programas: *Future Gen*, *Vision 21* y *Advanced Turbine Systems*⁷⁵.

2.1.1.4 Tecnología para control de emisiones

A medida que continúe el uso de carbón para la generación de electricidad se deben implementar, en las plantas carboeléctricas existentes, sistemas o dispositivos para control de emisiones para cumplir con las restricciones ambientales cada vez mayores para dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), mercurio (Hg), partículas (PM) y gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO₂).

⁷² Smith and Hove 2003, pg. 42

⁷³ DOE 1999, pg. 17

⁷⁴ Smith and Hove 2003, pg. 42

⁷⁵ DOE 1999B, pg. 12

Estos controles incluyen desulfurización de gases, quemadores con emisiones bajas de óxidos de nitrógeno (LNBS, *low-NO_x burners*), sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR) y controles para partículas. Además se requiere que todas las plantas instalen la mejor tecnología disponible para control de emisiones, lo cual afecta la competitividad económica de las plantas carboeléctricas. Si la tecnología de secuestro y almacenamiento de CO₂ se vuelve un requerimiento en el futuro⁷⁶ esto impondrá costos aún mayores para la generación (transformación) de energía a partir del carbón y el resto de los combustibles fósiles.

2.1.1.5 Captura y secuestro de CO₂

2.1.1.5.1 Bases científicas

Existen varios depósitos geológicos en el mundo que se estima tienen el potencial de almacenar de cientos a miles de gigatoneladas de CO₂⁷⁷. Los más prometedores son los cuerpos rocosos porosos y permeables que se encuentran, generalmente, a una profundidad de 1 km a presiones y temperaturas donde el CO₂ se encontraría en fase supercrítica.⁷⁸

- *Formaciones salinas* que contienen *brine* en sus porosidades, típicamente de concentraciones de sales mayores a 10,000 ppm.
- *Pozos de petróleo y gas agotados* con alguna combinación de hidrocarburos en sus porosidades. En algunos casos, pueden lograrse ganancias económicas con la recuperación de estos hidrocarburos mediante las técnicas denominadas: *oil enhanced recovery (EOR)*⁷⁹ y *enhanced gas recovery*⁸⁰
- *Vetas profundas de minas de carbón*, a menudo se les llama vetas no minables, están compuestas de minerales orgánicos con *brines* y gases en sus porosidades y volúmenes fracturados.

Otros tipos posibles de depósitos geológicos se han discutido, sin embargo se requiere de una mayor investigación científica al respecto ya que los mecanismos de almacenamiento no han sido probados ni comprendidos del todo.

Debido a su gran potencial de almacenamiento y amplia distribución, lo más probable es que la captura de CO₂ utilice formaciones salinas. Sin embargo, los proyectos iniciales probablemente ocurrirán en pozos de petróleo y gas agotados ya que la cantidad y calidad de la información

⁷⁶ La EIA señala a esta tecnología, junto con la generación de electricidad a partir de la energía nuclear y la sustitución de plantas carboeléctricas por plantas de gas (CC, TG) como las que contribuirán más en la estabilización y/o reducción de emisiones de CO₂ para el 2050.

⁷⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (2005). Interlachen, <http://www.ipcc.ch/>

⁷⁸ Bachu S., Sequestration of Carbon Dioxide in Geological Media: Criteria and Approach for Site Selection, Energy Conversion and Management, 2000, v.4, pág. 970

⁷⁹ Stevens, S. 1999. *Sequestration of CO₂ in Depleted Oil and Gas Fields: Barriers to Overcome in Implementation of CO₂ Capture and Storage (Disused Oil and Gas Fields) IEA Greenhouse Gas R&D Programme*. IEA/CON/98/31.

⁸⁰ Oldenburg, C.M., S.H. Stevens, and S.M. Benson, Economic feasibility of carbon sequestration with enhanced gas recovery (CSEGR), Energy, 29,1413–1422, 2004 LBNL-49762

disponible de este tipo de depósitos junto con el empleo de técnicas EOR para obtener una utilidad económica la hacen una opción atractiva.

Para los tipos de depósitos geológicos para almacenamiento CO₂ citados arriba, los mecanismos de almacenamiento están razonablemente definidos y comprendidos. Para empezar, estos depósitos proveen una barrera física a la migración del CO₂, en la forma de capas impermeables que se encuentran directamente sobre los depósitos. El mecanismo de almacenamiento en estos volúmenes porosos permite un exceso del 80% de CO₂ y actúa de forma inmediata para limitar el flujo de CO₂. En los poros, fuerzas capilares se encargarán de inmovilizar una fracción importante de CO₂, el cual queda atrapado como fase residual en estos poros, y actúa por un periodo de tiempo mayor como una pluma de CO₂ que es atenuada por el flujo de éste. Una vez que se encuentra atrapado en el poro, en un periodo que va de decenas a cientos de años, el CO₂ se disolverá en el resto de los fluidos presentes en los poros, incluyendo especies de hidrocarburos, o *brines*, donde el CO₂ se fija de forma indefinida a menos que intervengan otros procesos. Para escalas de tiempo mayores (de cientos a miles de años) el CO₂ disuelto puede reaccionar con los minerales en el volumen rocoso y precipitarse como minerales carbonatados nuevos. Finalmente, en el caso de estructuras minerales orgánicas como el carbón mineral, el CO₂ será *adsorbido* por la superficie de la roca, desplazando en ocasiones otros gases como metano y nitrógeno.

Aunque queda aún mucho trabajo de investigación para caracterizar y cuantificar estos mecanismos, éstos han sido comprendidos lo suficientemente bien para hacer estimaciones confiables de la cantidad de CO₂ que puede almacenarse durante un periodo de tiempo. De forma específica, es probable que la fracción de CO₂ almacenada sea mayor a 99% para un periodo de 100 años, y mayor a 99% para un periodo de 1000 años⁸¹. Es más, algunos mecanismos de captura, aparentemente, se refuerzan a sí mismos.^{82,83} Es necesario trabajar para reducir las incertidumbres asociadas a la eficacia del almacenamiento a largo plazo, así como estimaciones numéricas de la capacidad de volumen de almacenamiento pero, al parecer, no existen dudas sobre la probabilidad de implementación de la captura y secuestro de CO₂.

2.1.1.5.2 Estimaciones de capacidad

Aunque se requiere de una mejor comprensión de los mecanismos de almacenamiento para hacer estimaciones más precisas, el límite fundamental para una mejor estimación es la incertidumbre respecto a los volúmenes de las porosidades en los cuerpos rocosos. La mayoría de los esfuerzos para cuantificar la capacidad, regional o globalmente, se basan en suposiciones sobre los volúmenes de los cuerpos rocosos en cuencas sedimentarias.^{84,85} Estas estimaciones son

⁸¹ Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (2005). Interlachen, <http://www.ipcc.ch/>

⁸² Johnson, J.W., Nitao, J.J., Knauss, K.G., Reactive transport modeling of CO₂ storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms, and sequestration partitioning, in R. Giere & P. Stille (eds.), Energy, Waste, and the Environment - A Geochemical Perspective.

⁸³ Johnson, J.W., Nitao, J.J., Morris, J.P., Reactive transport modeling of cap rock integrity during natural and engineered CO₂ storage, in S. Benson (ed.), CO₂ Capture Project Summary Volume (2), Elsevier, 2005

⁸⁴ Bergman, PD, and Winter, EM, Disposal of carbon dioxide in aquifers in the US, Energy Conversion & Management, 1995, v.36, pp. 523.

inherentemente limitadas ya que carecen de información sobre la capacidad local de inyección, volumen total de porosidades a una profundidad determinada, concentración de posibles zonas para inyección, elementos de riesgo o características económicas.

Unas pocas excepciones notables a este tipo de estimados involucra la consideración sistemática de formaciones individuales y su estructura de poros en una cuencas individuales.⁸⁶ En Australia GEODISC hizo una estimación de volúmenes de roca totales, volúmenes estimados de riesgo, cálculos de volúmenes de porosidades asociadas a formaciones y *cuencas* y análisis de inyectabilidad y económicos en los probables volúmenes inyectados. El estudio tuvo un costo de 10 millones AusD, e instituciones como el *US Geological Survey* o *Geoscience Australia* fueron capaces de recopilar e integrar la información necesaria para esta capacidad de determinación y ejecutarla en un tiempo corto.

Para análisis de este tipo, se requiere información detallada de formaciones de roca individuales, incluyendo el espesor y extensión de cada unidad, litología, calidad de sellado, porcentaje disponible neto, porosidad y permeabilidad. El carácter geológico y el contexto tienen una gran importancia y requieren de la opinión de expertos. Aunque los problemas de manejo de la información son considerables, es probable que sus costos sean bajos y los datos obtenidos serán de gran utilidad en el futuro, ya que permitirán influir en políticas de decisión respecto a estos recursos.

2.1.1.5.3 Medición, monitoreo y verificación (MMV)

Una vez que comienza el proceso de inyección se requiere establecer un programa de medición monitoreo y verificación para:

- Tener una mejor comprensión de los elementos clave, efectos y procesos necesarios para una evaluación de riesgo.
- Gestionar el proceso de inyección.
- Delinear e identificar los riesgos de fuga y escape superficial.
- Verificar el almacenamiento para efectos crediticios y de contabilidad.

Por todas estas razones los procesos de MMV son de interés primordial en muchas investigaciones. El Departamento de Energía de los Estados Unidos ha definido que el desarrollo, pruebas e implementación de estos procesos como un elemento clave y se ha asignado un programa en la Unión Europea de monitoreo y verificación por 20 millones de euros. La IEA ha establecido un grupo de trabajo para procesos MMV que tiene como objetivo el intercambio de tecnología entre proyectos grandes, así como el desarrollo de nuevas.

En el contexto de una implementación a gran escala es probable que la determinación y ejecución del monitoreo involucre un proceso de cuatro etapas:

⁸⁵ Dooley, JJ, and Friedmann, S.J., A regionally disaggregated global accounting of CO2 storage capacity: data and assumptions, Pacific Northwest National Laboratory, Report PNWD-3431, 2004.

⁸⁶ Gibson-Poole CM, Lang SC, Streit JE, Kraishan GM, Hillis RR, Assessing a cuenca's potential for geological sequestration of carbon dioxide: an example from the Mesozoic ¿revista, reporte?

1. Evaluación y planeación.- Durante esta etapa se caracteriza el sitio, geográfica, geológica, geofísica y geoquímicamente. En el futuro, las simulaciones de procesos de monitores ayudarán a predecir los límites de un método o herramienta determinados. Basados en este análisis, se puede diseñar un arreglo que cumpla con los requisitos de los reguladores e inversionistas.
2. Monitoreo de referencia.- Antes de que se realice la inyección se deben hacer estudios de referencia del sitio en cuestión para tener una base de comparación.
3. Monitoreo operacional.- Durante la inyección se deben monitorear los pozos para detectar problemas de circulación del CO₂, fallas en la perforación del pozo y otros problemas operacionales potenciales.
4. Monitoreo de arreglos durante y después de la inyección.- Esta fase involucra arreglos superficiales y subterráneos activos con el potencial para utilizar herramientas adicionales alrededor de zonas de alto riesgo. La recurrencia y duración total del monitoreo será determinada por los objetivos de la investigación, los parámetros del sitio, el estatus comercial y las necesidades de regulación. De preferencia, la información obtenida con MMV puede integrarse formalmente para reducir la complejidad, el costo operacional y proporcionar una más alta confiabilidad.

La duración probable del monitoreo es un problema de importancia aún no resuelto. Es impráctico que el monitoreo continúe cientos de años después de la inyección; un tiempo práctico de monitoreo debe definirse de forma genérica o para cada sitio antes de que comience la inyección.

2.1.1.5.4 Riesgos de fugas

El CO₂ tiende a salir, por convección, en la mayoría de los ambientes geológicos, hacia la superficie de la Tierra. Por lo que, a pesar de que la corteza terrestre está configurada para almacenar CO₂, existe la posibilidad de fuga de los sitios de almacenamiento.⁸⁷ La fuga de CO₂ minaría los beneficios del proceso de captura y secuestro del mismo. Si la fuga ocurre en un confinamiento cerrado se puede acumular CO₂ en concentraciones suficientemente altas para causar efectos adversos a la salud, seguridad y medio ambiente.^{88, 89, 90} Cuando un fluido es inyectado debajo de la corteza terrestre siempre existe riesgo de contaminación del agua.⁹¹ Sin embargo, basado en experiencias previas de inyección de CO₂ como en el manejo y eliminación de gases ácidos y EOR,

⁸⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005. Interlachen, <http://www.ipcc.ch/>

⁸⁸ Snodgrass, WR, Physiological and biochemical differences between children and adults as 5 determinants of toxic exposure to environmental pollutants. In Similarities and differences between children and adults: Implications for risk assessment. Guzelain, P.S., C.J. Henry, S.S. Olin (eds.), ILSI Press, Washington, DC, USA., 1992

⁸⁹ National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH): Pocket Guide to Chemical Hazards. DHHS publication no. 97-140. US Government Printing Office, Washington, 25 DC, USA, 1997

⁹⁰ Rice, SA. Human health risk assessment of CO₂: survivors of acute high-level exposure and 40 populations sensitive to prolonged low level exposure. Poster 11-01 presented at 3rd Annual conference on carbon sequestration, 3-6. May 2004, Alexandria, VA, USA.

⁹¹ Knauss, KG, JW Johnson, YK Kharaka, Preliminary Reactive Transport Modeling and Laboratory Experiments Conducted in Support of the Frio Pilot Test, NETL 4th Annual Conference on Carbon Sequestration, 2005, Alexandria VA, ExchangeMonitor

estos riesgos son, al parecer pequeños. Sin embargo, no es posible proporcionar estimaciones cuantitativas de su probabilidad. Es importante señalar que el riesgo de fuga no es uniforme y se estima que la mayoría de los sitios de almacenamiento que se tienen contemplados funcionarían de la forma planeada.⁹²

Los pozos representan los sitios con el mayor riesgo de fuga⁹³ debido a que han sido perforados para extraer grandes volúmenes de líquidos a la superficie de la tierra y se ha removido un volumen de rocas que de otra forma prevendría la migración a la superficie del CO₂. Se pueden encapsular y cementar estos pozos o, más bien, las perforaciones que se hayan hecho para llegar a ellos (aunque hay que tener en cuenta que factores como la posible corrosión debido a ácido carbónico de estos sellos) de forma adecuada para que atrapen el CO₂ por un tiempo indefinido. Sin embargo existe un gran número de pozos que no son adecuados para este tipo de sellado. Se sabe poco de la probabilidad específica de escape de un pozo determinado; mientras que situaciones análogas permiten calcular estimaciones cuantitativas⁹⁴ todavía resta mucho que hacer para obtener respuestas a estos problemas.

El pronóstico de eventos que ocasionen daños mayores es difícil, eventos como el de Lago Nyos⁹⁵ o la falla del sitio de almacenamiento de gas natural cerca de Hutchinson, Kansas⁹⁶, son ejemplos que reflejan este problema. Sin embargo se estima que la probabilidad de estos eventos es muy baja y, por ejemplo, a diferencia del gas natural, el CO₂ no es explosivo. También es cierto que no se requiere un almacenamiento 100% a prueba de fuga, ya que si el volumen fugado es suficientemente pequeño, el sitio cumplirá su propósito de aislar el CO₂ para reducir el calentamiento de la atmósfera y la acidificación de los océanos. La fuga se contaría como una fuente de emisión y no representaría una barrera a la implementación de un proyecto de este tipo, de hecho se espera que en los primeros proyectos se observen fugas de este tipo, lo cual debe verse como una oportunidad para corregir estos problemas cuando se presentan en el campo.

Un análisis y evaluación de riesgo se concentraría en varios elementos claves, incluyendo tanto la probabilidad como el impacto potencial. Los esfuerzos para cuantificar estos riesgos deben tener en cuenta especialmente los mayores riesgos económicos y/o de salud y seguridad.

⁹² Bradshaw, J, Boreham, C, and la Pedalina, F., 2004, Storage retention time of CO₂ in sedimentary cuencas; examples from petroleum systems, GHGT-7, Vancouver

⁹³ Gasda, S.E., S. Bachu, and M.A. Celia, "The Potential for CO₂ Leakage from Storage Sites in Geological Media: Analysis of Well Distribution in Mature Sedimentary Cuencas", *Environmental Geology*, 46 (6-7), 707-720, 2004.

⁹⁴ Gouveia, F.J., M. Johnson, R.N. Leif, S.J. Friedmann, 2005: Aerometric measurement and modeling of the mass of CO₂ emissions from Crystal Geyser, Utah; NETL 4th Annual CO₂ sequestration conference, Alexandria

⁹⁵ Kling, MA Clark, HR Compton, JD Devine, WC Evans, AM Humphrey, EJ Doenigsberg, .P Lockword, ML Tuttle and GW Wagner,: The lake gas disaster in Cameroon, West Africa, *Science*, 1987, v.236, 4798, pp. 169–175

⁹⁶ Lee, AM, 2001: The Hutchinson Gas Explosions: Unravelling a Geologic Mystery, Kansas Bar Association, 26th Annual KBA/KIOGA Oil and Gas Law Conference, v1, p3-1 to 3-29.

2.1.1.5.5 Incertidumbres tecnológicas y científicas

Es necesario un programa de investigación para resolver las incertidumbres de este tipo más importantes. Este programa debe incluir: (1) Herramientas para simular los procesos de inyección, (2) métodos para predecir y cuantificar la respuesta geomecánica a la inyección y (3) la habilidad para producir funciones de densidad de probabilidad empíricas y robustas para cuantificar apropiadamente estos riesgos.

Actualmente, existen muchos códigos, aplicaciones y plataformas para simular la inyección de CO_2 ⁹⁷; pero éstos tienen limitaciones considerables. En primer lugar, no predicen de forma adecuada la respuesta geomecánica del pozo a la inyección, incluyendo fenómenos como dilatación de fracturas y depósitos, reactivación de fallas, integridad de cubierta rocosa. En segundo lugar, los códigos que son capaces de manejar transporte reactivo, no predicen adecuadamente la ubicación de la precipitación o disolución, ni los efectos en la permeabilidad. En tercer lugar, estos códigos carecen de módulos que puedan manejar efectivamente pozos, de manera específica, su estructura, reactividad, o respuesta geomecánica de los mismos. En cuarto lugar, no predicen el riesgo de sismicidad inducida. Para poder simular la integración de procesos clave los simuladores deberán contar con suficientes recursos computacionales para manejar redes sedimentarias grandes y complejas, y simular con alta resolución en tres dimensiones desde el sitio de inyección a la superficie. Dada la capacidad actual de la industria y los códigos de investigación, es posible avanzar en el acoplamiento de las capacidades computacionales y aplicarla a la resolución de importantes problemas.

También existe la necesidad de mejorar la capacidad de predicción geomecánica. Ésta es un área donde muchos conjuntos de datos análogos puede que no proporcionen mucha información; el interés se concentra en la inyección rápida de grandes volúmenes de rocas moderadamente permeables y en la presión específica y tasas de variación que separan a los depósitos mecánicos que fallan de los que no. Esto es cierto especialmente para volúmenes grandes inyectados a tasas altas para los que existe la posibilidad de exceder algunos límites importantes. Las fallas producidas por esfuerzo, la predicción de sismicidad inducida, transmisibilidad de las fallas e hidrología y formación y propagación de fracturas son problemas geofísicos notablemente difíciles, debidos a las geometrías complejas y a las respuestas no lineales de muchos sistemas geológicos.

El objetivo de estos esfuerzos de investigación es obtener una mejoría en las capacidades de análisis de riesgo a través de la elaboración de funciones empíricas de densidad de probabilidad. Debido a que el número de casos de inyección que han sido estudiados son muy pocos no hay bases empíricas ni teóricas para calcular estas funciones.

⁹⁷ Pruess, K, J Garcia, T Kovscek, C Oldenburg, J Rutqvist, C Steefel, T Xu, Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO_2 , Energy, 2004, v29, pp 1431–1444.

2.1.1.6 Estimación de costos

2.1.1.6.1 Minería y transporte

Los avances tecnológicos en los métodos de extracción de grandes volúmenes de carbón tanto en la superficie como en yacimientos profundos de carbón sugieren la probabilidad de que los costos se reduzcan en esta área. Sin embargo, de acuerdo con la EIA (*Energy Information Agency*, EE.UU.) el elemento clave en la reducción de los costos de la minería del carbón lo constituyen las mejoras en la productividad laboral⁹⁸.

En 1997, los costos por transporte promediaron un 41% del precio del carbón comprado por las compañías eléctricas en EE.UU. Si se incrementara el porcentaje de generación de electricidad mediante plantas carboeléctricas esto pudiera significar un incremento en los costos de transporte, ya que se incrementaría la distancia promedio de transporte desde la extracción en alguna mina hasta la entrega en la planta de generación. Sin embargo la EIA calcula que los costos para transporte del carbón en EE.UU. por vías ferroviarias declinarán gradualmente⁹⁹.

2.1.1.6.2 Disponibilidad y precio del combustible

El tipo y calidad del carbón empleado tiene un efecto en la eficiencia de la combustión, costo del capital, cantidad de emisiones y el costo de generación. La humedad, cenizas, contenido de azufre y calor específico determinan el valor del carbón, su uso en la generación de electricidad, la elección de la tecnología empleada, su transporte y la extensión geográfica donde se le utiliza.

Se estima que las reservas de carbón a nivel mundial son un poco mayores a 900,000 millones de toneladas métricas, suficientes para cubrir la demanda actual por 200 años¹⁰⁰.

En 2004, el consumo global fue superior a 5,400 millones de toneladas¹⁰¹. De las cuales aproximadamente 1,500 millones (28%) correspondieron a China, 985 millones (18%) a los EE.UU. y 446 millones (8%) a la India. Europa y los países de la Ex Unión Soviética utilizaron 652 y 670 millones, respectivamente (~12% cada uno). El modelo para predicción de emisiones y análisis de políticas del M.I.T. (EPPA, *Emissions Prediction an Policy Analysis*) proyecta un consumo mundial en 2030 de alrededor de 10,340 millones de toneladas, de las cuales 2,360 (23%) serían consumidas por China; 1,550 (15%) por los EE.UU. y 970 (9.4%) por la India.

Para EE.UU. la EIA en el documento *Annual Energy Outlook 2004* (AEO 2004) pronostica una disminución en el precio del carbón extraído de las minas debido a incrementos en la productividad de las actividades mineras. En la Figura 18 se pueden ver los precios para el carbón extraído de la mina (f.o.b.) y el que se entrega en las plantas de generación (c.i.f.) de 2001 a 2005.

⁹⁸ EIA 2003, pg. 87

⁹⁹ Smith and Hove 2003, pg. 34

¹⁰⁰ EIA, *International Energy Outlook 2005*, E.I. Administration, Editor. 2005b, U.S. Department of Energy: Washington, D.C.

¹⁰¹ EIA. *International Energy Annual 2003*. EIA, *International Energy Annual Review 2005* June, 2005 [cited 2005 December 2005]; Table 8.2]. Available from: www.eia.doe.gov/iea/.

La diferencia entre estos precios se incrementa un 15% entre 2001 y 2012 debido a un incremento en el costo de transporte.

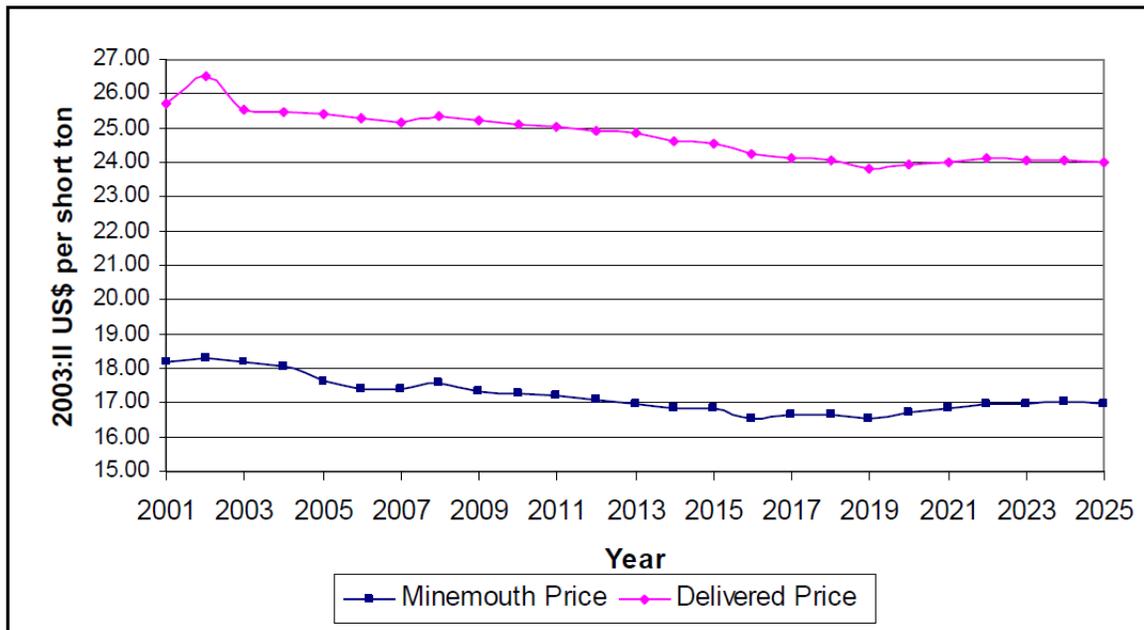


Figura 18. Proyección del precio del carbón minado y carbón entregado en plantas de generación EIA (2004); precio por tonelada en USD₂₀₀₃ vs. año

2.1.1.6.3 Costos de capital

Los costos de capital para plantas PCC nuevas van de 1,100 USD/KW a 1,200 USD/KW, dependiendo de su localización, para plantas PCC supercríticas el costo es más cercano a 1,200 USD/KW. Los costos de capital de plantas PCFB están también alrededor de 1,200 USD/KW. El Departamento de Energía de EE.UU. estima que, en el futuro, el costo de unidades IGCC sea apenas superior a los 1,300 USD/KW.

2.1.1.6.4 Costos de operación y mantenimiento

Estos costos incluyen los costos de los dispositivos para control de emisiones tanto para azufre y dióxidos de nitrógeno. El desempeño de una planta declina gradualmente a lo largo de su vida útil, lo cual se traduce en menor disponibilidad y costos de operación y mantenimiento más altos (*Cap-and-trade*, descuentos)

2.1.1.6.5 Costos totales

A continuación se copian los resultados de siete estudios de diseño y costos¹⁰² para la generación de electricidad a partir del carbón. La mayoría de estos estudios incluyen una estimación de los costos de sistemas de captura de CO₂. Los costos de capital para cada estudio se desarrollaron de forma independiente, por lo cual exhiben variaciones considerables. Además, las suposiciones financieras y de operación empleadas para calcular el costo de generación (COE) varían de un

¹⁰² *The Future of Coal. An Interdisciplinary MIT Study (2005)*. Apéndice 3.C. págs. 127-134

estudio a otro. Los estudios cuyas bases son substancialmente diferentes o quedan fuera del rango esperado no fueron incluidos en el análisis porque no había una forma adecuada y efectiva para su evaluación. Por ejemplo, varios reportes de gases de efecto invernadero de la IEA que fueron revisados subestiman, aparentemente, los costos de capital, dando como resultado eficiencias de generación difíciles de alcanzar, por lo que no se incluyen.

Las siguientes tablas ofrecen un resumen de estos estudios:

Tabla 29. Resumen de estudios de costos de generación para plantas carboeléctricas.¹⁰³

Estudio	NETL		EPRI		RUBIN		EPRISIM-BECK		DILLONANDERSSON		
	2002 ¹⁰⁴	2002 ¹⁰⁵	NCC 2004	2002 ¹⁰⁶	NCC ¹⁰⁷	¹⁰⁸ 2002 ¹⁰⁹	¹¹⁰	¹¹¹	NCC ¹¹²		
Tipo de tecnología	subC	subC	SubC	SC	SC	SC	USC	USC	SC	SC	CFB
Año base del costo	2002	2002	2003	2000	2003	2004	2000	2000	2004	2004	2003
Baseline											
Eficiencia (% HHV)	37.4		36.7	40.5	39.3	39.3	42.8	43.1	42.5	38.3	34.80%
TPC (USD/KWe)	1114		1230	1143	1290	1076	1161	1290	1260	1271	1290
TCR (USD/KWe)	1267		1430	1281	1490	1205	1301	1445	1411	1424	1490

¹⁰³ *The Future of Coal. An Interdisciplinary MIT Study (2005)*. Tabla A-3.C.3 pág. 128

¹⁰⁴ *NETL, Advanced Fossil Power Systems Comparison Study* W.W.S. E. L. Parsons (NETL), y J.L. Lyons, Editor. 2002, NETL.

¹⁰⁵ ídem

¹⁰⁶ Parsons Infrastructure & Technology Group, I., *Updated Cost and Performance Estimates for Fossil Fuel Power Plants with CO2 Removal*. 2002: Pittsburgh, PA & Palo Alto, Calif.

¹⁰⁷ *NCC, Research and Development Needs and Deployment Issues for Coal-Related Greenhouse Gas Management*. 2003, The National Coal Council.

¹⁰⁸ Rubin, E.S., A. B. Rao, and C. Chen. *Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants for CO2 Capture and Storage*. in Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. 2004.

¹⁰⁹ Parsons Infrastructure & Technology Group, I., *Updated Cost and Performance Estimates for Fossil Fuel Power Plants with CO2 Removal*. 2002: Pittsburgh, PA & Palo Alto, Calif.

¹¹⁰ Simbeck, D., *New Power Plant CO2 Mitigation Costs*. 2002, SFA Pacific, Inc.: Mountain View, CA.

¹¹¹ Dillon, D.J., R. S. Panesar, R. A. Wall, R. J. Allam, V. White, J. Gibbins, and M. R. Haines, *Oxy-combustion Processes for CO2 Capture from Advanced Supercritical PF and NGCC Power Plant, in Greenhouse Gas Technologies Conference 7. 2004: Vancouver, BC*.

¹¹² *NCC, Opportunities to Expedite the Construction of New Coal-Based Power Plants*. 2004, National Coal Council.

CC Anual (% del TPC)	16.8	14.3	15.5	14.2	16.6	15.5	15	15.10%
Combustible (USD/MMBtu)	0.95	1.5	1.24	1.5	1.27	1.24	1	1
Factor de capacidad	85%	80%	65%	80%	75%	65%	80%	85%

Costo de la electricidad

Capital (USD/kWhe)	0.0252	0.0251	0.0310	0.0262	0.0271	0.0315	0.0277	0.0261
Operación y mantenimiento (USD/kWhe)	0.008	0.0075	0.010	0.0075	0.0079	0.0095	0.0074	0.0042 0.0101
Combustible (USD/kWhe)	0.0087	0.0139	0.0104	0.013	0.011	0.0099	0.0079	0.0098
COE (USD/kWhe)	0.0419	0.0465	0.0515	0.0467	0.0461	0.0509	0.043	0.046

Con captura de CO2**MEA Oxy-fuel****MEA****MEA****MEA****MEA Oxy-fuel****Oxy-fuel**

Eficiencia (% HHV)	26.6	29.3	28.9	29.9	31	33.8	34	30.2
TPC (USD/Kwe)	2086	1996	1981	1729	1943	2244	1857	2408
TCR (USD/Kwe)	2373	2259	2219	1936	2175	2513	2080	2697
Precio del combustible	16.8	16.8	15.5	16.6	15.4	15		
Factor de capacidad	0.95	0.95	1.24	1.27	1.24	1		
	85	85	65	75	65	80		

Costo de la electricidad

Capital (USD/Kwhe-h)	0.0472	0.0449	0.0538	0.0436	0.0527	0.048		
Operación y mantenimiento (USD/Kwhe-h)	0.0167	0.0123	0.0171	0.016	0.0161	0.0128		

Combustible (USD/Kwhe-h)	0.0122	0.0111	0.0146	0.0145	0.0136	0.0101	0.86
COE (USD/Kwhe-h)	0.0761	0.0683	0.0855	0.0741	0.0825	0.0709	0.061

Tabla 30. Resumen de estudios de costos de generación de plantas tipo IGCC

Estudio	EPRI 2002 ¹¹³	RUBIN ¹¹⁴	SIMBECK ¹¹⁵	NCC ¹¹⁶	NETL 2002 ¹¹⁷
Tecnología	E-Gas	Texaco	Texaco	E-Gas	E-Gas
Año base para costos	2000	2004	2000	2003	2002
Referencia (Baseline)					
Eficiencia (% HHV)	43.1	37.5	43.1	39.6	44.9
TPC (USD/KWe)	1111	1171	1293	1350	1167
TCR (USD/KWe)	1251	1311	1448	1610	1374
Combustible (USD/MMBtu)	1.24	1.27	1	1.5	0.95
Factor de capacidad	65%	75%	80%	80%	85%
Costo de la electricidad					
Capital (USD/Kwhe-h)	0.0303	0.0295	0.0277	0.028	0.0273
Operación y mantenimiento (USD/Kwhe-h)	0.0076	0.0072	0.0074	0.0089	0.0061
Combustible (USD/Kwhe-h)	0.0098	0.0116	0.0079	0.0129	0.0072
COE (USD/Kwhe-h)	0.0477	0.0483	0.043	0.0499	0.0406
Con captura de CO2					
Eficiencia (% HHV)	37	32.4	37.7		38.6
TPC (USD/Kwe)	1642	1561	1796		1616
TCR (USD/Kwe)	1844	1748	2012		1897
Precio del combustible (USD/MMBtu)	15.5	16.6	15		17.4
Factor de capacidad	1.24	1.27	1		1
	65	75	80		85
Costo de la electricidad					
Capital (USD/KWhe-h)	0.0447	0.0394	0.0385		0.0377
Operación y mantenimiento (USD/KWhe-h)	0.0096	0.0098	0.0103		0.0079
Combustible (USD/KWhe-h)	0.0114	0.0134	0.0091		0.0088
COE (cUSD/KWhe-h)	6.57	6.26	5.78		5.44

Para poder comparar los costos de estos estudios, cada uno se reevaluó utilizando un conjunto común de parámetros económicos y de operación que se listan a continuación:

¹¹³ Parsons Infrastructure & Technology Group, I., *Updated Cost and Performance Estimates for Fossil Fuel Power Plants with CO2 Removal*. 2002: Pittsburgh, PA & Palo Alto, Calif.

¹¹⁴ Rubin, E.S., A. B. Rao, and C. Chen. *Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants for CO2 Capture and Storage*. In *Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. 2004.

¹¹⁵ Simbeck, D., *New Power Plant CO2 Mitigation Costs*. 2002, SFA Pacific, Inc.: Mountain View, CA.

¹¹⁶ NCC, *Research and Development Needs and Deployment Issues for Coal-Related Greenhouse Gas Management*. 2003, The National Coal Council.

¹¹⁷ NETL, *Advanced Fossil Power Systems Comparison Study*, W.W.S. E. L. Parsons (NETL), and J.L. Lyons, Editor. 2002, NETL.

Porcentaje de deuda del capital: 55%

Tasa de interés de la deuda: 6.5%

Tasa de retorno para acciones: 11.5%

Tasa de impuestos: 39.2%

Tasa de inflación: 2%

Factor de capacidad: 85%

Costo del combustible (PC, IGCCC): 1.50 USD/MBtu (HHV)

Costo del combustible (CFB): 1.00 USD/MBtu (HHV)

Periodo de construcción: 3 años

Vida útil: 20 años

La razón de utilizar un precio más barato del carbón para CFB es que esta tecnología es ideal para trabajar con carbón de baja calidad o de desecho, y el carbón con un bajo contenido energético como el lignito es más barato.

Cada estudio se ajustó a 2010 como año base. Dos estudios (*Andersson y Dillon*) no proporcionaron suficiente información para realizar estos ajustes, por lo que no se incluyen en las siguientes tablas:

Tabla 31. Resultados de estudio de normalización de las distintas tecnologías con parámetros económicos y operacionales consistentes (PC y CFB)

Estudio	NETL 2002	NETL 2002	NCC 2004	EPRI 2002	NCC	RUBIN	EPRI 2002	SIMBECK	NCC
Tipo de tecnología	SubC	SubC	SubC	SC	SC	SC	USC	USC	CFB
Baseline									
TPC (USD ₂₀₁₀ /KWe)	1192		1292	1269	1355	1108	1289	1432	1329
TCR (USD ₂₀₁₀ /KWe)	1356		1502	1422	1565	1241	1444	1604	1535
Costos de capital (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)	0.0242		0.0262	0.0257	0.0275	0.0225	0.0261	0.0290	0.0269
Costos de op. y mant. (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)	0.0086		0.0079	0.0111	0.0079	0.0081	0.0105	0.0082	0.0104
Combustible (USD ₂₀₁₀ /MMBtu)	0.0137		0.0139	0.0126	0.0130	0.0130	0.0120	0.0119	0.0098
COE (USD/KWhe-h)	0.0464		0.0480	0.0495	0.0484	0.0436	0.0486	0.0491	0.0472
Con captura de CO2									
	MEA	Oxy-fuel		MEA		MEA	MEA	MEA	
TPC (USD ₂₀₁₀ /KWe)	2232	2136		2199		1780	2157	2491	
TCR (USD ₂₀₁₀ /KWe)	2539	2417		2463		1994	2414	2790	
Int. durante la const. (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)	0.0453	0.0433		0.0446		0.0361	0.0437	0.0505	
Costos de op. y mant. (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)	0.0179	0.0132		0.0190		0.0165	0.0179	0.0142	
Combustible (USD ₂₀₁₀ /MMBtu)	0.0192	0.0175		0.0177		0.0171	0.0165	0.0151	
COE (USD/KWheh)	0.0824	0.0739		0.0813		0.0697	0.0781	0.0799	

Tabla 32. Resultados de estudio de normalización de las distintas tecnologías con parámetros económicos y operacionales consistentes (IGCC)

Estudio	EPRI 2002	RUBIN	SIMBECK	NCC	NETL 2002
Tipo de tecnología	E-Gas	Texaco	Texaco	E-Gas	E-Gas
Baseline					
	1374	1344	1435	1418	1249
TPC (USD ₂₀₁₀ /KWe)	1548	1504	1607	1691	1470
TCR (USD ₂₀₁₀ /KWe)					
Int. durante la const. (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)	0.0279	0.0272	0.0291	0.0287	0.0253
Costos de op. y mant. (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)	0.0094	0.0082	0.0082	0.0093	0.0065
	0.0133	0.0152	0.0119	0.0129	0.0114
Combustible (USD ₂₀₁₀ /MMBtu)					
	0.0505	0.0507	0.0492	0.0510	0.0432
COE (USD/KWe-h)					
Con captura de CO₂					
	2031.467508	1791.881	2222.022		1926.718224
TPC (USD ₂₀₁₀ /KWe)	2281.082825	2005.837	2488.353		2262.138805
TCR (USD ₂₀₁₀ /KWe)					
Int. durante la const. (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)	0.0412	0.0363	0.0450		0.0391
Costos de op. y mant. (USD ₂₀₁₀ /KWe-h)					
	0.0119	0.0113	0.0127		0.0095
Combustible (USD ₂₀₁₀ /MMBtu)					
	0.0154	0.0176	0.0152		0.0148
COE (USD/KWe-h)					

Este análisis económico está basado en un conjunto puntual de condiciones, no se ha tomado en cuenta la incertidumbre en muchas de las variables de las que depende el costo de generación. Los costos de capital (*Plant Capital Cost*, TPC) son de los que más contribuyen al costo total. Estos costos de capital se recabaron en el periodo que va de 2000 a 2004, el cual fue un periodo de relativa estabilidad de precios y costos. El crecimiento económico mundial, incluyendo el rápido crecimiento de China, han ocasionado que suban los precios de los productos, costos de ingeniería y de construcción a una tasa mayor a la inflación en EE.UU. (alrededor del 3% anual). Estos origina un aumento del 25% al 35% tomando 2004 como año base, lo cual cambia el rango de costos para los costos de capital en un estudio más reciente¹¹⁸ de 1,290 USD/KWe a 1,790 USD/KWe.

¹¹⁸ Dalton, S., Carbon Capture and Sequestration Technologies, in Climate Change Workshop. 2006: Edison Electric Foundation, Washington, DC.

Debido a que no tenemos información confiable sobre cómo afectarían estos incrementos de costos al resto de los métodos de generación, incluidos aquellos con captura de CO₂, y debido a que el objetivo que se persigue es la comparación de un amplio abanico de tecnologías, no se han escalado los costos de construcción más allá de la tasa de inflación.

Ya que los precios en mercados a futuro de la electricidad no están disponibles, por lo que se emplea el costo de generación (*NPV, net present value cost*) tomando en cuenta una variación por incertidumbre en ciertas variables claves de este costo para poder comparar tecnologías de construcción a futuro.

Las principales variables que afectan el costo de valor presente de generación (NPV) son:

- Costo de capital de la planta (TPC)
- Costo y flexibilidad del carbón
- Costos de operación y mantenimiento
- Factor de capacidad y disponibilidad de la planta
- Regulación y costos de contaminantes del aire (incluyendo SO_x, NO_x, y mercurio).
- Políticas a futuro para gases de efecto invernadero y costo de emisiones de CO₂
- Interés del mercado en los productos secundarios de estos métodos de generación.

Cada una de estas variables tiene un grado considerable de incertidumbre asociado con el costo, tipo de tecnología, desempeño y el momento en el tiempo en que se emplea. Una forma de evaluar el impacto de estas variables es realizar una simulación numérica. Por ejemplo, una simulación de tipo Monte Carlo produciría un análisis de sensibilidad que mostraría cómo los cambios en alguna de estas variables afectarían los costos de una tecnología para generación determinada¹¹⁹.

La simulación requiere la preparación de un conjunto de suposiciones acerca del valor, los límites y la función de distribución de probabilidad asociada a cada una de las variables. Con esto se realiza una simulación que producirá una distribución de probabilidad para los resultados del análisis, y a partir de ésta, la probabilidad del monto del valor presente del costo para una planta puede extrapolarse para una serie de condiciones para cada tecnología de generación.

Un ejemplo de cómo puede emplearse una simulación de este tipo sería con los criterios para regulación de los contaminantes del aire. Con los costos relacionados a la protección del medio ambiente actuales y sin una política para reducción de CO₂, las plantas tipo PC tienen un costo de generación inferior. Sin embargo, si en el futuro se reducen los niveles de emisiones de contaminantes y se incrementa el costo para el control de emisiones, la brecha en el costo de las plantas tipo PC y las de tipo IGCC se reduciría; en algún momento estos incrementos pueden ocasionar que el costo de generación o el NPV de las plantas tipo IGCC sea inferior al del resto de las tecnologías de generación; esto, desde luego, dependerá de cuándo y de la extensión de los

¹¹⁹ Humphreys, K., ed. *Jellen's Cost and Optimization Engineering*. Third Edition ed. 1991, McGraw-Hill, Inc.: New York.

cambios en los costos de los sistemas de control de emisiones y las regulaciones (leyes) encaminadas a su reducción.

2.1.1.6.6 Costos por emisiones de CO₂

De acuerdo a la Tabla 14, las plantas carboeléctricas producen emisiones de CO₂ en un rango que va de 755 kg CO₂/MWh_e a 990 kg CO₂/MWh_e con un promedio de 913.56 kg CO₂/MWh_e y una desviación estándar de 81.913 kg CO₂/MWh_e. En las siguientes figuras se muestra el efecto en el precio de la electricidad generada al asignar un precio por t de CO₂ por kWh generado (desde 10 USD₂₀₁₀ a 200 USD₂₀₁₀) tanto para plantas con CCS y sin CCS. Se presentan los resultados para una vida útil de las plantas de 20 años y para tres tasas de descuento: 5, 10 y 15%.

De la información de estas gráficas podemos inferir que en el caso de las plantas sin CCS un costo de 50 USD₂₀₁₀ por t CO₂ pone su costo unitario de generación en el mismo nivel que la electricidad generada a través de energía nuclear; en el caso de las plantas con CCS, asumiendo una captura del 90% de CO₂, el costo se incrementa muy poco (0.01 USD₂₀₁₀/kWh para un precio de 200 USD₂₀₁₀/tCO₂).

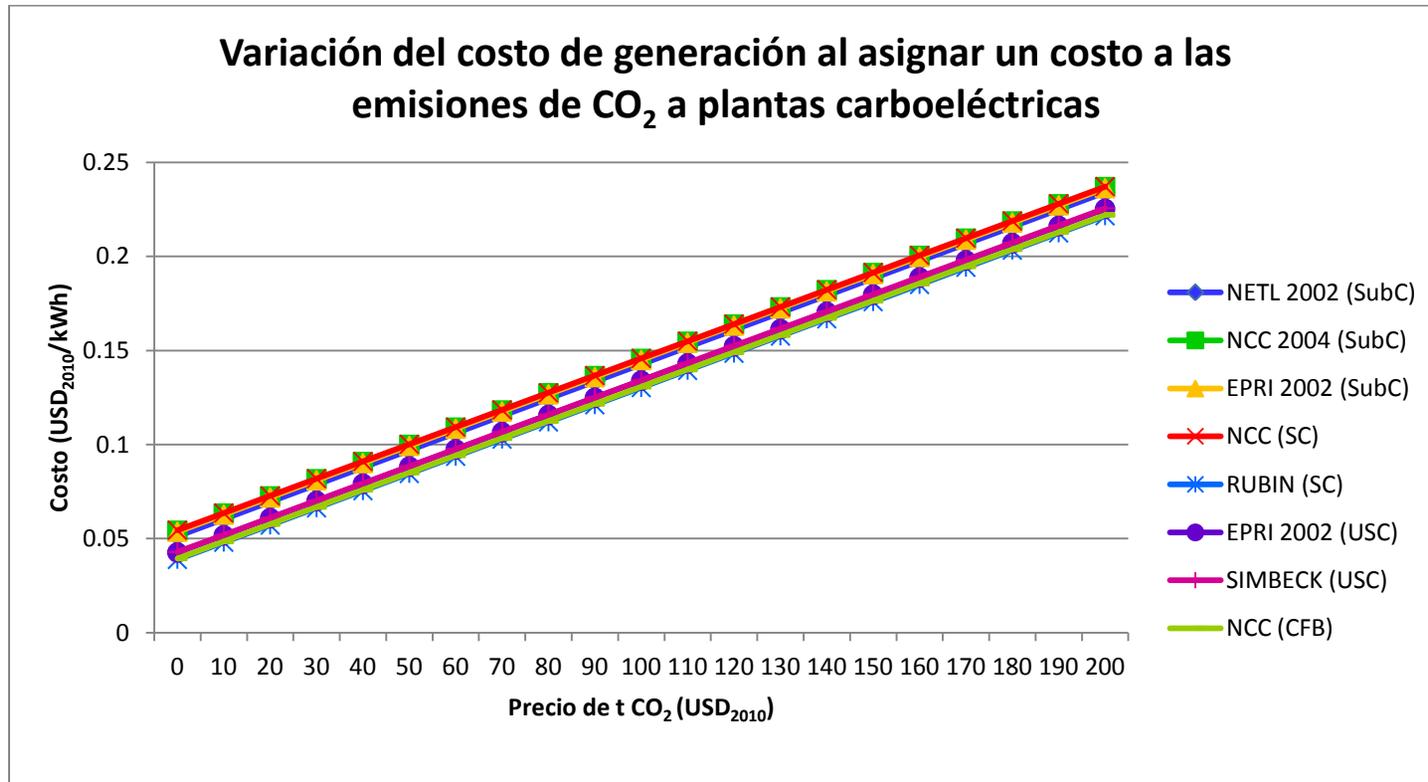


Figura 19. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas (5%, 20 años)

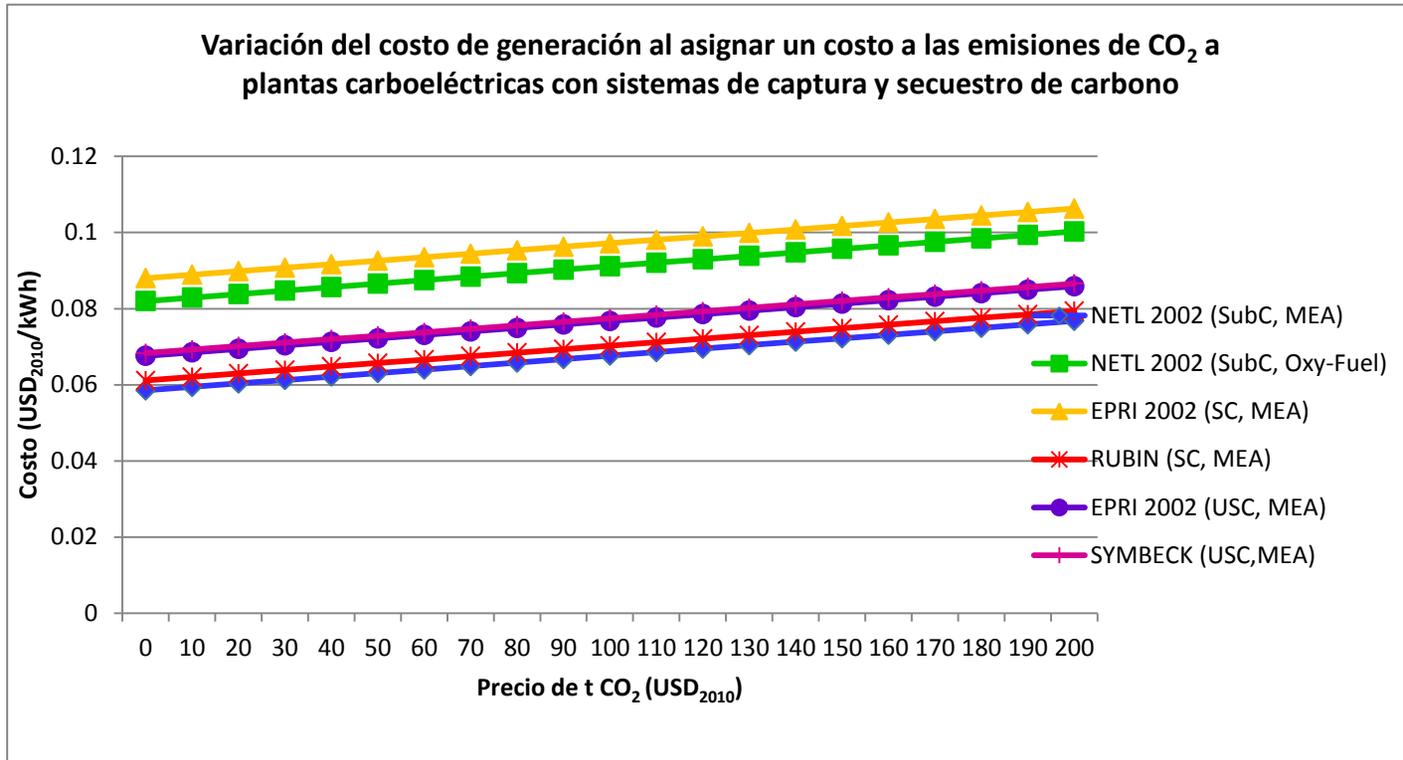


Figura 20. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas con sistemas CCS (5%, 20 años)

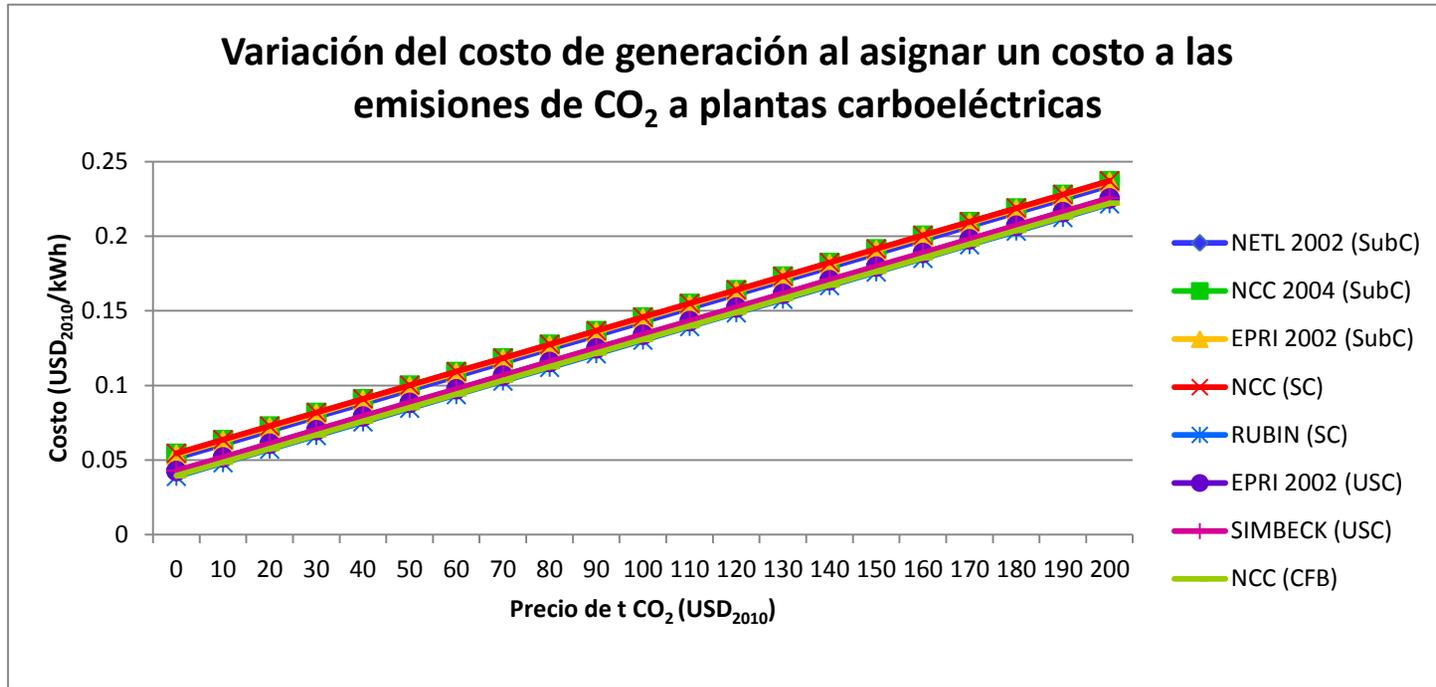


Figura 21. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas (10%, 20 años)

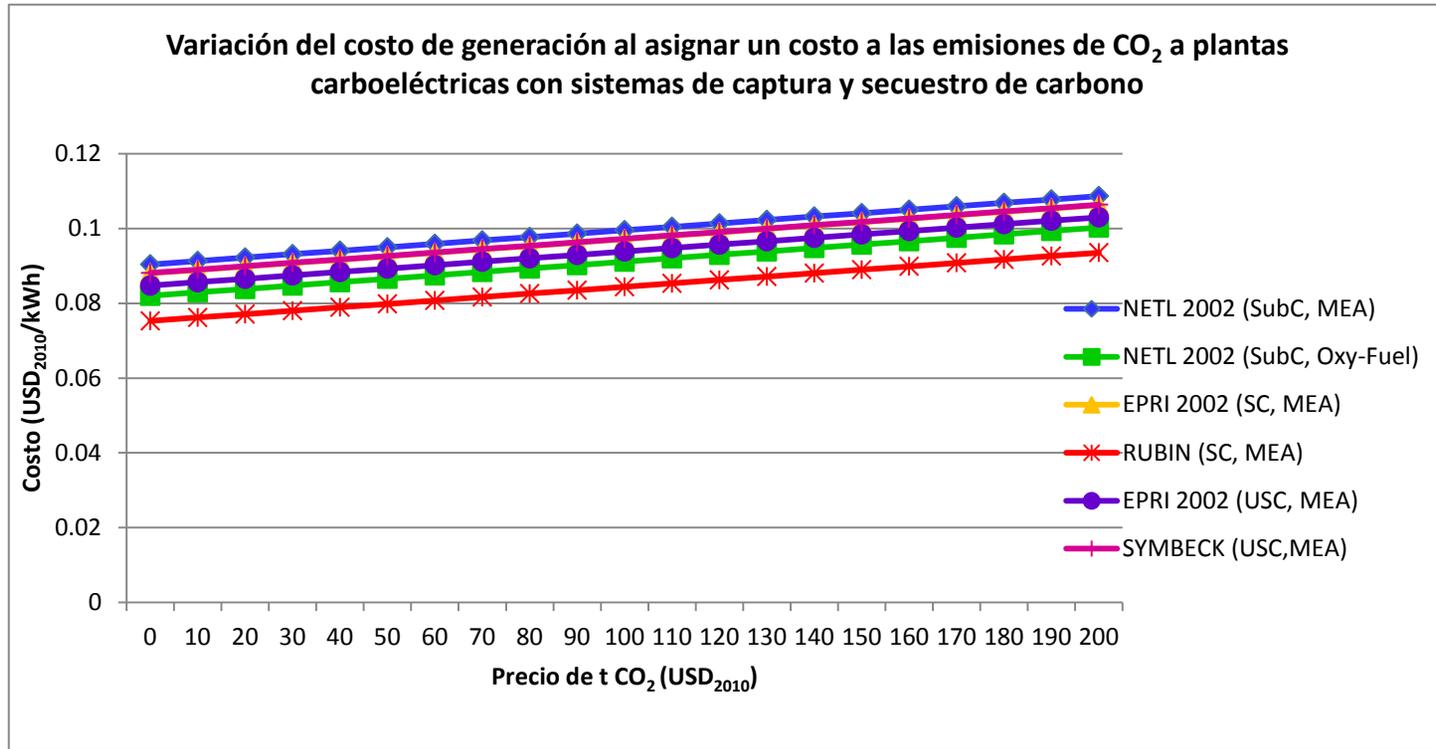


Figura 22. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas con sistemas CCS (10%, 20 años)

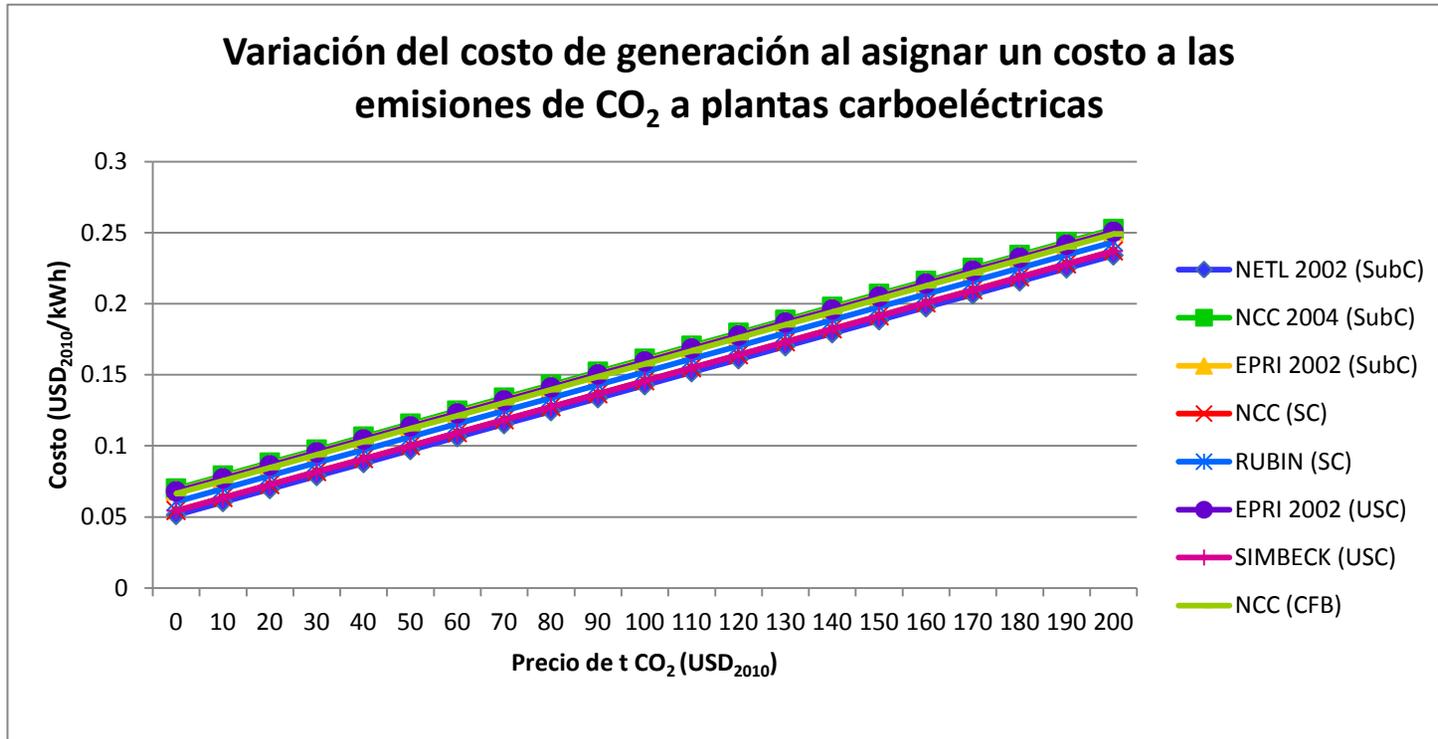


Figura 23. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas (15%, 20 años)

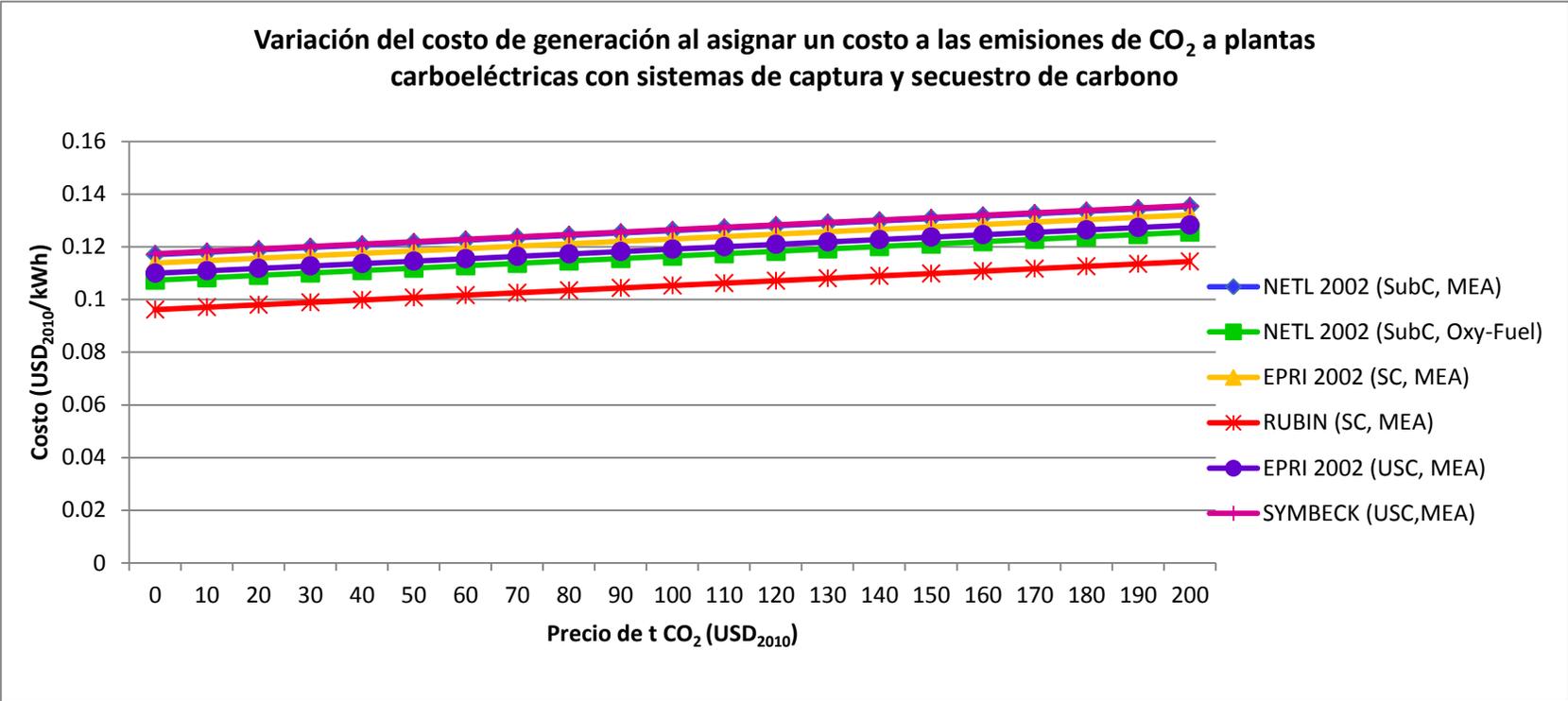


Figura 24. Variación del costo de generación de plantas carboeléctricas con sistemas CCS (15%, 20 años)

2.1.2 Plantas de gas natural

Una planta generadora de gas natural de ciclo combinado consiste de una turbina de gas y un ciclo de vapor. Este ciclo de vapor tiene una eficiencia similar a la de una planta carboeléctrica.

