



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE FÍSICA Y MATEMÁTICAS

**ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA LA
CONSTRUCCIÓN DE UN NUEVO REACTOR
NUCLEAR EN MÉXICO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA NUCLEAR
PRESENTA:

EMMANUEL PRIEGO CUEVAS

DIRECTOR DE TESIS

DR. GUSTAVO ALONSO VARGAS



MÉXICO, D. F., SEPTIEMBRE DE 2010.

Dedico este trabajo de manera muy especial a la damita más hermosa que existe, mi muñequita Ginebra, porque siempre me muestra lo hermosa que es la vida y me da las fuerzas para continuar. Siempre te llevo en mi mente y corazón.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco muy profundamente a Jehová Dios que me ha prestado el aliento de vida hasta este momento en el que culmino una etapa más no obstante mis errores.

A mis padres Flavio Priego y Guadalupe Cuevas. Sabiendo que no existirá forma alguna de agradecer una vida de sacrificios, esfuerzos y amor, quiero que sientan que el objetivo alcanzado también es de ustedes y que la fuerza que me ayudo a conseguirlo fue su confianza y apoyo incondicional. Gracias.

Quiero expresar también mi agradecimiento a mis hermanos Freddy, Ana, Guadalupe y Luis que con su ayuda, apoyo y comprensión me han alentado para alcanzar mis metas.

Agradezco al Instituto Politécnico Nacional y a la Escuela Superior de Física y Matemáticas por la oportunidad que me brindaron de estudiar en sus aulas, en especial a los profesores del Departamento de Ingeniería Nuclear que compartieron sus conocimientos.

ÍNDICE

	Página
LISTA DE FIGURAS	iv
LISTA DE TABLAS	vi
ABREVIACIONES	vii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	ix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. TECNOLOGÍAS DE REACTORES NUCLEARES	2
1.1 Reactores Generación I	3
1.2 Reactores Generación II	4
1.3 Reactores Generación III y III+	6
1.4 Reactores Generación IV	22
CAPÍTULO 2. COMBUSTIBLE NUCLEAR	28
2.1 Extracción del Uranio	28
2.2 Conversión	30
2.3 Enriquecimiento	31
2.4 Fabricación de combustible	33
2.5 Reprocesamiento	34
2.6 Desechos	35
2.7 Situación Nacional	35
CAPÍTULO 3. COSTOS DE LA ELECTRICIDAD	36
3.1 Costos de Inversión	36
3.2 Costos de Combustible	42
3.3 Costos de Operación y Mantenimiento	49
3.4 Resultados	52
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	58
4.1 Sensibilidad a la tasa de descuento	58
4.2 Sensibilidad al precio de los combustibles	77
4.3 Sensibilidad al <i>Overnight Cost</i>	81
4.4 Sensibilidad al tiempo de vida útil de la planta	85
4.5 Sensibilidad al factor de planta	89
CAPÍTULO 5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN NUEVO REACTOR NUCLEAR EN MÉXICO	93
5.1 Ventajas de un nuevo reactor nuclear	94
5.2 Desventajas de un nuevo reactor nuclear	100
CONCLUSIONES	103
GLOSARIO	105
REFERENCIAS	108
APÉNDICE	110