La eficiencia promedio de las plantas de gas natural se ha incrementado de 35% en 1992 a 42% en 2005. La mayoría de las mejoras en eficiencia han sido resultado de la introducción de unidades de ciclo combinado, las cuales constituyen hoy el 38% de la capacidad instalada de plantas de gas natural.

En 2005, la eficiencia promedio de las plantas de gas natural iba de 33% en Rusia a 49% en Europa Occidental. Desde 1990, las plantas de gas natural de ciclo combinado (NGCC, por sus siglas en inglés) han sido la opción tecnológica de preferencia para plantas de gas nuevas. Las eficiencias térmicas llegan incluso al 60%¹²⁰ (se espera que la planta Siemens-E.ON NGCC sea la primera en superar una eficiencia térmica de 60%)¹²¹. Sin embargo, las eficiencias de estas plantas disminuyen considerablemente cuando se utilizan con un rango amplio de cargas.

Debido a la larga vida útil de las plantas de generación de potencia (hasta 60 años), la eficiencia promedio de las plantas que no implementan operaciones y mantenimiento apropiados es sustancialmente menor que aquéllas que pueden conseguirse con la mejor tecnología disponible. Las compañías productoras de energía buscan minimizar sus costos, no maximizar su eficiencia, estos dos objetivos no siempre coinciden.

Las plantas de gas natural de ciclo combinado emiten menos de la mitad de las emisiones de CO₂ por kWh que una planta carboeléctrica. Se estima que las plantas NGCC de tipo avanzado disminuirán las emisiones por kWh entre 3% y 6%. Es posible obtener mayores eficiencias si se integran celdas de combustible en el diseño, o si se añade un ciclo inferior con calor de desecho.

Las turbinas de gas modernas con un sistema de generación de vapor mediante recuperación de calor triple (HRSG, *heat recovery steam generation*) pueden alcanzar eficiencias térmicas arriba de 55%. Una turbina de gas con un sistema de enfriamiento para los álabes y toberas, combinado con un sistema HRSG avanzado se espera que opere arriba del 60% de eficiencia en un futuro cercano. Aunque se pueden incrementar aún más estas eficiencias, la complejidad adicional de la planta y sus componentes puede resultar en un incremento del costo.

La investigación y desarrollo de turbinas de gas probablemente se enfocará en el diseño y mejoras en la eficiencia adicionales. Uno de los objetivos es elevar la temperatura de combustión así como una mejor utilización del calor de desecho, lo cual incrementa la eficiencia pero puede

¹²⁰ Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD). International Energy Agency (2008). Capítulo 7 Pág. 256

¹²¹ Idem.

incrementar también la formación de óxidos de nitrógeno (NO_x). También se buscan mejoras en la cámara de combustión (incluyendo cámaras de combustión con convertidores catalíticos), incrementar la eficiencia aerodinámica de los componentes, reducir el número de etapas del compresor y la turbina, y mejorar los mecanismos de enfriamiento del estator de la turbina y de los álabes.

2.1.2.1.1.1 Turbina de gas básica

Una turbina de gas básica que acciona a un generador se muestra en la Figura 25. En ella se inyecta aire del medio ambiente por medio del compresor el cual eleva su presión y temperatura. Este aire comprimido y caliente se mezcla con gas natural (aunque también se puede emplear LPG, keroseno, o inclusive petróleo) y se quema en la cámara de combustión. La turbina y el compresor comparten el eje de transmisión en el que están montados, por lo que típicamente una porción (más de la mitad) de la energía rotacional creada para hacer girar la turbina se emplea para accionar el compresor.

Las turbinas de gas se han utilizado durante mucho tiempo en diversas aplicaciones industriales, y como tales, se diseñaron estrictamente para sistemas de generación estacionarios. Estas turbinas de gas industriales tiende a ser máquinas grandes, elaboradas con materiales pesados, cuyo momento de inercia reduce su capacidad para ajustarse rápidamente a cargas variables. Estas turbinas están disponibles para un amplio rango de potencia, desde cientos de kW a cientos de MW. Las unidades más chicas tienen eficiencias alrededor de 20% pero las turbinas mayores (arriba de 10 MW) tienen eficiencias alrededor del 30%.

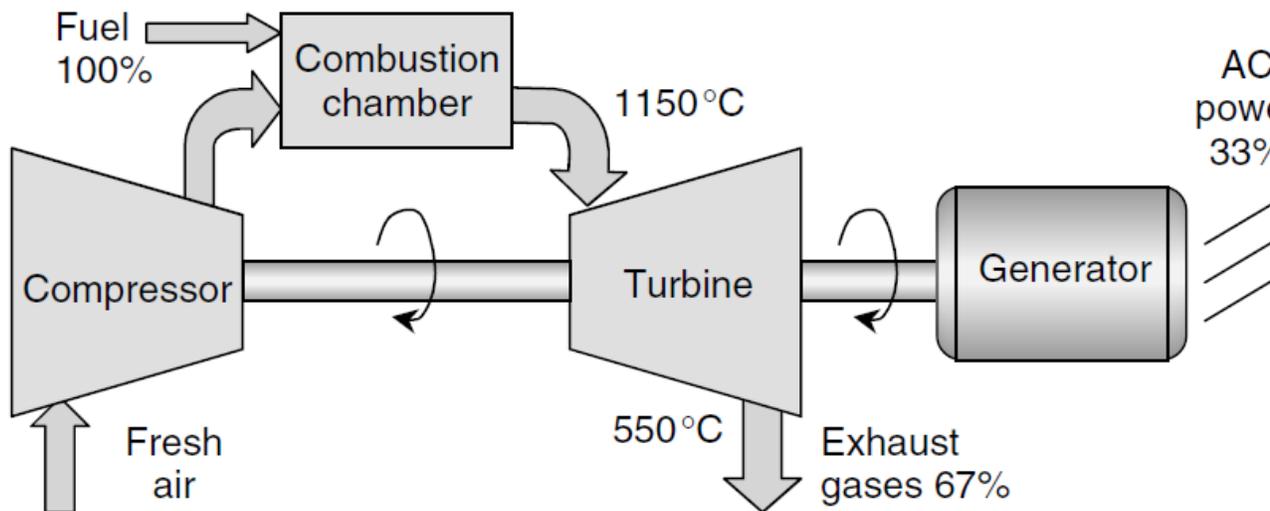


Figura 25. Turbina de gas y generador. Las temperaturas y eficiencias listadas son típicas.¹²²

¹²² Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems (2004)*. Pág. 132

Otro tipo de turbina de gas es la turbina aeroderivada para generación de potencia, esta turbina aprovecha el trabajo y dinero invertido en el diseño de este tipo de turbinas, en particular de los materiales empleados para hacerla más ligera, ya que de esta forma puede experimentar o soportar aceleraciones de arranque pronunciadas lo que la hacen más adecuada para responder a cambios rápidos en la carga.

Su tamaño pequeño las hace fáciles de fabricar y *empaquetar* para enviarla a algún sitio para su instalación reduciendo así el tiempo de instalación y costo de la misma. Las turbinas aeroderivadas están disponibles en un rango de unos pocos kW a cerca de 50 MW. Las más grandes alcanzan eficiencias de 40%.

2.1.2.1.1.2 Turbinas de gas con vapor inyectado (STIG)

Una forma de incrementar la eficiencia de una turbina de gas es añadir un intercambiador de calor, llamado generador de vapor mediante recuperación de calor (HRSG, *heat recovery steam generator*), para capturar parte del calor de la turbina. Como se muestra en la Figura 26, se bombea agua a través del HRSG, la cual se transforma en vapor, que es inyectado a la corriente de aire que proviene de compresor. Este vapor inyectado desplaza una porción de la energía térmica del combustible que de otra forma se necesitaría en la cámara de combustión. Estas unidades, denominadas turbinas de gas con vapor inyectado (STIG) pueden tener eficiencias cercanas a 45%. Además el vapor inyectado reduce la temperatura, lo cual ayuda a controlar las emisiones de NO_x. Estas turbinas son considerablemente más caras que las turbinas de gas simple debido al costo extra del HRSG y el mantenimiento que debe seguirse para purificar el agua que se alimenta al mismo.

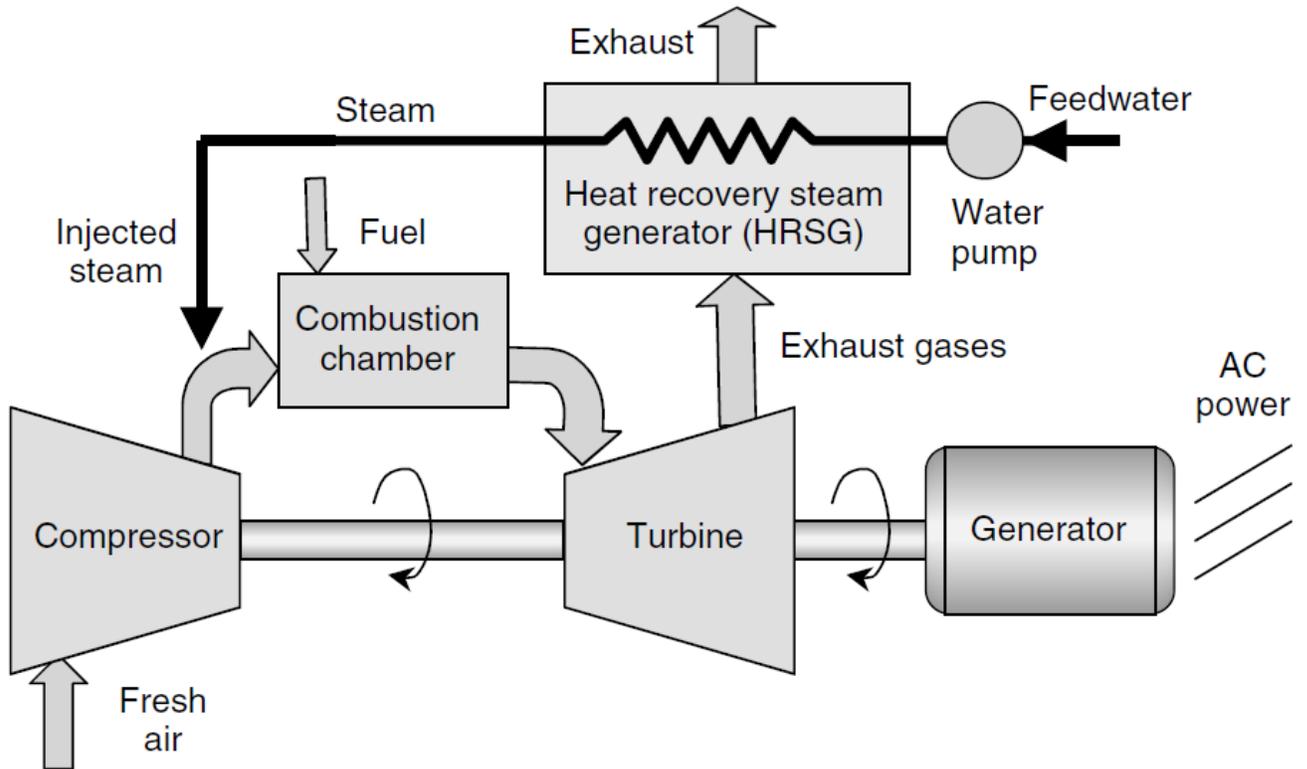


Figura 26. Turbina de gas con inyección de vapor (STIG) para incrementar la eficiencia y reducir las emisiones de NO_x . Las eficiencias de estas turbinas se aproximan a 45%.¹²³

2.1.2.1.1.3 Plantas de ciclo combinado (NGCC)

De acuerdo con la termodinámica básica, el motor de *Carnot* es el motor más eficiente para un rango de temperatura determinado. Dado que los gases que salen de la turbina generalmente lo hacen a una temperatura de $500\text{ }^\circ\text{C}$, no es ninguna sorpresa que las eficiencias sean modestas, alrededor de 30%, a menos que se utilice este calor desperdiciado.

¹²³ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 133.

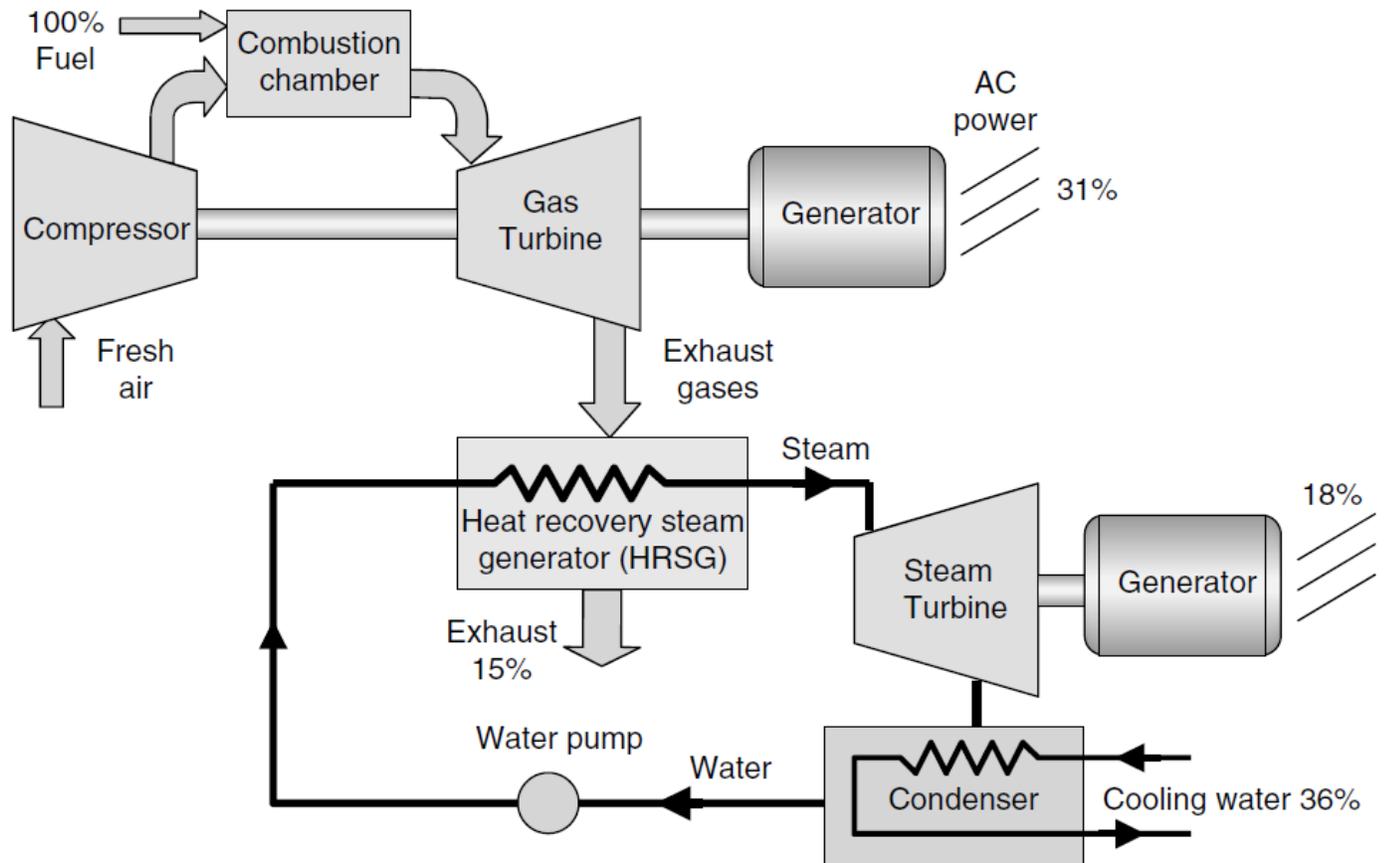


Figura 27. Sistema de generación de potencia de ciclo combinado con flujos de energía típicos.¹²⁴

En la Figura 27 se muestran dos turbinas conectadas para un ciclo combinado. Los gases de escape de la turbina de gas a través de un sistema de recuperación de calor (HRSG) antes de ser venteados a la atmósfera. El HRSG genera vapor a alta temperatura y presión que se expande en la turbina de vapor. El resto del ciclo es igual a un ciclo típico de vapor. Se crea un vacío parcial en el condensador, el cual extrae vapor de la turbina y el condensado resultantes se bombean de vuelta al HRSG para completar el ciclo.

2.1.2.1.1.4 Costos de capital, combustible, operación y mantenimiento

El costo del combustible comprende el porcentaje mayor del costo nivelado de generación mediante gas natural, alrededor de dos terceras partes de acuerdo a la mayoría de las estimaciones. El precio del gas natural ha sido relativamente volátil en años recientes debido a la disminución de productividad y reservas probadas, entre otros factores. Por esta razón, precios más altos del gas natural podrían ocasionar una reevaluación de la viabilidad de este método de generación.

¹²⁴ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 134

Los costos de capital comprenden menos de un tercio del costo nivelado total, los costos de operación y mantenimiento, que incluyen los costos para control de emisiones, son menos del 6% del costo nivelado total, entre otras cosas debido a que, generalmente, estas plantas no requieren de equipo adicional para control de emisiones.

En la siguiente página se muestra una tabla con estimaciones del costo de generación unitario para varias tecnologías de generación utilizando datos proporcionados por la EIA, los datos que aparecen en esta tabla se utilizarán como base para comparar las distintas tecnologías de generación de electricidad en la sección: **Error! Reference source not found.**

Tabla 33. Estimaciones de costos nivelados de generación unitarios utilizando parámetros proporcionados por la EIA (USD₂₀₁₀/kWh)

Tecnología	Parámetros de entrada					Resultados				
	Costo de Capital	Factor de Capacidad	Vida útil (años)	Costos de O&M variable	Costos de O&M fijos	Combustible	Eficiencia	Costo nivelado inicial	Costos periódicos	Costo nivelado total
Carbón	2082.56	74%	20	0.00465	27.86	1.93	37%	0.0385	0.0273	0.0658
Carbón IGCC	2406.38	74%	20	0.00293	39.13	1.93	39%	0.0445	0.0263	0.0708
Carbón IGCC/CCS	3537.73	74%	20	0.00445	46.67	1.93	32%	0.0658	0.0324	0.0982
NGCC	959.32	42%	20	0.00202	11.84	8.87	51%	0.0314	0.0658	0.0971
NGCC/CCS	1912.56	42%	20	0.00293	20.14	8.87	40%	0.0627	0.0860	0.1477
Geotérmica	1731.42	90%	20	0.00000	166.61	0.00	100%	0.0263	0.0213	0.0476
Hidroeléctrica	2268.76	65%	20	0.00243	13.79	0.00	100%	0.0476	0.0051	0.0526
Eólica <i>onshore</i>	1945.95	38%	20	0.00000	30.66	0.00	100%	0.0698	0.0091	0.0789
Eólica <i>offshore</i>	3896.97	40%	20	0.00000	90.55	0.00	100%	0.1336	0.0263	0.1589
Solar CSP	5080.93	31%	20	0.00000	57.46	0.00	100%	0.2246	0.0213	0.2459
Solar FV	6110.07	21%	20	0.00000	11.82	0.00	100%	0.3977	0.0061	0.4048

Si tomamos los datos para plantas NGCC y NGCC/CCS y variamos algunos de los parámetros de entrada (factor de capacidad, tasa de descuento, tiempo de construcción, vida útil, etc.) obtenemos los siguientes resultados¹²⁵:

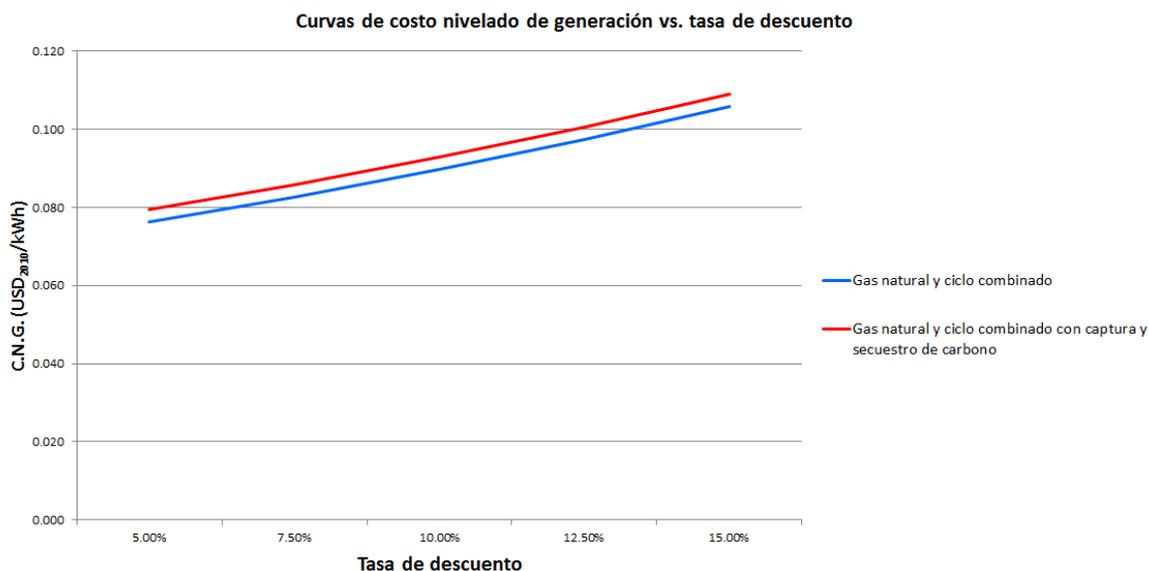


Figura 28. Curvas de costo nivelado de generación para gas natural y ciclo combinado, y gas natural con sistemas de captura y secuestro de carbono

Como veremos más adelante, en la sección: Comparación e integración entre las distintas tecnologías de generación, si queremos comparar la generación mediante gas natural y ciclo combinado con otras tecnologías para generación base de electricidad, es más adecuado utilizar un factor de capacidad mayor (en este caso de 0.8)¹²⁶, en cuyo caso, las curvas de costo nivelado resultan:

¹²⁵ Para el costo del combustible se emplea un valor de 0.055 USD₂₀₁₀/kWh correspondiente

¹²⁶ *Projected Costs of Generating Electricity*, 2010 Edition. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency & OCDE (Anexo 1, Pág. 208)

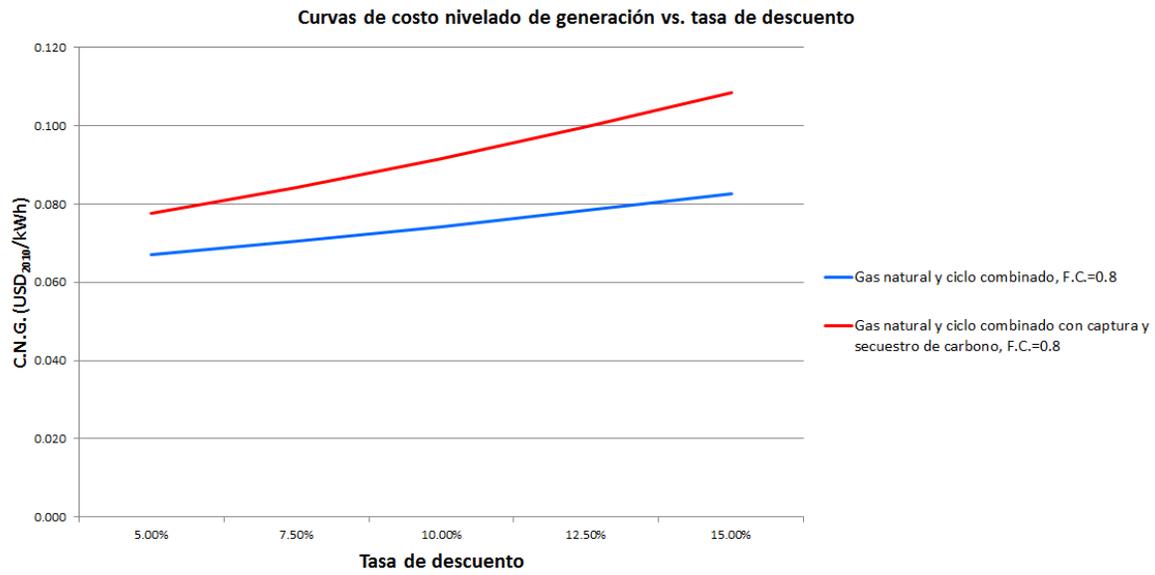


Figura 29. Curvas de costo nivelado de generación para gas natural empleando un factor de capacidad de 0.8

3 Energías Renovables

3.1 Marco regulatorio

A continuación se describen elementos del marco regulatorio de las energías renovables en México así, como algunos instrumentos para su implementación. La mayor parte de esta información se tomó del documento: *Energías renovables para el desarrollo sustentable en México, Secretaría de Energía 2006*, a falta de una fuente más reciente.

Las Secretarías de Energía (SENER), de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y la Comisión Federal de Electricidad son las instituciones que desempeñan un papel en la regulación de las energías renovables.

La SENER establece las líneas generales de política energética nacional, planificación del desarrollo del sector, procura que se optimice el uso de los recursos energéticos, promueve las fuentes renovables de energía y aplica el marco regulatorio para dar certidumbre al facilitar las condiciones de competencia y desarrollo energético. La SHCP interviene a través de la determinación de precios de los servicios públicos.

La CRE regula las industrias del gas natural y electricidad. Otorga los permisos para los productores externos de energía, aprueba los contratos marco para la provisión de energía y las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones que reciben los proveedores privados de energía.

La CONAE, además de promover el ahorro de energía y la eficiencia energética, fomenta también el uso de energías renovables y junto con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) promueve y apoya la investigación tecnológica en el sector eléctrico, incluyendo la vinculada a las energías renovables.

La CFE (y anteriormente LyFC también) es la empresa estatal que provee la energía eléctrica en México, genera alrededor del 90% del total de la energía, y posee además la red nacional de distribución.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) regula la provisión de electricidad en México. Esta ley no permite la libre compra-venta de energía entre particulares. Permite en cambio la generación eléctrica por parte de particulares, ya sea para autoabastecerse o para complementar procesos productivos mediante la cogeneración. En estas dos opciones, autoabastecimiento y cogeneración, los usuarios deben participar en el capital accionario de la empresa generadora y contar con un permiso de generación de la CRE.

A fin de promover el desarrollo de proyectos de generación bajo los esquemas de productor externo de energía, autoabastecimiento, cogeneración o pequeño productor, mediante fuentes renovables intermitentes, la CRE aprobó en el año 2001 diversos instrumentos de regulación que consideran la disponibilidad intermitente del energético primario. La materia de estos instrumentos comprende la energía eólica, la solar y la energía potencial del agua (en los casos en los cuales el generador no tiene control sobre las extracciones de agua de la presa). Esta regulación apoya los casos en los que el

autoabastecedor genera electricidad en un punto y la consume en otro, recurriendo a la red de transmisión para el porteo de electricidad de un punto al otro. Si la generación para autoconsumo basta para satisfacer la demanda del centro de consumo, la CFE no provee energía de otras fuentes. Si no es suficiente, la CFE suple la energía faltante. En caso de existir remanentes, la CFE los absorbe. La regulación establece la manera de calcular los balances resultantes entre la energía faltante y la sobrante.

La ventaja de este esquema es que provee un banco de energía que utiliza la red de transmisión, lo cual permite un suministro relativamente constante de energía para el centro de autoconsumo al combinar la operación de una planta de energía intermitente con la energía convencional de la red. A través del balance que se realiza, la energía que ingresa a la red puede ser retirada luego, si existe un sobrante. Esto implica descuentos respecto a las tarifas de servicio público, principalmente en horas punta, certidumbre en la generación de largo plazo, disminución de riesgos asociados a la volatilidad de los precios y la promoción del uso de energías limpias.

3.1.1 Instrumentos de fomento

El crecimiento de la capacidad de generación en el sistema eléctrico mexicano está dominado, al día de hoy, por la generación mediante plantas de ciclo combinado (NGCC). Éstas permiten suplir energía a un costo menor (siempre y cuando el precio del gas no se incremente demasiado) y con confiabilidad en el suministro, lo cual permite el establecimiento de contratos de largo plazo.

En este contexto, el logro de las metas de energías renovables requiere no sólo de un marco regulatorio que no discrimine a este tipo de métodos de generación, sino que además proporcione un impulso adicional para su desarrollo. Como en otros países, éstas compiten directamente con las energías convencionales, y enfrentan dificultades, particularmente financieras, derivadas principalmente del alto costo de inversión y de la complejidad de las operaciones necesarias para hacerlas viables. Éstas requieren de una combinación de diferentes fuentes de financiamiento con diferentes plazos, y enfrentan el mandato legal que tiene la CFE de adquirir la energía al menor costo económico posible. El desarrollo de las fuentes renovables implica asimismo, el reto de considerar en el costo de generación las externalidades ambientales y de salud derivadas de la generación mediante combustibles fósiles. Un ejemplo es la aplicación de un cargo fijo por tonelada de CO₂ por kWh generado, ya que las plantas de generación mediante combustibles fósiles emiten una mayor cantidad que el resto de los métodos de generación (incluyendo la energía nuclear).

Se busca superar estas condiciones a través de instrumentos de desarrollo y financiamiento local, y por medio de herramientas que permitan apoyar el desarrollo de las fuentes de energía renovables y, a la vez, cumplir el mandato legal que tiene CFE de proveer energía al país al menor costo económico. Los instrumentos de desarrollo y financiamiento local son impulsados por la Banca de Desarrollo de México, en particular por el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS). Por otro lado, la creación de incentivos económicos se atenderá, entre otras formas, por medio de dos proyectos que se están desarrollando con el apoyo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (*Global Environment Fund*, GEF) a través del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y del Banco Mundial, respectivamente.

3.1.1.1 Fondos de inversión, BANOBRAS

La estrategia de BANOBRAS es crear un entorno adecuado para el desarrollo de las energías renovables mediante instrumentos de promoción y apoyo. Tanto en el sector público como en el privado, financia proyectos de infraestructura y servicios públicos de gobiernos locales, y promueve la inversión y financiamiento privados.

El apoyo de BANOBRAS se enfoca en estructurar el financiamiento, atender el riesgo del proyecto y facilitar el proceso de inversión y financiamiento. Para ello busca que los créditos colocados sobre el riesgo del proyecto se ajusten a los plazos de recuperación de los flujos en el tiempo, optimizar la combinación de recursos financieros y contribuir a la cobertura de riesgos que el mercado no está dispuesto a asumir.

BANOBRAS cuenta con el Fondo de Inversión en Infraestructura (FINFRA) que desarrolla y co-financia estudios de inversión. El fondo se integra con recursos importantes para estudios y para complementar el desarrollo de proyectos de inversión en infraestructura (en caminos, agua y energía). FINFRA ha actuado como un accionista temporal de los proyectos para facilitar la colocación de recursos financieros privados adicionales, además de facilitar una evaluación socioeconómica, financiera y tarifaria, así como estudios jurídicos institucionales de los proyectos en desarrollo.

3.1.1.2 Proyecto de energías renovables a gran escala: Alianza estratégica entre el Gobierno de México, el Banco Mundial y el Fondo para el Medio Ambiente Mundial

Este proyecto busca superar las barreras que han existido para el desarrollo en gran escala de las energías renovables en México. Dicha iniciativa se apoyará en una donación de hasta 70 millones USD en dos etapas para compensar las diferencias en el costo de generación de electricidad que existen entre las fuentes convencionales y las renovables.

De acuerdo con esquemas de proyectos desarrollados en el Reino Unido, California y Texas, el GEF colocará a través de una subasta competitiva, convocada por la Secretaría de Energía y la CFE, un incentivo de 0.0075 y 0.0015 USD/kWh adicional al pago de la CFE por la energía producida. Este apoyo se coloca de manera complementaria durante un número limitado de años. En su primera etapa, el fondo deberá permitir el desarrollo de alrededor de 100 MW de generación con un fondo de 17 millones de USD (de los 25 contemplados para la primera etapa, alrededor de 8 se gastarían en el fortalecimiento institucional necesario para la ejecución del proyecto). En una segunda etapa, otros 45 millones de USD permitirían el desarrollo entre 200 y 300 MW.

A menos que se incrementen sustancialmente los montos que maneja el Programa, éste contribuirá muy poco en la implementación de energías renovables en gran escala, como dice su nombre.

3.1.1.3 Bonos de Carbono

En enero de 2004 se creó el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que funge como autoridad nacional designada para el comercio de reducción de emisiones de GEI en el contexto del Protocolo de Kyoto y mercados paralelos. Si bien México no tiene la obligación de reducir sus emisiones de carbono en base a lo dispuesto por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, puede vender las reducciones de

emisiones que realice, a países que sí tenga dicha obligación, empleando para tal efecto el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) establecido por el Protocolo de Kyoto. La venta de estas reducciones a través del MDL genera un valor económico adicional para proyectos de energías renovables, ahorro de energía y cogeneración entre otros. El Protocolo de Kyoto establece que para que los proyectos MDL sean aprobados, el país anfitrión debe asegurar que dichos proyectos contribuyan al desarrollo sustentable del país. Además, la factibilidad del proyecto debe depender del acceso a los recursos provenientes de la venta de las reducciones de emisiones de carbono.

En 2006, México había iniciado el desarrollo de 8 proyectos de mitigación de GEI, todos utilizando energías renovables para la generación de electricidad: 4 minihidroeléctricos, 3 de biogás generado a partir de digestión anaerobia de biomasa y uno eólico, para una capacidad instalada en conjunto de poco más de 300 MW que evitarían la emisión de un poco más de un millón de toneladas de CO₂ anualmente. Si comparamos estos números con los que se manejan en la sección: Cálculo de emisiones de CO₂ evitadas mediante el uso de la energía nuclear, vemos que estos números son ínfimos en comparación (un reactor de 1.4 GW que reemplace una capacidad semejante de plantas carboeléctricas evita la emisión de, aproximadamente, diez veces esa cantidad y alrededor de 4 veces si retira una capacidad igual de plantas NGCC), y hablan de la magnitud del esfuerzo que se tiene que hacer para implementar verdaderamente a gran escala el uso de energías renovables de forma que contribuya significativamente a la reducción de emisiones de CO₂.

La venta a países desarrollados de Certificados de Reducción de Emisiones, dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio, puede traer a los proyectos del sector energéticos, en particular a los que utilicen energías renovables, importantes beneficios económicos que contribuirán de manera significativa a aumentar su viabilidad económica, pero la escala de estos proyectos tiene que ser mucho mayor a la contemplada hasta ahora. El Gobierno de México, a través del Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero está ampliando de manera importante las posibilidades de realizar estas transacciones al firmar en fechas recientes convenios con socios como el *Japan Bank for International Cooperation* (JBIC), que facilitarán el intercambio de información y el acercamiento entre potenciales vendedores mexicanos y compradores extranjeros.

3.1.1.4 Investigación y desarrollo tecnológico

El desarrollo de las energías renovables ha sido impulsado de manera importante por las reducciones en los costos de inversión, operación y mantenimiento derivados de mejoras tecnológicas continuas. De ahí la importancia de fortalecer a nivel nacional la investigación y el desarrollo tecnológico en el campo de las energías renovable tanto del sector público como del privado.

La investigación y el desarrollo tecnológico operan en México a través de Institutos de Investigación del sector energético y de redes de investigación establecidas en las universidades. La SENER establece los lineamientos de política en materia de investigación en energías renovables que se ejecutan a través de los institutos y de comités de impulso y coordinación para dicha política. Existe una importante red de investigación en materia de energías renovables en México. Ésta incluye instituciones tanto del sector público como del privado y cabe mencionar que en este ámbito las universidades y, particularmente, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), han tenido una importante participación.

Adicionalmente, el Instituto de Investigaciones Eléctricas ha impulsado diversos proyectos que buscan promover y apoyar la innovación tecnológica en el sector eléctrico, así como de sus proveedores y usuarios mediante la investigación aplicada, el desarrollo tecnológico y servicios especializados.

Un ejemplo de esta vinculación entre investigación y desarrollo y proyectos de inversión es el Plan de Acción para Remover Barreras a la Implantación de Energía Eólica que el Instituto de Investigaciones Eléctricas, con apoyo de la SENER, desarrolló con fondos de donación del GEF y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Este proyecto, complementario al Fondo Verde, desarrollaría un centro de investigación para probar tecnologías eólicas en Oaxaca, que permita examinar el desempeño de turbinas de última generación en el régimen de vientos de alta velocidad y de alta capacidad de carga que existen en esa zona. Para ello, los desarrolladores del proyecto instalarían sus turbinas en la plataforma y realizarían las pruebas que se requieran. Actualmente están en proceso de aprobación o construcción 17 centrales eoloeléctricas, en este estado, con una capacidad de generación de alrededor de 2.4 GW, lo cual ya es una cifra considerable, aunque aún así, como veremos más adelante se queda corta para reducir las emisiones de CO₂ de acuerdo con lo expuesto en la sección: Cálculo de emisiones de CO₂ evitadas mediante el uso de la energía nuclear.

4 Comparación e integración entre las distintas tecnologías de generación

4.1 Metodología para evaluación de costos nivelados de generación

El costo nivelado de generación (C.N.G.) es un parámetro que, a pesar de sus limitaciones, nos permite la comparación entre distintos tipos de tecnologías de generación de electricidad. El C.N.G. representa el precio de la electricidad producida que igualaría el flujo descontado de los ingresos por la venta de electricidad a dicho precio con el de costos de generación. En el cálculo del C.N.G. se supone que el precio de la electricidad y la tasa de interés empleada para descontar los costos e ingresos son constantes.

Sea:

i : tasa de interés nominal

Q : Costos

c_0 : Costo total de generación eléctrica nivelado (C.N.G.)

c_1 : Costos de capital

c_2 : Costos de operación y mantenimiento

c_3 : Costos de combustible

c_4 : Costos por desmantelamiento

c_5 : Costos externos

c_6 : Costos por emisiones o tonelada de CO_{2eq}

$$c_0 = \sum_{r=1}^6 c_r \dots (1)$$

$$c_1 = \frac{W \left[\frac{1}{N} \sum_{t=-N}^{-1} (1+i)^t \right] \left\{ \frac{i(1+i)^{n-1}}{[(1+i)^n - 1]} \right\}}{\sum_t E_t (1+i)^{-t}} \dots (2)$$

Para c_2, c_3, \dots, c_6

$$c_r = \frac{\sum_{t=1}^n k_{r,t} \cdot (1+i)^{-t}}{\sum_t E_t (1+i)^{-t}} \dots (3)$$

W : Costo instantáneo de construcción (USD₂₀₁₀)

N : Periodo de construcción (años)

n : Vida útil de la planta (años)

k_{rt} : Costo r en (USD₂₀₁₀) en el año t

c_r : Costo r por energía generada (USD₂₀₁₀/kWh)

Típicamente, no todos los componentes del costo total se incluyen para todos los distintos tipos de tecnologías de generación de electricidad, por ejemplo, en el caso de la generación mediante energía nuclear regularmente se incluyen en el cómputo del C.N.G. los cuatro primeros costos, para la energía generada mediante la quema de combustibles fósiles normalmente sólo se toman en cuenta los tres primeros, para algunas energías renovables sólo se consideran los dos primeros, etc. Con el fin de obtener un valor del C.N.G. más preciso se incluyen los seis componentes arriba mencionados, en algunos casos el valor de estos seguirá siendo cero, por ejemplo, para la generación mediante energía eólica o solar el componente del costo asociado al consumo de combustible es cero, pero se incluye aquí, bajo el rubro de los costos externos (c_5), el costo asociado con la modernización y reconfiguración de la red de transmisión y distribución, se asigna también un valor distinto de cero a este componente en el caso de la nucleoelectricidad (V. Valoración monetaria de costos externos).

Para todas las tecnologías de generación se calculará más adelante un costo debido a las emisiones equivalentes de CO₂, el cual se expresa en función de una tarifa por tonelada de CO_{2eq} emitida durante el ciclo de vida de cada una éstas. De este modo, la generación mediante carbón y gas tendrán un mayor costo que la generación mediante energía nuclear, eólica o solar.

Antes de presentar los resultados es preciso hacer mención de los parámetros utilizados en estos cálculos; el C.N.G. depende es una función que depende de muchas variables: el periodo de construcción, factor de potencia, tasa de descuento, vida útil, etc. esto dificulta el uso de un valor único para el C.N.G. y en menor medida las comparaciones entre los C.N.G. de distintas tecnologías de generación, por lo que primero se hará mención de cuáles son los valores de estos parámetros que se emplean en el cálculo del C.N.G.

En primer lugar, el tiempo de construcción utilizado para determinar el costo de capital c_1 es distinto para cada tecnología, abajo se presentan los periodos sugeridos en el documento: *Projected Costs of Generating Electricity*, 2010 Edition. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency & OCDE (Capítulo 2, Págs. 43-44) tanto para periodos de construcción:

Periodos de construcción:

Renovables (no hidroeléctricas), 1 año;

Gasoeeléctricas de ciclo combinado, 3 años;

Carboeléctricas, 4 años;

Nucleoeléctricas, 7 años.

En las siguientes tres figuras podemos ver que, dados partiendo de estos valores, las plantas nucleoelectricas serán las más sensibles ante una variación del periodo de construcción ya que los intereses durante la construcción son proporcionales a $(1 + i)^N$, donde i es la tasa de interés y N el número de años correspondientes al periodo de construcción; además, una variación del 30% para siete años es un periodo mayor que una variación de 30% para 3 años (plantas de gas natural y ciclo combinado)

Variación del C.N.G. en función de una variación del 30% en el tiempo de construcción (tasa de descuento del 5%)

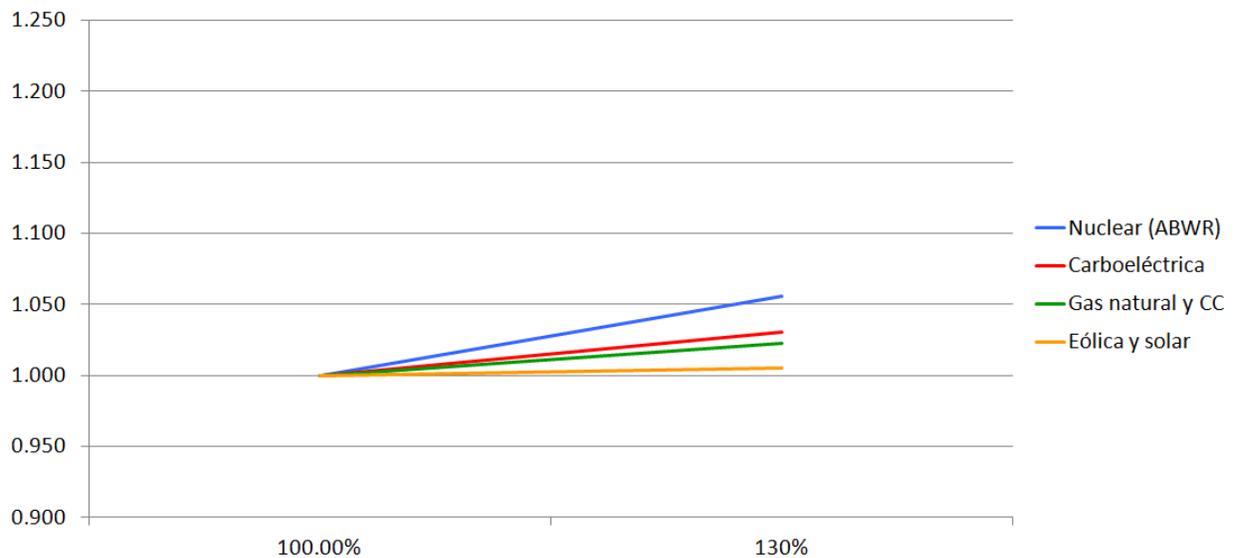


Figura 30. Variación del C.N.G. en función de la variación en el periodo de construcción para distintas tecnologías de generación

Variación del C.N.G. en función de una variación del 30% en el tiempo de construcción (tasa de descuento del 10%)

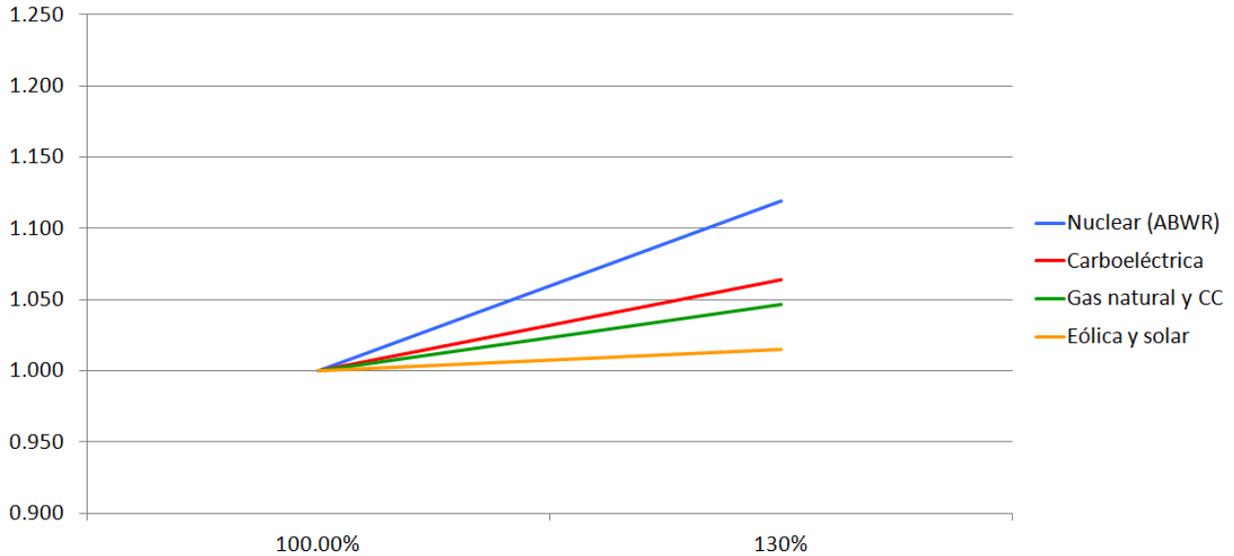


Figura 31. Variación del C.N.G. en función de la variación en el periodo de construcción para distintas tecnologías de generación

Variación del C.N.G. en función de una variación del 30% en el tiempo de construcción (tasa de descuento del 15%)

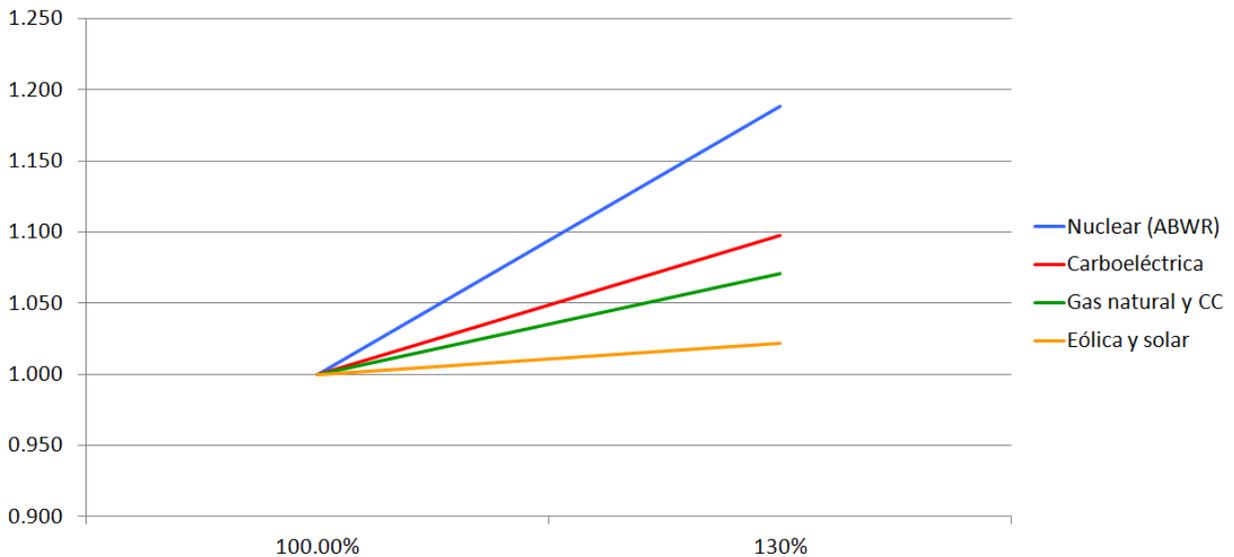


Figura 32. Variación del C.N.G. en función de la variación en el periodo de construcción para distintas tecnologías de generación

En lo que respecta a la vida útil, en el mismo documento, se sugiere utilizar los siguientes valores:

Periodos de vida útil:

Plantas maremotrices, 20 años;

Parques eólicos y solares, 25 años;

Plantas de gas y ciclo combinado, 30 años;

Carboeléctricas y plantas geotérmicas, 40 años;

Plantas nucleoeeléctricas, 60 años;

Hidroeléctricas, 80 años.

Estos valores, se ajustaron inicialmente a periodos de 20, 40 y 60 años para todas las tecnologías y después, para propósitos de comparación y análisis de sensibilidad se utilizan los siguientes valores para los siguientes tipos de tecnología:

Parques eólicos y solares, 20 años;

Plantas de gas y ciclo combinado, 40 años;

Carboeléctricas y plantas geotérmicas, 40 años;

Plantas nucleoeeléctricas, 40 años;

Para el factor de potencia se utilizó un valor de 0.9 para plantas nucleoeeléctricas, 0.75 para carboeléctricas¹²⁷ y 0.8 para plantas de gas natural y ciclo combinado; para estas últimas generalmente se emplean valores más bajos ya que generalmente se emplean para satisfacer picos de demanda, no la demanda básica, pero en el caso de México su uso es más extendido; si queremos hacer una análisis comparando las opciones disponibles para satisfacer la demanda de base sería sezgado utilizar valores para el factor de potencia más bajos.

Para las energías renovables analizadas aquí (eólica y solar) se calcularon resultados para valores del factor de capacidad de 0.2, 0.3 y 0.4; en la Figura 33 puede apreciarse, a pesar de que ilustra específicamente la variación para una planta nucleoeeléctrica, un problema relacionado con valores bajos del factor de capacidad. La variación que observamos en el C.N.G. para un rango de 0.7-0.9 del factor de capacidad es pequeña, en este rango pueden operar plantas carboeléctricas, gasoeeléctricas y nucleoeeléctricas, en el caso de estas últimas el valor del factor de potencia se ubica en el extremo superior de dicho rango; en el caso de las energía eólica y solar los valores posibles para el factor de capacidad se encuentran en el rango señalado a la derecha, debido a que el C.N.G. es más sensible al factor de capacidad en este rango es una de las razones por las cuales estas tecnologías son una opción más cara para generación de electricidad y, en cierta medida, volátil.

¹²⁷ Energy Information Administration (EIA), 2009a. Annual Energy Outlook 2009, DOE/EIA-0383(2009), US Department of Energy, Washington, DC, March. Available from: www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html.

C.N.G. (Nucleoeléctrica ABWR) vs. factor de capacidad (vida útil de 40 años)

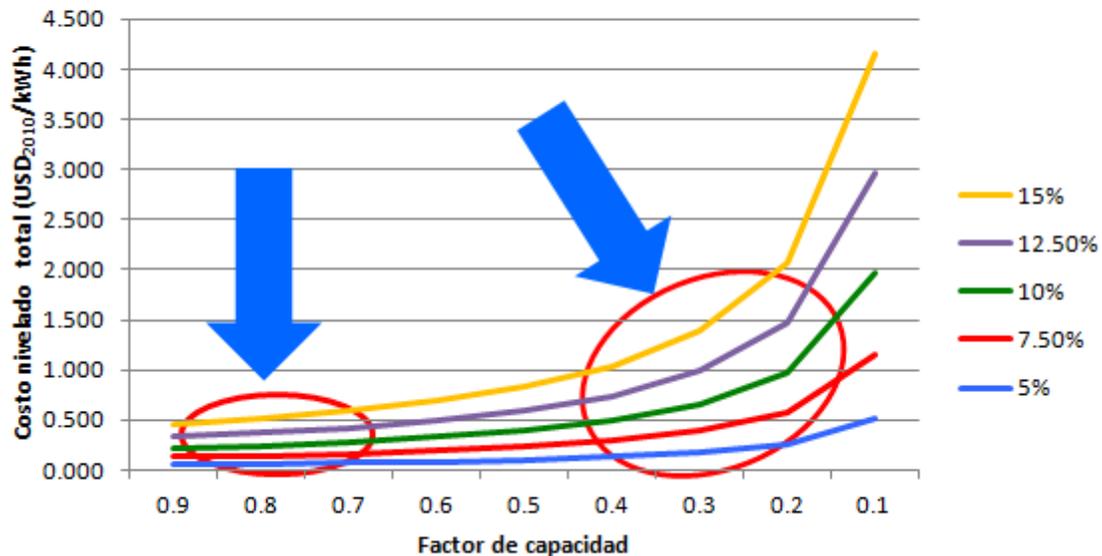


Figura 33. Variación del C.N.G. en función del factor de capacidad (ABWR)

Con el objetivo de presentar un panorama más amplio de la variación de los resultados obtenidos, en lugar de emplear un valor único del C.N.G. para cada tipo de tecnología los resultados se presentan en el siguiente formato:

$$\vec{C}_0 = \begin{Bmatrix} C_{1,5\%} \\ C_{1,7.5\%} \\ C_{1,10\%} \\ C_{1,12.5\%} \\ C_{1,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} C_{2,5\%} \\ C_{2,7.5\%} \\ C_{2,10\%} \\ C_{2,12.5\%} \\ C_{2,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} C_{3,5\%} \\ C_{3,7.5\%} \\ C_{3,10\%} \\ C_{3,12.5\%} \\ C_{3,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} C_{4,5\%} \\ C_{4,7.5\%} \\ C_{4,10\%} \\ C_{4,12.5\%} \\ C_{4,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} C_{5,5\%} \\ C_{5,7.5\%} \\ C_{5,10\%} \\ C_{5,12.5\%} \\ C_{5,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} C_{6,5\%} \\ C_{6,7.5\%} \\ C_{6,10\%} \\ C_{6,12.5\%} \\ C_{6,15\%} \end{Bmatrix} \dots (4)$$

O bien:

$$\vec{C}_0 = \begin{Bmatrix} C_{0,5\%} \\ C_{0,7.5\%} \\ C_{0,10\%} \\ C_{0,12.5\%} \\ C_{0,15\%} \end{Bmatrix} \dots (4b)$$

Esto es, en lugar de proporcionar un valor único del C.N.G. se presenta un vector $\in \mathcal{R}^5$; cuyos componentes son valores del C.N.G. para tasas de descuento de 5%, 7.5%, 10%, 12.5% y 15% respectivamente; y podemos descomponer a este vector como la suma de seis vectores \vec{c}_n ($n = 1, \dots, 6$) que representan los seis componentes del C.N.G. mencionados antes, para los mismos valores de tasas de descuento.

Por ejemplo, en el caso de la nucleoelectricidad, para una planta tipo ABWR, tenemos los siguientes valores en USD₂₀₁₀:

Para una vida útil de 20 años

$$(\vec{c}_0)_{ABWR} = \begin{pmatrix} 0.068 \\ 0.082 \\ 0.098 \\ 0.117 \\ 0.139 \end{pmatrix}$$

Para una vida útil de 40 años

$$(\vec{c}_0)_{ABWR} = \begin{pmatrix} 0.057 \\ 0.071 \\ 0.089 \\ 0.109 \\ 0.132 \end{pmatrix}$$

Para una vida útil de 60 años

$$(\vec{c}_0)_{ABWR} = \begin{pmatrix} 0.054 \\ 0.069 \\ 0.088 \\ 0.108 \\ 0.132 \end{pmatrix}$$

Podemos observar, por ejemplo, que la diferencia entre los vectores del C.N.G. para la generación mediante energía nuclear, con un reactor ABWR, para una vida útil de 40 y 60 años es pequeña (entre 0.25% y 4.5% del valor de los componentes del vector del C.N.G. para 40 años), esto mismo sucede para las demás tecnologías de generación, el C.N.G. es prácticamente insensible, o constante, para periodos de vida útil superiores a 40 años. Esto refuerza la elección de una vida útil de 40 años que postulamos antes, y justifica no utilizar periodos superiores a 40 años de vida útil para ninguna de las tecnologías de generación.

La misma información puede apreciarse en la Figura 34, en ella se grafican los valores de los componentes de cada vector de C.N.G. y se interpola entre ellos para obtener las curvas de C.N.G que se muestran en la figura.

Curvas de C.N.G. vs. tasa de descuento (Nuclear ABWR)

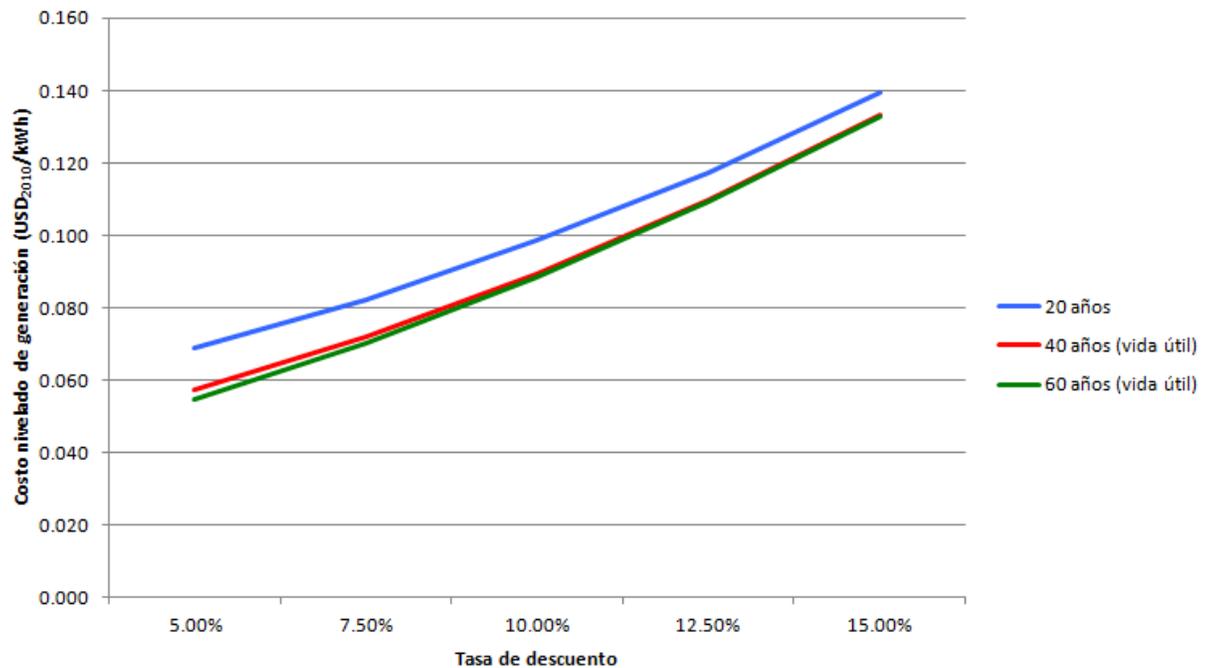


Figura 34. Curvas de C.N.G. de la electricidad generada mediante energía nuclear en función de la tasa de descuento

A continuación se muestran los resultados obtenidos para los vectores de C.N.G. de las siguientes tecnologías de generación, (una vez más, en USD₂₀₁₀), estos resultados se obtuvieron a partir de los datos que aparecen en la Tabla 33¹²⁸

$$(\vec{c}_0)_{\text{Carboeléctrica PC}} = \begin{pmatrix} 0.046 \\ 0.055 \\ 0.064 \\ 0.075 \\ 0.086 \end{pmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{\text{Carboeléctrica IGCC}} = \begin{pmatrix} 0.049 \\ 0.059 \\ 0.070 \\ 0.082 \\ 0.096 \end{pmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{\text{Carboeléctrica IGCC/CCS}} = \begin{pmatrix} 0.067 \\ 0.081 \\ 0.097 \\ 0.115 \\ 0.135 \end{pmatrix}$$

¹²⁸ Para la generación mediante gas natural se utilizó un valor de 0.055 USD₂₀₁₀, el cual es el promedio del costo de combustible para este tipo de plantas señalado en el COPAR 2010.

$$(\vec{c}_0)_{Gas\ Natural\ CC} = \begin{Bmatrix} 0.067 \\ 0.071 \\ 0.074 \\ 0.078 \\ 0.083 \end{Bmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{Gas\ Natural\ CC/CCS} = \begin{Bmatrix} 0.078 \\ 0.084 \\ 0.092 \\ 0.100 \\ 0.108 \end{Bmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{Nuclear\ ABWR} = \begin{Bmatrix} 0.057 \\ 0.071 \\ 0.089 \\ 0.109 \\ 0.132 \end{Bmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{Eólica\ onshore} = \begin{Bmatrix} 0.067 \\ 0.076 \\ 0.087 \\ 0.098 \\ 0.109 \end{Bmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{Eólica\ offshore} = \begin{Bmatrix} 0.125 \\ 0.143 \\ 0.163 \\ 0.183 \\ 0.205 \end{Bmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{Solar\ FV} = \begin{Bmatrix} 0.278 \\ 0.332 \\ 0.392 \\ 0.453 \\ 0.516 \end{Bmatrix}$$

$$(\vec{c}_0)_{Solar\ CSP} = \begin{Bmatrix} 0.186 \\ 0.222 \\ 0.261 \\ 0.303 \\ 0.348 \end{Bmatrix}$$

Si descomponemos estos vectores en porcentajes de los costos $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$ que conforman el c_0 o C.N.G.

$$\%(\vec{C}_0) = \begin{Bmatrix} \%C_{1,5\%} \\ \%C_{1,7.5\%} \\ \%C_{1,10\%} \\ \%C_{1,12.5\%} \\ \%C_{1,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} \%C_{2,5\%} \\ \%C_{2,7.5\%} \\ \%C_{2,10\%} \\ \%C_{2,12.5\%} \\ \%C_{2,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} \%C_{3,5\%} \\ \%C_{3,7.5\%} \\ \%C_{3,10\%} \\ \%C_{3,12.5\%} \\ \%C_{3,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} \%C_{4,5\%} \\ \%C_{4,7.5\%} \\ \%C_{4,10\%} \\ \%C_{4,12.5\%} \\ \%C_{4,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} \%C_{5,5\%} \\ \%C_{5,7.5\%} \\ \%C_{5,10\%} \\ \%C_{5,12.5\%} \\ \%C_{5,15\%} \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} \%C_{6,5\%} \\ \%C_{6,7.5\%} \\ \%C_{6,10\%} \\ \%C_{6,12.5\%} \\ \%C_{6,15\%} \end{Bmatrix} \dots(5)$$

$$\%(\vec{C}_0)_{Carboeléctrica PC} = \begin{Bmatrix} 43.64\% \\ 52.26\% \\ 59.40\% \\ 65.18\% \\ 69.86\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 19.37\% \\ 16.41\% \\ 13.96\% \\ 11.97\% \\ 10.36\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 36.99\% \\ 31.33\% \\ 26.65\% \\ 22.85\% \\ 19.78\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{C}_0)_{Carboeléctrica IGCC} = \begin{Bmatrix} 47.20\% \\ 55.83\% \\ 62.82\% \\ 68.37\% \\ 72.80\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 18.17\% \\ 15.20\% \\ 12.80\% \\ 10.89\% \\ 9.36\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 34.62\% \\ 28.97\% \\ 24.39\% \\ 20.74\% \\ 17.84\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{C}_0)_{Carboeléctrica IGCC/CCS} = \begin{Bmatrix} 51.33\% \\ 59.86\% \\ 66.58\% \\ 71.83\% \\ 75.94\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 17.46\% \\ 14.40\% \\ 11.99\% \\ 10.10\% \\ 8.63\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 31.21\% \\ 25.74\% \\ 21.43\% \\ 18.07\% \\ 15.43\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{C}_0)_{Gas Natural CC} = \begin{Bmatrix} 12.47\% \\ 16.59\% \\ 20.79\% \\ 24.90\% \\ 28.84\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 5.52\% \\ 5.26\% \\ 5.00\% \\ 4.74\% \\ 4.49\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 82.01\% \\ 78.15\% \\ 74.21\% \\ 70.36\% \\ 66.67\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{C}_0)_{Gas Natural CC/CCS} = \begin{Bmatrix} 21.52\% \\ 27.69\% \\ 33.56\% \\ 38.96\% \\ 43.83\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 7.48\% \\ 6.89\% \\ 6.33\% \\ 5.82\% \\ 5.35\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 71.00\% \\ 65.42\% \\ 60.10\% \\ 55.22\% \\ 50.81\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{c}_0)_{Nuclear\ ABWR} = \begin{Bmatrix} 47.71\% \\ 55.75\% \\ 62.21\% \\ 67.36\% \\ 71.52\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 19.01\% \\ 15.10\% \\ 12.12\% \\ 9.85\% \\ 8.11\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 16.94\% \\ 14.47\% \\ 12.48\% \\ 10.91\% \\ 9.66\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 8.86\% \\ 8.40\% \\ 7.89\% \\ 7.37\% \\ 6.87\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 9.91\% \\ 7.88\% \\ 6.32\% \\ 5.14\% \\ 4.23\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{c}_0)_{Eólica\ onshore} = \begin{Bmatrix} 68.14\% \\ 72.08\% \\ 75.48\% \\ 78.18\% \\ 80.41\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 13.74\% \\ 12.04\% \\ 10.57\% \\ 9.41\% \\ 8.45\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 18.12\% \\ 15.88\% \\ 13.95\% \\ 12.41\% \\ 11.14\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{c}_0)_{Eólica\ offshore} = \begin{Bmatrix} 69.59\% \\ 73.42\% \\ 76.70\% \\ 79.31\% \\ 81.45\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 20.69\% \\ 18.08\% \\ 15.84\% \\ 14.08\% \\ 12.62\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 9.73\% \\ 8.50\% \\ 7.45\% \\ 6.62\% \\ 5.93\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{c}_0)_{Solar\ FV} = \begin{Bmatrix} 93.32\% \\ 94.40\% \\ 95.26\% \\ 95.90\% \\ 96.40\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 2.310\% \\ 1.936\% \\ 1.638\% \\ 1.417\% \\ 1.243\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 4.37\% \\ 3.66\% \\ 3.10\% \\ 2.68\% \\ 2.35\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

$$\%(\vec{c}_0)_{Solar\ CSP} = \begin{Bmatrix} 82.11\% \\ 84.99\% \\ 87.24\% \\ 89.02\% \\ 90.44\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 11.36\% \\ 9.53\% \\ 8.10\% \\ 6.97\% \\ 6.07\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 6.53\% \\ 5.48\% \\ 4.65\% \\ 4.00\% \\ 3.49\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

Analizando estos datos podemos mencionar que la electricidad generada en las plantas carboeléctricas sin sistemas de captura y secuestro de carbono (CCS) es la opción más barata de todas, esto aunado a la relativa abundancia y distribución de los recursos carboníferos a nivel mundial determinan que éste sea el método de generación más extendido, después de ésta, las más baratas son, respectivamente, la generación mediante energía nuclear y gas natural de ciclo combinado; en el extremo opuesto, la generación mediante energía eólica tipo *offshore* y energía solar son las más caras.

Los costos de capital \vec{c}_1 , son el componente principal del C.N.G. en el caso de la electricidad generada mediante energía nuclear, eólica y solar. Para todas las tecnologías, este porcentaje aumenta a medida que aumenta la tasa de descuento. Los costos de combustible \vec{c}_3 constituyen el mayor componente del C.N.G. en el caso de la generación en plantas gaseolétricas de ciclo combinado.

En el caso de las carboeléctricas, el C.N.G. varía muy poco entre la generación con plantas tipo PC y las de tipo IGCC, por lo que en adelante sólo se empleará los datos correspondientes a la primera como referencia para la comparación con el resto de las tecnologías de generación.

Los sistemas de captura y secuestro de carbono, tanto para carboeléctricas como gasoeléctricas, tienen el efecto de incrementar los costos de capital y de combustible (la energía para operarlos proviene del combustible empleado, por lo que para mantener la misma producción de energía se debe incrementar el consumo de combustible; para una mayor descripción de estas tecnologías V. Generación mediante combustibles fósiles).

Podemos observar que, en el caso de la generación mediante gas natural, los costos de capital (c_1) son un componente menor del C.N.G., esto ocasiona que el mismo sea poco sensible ante una variación de la tasa de descuento y a una variación en el periodo de construcción. Sin embargo, el componente de mayor peso en los vectores de C.N.G. calculados es el costo del combustible. El precio del gas natural es una variable volátil, lo cual hace que el costo nivelado de generación mediante gas natural también lo sea.

El componente principal en el caso de la generación mediante carbón y energía nuclear es el de los costos de capital; estos costos no presentan una variabilidad tan grande como el del precio del gas natural, sin embargo, en términos absolutos son mayores.

Los inversionistas potenciales generalmente están más influenciados por los riesgos inherentes a las plantas nucleares (proliferación nuclear, manejo de desperdicios, etc.) y carboeléctricas (contaminación, costos de construcción) que por los relativos a las emisiones de CO₂ y el calentamiento global hace que esta tecnología sea a la que se asocia el menor riesgo.

Con los vectores de C.N.G. calculados para las distintas tecnologías de generación podemos analizar la variación de los mismos y de sus componentes de la siguiente manera:

Si un componente individual del costo (c_i) aumenta en una fracción δ_i de su valor inicial, el costo total nivelado de generación aumenta en $\frac{c_i}{\sum_{n=1}^6 c_n} \delta_i$, de manera semejante, si los componentes de costo c_i

y c_j aumentan en δ_i y δ_j respectivamente, el costo total $c_0 = \sum_{n=1}^6 c_n$ aumenta en $\frac{c_i \delta_i + c_j \delta_j}{\sum_{n=1}^6 c_n}$

4.1.1 Ejemplo. Análisis de de sensibilidad para el C.N.G. de un reactor tipo ABWR

Por ejemplo, para una planta nucleoeléctrica con un reactor ABWR, los componentes de costo para una vida útil de 40 años, 7 años de construcción y una tasa de interés del 10% los componentes de costo y el costo total son¹²⁹ en USD₂₀₁₀/kWh:

¹²⁹ En este ejemplo no se asigna un precio a la tonelada de CO_{2eq} por kWh, por lo que $c_6 = 0$

$$c_0 = \sum_{n=1}^6 c_n = c_1 + c_2 + c_3 + c_4 + c_5 + c_6 = 0.055 + 0.011 + 0.011 + 0.007 + 0.006 + 0$$

$$= 0.089 \text{ USD}_{2010}/kWh$$

Si los costos de capital y los de desmantelamiento aumentan en un 50% y un 30%, respectivamente, el costo total aumenta, respecto a su valor inicial:

$$\Delta c_0 = k_0 c_0 = \left(\frac{0.055}{0.089}\right)(0.5) + \left(\frac{0.007}{0.089}\right)(0.3) = 0.3326 c_0$$

Y el nuevo costo total nivelado de generación:

$$c'_0 = (1 + 0.3326)c_0 = 0.1186 \text{ USD}_{2010}/kWh$$

Desde luego, estos valores cambiarán si empleamos una tasa de interés distinta; para ilustrar los resultados de costos y sensibilidad del costo total c_0 respecto a la variación de cada uno de sus componentes construimos una matriz para los distintos costos de capital.

$$\begin{Bmatrix} \frac{\Delta c_{1,5\%}}{c_{0,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,10\%}}{c_{0,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{c_{1,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{1,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{1,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \frac{\Delta c_{1,5\%}}{c_{1,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,7.5\%}}{c_{1,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,10\%}}{c_{1,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,12.5\%}}{c_{1,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,15\%}}{c_{1,15\%}} \end{Bmatrix} \dots (6)$$

Donde:

$c_{1,i\%}$: costo de capital a la tasa de interés $i\%$

$\Delta c_{1,i\%}$: incremento del costo de capital (tasa de interés $i\%$)

El vector $\begin{Bmatrix} \frac{\Delta c_{1,5\%}}{c_{1,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,7.5\%}}{c_{1,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,10\%}}{c_{1,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,12.5\%}}{c_{1,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,15\%}}{c_{1,15\%}} \end{Bmatrix}$ representa los datos de entrada, es decir, la variación en los costos de capital a una

tasa(s) específica(s)

$$\begin{bmatrix} \frac{c_{1,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{1,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{1,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix}$$

es la matriz (diagonal) de sensibilidad, la cual se forma a partir de la ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} \frac{c_{1,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{1,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{1,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \%c_{1,5\%} \\ \%c_{1,7.5\%} \\ \%c_{1,10\%} \\ \%c_{1,12.5\%} \\ \%c_{1,15\%} \end{Bmatrix} \dots(7)$$

El vector $\begin{Bmatrix} \frac{\Delta c_{1,5\%}}{c_{0,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,10\%}}{c_{0,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{Bmatrix}$ representa la sensibilidad a las tasas de interés indicadas del costo total, en este

caso: $\Delta c_{1,i\%} = \Delta c_{0,i\%}$

De manera análoga, si incluimos el resto de los componentes del C.N.G., obtenemos la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{Bmatrix} \frac{\Delta c_{0,5\%}}{c_{0,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,10\%}}{c_{0,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{c_{1,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{1,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{1,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{1,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \frac{\Delta c_{1,5\%}}{c_{1,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,7.5\%}}{c_{1,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,10\%}}{c_{1,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,12.5\%}}{c_{1,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{1,15\%}}{c_{1,15\%}} \end{Bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{c_{2,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{2,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{2,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{2,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{2,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \frac{\Delta c_{2,5\%}}{c_{2,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{2,7.5\%}}{c_{2,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{2,10\%}}{c_{2,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{2,12.5\%}}{c_{2,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{2,15\%}}{c_{2,15\%}} \end{Bmatrix} +$$

$$\begin{bmatrix} \frac{c_{3,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{3,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{3,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{3,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{3,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\Delta c_{3,5\%}}{c_{3,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{3,7.5\%}}{c_{3,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{3,10\%}}{c_{3,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{3,12.5\%}}{c_{3,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{3,15\%}}{c_{3,15\%}} \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{c_{4,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{4,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{4,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{4,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{4,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\Delta c_{4,5\%}}{c_{4,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{4,7.5\%}}{c_{4,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{4,10\%}}{c_{4,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{4,12.5\%}}{c_{4,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{4,15\%}}{c_{4,15\%}} \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{c_{5,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{c_{5,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{c_{5,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{c_{5,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{c_{5,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\Delta c_{5,5\%}}{c_{5,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{5,7.5\%}}{c_{5,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{5,10\%}}{c_{5,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{5,12.5\%}}{c_{5,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{5,15\%}}{c_{5,15\%}} \end{pmatrix} + \dots \quad (8)$$

El vector de sensibilidades del costo total $\begin{pmatrix} \frac{\Delta c_{0,5\%}}{c_{0,5\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,10\%}}{c_{0,10\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} \\ \frac{\Delta c_{0,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{pmatrix}$ nos permite calcular el nuevo vector de C.N.G

mediante la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{pmatrix} C'_{0,5\%} \\ C'_{0,7.5\%} \\ C'_{0,10\%} \\ C'_{0,12.5\%} \\ C'_{0,15\%} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{\Delta c_{0,5\%}}{c_{0,5\%}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 + \frac{\Delta c_{0,7.5\%}}{c_{0,7.5\%}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 + \frac{\Delta c_{0,10\%}}{c_{0,10\%}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 + \frac{\Delta c_{0,12.5\%}}{c_{0,12.5\%}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 + \frac{\Delta c_{0,15\%}}{c_{0,15\%}} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} c_{0,5\%} \\ c_{0,7.5\%} \\ c_{0,10\%} \\ c_{0,12.5\%} \\ c_{0,15\%} \end{pmatrix} + \dots \quad (9)$$

4.2 Determinación de los costos por emisiones equivalentes de CO₂

Podemos emplear la diferencia entre los vectores del C.N.G. y los datos de la Tabla para deducir un precio para la tonelada de emisiones equivalentes de CO₂, si:

$$\vec{c}_6 = (\vec{c}_0)_{CCS} - \vec{c}_0$$

$$\begin{Bmatrix} \%c_{6,5\%} \\ \%c_{6,7.5\%} \\ \%c_{6,10\%} \\ \%c_{6,12.5\%} \\ \%c_{6,15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} c_{0,5\%} \\ c_{0,7.5\%} \\ c_{0,10\%} \\ c_{0,12.5\%} \\ c_{0,15\%} \end{Bmatrix}_{CCS} - \begin{Bmatrix} c_{0,5\%} \\ c_{0,7.5\%} \\ c_{0,10\%} \\ c_{0,12.5\%} \\ c_{0,15\%} \end{Bmatrix} \dots(10)$$

Cada uno de los componentes de este vector es el producto del precio asignado a la tonelada de emisiones equivalentes de CO₂ y el número de toneladas por kWh para cada tipo de tecnología, esto es:

$$c_6 = p_{tCO_2} e_{CO_{2eq}}^{130} \dots(11)$$

$$\text{Luego: } p_{tCO_2} = \frac{c_6}{e_{CO_{2eq}}} \dots(11b)$$

Entonces, el vector de tarifas para la tonelada de CO₂ es:

$$\begin{Bmatrix} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{Bmatrix} = \frac{1}{e_{CO_{2eq}}} \left[\begin{Bmatrix} c_{0,5\%} \\ c_{0,7.5\%} \\ c_{0,10\%} \\ c_{0,12.5\%} \\ c_{0,15\%} \end{Bmatrix}_{CCS} - \begin{Bmatrix} c_{0,5\%} \\ c_{0,7.5\%} \\ c_{0,10\%} \\ c_{0,12.5\%} \\ c_{0,15\%} \end{Bmatrix} \right] \dots(13)$$

Tomando como referencia la generación mediante carbón:

$$\begin{Bmatrix} \%c_{6,5\%} \\ \%c_{6,7.5\%} \\ \%c_{6,10\%} \\ \%c_{6,12.5\%} \\ \%c_{6,15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0.017 \\ 0.022 \\ 0.027 \\ 0.033 \\ 0.039 \end{Bmatrix}, \therefore \begin{Bmatrix} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 19.01 \\ 23.98 \\ 29.68 \\ 36.01 \\ 42.91 \end{Bmatrix} \text{ USD}_{2010}/tCO_{2eq}$$

En el documento: *Projected Costs of Generating Electricity*, 2010 Edition. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency & OCDE. Pág. 17 se emplea una tarifa de 30 USD/tCO₂ para el cálculo de los C.N.G.; por lo que estos números no son discordantes. El problema de calcular el precio de la tonelada de CO₂ de esta forma es que se basa en los costos de una tecnología (sistemas de captura y secuestro de CO₂) que no ha sido probada aún, y el costo del C.N.G. para esta tecnología no incluye ni el transporte ni el almacenamiento del CO₂ capturado ya que es difícil determinarlo.

A pesar de esto, si utilizamos este vector de precios para la tonelada de emisiones de CO₂ y comparamos los nuevos vectores del C.N.G. para generación mediante carbón y energía nuclear (ABWR) observamos que las curvas de C.N.G. prácticamente coinciden:

¹³⁰ Para los valores de $e_{CO_{2eq}}$ para cada tipo de tecnología de generación V. Tabla 14

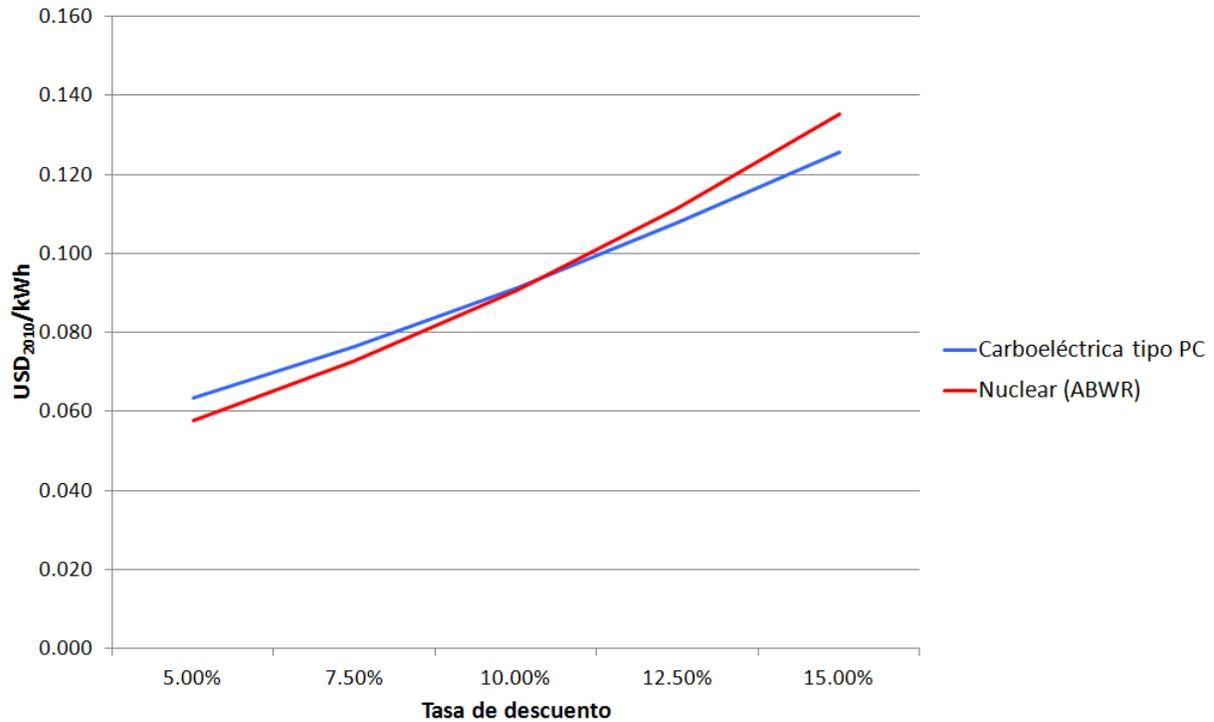


Figura 35. Curvas de C.N.G. incluyendo costos por emisiones de CO₂ de acuerdo al vector de costos y la Tabla

Si a esta figura agregamos la curva base de C.N.G. para la generación mediante gas natural y ciclo combinado y la misma curva si los costos del combustible aumentan al doble (Figura 36) . Esta figura nos muestra que el vector calculado para el precio de la tonelada de carbón no es suficiente para hacer competitiva a la energía nuclear para generación de electricidad si la alternativa es el gas natural.

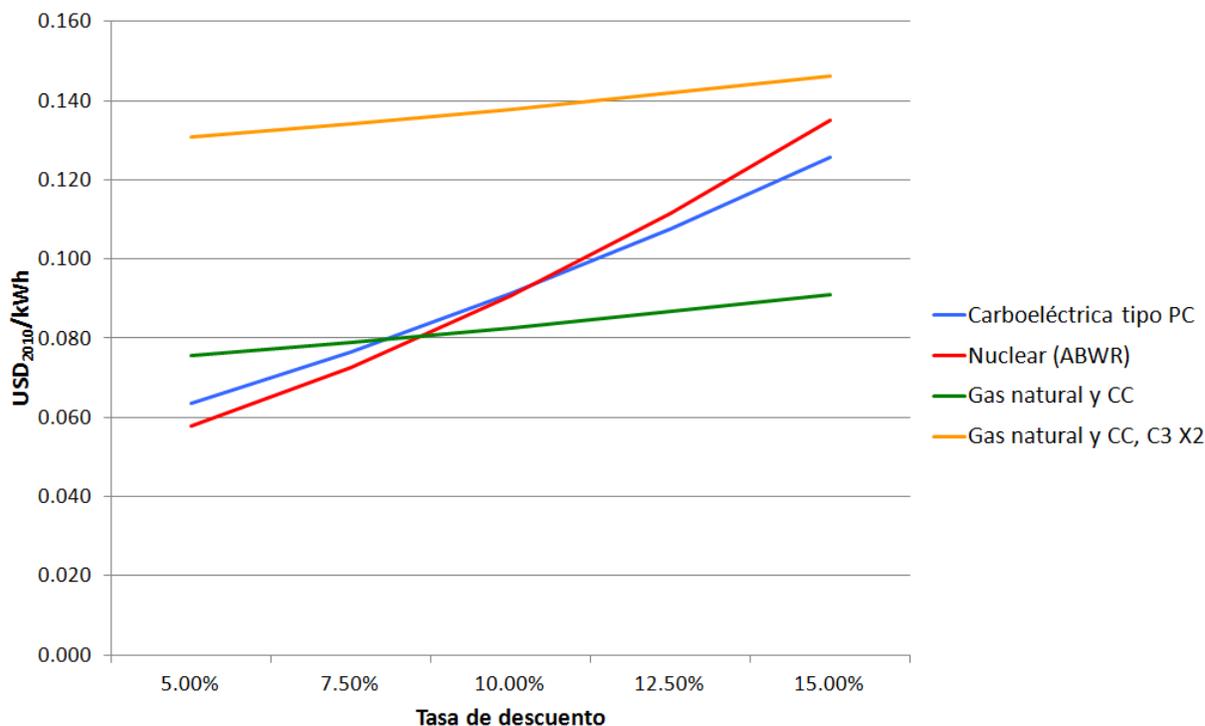


Figura 36. Curvas de C.N.G. incluyendo costos por emisiones de CO₂ de acuerdo al vector de costos y la Tabla

Debido a la alta sensibilidad a la tasa de descuento de una planta nucleoelectrónica, esta diferencia se hace más evidente para tasas de interés altas (>10%), ya que la razón de introducir una tarifa a la tonelada de emisiones de CO_{2eq} por kWh es fomentar el uso de tecnologías más limpias, en cuanto a emisiones de CO₂ se refiere, los precios indicados en el vector calculado con anterioridad no cumplen este objetivo ya que la electricidad generada mediante gas natural seguiría siendo más barata asumiendo que los costos de combustible no aumentasen.

Los costos nivelados de generación son importantes a la hora de elegir el tipo de tecnología necesaria para sustituir la creciente demanda de energía eléctrica y reemplazar plantas viejas u obsoletas. La metodología del costo nivelado de generación nos proporciona un parámetro para analizar dichos costos y comparar los distintos tipos de tecnologías de generación; sin embargo, la decisión sobre cuál tipo de tecnología de generación se empleará suele ser un proceso más complejo que involucra incertidumbres en los costos y factores no asociados a los mismos.

Los inversionistas potenciales evalúan los riesgos asociados a estos tipos de tecnología y que no pueden ser capturados en un análisis de costo nivelado de generación, en la Tabla 34 se identifican los factores de riesgo principales junto con una evaluación cualitativa de los niveles de riesgo asociados¹³¹.

¹³¹ *Projected Costs of Generating Electricity*, 2010 Edition. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency & OCDE. Capítulo 9, Pág. 172

Tabla 34. Análisis cualitativo de riesgos asociados a distintas tecnologías de generación

Tipo de tecnología	Tamaño de la unidad	Tiempo de construcción (Lead time)	Costo de capital por kW	Costos de operación	Costos de combustible	Emisiones de CO ₂	Riesgo regulatorio
CCGT	Medio	Corto	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Bajo
Carbón	Grande	Largo	Alto	Bajo	Medio	Alto	Alto
Nuclear	Muy grande	Largo	Alto	Medio	Bajo	-	Alto
Hidroelectricidad	Muy grande	Largo	Muy alto	Muy bajo	-	-	Alto
Eólica	Pequeño	Corto	Alto	Medio	-	-	Medio

Al enfrentarse a estas incertidumbres, una posible respuesta de los inversionistas es retrasar la decisión de invertir en un proyecto específico

El inversionista que intenta maximizar el rendimiento de su inversión será indiferente entre un proyecto con una tasa de descuento de riesgo cero o despreciable r y un proyecto considerablemente más riesgoso pero con una tasa de descuento mayor r_R ($r_R > r$). Para determinar esta tasa se iguala el rendimiento $1 + r$ al rendimiento $1 + r_R$ por la probabilidad de que esta inversión sea exitosa más la probabilidad de que no lo sea por este mismo rendimiento, esto es:

$$[p_s + (1 - p_s)f_L](1 + r_R) = 1 + r \dots(14)$$

Donde:

r , es la tasa de descuento sin riesgo

r_R , es la tasa de descuento para un proyecto con un riesgo mayor al riesgo cero

p_s , es la probabilidad de que el proyecto con riesgo r_R sea exitoso

f_L , es la fracción de capital perdido en el proyecto r_R en caso de que este no sea exitoso

Si la prima de riesgo es ρ , tal que: $r_R = r + \rho$, entonces:

$$\rho = (1 + r) \left\{ \frac{1}{[p_s + (1 - p_s)f_L]} - 1 \right\} \dots(15)$$

Si no se recupera nada en el proyecto con riesgo r_R ($f_L = 0$), entonces $\rho = (1 + r)[(1 - p_s)/p_s] \dots(15b)$

En la Tabla 35 se muestran primas de riesgo para distintas combinaciones de probabilidades de resultados no favorables de una inversión y el porcentaje de la inversión perdida¹³², para cada caso se utiliza una tasa de descuento de 10%.

¹³² Table 5-2: Risk Premiums for Alternative Investment Losses and Loss Probabilities, 1-ps. Economic Future of Nuclear Power. A Study Conducted at the University of Chicago (2004). Pág. 114

Tabla 35. Primas de riesgo para pérdidas de inversiones y probabilidades de las mismas

Probabilidad de resultado no favorable (1-p _s)	Porcentaje recuperado de la inversión (f _i)				
	50	25	0	-25	-50
1.00%	0.6%	0.8%	1.1%	1.4%	1.7%
2.00%	1.1%	1.7%	2.2%	2.8%	3.4%
2.50%	1.4%	2.1%	2.8%	3.5%	4.3%
3.00%	1.7%	2.5%	3.4%	4.3%	5.2%
3.50%	2.0%	3.0%	4.0%	5.0%	6.1%
4.00%	2.2%	3.4%	4.6%	5.8%	7.0%
5.00%	2.8%	4.3%	5.8%	7.3%	8.9%
6.00%	3.4%	5.2%	7.0%	8.9%	10.9%

De acuerdo con el documento: *Economic Future of Nuclear Power. A Study Conducted at the University of Chicago* 2004, Pág. Se debe emplear una prima de riesgo de 3% para el cálculo del C.N.G. para la generación mediante energía nuclear. De acuerdo con la tabla anterior, esta prima es consistente con una probabilidad de 5.3% de sufrir una pérdida del 50% de la inversión inicial o del 3.5% de sufrir una pérdida del 75%. Esto resulta en los siguientes vectores de C.N.G. y de porcentajes de componentes del mismo para la generación mediante energía nuclear:

$$(\vec{c}_0)_{Nuclear\ ABWR\ (premium)} = \begin{pmatrix} 0.067 \\ 0.083 \\ 0.102 \\ 0.124 \\ 0.148 \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned} \%(\vec{c}_0)_{Nuclear\ ABWR\ (premium)} &= \begin{pmatrix} 56.07\% \\ 62.28\% \\ 67.24\% \\ 71.25\% \\ 74.56\% \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 15.97\% \\ 12.87\% \\ 10.51\% \\ 8.68\% \\ 7.25\% \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 14.23\% \\ 12.33\% \\ 10.82\% \\ 9.61\% \\ 8.63\% \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 7.44\% \\ 7.16\% \\ 6.84\% \\ 6.50\% \\ 6.14\% \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 8.33\% \\ 6.71\% \\ 5.48\% \\ 4.53\% \\ 3.78\% \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{pmatrix} \end{aligned}$$

Esta vez, para calcular los vectores de precios de la tonelada de CO₂, $\left(\frac{\longrightarrow}{(p_{tCO_2})}\right)$, y el de costos por dichas emisiones \vec{c}_6 tomaremos la diferencia entre los vectores de costo de la nucleoelectricidad y de la generación mediante carbón y la generación mediante gas natural, esto es:

$$\vec{c}_6 = (\vec{c}_0)_{Nuclear\ ABWR\ (premium)} - (\vec{c}_0)_{carboeléctrica\ PC}$$

$$\begin{Bmatrix} \%C_{6,5\%} \\ \%C_{6,7.5\%} \\ \%C_{6,10\%} \\ \%C_{6,12.5\%} \\ \%C_{6,15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} C_{0,8\%} \\ C_{0,10.5\%} \\ C_{0,13\%} \\ C_{0,15.5\%} \\ C_{0,18\%} \end{Bmatrix} \text{ Nuclear ABWR (premium)} - \begin{Bmatrix} C_{0,5\%} \\ C_{0,7.5\%} \\ C_{0,10\%} \\ C_{0,12.5\%} \\ C_{0,15\%} \end{Bmatrix} \text{ Carboeléctrica PC} \quad \dots(16)$$

$$\begin{Bmatrix} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{Bmatrix} = \frac{1}{(e_{CO_2eq})_{carboeléctrica} - (e_{CO_2eq})_{nuclear}} \left[\begin{Bmatrix} C_{0,8\%} \\ C_{0,10.5\%} \\ C_{0,13\%} \\ C_{0,15.5\%} \\ C_{0,18\%} \end{Bmatrix} \text{ Nuclear ABWR (premium)} - \begin{Bmatrix} C_{0,5\%} \\ C_{0,7.5\%} \\ C_{0,10\%} \\ C_{0,12.5\%} \\ C_{0,15\%} \end{Bmatrix} \text{ Carboeléctrica PC} \right] \dots(17)$$

O bien:

$$\vec{C}_6 = (\vec{C}_0)_{\text{Nuclear ABWR (premium)}} - (\vec{C}_0)_{\text{Gas Natural y CC}} \dots(18)$$

$$\begin{Bmatrix} \%C_{6,5\%} \\ \%C_{6,7.5\%} \\ \%C_{6,10\%} \\ \%C_{6,12.5\%} \\ \%C_{6,15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} C_{0,5\%} \\ C_{0,7.5\%} \\ C_{0,10\%} \\ C_{0,12.5\%} \\ C_{0,15\%} \end{Bmatrix} \text{ Nuclear ABWR (premium)} - \begin{Bmatrix} C_{0,5\%} \\ C_{0,7.5\%} \\ C_{0,10\%} \\ C_{0,12.5\%} \\ C_{0,15\%} \end{Bmatrix} \text{ Gas Natural y CC} \quad \dots(19)$$

$$\begin{Bmatrix} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{Bmatrix} = \frac{1}{(e_{CO_2eq})_{gas\ natural} - (e_{CO_2eq})_{nuclear}} \left[\begin{Bmatrix} C_{0,8\%} \\ C_{0,10.5\%} \\ C_{0,13\%} \\ C_{0,15.5\%} \\ C_{0,18\%} \end{Bmatrix} \text{ Nuclear ABWR (premium)} - \begin{Bmatrix} C_{0,5\%} \\ C_{0,7.5\%} \\ C_{0,10\%} \\ C_{0,12.5\%} \\ C_{0,15\%} \end{Bmatrix} \text{ Gas Natural y CC} \right] \dots(20)$$

En el primer caso tenemos el siguiente vector de precios para la tonelada de CO₂

$$\begin{Bmatrix} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 24.857 \\ 34.081 \\ 44.951 \\ 57.772 \\ 72.883 \end{Bmatrix}$$

Si empleamos la generación mediante gas natural como referencia, el vector de precios para la tonelada de CO₂ es:

$$\begin{cases} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{cases} = \begin{pmatrix} 0.187 \\ 34.130 \\ 73.934 \\ 120.047 \\ 173.088 \end{pmatrix}$$

En las siguientes figuras se muestran las curvas del C.N.G. para generación mediante carbón, energía nuclear y gas natural, incorporando el vector de costos \vec{c}_6 calculado a partir del vector de precios de la tonelada de carbono.

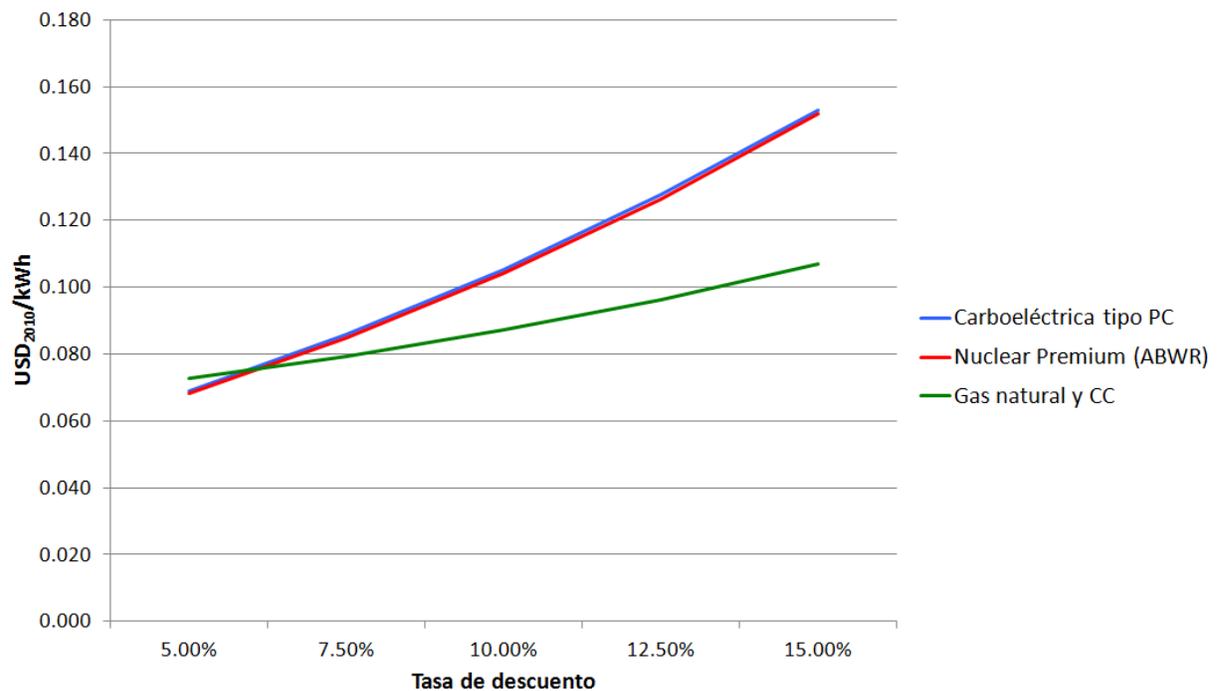


Figura 37. Curvas de C.N.G. para generación mediante carbón, energía nuclear y gas natural

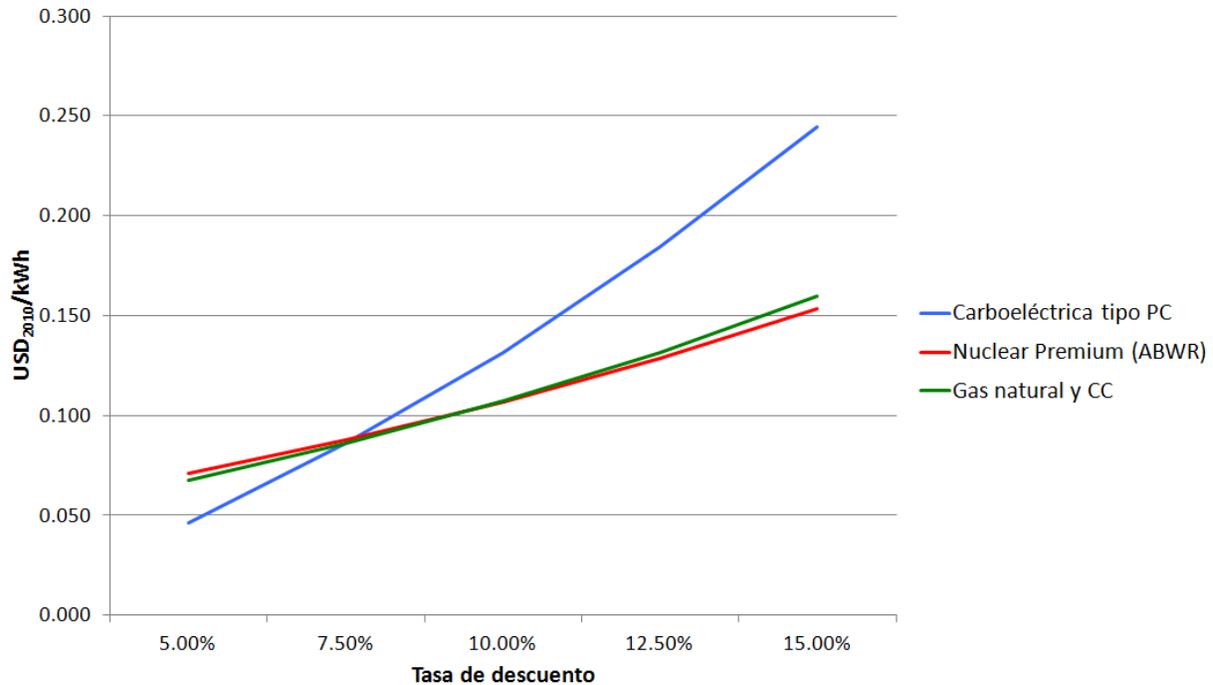


Figura 38. Curvas de C.N.G. para generación mediante carbón, energía nuclear y gas natural

El primer vector de precios calculado resulta poco apropiado para hacer competitiva la generación mediante energía nuclear contra la generación mediante gas natural (ciclo combinado). En cambio el segundo vector nos asegura esto ya que se define *ex professo* para que dicha condición se cumpla.

El segundo vector de precios para la tonelada de emisiones de CO₂ muestra valores muy elevados para las tasas de 12.5% y 15%, sin embargo; como ya estamos considerando el pago de una prima de riesgo para el caso de la generación mediante energía nuclear, donde 12.5% para la generación mediante gas significa un 15.5% para la generación mediante energía nuclear, podemos afirmar entonces que un precio de 120 USD₂₀₁₀/tCO₂ sería suficiente para hacer competitiva esta tecnología si le imponemos la carga extra de la prima de riesgo.

En los apéndices B y C se muestran gráficas sectoriales de los componentes del C.N.G. para las tecnologías de generación mencionadas aquí. En el apéndice B se muestran los resultados sin considerar una tarifa por emisiones y en el apéndice C se utiliza el vector de precios:

$$\left\{ \begin{array}{l} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} 0.187 \\ 34.130 \\ 73.934 \\ 120.047 \\ 173.088 \end{array} \right\}$$

4.3 Análisis de sensibilidad de Energías Renovables

¿Es este valor suficiente para hacer competitivas las tecnologías no renovables limpias principales (eólica y solar)?

Para contestar esta pregunta observemos la siguiente figura:

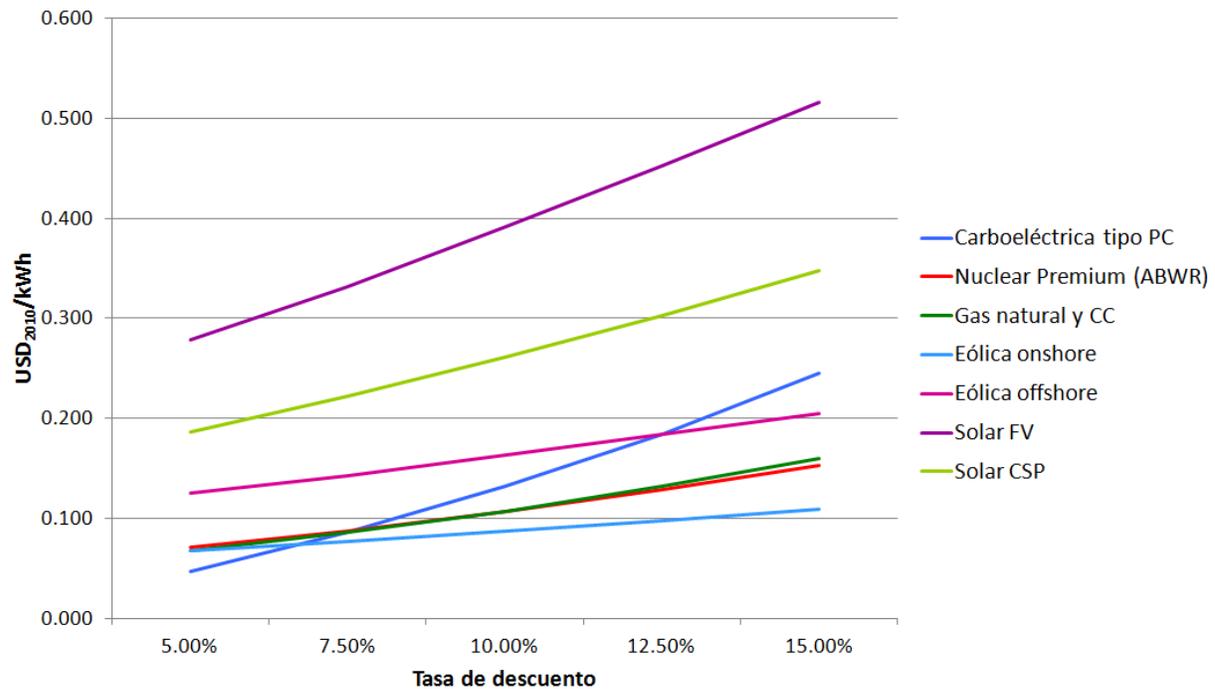


Figura 39. Costo nivelado de generación de varias tecnologías de generación para diferentes tasas de descuento

Con el vector de precios $\begin{Bmatrix} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0.187 \\ 34.130 \\ 73.934 \\ 120.047 \\ 173.088 \end{Bmatrix}$ únicamente nos garantiza la competitividad de

la generación mediante energía eólica (tipo *onshore*), tanto la energía solar (FV y CSP) como la energía eólica generada en plantas *offshore* tiene curvas C.N.G. que se encuentran por arriba de la curva para gas natural y energía nuclear.

Cabe mencionar que para la energía eólica tipo *onshore* se empleó un factor de capacidad de 0.46, si la energía eólica fuera a emplearse para generación base de electricidad, sólo podríamos obtener este factor en lugares limitados de la geografía nacional, después de que los lugares con frecuencias y velocidades viento altas se ocuparan sería necesario ocupar lugares con condiciones ambientales inferiores a las ideales, lo cual reduciría el factor de capacidad de dichas turbinas o parques eólicos e incrementaría el C.N.G.

Abajo se muestra las curvas C.N.G. para generación mediante energía eólica (*onshore* y *offshore*) utilizando factores de capacidad de 0.2, 0.3 y 0.4, además de las curvas para generación mediante energía nuclear y gas natural.

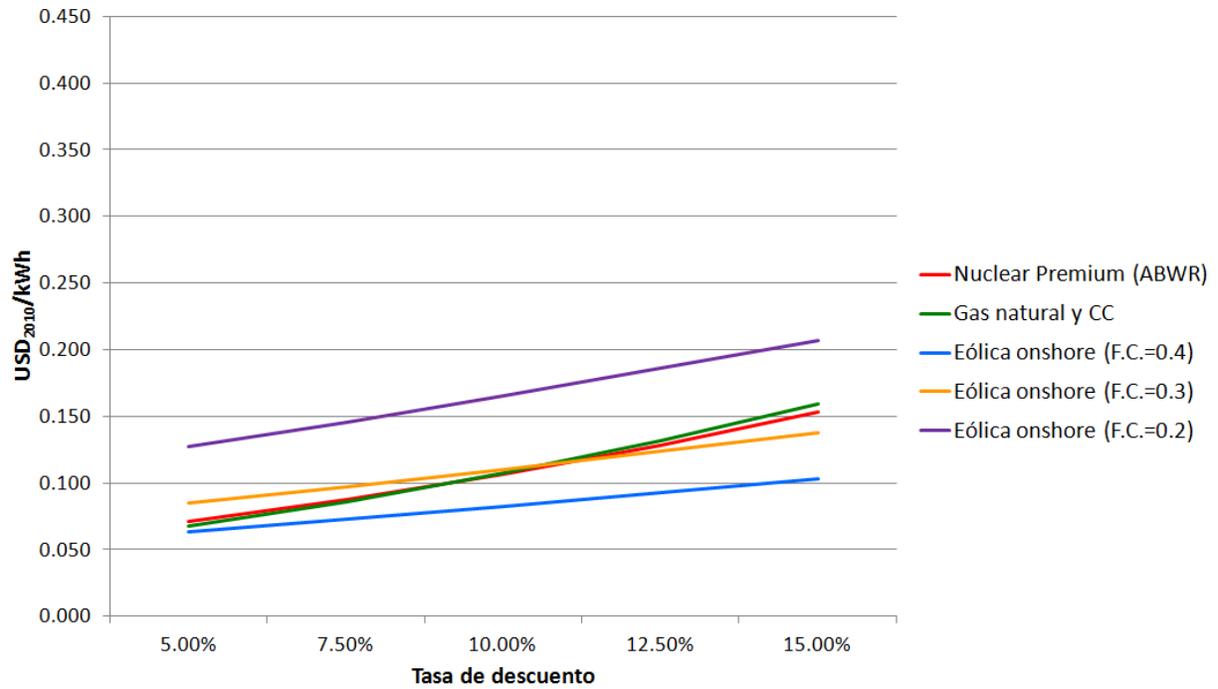


Figura 40. Costos nivelados de generación de electricidad para generación mediante energía nuclear (*premium*), gas natural con ciclo combinado, y eólica tipo *onshore* para factores de capacidad de 0.2, 0.3 y 0.4

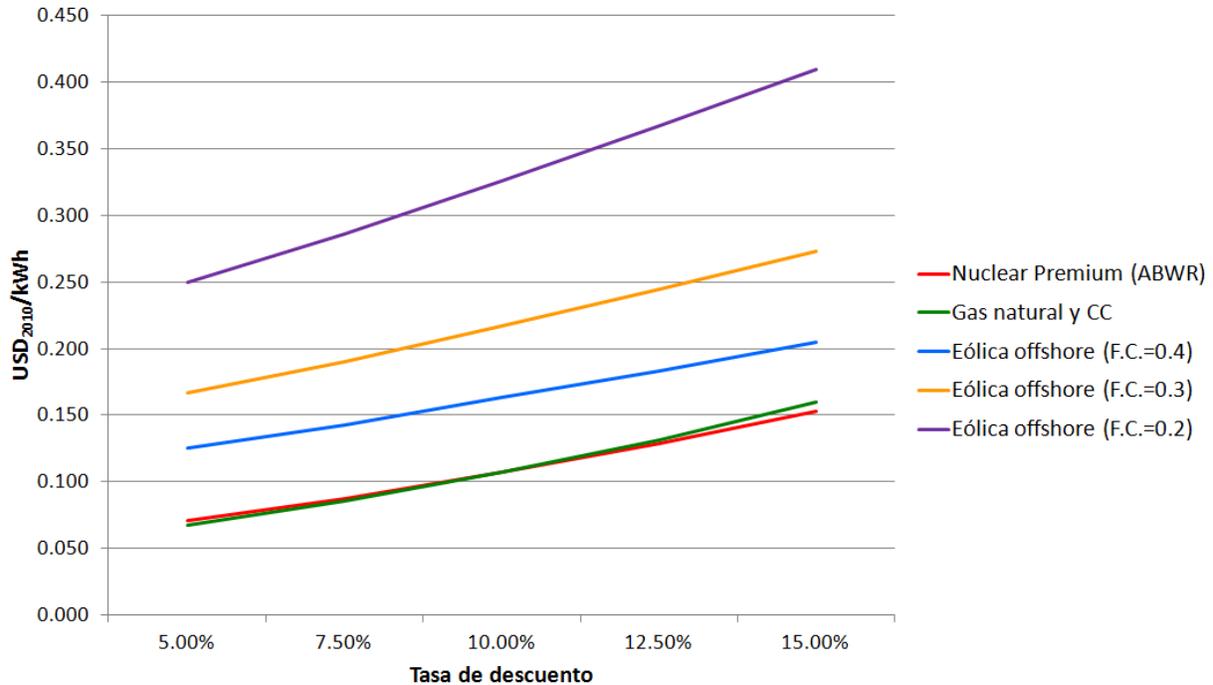


Figura 41. nivelados de generación de electricidad para generación mediante energía nuclear, gas natural con ciclo combinado, y eólica tipo *onshore* para factores de capacidad de 0.2, 0.3 y 0.4

Estas figuras nos muestran que, para un factor de capacidad entre 0.2 y 0.3 generación mediante energía eólica *onshore* es más cara que la generación mediante energía nuclear o gas natural, sin embargo esta diferencia no es muy grande; no pasa así con la generación mediante energía eólica *offshore*, que es más cara incluso para un valor alto del factor de capacidad (0.4).

Si calculamos los vectores para el precio de la tonelada de CO₂ para la generación mediante energía eólica (*onshore* y *offshore*) y solar (FV y CSP) de la misma forma en que lo hicimos para la generación mediante energía nuclear, obtenemos los siguientes resultados:

$$\left\{ \begin{array}{l} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{array} \right\}_{\text{Eólica Onshore}} = \left\{ \begin{array}{l} -0.431 \\ 13.820 \\ 29.746 \\ 45.307 \\ 61.083 \end{array} \right\}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{array} \right\}_{\text{Eólica Offshore}} = \left\{ \begin{array}{l} 133.852 \\ 167.922 \\ 206.053 \\ 244.181 \\ 283.287 \end{array} \right\}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{array} \right\}_{\text{Solar FV}} = \left\{ \begin{array}{l} 553.086 \\ 685.350 \\ 833.501 \\ 983.358 \\ 1137.934 \end{array} \right\}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{array} \right\}_{\text{Solar CSP}} = \left\{ \begin{array}{l} 311.995 \\ 396.847 \\ 489.847 \\ 590.123 \\ 696.725 \end{array} \right\}$$

Salvo en el caso de la generación mediante energía eólica *onshore*, los precios calculados son demasiado altos; en el caso de la energía solar fotovoltaica, como puede verse arriba, el costo de la tonelada de emisiones equivalentes de CO₂ debería estar en un rango de 550 a 1140 USD₂₀₁₀, estos valores son demasiado altos, la IEA calcula un rango de precios de 200 a 500 USD₂₀₁₀ de la tonelada de CO₂ como incentivo para hacer estas tecnologías competitivas¹³³ y los precios calculados previamente superan fácilmente este rango.

Ya que el componente de costos respecto al cual es más sensible el C.N.G. en el caso de la generación mediante gas natural y ciclo combinado es el costo del combustible, podemos plantearnos cuánto debería aumentar este costo para que la energía solar fuese competitiva, si usamos la energía solar fotovoltaica (con un factor de capacidad de 0.21), como ejemplo:

$$(c_{0,i\%})_{\text{Solar FV}} = [(c_{0,i\%} - c_{3,i\%})_{\text{Gas Natural y CC}} + k_{i\%}(c_{3,i\%})_{\text{Gas Natural y CC}}] \dots (21)$$

$$k_{i\%} = \frac{(c_{0,i\%})_{\text{Solar FV}} - (c_{0,i\%} - c_{3,i\%})_{\text{Gas Natural y CC}}}{(c_{3,i\%})_{\text{Gas Natural y CC}}} \dots (22)$$

¹³³ *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD)*. International Energy Agency, 2008 (Pág. 47)

Donde $k_{i\%}$ es el factor por el cual debe multiplicarse el costo del combustible de la generación mediante gas natural para igualarse al C.N.G. de la generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica.

Si lo escribimos en forma matricial para las cinco tasas de descuento que se han empleado antes:

$$\begin{bmatrix}
 (c_{0,5\%})_{\text{Solar FV}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & (c_{0,7.5\%})_{\text{Solar FV}} & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & (c_{0,10\%})_{\text{Solar FV}} & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & (c_{0,12.5\%})_{\text{Solar FV}} & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & (c_{0,15\%})_{\text{Solar FV}}
 \end{bmatrix} =
 \begin{bmatrix}
 (c_{0,5\%} - c_{3,5\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & (c_{0,7.5\%} - c_{3,7.5\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & (c_{0,10\%} - c_{3,10\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & (c_{0,12.5\%} - c_{3,12.5\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & (c_{0,15\%} - c_{3,15\%})_{\text{Gas Natural y CC}}
 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix}
 k_{5\%}(c_{3,5\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & k_{7.5\%}(c_{3,7.5\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & k_{10\%}(c_{3,10\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & k_{12.5\%}(c_{3,12.5\%})_{\text{Gas Natural y CC}} & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & k_{15\%}(c_{3,15\%})_{\text{Gas Natural y CC}}
 \end{bmatrix}$$

...(22b)

$$\therefore \begin{Bmatrix} k_{5\%} \\ k_{7.5\%} \\ k_{10\%} \\ k_{12.5\%} \\ k_{15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 4.825 \\ 5.740 \\ 6.765 \\ 7.801 \\ 8.870 \end{Bmatrix}$$

Esto quiere decir que el precio del combustible (gas natural) debe aumentar entre 5 y 9 veces para hacer competitiva la generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica. En el caso de la energía solar tipo CSP (*concentrated solar panels*), que es un poco más barata, el vector \vec{k} resulta:

$$\begin{Bmatrix} k_{5\%} \\ k_{7.5\%} \\ k_{10\%} \\ k_{12.5\%} \\ k_{15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 3.158 \\ 3.745 \\ 4.388 \\ 5.082 \\ 5.819 \end{Bmatrix}$$

A pesar de que el C.N.G. de la generación mediante gas natural puede variar considerablemente debido a la volatilidad de los precios del combustible, es poco probable que el costo del gas natural permanezca en estos niveles de variación.

Si revisamos los vectores de porcentajes de los costos $c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$ que conforman el c_0 o C.N.G. para la energía solar fotovoltaica podemos apreciar que para los costos de capital c_1 , constituyen al menos el 93% del C.N.G.

$$\%(\vec{c}_0)_{Solar\ FV} = \begin{Bmatrix} 93.32\% \\ 94.40\% \\ 95.26\% \\ 95.90\% \\ 96.40\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 2.310\% \\ 1.936\% \\ 1.638\% \\ 1.417\% \\ 1.243\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 4.37\% \\ 3.66\% \\ 3.10\% \\ 2.68\% \\ 2.35\% \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \\ 0\% \end{Bmatrix}$$

¿Cuánto debería reducirse este componente del costo total para que la generación mediante energía solar fotovoltaica tuviera el mismo costo que la generación mediante gas natural y ciclo combinado?

La ecuación para determinar este factor para cada componente del vector $(\vec{c}_1)_{Solar\ FV}$, queda como sigue:

$$(c_{0,i\%})_{Gas\ Natural\ y\ CC} = (c_{0,i\%} - c_{1,i\%})_{Solar\ FV} + k_{i\%}(c_{1,i\%})_{Solar\ FV} \dots (23)$$

O bien:

$$k_{i\%} = \frac{(c_{0,i\%})_{Gas\ Natural\ y\ CC} - (c_{0,i\%} - c_{1,i\%})_{Solar\ FV}}{(c_{1,i\%})_{Solar\ FV}} \dots (23b)$$

Y si la expresamos mediante ecuaciones matriciales:

$$\begin{bmatrix} (c_{0,5\%})_{Gas\ Natural\ y\ CC} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & (c_{0,7.5\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & (c_{0,10\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & (c_{0,12.5\%})_{Solar\ FV} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (c_{0,15\%})_{Solar\ FV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (c_{0,5\%} - c_{1,5\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & (c_{0,7.5\%} - c_{1,7.5\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & (c_{0,10\%} - c_{1,10\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & (c_{0,12.5\%} - c_{1,12.5\%})_{Solar\ FV} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (c_{0,15\%} - c_{1,15\%})_{Solar\ FV} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_{5\%}(c_{1,5\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & k_{7.5\%}(c_{1,7.5\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & k_{10\%}(c_{1,10\%})_{Solar\ FV} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & k_{12.5\%}(c_{1,12.5\%})_{Solar\ FV} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & k_{15\%}(c_{1,15\%})_{Solar\ FV} \end{bmatrix} \dots (23c)$$

$$\therefore \begin{Bmatrix} k_{5\%} \\ k_{7.5\%} \\ k_{10\%} \\ k_{12.5\%} \\ k_{15\%} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} -0.741 \\ -0.775 \\ -0.801 \\ -0.820 \\ -0.834 \end{Bmatrix}$$

Esto es, los costos de capital c_1 deben reducirse entre 74% y 83% para que el C.N.G. se iguale con el de la generación mediante gas natural y ciclo combinado.

De acuerdo con el documento: *Achieving Low-Cost Solar PV: Industry Workshop Recommendations for Near-Term Balance of System Cost Reductions*. Rocky Mountain Institute. Septiembre 2010; se espera que una reducción del 50% de estos costos en el corto plazo sea posible, mientras que la iniciativa *Sun Shot*¹³⁴ del Departamento de Energía de EE.UU. espera lograr una reducción del 75% hacia el final de la década. Históricamente, se puede observar una reducción de alrededor de 80% de mediados de los ochenta al día de hoy¹³⁵ y una reducción del 18% cada vez que se duplica la capacidad de manufactura instalada¹³⁶.

En conclusión, ya sea mediante el aumento del precio del gas natural o la reducción en los costos de capital para la generación mediante energía solar, o una combinación de ambas; el uso de esta tecnología de generación puede ampliarse de forma significativa en el futuro cercano, si bien es difícil que se pueda emplear para generación base de electricidad extendidamente debido a su intermitencia, puede sustituir una buena parte de la capacidad para demanda pico.

¹³⁴ <http://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/>

¹³⁵ <http://thinkprogress.org/wp-content/uploads/2011/06/Screen-shot-2011-06-08-at-3.20.01-PM.png>

¹³⁶ <http://thinkprogress.org/romm/2011/06/09/241120/solar-is-ready-now-%e2%80%9cferocious-cost-reductions-make-solar-pv-competitive/>

5 Conclusiones

El objetivo de este análisis ha sido evaluar la conveniencia del uso de la energía nuclear para la reducción de las emisiones de CO₂ así como su integración con métodos de generación basados en fuentes renovables.

De las tecnologías analizadas para reducir las emisiones de CO₂, la generación de energía eléctrica mediante energía nuclear es la más barata para generación base de electricidad si se implementa un cargo por tonelada de CO_{2eq} entre 50 USD₂₀₁₀ Y 75 USD₂₀₁₀ (V.4)¹³⁷. Sin embargo, no podemos emplear únicamente la energía nuclear para lograr este objetivo.

Si las emisiones de CO_{2eq} en el país crecen al ritmo previsto (V. 1.2.15) el incremento, respecto a 2010, de las emisiones correspondientes al sector eléctrico en 2050 serían de unos 373 millones de toneladas de CO₂ y teniendo en cuenta que cada reactor nuclear evitaría alrededor de 9 millones de toneladas de CO₂ al año si sustituye generación mediante carbón, 7.5 si sustituye generación por combustóleo, 4 si sustituye generación mediante gas natural; necesitaríamos entre 125 y 280 reactores de 1.4 GW para evitar estas emisiones (V. Cálculo de emisiones de CO₂ evitadas mediante el uso de la energía nuclear).

Un incremento de esta naturaleza en la capacidad nuclear podría ocasionar problemas en su implementación y operación. Desde luego la expansión del uso de la energía nuclear implica riesgos muy serios (algunos de los cuales son muy difíciles de cuantificar), y se debe poner un énfasis especial en la implementación de medidas que los reduzcan lo más posible. La exclusión de la energía nuclear debido a que no podemos tener una certeza absoluta de que no se materialicen estos riesgos, implica una mayor dificultad en la ya de por sí difícil tarea de reducción de emisiones, y es muy probable no se pueda lograr si no se incluye.

La energía eólica tipo *on-shore* tiene un costo de generación nivelado del mismo orden que la energía nuclear(si se paga una prima de riesgo para la energía nuclear la diferencia, desde luego se incrementa), sin embargo, debido a su intermitencia y/o bajo factor de capacidad de las plantas eolieléctricas es necesario construir de 2 a 4 veces la capacidad de generación fósil o nuclear, lo cual implica que el costo de la electricidad se duplicaría o cuadruplicaría si sólo obtuviésemos la electricidad con el uso de este tipo de energía. Para generar la misma cantidad de energía que un reactor como el que se menciona en el párrafo anterior necesitaríamos, para un rango de variación del factor de capacidad entre 0.2 y 0.4, de 900 a 1800 aerogeneradores de 3 MW.

Una de las ventajas de la energía eólica sobre la nuclear, dejando de lado el problema del manejo de desechos, es el tiempo de construcción que se emplea. Si mañana decidimos construir una planta nucleoelectrica tomará, de acuerdo a las estimaciones que se citan en este documento, cerca de ocho años en finalizar su construcción y en ser aprovechada para reducir las emisiones de CO₂, en cambio las plantas eolieléctricas se tomarían alrededor de un año solamente.

¹³⁷ Para una tasa de descuento del 10 al 15%

El costo de la generación mediante energía solar fotovoltaica es cuatro o cinco veces mayor que el costo de la generación mediante energía nuclear (alrededor del triple para la energía solar tipo CSP), como tiene un factor de capacidad aproximadamente en el mismo rango de valores que los de la energía eólica, significa que para sustituir la misma cantidad de energía generada por un reactor necesitaríamos construir entre 16 y 20 veces la misma capacidad nominal de generación mediante energía solar .

Si estos costos no disminuyen es difícil que la generación mediante energía solar sea competitiva, aún estableciendo valores altos para el precio de la tonelada de $\text{CO}_{2\text{eq}}$. En la sección Comparación e integración entre las distintas tecnologías de generación de este documento se calcula una reducción entre 75% y 80% de los costos de capital para que esta tecnología de generación pueda ser competitiva. La intermitencia, al igual que en el caso de la energía eólica, limitan que pueda extenderse aún más su uso ya que, incluso con la reducción de costos propuesta (no es lo mismo 1 GW de capacidad instalada con un reactor que un parque de celdas solares) necesitaríamos instalar entre cuatro y cinco veces la capacidad nominal para igualar la producción de energía eléctrica de un reactor.

A pesar de esto, la generación mediante energía solar (y energía eólica) puede jugar un papel importante para satisfacer la demanda pico de electricidad y complementar la capacidad de generación básica.

Otros tipos de energía renovable se deben estimular, como la ampliación de la capacidad hidroeléctrica, sobre todo la hidroeléctrica 'pequeña' (*small hydro*) o la geotérmica, que en el caso de nuestro país tiene perspectivas mejores que el promedio mundial.

Para la reducción de emisiones en el sector eléctrico mediante un aumento en la capacidad nuclear y de energías renovables son necesarias, en primer lugar, estas medidas:

1. Establecimiento de un cargo por tonelada de CO_2 emitida por ciclo de vida de cada método de generación.
2. Implementar un sitio designado para el almacenamiento y disposición del combustible nuclear irradiado acorde con el aumento esperado en la capacidad de generación nucleoelectrónica.
3. Actualización de la red nacional de transmisión y distribución para manejar un aumento del uso de energías renovables para generación.

Las cuales deben complementarse con medidas de apoyo en la implementación del aumento de la capacidad nuclear y de renovables, por ejemplo el uso de créditos de carbono en el mercado internacional para el financiamiento de la generación mediante renovables, o garantías parciales o totales para la construcción de plantas nucleoelectrónicas debido a sus altos costos de capital.

El uso de combustibles fósiles debe reducirse al mínimo, por ejemplo, el uso de plantas NGCC se puede emplear para reducir los problemas de intermitencia de las energías renovables, su uso limitado contribuiría a reducir las consecuencias de la volatilidad del costo de la electricidad generada por estas plantas.

Dicho todo esto, así como no puede cubrirse el objetivo de reducciones de emisiones en el sector eléctrico mediante energía nuclear o energías renovables, se deben complementar los esfuerzos que se hagan en el sector eléctrico con objetivos de reducciones en los sectores del transporte, industrial, comercial y de servicios, residencial; todos estos sectores serán afectados por los cambios que se implementen en el sector energético pero asignar toda la carga a éste hará más difícil, probablemente imposible, alcanzar las metas necesarias para evitar un cambio climático catastrófico.

6 Bibliografía

1. ANSOLABEHRE, Stephen; DEUTCH, John; DRISCOLL, Michael; et. al. *The Future of Nuclear Power. An interdisciplinary M.I.T. Study* (2003).
2. DEUTCH, John; FORSBER, Charles W. , et. al. *Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, an interdisciplinary MIT study* (2009)
3. Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-Operation and Development (NEA). *Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants*. Paris: OECD. (2000)
4. Ayres, Matt et. al. *Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario*. Canadian Energy Research Institute. Agosto 2004
5. Bachu S., *Sequestration of Carbon Dioxide in Geological Media: Criteria and Approach for Site Selection*, Energy Conversion and Management, 2000, v.4
6. Bahrman, M.,2006. *HVDC Transmission*, IEEEPSCE, Atlanta, November. Available from: [/http://www.ieee.org/portal/cms_docs_pes/pes/subpages/meetings-folder/PSCE/PSCE06/panel2/Panel-02-1_Overview_of_HVDC_Transmission.pdf](http://www.ieee.org/portal/cms_docs_pes/pes/subpages/meetings-folder/PSCE/PSCE06/panel2/Panel-02-1_Overview_of_HVDC_Transmission.pdf)
7. Bergman, PD, and Winter, EM, *Disposal of carbon dioxide in aquifers in the US*, Energy Conversion & Management, 1995
8. Bradshaw, J, Boreham, C, and la Pedalina, F., 2004, *Storage retention time of CO2 in sedimentary cuencas; examples from petroleum systems*, GHGT-7, Vancouver
9. *Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decomissioning Costos and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs*, Vol.1 . Cooperative Agreement DE-FC07-03ID14492. Contract DE-AT01-02ONE23476
10. Bresesti, P., Kling, W.L., Hendriks, R.L., Vailati, R., 2007. *HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system*. IEEE Transactions of Energy Conversion 22 (1),37–43.
11. *Capture from Advanced Supercritical PF and NGCC Power Plant*, in Greenhouse Gas Technologies Conference 7. 2004: Vancouver, BC.
12. Chan, J.,2010. Electric Power Research Institute, Transmission and Substation Group, comunicación personal por e-mail, July27.
13. *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2010* (Generación), 30a. edición. Comisión Federal de Electricidad.
14. *Renewables Energies for Sustainable Development in Mexico 2009*. Secretaría de Energía

(Gobierno Federal, México) y *Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH*, Pág. 23.

15. Craig, Cunningham & Saigo 2007. National Petroleum Council (EE.UU.)
16. Dalton, S., *Carbon Capture and Sequestration Technologies, in Climate Change Workshop*. 2006: Edison Electric Foundation, Washington, DC.
17. *Decommissioning Nuclear Power Plants*. Nuclear Energy Agency. OECD 2003
18. Delucchi, Mark A.; Jacobson Mark Z. *Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies*.
19. Delucchi, Mark A.; Jacobson Mark Z. *Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials*
20. Dillon, D.J., R. S. Panesar, R. A. Wall, R. J. Allam, V. White, J. Gibbins, and M. R. Haines, *Oxy-combustion Processes for CO₂*
21. Dooley, JJ, and Friedmann, S.J., *A regionally disaggregated global accounting of CO₂ storage capacity: data and assumptions*, Pacific Northwest National Laboratory, Report PNWD-3431, 2004.
22. *Energías Renovables para el desarrollo sustentable en México*. Secretaría de Energía (2003).
23. Energy Information Administration (EIA), 2009c. The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System, Model Documentation Report, DOE/EIA-M068(2009), US Department of Energy, Washington, DC, May. Available from: [/http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/modeldoc/m068\(2009\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/modeldoc/m068(2009).pdf).
24. Energy Technology Life Cycle Analysis that Takes CO₂ Emission Reduction Into Consideration, Central Research Institute of Electric Power Industry, Japan, Annual Research Report, 1995 (WebCite cache)
25. *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050* (OECD). International Energy Agency (2008).
26. *Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station*, British Energy, May 2005 (WebCite cache)
27. *ExternE National Implementation Germany*, W. Krewitt et al., Externalities of Energy European Commission Research Project, Nov. 1997 (WebCite cache)
28. ExternE. Externalities of Energy. Vol. 5: NUCLEAR
29. IAEA (1992) *Effects of Ionising Radiation on Plants and Animals at Levels Implied by*

Current Radiation Protection Standards. International Atomic Energy Agency Technical Reports Series No. 332; Viena, Austria.

30. CEA (1994) *Informations Utiles. Commissariat à l'Énergie Atomique*; Paris, France.
31. Fernández de la Garza, Rafael; García, César F. García; Trejo Reyes, Saúl Trejo Reyes; Zazueta Ramos, Tiburcio ; Castañeda Galván, Miguel Ángel; Cruz Báez, Héctor Jacobo; Mercado Vargas, Juan José. *La nucleoelectricidad, una oportunidad para México. La Academia de Ingeniería de México*. Octubre 2009.
32. Flores Velásquez, R.; Muñoz Ledo Carranza, R. *Inventario de emisiones en 2005 de gases con efecto invernadero por el sector energético mexicano*. Noviembre 2007.
33. Gasda, S.E., S. Bachu, and M.A. Celia, "The Potential for CO₂ Leakage from Storage Sites in Geological Media: Analysis of Well Distribution in Mature Sedimentary Cuencas", *Environmental Geology*, 46 (6-7), 707-720, 2004.
34. GE Energy, 2010. *Western Wind and Solar Integration Study*, NREL/SR-550-47434, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, May. Available from: www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2010/wwsis_final_report.pdf
35. Gibson-Poole CM, Lang SC, Streit JE, Kraishan GM, Hillis RR, *Assessing a cuenca's potential for geological sequestration of carbon dioxide: an example from the Mesozoic*
36. Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems (2004)*.
37. Gouveia, F.J., M. Johnson, R.N. Leif, S.J. Friedmann, 2005: *Aerometric measurement and modeling of the mass of CO₂ emissions from Crystal Geyser, Utah*; NETL 4th Annual CO₂ sequestration conference, Alexandria
38. *Greenhouse Gas Emissions From Energy Systems: Comparison and Overview*, R. Dones et al., Paul Scherrer Institut Annual Report 2003 (WebCite cache)
39. *Greenhouse Gas Emissions Of Electricity Generation Chains: Assessing the Difference*, J.V. Spadaro et al., IAEA Bulletin 42/2/2000, (page 21) (WebCite cache)
40. http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_carbon_dioxide_emissions
41. <http://lightbucket.wordpress.com/2008/02/20/carbon-emissions-from-electricity-generation-the-numbers/>
42. <http://www.climateavenue.com/en.IEOutlook.2008.htm>
43. Humphreys, K., ed. *Jellen's Cost and Optimization Engineering*. Third Edition ed. 1991, McGraw-Hill, Inc.: New York.

44. IEA Key World Energy Statistics (2006)
45. *Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage* (2005). Interlachen, <http://www.ipcc.ch/>
46. *International Energy Annual 2003*. EIA, International Energy Annual Review 2005 June, 2005 [cited 2005 December 2005]
47. *International Energy Outlook 2005*, EIA. 2005b, U.S. Department of Energy: Washington, D.C.
48. Johnson, J.W., Nitao, J.J., Knauss, K.G., *Reactive transport modeling of CO2 storage in saline aquifers to elucidate fundamental processes, trapping mechanisms, and sequestration partitioning*
49. Johnson, J.W., Nitao, J.J., Morris, J.P., *Reactive transport modeling of cap rock integrity during natural and engineered CO2 storage, in S. Benson (ed.), CO2 Capture Project*
50. HVISTENDAHL, Mara. *Coal Ash Is More Radioactive than Nuclear Waste; by burning away all the pesky carbon and other impurities, coal power plants produce heaps of radiation*. Scientific American, diciembre 2007
(<http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=coal-ash-is-more-radioactive-than-nuclear-waste>)
51. K. Sovacool, Benjamin. *Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey*. Energy Governance Program, Centre on Asia and Globalisation, Lee Kuan Yew School of Public Policy, National University of Singapore (junio 2008).
52. Kling, MA Clark, HR Compton, JD Devine, WC Evans, AM Humphrey, EJ Doenigsberg, .P Lockword, ML Tuttle and GW Wagner,: *The lake gas disaster in Cameroon, West Africa*, Science, 1987, v.236, 4798
53. Knauss, KG , JW Johnson, YK Kharaka, *Preliminary Reactive Transport Modeling and Laboratory Experiments Conducted in Support of the Frio Pilot Test, NETL 4th Annual Conference on Carbon Sequestration*, 2005, Alexandria VA, ExchangeMonitor
54. Lee, AM, 2001: *The Hutchinson Gas Explosions: Unravelling a Geologic Mystery*, Kansas Bar Association, 26th Annual KBA/KIOGA Oil and Gas Law Conference, v1, p3-1 to 3-29.
55. *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*, P.J. Meier, Ph.D. thesis, University of Wisconsin, Aug. 2002 (page 70) (WebCite cache)
56. Makhijani, Arjun. *Carbon-Free and Nuclear-Free: A Roadmap for U.S. Energy Policy*. Agosto 2007.
57. National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH): *Pocket Guide to Chemical Hazards*. DHHS

58. NCC, *Opportunities to Expedite the Construction of New Coal-Based Power Plants*. 2004, National Coal Council.
59. NCC, *Research and Development Needs and Deployment Issues for Coal-Related Greenhouse Gas Management*. 2003,
60. Negra, N.B., Todorovic, J., Ackerman, T., 2006. *Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large off shore wind farms*. *Electric Power Systems*. Research 76,916–927.
61. NETL, *Advanced Fossil Power Systems Comparison Study*, W.W.S. E. L. Parsons (NETL) y J.L. Lyons (2002).
62. Nourai, A., Kogan, V.I., Schafer, C.M., 2008. *Load leveling reduces T&D line losses*. *IEEE Transactions on Power Delivery* 23(4), 2168–2173.
63. Nuclear Energy Study Group, American Physical Society Panel on Public Affairs. *Nuclear Power and Proliferation Resistance*.
64. Oldenburg, C.M., S.H. Stevens, and S.M. Benson, *Economic feasibility of carbon sequestration with enhanced gas recovery (CSEGR)*, *Energy*, 29, 1413–1422, 2004 LBNL-49762
65. Parsons Infrastructure & Technology Group, I., *Updated Cost and Performance Estimates for Fossil Fuel Power Plants with CO2 Removal*. 2002: Pittsburgh, PA & Palo Alto, Calif.
66. Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. 2004.
67. Programa Nacional de Infraestructura. *Seguimiento de Programas y Proyectos de Inversión*. Presidencia de la República (Marzo 2011)
68. *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency. 2010 Edition
69. Pruess, K, J Garcia, T Kavscek, C Oldenburg, J Rutqvist, C Steefel, T Xu, *Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO2*, *Energy*, 2004.
70. R. Giere & P. Stille (eds.), *Energy, Waste, and the Environment - A Geochemical Perspective*.
71. RETScreen International. *Clean Energy Project Analysis. RETScreen Engineering & Cases Textbook*. Third Edition.

72. Rice, SA. *Human health risk assessment of CO₂: survivors of acute high-level exposure and 40 populations sensitive to prolonged low level exposure*. Poster 11-01 presented at 3rd Annual conference on carbon sequestration, 3-6. May 2004, Alexandria, VA, USA.
73. Rubin, E.S., A. B. Rao, and C. Chen. *Comparative Assessments of Fossil Fuel Power Plants for CO₂ Capture and Storage*. In *Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. 2004.
74. Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. Dirección General de Planeación Energética. *Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025* (www.energia.gob.mx)
75. Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. Dirección General de Planeación Energética. *Prontuario Estadístico del Sector Energético Enero de 2011*
76. Siemens, 2010. *Ultra HVDC Transmission System* (www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-ultra/S)
77. Simbeck, D., *New Power Plant CO₂ Mitigation Costs*. 2002, SFA Pacific, Inc.: Mountain View, CA.
78. Snodgrass, WR, *Physiological and biochemical differences between children and adults as 5 determinants of toxic exposure to environmental pollutants*. In *Similarities and differences between children and adults: Implications for risk assessment*. Guzelain, P.S., C.J. Henry, S.S. Olin (eds.), ILSI Press, Washington, DC, USA., 1992
79. Stevens, S. 1999. *Sequestration of CO₂ in Depleted Oil and Gas Fields: Barriers to Overcome in Implementation of CO₂ Capture and Storage (Disused Oil and Gas Fields)* IEA Greenhouse Gas R&D Programme. IEA/CON/98/31. Summary Volume (2), Elsevier, 2005
80. Taylor, R. (2007), *Hydropower Potentials, International Hydropower Association*.
81. *The Economic Future of Nuclear Power*. A Study Conducted at The University of Chicago. Agosto 2004.
82. *The Economics of Nuclear Power*. World Nuclear Association. Julio 2010. (<http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>)
83. *The Future of Coal*. An Interdisciplinary MIT Study (2005).
84. *The Role of Nuclear Power In a Low Carbon Economy*, SDC Position Paper, UK Sustainable Development Commission, Mar. 2006 (page 5) (WebCite cache)
85. Thomas R. Casten and Brennan Downes, "Critical Thinking About Energy: The Case for

Decentralized Generation of Electricity,” *Skeptical Inquirer* 29
(1) (January–February 2005): 26

86. U.S. Energy Information Administration/International Energy Outlook 2010
87. UK Govt. *Energy Review: The Energy Challenge, 2006, Chapter 5, Electricity Generation*, (Table 5.3, page 116) (WebCite cache)
88. *Vattenfall’s Life Cycle Studies of Electricity*, Vattenfall AB, Oct. 1999 (gráfica superior, pág. 16) (WebCite cache)
89. WILLIAM SWEET (2006). *Kicking the Carbon Habit. Global Warming and the Case for Renewable and Nuclear Energy* (Downes, 2005)
90. www.ejournal.unam.mx/ict/vol1101/ICT001100104.pdf

7 Apéndice A. Energías renovables, marco teórico y análisis cualitativo

7.1.1 Energía eólica

Es una tecnología madura para la generación eléctrica; la energía cinética del viento puede ser capturada mediante turbinas especiales, pero ésta es altamente dependiente de la velocidad del viento en el sitio donde se instalan. Las regiones que normalmente presentan el mejor potencial para explotar esta forma de energía se encuentran cerca de las costas, aunque también podemos encontrar zonas apropiadas al interior, en praderas o junto a cuerpos de agua (lagos, ríos), algunas áreas montañosas también tienen potencial.

A nivel global, los países con la mayor capacidad de generación eléctrica mediante energía eólica se muestran en la Figura 42, la demanda de turbinas eólicas ha crecido rápidamente en los últimos 15 años. Durante 2001, por ejemplo, se instaló el equivalente a cerca de 5,500 MW de capacidad de generación. Se estima que más de 24,000 MW de capacidad de generación se encuentra en operación alrededor del mundo. Gran parte de esta demanda es causada por la necesidad de emplear formas de generación o combustibles “limpios”. Durante la última década, el tamaño típico de una turbina ha incrementado de alrededor de 100 kW a 1MW o más de capacidad de generación de electricidad; el resultado de este progreso es que, en algunas áreas del mundo, los sistemas eólicos a gran escala generan electricidad con un rango de costos que puede competir con las plantas de generación convencionales.

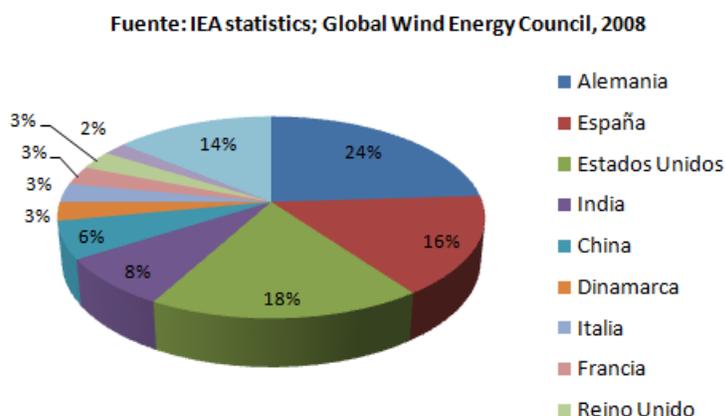


Figura 42. Participación de la capacidad global de generación a partir de energía eólica instalada por país (2007).

Además de estas aplicaciones a gran escala, existen aplicaciones para estos sistemas de generación, esencialmente para las turbinas eólicas, que pueden emplearse en redes de

trasmisión aisladas o inclusive no tienen que estar conectadas a la red en aplicaciones como el bombeo de agua y recarga de baterías. Desde luego, la energía eólica es más barata, o su viabilidad económica es mayor.

7.1.1.1 Turbinas

Una forma de clasificar a las turbinas eólicas es en términos del eje alrededor del cual rotan sus álabes. La mayoría son turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT, *horizontal axis wind turbines*), pero existen algunas con álabes que giran alrededor de un eje vertical (VAWT, *vertical axis wind turbines*). Ejemplos de ambos tipos se muestran en la Figura 43.

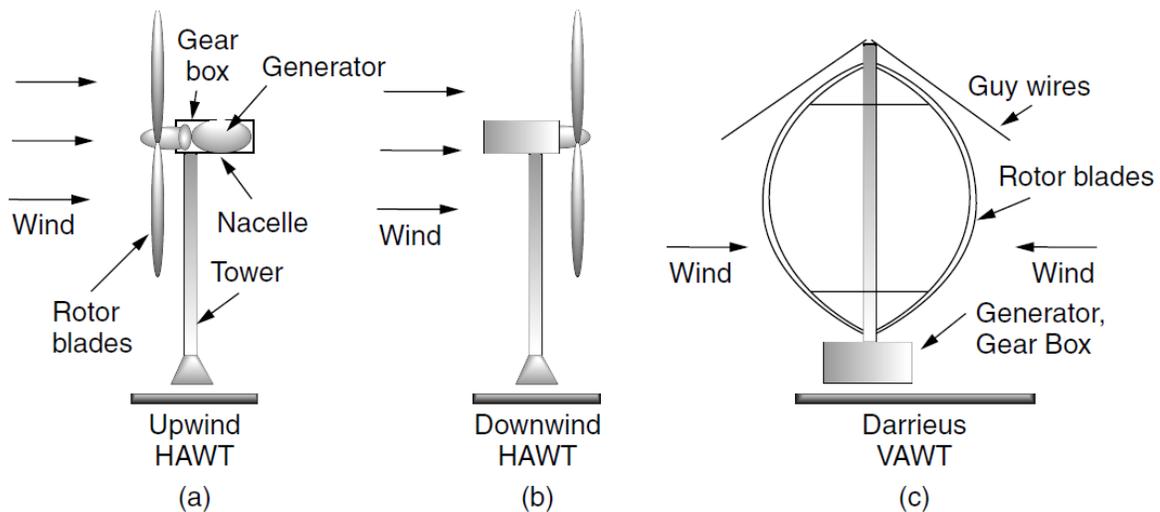


Figura 43. Las turbinas de eje horizontal pueden ser de tipo "upwind" (a) (opuesto a la dirección del viento) o bien, "downwind" (b) (alineada en la misma dirección). Las turbinas de eje horizontal pueden utilizar el viento en cualquier dirección (c).

Aunque la mayoría de las turbinas son de eje horizontal, existen aún desacuerdos acerca de cual de los subtipos (*upwind* vs. *downwind*) es mejor. La turbinas tipo *downwind* tienen la ventaja de permitir que el viento mismo controle el movimiento lateral de izquierda a derecha de la misma (*yaw motion*), por lo que se orienta así misma de forma natural con respecto a la dirección del viento; sin embargo, debido a la turbulencia ocasionada por la misma torre en que está montada la turbina, detrás de los álabes, cada vez que éstos dan vuelta se produce una flexión en cada uno, lo cual puede ocasionar daños por fatiga pero también incrementa la cantidad de ruido que produce la turbina y reduce la potencia de salida de la misma.

Las turbinas tipo "upwind", por otra parte, requieren un sistema un tanto complejo para el control del movimiento lateral y mantener a los álabes de frente al viento; pero operan con un nivel de ruido menor y desarrollan una potencia mayor. La mayoría de las turbinas eólicas son de este tipo.

Otra decisión fundamental es el número de álabes; este número, por ejemplo, es inversamente proporcional a la velocidad de rotación. A medida que se incrementa la velocidad, la turbulencia

ocasionado por uno de los álabes afecta la eficiencia del siguiente. Con un menor número de álabes, la turbina puede rotar más rápido antes de que la interferencia se torne excesiva. Además, un eje que rota a mayor velocidad posibilita la utilización de generadores más pequeños.

La mayoría de las turbinas eólicas modernas en Europa tienen tres álabes, mientras que las que se utilizan en los EE.UU. tienen sólo dos. Las turbinas de tres álabes muestran una operación más silenciosa, debido a que el impacto de la interferencia de la torre y la variación de la velocidad del viento con la altura se transmiten de una manera más uniforme del rotor al eje de transmisión. El tercer álabes, sin embargo, añade una cantidad considerable de peso (y costo) extra a la turbina, y para labores de instalación o mantenimiento, un rotor de tres álabes es más difícil de elevar con una grúa o sistema de poleas.

7.1.1.2 Física de las turbinas eólicas

La energía cinética de un volumen de aire con masa m que se mueve a una velocidad v es de:

$$E.C. = \frac{1}{2}mv^2$$

Ya que la potencia es energía por unidad de tiempo, si sustituimos la masa por el flujo de masa \dot{m} a través de una sección transversal A será:

$$P_w = \frac{1}{2}\dot{m}v^2$$

O bien, sustituyendo \dot{m} por ρAv .

$$P_w = \frac{1}{2}\rho Av^3$$

Vemos que la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad y al área barrida por los álabes, o dicho de otra forma, es directamente proporcional al diámetro de esta sección barrida. El costo de una turbina es, aproximadamente, proporcional a este diámetro, o el diámetro de los álabes, pero su potencia es proporcional, como se ha mencionado, al cuadro de este diámetro, de ahí las economías de escala para turbinas cada vez más grandes.

La densidad del aire, y la potencia en el viento, depende de la presión atmosférica y la temperatura. Si partimos de la relación para gases ideales:

$$pV = nRT$$

Donde p es la presión absoluta (kPa), V es el volumen (m^3), n es el número de moles (mol), R es la constante de los gases ideales ($8.2056 \cdot 10^{-5} m^3 \cdot atm \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$), y T es la temperatura absoluta ($^{\circ}K$). Si designamos al peso molar del gas como W_{mol} , podemos reescribir una fórmula para la densidad del aire de la siguiente forma:

$$\rho(kg/m^3) = \frac{n(mol) \cdot W_{mol}(g/mol) \cdot 10^{-3}(kg/g)}{V(m^3)}$$

O bien:

$$\rho = \frac{P \cdot W_{mol.} \cdot 10^{-3}}{RT},$$

Si consideramos una columna estática de aire con una sección transversal A , como se muestra en la Figura 44, una sección horizontal de aire en dicha columna tiene un espesor dz y si la densidad es ρ , la masa será ρAdz . Si la presión en la parte superior es $P(z + dz)$, entonces la presión en la cara inferior es: $P(z) = P(z + dz) + g\rho dz$

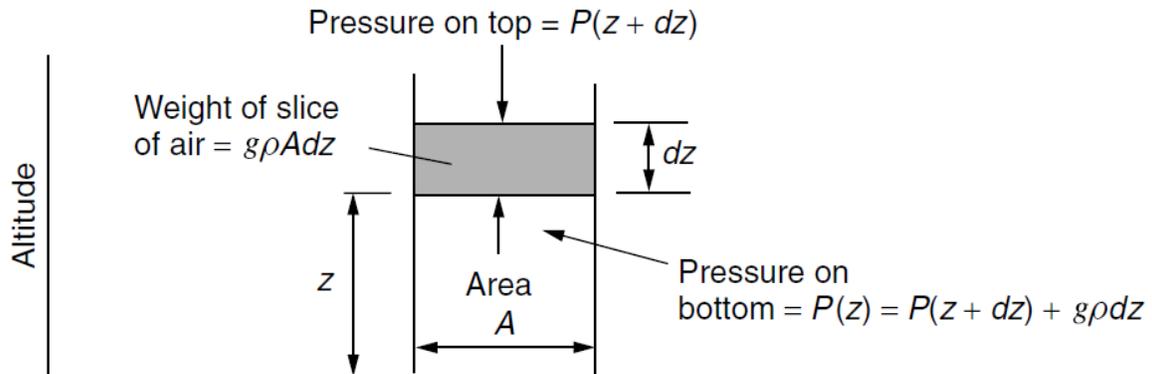


Figura 44. Una columna de aire en equilibrio estático utilizada para determinar la relación entre presión del aire y altitud.

Luego:

$$dP = P(z + dz) - P(z) = -g\rho dz$$

$$\frac{dP}{dz} = -\rho g$$

$$\frac{dP}{dz} = -\left(\frac{g \cdot W_{mol.} \cdot 10^{-3}}{R \cdot T}\right) \cdot P$$

El término: $-\left(\frac{g \cdot W_{mol.} \cdot 10^{-3}}{R \cdot T}\right)$ es una constante. Si designamos a esta constante como $-P_0$ (con $P_0 > 0$), al resolver la ecuación diferencial planteada:

$$\frac{dP}{dz} = -P_0 \cdot P$$

$$P = e^{-P_0 z}$$

Y:

$$\rho = \frac{W_{mol.} \cdot e^{-P_0 z}}{RT}$$

De modo que la presión, y la densidad, son inversamente proporcionales a z (altura); ¿Es de esperarse que obtengamos entonces una mayor potencia entre menor sea la altura de la turbina (suponiendo que ésta es de tipo HAWT)?

No exactamente, como ya hemos visto, la potencia en el viento es directamente proporcional al cubo de su velocidad; debido a la fricción, la velocidad del viento varía mucho a unos cuantos metros por sobre la superficie de la tierra, las superficies suaves, como el mar, o cualquier cuerpo grande de agua en calma, ofrecen muy poca resistencia y la variación de la velocidad con la elevación es modesta; por otra parte, la velocidad del viento disminuye bastante al pasar por irregularidades topográficas como bosques o edificios.

Una expresión que se emplea a menudo para caracterizar el impacto de la rugosidad de la superficie terrestre en la velocidad del viento es la siguiente:

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha$$

Donde v es la velocidad del viento a la altura H , v_0 es la velocidad del viento a la altura H_0 (a menudo se emplea un valor de referencia de 10 m), y α es el coeficiente de fricción, el coeficiente de fricción depende del terreno sobre el que el viento sopla.

Una expresión alternativa es:

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \frac{\ln(H/z)}{\ln(H_0/z)}$$

Donde z es la amplitud de la rugosidad; a menudo se prefiere esta segunda formulación ya que tiene una base en la aerodinámica mientras que la primera no. En las siguientes tablas se muestran algunos valores representativos aproximados para el coeficiente de fricción y para la amplitud de la rugosidad.

Tabla 36. Coeficientes de fricción para distintos tipos de terreno.¹³⁸

Características del terreno	Coficiente de fricción α
Suelo duro y suave, agua en reposo	0.10
Pasto alto en suelo nivelado	0.15
Cultivos altos, setos, matas	0.20
Campo boscoso	0.25
Población pequeña con árboles y matas	0.30
Ciudad grande con edificios altos	0.40

¹³⁸ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 320

Tabla 37. Clasificaciones y valores de amplitud de rugosidad.¹³⁹

Tipo de rugosidad	Descripción	Longitud de la rugosidad z (m)
0	Superficie acuosa	0.0002
1	Áreas abiertas con pocos obstáculos al viento	0.03
2	Tierra de cultivo con algunos obstáculos al viento separados al menos 1 km	0.1
3	Distritos urbanos y tierra de cultivo con muchos obstáculos al viento	0.4
4	Espacio urbano denso y bosques	1.6

Tomando en cuenta que la potencia es proporcional al cubo de la velocidad:

$$\frac{P_w}{P_{w_0}} = \frac{\frac{1}{2}\rho A v^3}{\frac{1}{2}\rho A v_0^3} = \left(\frac{v}{v_0}\right)^3 = \left(\frac{H}{H_0}\right)^{3\alpha}$$

En la Figura 45 la potencia del viento muestra una variación considerable a medida que aumenta la altura sobre el nivel de referencia. Incluso para superficies suaves, como un sitio junto a la costa (*offshore*) la potencia se duplica cuando la altura se incrementa de 10 a 100 m. Para una superficie más rugosa, con un coeficiente de fricción $\alpha=0.3$, por ejemplo, el poder se duplica elevando la altura tan sólo 22 m y se cuadruplica si la altura se incrementa a 47 m.

¹³⁹ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 320

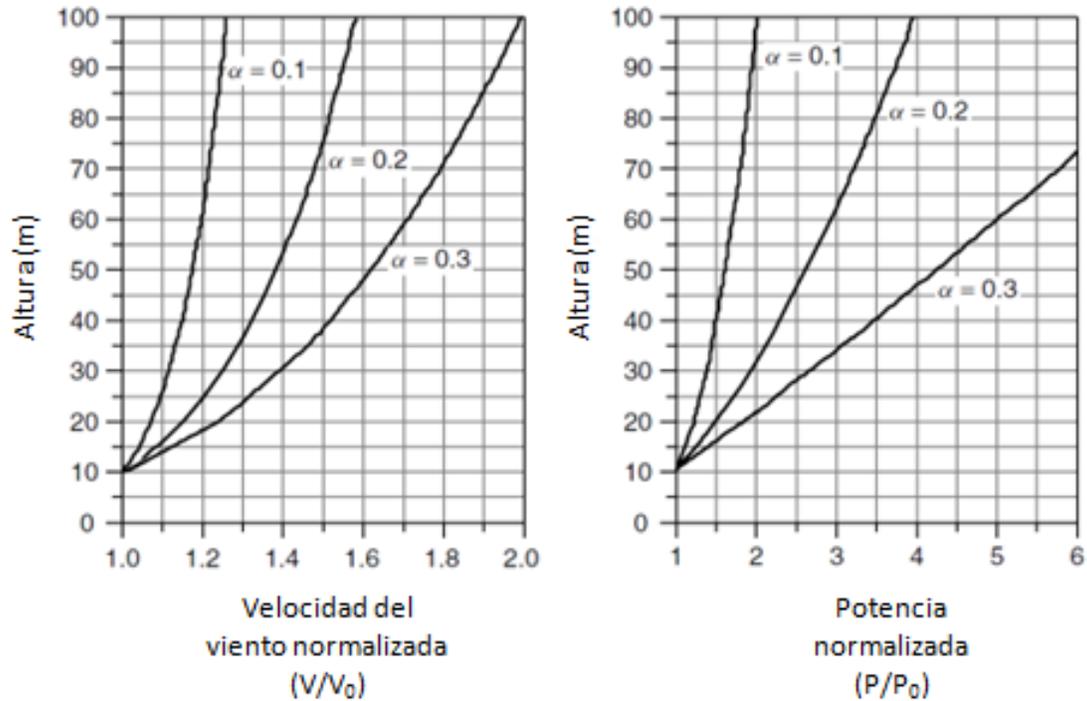


Figura 45. Curvas de velocidad del viento (a) y potencia (b) relativas para varios coeficientes de fricción α utilizando como referencia una altura de 10m. Por ejemplo, para $\alpha = 0.2$ a 50 m, la velocidad del viento se incrementa, aproximadamente, en un factor de 1.4 y la potencia por 2.6¹⁴⁰

Al igual que otras tecnologías de conversión de energía, existe un límite para la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica, ¿Por qué no podemos transformar toda? Si así lo hiciéramos, el aire se detendría totalmente al pasar por la turbina y, al no tener lugar a dónde ir, bloquearía el paso del viento a través de la misma, de modo que la velocidad del aire, una vez que pasa a través de la turbina, no puede ser cero y desde luego no puede ser la misma que antes de atravesar la turbina porque entonces no se extraería ninguna energía del viento. Esto sugiere que debe existir una velocidad ideal para el aire después de pasar por la turbina.

En la Figura 46, la velocidad del viento que se aproxima a la turbina (*upwind velocity*) es v , mientras que la velocidad una vez que ha atravesado la turbina es v_d (*downwind velocity*). El flujo de la masa de aire dentro del cono de corriente (*stream tube*) es el mismo en cualquier parte y lo designamos mediante \dot{m} . La potencia extraída por los álabes P_b es igual a la diferencia de energía cinética entre la corriente de aire antes y después de pasar por la turbina:

$$P_b = \frac{1}{2} \dot{m} (v^2 - v_d^2)$$

¹⁴⁰ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 321

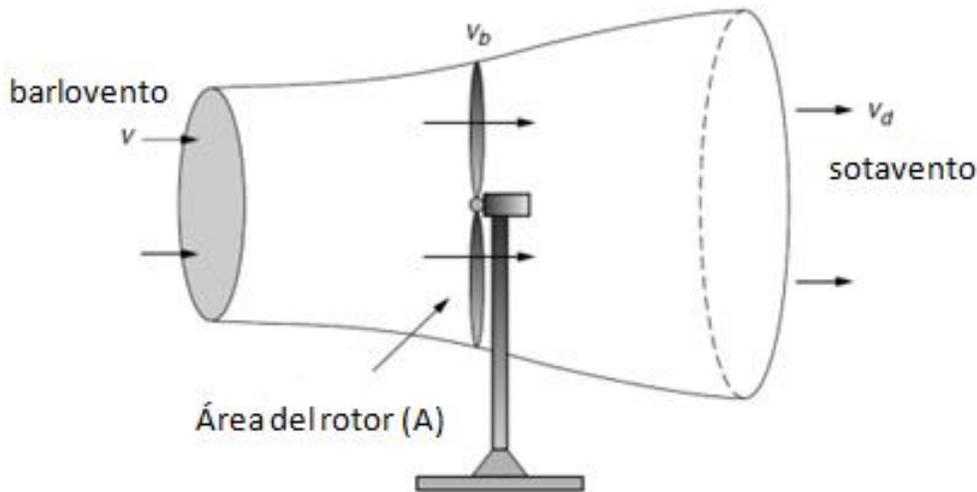


Figura 46. El viento que se aproxima a la turbina reduce su velocidad y se expande formando el "embudo" o volumen de expansión que se muestra en la figura mientras una porción de su energía cinética es extraída por la turbina.¹⁴¹

El lugar donde podemos determinar el flujo de masa \dot{m} más fácilmente es en el plano de los álabes donde conocemos el área de la sección transversal que éstos barren.

$$\dot{m} = \rho A v_b$$

Si asumimos que la corriente del viento tiene una velocidad, al momento de cruzar el plano de los álabes de la turbina, igual al promedio entre la velocidad antes y después de cruzarlo, podemos escribir la siguiente relación para la potencia P_b :

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v + v_d}{2} \right) (v^2 - v_d^2)$$

Para simplificar las operaciones algebraicas, definimos la razón entre la velocidad del viento antes y después de pasar por la turbina (el plano barrido por los álabes) como λ :

$$\lambda = \left(\frac{v_d}{v} \right)$$

Luego:

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v + \lambda v}{2} \right) (v^2 - \lambda^2 v^2) = \underbrace{\frac{1}{2} \rho A v^3}_{\text{Potencia del viento}} \cdot \underbrace{\left[\frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - \lambda^2) \right]}_{\text{fracción extraída}}$$

¹⁴¹ Gilbert M. Masters (Stanford University). Renewable and Efficient Electric Power Systems (2004). Pág. 324

Si designamos a la cantidad entre corchetes como la eficiencia del rotor C_p , la fórmula se reduce a:

$$P_b = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot C_p$$

Para calcular la máxima potencia extraíble:

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = \frac{d}{d\lambda} \left[\frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - \lambda^2) \right] = \frac{1}{2} \frac{d}{d\lambda} [(1 + \lambda)(1 - \lambda^2)] = 0$$

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = \frac{1}{2} [(1 + \lambda)(-2\lambda) + (1 - \lambda^2)] = 0$$

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = \frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - 3\lambda) = 0$$

$$\therefore \lambda = \frac{v}{v_d} = \frac{1}{3}$$

Esto es, la eficiencia del rotor será máxima si reduce la velocidad del viento, una vez que ha atravesado la turbina (plano barrido por los álabes), a un tercio de la velocidad antes de pasar por ésta; por lo que la eficiencia C_p máxima será:

$$C_{p_{m\acute{a}x.}} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{1}{3} \right) \left(1 - \frac{1}{3^2} \right) = \frac{16}{27} = 0.593 = 59.3\%$$

Este resultado se conoce como eficiencia de *Betz* o, a veces, como Ley de *Betz* en honor al físico alemán, Albert Betz, que fue el primero en formular esta relación en 1919.

¿Qué tanto se aproximan, en general, las turbinas eólicas a este límite? Bajo la mejores condiciones de operación pueden alcanzar hasta un 80%, por lo que los valores de eficiencia del rotor C_p se encuentran en el rango de 45 a 50%.

Para una velocidad fija del viento, la eficiencia del rotor es función de la velocidad angular del mismo. Si el rotor rota muy lento, la eficiencia baja ya que los álabes dejan pasar una mayor cantidad de aire sin extraer su energía cinética. Si el rotor gira muy rápido la eficiencia se reduce por la influencia de la turbulencia de cada uno de los álabes sobre el siguiente. La forma en la que generalmente se ilustra esto es presentándola como una función del parámetro TSR (*tip-speed ratio*), que es la razón entre la velocidad a la que se mueve la punta de los álabes entre la velocidad del viento (*upwind*).

$$TSR = \frac{rpm \cdot \pi D}{60v}$$

Donde *rpm* es la velocidad angular del rotor en revoluciones por minuto; *D* es el diámetro del motor (m) y *v* (m/s) es la velocidad del viento antes de cruzar la turbina.

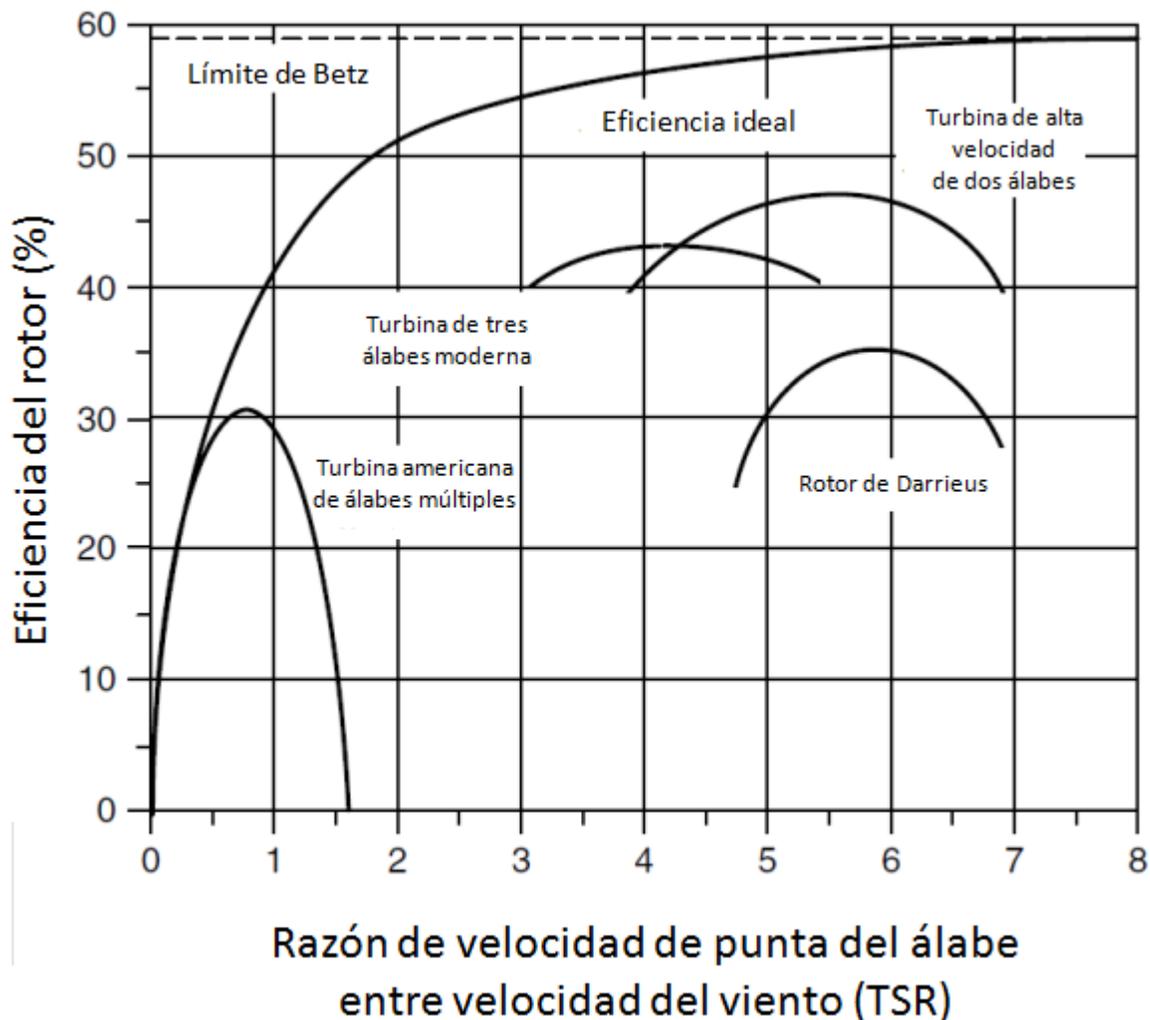


Figura 47. Los rotores con menos álabes alcanzan la eficiencia óptima a mayores velocidades de rotación.¹⁴²

En la Figura 47 se muestra una gráfica con curvas para valores de eficiencia típicos para varios tipos de rotores. El modelo americano de álabes múltiples (*American multiblade*) gira relativamente lento, con un valor de TSR óptimo menor a 1 y una eficiencia máxima alrededor de 30%. Los modelos de tres y dos álabes giran mucho más rápido, con un valor óptimo de TSR en un rango de 4 a 6 y eficiencias entre 40-50%. También se muestra una curva que representa la eficiencia ideal, la cual se aproxima al límite de *Betz* a medida que se incrementa la velocidad del rotor.

Volvamos nuevamente a la ecuación de la energía cinética del viento, ya hemos mencionado varias veces que tanto ésta como la potencia que puede extraerse, dependen del cubo de la velocidad del viento; en cualquier lugar la velocidad del viento varía a lo largo del año o de otro periodo arbitrario de tiempo, como la potencia es proporcional al cubo de la velocidad no podemos utilizar

¹⁴² Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 326

la velocidad promedio para el cálculo de la potencia promedio, sino más bien la valor promedio del cubo de la velocidad.

Para esto requeriremos hacer uso de la estadística, en primer lugar utilizaremos una distribución de probabilidad. Mediante instrumentos de medición, como un anemómetro, podemos recopilar, para un sitio en particular, la variación de la velocidad del viento en ese lugar durante el año; en la siguiente

Figura 48 se muestra un ejemplo con un histograma que contiene esta información, indicando el número de horas al año que el viento sopla a determinada velocidad.

v (m/s)	Hrs/año
0	24
1	276
2	527
3	729
4	869
5	941
6	946
7	896
8	805
9	690
10	565
11	444
12	335
13	243
14	170
15	114
16	74
17	46
18	28
19	16
20	9
21	5
22	3
23	1
24	1
25	0

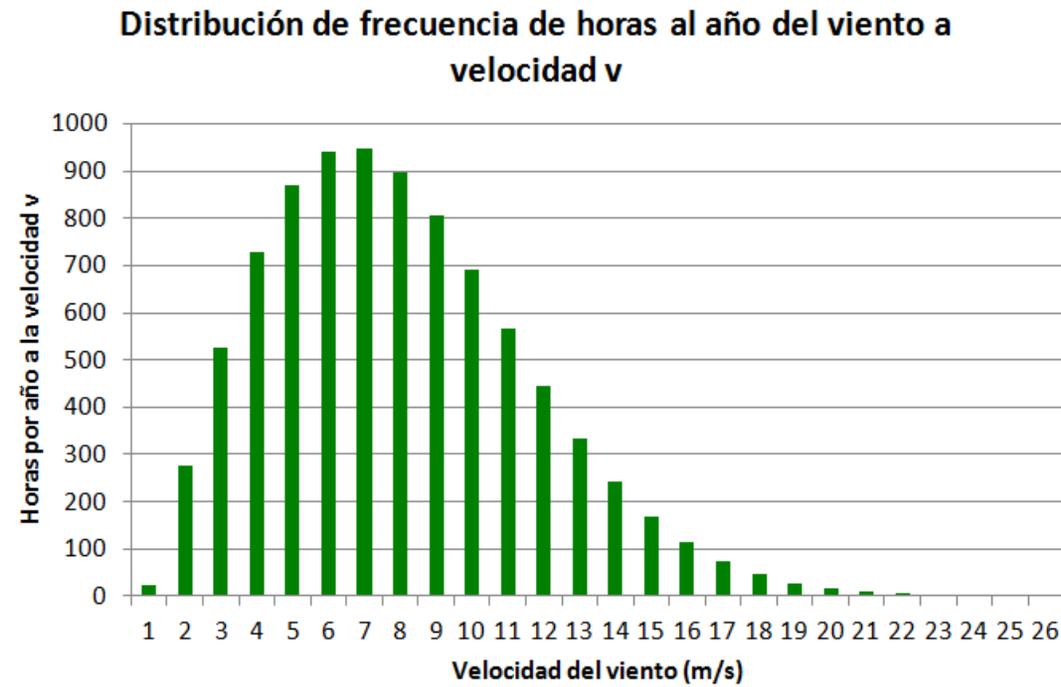


Figura 48. Histograma de la velocidad del viento en un sitio y el número de horas para en un año para cada valor de velocidad.¹⁴³

¹⁴³ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 340

La información presentada en el histograma de la figura anterior se modela a menudo como una función de densidad de probabilidad continua (F.D.P.), una expresión general que se suele emplear como punto de partida para caracterizar los valores estadísticos de la variación en un sitio del viento durante un año, o el periodo de tiempo designado, es la función de densidad de probabilidad de *Weibull*:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Donde k es el parámetro de forma de la distribución y c el parámetro de escala, en la Figura 49 pueden verse algunas curvas de densidad de probabilidad de *Weibull* con distintos parámetros k y c .

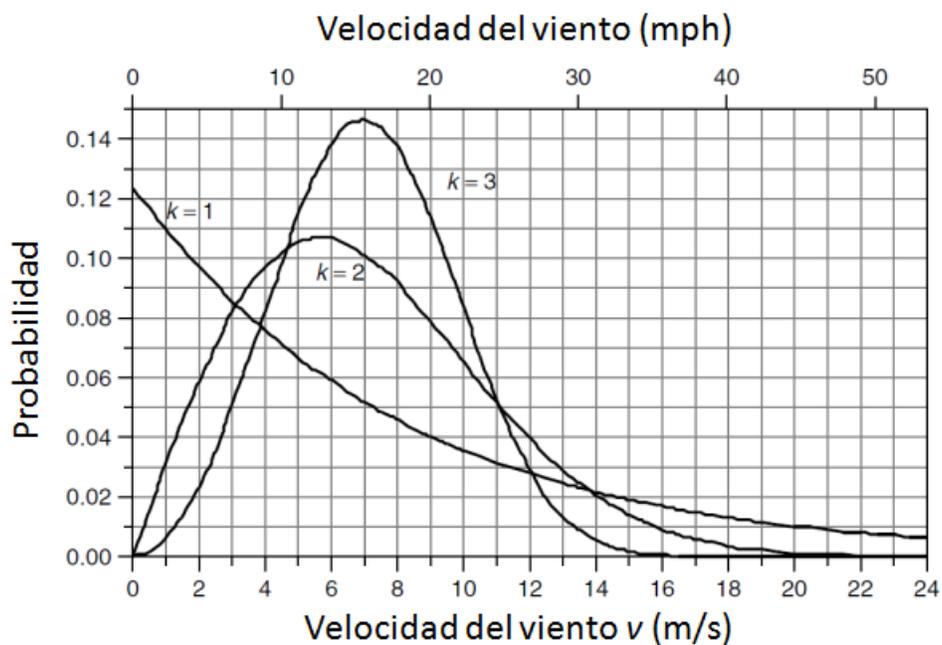


Figura 49. Funciones de densidad de probabilidad de Weibull con valores de $k=1,2,3$ y $c=8$.¹⁴⁴

Para $k = 1$ la curva se asemeja a una distribución exponencial, en este caso la velocidad del viento se encuentra en valores bajos la mayor parte del tiempo, como puede verse, cuando $k = 2$

la curva de F.D.P. se denomina función de densidad de probabilidad de *Rayleigh*:

$$f(v) = \frac{2v}{c^2} e^{-\left(\frac{v^2}{c^2}\right)}$$

¹⁴⁴ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 344

Para esta F.D.P. la velocidad promedio es:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) dv = \int_0^{\infty} \frac{2v^2}{c^2} e^{-\left(\frac{v^2}{c}\right)} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} c \approx 0.866c$$

O bien:

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \bar{v} \approx 1.128\bar{v}$$

Aunque este valor de c se deriva asumiendo una F.D.P. de *Rayleigh*, es bastante aproximado para valores de k en un rango de 1.5 a 4¹⁴⁵. Si sustituimos este valor de c en la ecuación de la F.D.P. de *Rayleigh*:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2\bar{v}^2} e^{-\frac{\pi(v/\bar{v})^2}{4}}$$

Combinando los datos recopilados de velocidad promedio con la hipótesis de que la F.D.P. de la velocidad del viento puede describirse mediante una F.D.P. de *Rayleigh* (o *Weibull*), podemos encontrar la potencia media del viento.

$$(v^3)_{prom.} = \int_0^{\infty} v^3 \cdot f(v) dv = \int_0^{\infty} v^3 \cdot \frac{2v}{c^2} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} dv = \frac{3}{4} c^3 \sqrt{\pi}$$

$$(v^3)_{prom.} = \frac{3}{4} \sqrt{\pi} \left(\frac{2\bar{v}}{\sqrt{\pi}} \right)^3 = \frac{6}{\pi} \bar{v}^3 \approx 1.91\bar{v}^3$$

La ecuación anterior nos dice que si asumimos una F.D.P. de *Rayleigh*, la media del cubo de la velocidad es aproximadamente 1.91 veces la media de la velocidad del viento al cubo. Esto es, potencia media en el viento, asumiendo una distribución de *Rayleigh*, es igual a la potencia calculada con la velocidad promedio multiplicada por $6/\pi$ ó 1.91.

$$\bar{P} = \frac{6}{\pi} \cdot \frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3$$

Una variación modesta tiene muy poco o nulo impacto en el sistema de operación de potencia. Sin embargo, a medida que se incrementa el porcentaje de energía generada respecto al total, se presentan algunos problemas.

En México, las zonas propicias pueden observarse en el siguiente mapa:

¹⁴⁵ Johnson, 1985

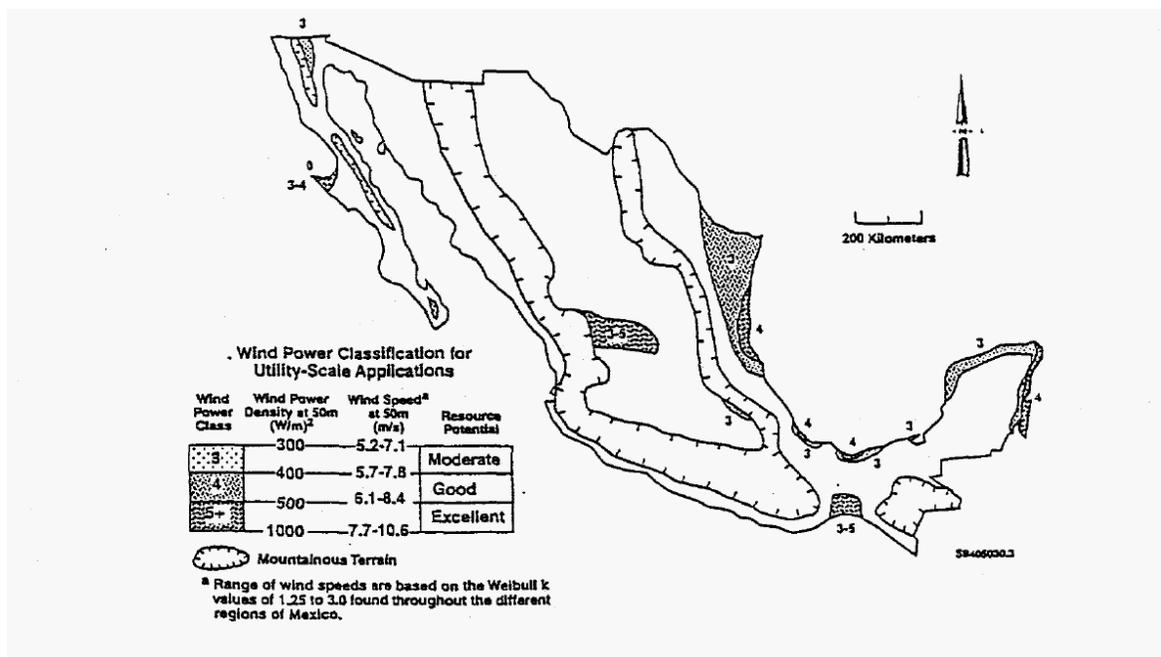


Figura 22. Mapa de velocidades del viento promedios adecuadas para conexión a la red transmisión eléctrica¹⁴⁶].

Se encuentran disponibles turbinas desde 0.5 a 1.5 MW de potencia nominal (se han probado prototipos hasta de 3.0 MW). Se calcula que en México se tiene un potencial de alrededor de 5,000 MW económicamente aprovechables en zonas tales como el Istmo de Tehuantepec, la penínsulas de Baja California y Yucatán, las regiones centrales de Zacatecas (hasta la frontera con EE.UU.) y el altiplano, así como las costas del país.¹⁴⁷

CFE ha construido dos centrales eólicas: una en Guerrero Negro, Baja California Sur y la central de La Venta, en Oaxaca

A nivel mundial es necesario integrar un mapa global de las zonas donde sea posible aprovechar la energía eólica para generación de electricidad, teniendo en mente una capacidad de predicción a largo plazo de esta disponibilidad; para lo cual es necesario disponer de modelos meteorológicos.

Es necesario investigar materiales alternativos al acero y, en general, investigación enfocada a mejorar el diseño de las estructuras de soporte para plantas flotantes cercanas a la costa (*offshore*), optimizar la capacidad de transmisión de la red, etc.

La energía eólica requiere mejorar la operación y diseño del mercado y red de transmisión para reducir costos, y mantener, al mismo tiempo, la confiabilidad del sistema. Por ejemplo, podría venderse o almacenarse (mediante el uso de baterías o el bombeo de agua) el excedente, e importar electricidad durante el periodo en el que no haya suficiente energía (caso danés).

¹⁴⁶Schwartz, Marc N., Elliot Dennis L. Mexico Wind Resource Assesment Project. National Renewable Energy Laboratory. May 1995

¹⁴⁷Energías Renovables para el desarrollo sustentable en México. Secretaría de Energía (2004). Pág. 11.

La variabilidad se convierte en un problema cuando la escala de la variación de las fuentes de energía, en este caso, la energía eólica, se aproxima a la variación de la demanda. La variabilidad puede atenuarse, especialmente en el corto plazo, cuando se integra la capacidad de salida de distintas plantas de energía eólica dispersas.

La capacidad de planeación de la producción de electricidad por energía eólica ha mejorado mucho pero aún es menos precisa que predecir la demanda. De acuerdo a un estudio realizado en Dinamarca, un error de 6.2% en la predicción de la capacidad instalada diaria corresponde hasta un 28% de variación anual en la cantidad de energía eólica. Si empleamos tiempos de pronóstico más reducidos (es decir, si nos acercamos a pronósticos en tiempo real), se incrementaría la precisión.

7.1.1.3 Costos de la energía eólica

A medida que se diseñan cada vez más grandes y eficientes turbinas eólicas los costos han mostrado una tendencia general a la baja. En la Figura 50, la potencia nominal promedio de turbinas eólicas nuevas en Dinamarca por año de venta muestra un incremento estable de 50 kW, a principios de los ochentas, a 1200 kW en 2002. Las máquinas más grandes construidas actualmente se encuentran en el rango de 2000 kW a 3000 kW. Turbinas más eficientes, y localizadas en sitios mejores para el aprovechamiento de este recurso energético a alturas mayores, han duplicado la productividad promedio de energía, de alrededor de 600 kWh/año por m² del área barrida por los álabes hace 20 años a 1200 kWh/m²-año.

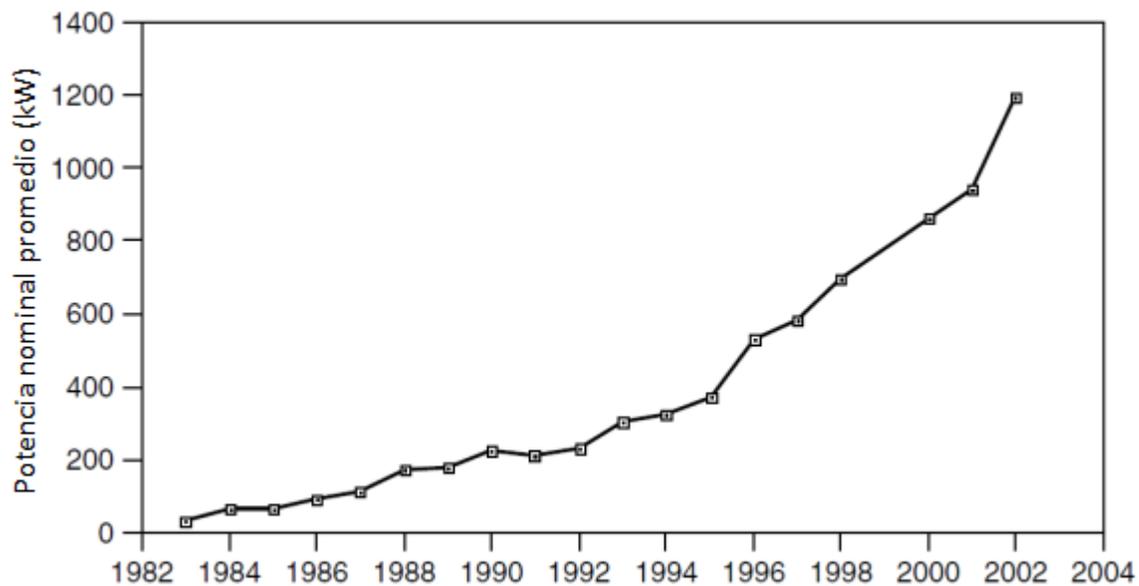


Figura 50. Potencia nominal promedio de turbinas nuevas fabricadas en Dinamarca (www.windpower.dk).¹⁴⁸

¹⁴⁸ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 372

7.1.1.4 Costos de capital y costos anuales

Mientras que la potencia nominal de las turbinas se ha incrementado año con año, el costo de capital correspondiente por kW ha disminuido. Como se muestra en la Figura 51, el costo de capital de instalaciones nuevas ha descendido de alrededor de 1500 USD/kW para turbinas de 150 kW en 1989 a 800 USD/kW en el año 2000¹⁴⁹ para máquinas con una potencia nominal de 1650 kW. El impacto de economías de escala es evidente. El trabajo que se requiere para producir una turbina más grande no es mucho mayor que el que se ocupa para construir una más pequeña; el costo de los componentes electrónicos son sólo moderadamente distintos; el costo de un rotor es, aproximadamente, proporcional al diámetro barrido por los álabes, mientras que la potencia entregada es proporcional al cuadrado del mismo diámetro; al incrementar la altura de las torres que soportan a las turbinas la energía se incrementa en mayor proporción que el costo, etc.

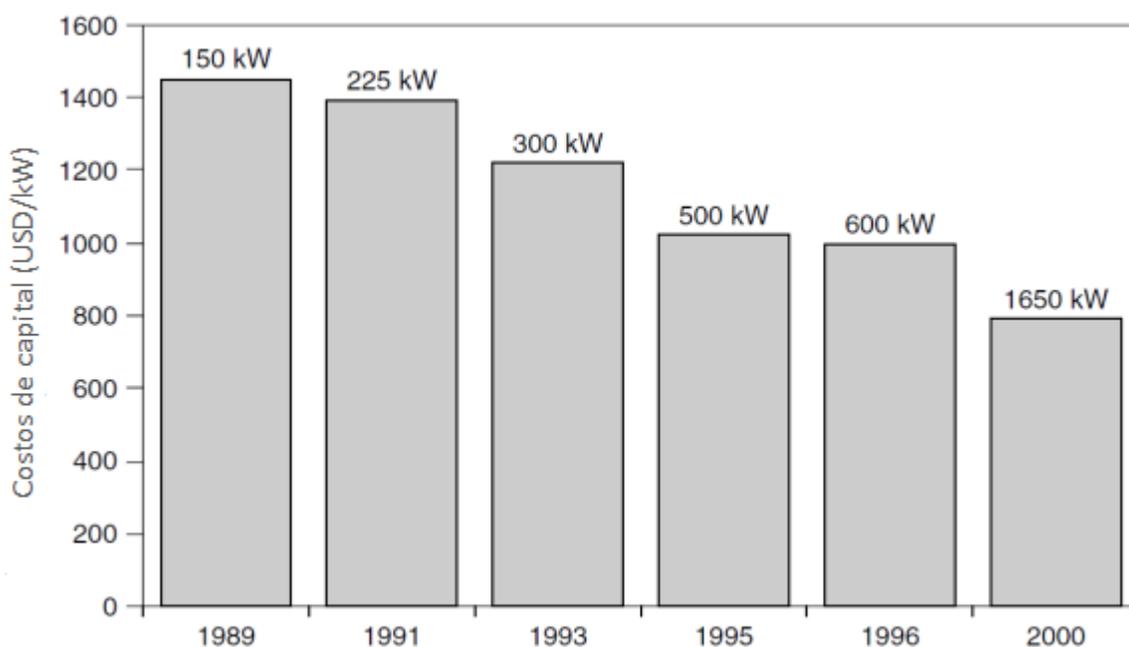


Figura 51. Costos de capital de sistemas eólicos incluyendo turbina, torre, red de conexión, preparación del sitio, controles, y uso de tierra. El costo en el año 2000 se basa en un parque eólico en lugar de una sola turbina.¹⁵⁰

Un ejemplo de análisis de costo para un parque eólico de 60 MW de 40 turbinas de 1.5 MW se muestra en la Tabla 38. Se incluye un desglose de costos para los costos iniciales de capital y una estimación del costo nivelado de operación y mantenimiento (O&M). Aproximadamente tres cuartos de los costos de capital se encuentran asociados con las turbinas, mientras que la porción restante cubre los costos relacionados al levantamiento de la turbina, conexiones a la red, cimientos, caminos, etc. Los costos de operación y mantenimiento incluyen mantenimiento

¹⁴⁹ Si consideramos una inflación promedio de 3.5% anual durante ese periodo de tiempo, los 1500 USD en 1989 corresponderían a 2189.55 USD en el año 2000, lo cual pone de manifiesto aún más la disminución del costo por kW

¹⁵⁰ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems* (2004). Pág. 372

regular, inventario de partes de repuesto, seguro, uso de tierra y administración. Parte de estos costos no dependen de las horas de operación de las turbinas (seguro, administración), mientras que otros, los que involucran uso y desgaste de componentes, están directamente relacionados con la energía anual producida. En este ejemplo, los costos anuales de operación y mantenimiento equivalen a sólo el 3% de los costos iniciales de capital del parque eólico.

Tabla 38. Ejemplo de análisis de costo de un parque eólico de 60 MW.¹⁵¹

Costos de capital		
<i>Descripción</i>	USD	Porcentaje
40 turbinas de 1.5 MW @ 1.1 Millones USD	60,444,815.69	76.61%
Preparación del sitio, conexiones a la red	11,855,685.55	15.03%
Intereses durante la construcción, contingencias	4,554,096.96	5.77%
Desarrollo del proyecto, estudio de factibilidad	1,250,627.08	1.59%
Ingeniería	791,847.82	1.00%
Total	78,897,073.10	100.00%

Costos anuales		
	USD/año	Porcentaje
Componentes y mano de obra	1,789,757.51	70.28%
Seguro	174,958.19	6.87%
Contingencias	129,598.66	5.09%
Uso de tierra	116,638.80	4.58%
Impuestos a la propiedad	88,127.09	3.46%
Mantenimiento de la línea de transmisión	103,678.93	4.07%
Costos generales y misceláneos	143,854.51	5.65%
Total	2,546,613.70	100.00%

Fuente: Ministerio de Recursos Naturales, Canadá.

En general, los costos de operación y mantenimiento dependen no sólo de cuánto se utiliza el sistema en un año en particular, sino también del porcentaje de la vida útil que ha operado la turbina. Esto es, hacia el final de su vida útil, un porcentaje mayor de componentes probablemente fallará y su costo de mantenimiento se incrementará. Además, existen razones para esperar una disminución por economías de escala. El mantenimiento de una turbina aislada costará más que una turbina en un parque eólico, ya que los costos de mano de obra posiblemente sean comparables. Las turbinas más nuevas además de tener una mayor potencia nominal tienen componentes mejor diseñados para minimizar la necesidad de reparaciones.

A continuación se muestran los costos totales calculados para la generación de electricidad mediante energía eólica, se utilizaron, los datos de la Tabla 33 y un periodo de construcción de 1 año a la tasa de descuento señalada.

Al ser una fuente intermitente de energía se toma en cuenta un cargo para adecuación de la red de transmisión y distribución de la Tabla 40. El costo de transmisión de la electricidad (USD₂₀₀₇) (V. Consideraciones adicionales de flexibilidad de los sistemas de generación de electricidad y los costos extra de transmisión en el escenario de una participación cada vez mayor de energías renovables). El costo debido al cargo por tonelada de CO_{2eq} emitido tiene un efecto prácticamente nulo para este método de generación (V. Apéndice B y Apéndice C)

¹⁵¹ Gilbert M. Masters (Stanford University). *Renewable and Efficient Electric Power Systems (2004)*. Pág. 373

Para una mayor discusión de estos resultados y su comparación con los costos nivelados de generación de otras tecnologías V. **Error! Reference source not found..**

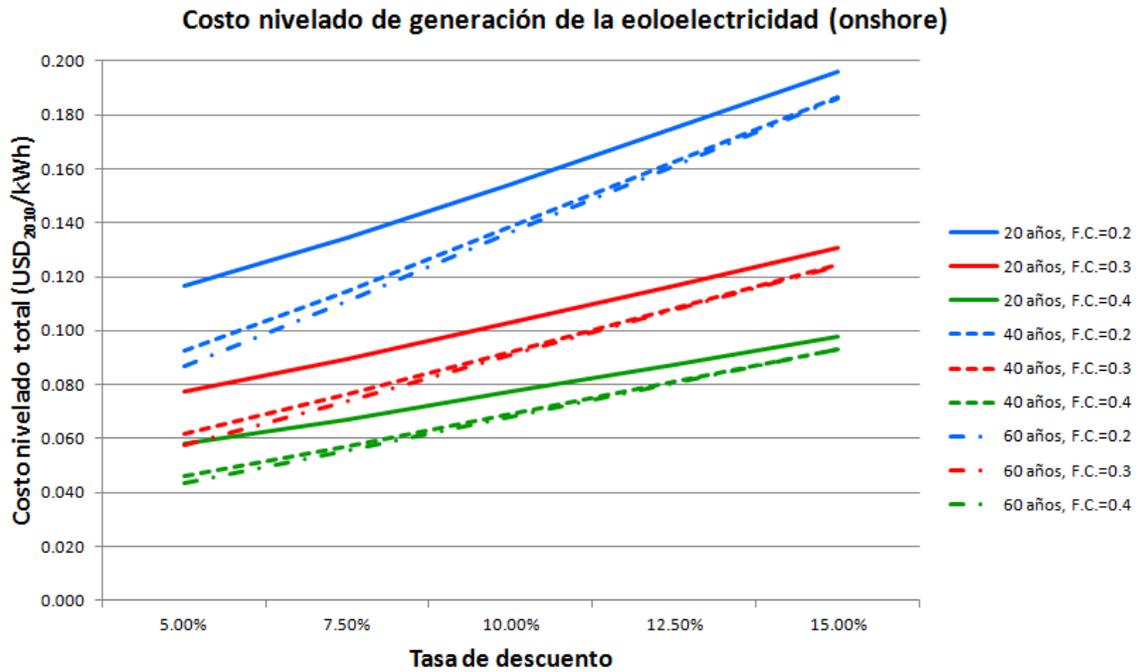


Figura 52. Costo nivelado de generación de la energía eoloelectrica (*onshore*) para distintos factores de carga y tiempo de vida útil.

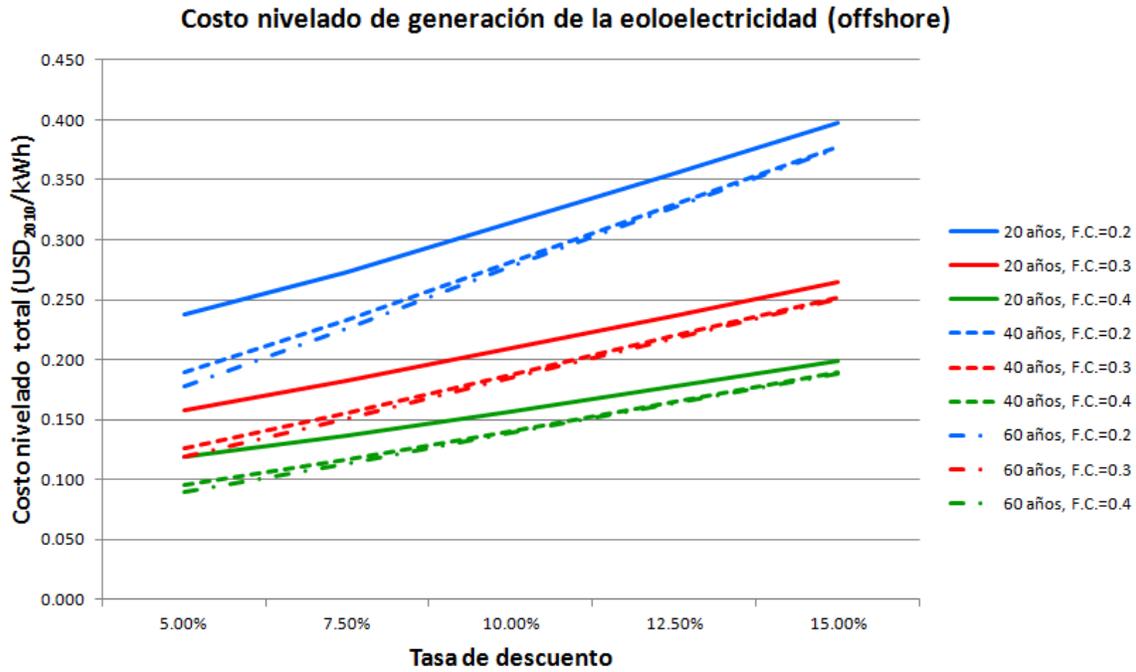


Figura 53. Costo nivelado de generación de la energía eoloelectrica (*offshore*) para distintos factores de carga y tiempo de vida útil.

7.1.2 Energía Solar

La energía solar es el recurso energético más abundante en la Tierra (Figura 116). La energía solar que recibe la superficie de la Tierra en una hora es aproximadamente igual a la energía consumida por todas las actividades humanas en un año¹⁵², pero su baja *densidad* e intermitencia dificultan su explotación en gran escala.

La energía solar tiene sin embargo algunas ventajas, una de las principales ventajas es que puede transformarse en energía eléctrica en el propio lugar de consumo, sin tener que transportarse ni depender de otras infraestructuras. Los sistemas fotovoltaicos, por ejemplo, pueden emplearse en sitios remotos interconectados, para alivio de la red, especialmente en zonas en las que el pico de demanda coincida con el pico de radiación solar. El potencial de energía solar en México es uno de los más altos del mundo, aproximadamente tres cuartas partes del territorio nacional tiene una insolación media de 5 kWh/m² al día¹⁵³.

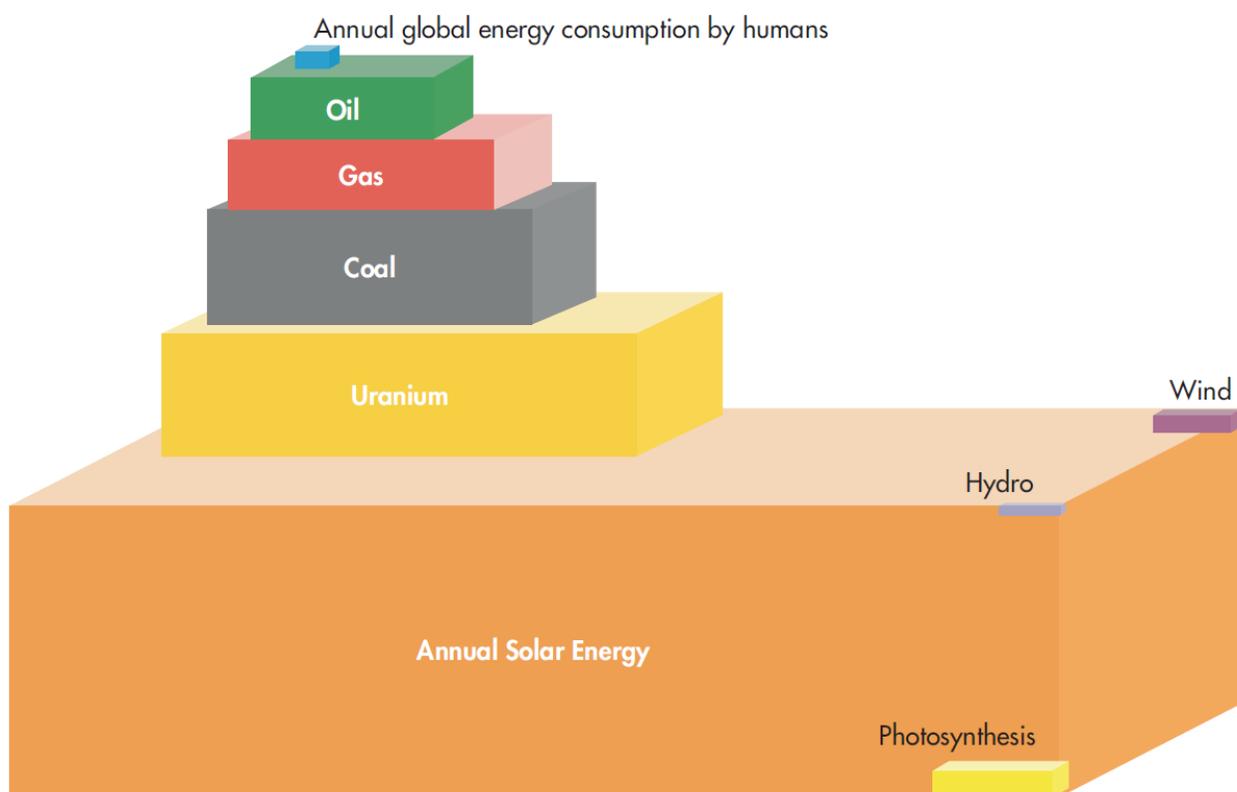


Figura 54. Recursos energéticos globales.¹⁵⁴

¹⁵² *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD)*. International Energy Agency 2008. Pág. 366

¹⁵³ *Renewables Energies for Sustainable Development in Mexico 2009*. Secretaría de Energía (Gobierno Federal, México) y *Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH*, Pág. 23.

¹⁵⁴ Craig, Cunningham & Saigo 2007. *National Petroleum Council* (EE.UU.)

La CONAE espera tener 30 MW instalados y 18 GWh/año de energía. Actualmente CFE cuenta con una planta en San Juanico, Baja California Sur conformada por 17 KW fotovoltaicos, 100 KW eólicos y motogenerador diesel de 80 KW. Además existe un proyecto de instalación de una planta híbrida de ciclo combinado con calentamiento sistemas de energía térmica solar concentrada al noroeste de México, con una capacidad renovable de 39 MW. El Instituto de Investigaciones Eléctricas ha instalado en el noroeste del país, pequeños sistemas fotovoltaicos (1.5 a 2 KW) con la finalidad de estudiar su efecto sobre la red de transmisión en la demanda del usuario.

7.1.2.1 *Sistemas de potencia solar concentrada (CSP)*

Los sistemas CSP convierten la luz solar en energía térmica para accionar una turbina para producción de electricidad, el medio ambiente funciona como el depósito frío. La eficiencia máxima de una máquina de este tipo es proporcional a la máxima temperatura que pueda extraerse de la fuente de calor. La luz solar si no es concentrada no puede proporcionar temperaturas lo suficientemente altas para que la eficiencia termodinámica permite la construcción de una máquina de este tipo.

Existen tres subtipos de sistemas que han sido implementados satisfactoriamente para concentrar la energía solar: sistemas de platos parabólicos con motores *Stirling*, sistema de calentamiento solar lineal (*linear solar-through systems*) y heliostatos que reflejan la luz solar a un torre para generación de potencia.

7.1.2.1.1 *Sistemas de platos parabólicos y motor Stirling*

Éstos usan un concentrador hecho de varios espejos que aproximan la forma de un plato parabólico, éste sigue el movimiento (*rastrea*) del sol y concentra la luz solar recibida en un receptor térmico. El receptor térmico absorbe la energía solar y la convierte en calor que se entrega al motor *Stirling*. El receptor está compuesto por un banco de tubos que contienen un fluido para transferencia de calor el cual es, por lo regular, helio o hidrógeno, que también sirve de fluido de trabajo para el motor. Una alternativa a este diseño se basa en el empleo de *tuberías de calentamiento* en las que se evapora y condensa un fluido intermedio para transferir calor al motor *Stirling*. El lado frío del motor se mantiene utilizando un radiador enfriado por agua, similar a los que se emplean en los automóviles. Como se trata de un sistema cerrado, se requiere muy poca agua para compensar las pérdidas que ocurren durante la operación del ciclo, lo cual puede ser una gran ventaja respecto a otras tecnologías CSP. Algunas de estas unidades existentes han sido diseñadas para operar en modo híbrido en el cual se quema combustible para proporcionar la energía térmica necesaria para el motor cuando la energía solar no es suficiente. Las eficiencias promedio son arriba del 20% y se han llegado a obtener máximos hasta de 30%, lo cual excede la eficiencia de cualquier otro sistema de conversión de energía solar.

En la Figura 55 puede verse un sistema Stirling de platos parabólicos construido por la *Science Applications International Corporation (SAIC)* y la *Sterling Thermal Motors (STM)*.

El “plato” está compuesto por un arreglo de 16 pares membranas que actúan como superficies reflejantes. Cada par se monta en un anillo de acero de aproximadamente 3.2 m de diámetro, la membrana superior se construye con un material reflejante laminado, el aire en el espacio entre

las dos membranas se succiona para darle una forma ligeramente cóncava y que pueda concentrar de manera apropiada la luz solar.

7.1.2.1.2

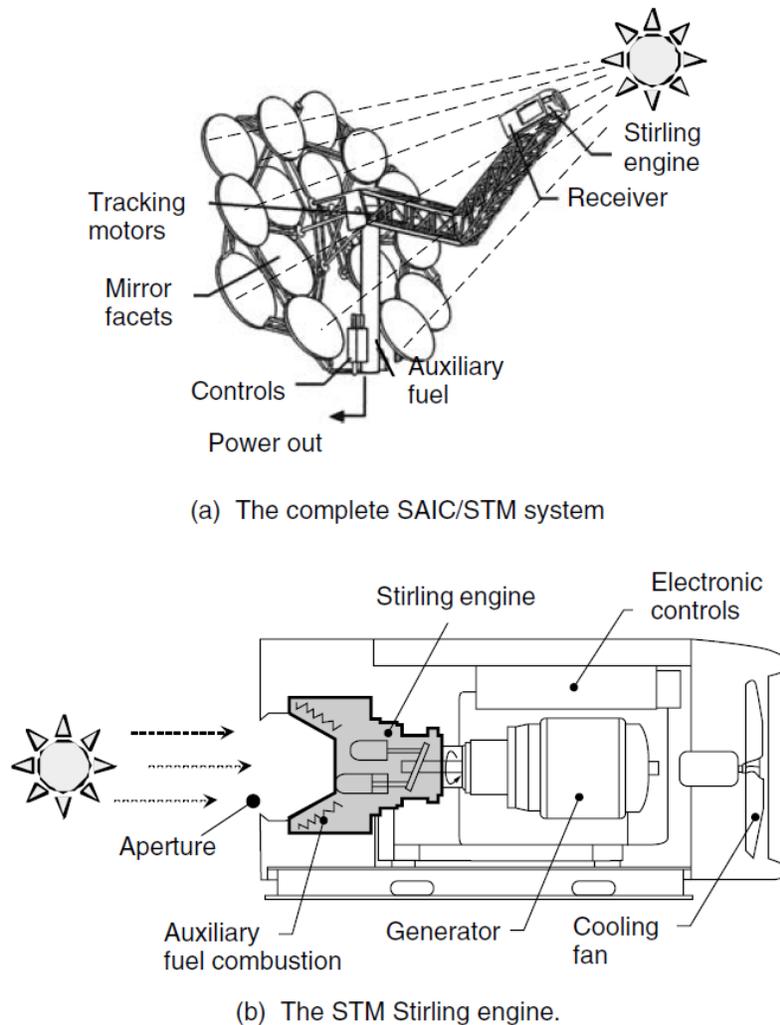


Figura 55. Sistema SAIC/STM.

La luz solar concentrada por el plato es absorbida por el receptor para proporcionar calor a una temperatura de 725 °C al motor Stirling, el cual está hecho de cuatro cilindros, cada uno con un pistón de doble acción en un arreglo cuadrangular. Las bielas de los pistones convierten el movimiento, a través de una placa inclinada, convierten su movimiento en el movimiento rotatorio necesario para el motor. La eficiencia de estos motores en la transformación de energía térmica a mecánica es superior al 36%, sin embargo las pérdidas en el reflector, receptor, transmisión, y generador resultan en una eficiencia global de alrededor del 21%.

Los sistemas parabólicos *Stirling* pueden funcionar como plantas de generación independientes que no necesitan acceso a líneas de combustible o fuentes de agua para refrigeración (salvo para lavar de vez en cuando los espejos) lo cual los hace ideales para la generación en áreas desérticas

donde la falta de agua de refrigeración es una restricción importante. A menos que se trate de sistemas híbridos, estos no producen emisiones de CO₂ durante su operación; además, su tiempo de construcción corto y su naturaleza modular lo hacen un sistema bastante flexible para implementación y expansión posterior.

7.1.2.1.3 Sistemas de canales parabólicos

Un ejemplo de este tipo de plantas es la que se encuentra localizada en el desierto de Mojave, cerca de Barstow, California, llamada: *Solar Electric Generation System (SEGS)*. Ésta consiste de nueve arreglos hechos de espejos parabólicos que reflejan y concentra la luz solar en receptores tubulares localizados en los focos de las parábolas. Los receptores o recolectores de calor (HCE) consisten de un tubo de acero inoxidable que se cubre con vidrio; en el espacio entre esta cubierta y el tubo se elimina el aire para reducir las pérdidas de calor. Se hace circular un fluido a través de los tubos de acero para transferir el calor a un generador/turbina convencional para producir electricidad. Los colectores de la planta SEGS tienen una superficie superior a los 2 millones de m², sus ejes están orientados de norte a sur y rotan de este a oeste para seguir el movimiento del sol durante el día. En la Figura 56 puede verse una ilustración de este sistema.

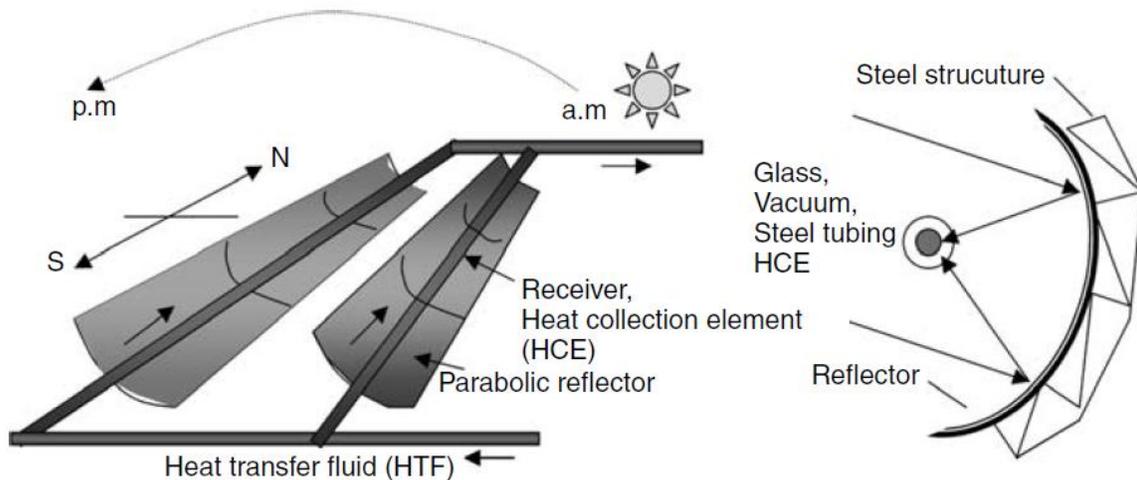


Figura 56. Colector parabólico de energía solar.

7.1.2.1.4 Sistemas de receptores solares centralizados

Otra forma de concentrar la luz solar necesaria para plantas de generación está basado en un sistema de espejos controlados por computadoras denominados: *heliostatos*, los cuales dirigen la luz solar a un receptor montado en la parte superior de una torre Figura 57.

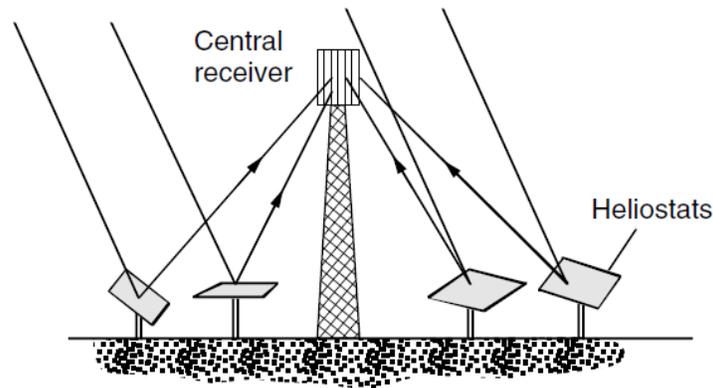


Figura 57. Sistema de receptor centralizado con heliostatos para reflejar la luz solar en dicho receptor.

7.1.2.1.5 Comparaciones entre los distintos sistemas CSP

Los tres métodos descritos para concentrar la energía solar pueden compararse teniendo en cuenta varias perspectivas. Aunque los tres comparten el mismo principio fundamental, que es la utilización de superficies reflejantes para concentrar la luz solar en un receptor y crear temperaturas suficientemente altas para que a través de un fluido de trabajo se pueda accionar un motor térmico con una eficiencia razonable, tienen ventajas y desventajas unos con respecto a otros, que aquí se analizarán.

Con respecto a la eficiencia, como todos utilizan motores térmicos, entre mayor sea la temperatura de la fuente de calor mayor será la eficiencia potencial. La clave para obtener temperaturas elevadas es la intensidad de la radiación solar que se concentra en el receptor, la cual es generalmente expresada en un parámetro adimensional llamado “suns” de concentración, donde un sun quiere decir que no se concentra la luz solar. Los sistemas Stirling manejan índices de 3000 suns, las torres de potencia de unos 1000 suns y los sistemas de colectores parabólicos de alrededor de 100 suns, por lo que su eficiencia sigue la misma jerarquía.

La eficiencia anual de luz solar recolectado en estos sistemas, transformada en energía eléctrica y entregada a la red de transmisión es, aproximadamente de: 21% para sistemas Stirling, 16% para torres de potencia y 14% para colectores parabólicos lineales. En términos del área requerida, sin embargo, los sistemas de colector centralizado o torres de potencia tienen una desventaja por el área desocupada entre las torres y los heliostatos. Los sistemas *Stirling* ocupan alrededor de 16 m²/MW, los canales parabólicos alrededor de 20 m²/MW y las torres cerca de 32 m²/MW.

Otro aspecto importante a considerar es si estos sistemas pueden proporcionar energía cuando se necesita. Los tres tipos de tecnología CSP mencionados pueden incorporar combustibles fósiles para lograr este fin. Otra forma de reducir la intermitencia del sistema es mediante almacenamiento de calor; en ese sentido los sistemas de canales parabólicos y torres centralizadas tienen una ventaja sobre los de platos parabólicos y motor Stirling. Cuando se utiliza calor almacenado en lugar de combustibles fósiles no se producen emisiones de CO₂ durante su operación.

Ya que todas las tecnologías necesitan concentrar la luz solar, deben instalarse preferentemente en zonas con cielos despejados. Si se instalan en zonas desérticas la reducción del uso de agua para refrigeración es importante. En ese sentido los sistemas Stirling de plato parabólico tienen una ventaja, además el nivel de ruido de estos sistemas les permite operar más cerca de los centros de consumo.

Durante las primeras etapas de desarrollo, a medida que las tecnologías empezaron a implementarse, los riesgos financieros asociados pueden ser un factor determinante en la velocidad con la que se expanden los mercados. Los sistemas pequeños y modulares cuestan menos, de modo que los riesgos asociados con las primeras unidades son pequeños. Los sistemas Stirling de plato parabólico generalmente se diseñan en módulos de 25 kW, pero gracias a los efectos de economías de escala, éstos pueden ser los más baratos en unidades alrededor de 100 MW. Es probable que sea más sencillo encontrar inversionistas dispuestos a colaborar en el desarrollo de sistemas modulares, que por ejemplo, la construcción de un sistema de torre centralizada. Las turbinas de viento o aerogeneradores son un ejemplo de los beneficios de sistemas de generación pequeños.

7.1.2.2 *Sistemas fotovoltaicos*

Estos sistemas convierten directamente la energía solar en electricidad. El elemento básico de construcción de estos sistemas es la celda fotovoltaica, la cual es un dispositivo semiconductor que convierte la energía solar en corriente directa.

Los sistemas fotovoltaicos están conformados por módulos. La potencia indicada de estos módulos se basa en las mediciones obtenidas bajo condiciones de prueba estándar (*Standard Testing Conditions, STC*) de 1 kW/m^2 de luz solar con una temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y una densidad de masa de 1.5 kg/m^3 para el aire; las unidades empleadas se denominan “peak Watt” o W_p . Los componentes que se integran a los módulos se llaman componentes para balance del sistema (*balance of system, BOS*) y pueden ser cualquiera de los siguientes:

- a) Baterías
- b) Invertidores
- c) Controladores
- d) Estructura

No siempre se requieren todos estos componentes, por ejemplo, si no se conectan cargas que utilicen corriente alterna (AC) no se necesitarán invertidores, para sistemas conectados a la red de transmisión eléctrica no se requieren baterías, etc.

Los módulos fotovoltaicos puede ser de dos tipos: de láminas u obleas de silicio o de película delgada. Los primeros pueden ser monocristalinos, multicristalinos o de cintas de silicio; mientras que los de película delgada pueden ser de telururo de cadmio, diselenuro de indio y cobre (CIS), silicio amorfo (a-Si), es decir, no cristalino, y silicio de película delgada.

Debido a que las primeras aplicaciones de los paneles fotovoltaicos consistía en la recarga de baterías, la mayoría de los módulos se diseñan para producir corriente directa con una diferencia de voltaje de, aproximadamente, 12 V. Un módulo de cristal de silicio típico consiste en un circuito en serie de 36 celdas, encapsuladas en vidrio y plástico para protección frente al medio ambiente

y se montan en una estructura donde se incluyen las conexiones eléctricas. Las eficiencias típicas para la mayoría de estos módulos va de 11 al 15%.

Ya que los módulos fotovoltaicos sólo proporcionan energía durante el día, y muchas aplicaciones requieren energía cuando la luz del sol no está disponible se requiere de algún método para almacenar la energía generada durante el día. Para un sistema de bombeo de agua, éste podría ser la energía potencial de agua almacenada en un tanque, para sistemas conectados a la red de transmisión, ésta puede considerarse como el mecanismo de almacenamiento, cuando el sistema no está conectado a la red la energía se almacena en baterías, la mayor parte del tiempo.

Una batería ideal es aquella en la que el voltaje permanece constante sin importar cuanta corriente se emplea. Esto significa que su curva I-V sería una línea vertical como se ve en la Figura 58

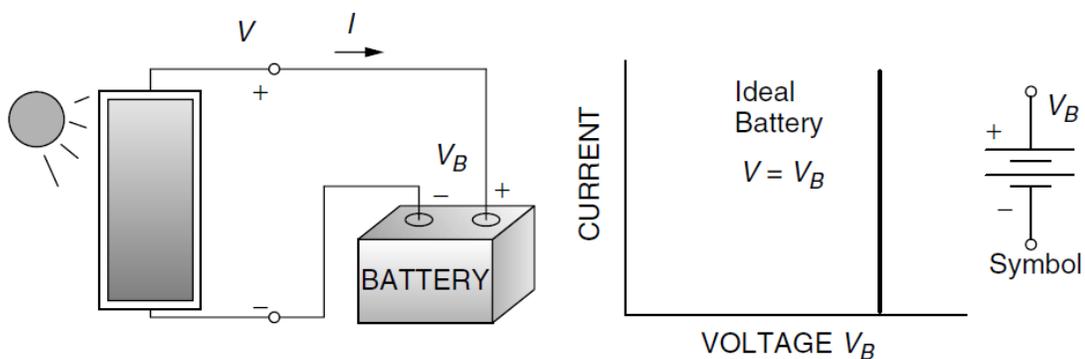


Figura 58. Una batería ideal tiene una curva característica I-V vertical¹⁵⁵

Una batería real, por otra parte, tiene una resistencia interna que a menudo se modela como un circuito en serie integrado por la batería ideal y la resistencia interna (R_i), como se ve en la Figura 59. Durante el ciclo de carga, cuando la corriente fluye a la batería, podemos escribir:

$$V = V_B + R_i I$$

¹⁵⁵ Gilbert M. Masters (Stanford University). Renewable and Efficient Electric Power Systems (2004). Pág. 513

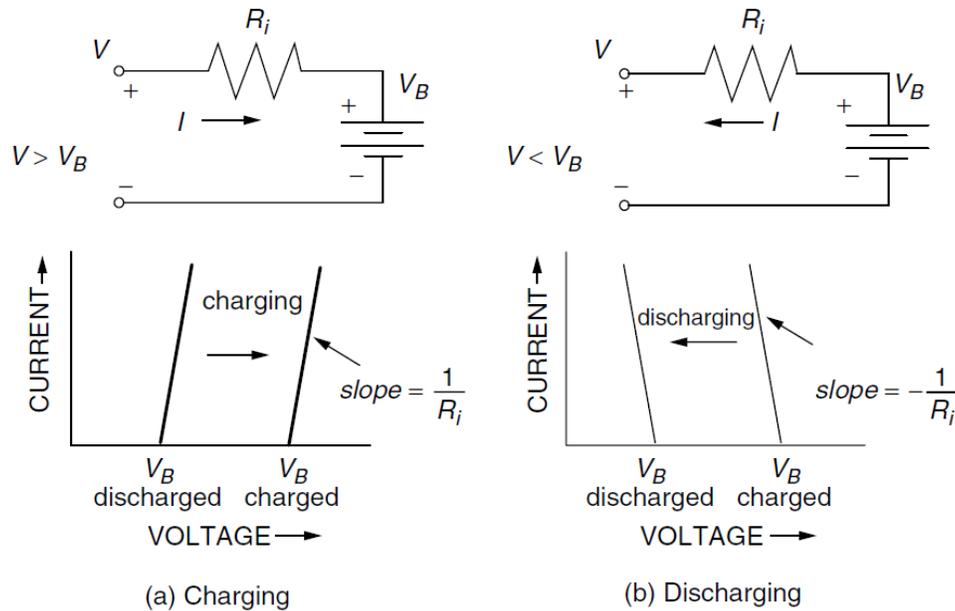


Figura 59. Una batería real puede modelarse como una batería ideal en serie con su resistencia interna, la corriente fluye en direcciones opuestas durante la carga (a) y descarga (b)¹⁵⁶.

Esta representación es complicada por varias razones, incluyendo el hecho de que el voltaje de circuito abierto (V_B) depende no sólo del estado de la carga sino también de la temperatura de la batería y cuánto tiempo ha transcurrido sin que circule una corriente a través de la batería. Para baterías convencionales de 12 V a 78 °F, las cuales pueden permanecer sin carga por unas cuantas horas, el rango de voltaje puede variar de 11.7 V a 12.7 V para un porcentaje de carga pequeño a una carga completa, respectivamente. La resistencia interna es una función de la temperatura y el estado de la carga, así como las condiciones y “edad” de la batería.

Los tipos más comunes de baterías son las de Pb-Ca y Pb-Sb. Se pueden utilizar también baterías de Ni-Cd, en particular cuando ésta está sujeta a un rango amplio de temperaturas. Debido a la variabilidad de la radiación solar, las baterías deben ser capaces de soportar muchos ciclos de carga y descarga sin sufrir daño. La capacidad de una batería de descargarse sin daño depende del tipo de ésta; las baterías de Pb-Ca sólo son adecuadas para ciclos de carga y descarga limitados (20% de descarga de la carga total), las baterías de Ni-Cd y algunas de Pb-Sb pueden emplearse para ciclos de carga y descarga donde la descarga excede el 80% de la carga total.

Dependiendo de las condiciones del sitio, y de la presencia de un generador de respaldo, los bancos de baterías se dimensionan para un periodo de autonomía que va de unos pocos días a un par de semanas.

¹⁵⁶ Gilbert M. Masters (Stanford University). Renewable and Efficient Electric Power Systems (2004). Pág. 513

Para controlar y modificar la energía eléctrica producida por el arreglo fotovoltaico se necesitan varios tipos de dispositivos, entre los que se incluyen: controladores de baterías para regular los ciclos de carga y descarga, *maximum power point trackers* (MPPT) para optimizar el voltaje y corriente de operación para maximizar la potencia de salida, inversores para convertir la corriente directa del arreglo en corriente alterna, rectificadores o cargadores de baterías en caso de que se utilice un generador junto con el sistema fotovoltaico, bombas, si se utiliza el arreglo para aplicaciones de bombeo de agua.

Cuando el sistema está conectado a la red puede ser a través de una planta de generación o en sistemas distribuidos conectados a edificios comerciales o residenciales. El tamaño típico para aplicaciones residenciales es de 2 a 4 kW_p, para edificios comerciales los sistemas pueden ser hasta de 100 kW_p o incluso mayores.

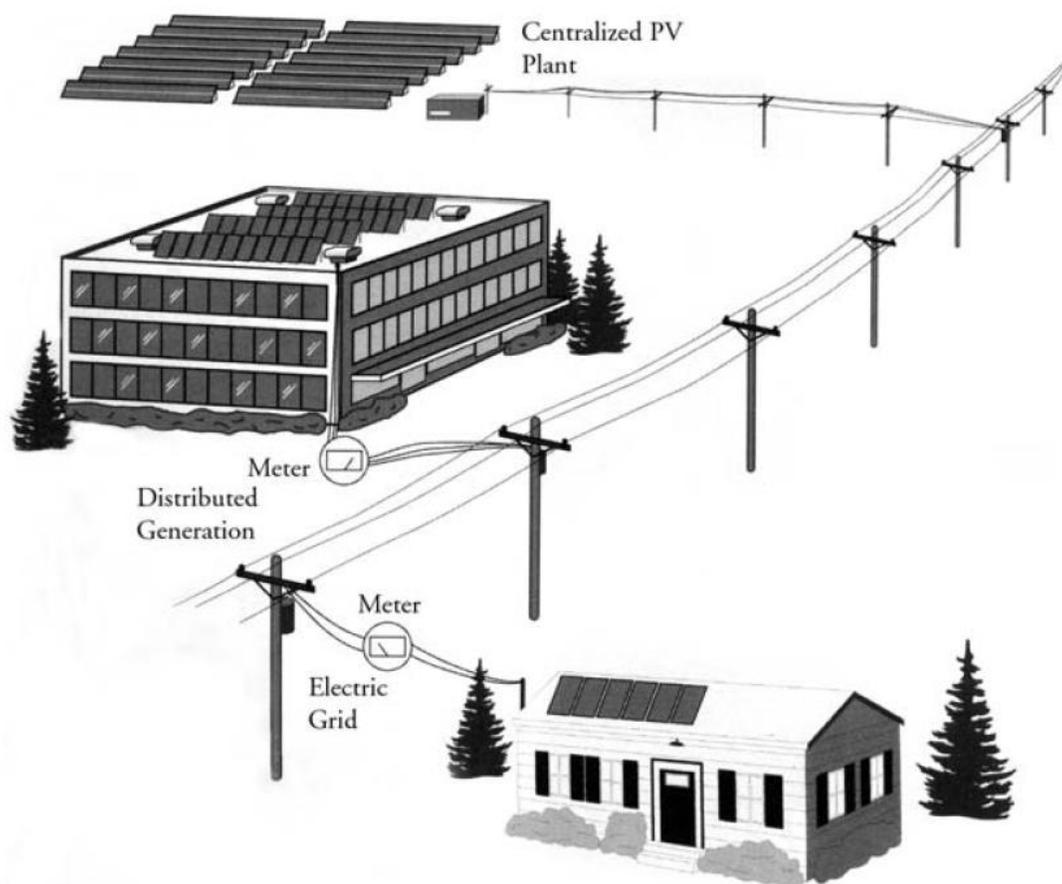


Figura 60. Esquema de sistema fotovoltaico conectado a la red¹⁵⁷.

¹⁵⁷ RETScreen International. *Clean Energy Project Analysis. RETScreen Engineering & Cases Textbook*. Third Edition. Pág. PV.11 ¿AÑO?

Desde luego, los beneficios de una instalación fotovoltaica conectada a la red se basan en su potencial para reducir los costos de producción, capacidad de generación y beneficios ambientales. En el caso de la generación distribuida, los generadores eléctricos fotovoltaicos se localizan, como ya se ha mencionado antes, cerca del lugar en el que se consumen, lo cual reduce las pérdidas por transmisión y la capacidad adicional que la compañía que vende la energía, en nuestro caso CFE, tendría que agregar al sistema para satisfacer esa demanda; además, los fabricantes de módulos fotovoltaicos ya desarrollan módulos que pueden incorporarse en la construcción de edificios como componentes estándar, lo cual reduce el costo de los sistemas fotovoltaicos integrados de esta forma.

Dicho todo esto, a diferencia de la energía eólica, y especialmente en el caso en el que se emplea una estación generadora centralizada, la energía solar fotovoltaica es económica sólo en algunas circunstancias, sin embargo los costos de la misma han bajado significativamente en los últimos años y esta tendencia se mantiene. A pesar de esto, los costos siguen siendo altos, especialmente cuando se trata de celdas solares de silicio tradicionales en instalaciones pequeñas.

Entre los factores que contribuyen a esto podemos enumerar:

- El alto costo del silicio cristalino ocasionado por el incremento rápido de su demanda.
- El alto costo de las técnicas tradicionales de fabricación de silicio cristalino.
- El lento desarrollo de celdas solares de película delgada, la cuales no utilizan silicio cristalino, en manufactura de gran escala.

Existen varios factores que impulsan la tendencia a la baja de los costos de la energía solar fotovoltaica:

En junio del 2006, *Nanosolar*, una compañía financiada con capital de riesgo, consiguió 100 millones de USD para financiar la construcción de una fábrica de celdas fotoeléctricas de película delgada (*thin film solar PV*) en una producción anual equivalente a 430 MW. La escala de ésta es suficientemente grande para que la compañía pueda fijar metas para competir con costos de generación de electricidad pico. En una entrevista en julio de 2007, el director (*CEO*) de la compañía mencionó que el volumen de manufactura en 2008 sería clave para el éxito en la industria y que *Nanosolar* contaría con paneles solares certificados disponibles en la vecindad de 100 MW con un costo cercano 60 cUSD/W o menos, de modo que podrían obtener ganancias si se vendiera a un precio de 1 USD/W.

First Solar, una de las compañías productoras de paneles solares fotovoltaicos utilizando la tecnología de película delgada, anunció que había conseguido un costo de manufactura de 1.25 USD/W_p en un documento dirigido a la Comisión de Valores el 13 de febrero de 2007 (Securities and Exchange Commission) en EE.UU.

Un consorcio sudafricano y alemán empezó a construir una fábrica de paneles de película delgada en Alemania en 2006 y anticipó costos de 1 euro/W_p, que es un costo alrededor de tres o cuatro veces menor a los costos típicos presentes.

Una nueva tecnología de manufactura (*string-ribbon technology*) para celdas de silicón policristalino permite reducir la cantidad de silicio por celda en casi la mitad (de 10 g/W a 6 g/W). Se espera que esto pueda reducirse aún más.

La primera fábrica que utiliza esta tecnología, con capacidad de producción de hasta 15 MW de paneles solares fotovoltaicos, se encuentra en Marlboro, Massachusetts; y una con el doble de capacidad opera en Thalheim, Alemania.

El Departamento de Energía de los EE.UU. anticipa que la capacidad de producción de paneles solares fotovoltaicos en los EE.UU. se incrementará casi 12 veces en cinco años, de 240 MW por año en el 2005 a 2,850 MW por año. Estas estimaciones “colocan a la industria en los Estados Unidos en posición para reducir los costos de la electricidad producida por paneles fotovoltaicos de 0.18-0.23 USD/KWh a 0.05-0.10 USD/KWh¹⁵⁸

Para tener una perspectiva de estos costos, el costo actual para proyectos con paneles de energía solar fotovoltaica de rango intermedio a gran escala es de unos 0.20 USD/KWh; el cual puede, dependiendo del precio del combustible, encontrarse en el mismo rango de precio de la electricidad generada mediante una turbina de gas de un etapa, el cual es un método típico de generación de potencia para horas pico.

Al menos algunas de las tecnologías para fabricación de paneles fotovoltaicos están cercanas a un costo de 2 USD/W para escalas intermedias y grandes. A este precio, el costo de la electricidad solar sería de 0.12 USD/KWh. Los avances tecnológicos para fabricar paneles fotovoltaicos se han podido lograr tanto con celdas de película delgada de materiales diferentes al silicio, como con celdas de silicio o lentes concentradores *Fresnel*. Los problemas que restan son incrementar la capacidad de producción y desarrollar una infraestructura más amplia para la manufactura de los componentes asociados (p. ej.: inversores) a grandes escalas.

Un análisis de este efecto con tecnología de película delgada para paneles solares fotovoltaicos comisionado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory*) en los EE.UU. indicó que las economías de escala podrían reducir el costo total, incluyendo la instalación a 1.00 USD/KWh para una instalación de 6,000 W instalada en un techo, incluyendo ganancias para el fabricante y el vendedor. La mayor parte de las reducciones de costo estimadas se dedujeron por analogía con la industria de pantallas planas para desplegado (televisores, monitores de computadoras, etc.). Un componente clave fue la fabricación en masa de máquinas para fabricación de celdas solares. Probablemente el costo de 1.00 USD/KWh sea demasiado optimista, pero podemos asumir una estimación conservadora de 1.50 USD/KWh.

En los siguientes años podremos ver cuál tecnología se emplea para la fabricación en gran escala de las máquinas para manufacturar en masa los paneles. En esta etapa se espera que los costos para instalaciones grandes estén en el rango de 1-1.25 USD/W_p, lo cual implicaría un costo nivelado de 0.06-0.075 USD/KWh. En resumen, podemos decir que la industria de paneles solares fotovoltaicos se encuentra más o menos en la misma etapa que la industria de energía eólica a

¹⁵⁸ Makhijani, Arjun. *Carbon-Free and Nuclear-Free: A Roadmap for U.S. Energy Policy*. Agosto 2007. Pág. 63

principios de los noventas, cuando empezó a cambiar de una industria basada en manufactura 'artesanal', es decir, sin producción en serie o estandarizada a una industria relativamente madura de pocas pero grandes instalaciones. Al costo de la energía solar debe añadirse un costo por almacenamiento y distribución (V. Consideraciones adicionales de flexibilidad de los sistemas de generación de electricidad y los costos extra de transmisión en el escenario de una participación cada vez mayor de energías renovables).

Es importante señalar la necesidad de implementar una política de precios variable de acuerdo a la época del año (*time-of-use pricing*) como una herramienta para una transición a un sistema eléctrico con un mayor porcentaje de energías renovables para la generación de electricidad.

A pesar de que una de las grandes ventajas de la energía solar es que puede generarse directamente en el sitio de consumo, también puede utilizarse en instalaciones más centralizadas. Con un 15% de eficiencia, una planta de 1000 MW en una zona favorable ocuparía 20 km² si se emplean arreglos con paneles planos y sin sistema de rastreo solar. Los sistemas de rastreo necesitan una mayor área ya que se requiere un mayor espacio para evitar que los paneles proyecten sombra unos sobre otros a medida que rotan. Sin embargo, los sistemas de rastreo generan más electricidad por unidad instalada, por lo que deben balancearse estos factores (área ocupada y capacidad instalada).

La energía solar presenta problemas de intermitencia, pero en zonas con clima desértico y semidesértico, esto no tiene mucha importancia. La energía solar es mucho más predecible que la eólica, además no presenta las microfluctuaciones que pueden crear problemas en escalas de tiempo de segundos o minutos en lo que a regulación gubernamental se refiere. Finalmente, al estar disponible durante el día, la energía solar cubre muchas de las horas de demanda pico, especialmente en el verano.

Sin embargo, hay ciertos periodos en el año en los que no hay radiación solar incidente suficiente para generar electricidad. De aquí el problema del almacenamiento por la noche de la electricidad generada durante el día y las variaciones estacionales a lo largo del año; las cuales se incrementan para los sitios con una latitud mayor a 30° (por ejemplo, la mayor parte del territorio de EE.UU. se encuentra arriba de este límite). Parte del problema de estas variaciones puede resolverse mediante el almacenamiento de energía térmica, así como combustible suplementario para su utilización con plantas de energía solar. Las estaciones centrales de energía solar utilizan concentradores para 'recolectar' energía térmica en largos canales parabólicos o en un área pequeña. Existen nueve plantas de este tipo operando en California, con capacidades en un rango de 14 MW a 80 MW, con un total de 354 MW. Los costos de capital debidos al almacenamiento de calor se estima que pueden variar entre 30 USD/KWh y 130 USD/KWh. Ya que la energía térmica debe convertirse en electricidad con una eficiencia alrededor de 30-35% los costos asociados por este tipo de almacenamiento se incrementan bastante; se debe añadir además los costos de operación y mantenimiento del equipo que se utilice para el almacenamiento de esta energía térmica.

Todas las fuentes de energías tienen costos ambientales, los costos de la energía solar son bastante bajos, en comparación con los combustibles fósiles, pero no tan bajos como la energía eólica, hidráulica, geotérmica o incluso la nuclear. La principal razón de esto son los problemas de emisiones asociados a la producción de las celdas fotovoltaicas; en particular, las celdas de silicio cristalino son las causantes del mayor volumen de emisiones de CO₂ y metales pesados. Otro importante es la minería de los metales necesarios para la construcción de paneles fotovoltaicos, como el Cadmio.

7.1.2.3 Costos

Los parámetros más importantes en cualquier análisis económico de un sistema fotovoltaico son el costo inicial del sistema y la cantidad de energía que entrega cada año. Un análisis detallado debe incluir estimaciones de los costos de operación y mantenimiento, el costo futuro de electricidad proveniente de las fuentes convencionales (para efectos de comparación), términos en los que se pacta el préstamo para la compra del equipo, el posible descuento si se compra de inmediato, la vida útil del sistema, el valor residual cuando se retira el sistema, etc.

Al igual que con cualquier sistema otro sistema de generación, los precios suelen indicarse mediante costo por KW o KWh (aunque para el comprador el precio en dólares, euros, pesos, etc. sea lo más importante), o cualquier otra unidad de potencia o energía, respectivamente.

Cuando los precios se indican en USD/W, por ejemplo, existen un par de ambigüedades, la primera es que no siempre se indica si los watts son calculados asumiendo la corriente directa (DC) que entrega el sistema o la potencia del mismo cuando se utiliza un convertidor a corriente alterna (AC), la otra consiste en determinar si se utiliza o no un mecanismo de rastreo, ya que éste permite extraer una mayor cantidad de energía por unidad de tiempo, el costo de este sistema ocasiona que suba el precio por W, ya sea W_{dc} ó W_{ac} , pero suele ser menor si se mide por KWh/unidad de tiempo.

En las siguientes figuras se muestran los resultados de los cálculos del costo nivelado de generación de la energía solar fotovoltaica y solar tipo CSP para distintos periodos de vida útil y factores de capacidad.

Al igual que en el caso de la generación mediante energía eólica, para una mayor discusión de estos resultados V. **Error! Reference source not found.**

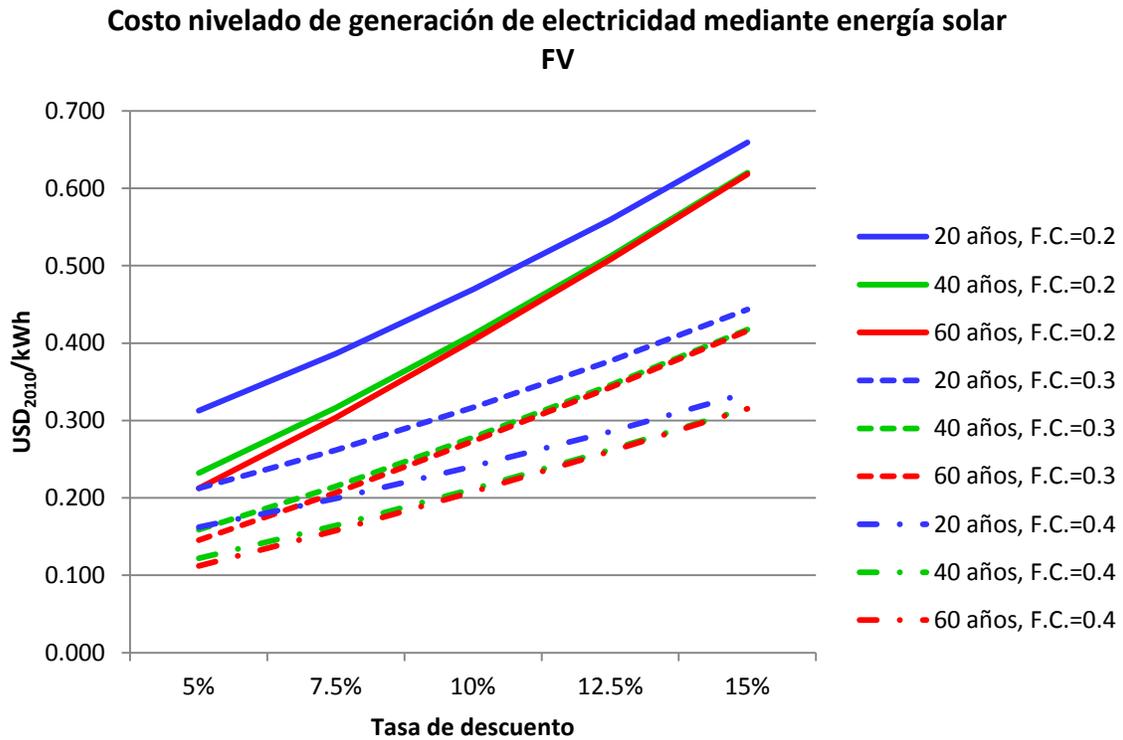


Figura 61. Costo nivelado de generación mediante energía solar FV

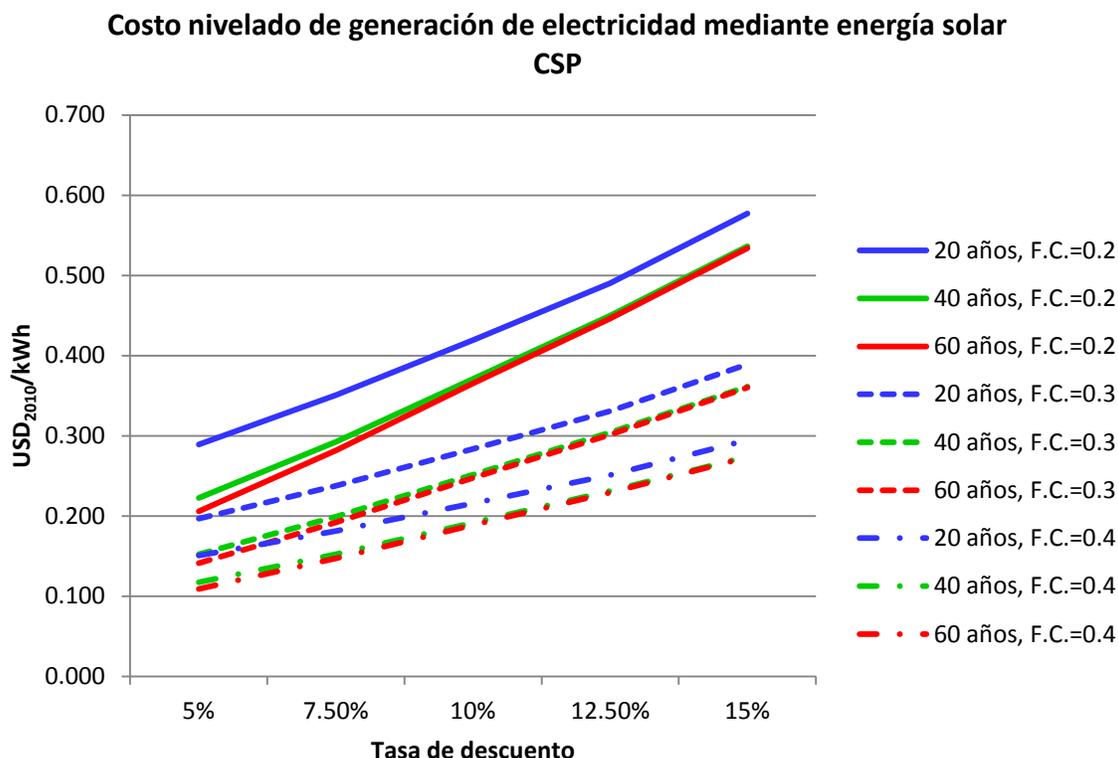


Figura 62. Costo nivelado de generación mediante energía solar CSP

Lo primero que podemos observar es el elevado costo de generación, sólo en una ventana de tasas de descuento en un rango de 5 a 7.5% y un factor de capacidad entre 30 y 40% sería competitiva con la electricidad generada a partir de carbón y gas natural, asumiendo un costo de 200 USD₂₀₁₀/t CO₂, e incluso este costo sería aún del doble del costo de la nucleoelectricidad. Un factor de 0.4 es difícil de conseguir, aún para las partes del país con un promedio mayor de irradiación solar diaria. Con respecto a la energía nuclear un cargo por emisiones no implica mucha diferencia, ya que las emisiones de ambos métodos de generación son del mismo orden. Con respecto al carbón y gas natural se necesitaría un rango de precio para la tonelada de CO₂ de 100-200 USD₂₀₁₀/tCO₂, como lo establece la IEA en su escenario *Blue Map*.¹⁵⁹

Al igual que otros tipos de generación, una variación de la vida útil de 40 a 60 años no tiene mucha influencia en el costo nivelado de generación, pero de 20 a 40 años si vemos un cambio significativo. Generalmente el periodo de vida útil de los módulos FV, por ejemplo, es de alrededor de 20 años por lo que si se pudiese incrementar la vida útil de los componentes y el sistema, esto repercutiría positivamente en el costo total, siempre y cuando los costos de capital no se incrementen demasiado.

¹⁵⁹ *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD). International Energy Agency 2008.*

7.1.3 Biomasa

Los biocombustibles pueden constituir una porción significativa en la generación de electricidad, sin embargo problemas económicos, de escasez de alimentos y emisiones indirectas de CO₂ deben resolverse antes.

Los sistemas de generación basados en biomasa utilizan la energía solar que ha sido capturada y almacenada por las plantas durante la fotosíntesis. Mientras que la eficiencia de la conversión global de energía solar en energía química almacenada en las plantas es baja, en éstas “se han resuelto” dos problemas clave asociados con las tecnologías solares, esto es, cómo recolectar la energía cuando está disponible y cómo almacenarla para emplearla cuando el sol no brilla. El carbono que liberan las plantas cuando utilizan la energía solar almacenada es el mismo que extraen durante la fotosíntesis, por lo que obtienen energía sin emisiones netas de carbono.

Para biomasa proveniente de cultivos de alimentos, la eficiencia de captura de energía solar es alrededor de una fracción de 1 por ciento. Por ejemplo, en EE.UU., 8000 kg de maíz distribuidos en una hectárea capturan aproximadamente 0.25% de la energía solar incidente; si se convierte a etanol, la energía recuperada es más o menos la mitad. La baja captura de energía solar es sólo parte del problema, ya que se necesita una considerable cantidad de energía para convertir maíz en etanol, esto aunado al intenso uso de fertilizantes hace que el balance energético sea cercano a cero.

La industria agrícola ha empezado a producir cultivos específicamente para la elaboración de alcohol para vehículos motorizados, sin embargo esto ha creado problemas con el suministro de alimentos ya que la producción en gran escala de biocombustibles requiere de un recurso base considerablemente mayor que los residuos de cultivos. Esta restricción se hace más evidente cuando consideramos la conservación de la tierra cultivable y el suelo, ya que éste juega un importante rol como depósito de CO₂.

Por otra parte, el uso de biomasa para la producción de electricidad utiliza principalmente desperdicios y residuos agrícolas que es necesario eliminar de todas formas. En los Estados Unidos aproximadamente dos tercios de las plantas de biomasa se usan para generar tanto electricidad como calor. La mayoría de las plantas opera con un ciclo *Rankine* convencional. Debido a que el transporte de la biomasa a las plantas a través de grandes distancias puede ser muy caro, las plantas de biomasa tienden a ser pequeñas y localizarse cerca de la fuente de combustible, por lo que no pueden aprovechar los efectos de economías de escala asociados con plantas más grandes. Para compensar esta desventaja se emplean materiales de menor calidad en su construcción (aceros y otros materiales) por lo que sus eficiencias son también menores, además, la biomasa como combustible generalmente tiene alto contenido de agua lo que significa que parte de la energía se desperdicia en la producción de vapor. El resultado global es que las eficiencias de estas plantas son inferiores al 20%, pero el bajo costo del combustible puede compensar esto.

Una alternativa a la construcción de plantas de biomasa pequeñas e ineficientes es el empleo de biomasa junto con carbón en plantas carboeléctricas tipo BIGCC en un proceso llamado combustión conjunta (*co-firing*).

También puede integrarse el consumo de biomasa en plantas de ciclo combinado (*coal-integrated gasifier/gas turbine CIG/GT systems*). El principal problema en este tipo de plantas es que, como las turbinas de gas no pueden utilizar la biomasa directamente ya que esto dañaría los álabes, por lo que ésta debe ser gasificada primero y después limpiada antes de su combustión. Los combustibles de biomasa generalmente tienen poco azufre y otros contaminantes comunes en combustibles fósiles, sin embargo tienen un alto contenido de nitrógeno y debe añadirse equipo a estas plantas para control de NO_x .

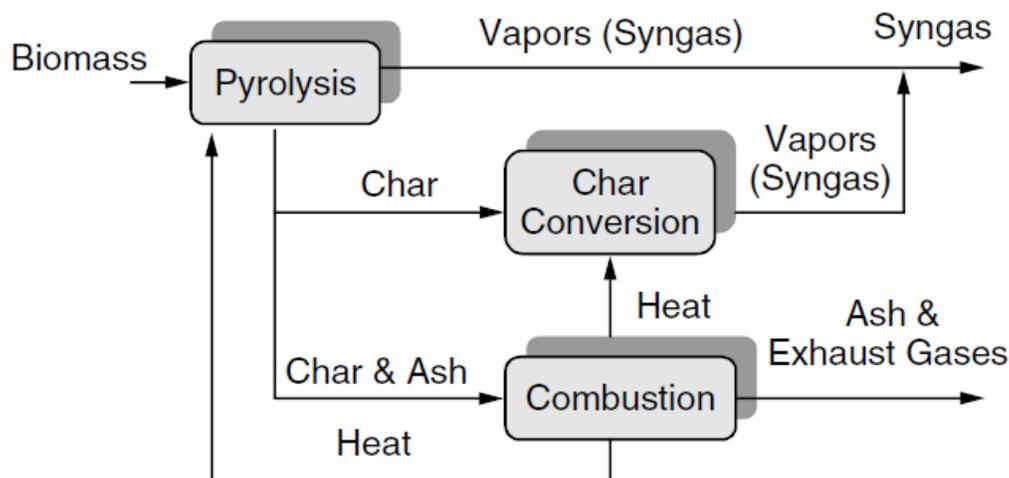


Figura 63. Proceso de gasificación de biomasa.

En la Figura 63 se ilustra un proceso de dos etapas para la gasificación de biomasa. En el primer paso la biomasa en bruto se calienta en un proceso llamado pirólisis en el que los componentes volátiles se vaporizan. A medida que se calienta el combustible, primero se elimina la humedad, y luego, a una temperatura de unos 400 °C la biomasa empieza a descomponerse produciendo un gas llamado *syngas*, el cual consiste principalmente de hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO), metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2) y nitrógeno (N_2) y algunos desperdicios (*tar*). Los productos sólidos secundarios de la pirólisis son carbón fijo y cenizas. En la segunda etapa, el carbón se calienta a unos 700 °C y reacciona con el oxígeno, vapor e hidrógeno para producir gas sintético (*syngas*) adicional. El calor necesario para ambos pasos es proporcionado por la combustión de una parte del carbón.

Los porcentajes relativos de cada gas varían considerablemente, dependiendo de la tecnología utilizada en el gasificador, así como la capacidad calorífica de la mezcla. Los valores de poder calorífico superior van de 5.4 a 17.4 MJ/m^3 . Por ejemplo, el gas natural tiene un poder calorífico en un rango de 36 a 42 MJ/m^3 .

Las reacciones de pirólisis pueden utilizarse también para convertir la biomasa a fase líquida, como se muestra en el diagrama de la Figura 64. Diferentes temperaturas y velocidades de reacción

producen vapores ricos en contenido energético que pueden condensarse para producir biocombustible líquido con un poder calorífico alrededor del 60% del combustible *diesel*.

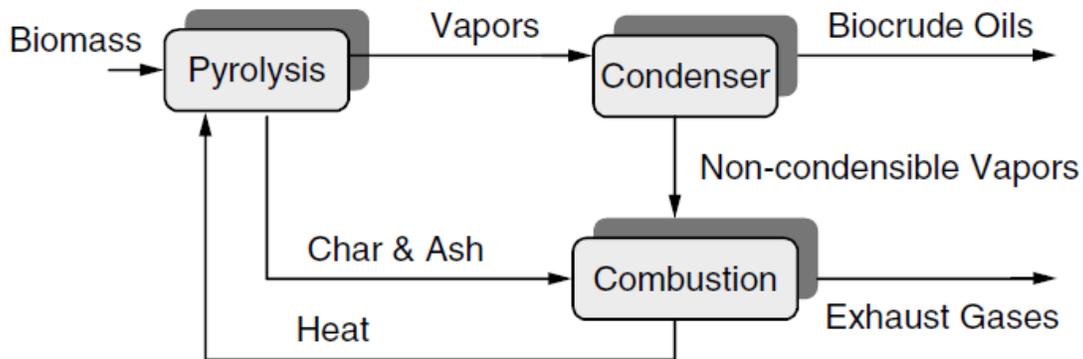
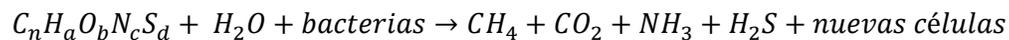


Figura 64. Proceso de pirólisis de biomasa empleado para creación de biocombustible líquido.

Otra tecnología empleada para conversión de biomasa en energía se basa en la descomposición anaeróbica de material orgánico por parte de microorganismos para producir un biogás compuesto principalmente por CH_4 y CO_2 . Las reacciones químicas que se llevan a cabo son extremadamente complejas, pero en términos simplificados pueden resumirse como sigue:



Donde $C_nH_aO_bN_cS_d$ representa la materia orgánica, y la ecuación, obviamente, no ha sido balanceada. La tecnología es conceptualmente simple, consiste primordialmente de un tanque cerrado denominado digestor en el cual las reacciones químicas tiene lugar en ausencia de oxígeno. El producto deseado es metano, CH_4 y la cantidad relativa de metano en el digestor es típicamente de 55% a 75%.

Los digestores anaeróbicos son bastante comunes en plantas municipales de tratamiento de agua, en las cuales el propósito principal es la transformación los componentes tóxicos en el agua de drenaje en componentes estables e inofensivos. Los digestores anaeróbicos pueden ser utilizados con varios tipos de biomasa incluyendo desperdicios alimentos, de la industria agrícola, desperdicios municipales sólidos, bagazo y plantas acuáticas como *kelp* y jacintos de agua. Cuando el biogás se procesa para remover su contenido de azufre, el gas resultante puede ser empleado en motores reciprocantes para producción de electricidad y/o calor.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas estima que la producción de residuos sólidos municipales en el país es de 90 mil toneladas diarias que equivaldría a una capacidad de 150 MW. En el 2003 se puso en marcha un proyecto de generación de electricidad a partir del biogás generado por la fermentación anaerobia de los residuos sólidos orgánicos municipales en Salinas Victoria, Nuevo León.

Los costos de inversión en proyectos para generar electricidad a partir de biomasa están en el rango de 630 a 1,1170 USD/kW instalado y la energía producida tiene un costo que oscila entre .04 Y .06 USD/kWh generado. La biomasa puede desempeñar un papel modesto en el objetivo de la reducción de emisiones de GEI. ; aunque no hay que descartar su uso ya que para este objetivo es necesario la contribución de muchas fuentes; también es cierto que nuestros esfuerzos deben estar concentrados mayormente en las tecnologías que tengan la posibilidad de una contribución mayor.

7.1.4 Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una tecnología de generación de potencia extremadamente flexible. Presas o grandes depósitos de agua proporcionan un almacén de energía, y el tiempo de respuesta rápido de las plantas que utilizan esta tecnología permiten que sea usada para optimizar la producción de electricidad a través de las redes de potencia, para cubrir fluctuaciones súbitas de la demanda o compensar la pérdida de potencia de otras fuentes.

Actualmente se prefieren los proyectos pequeños a los grandes proyectos hidroeléctricos ya que estos últimos afectan más la disponibilidad de agua corriente abajo, inundan ecosistemas valiosos y pueden requerir la reubicación de poblaciones enteras así como líneas de transmisión de corriente directa grandes.

La energía hidroeléctrica generalmente depende de la lluvia en los alrededores corriente arriba. Es posible que sea necesaria una capacidad de reserva para cubrir periodos de poca lluvia. Esto incrementa los costos.

El diseño de las plantas hidroeléctricas en pequeña escala (microhidro) es del tipo *run-of-the-river*, que quiere decir que no forman una presa. Esta es una opción amigable en términos ecológicos ya que no interfiere mucho con el flujo de los ríos. Los proyectos hidroeléctricos pequeños se utilizan a menudo en aplicaciones donde no es posible conectarse a la red de transmisión eléctrica para reemplazar generadores diesel y otras plantas generadoras pequeñas o para proporcionar electricidad a poblaciones rurales.

Las estimaciones de la IEA señalan un potencial hidroeléctrico técnicamente posible de 14,000 TWh por año en el mundo. De los cuales 6,000 TWh se estima tienen un potencial realista¹⁶⁰ (p. ej. un reactor nuclear tipo ABWR genera unos 10 TWh). Alrededor de 808 GW de capacidad se encuentra en operación o en construcción a nivel mundial. La mayoría de los lugares potenciales para desarrollo se encuentran en África, Asia y América Latina. A nivel mundial, el potencial hidroeléctrico de pequeña escala se estima de 150 GW a 200 GW. Sólo 5% de este potencial ha sido explotado.

Los países de la OCDE producen la mitad de la hidroelectricidad en el mundo, pero el porcentaje de producción de países que no pertenecen a esta organización aumentará ya que la mayoría del potencial disponible en los países de aquélla ya ha sido desarrollado, mientras que hay una capacidad aún por desarrollar en países en vías de desarrollo. China añadirá cerca de 18.2 GW de capacidad con la construcción de la presa *Three Gorges*.

La generación de hidroelectricidad no produce emisiones de CO₂ más que las emitidas durante la construcción de la presa. Algunos depósitos de agua emiten metano producto de material orgánico en descomposición, pero esto puede evitarse con un diseño apropiado del depósito.

La hidroelectricidad puede generarse también mediante el flujo de agua bombeada entre depósitos a distintas alturas. La energía eléctrica se transforma en energía potencial al bombear

¹⁶⁰ Taylor, R. (2007), *Hydropower Potentials*, International Hydropower Association.

agua del depósito inferior al depósito superior y puede recuperarse con una eficiencia muy alta (~90%). Este método de generación puede combinarse con varios métodos que utilicen energías renovables y reduce los costos de sistemas de suministro eléctrico basados en la energía nuclear con capacidad de seguimiento de carga limitado.

La capacidad por almacenamiento de agua bombeada a nivel mundial es de alrededor de 100 GW, aproximadamente el 2% de la capacidad de generación total. Actualmente se espera que se añadan aproximadamente 9 GW de capacidad nueva en los Alpes europeos¹⁶¹. A nivel global, se estima que hay potencial para añadir 1000 GW de generación mediante este método¹⁶².

Para minimizar los efectos ambientales no deseados, se puede empezar con una selección adecuada del sitio a explotar y un diseño y operación adecuados para mitigar estos efectos; sin embargo, si se reubica de manera forzada una cantidad grande de población esto puede acarrear dificultades ya que en algunos países el nivel de vida de estas poblaciones ha descendido, sin mencionar los daños al medio ambiente, que aunque son menores que los asociados a otras tecnologías, existen y deben tomarse en cuenta.

La protección de bancos de peces es a menudo un problema. El flujo de agua debe mantenerse en los ríos para asegurar la vida y reproducción de peces nativos y el libre tránsito de especies migratorias de peces. A la fecha, no hay un método aceptado para establecer un flujo mínimo que satisfaga tanto a reguladores como a desarrolladores.

En los últimos años se ha puesto más énfasis en la integración ambiental de plantas hidroeléctricas pequeñas (sin presa) en ríos. La tecnología es generalmente madura tanto técnica como comercialmente, aunque pueden hacerse algunas mejoras para hacerla más adecuada en países que no pertenezcan a la OCDE o en vías de desarrollo. También ha surgido recientemente el problema del cambio en el medio ambiente debido a la producción de hidroelectricidad, como pueden ser las alteraciones en la distribución y cantidad del agua de lluvia disponible, este problema puede afectar la viabilidad económica de las plantas y merece atención.

Una forma de explotación menos nociva es el uso de capacidad hidroeléctrica en pequeña escala (minihidráulica, *small hydro*); en México aún no ha sido calculado en su totalidad este recurso, la CONAE identifica más de 100 sitios para su aprovechamiento. En los estados de Veracruz y Puebla se estima que el potencial puede alcanzar hasta 3,570 GWh/año, equivalente a una capacidad media de 400 MW¹⁶³ y se estima que en los canales de riego agrícola existe un potencial aprovechable superior a 300 MW.

7.1.4.1 Investigación y desarrollo

Así como otras tecnologías de generación, las tecnologías hidroeléctricas necesitan mejorar las eficiencias, reducir costos e incrementar la confiabilidad. Para la hidroelectricidad a gran escala,

¹⁶¹ Schwab, 2007.

¹⁶² Taylor, 2007.

¹⁶³ Energías Renovables para el desarrollo sustentable en México. Secretaría de Energía (2003). Págs. 11 y 12.

hay algunos retos específicos para integrarla con otras fuentes renovables, desarrollo de sistemas híbridos e iniciativas tecnológicas para minimizar los impactos ambientales. Aunque la tecnología hidroeléctrica en pequeña escala (*small-hydro*) es madura y está bien establecida en el mercado, es necesaria una mayor investigación para mejorar el diseño de los equipos, investigar el uso de distintos materiales, mejorar los sistemas de control y optimizar la generación como parte de un sistema integrado de gestión de los recursos hidráulicos. Una prioridad es desarrollar tecnologías más baratas para aplicaciones de pequeña capacidad y carga baja que permitan la explotación de ríos y depósitos de agua pequeños.

7.1.4.2 Costos

Si tomamos en cuenta únicamente la capacidad de generación existente, la hidroelectricidad es una de las formas más baratas para generar electricidad. La mayoría de las plantas fueron construidas hace muchos años y sus costos iniciales han sido completamente amortizados. Para plantas grandes nuevas en países de la OCDE se estiman costos de capital de 2400 USD/kW y costos de generación alrededor de 0.02 USD/kWh a 0.06 USD/kWh [referencia], aunque estas estimaciones pueden no ser muy precisas debido a la diversidad de proyectos y variedad de diseños, en la Tabla 39 puede verse una compilación de costos de distintas centrales hidroeléctricas en México.

De esta tabla puede verse que, en el caso de estas centrales, el costo unitario de generación promedio es alto; sobre todo debido a las centrales de Agua Prieta, Zimapán y Agua Milpa. El resto de las centrales tienen un costo de bajo (La Amistad) a moderadamente alto (Comedero). El costo de inversión, que es el mayor componente del costo total proyectado de la central de La Yesca a una tasa del 10% y un factor de capacidad 0.4 y 40 años de vida útil es de 0.029 USD₂₀₁₀/kWh.¹⁶⁴

Actualmente, se encuentran en etapa de diseño los proyectos de: La Parota (450 MW), en etapa de estudios de factibilidad: Ixtayutla (530 MW) y Paso de la Reina (540 MW), la modernización de la central de Necaxa para que pueda generar 550 MW, y en etapa de construcción: La Yesca (750 MW)¹⁶⁵.

Para el costo de combustible se emplea el pago por concepto de uso del agua turbinada que establece la Ley Federal de Derechos en materia de agua. Esta cuota es similar para cualquier lugar de la república y se mide por m³ turbinado y es aproximadamente 3.8446 \$/10³ m³ (~0.3 USD₂₀₁₀/10³ m³).

La estimación del costo de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas está basada en datos seleccionados de diferentes plantas de CFE. Los resultados obtenidos muestran que el costo fijo de operación es independiente de la capacidad de la unidad y es de alrededor de

¹⁶⁴ Programa Nacional de Infraestructura. Seguimiento de Programas y Proyectos de Inversión. Presidencia de la República (Marzo 2011)

¹⁶⁵ Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025. Dirección General de Planeación Energética. México 2010.

Programa Nacional de Infraestructura. Seguimiento de Programas y Proyectos de Inversión. Presidencia de la República (Marzo 2011)

5,096,585 pesos por unidad por año (~398,170.70 USD₂₀₁₀ p. unidad/año). Los costos fijos de mantenimiento se determinaron usando técnicas de análisis de regresión a partir de una muestra de datos proporcionados por la Gerencia de Contabilidad de CFE. La función determinada en pesos por unidad por año es¹⁶⁶:

$$C_{fm}=861,1753 \cdot K^{0.5877}$$

Donde:

C_{fm} = Costo fijo de mantenimiento en pesos por unidad por año

K = Capacidad bruta en MW

El costo variable en pesos por MWh neto generado se obtiene mediante la función:

$$C_v=0.5914 \cdot K^{-0.1271}$$

Donde:

C_v = Costo variable en pesos por MWh neto generado

K = Capacidad bruta de la unidad en MW

Tabla 39. Costo unitario de generación en USD2010 de centrales hidroeléctricas en México.¹⁶⁷

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (kW)		Inversión (USD ₂₀₁₀ /kWh)	Combustible (USD ₂₀₁₀ /kWh)	Operación y mantenimiento (USD ₂₀₁₀ /kWh)	Total (USD ₂₀₁₀ /kWh)
		Bruta	Neta				
<i>Aguamilpa Agua Prieta</i>	3	320,000.00	318,400.00	0.18114	0.00081	0.00350	0.18545
<i>La Amistad</i>	2	120,000.00	119,400.00	0.26873	0.00025	0.00722	0.27620
<i>Bacurato</i>	2	33,000.00	32,840.00	0.05874	0.00220	0.01156	0.07250
<i>Caracol</i>	2	46,000.00	45,770.00	0.07242	0.00118	0.00807	0.08167
<i>Comedero</i>	3	200,000.00	199,000.00	0.11003	0.00129	0.00397	0.11529
<i>Chicoasén</i>	2	50,000.00	49,750.00	0.14232	0.00141	0.00812	0.15185
<i>Peñitas</i>	5	300,000.00	298,500.00	0.07215	0.00068	0.00219	0.07502
<i>Zimapán</i>	4	105,000.00	104,480.00	0.07658	0.00361	0.00315	0.08334
<i>Zimapán</i>	2	146,000.00	145,270.00	0.22272	0.00022	0.00259	0.22553
Promedio		146,666.67	145,934.44	0.13387	0.00129	0.00560	0.14076

¹⁶⁷ COPAR 2010

7.1.5 Energía Geotérmica

Las plantas de energía geotérmica son capaces de proporcionar energía eléctrica de carga base de forma extremadamente confiable 24 horas al día. La energía para estas plantas proviene del calor disponible debajo de la corteza terrestre producido por material radioactivo, este calor se transmite a la superficie por medio de conducción y convección. El gradiente de temperatura en la corteza terrestre es de alrededor de 30 °C/km en promedio, pero puede ser mucho mayor (superior a 150 °C/km). Se estima que existen unos 5000 millones de EJ de calor almacenados debajo de la corteza terrestre. Para tener una perspectiva de esta cifra, el consumo anual de energía actual es 100,000 veces menor a esta cantidad.

De 1980 a 2005 la capacidad de generación mediante plantas geotérmicas creció a una tasa constante de alrededor de 200 MW por año. La capacidad total en 2007 era de unos 10 GW que generaban 56 TWh/año de electricidad. Muchos países como Indonesia, México, Nueva Zelanda, Nicaragua y los Estados Unidos están acelerando el desarrollo de este tipo de plantas.

Hay tres tipos de plantas geotérmicas comerciales: vapor seco, *flash steam*, y ciclo binario. Las plantas de vapor seco emplean directamente vapor a una temperatura alrededor de 250 °C que emana de los géiseres. Sólo se han descubierto 5 sitios de este tipo en el mundo. Los depósitos subterráneos que contienen agua caliente a presión son más comunes. Las plantas tipo *Flash-steam* emplean recursos geotérmicos con temperatura superior a 175 °C. Antes de que los fluidos ingresen a la planta se reduce su presión hasta que empiezan a hervir o se evaporan. El vapor se utiliza para mover la turbina y el agua se inyecta de nuevo al depósito subterráneo.

Las plantas de ciclo binario son la tecnología que crece más rápido, típicamente emplean recursos geotérmicos con temperaturas incluso tan bajas como 85 °C. Las plantas utilizan intercambiadores de calor para transferir el calor del agua a fluidos que se evaporan a temperaturas menores; este vapor mueve una turbina para generar potencia eléctrica. Este tipo de planta tiene, con respecto a las demás, la ventaja que el agua caliente del depósito subterráneo, que contiene normalmente sales y minerales disueltos, es contenida dentro de un sistema cerrado antes de ser inyectado de vuelta al depósito. Por lo cual, prácticamente no produce emisiones.

El desarrollo de plantas geotérmicas a gran escala se encuentra limitado a las regiones activas tectónicamente como las que se encuentran cerca de los límites de placas tectónicas, zonas de fractura, humos de manto y puntos calientes. Si los esfuerzos encaminados al desarrollo e investigación de sistemas geotérmicos de mayor envergadura son exitosos esto podría generar una expansión a otro tipo de regiones.

7.1.6 Costos

La exploración, perforación de pozos y construcción de plantas constituyen una gran parte de los costos totales de la electricidad geotérmica. Los costos de perforación pueden comprender tanto como la mitad de los costos totales de un proyecto geotérmico. El *Acuerdo para la Implementación de la Energía Geotérmica* de la IEA (*Geothermal Energy Implementing*

Agreement), que proporciona un marco para la colaboración en la resolución de problemas en este campo, investiga actualmente técnicas de perforación geotérmica avanzada y cómo reducir costos en la construcción de pozos.

Los costos de capital están relacionados directamente a las características del recurso local, pero varían típicamente en un rango de 1150 USD/kW para recursos de cantidad y calidad altas a 5500 USD/kW para recursos pequeños de baja calidad.

Los costos de generación dependen de un número de factores, pero particularmente de la temperatura del fluido geotérmico. Las plantas en los Estados Unidos reportan actualmente costos de 0.015 USD/kWh a 0.025 USD/kWh en los campos de géiseres en California, ó 0.02 USD/kWh a 0.05 USD/kWh para otros sistemas tipo *flash* y binarios, excluyendo costos de inversión. Las plantas nuevas pueden generar potencia en un rango de costos de 0.05 kWh a 0.08 kWh, dependiendo de la fuente. En Europa se han reportado costos semejantes (de 0.06 kWh a 0.11 kWh para plantas geotérmicas tradicionales)¹⁶⁸.

El uso de nuevas técnicas está ayudando a explotar recursos que no hubieran sido factibles económicamente en el pasado. Éste es el caso tanto para plantas de generación como para desarrollo de sitios propicios. Los costos de la energía geotérmica convencional han bajado sustancialmente desde la década de los setenta. De forma global, los costos han bajado más del 50% desde mediados de los ochenta al año 2000. Las grandes reducciones de costos, sin embargo, fueron logradas resolviendo problemas tecnológicos y científicos iniciales. Aunque es posible que mayores reducciones de costos sean difíciles de obtener, los esfuerzos que se realizan en Estados Unidos, Europa y Australia permiten cierto optimismo.

Actualmente el desarrollo e investigación en el campo se concentra en formas para mejorar la productividad de depósitos geotérmicos y para poder utilizar más áreas marginales que tienen suficiente energía térmica de reserva pero es poco permeable. La mayoría de los proyectos de investigación en esta área se encuentran en etapa de investigación aunque algunos proyectos piloto se están convirtiendo en una realidad comercial (Landau, Alemania).

En el mundo hay cantidades vastas de energía térmica a profundidades de 3 a 10 km. Para extraer esta energía de rocas impermeables calientes, se inyecta agua de la superficie a través de perforaciones para ampliar, extender y, algunas veces, crear grietas o fracturas en la piedra caliente. En la operación, el agua que se inyecta desde la superficie se calienta a medida que fluye a través de las grietas en la roca caliente. Cuando regresa a la superficie se utiliza para generar electricidad en un generador binario. El agua entonces se recircula para repetir el ciclo de forma continua. Se espera que a través de la investigación se puedan producir unidades modulares pequeñas que propiciarían efectos de economías de escala en la manufactura de plantas.

¹⁶⁸ *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD)*. International Energy Agency 2008. Capítulo 12, Hydro, Geothermal and Ocean Energy, pág. 395

Los sistemas geotérmicos mejorados (EGS) buscan permitir la explotación de recursos geotérmicos que no se encuentran disponibles el día de hoy. Australia tiene como meta proporcionar 6.8% (5.5 GW) de su capacidad de generación base mediante sistemas de este tipo en el año 2030. Los Estados Unidos tienen un potencial de 100 GWe para los próximos 50 años. Partes de China e India también tienen potenciales semejantes. Alemania puede tener un potencial de hasta 300,000 TWh producidos por este tipo de sistemas, mientras que Suiza planea construir eventualmente 50 plantas EGS, cada una de 50 MW (2.5 GW en total) para proveer 33% de su electricidad [referencia].

Una línea de investigación y desarrollo está enfocada a desarrollar pozos más profundos en áreas activas volcánicamente. Un pozo convencional puede proporcionar 5 MW, mientras que un pozo de 5 km con el mismo flujo generaría hasta 50 MW debido a que las condiciones para vapor son mucho más favorables. Sin embargo, los costos de perforación se incrementan de manera exponencial con la profundidad. Perforar a una profundidad de 5 km tiene un costo histórico de alrededor de 5 millones de USD, y estos costos se han duplicado prácticamente en los últimos años. El mercado de perforación puede estabilizarse con el tiempo, pero es poco probable que lo haga en el corto plazo.

Los proyectos EGS de demostración han tenido también muchos problemas. Un proyecto EGS en Basilea, Suiza, fue suspendido en diciembre de 2006 después de causar un pequeño terremoto (3.4 en la escala de Richter). Se han observado efectos sísmicos inducidos en otros proyectos (Bromley y Mongillo, 2008). El proyecto de investigación europeo en *Soultz-sou-Fôrets*, en la región francesa de Alsacia, ha tenido problemas con la productividad de los pozos en uno de los tres que tiene. En la actualidad las mejoras en la permeabilidad a través de inyección hidráulica masiva es aún un asunto de prueba y error.

Los proyectos EGS requieren de una cantidad considerable de energía para el bombeo. Las bombas para depósitos de grado bajo, donde la temperatura del fluido producido disminuye de 200 °C a 150°C durante la vida útil del proyecto, requieren, típicamente, 20% a 45% de la energía neta producida. Al día de hoy, los costos promedio de inversión son de alrededor de 13,000¹⁶⁹ por kW [referencia].

Para acelerar la explotación de los recursos geotérmicos e incrementar su atractivo para posibles inversionistas, hace falta una mayor investigación, de problemas técnicos (exploración y mejora de pozos subterráneos, explotación de recursos de baja temperatura, etc.), financiada por los gobiernos locales en colaboración con la industria. Un alto flujo másico y altas temperaturas son dos elementos claves para reducciones sustantivas en los costos.

El potencial geotérmico de varias zonas en el mundo aún no está determinada; China, por ejemplo, acaba de encargar un estudio para evaluar este potencial.

¹⁶⁹ *Energy Technology Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050 (OECD)*. International Energy Agency 2008. Capítulo 12, Hydro, Geothermal and Ocean Energy, pág. 395

Los retos para expandir la utilización de la energía geotérmica incluyen intervalos de tiempo grandes para el desarrollo de proyectos, el riesgo y costo de perforaciones para exploración y, en menor medida, la posibilidad de efectos ambientales no deseados. Algunos mantos acuíferos pueden producir, moderadamente, fluidos con alta concentración de sales que son corrosivos y representan un potencial de contaminación, en especial a sistemas de drenaje de mantos de agua subterráneos y sistemas de drenaje; por lo que la reinyección de estos líquidos y control de la corrosión son importantes.

La energía geotérmica conlleva un riesgo comercial relativamente alto debido a las incertidumbres involucradas en identificar y desarrollar depósitos capaces de proporcionar la energía térmica y el flujo másico necesarios a largo plazo. Es difícil determinar de forma precisa un depósito antes de hacer una inversión financiera considerable. Varios países con recursos geotérmicos han desarrollado políticas para atenuar estos riesgos en las etapas de exploración y perforación, para estos países no sería posible atraer capital privado sin estas medidas.

Otro reto potencial para los sistemas EGS es la gran cantidad de agua para recirculación requerida en el proceso. Una planta pequeña de 5 MW puede emplear 8.5 mega litros de agua al día, mientras que una planta comercial grande puede requerir diez veces esa cantidad. La integración de sistemas de enfriamiento con los sistemas de circulación podría mitigar este requerimiento.

En México, la viabilidad de este recurso dependerá del desarrollo de tecnología que permita el aprovechamiento de todos los tipos de recursos geotérmicos (roca seca caliente, geopresurizados marinos y magmáticos). La CFE ha establecido la existencia de diversas manifestaciones termales en el país. En algunos sitios ha perforado pozos exploratorios, como en Tres Vírgenes (Baja California Sur), Los Negritos (Michoacán) y Acoculco (Puebla).

Se estima que el potencial geotérmico de México en sistemas hidrotermales de alta entalpía (temperaturas mayores a 180 °C) es cuando menos 20,000 MWt.

México ocupa el cuarto lugar mundial en capacidad de generación de energía geotérmica¹⁷⁰, con 958 MW instalados a los que se piensa añadir 229 MW adicionales en el periodo 2012-2019, y se licitará capacidad por 357 MW que iniciará operaciones durante 2011 y 2020¹⁷¹.

¹⁷⁰ Geothermal Energy Essentials: Geothermal www.iea.org © OECD/IEA, 2010 (Pág. 1)
http://www.iea.org/papers/2010/Geothermal_Essentials.pdf

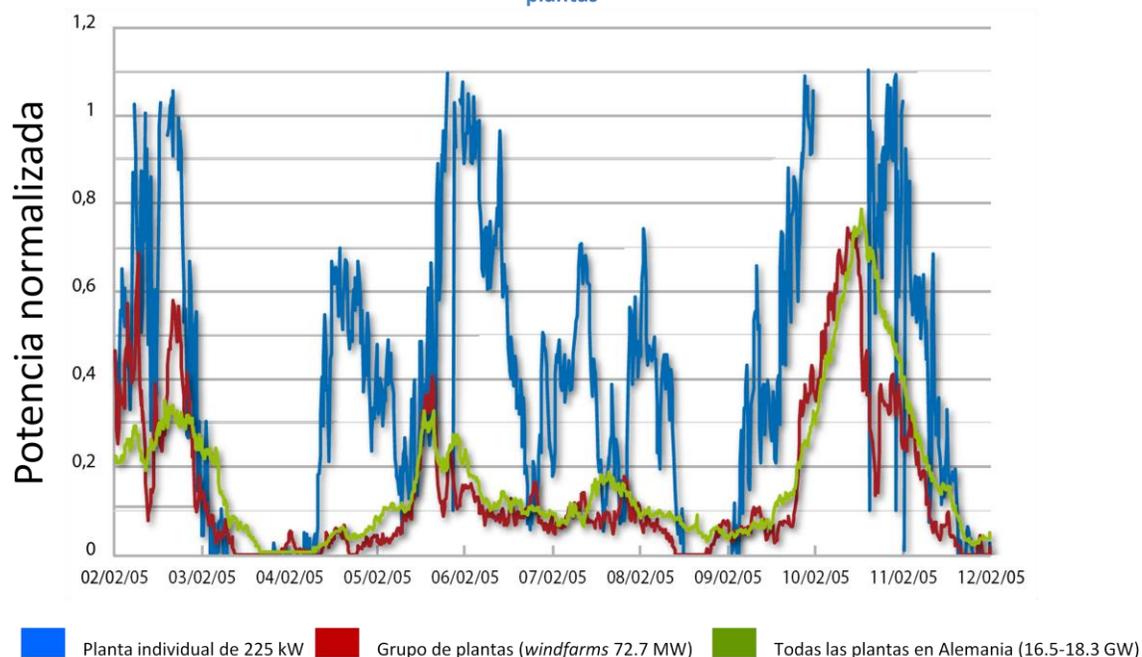
¹⁷¹ Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. Dirección General de Planeación Energética. Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025. Pág. 144.

7.2 Consideraciones adicionales de flexibilidad de los sistemas de generación de electricidad y los costos extra de transmisión en el escenario de una participación cada vez mayor de energías renovables

La potencia de salida de dos o más turbinas eólicas similares no está fuertemente correlacionada, podemos decir que esta correlación entre turbinas o plantas tiende a decrecer con la distancia, sobre todo para el caso de las turbinas en tierra firme (en contraste con instalaciones tipo *off-shore*). Si analizamos la energía producida en varias plantas geográficamente dispersas observaremos un efecto de nivelación (*smoothing effect*) en la variación de la potencia de salida o energía producida. Esto quiere decir que es poco probable una pérdida súbita de toda la potencia generada por plantas o parques de turbinas eólicas al mismo tiempo. La forma en que estos parques eólicos se distribuyan o concentren es un factor importante, si toda la capacidad de generación se encuentra concentrada en un área geográfica determinada, entonces el efecto de nivelación será limitado.

La Figura 65 ilustra este punto, aquí se muestra la potencia normalizada en un periodo de diez días de una sola turbina, un grupo de turbinas con la capacidad indicada y de todas las turbinas eólicas en Alemania. Podemos observar que la fluctuación de una sola turbina va rápidamente de cero a su valor máximo y viceversa. La producción agregada de todas las turbinas eólicas muestra un perfil de variación mucho más suave.

Figura 65. Efecto de nivelación de la energía eólica producida en Alemania debido de la dispersión geográfica de las plantas¹⁷²

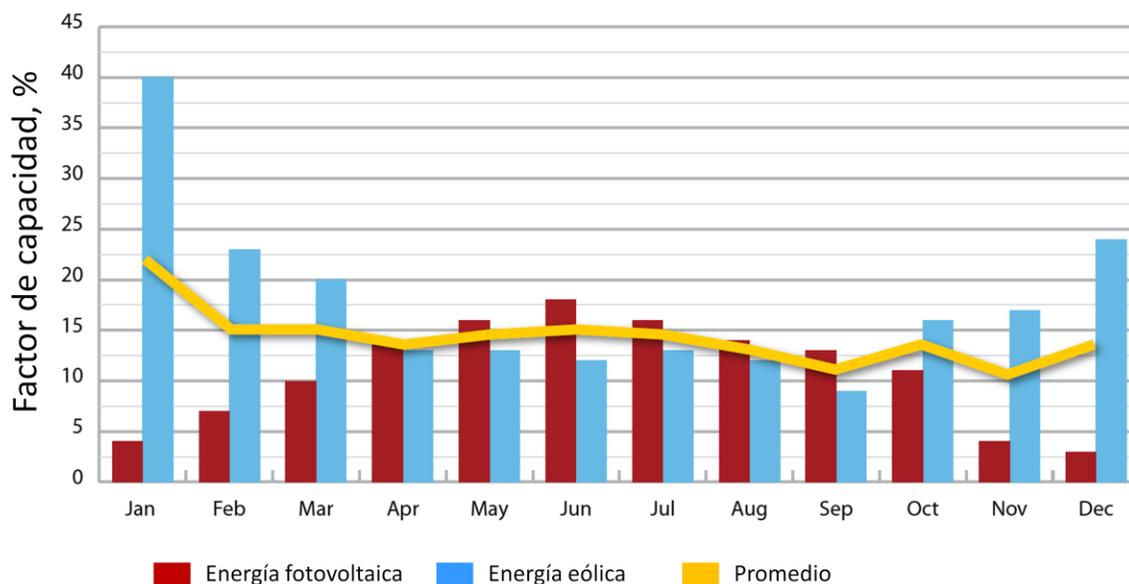


El efecto del tipo de terreno es también importante, por ejemplo, se ha observado que los perfiles de variación de velocidad del viento son más uniformes en instalaciones junto a las costa (*offshore*) que en las instalaciones en tierra firme (*onshore*); por lo cual la distancia entre parques eólicos (*wind farms*) de este tipo mostrará una mayor variación (o menor correlación) de la potencia producida por cada uno y, por lo tanto, tendrá un efecto nivelador mayor.

Además del efecto de nivelación por dispersión geográfica, podemos observar otro efecto similar si analizamos la energía producida por plantas que utilicen otras tecnologías (*techno-spread*, Figura 66), como el caso de la energía eólica y solar, también en Alemania. En este caso se ha observado incluso factores de capacidad complementarios a lo largo del año para estos dos tipos de tecnología. Para poder observar un efecto nivelador significativo, la potencia de salida asociada a cada tecnología debe ser del mismo orden.

¹⁷² Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency. (2010 Edition). Capítulo 7, página 143

Figura 66. Factores de capacidad mensuales para las energías eólica y solar fotovoltaica. Alemania, 2005.¹⁷³



Un punto que debe tenerse en cuenta al considerar estos efectos de nivelación es que se asume que existe una capacidad de transmisión sin congestionar que permita el flujo de electricidad. Si se presenta una congestión en la red de transmisión de modo que una parte del sistema se encuentra aislado, entonces la variación observada será más pronunciada.

La dispersión geográfica es especialmente efectiva para periodos de tiempo de horas o menores. En periodos largos se llegan a observar fluctuaciones grandes incluso considerado plantas geográficamente dispersa; para reducir la capacidad de reserva debido a estas fluctuaciones es necesario poder predecir de forma correcta, en una escala que va de varias horas a varios días por adelantado.

La experiencia demuestra que la capacidad actual de predicción con un día de anticipación es bastante buena, sin embargo, no es tan precisa como los pronósticos de demanda. La precisión mejora cuando combinamos las predicciones de áreas grandes y tiempos de anticipación reducidos, esto es, cercanos a tiempo real, aunque todavía se presentan errores en amplitud y tiempo de producción. Un grado de confiabilidad mayor de estos pronósticos facilitará la planeación por anticipado de plantas menos flexibles, reduciendo los efectos en las plantas más flexibles.

Además de los efectos de nivelación ocasionados por la dispersión geográfica de las plantas o por empleo de otro tipo de tecnología (solar) se requiere que el sistema de generación de energía, en su conjunto, sea capaz de absorber grandes variaciones provenientes de las fuentes renovables.

Un sistema flexible puede tanto suplementar la capacidad requerida cuando la producción por sistemas renovables sea baja como disponer de la capacidad en exceso cuando la demanda es

¹⁷³ Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency. (2010 Edition). Capítulo 7, página 144

baja. La flexibilidad de un sistema expresa la capacidad de mantener un suministro confiable frente a desbalances grandes y generados en poco tiempo en la producción de energía. Por lo que antes de considerar las necesidades de una planta se debe tomar en cuenta flexibilidad del sistema.

De momento, no existen métodos estándar para evaluar la flexibilidad de un sistema para balancear la variación adicional por el incremento de penetración de la energía eólica o cualquier otra energía renovable, los cálculos se efectúan mediante estimaciones que difícilmente pueden extrapolarse para uso general.

Un ejemplo conocido de flexibilidad es el mercado de generación de energía en los países nórdicos (Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia). En este mercado la planeación de la producción y la venta de energía desde un día a unas pocas horas antes se coordina entre todos los países para optimizar el uso de los recursos. Si la forma más barata de corregir el desbalance ocasionado por la variación de la velocidad del viento en Dinamarca es modificar la producción en Finlandia, asumiendo que existe capacidad de transmisión disponible, se efectúa dicha operación.

El incremento de plantas dispersas geográficamente para reducir la variabilidad de la energía producida implica una expansión de la red de transmisión. La configuración y longitud de las líneas de transmisión adicionales dependerán del balance entre el costo de agregar más líneas de transmisión y el beneficio de la reducción en la variabilidad de los sistemas de generación dispersos geográficamente. No se ha hecho aún un estudio de optimización para el sistema que se propone aquí, por lo que la longitud óptima de las líneas de transmisión extra no se sabe; sin embargo, podemos tener la certeza de que las distancias promedio de estas líneas a los centros de carga serán mayores. El costo de estas líneas de transmisión adicional representa un costo extra si se desea incrementar el porcentaje de capacidad suministrado por sistemas de energía renovable.

7.2.1 Red de transmisión y distribución

7.2.1.1 Capacidad de transmisión y distribución del SEN

La infraestructura de transmisión y distribución del SEN hace posible, vélgase la redundancia, la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a lo largo de todo el país. Ésta es operada por áreas de control que mantienen la confiabilidad e integridad del sistema. Las áreas supervisan a su vez que la demanda y la oferta de energía eléctrica estén balanceadas en cualquier instante.

Al cierre de 2009, la red de transmisión y distribución aumentó en 8570 km respecto al año previo, con lo que cerró el año con una longitud total de 812,282 km. La red de transmisión está constituida por líneas de 400 kV y 230 kV que tienen una participación de 6% por líneas de 69kV a 161 kV con 5.8% y por líneas de tensión de 2.4 kV a 34.5 kV, con 48.2%, la red en baja tensión representa 30.8% y las líneas pertenecientes al área de control central en que operaba la extinta LFC, con 9.2% [referencia].

7.2.1.2 Estructura de la red de transmisión y distribución

- *Red de transmisión troncal.* Está integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (400 kV y 230 kV) para conducir grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Se alimenta de las centrales generadoras y abastece las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos industriales. El incremento neto en estas líneas durante 2009 fue de 245 km, con lo que la extensión total llegó a 48,701 km.
- *Redes de subtransmisión.* Son de cobertura regional y utilizan líneas de alta tensión (69 kV a 161 kV). Éstas suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectados en alta tensión. La longitud de esta red es de 47,386 km.
- *Redes de distribución en media y baja tensión.* Suministran la energía transmitida en el rango de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente pequeñas. En 2009 la longitud en media tensión registró el mayor incremento con 4,703 km, mientras que las líneas de baja tensión aumentaron en 4,067 km. Su longitud asciende a 641,783 km en conjunto.
- *Red de la extinta LFC.* En 2009 permaneció sin cambios respecto al año previo, quedando con una longitud total de 74,413 km en niveles de tensión de 6.6 kV a 400 kV, incluyendo líneas subterráneas, además de líneas de distribución en baja tensión.

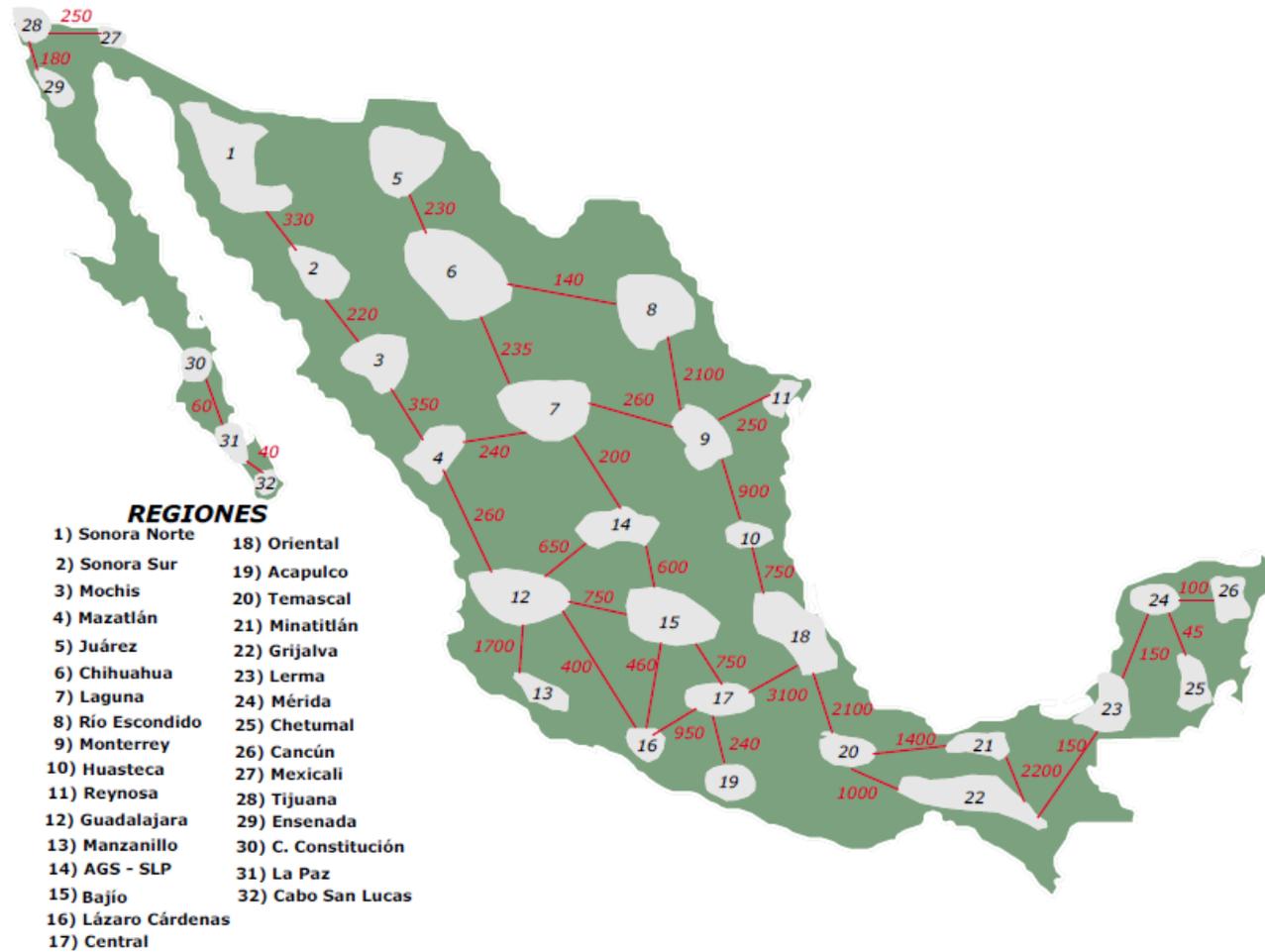


Figura 67. Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 1999-2009 I¹⁷⁴

¹⁷⁴ Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025. Secretaría de Energía (México 2010) Pag. 120

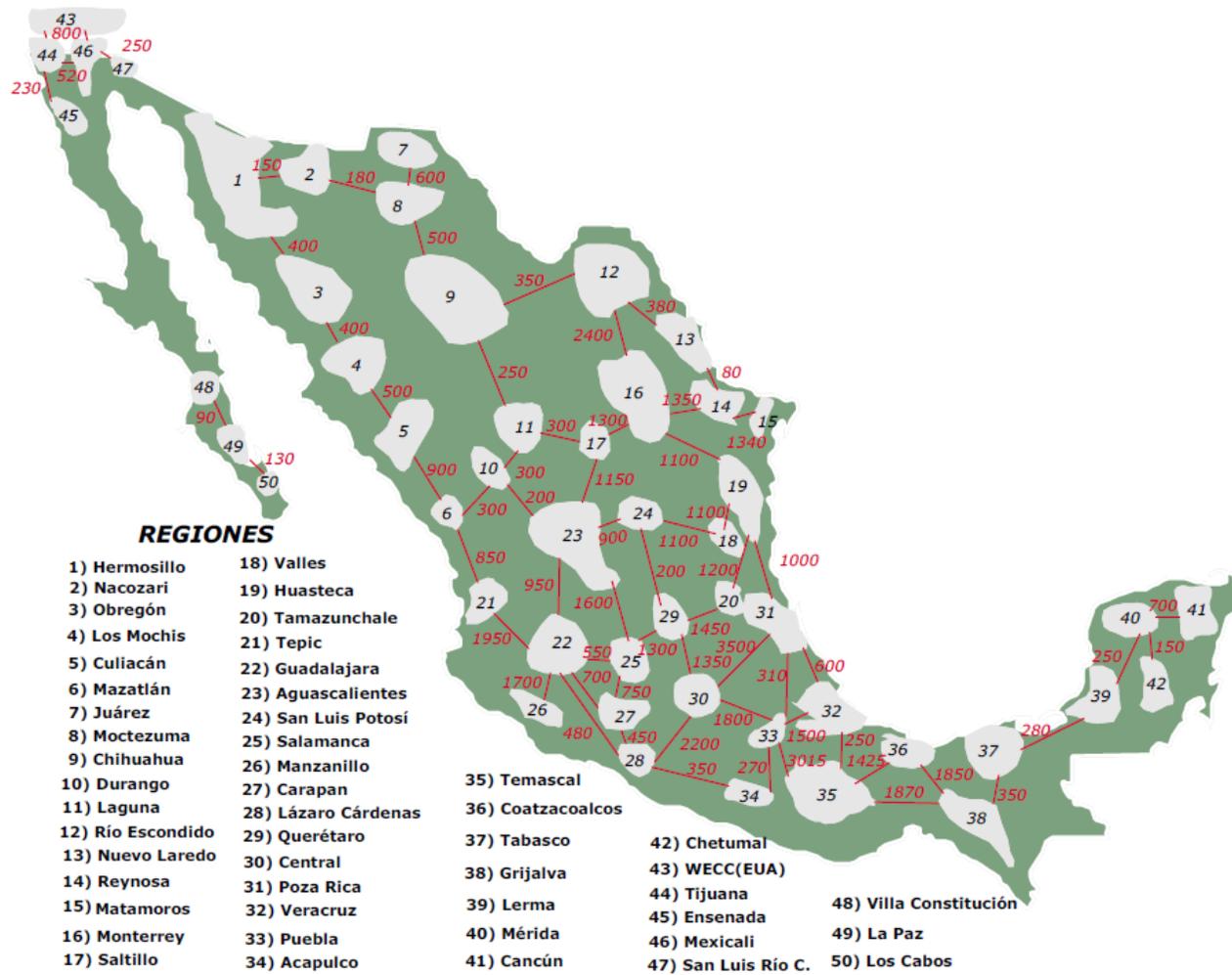


Figura 68. Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 1999-2009 II

En Tabla 40 se muestra un resumen de un estudio realizado para una red de alta tensión y corriente directa (HDVC) para distancias de líneas de transmisión mucho más grandes. El costo en USD/kWh es una función de las torres y líneas por unidad de capacidad eólica y por km de transmisión, el costo del equipo necesario como convertidores, transformadores, filtros, la distancia de transmisión, el factor de capacidad del parque eólico, las pérdidas eléctricas en las líneas y el equipo, la vida útil de la red de transmisión, costos de mantenimiento y tasa de descuento. En la tabla se muestran los costos para tres escenarios, desde uno de costos mínimos (bajo) hasta un escenario de costos altos para estos parámetros. El componente más importante de todos estos y más incierto es el costo de las líneas y torres de transmisión por km por MW. Este costo es incierto porque depende de factores que varían de proyecto a proyecto.

Con las suposiciones hechas y documentadas¹⁷⁵ se estimó un rango de costos de 0.0033 USD₂₀₁₀/kWh a 0.033 USD₂₀₁₀/kWh, y un valor de estimación más probable de 0.011 USD₂₀₁₀/kWh.¹⁷⁶

¹⁷⁵ Delucchi, Mark A.; Jacobson Mark Z. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies. Apéndice 2

¹⁷⁶ Asumiendo una inflación de 3.5% de 2007 a 2010.

Tabla 40. El costo de transmisión de la electricidad (USD₂₀₀₇)

Componente	Bajo	Intermedio	Alto	Fuente de los datos estimados y notas
Costo de la línea de transmisión (USD/MW _{TS} -km)	200	280	340	¹⁷⁷ Este es el costo por MW de capacidad de transmisión del sistema. Incluye tierra, torres y líneas pero no incluye equipo de la subestación
Distancia adicional de las líneas de transmisión en la nueva red	1200	1600	2000	¹⁷⁸ Nótese que ésta es la distancia más allá de la distancia típica en un sistema de transmisión de electricidad.
Costo de referencia para equipo de subestación (transformadores, acondicionadores de potencia, convertidores, etc.) por potencia referencia (USD/MW _{TS,REF})	4000	4000	4000	¹⁷⁹
Exponente _b de la función de costo para equipo de estación eléctrica	0.75	0.75	0.75	La función de costo es USD/MW _{TS} = USD/MW _{TS,REF} ^b De Alegría et al. (2009) mostraron que el costo de los transformadores, engranajes de cambio y cableado submarino se incrementan con la potencia en una función no lineal.
Capacidad de potencia del sistema de transmisión (MW _{TS})	5000	5000	5000	(Delucchi, Mark A.; Jacobson Mark Z. Providing all global energy with wind, water,
Proporción de la capacidad de generación en MW a la capacidad en MW suministrada por parques eólicos	70%	80%	90%	En un estudio donde se supuso hasta 35% de generación eólica y solar en la región de interconexión occidental de EE.UU., GE Energy (2010) ¹⁸⁰ asumió que sólo 0.7 MW de transmisión nueva se añadieron por cada 1.0 MW de generación remota, bajo la hipótesis de que la generación en sitios remotos rara vez se encontraría en un máximo simultáneamente.
Pérdidas eléctricas en las líneas de transmisión	3%	4%	6%	De acuerdo con Siemens (2010) ¹⁸¹ , las pérdidas de una línea de 6.4 G, 800 kV DC

¹⁷⁷ Delucchi, Mark A.; Jacobson Mark Z. *Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies*. Tabla A.2b

¹⁷⁸ Delucchi, Mark A.; Jacobson Mark Z. *Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies*. Tabla A.2b

¹⁷⁹ Delucchi, Mark A.; Jacobson Mark Z. *Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies*. Tabla A.2b

¹⁸⁰ GE Energy, 2010. Western Wind and Solar Integration Study, NREL/SR-550-47434, *National Renewable Energy Laboratory*, Golden, Colorado, May.

Available from: [/www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2010/wwsis_final_report.pdfs](http://www.nrel.gov/wind/systemsintegration/pdfs/2010/wwsis_final_report.pdfs)

¹⁸¹ Siemens, 2010. *Ultra HVDC Transmission System*.

Available from: [/www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-ultra/5](http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-ultra/5)

(%/1000-km a la capacidad nominal de la línea)				son 3.5%/1000-km, y las pérdidas de una línea de 3 GW, 500 kV DC son 6.6%/1000-km. Bahrman (2006) ¹⁸² estima pérdidas ligeramente menores
Corriente promedio de transmisión	40%	40%	40%	Debido a que las principales pérdidas por transmisión son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga (Nourai et al., 2008) ¹⁸³ , las pérdidas reales se calculan multiplicando las pérdidas a la capacidad de corriente nominal por el cuadrado de la corriente utilizada como porcentaje de la indicada (Negra et al., 2006) ¹⁸⁴ . La verdadera fracción de corriente depende de la capacidad de la línea en relación a la capacidad de los generadores, la fracción del tiempo de corriente cero y otros factores.
(fracción de la corriente a la capacidad nominal)				
Pérdida de electricidad en el equipo de la estación eléctrica	1.30%	1.50%	1.80%	Bahrman (2006) ¹⁸⁵ menciona que las pérdidas en los convertidores son de 0.75% por estación, y asume que las pérdidas totales (transformadores, reactores) en la subestación son de 0.5% de la potencia nominal. Bresesti et al. (2007) ¹⁸⁶ asume que las pérdidas en los convertidores son del orden de 1.8% de la potencia máxima. De Alegría et al. (2009) indica que las pérdidas son de 1-2%. Negra et al. (2006) en una evaluación detallada, señala que las pérdidas por transmisión en una red tip HVDC para sistemas eólicos en los convertidores es de 1.4-1.6% de la capacidad anual del parque eólico. (La estación de conversión incluye convertidores, transformadores, filtros, <i>smoothers</i> y equipo auxiliar y de protección)
(% potencia promedio)				
Vida útil hasta el reemplazo o reparaciones mayores	80	60	50	Información de Chan (2010), el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI, 2010), <i>Quest Reliability</i> (2010) y <i>Rimmer</i> (2010) sugieren una vida útil de al menos 50 años para torres y líneas.

¹⁸² Bahrman, M., 2006. *HVDC Transmission*, IEEEPSCE, Atlanta, November.

Available from: http://www.ieee.org/portal/cms_docs_pes/pes/subpages/meetings-folder/PSCE/PSCE06/panel2/Panel-02-1_Overview_of_HVDC_Transmission.pdf

¹⁸³ Nourai, A., Kogan, V.I., Schafer, C.M., 2008. *Load leveling reduces T&D line losses*. *IEEE Transactions on Power Delivery* 23(4), 2168–2173.

¹⁸⁴ Negra, N.B., Todorovic, J., Ackerman, T., 2006. *Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large off shore wind farms*. *Electric Power Systems. Research* 76, 916–927.

¹⁸⁵ Bahrman, M., 2006. *HVDC Transmission*, IEEEPSCE, Atlanta, November.

¹⁸⁶ Bresesti, P., Kling, W.L., Hendriks, R.L., Vailati, R., 2007. *HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system*. *IEEE Transactions of Energy Conversion* 22 (1), 37–43.

Vida útil del equipo de la estación	30	30	30	<i>Energy Resources International</i> (1999) establece que "la vida útil de los componentes de una red de transmisión HVDC (rectificadores, inversores, thyristores e interruptores de circuitos de CD) es de alrededor de 30 años".
Costo de mantenimiento (porcentaje del costo de capital, por año)	1.0	1.0	1.5	Chan (2010) ¹⁸⁷ dice que en su experiencia, 1% es típica, pero 2% sería ideal. Asumimos que esto aplica a las líneas y al equipo de la estación. Bresesti et al. (2009) asume que los costos anuales de mantenimiento de las subestaciones son 0.4% de los costos de inversión.
Tasa de descuento (%/año)				La OMB (2003) recomienda un rango de 3-7%. El NEMS de la EIA estima un costo de capital de construcción ponderado promedio de alrededor de 10% (EIA, 2009c) ¹⁸⁸
Costo de capital de líneas, torres y tierra (USD/MW_{TS})	240,000	448,000	680,000	
Costo de capital del equipo de la estación (USD/MW_{TS})	118,000	148,000	177,000	
Costo de capital de sistemas de transmisión (\$/MW_{TS}-km)	299	372	429	
Costo total de la transmisión extra (USD/kWh)	0.003	0.012	0.032	Esta cantidad se calcula para comparación con estimados de los costos de capital totales del sistema de transmisión en otros estudios

¹⁸⁷ Chan, J., 2010. *Electric Power Research Institute, Transmission and Substation Group*, comunicación personal por e-mail, July 27.

¹⁸⁸ Energy Information Administration (EIA), 2009c. The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System, Model Documentation Report, DOE/EIA-M068(2009), US Department of Energy, Washington, DC, May. Available from: [http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/modeldoc/m068\(2009\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/modeldoc/m068(2009).pdf).

En México, en los últimos años se ha invertido, como puede verse en la Tabla 41. Tabla 41. Programas y proyectos de inversión de transmisión y distribución en México.¹⁸⁹

Nombre	Descripción	Meta (unidad)	VPN (millones de USD ₂₀₁₀)
240 SE 1311 Red de transmisión asociada a Valle de México II y III	Construcción de 52 km-c y la ampliación de subestación con 19 alimentadores.	52 km-c	274.35
65 LT Red de Transm. asoci. a la CH el Cajón (714)	Construcción de 266.6 km-c de líneas de transmisión y 166.7 MVAR de compensación	266.6 km-c y 166.7 MVAR	50.15
170 LT 1013 Red de transm. asoci. a la CH La Yesca	Construcción de 220.1 km-c de líneas de transmisión y 117 MVAR de compensación	220.1 km-c y 116,9 MVAR	100.57
42 LT Red asoci. de la Central Tamazunchale (715)	Construcción de 397 km-c de líneas de transmisión, transformación de 375 MVA y 233 MVAR de compensación.	397 km-c , 375 MVA y 233,3 MVAR	83.60
68 LT Red de Transm. asoci. a el Pacífico	Construcción de 282.5 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos con capacidad de 21 MVAR de compensación Y 969.6 MVAR	-	47.46
68 LT Red de Transm. asoci. a el Pacífico (718,1°f)	Construcción de 282.5 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos con capacidad de 21 MVAR de compensación	282.5 km-c y 21 MVAR	
176 LT Red de transm. asoci.a la CC Agua Prieta II (713/1106)	Construcción de 164.4 km-c de líneas de transmisión y 9 alimentadores	164.4 km-c y 9 alimentadores	130.39
228 LT Red de transm. asoci. a la CCC Norte II (1225)	Construcción de 41.2 km-c de líneas de transmisión y 8 alimentadores	41.2 km-c y 8 alimentadores	127.38
239 LT Red de transm. asoci. a la CH Río Moctezuma (1314)	Construcción de 91 km-c de líneas de transmisión		21.20
155 LT Red de transm. asoci. a la CC Norte (1010)	Construcción de 54 km-c de líneas de transmisión y 6 alimentadores	54 km-c y 6 alimentadores	
57 LT Red de transmisión asociada a Baja California (1012).	Construcción de 8,2 km-C de líneas de transmisión y 11 alimentadores	8.2 km-c y 11 alimentadores	9.69
136 LT 904 Red de transm. asoci. a la CE La Venta II	Construcción de 17.8 km-c de líneas de transmisión	17.8 km-c	3.87
223 LT Red de transmisión asoci. a la CG Los Humeros II (1223)	Construcción de 8.3 km-c de líneas de transmisión	8.3 km-c y 9,4 MVA	9.36
225 LT Red de transm. asoci. a la CI Guerrero Negro III (1222)	Construcción de 5.65 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos con capacidad de 2.4 MVAR de compensación	5.65 km-c y 2.4 MVAR	0.93
Red asociada a la interconexión Baja California	Construcción de 928 km-c de líneas de transmisión y dos estaciones convertidoras con capacidad de 350 MVA y 101 MVAR	-	

¹⁸⁹ Programa Nacional de Infraestructura. Seguimiento de Programas y Proyectos de Inversión. Presidencia de la República (Marzo 2011)

230 SLT 1301 Interconexión de Baja California	Construcción de 428 km-c de líneas de transmisión, transformación con capacidad de 800 MVA y adquisición de equipos con capacidad de 133.3 MVAR de compensación	428 km-c , 800 MVA y 133.3MVAr	106.31
233 SLT 1303 Transmisión y transformación Baja - Noroeste	Construcción de 109 km-c de líneas de transmisión, y adquisición de equipos con capacidad de transformación de 50 MVA y 3 MVAR de compensación	108,9 km-c, 50MVA y 3 MVAr	36.97
218 LT Red asociada al Proyecto de Temporada Abierta y Oaxaca II, III y IV			209.52
218 LT Red de transm. asociada al proy. de temp.abierta y Oax. II, III y IV (1ª f) (1220)	Construcción de 424.2 km-c de líneas de transmisión y transformación de 2,125 MVA y 75 MVAR de compensación	424.2 km-c , 2,125 MVA y 75 MVAr	
218 LT Red de transm. asociada al proy. de temp.abierta y Oax. II, III y IV (2ª f) (1220)	Construcción de 600 MVAR de compensación	600 MVAr	
Laguna Verde - Jamapa			-
211 SLT 1203 Transmisión y transformación Oriental - Sureste		Dividido en 2 fases	432.59
211 SLT 1203 Transmisión y transformación Oriental - Sureste (1ª f).	Construcción de 196.5 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos de transformación con capacidad de 1,175 MVA y 22.5 MVAR de compensación	196.1 km-c, 1,175 MVA y 22.5 MVAr	
211 SLT 1203 Transmisión y transformación Oriental - Sureste (2ª f)	Construcción de 35 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos de transformación con capacidad de 20 MVA y 1.2 MVAR de compensación	41,3 km-c, 20 MVA y 1.2 MVAr	
66 LT 710 Red de transmisión asociada a Altamira V	Construcción de 506.9 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos de transformación con capacidad de 124.5 MVAr de compensación	506.9 km-c y 124.5 MVAr	124.54
Conversión a 400 kV Área Peninsular			559.97
210 SLT 1204 Conversión a 400 kV del área Peninsular (1ª f)	Construcción de 179 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos de transformación con capacidad de 875 MVA y 1,008.3 MVAR de compensación	179 km-c, 875 MVA y 1,008.3 MVAr	559.97
210 SLT 1204 Conversión a 400 kV del área Peninsular (2ª f)	Construcción de 61 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipos de transformación con capacidad de 300 MVA.	61 km-c y 300MVA	
Proyecto Tabasco			613.19
204 SLT 1119 Transm.y transf. del Sureste		Dividido en 2 fases	613.19

204 SLT 1119 Transm.y transf. del Sureste 1a. Fase	Construcción de 169 km-c y adquisición de equipo de transformación con capacidad de 875 MVA y 60 MVAR de compensación	169 km-c, 875 MVA y 60 MVAR	
204 SLT 1119 Transm.y transf. del Sureste 2a. Fase	Construcción de 7 km-c de líneas de transmisión	7 km-c	
Las Glorias, banco 1			594.32
188 SE 1116 Transformación del Noreste		Dividido en 2 fases	594.32
188 SE 1116 Transformación del Noreste (1ª f)	Construcción de 49.8 km-c de líneas de transmisión	49.8 km-c	
188 SE 1116 Transformación del Noreste (2ª f)	Construcción de 141 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipo de transformación con capacidad de 500 MVA	139,96 km-c y 500MVA	
188 SE 1116 Transformación del Noreste (3ª f)	Construcción de 194 km-c de líneas de transmisión y adquisición de equipo de transformación con capacidad de 1,000 MVA	189.4 km-c y 1,000MVA	
Ampliación de redes de distribución	Ampliación para un incremento en la capacidad de distribución de 889 MVA, en los niveles de tensión de 13.8 kV, 23.9 kV y baja tensión	889 MVA	14,703.59
Adquisición de acometidas y medidores de distribución	Instalación de 2.5 millones de acometidas y sus respectivos equipos de medición	2.5 millones de acometidas	4,173.05
Construcción y ampliación de subestaciones de distribución	Construcción, ampliación y mejoras de subestaciones de distribución en los niveles de tensión menores a 13.8 kV	Pendiente	870.94
Construcción y ampliación de líneas de distribución	Construcción de 1,364 km de líneas de alta tensión de distribución para sustitución de líneas obsoletas	1,364 km	1,440.23
Otras subestaciones, líneas y programas	Terminación y automatización de subestaciones, modernización de protecciones y sustitución de equipo de potencia que rebasó su vida útil	-	
Subestación Lago I (antes Lago y Madero Potencia)	Instalación de una subestación con capacidad de 330 MVA, así como sus derivaciones	-	
Subestación Alfa	Instalación de 3 bancos de autotransformadores de 330 MVA, así como sus derivaciones	-	
Subestación Vidrio Potencia	Instalación de 3 bancos de autotransformadores de 375 MVA, así como sus derivaciones	-	
Programa de reducción de pérdidas	Sustitución de transformadores y blindaje de la red de distribución, reemplazo de medidores, reingeniería de alimentadores y mejoras a la red de distribución, entre otros	-	
Otros programas	Cambio de voltaje, automatización, equipo de medición, potencia reactiva, extensiones y modificaciones, transformadores y redes de comunicación	-	

Tiempo de interrupción al usuario	Adquisición de equipo de seccionamiento, cable semi aislado, apartarrayos e indicadores de corriente de falla	-	
-----------------------------------	---	---	--

7.2.1.3 Interconexiones y comercio exterior de energía eléctrica

Una de las formas de optimizar la capacidad de generación en un sistema con una participación alta de energías renovables o intermitentes es a través del comercio de energía con nuestros vecinos. A continuación se describe el estatus actual de las interconexiones con EE.UU., Guatemala y Belice, y el comercio exterior de energía eléctrica con ellos.¹⁹⁰

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra interconectado con el exterior a través de enlaces que operan de manera permanente y los que se utilizan en situaciones de emergencia. La razón de que estos últimos no operen de forma permanente se debe a que técnicamente no es posible unir sistemas grandes con líneas pequeñas por el riesgo de inestabilidades en el sistema eléctrico de uno u otro país.

El comercio exterior de energía eléctrica se realiza a través de nueve interconexiones entre EE.UU. y México, así como una interconexión de México con Belice y otra con Guatemala. La interconexión con Guatemala se inauguró el 26 de octubre de 2009 y se puso en pruebas de sincronización la infraestructura de interconexión eléctrica que consiste, del lado mexicano, e una línea de transmisión de 32 kilómetros y en la expansión de la subestación Tapachula Potencia. Del lado guatemalteco, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala construyó una línea de transmisión de 71 kilómetros y amplió la subestación Los Brillantes. Con esta infraestructura CFE puede exportar 120 MW de potencia con la posibilidad de ampliarla hasta 200 MW y, por otra parte, se pueden importar hasta 70 MW de Guatemala.

Las interconexiones varían en su capacidad y tensión de operación. En el caso de la frontera norte, cinco interconexiones operan para situaciones de emergencia, esto es, cuando el suministro se ve afectado por distorsiones o disturbios o cuando se requiere apoyar el restablecimiento de sistemas en caso de apagones en ambos lados de la frontera.

A excepción de tres permisionarios establecidos en el estado de Coahuila, la totalidad de los permisionarios de importación de energía eléctrica se ubican en las áreas de control de Baja California y Noroeste, específicamente en los estados de Baja California y Sonora. Con el fin de realizar las operaciones de importación de electricidad para autoabasto, el 17 de mayo de 2004 se publicó en el DOF la resolución por la cual se aprueba el modelo de contrato de interconexión de permisionarios ubicados en el área de control de Baja California que importan energía a través del Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (Western Electricity Coordinating Council, WECC) de los EUA, el cual regula las operaciones entre CFE y los permisionarios de importación. El contrato de interconexión para permisionarios ubicados en el área de control de Baja California, tiene por objeto que la CFE realice la transmisión de energía de importación entre el punto de

¹⁹⁰ Prospectivas del Sector Eléctrico 2010-2015. Secretaría de Energía 2010. www.energia.gob.mx

interconexión y el punto de carga del permisionario, de manera que este contrato sirva de marco para todas las operaciones con el permisionario.

El comercio de energía eléctrica se realiza por medio del SEN y dos consejos regionales de confiabilidad de EE.UU., de un total de ocho consejos que operan mediante enlaces asíncronos. El WECC abarca una superficie de aproximadamente 4.7 millones de km² (casi dos veces y media la superficie del territorio nacional), por lo que es el más grande y diverso de los consejos que integran la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (*North American Electric Reliability Council, NERC*). Dicho consejo se enlaza con el SEN en Baja California mediante dos subestaciones, Insurgentes y Rivereña, que se interconectan con dos subestaciones en EE.UU. en la zona de El Paso, Texas. Esta interconexión es síncrona y opera sólo en situaciones de emergencia. Los mayores flujos de comercio exterior de energía eléctrica con EE.UU. se realizan mediante las interconexiones SEN-WECC.

Las interconexiones entre ambos sistemas en la zona de Baja California hacen posible contar con una capacidad de 800 MW para líneas con un nivel de tensión de 230 kV. Los miembros del WECC están localizados en los estados de California, Arizona, Nuevo México y una pequeña parte de Texas, mientras que el sistema de CFE que mantiene estas conexiones está ubicado en Baja California, Sonora y Chihuahua.

Por otra parte, el SEN tiene interconexiones con otro consejo regional de EE.UU., esto es, el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (*Electric Reliability Council of Texas, ERCOT*). Las interconexiones con este consejo son para emergencias, excepto la interconexión asíncrona entre las subestaciones de Eagle Pass (Texas) y Piedras Negras (Coahuila), que si bien tiene el propósito de realizar intercambios en situaciones de emergencia, de acuerdo con el tipo de interconexión asíncrona también se puede operar en forma permanente. La tensión de operación para este sistema es de 138 kV y tiene una capacidad de transmisión de 36 MW.

CFE y ERCOT comparten 1,200 km de frontera para realizar el intercambio de energía eléctrica y consideran el resto de las líneas de interconexión del norte del país. Los sistemas que mantienen el contacto con CFE son:

American Electric Power Texas Central Company y American Electric Power Texas North Company, mientras que por el lado de México son los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. En la frontera sur, la interconexión de Belice opera de manera permanente debido a que el sistema de ese país es pequeño y no genera problemas de inestabilidad al SEN.

En 2009 la capacidad e infraestructura de transmisión para comercio exterior en operación se mantuvo constante respecto al año anterior. Las exportaciones de electricidad se ubicaron en 1,249 GWh, mientras que las importaciones permanecieron en niveles similares al de 2008 al ubicarse en 346 GWh. El balance neto de comercio exterior de energía eléctrica se ubicó en 904 GWh. En el sistema de Baja California, incluyendo el porteo para exportación, se operan los mayores flujos de energía con una participación del 78.8% del total al exterior.



- ¹ Interconexión permanente
- ² Interconexión de asistencia en emergencia
- ³ Interconexión asíncrona

WECC: Western Electricity Coordinating Council.
 ERCOT: Electric Reliability Council of Texas.

Figura 69. Enlaces e interconexiones internacionales (2009)¹⁹¹

¹⁹¹ Prospectivas del Sector Eléctrico 2010-2015. Secretaría de Energía 2010. www.energia.gob.mx

7.2.2 Sistemas para almacenamiento de electricidad

La electricidad no puede almacenarse directamente (exceptuando los casos en que se pueden utilizar capacitores), pero puede transformarse en otros tipos de energía que pueden ser almacenados. En las baterías, por ejemplo, la electricidad se transforma en energía química. En sistemas hidráulicos con agua almacenada mediante bombas, se transforma en energía potencial. La energía eléctrica también puede 'transformarse' en aire comprimido para su almacenamiento. El costo y capacidad de las opciones de almacenamiento poseen rangos de variación grandes. La electricidad almacenada mediante baterías es eficiente, pero sólo en una escala relativamente pequeña. Las baterías de iones de Li típicamente cuestan alrededor de 500 USD/kWh, lo cual es un costo altísimo.

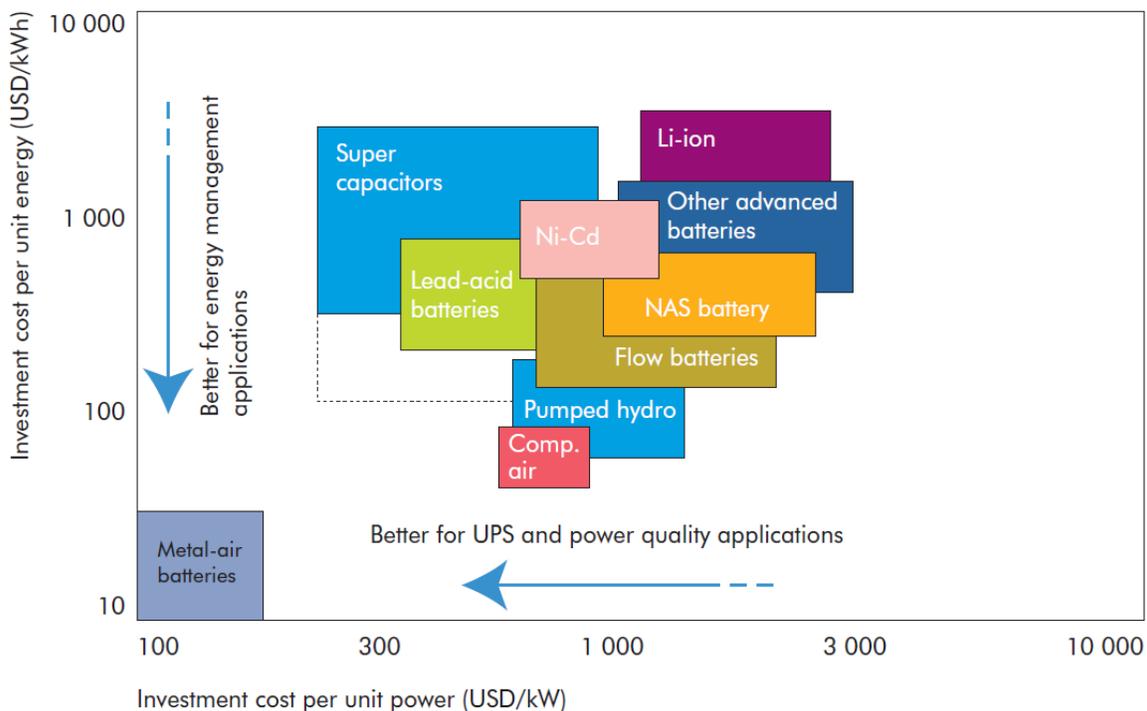
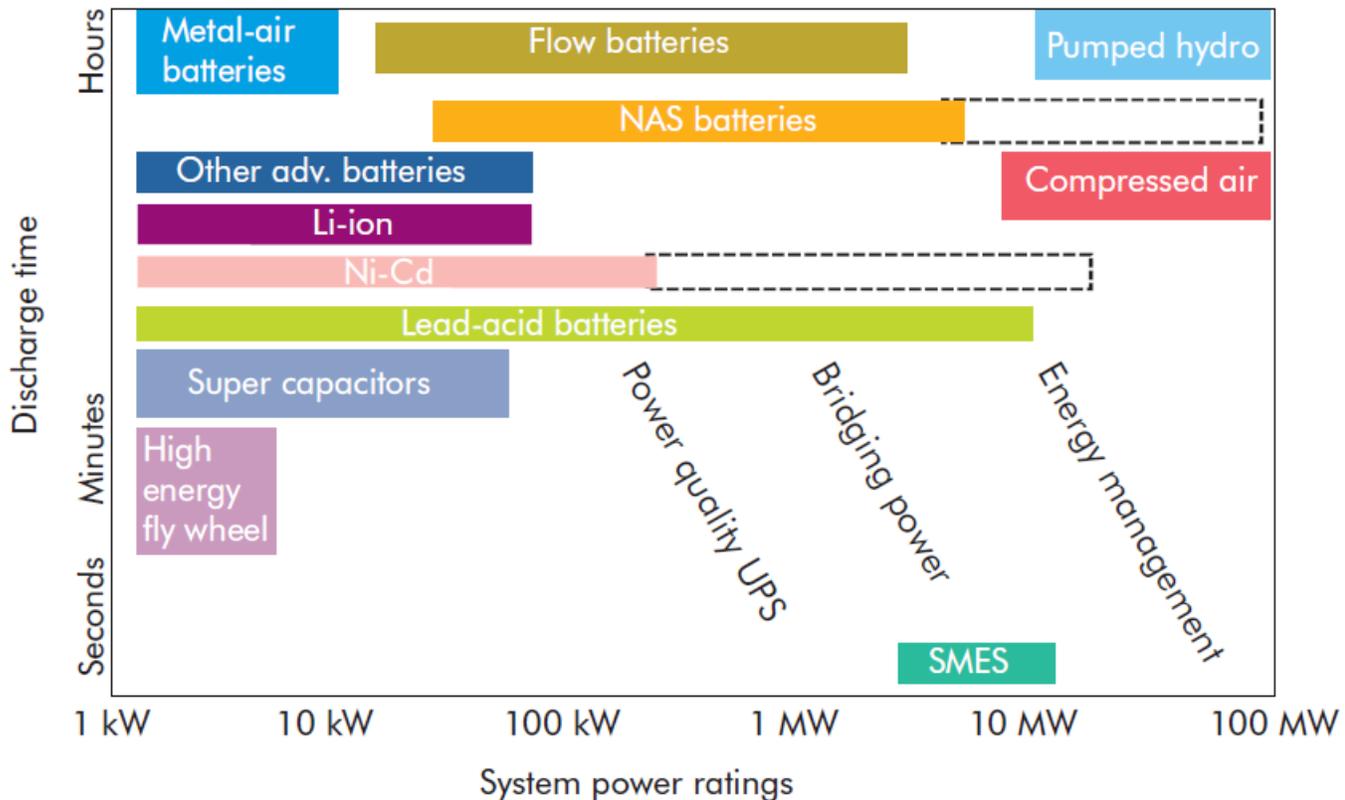


Figura 70. Costo indicativo de varias tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica¹⁹²

Las distintas opciones para almacenamiento tienen diferentes escalas de potencia y tiempos de descarga. Las eficiencias energéticas de las opciones disponibles varían desde 40% a cerca del 100%, por ejemplo las celdas de hidrógeno pueden aplicarse en un rango amplio de potencia, pero esta opción es menos eficiente que las demás, los sistemas de aire comprimido (CAES) alcanzan una eficiencia alrededor del 70%, el almacenamiento mediante bombeo de agua tiene un rango de eficiencias de 55% a 90%, por lo cual es el método el uso más generalizado.

¹⁹² Energy Technology Perspectives 2008 In support of the G8 Plan of Action. Scenarios & Strategies to 2050. International Energy Agency, página 407 (Thijssen, G. (2002). "Electricity Storage and Renewables", Electricity Storage Association (ESA), Morgan Hill, CA and Transmission & Distribution Counseling (KEMA), Arnhem, Netherlands, www.electricitystorage.org/pubs/2002/Lisbon_May_2002_KEMA.pdf).

Figura 71. Opciones de almacenamiento agrupadas por tamaño y tiempo.¹⁹³

El almacenamiento mediante aire comprimido ofrece algunas ventajas especiales como la posible sinergia con perforación de pozos y plantas de gas natural así como la captura de CO₂ que están basados en el mismo tipo de tecnología, sus eficiencias son un poco menores a las de sistemas de bombeo de agua, el mayor problema es encontrar cavernas subterráneas para almacenamiento, aunque el almacenamiento en acuíferos puede resolver este problema.¹⁹⁴

Otra tecnología que se encuentra en investigación es la de almacenamiento magnético superconductor de energía (SMES, *Superconducting magnetic energy storage*). Mediante este método se almacena energía en bobinas superconductoras. Esto ofrece propiedades que no se observan en otras tecnologías de almacenamiento, ya que puede controlar potencia activa y reactiva simultáneamente así como ciclos de carga y descarga para grandes cantidades de energía rápidamente. También se puede emplear de forma repetida. La investigación actual se concentra en redes de prueba para establecer si es práctica o no, así como el costo de esta tecnología. También se encuentra en desarrollo un sistema compacto de

¹⁹³ Energy Technology Perspectives 2008 In support of the G8 Plan of Action. Scenarios & Strategies to 2050. International Energy Agency, página 408 (Thijssen, G. 2002. "Electricity Storage and Renewables", Electricity Storage Association (ESA), Morgan Hill, CA and Transmission & Distribution Counseling (KEMA), Arnhem, Netherlands, www.electricitystorage.org/pubs/2002/Lisbon_May_2002_KEMA.pdf)

¹⁹⁴ Shepard, S. and S. van der Linden (2001), "Compressed Air Energy Storage Adapts Proven Technology to Address Market Opportunities", Power Engineering (Ed. Abril 2001).

almacenamiento tipo volante (*flywheel*) que puede cargar y descargar energía durante un periodo mayor que con un SMES, y con menor energía que volantes mecánicos convencionales, con el propósito de obtener sistemas de control de la red más sofisticados¹⁹⁵. A pesar de que los prototipos de SMES existen desde hace un buen tiempo, aún no están disponibles comercialmente.

El hidrógeno es un portador de energía que puede producir electricidad vía electrólisis. Puede utilizarse en periodos de exceso de demanda para generación de potencia. Sin embargo, la eficiencia de este ciclo no es muy alta. La eficiencia de la electrólisis es, cuando mucho, del 70%, mientras que la eficiencia de la generación de potencia es de un 60%. Esto resulta en una eficiencia del sistema de almacenamiento de 42%¹⁹⁶, por lo que sólo tiene sentido utilizar el hidrógeno como sistema de almacenamiento cuando la generación de electricidad es muy barata o en circunstancias especiales (p. ej.: áreas remotas). Se estima que cavernas de sal artificiales, acuíferos subterráneos o depósitos de petróleo y gas agotados pueden utilizarse para el almacenamiento de hidrógeno para producción de electricidad, aunque la necesidad de mantener la pureza del hidrógeno hace que los depósitos de petróleo y gas sean menos adecuados que las cavernas de roca o sal. El almacenamiento en acuíferos no implica ningún costo de asociado a actividades de minería y es la opción más barata.

El aumento de la producción de electricidad mediante fuentes de suministro variable, como las renovables, incrementan la necesidad de reservas de energía durante periodos de baja producción. Una de las opciones es integrar sistemas de almacenamiento como respaldo, otra opción podría ser, como ya se ha mencionado antes, complementar el déficit de producción con plantas NGCC (con captura y secuestro de CO₂) o nucleares y la modernización de la red de transmisión eléctrica. En la Tabla 42 se muestra una comparación de costos para tres sistemas de generación base de energía eléctrica. En el escenario de referencia, la opción más barata es la planta NGCC. En un escenario de estabilización de las emisiones de CO₂ a 28 Gt CO₂ en el año 2050 (ACT Map) y a un precio de 50 USD/t CO₂, el costo del aerogenerador y la planta NGCC es casi igual al sistema NGCC operando solo, finalmente, en un escenario de reducción de emisiones al 50% (14 Gt CO₂) en el año 2050, y a un precio de 200 USD/t CO₂ la opción más barata es la combinación de aerogeneradores y sistemas CAES.

Tabla 42. Comparación de costos de tres sistemas de suministro base de energía.¹⁹⁷

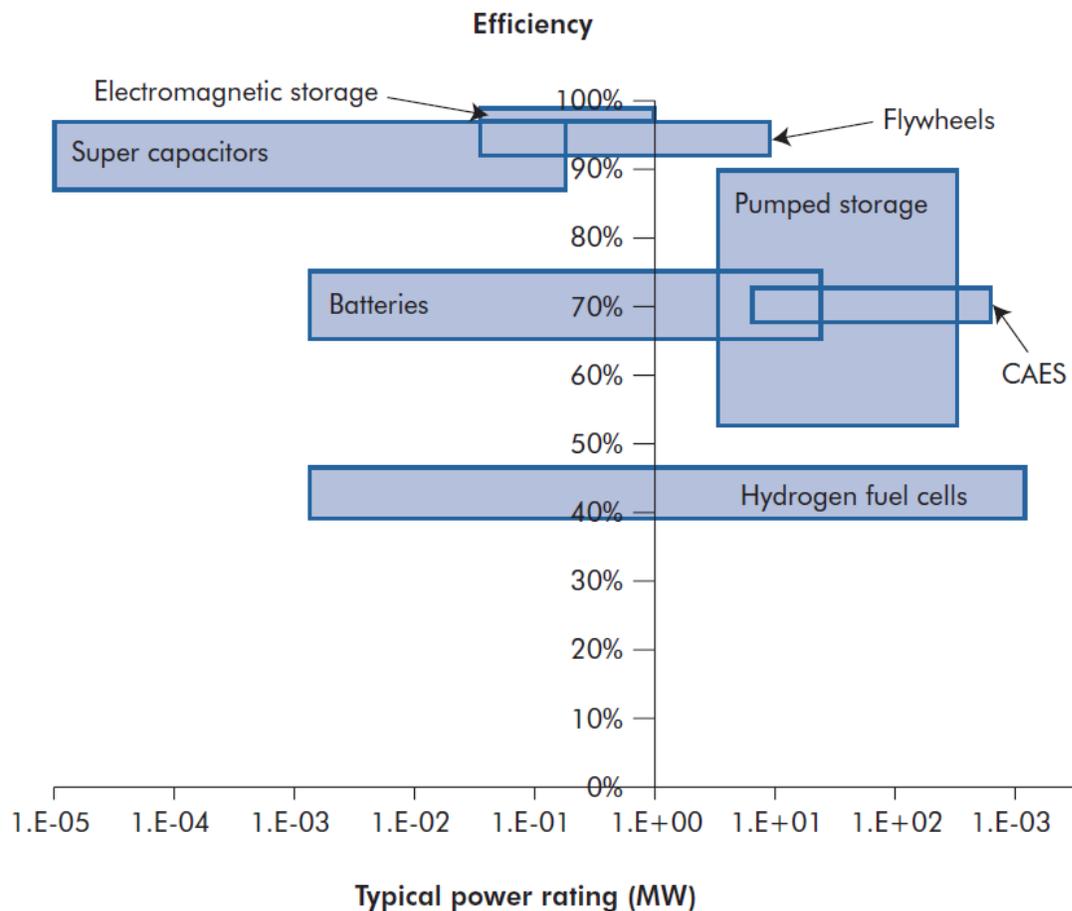
	Inversión (USD₂₀₁₀/kW)	Combustible (USD₂₀₁₀/kW/año)	Referencia de base (USD₂₀₁₀/año)	CO₂ (t/año)	ACT Map (USD₂₀₁₀/año)	Blue Map (USD₂₀₁₀/año)
<i>3 aerogeneradores y 2 unidades CAES</i>	4047.74	0.0	607.16	0.0	607.16	607.16
<i>1 aerogenerador y 1 NGCC</i>	1517.90	231.73	459.42	2.00	509.00	858.12
<i>1 NGCC</i>	505.97	345.07	420.97	2.90	495.85	1017.00

¹⁹⁵ NEDO, 2006

¹⁹⁶ Energy Technology Perspectives 2008 In support of the G8 Plan of Action. Scenarios & Strategies to 2050. International Energy Agency, Págs. 409 y 410.

¹⁹⁷ Energy Technology Perspectives (In support of the G8 Plan of Action). Escenarios y estrategias para 2050. International Energy Agency (2008). Pág. 410

La comparación en la tabla anterior se refiere a un sistema de operación aislado. En la práctica, un sistema de transmisión con cientos o miles de plantas generadoras reducen la necesidad de un sistema de respaldo. Por lo cual, el almacenamiento de la energía eléctrica no siempre es la opción más barata para compensar la variabilidad de las fuentes de generación, dicho esto, cuando se alcanzan niveles altos de utilización de plantas de generación renovables el almacenamiento de energía se vuelve más importante. De la tabla anterior podemos inferir que estos sistemas sólo serán económicamente viables si se implementan cargas por emisiones de CO₂ altos (BLUE Map).



Figura

72. Eficiencia de almacenamiento y rango de potencia.¹⁹⁸

¹⁹⁸ Vattenfall (2007), Global Mapping of Greenhouse Gas Abatement Opportunities up to 2050: Power Sector Deep-Dive, Vattenfall, Stockholm, www.vattenfall.com.

8 Apéndice B. Componentes de costo del C.N.G. para distintas tecnologías (y tasas de descuento) de generación de electricidad

8.1 Carbón PC

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 5%

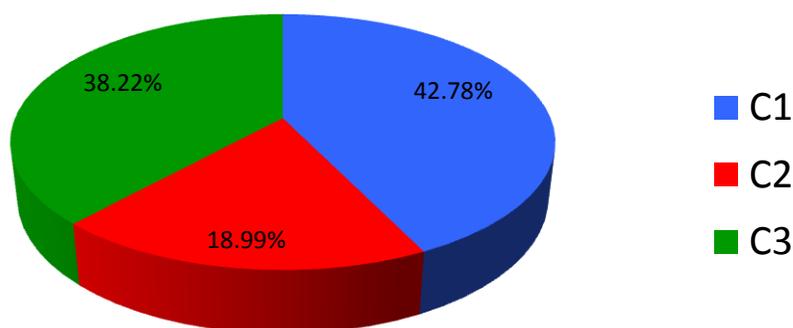


Figura 73. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 5%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 7.5%

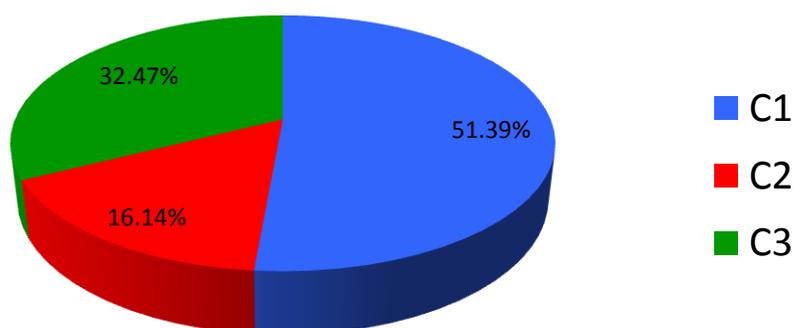


Figura 74. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 7.5%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 10%

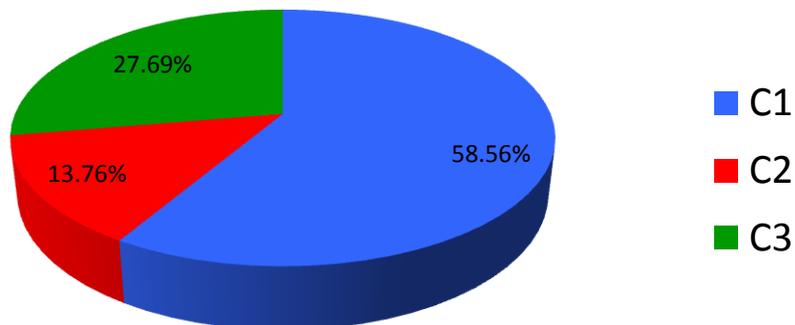


Figura 75. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 10%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 12.5%

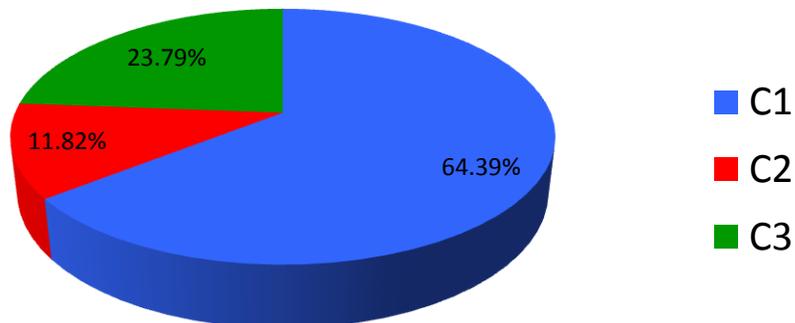


Figura 76. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 12.5%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 15%

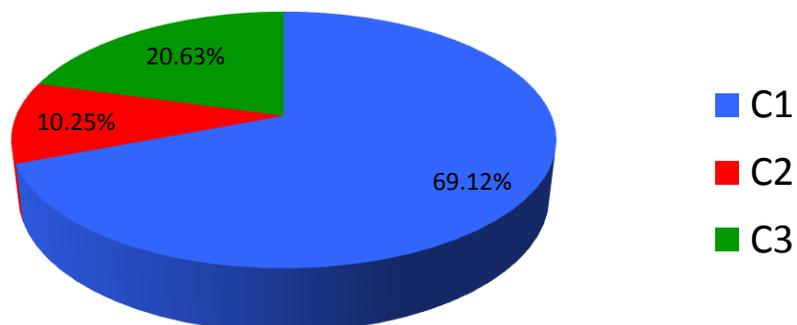


Figura 77. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 15%)

8.2 Carbón IGCC

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 5%

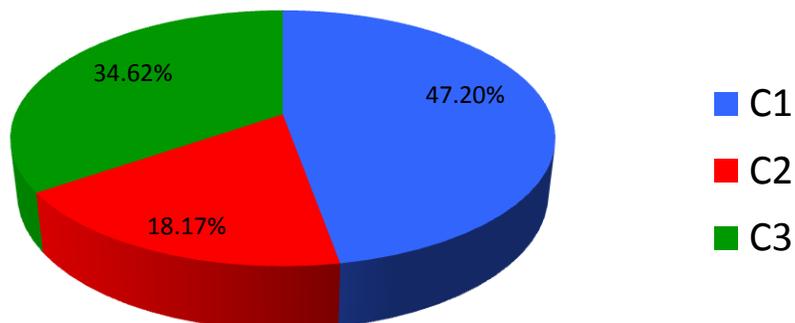


Figura 78. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 5%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 7.5%

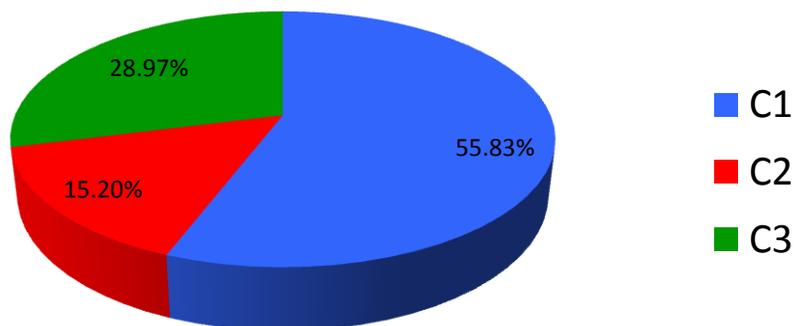


Figura 79. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 7.5%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 10%

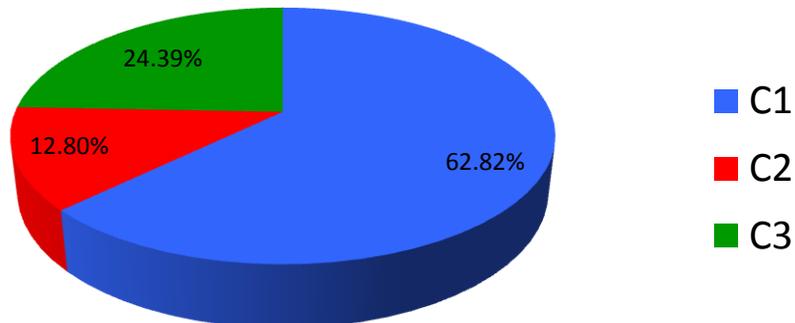


Figura 80. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 10%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 12.5%

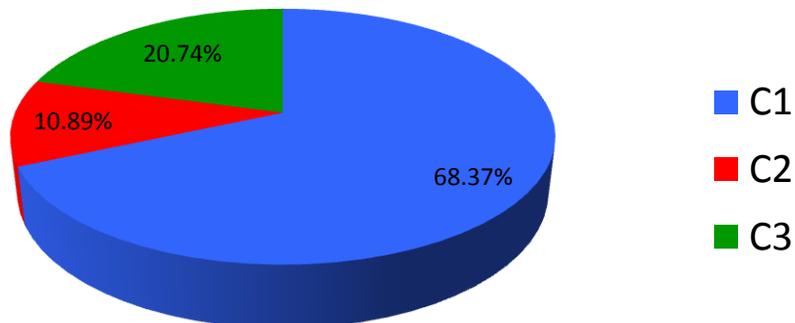


Figura 81. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 12.5%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 15%

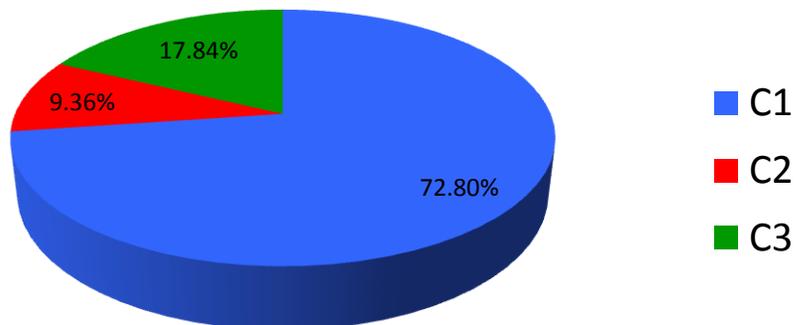


Figura 82. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 15%)

8.3 Gas Natural y CC

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 5%

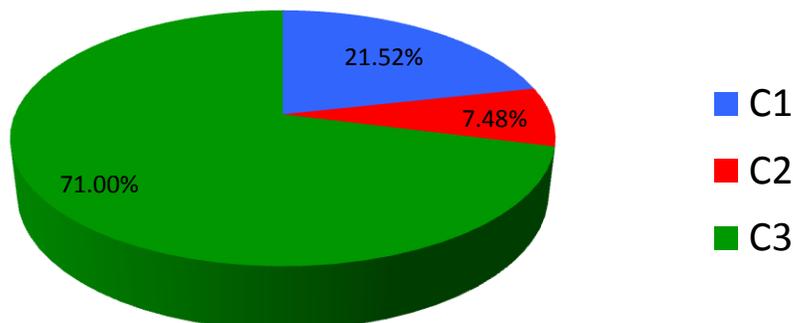


Figura 83. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 5%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 7.5%

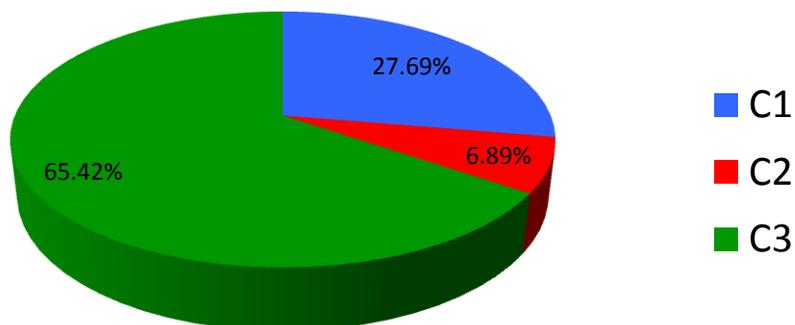


Figura 84. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 7.5%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 10%

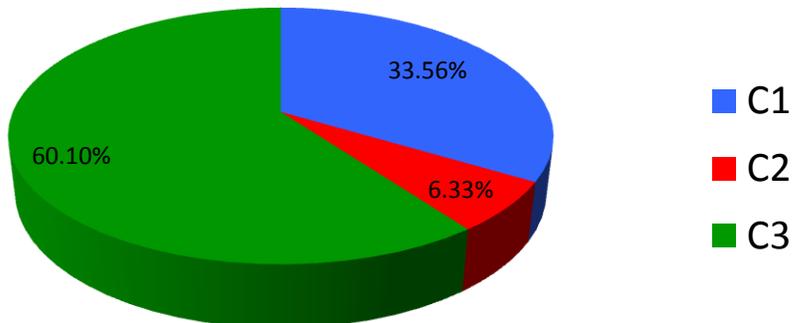


Figura 85. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 10%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 12.5%

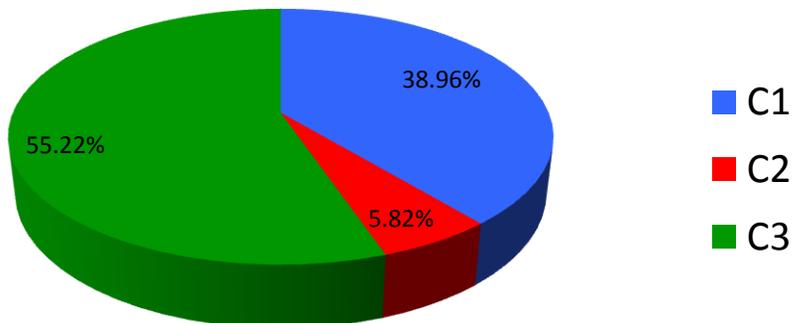


Figura 86. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 12.5%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 15%

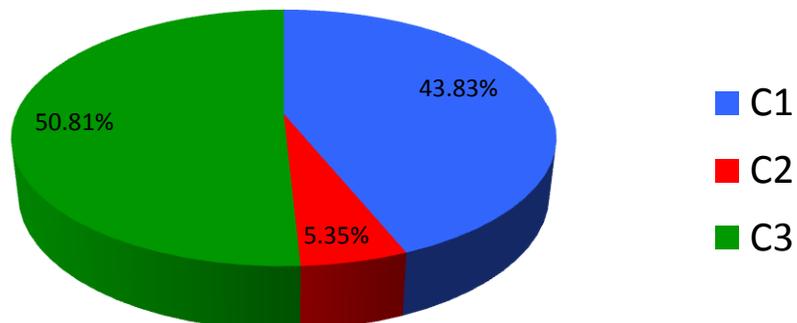


Figura 87. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3 (tasa de descuento 15%)

8.4 Nuclear ABWR

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 5%

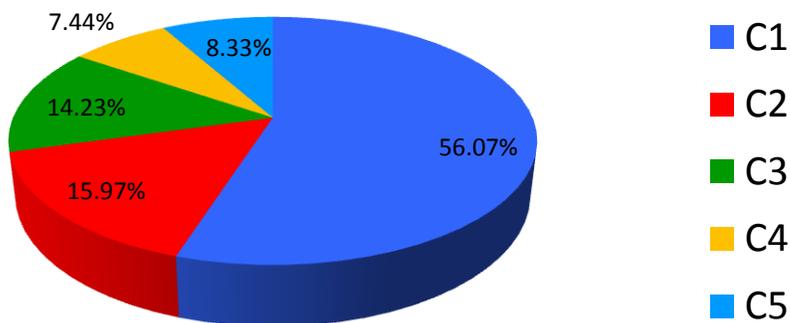


Figura 88. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 5%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 7.5%

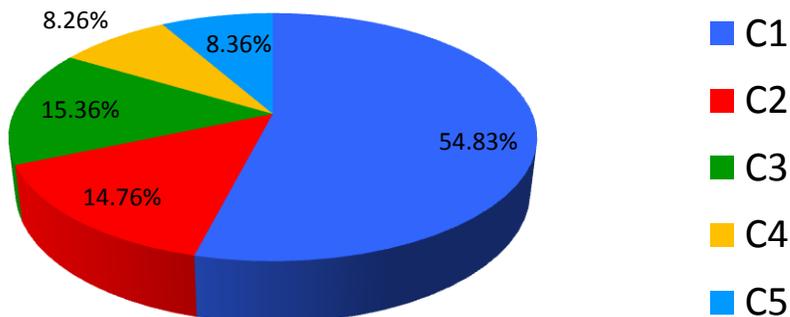


Figura 89. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 7.5%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 10%

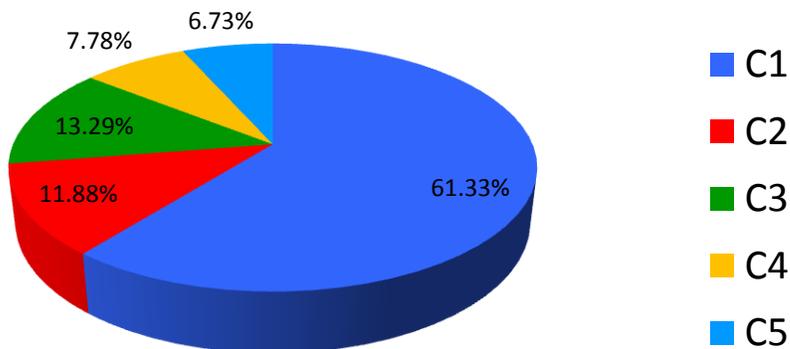


Figura 90. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3,C4, C5 (tasa de descuento 10%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 12.5%

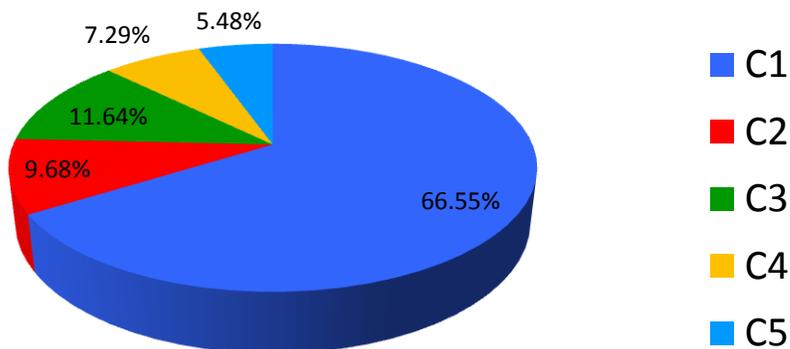


Figura 91. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3,C4, C5 (tasa de descuento 12.5%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 15%

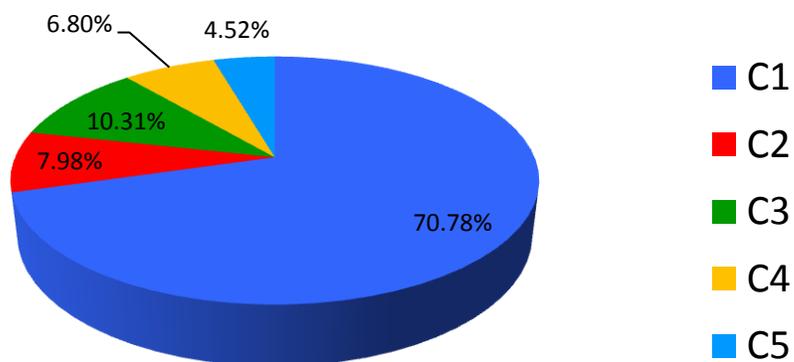


Figura 92. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5 (tasa de descuento 15%)

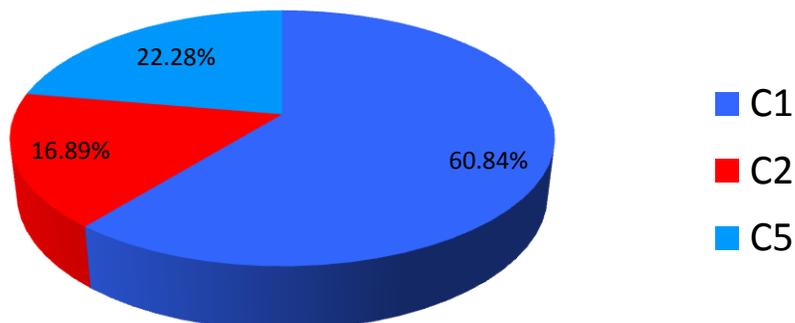
8.5 *Eólica Onshore***Eólica *onshore*, tasa de descuento del 5%**

Figura 93. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%)

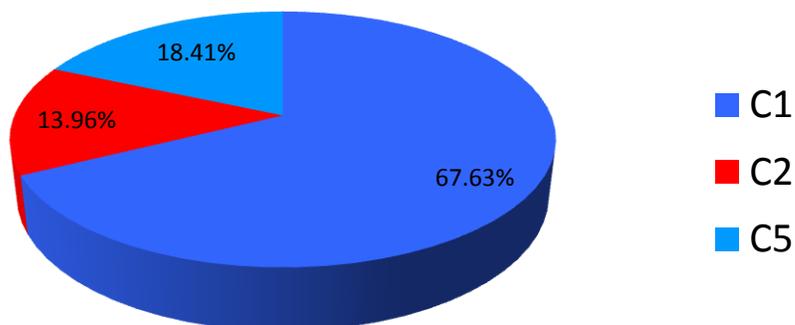
Eólica *onshore*, tasa de descuento del 7.5%

Figura 94. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%)

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 10%

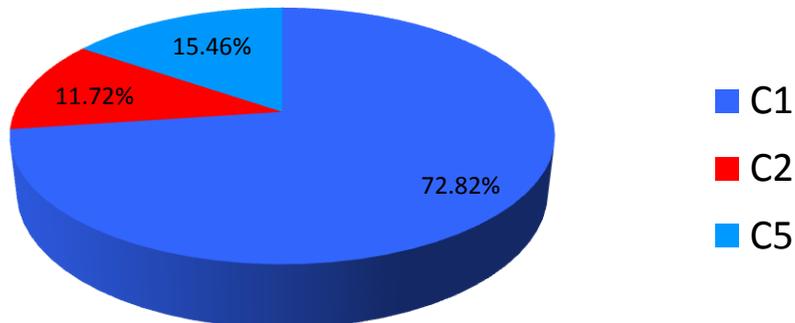


Figura 95. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%)

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 12.5%

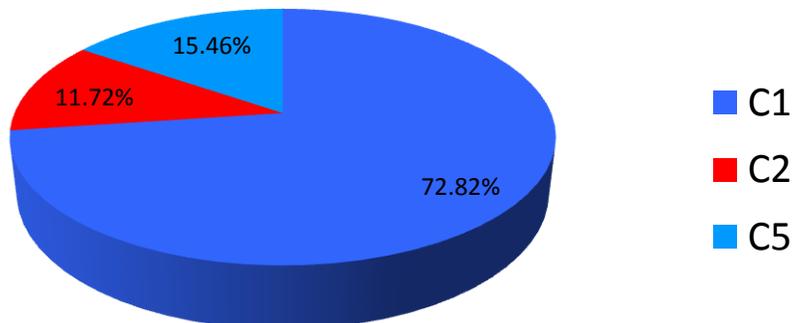


Figura 96. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%)

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 15%

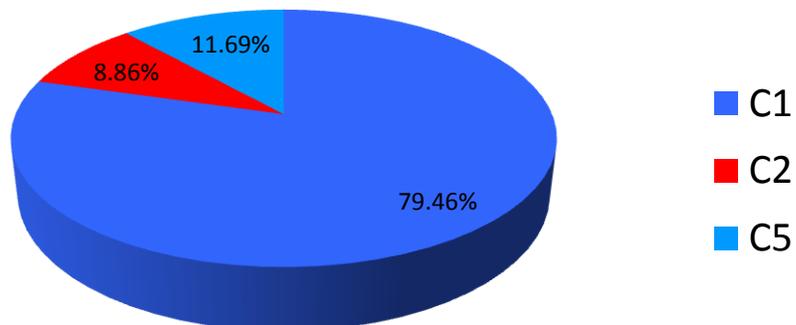


Figura 97. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%)

8.6 **Eólica Offshore**

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 5%

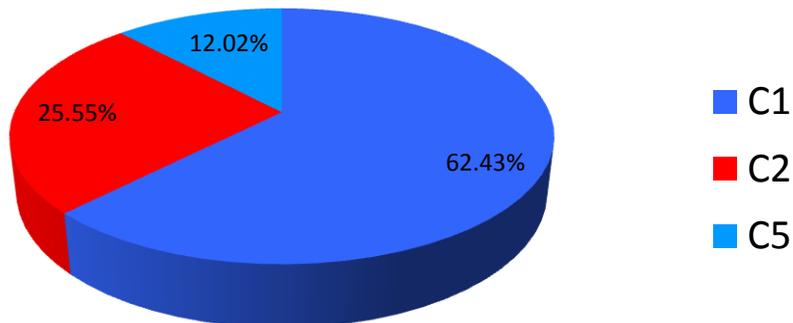


Figura 98. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 7.5%

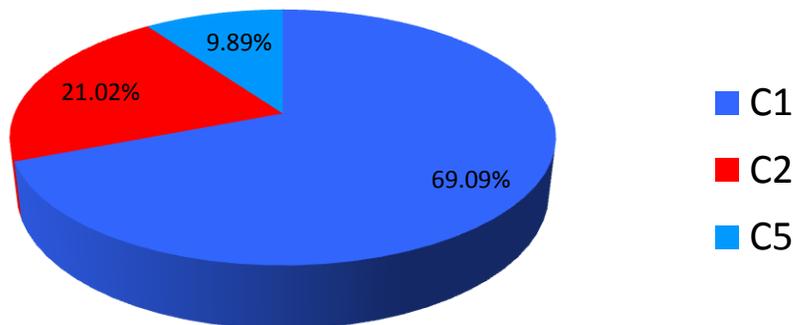


Figura 99. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 10%

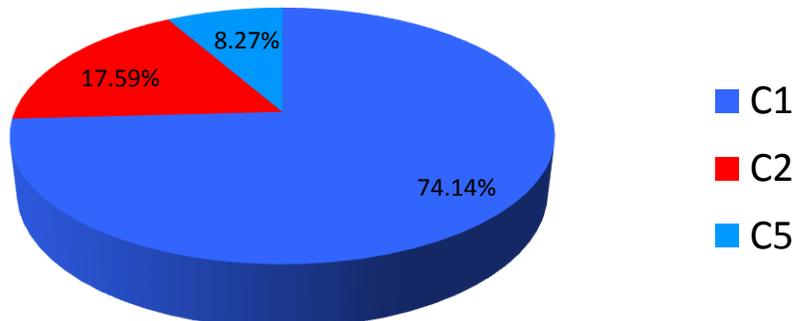


Figura 100. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 12.5%

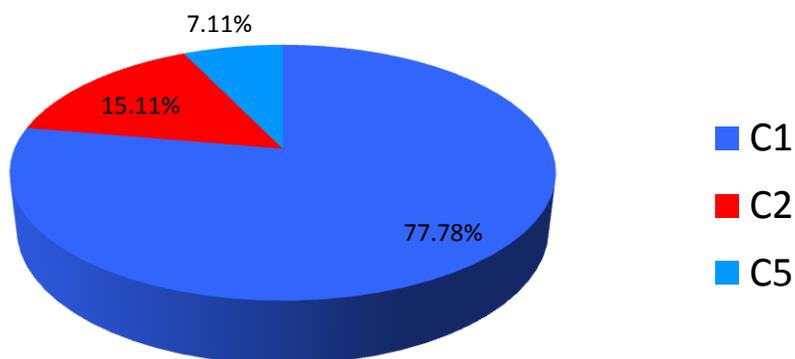


Figura 101. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 15%

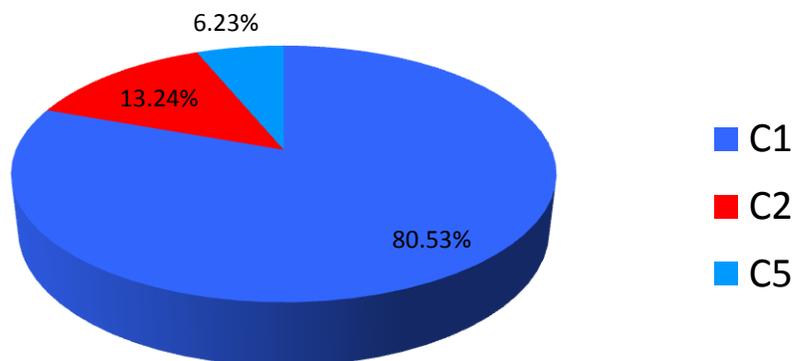


Figura 102. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%)

8.7 Solar Fotovoltaica

Solar FV, tasa de descuento del 5%

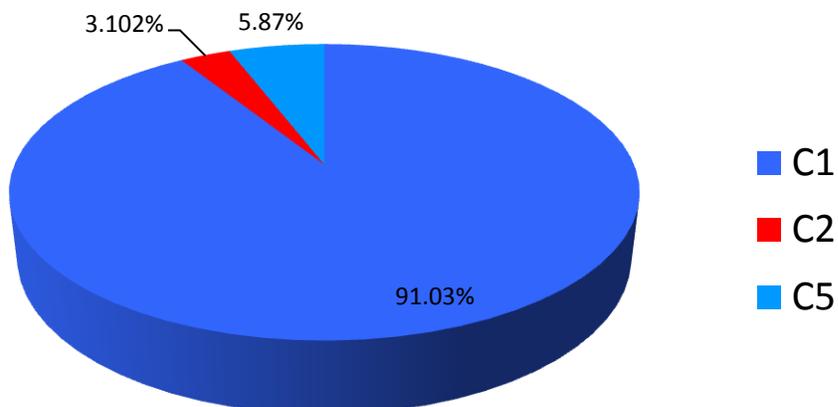


Figura 103. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%)

Solar FV, tasa de descuento del 7.5%

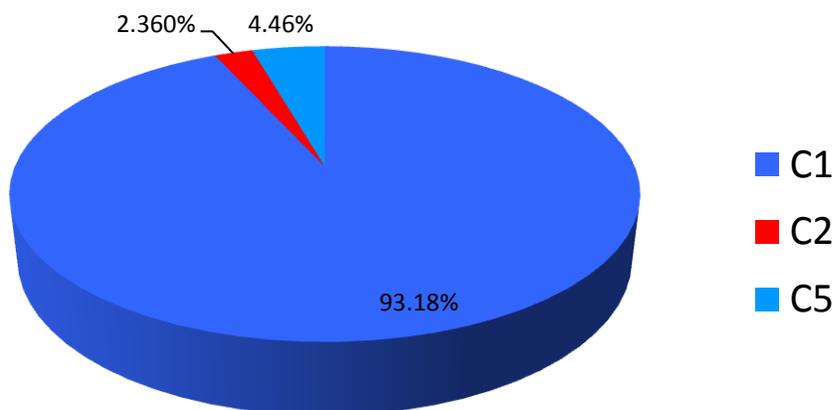


Figura 104. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%)

Solar FV, tasa de descuento del 10%

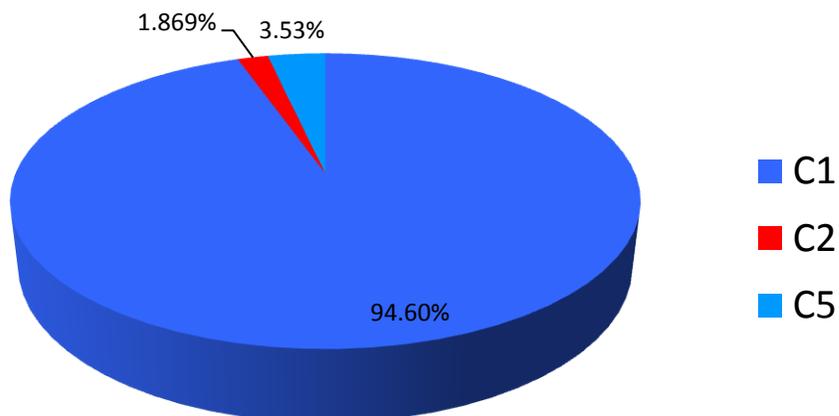


Figura 105. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%)

Solar FV, tasa de descuento del 12.5%

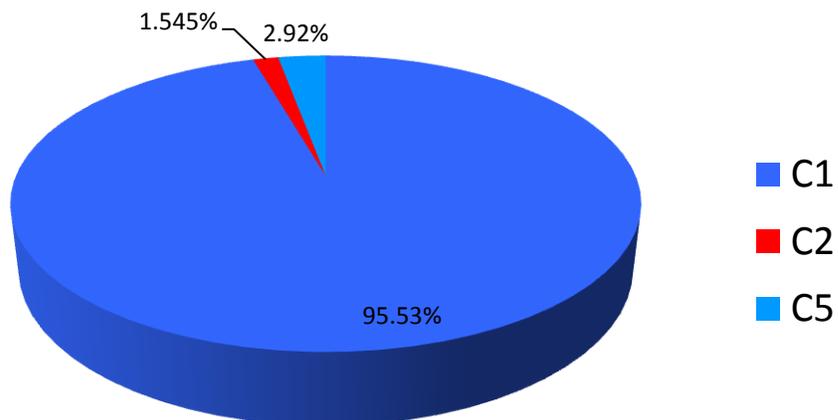


Figura 106. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%)

Solar FV, tasa de descuento del 15%

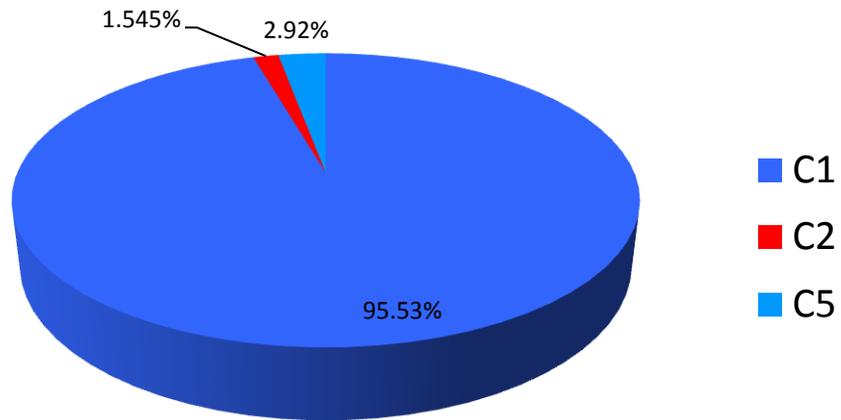


Figura 107. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%)

8.8 Solar CSP

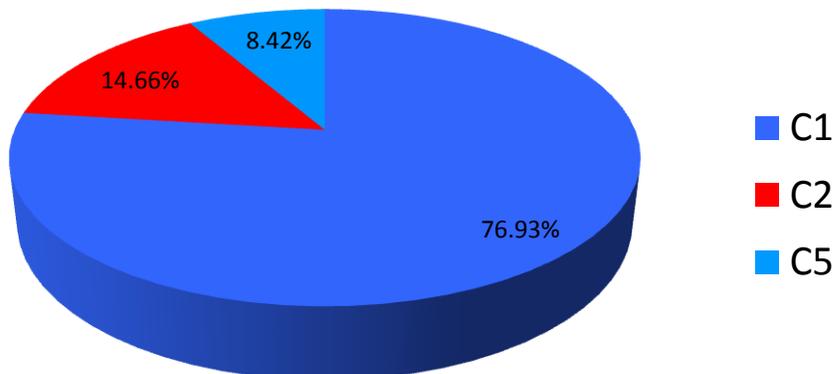
Solar CSP, tasa de descuento del 5%

Figura 108. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 5%)

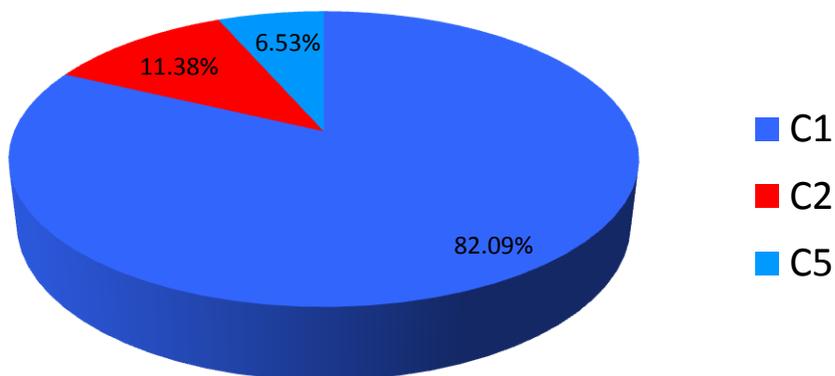
Solar CSP, tasa de descuento del 7.5%

Figura 109. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 7.5%)

Solar CSP, tasa de descuento del 10%

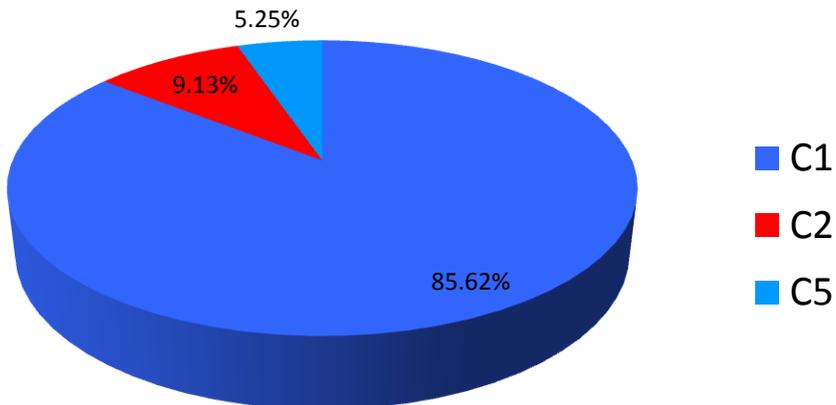


Figura 110. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 10%)

Solar CSP, tasa de descuento del 12.5%

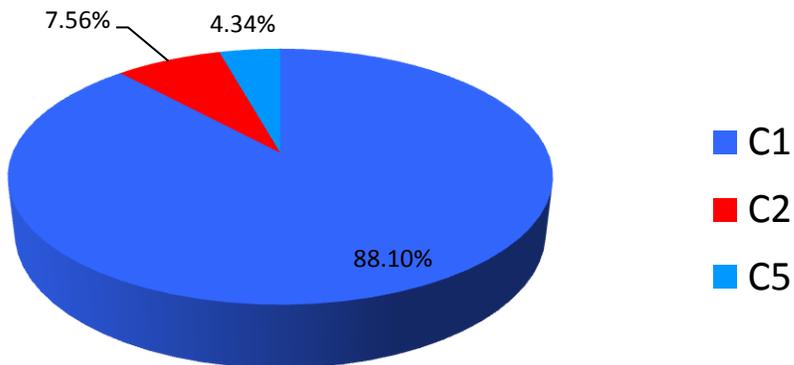


Figura 111. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 12.5%)

Solar CSP, tasa de descuento del 15%

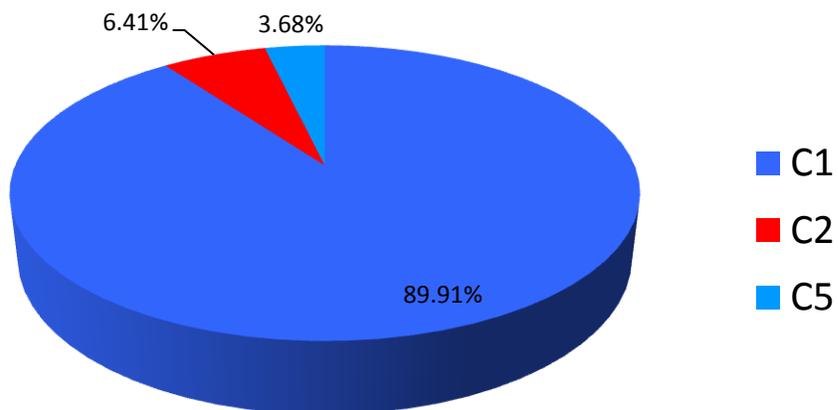


Figura 112. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5 (tasa de descuento 15%)

9 Apéndice C. Componentes de costo del C.N.G. para distintas tecnologías (y tasas de descuento) de generación de electricidad con tarifas para las emisiones de CO₂eq de acuerdo al vector de tarifas para emisiones de CO₂ indicado

Vector de referencia de tarifas para t CO₂eq:

$$\left\{ \begin{array}{l} (p_{tCO_2})_{5\%} \\ (p_{tCO_2})_{7.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{10\%} \\ (p_{tCO_2})_{12.5\%} \\ (p_{tCO_2})_{15\%} \end{array} \right\} = \left\{ \begin{array}{l} 0.187 \\ 34.130 \\ 73.934 \\ 120.047 \\ 173.088 \end{array} \right\}$$

9.1 Carbón PC

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 5%

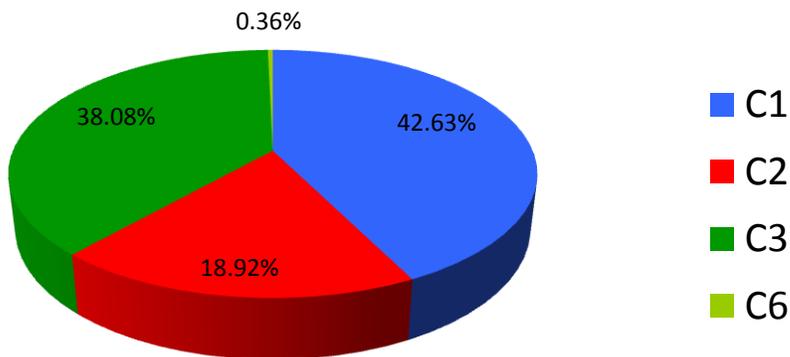


Figura 113. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 5%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 7.5%

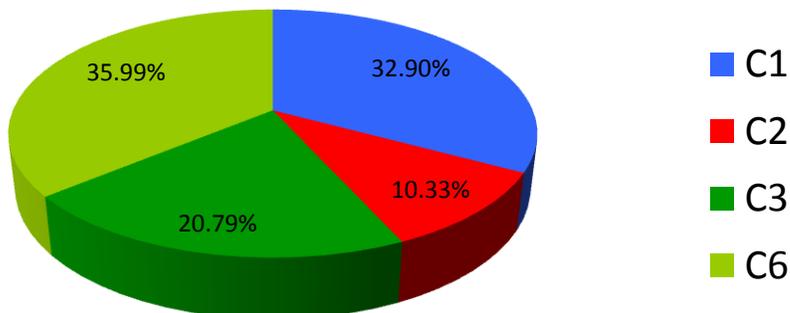


Figura 114. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 10%

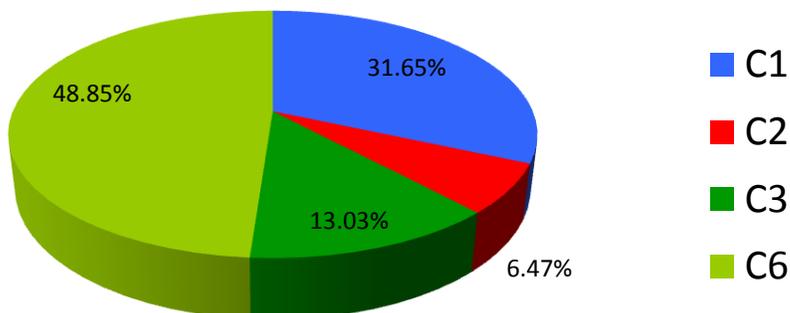


Figura 115. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 10%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 12.5%

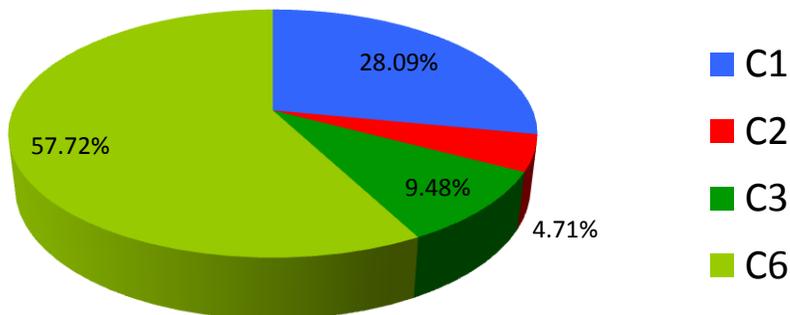


Figura 116. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Carboeléctrica tipo PC, tasa de descuento del 15%

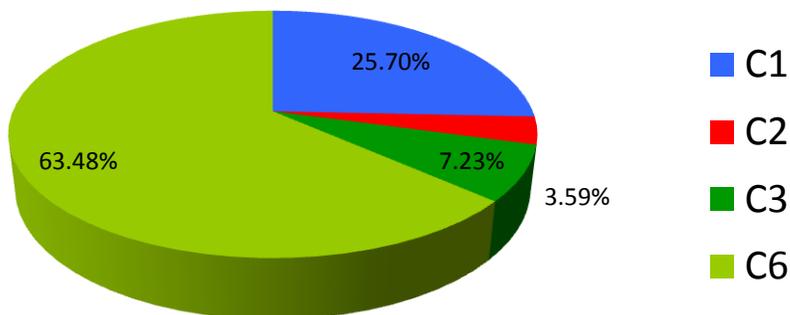


Figura 117. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 15%)

9.2 Carbón IGCC

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 5%

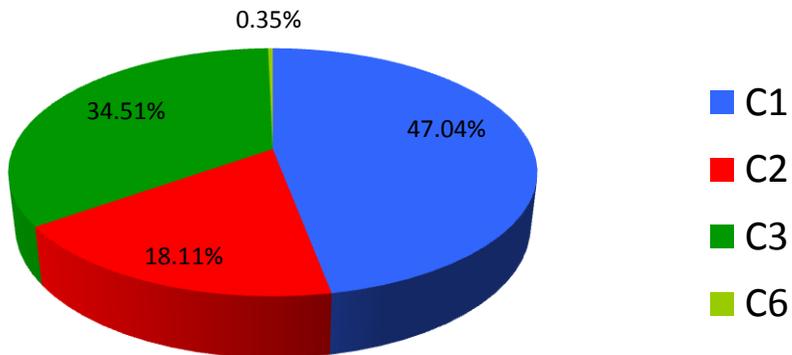


Figura 118. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 5%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 7.5%

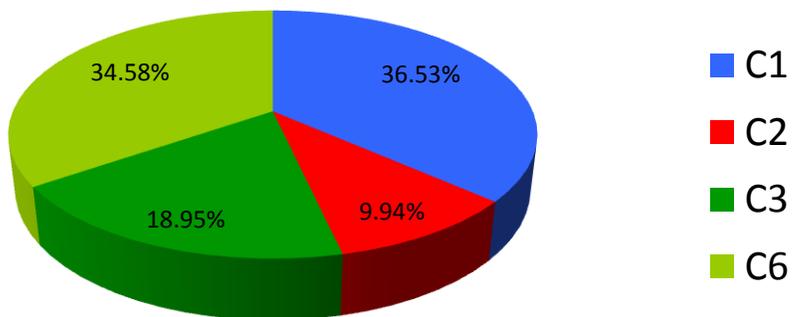


Figura 119. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 10%

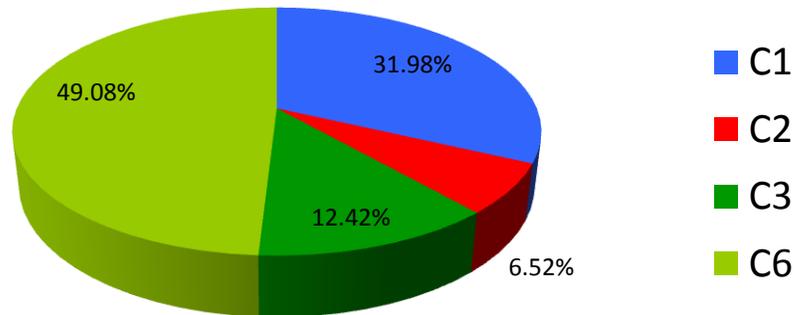


Figura 120. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 10%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 12.5%

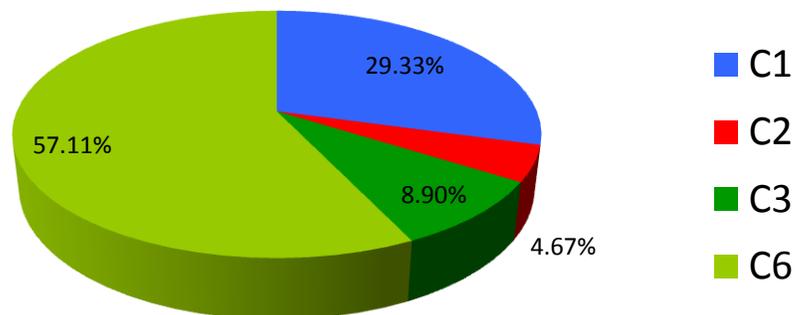


Figura 121. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Carboeléctrica tipo IGCC, tasa de descuento del 15%

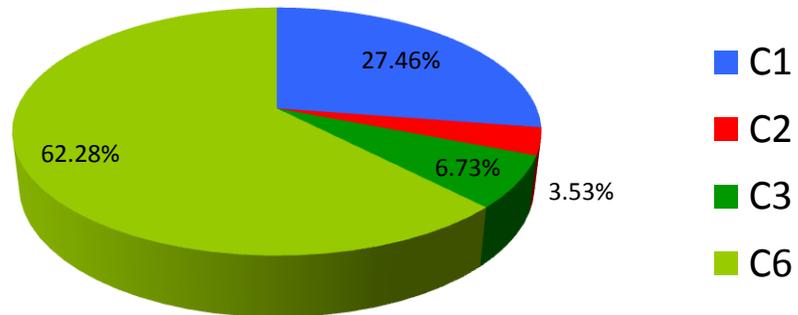


Figura 122. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 15%)

9.3 Gas Natural y CC

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 5%

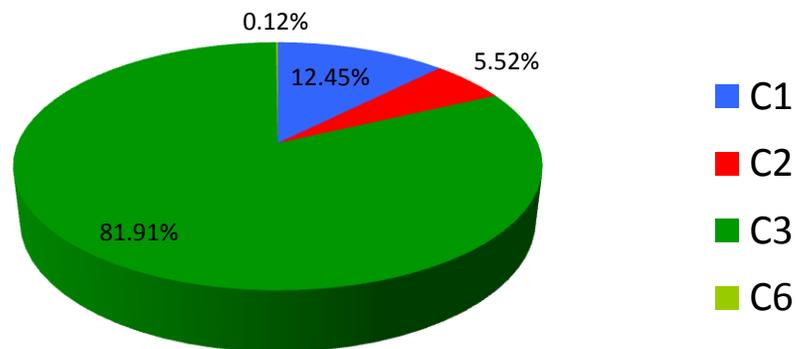


Figura 123. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 5%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 7.5%

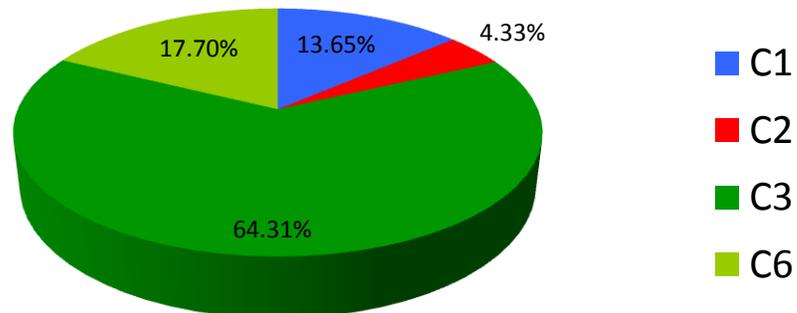


Figura 124. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 10%

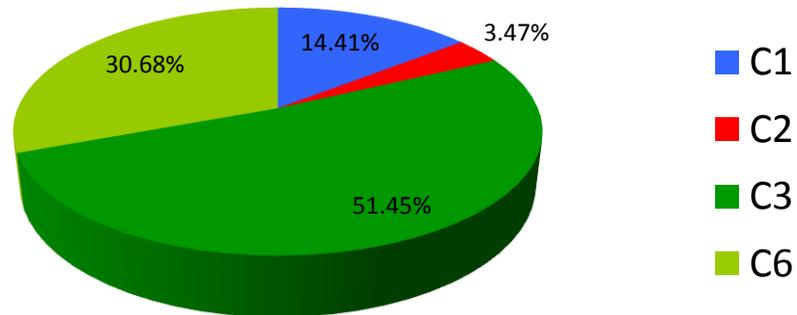


Figura 125. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 10%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 12.5%

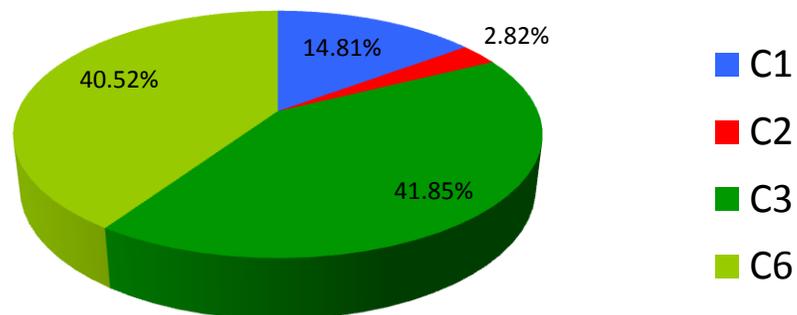


Figura 126. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Gas natural y ciclo combinado, tasa de descuento del 15%

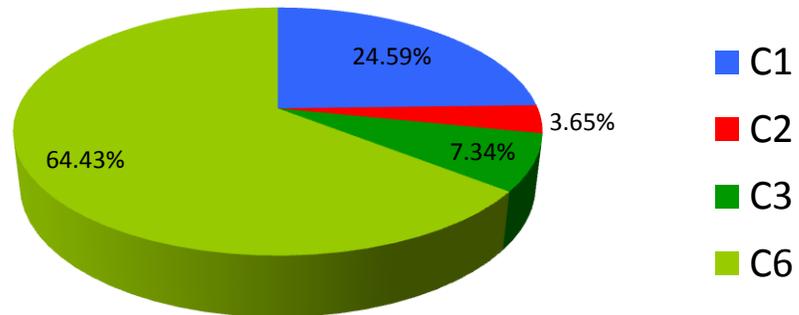


Figura 127. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C6 (tasa de descuento 15%)

9.4 Nuclear ABWR

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 5%

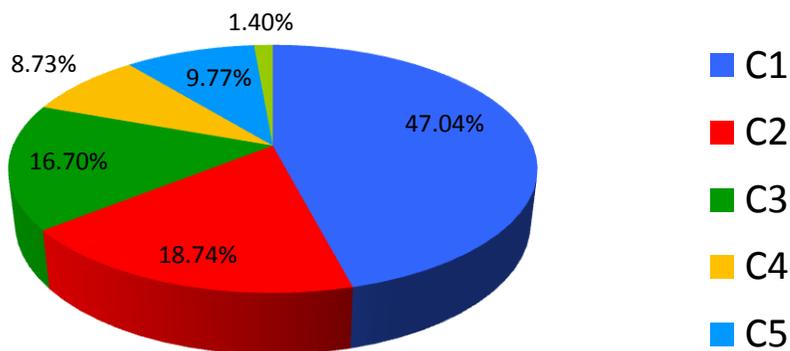


Figura 128. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5, C6 (tasa de descuento 5%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 7.5%

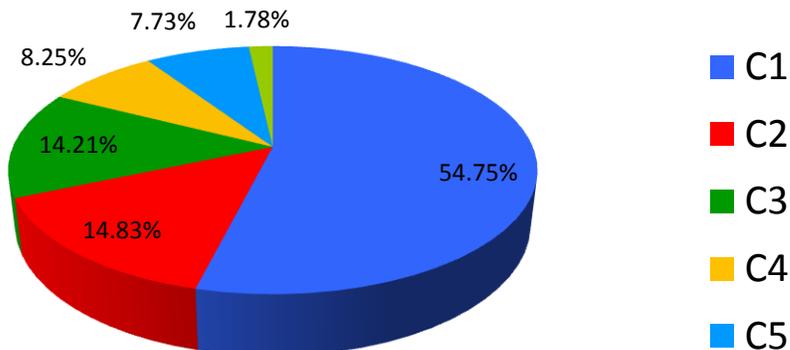


Figura 129. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 10%

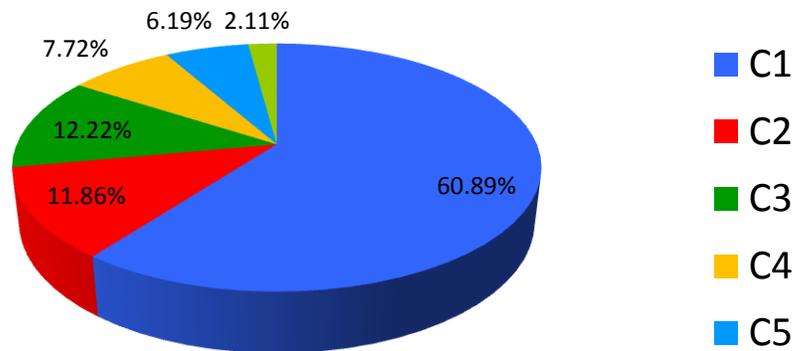


Figura 130. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5, C6 (tasa de descuento 10%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 12.5%

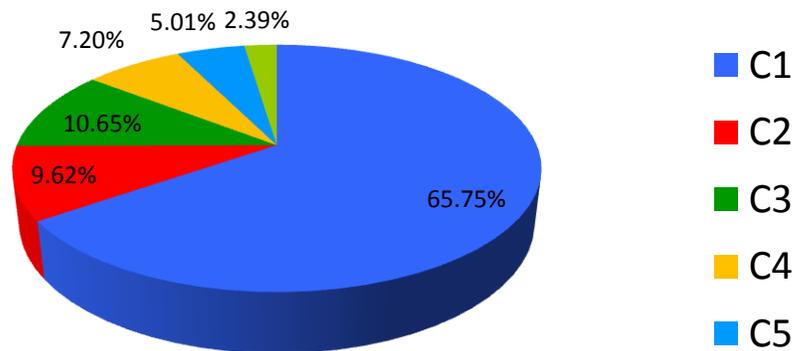


Figura 131. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Nuclear (ABWR), tasa de descuento del 15%

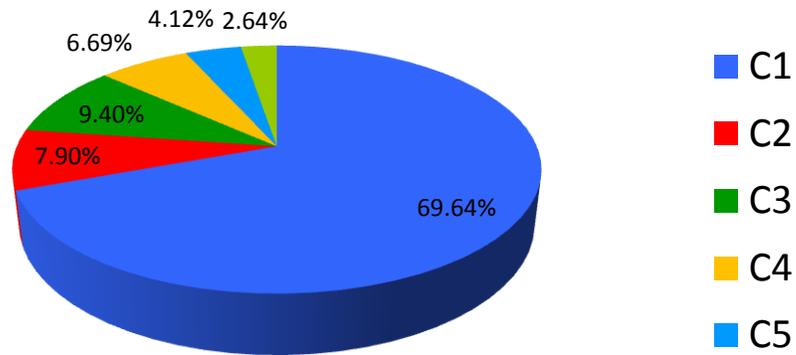


Figura 132. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C3, C4, C5, C6 (tasa de descuento 15%)

9.5 Eólica Onshore

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 5%

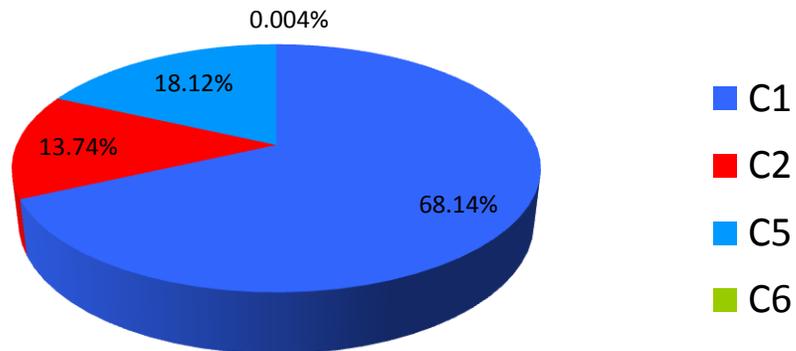


Figura 133. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 5%)

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 7.5%

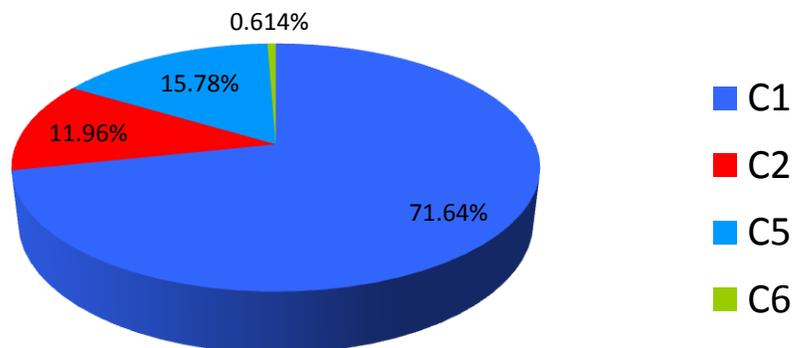


Figura 134. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 10%

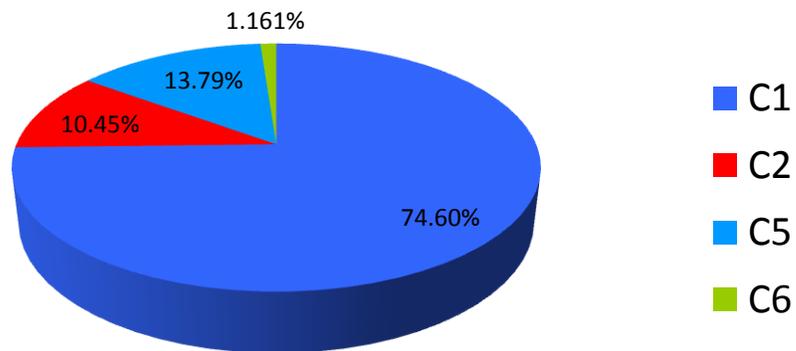


Figura 135. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 10%)

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 12.5%

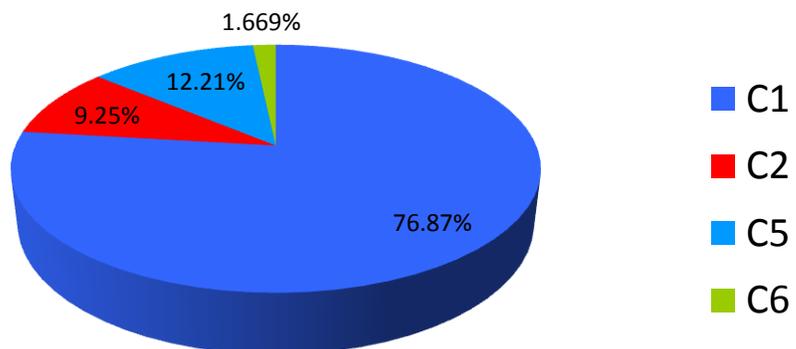


Figura 136. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Eólica *onshore*, tasa de descuento del 15%

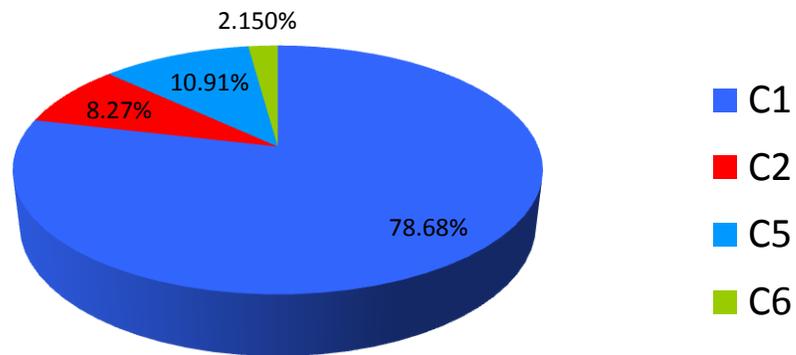


Figura 137. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 15%)

9.6 Eólica Offshore

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 5%

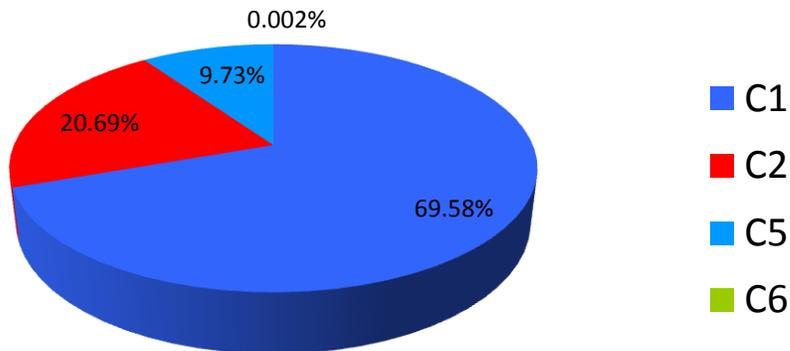


Figura 138. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 5%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 7.5%

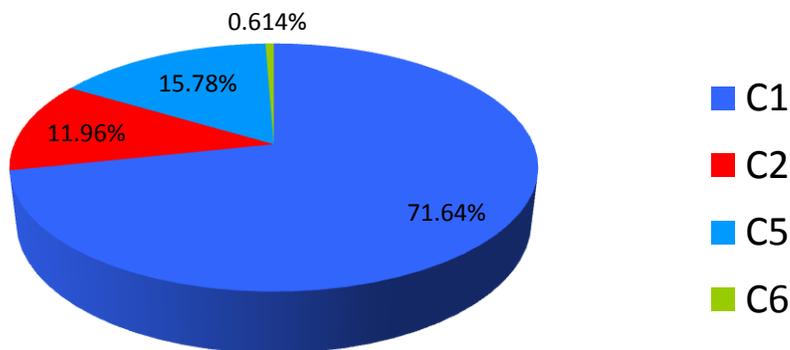


Figura 139. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 10%

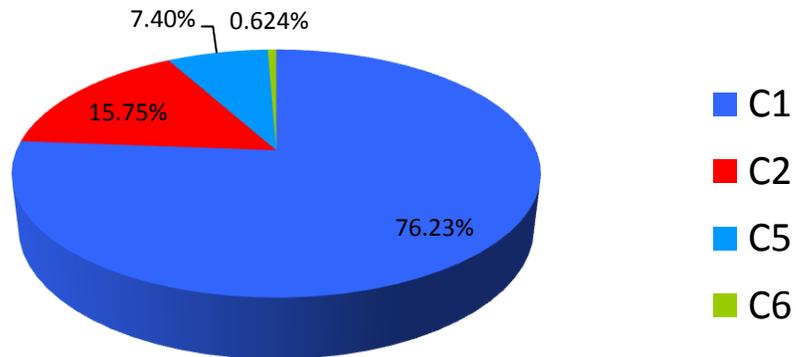


Figura 140. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 10%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 12.5%

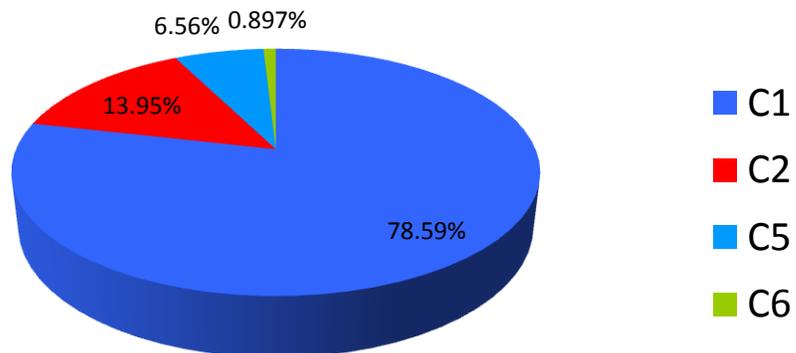


Figura 141. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Eólica *offshore*, tasa de descuento del 15%

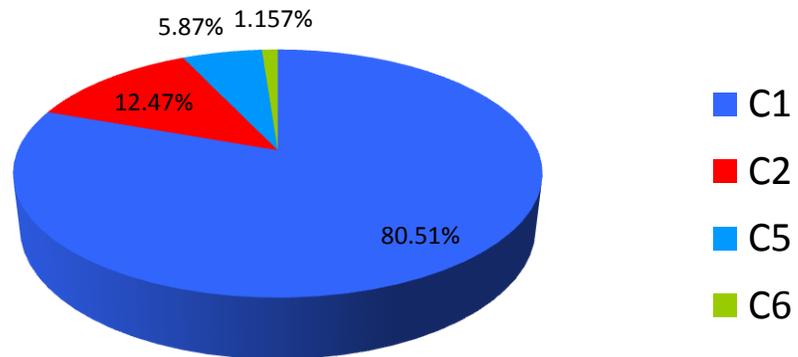


Figura 142. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 15%)

9.7 Solar Fotovoltaica

Solar FV, tasa de descuento del 5%

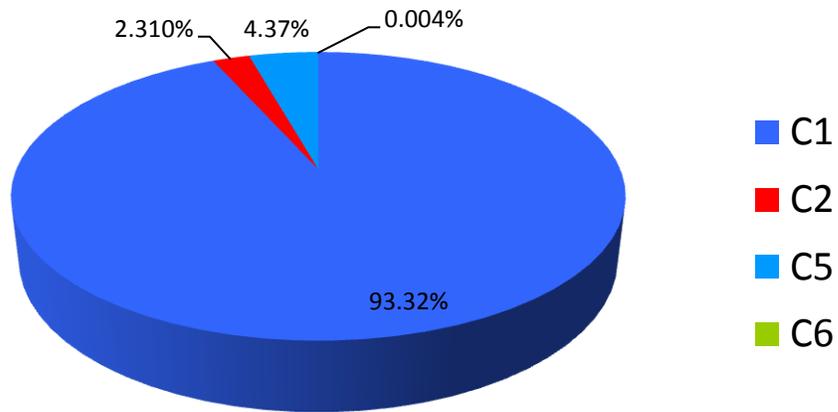


Figura 143. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 5%)

Solar FV, tasa de descuento del 7.5%

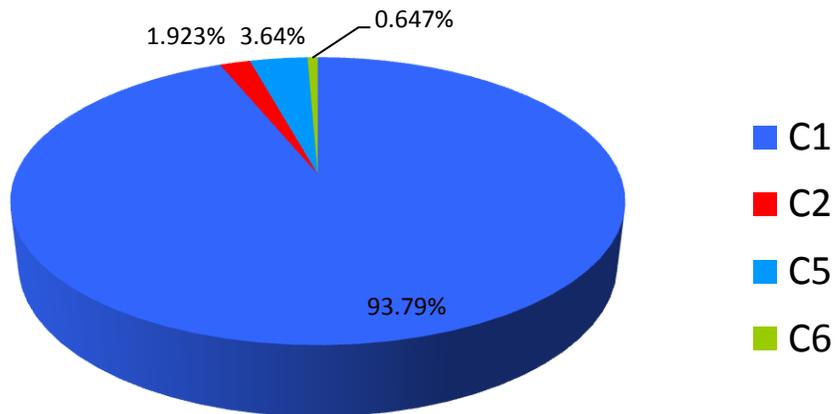


Figura 144. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Solar FV, tasa de descuento del 10%

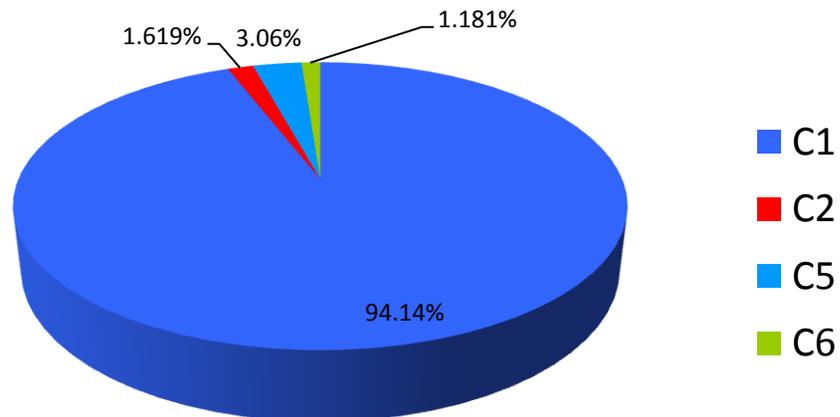


Figura 145. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 10%)

Solar FV, tasa de descuento del 12.5%

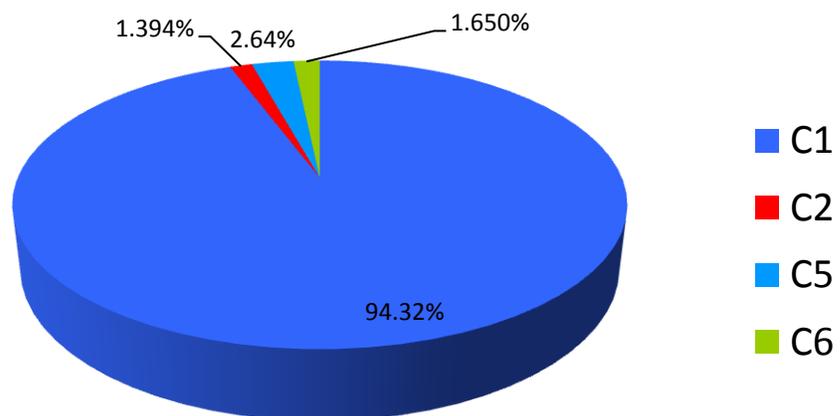


Figura 146. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Solar FV, tasa de descuento del 15%

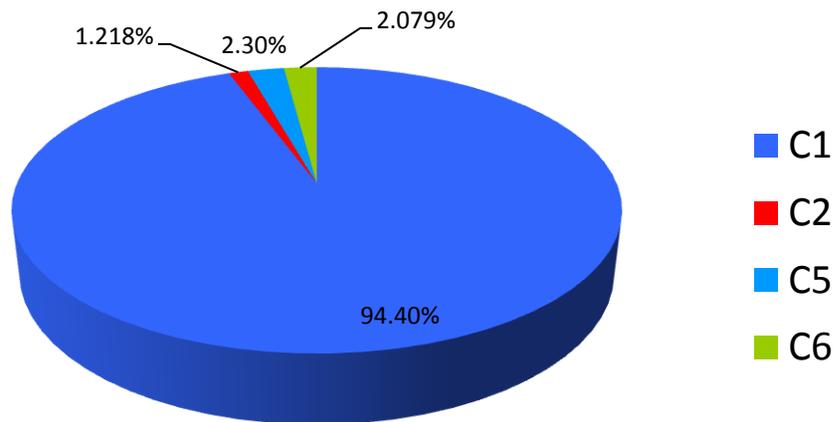


Figura 147. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 15%)

9.8 Solar CSP

Solar CSP, tasa de descuento del 5%

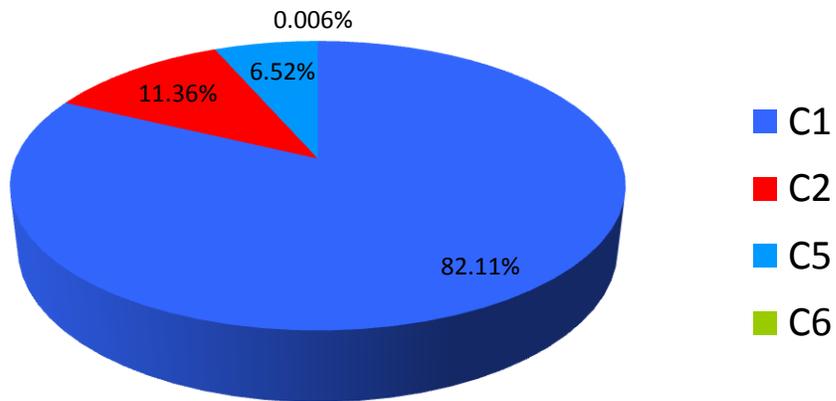


Figura 148. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 5%)

Solar CSP, tasa de descuento del 7.5%

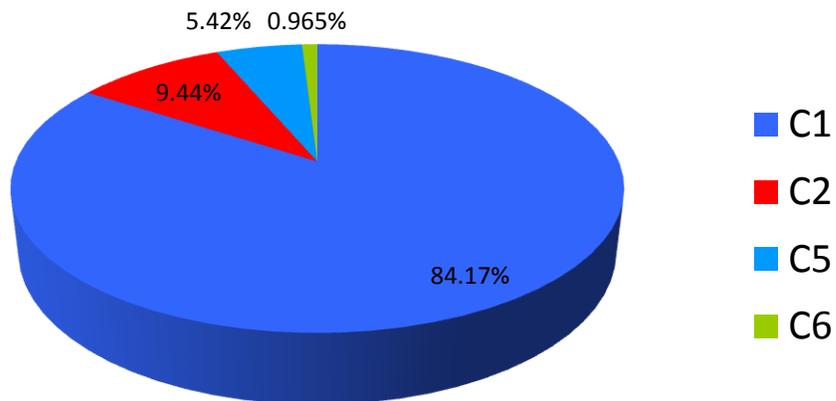


Figura 149. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 7.5%)

Solar CSP, tasa de descuento del 10%

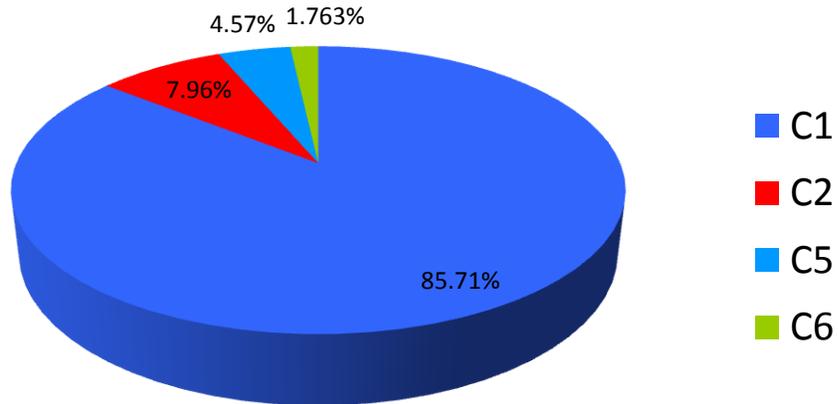


Figura 150. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 10%)

Solar CSP, tasa de descuento del 12.5%

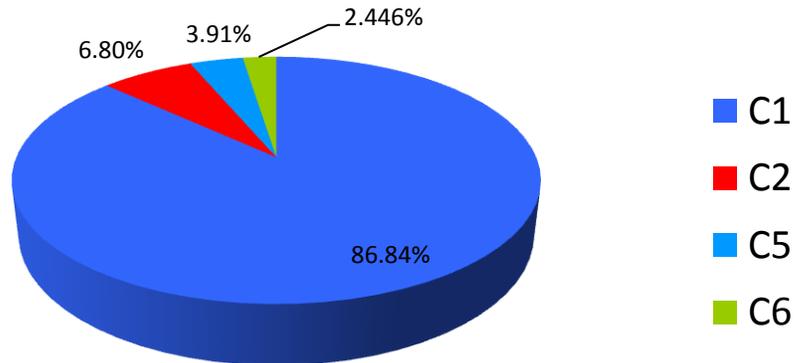


Figura 151. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 12.5%)

Solar CSP, tasa de descuento del 15%

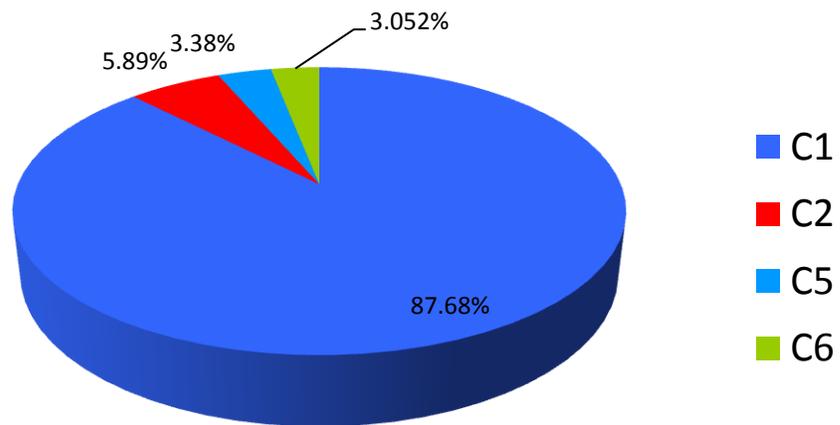


Figura 152. Composición del costo nivelado de generación en función de porcentajes de los componentes de costo C1, C2, C5, C6 (tasa de descuento 15%)