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1. Esquema general de la producción de electricidad por una planta nuclear.	2
Figura 1.2. Esquema de la fisión nuclear.	2
Figura 1.3. Generaciones de reactores nucleares.	3
Figura 1.4. Esquema de una planta BWR.	4
Figura 1.5. Esquema de una planta PWR.	5
Figura 1.6. Esquema de una planta CANDU.	6
Figura 1.7. Esquema de una planta ABWR.	8
Figura 1.8. Esquema de un reactor ABWR.	8
Figura 1.9. Avance de la tecnología de reactores de agua en ebullición.	9
Figura 1.10. Esquema de un reactor ESBWR.	10
Figura 1.11. Esquema de una planta ESBWR.	10
Figura 1.12. Esquema de un reactor AP1000.	11
Figura 1.13. Esquema de una planta AP1000.	12
Figura 1.14. Reducción de componentes de un AP1000 en comparación con un PWR.	12
Figura 1.15. Esquema de un reactor EPR.	13
Figura 1.16. Esquema de una planta EPR.	14
Figura 1.17. Esquema de una planta APWR.	15
Figura 1.18. Esquema de una planta ATMEA 1.	16
Figura 1.19. Esquema de una planta OPR1000.	17
Figura 1.20. Esquema de una planta APR1400.	18
Figura 1.21. Esquema de una planta VVER1000.	20
Figura 1.22. Esquema de una planta VVER1200.	21
Figura 1.23. Esquema de un reactor ACR1000.	22
Figura 1.24. Esquema de una planta ACR1000.	22
Figura 1.25. Esquema de una planta VHTR.	23
Figura 1.26. Esquema de una planta GFR.	24
Figura 1.27. Esquema de una planta LFR.	25
Figura 1.28. Esquema de una planta MSR.	26
Figura 1.29. Esquema de una planta SFR.	27
Figura 1.30. Esquema de una planta SCWR.	27
Figura 2.1. Ciclo del combustible nuclear.	28
Figura 2.2. U_3O_8 listo para enriquecerse.	29
Figura 2.3. Historial del precio del U_3O_8 en el mercado internacional.	29
Figura 2.4. Esquema de la conversión del uranio hasta UF_6 .	30
Figura 2.5. Historial del precio de conversión del U_3O_8 a UF_6 .	31
Figura 2.6. Esquema de una centrífuga.	32
Figura 2.7. Cascada de centrífugas.	32
Figura 2.8. Historial del precio del SWU.	33
Figura 2.9. Historial del precio del UF_6 .	33
Figura 2.10. Ensamblajes de combustible y pastillas de UO_2 .	34
Figura 3.1. Escenario medio de la evolución del precio de los combustibles.	45
Figura 3.2. Costo nivelado de inversión por tecnología con una tasa de descuento del 12%.	54
Figura 3.3. Costo nivelado de combustible por tecnología con una tasa de descuento del 12%.	55
Figura 3.4. Costo nivelado de O&M por tecnología con una tasa de descuento del 12%.	56
Figura 3.5. Costo nivelado total por tecnología con una tasa de descuento del 12%.	57
Figura 4.1. Costo de inversión por tecnología a diferentes tasas de descuento.	60

Figura 4.2. Costo de inversión para tecnologías nucleares a diferentes tasas de descuento.	61
Figura 4.3. Costo nivelado de combustible por tecnología a diferentes tasas de descuento.	63
Figura 4.4. Costo nivelado de combustible para centrales nucleares a diferentes tasas de descuento.	64
Figura 4.5. Costo nivelado de O&M por tecnología a diferentes tasas de descuento.	66
Figura 4.6. Costo nivelado de O&M para centrales nucleares a diferentes tasas de descuento.	67
Figura 4.7. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 5%.	69
Figura 4.8. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 8%.	70
Figura 4.9. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 10%.	71
Figura 4.10. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12%.	72
Figura 4.11. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 15%.	73
Figura 4.12. Costo nivelado total a diferentes tasas de descuento.	74
Figura 4.13. Variaciones en el costo nivelado total por tasas de descuento del 5% hasta el 15%.	76
Figura 4.14. Variaciones en el costo nivelado total con combustibles 30% más caros y 30% más baratos.	80
Figura 4.15. Variaciones en el costo nivelado total con <i>overnight costs</i> 30% mayores y menores.	84
Figura 4.16. Variaciones en el costo nivelado total con vidas útiles 30% mayores y menores.	88
Figura 4.17. Variaciones en el costo nivelado total con factores de planta 5% mayores y menores.	92
Figura 5.1. Recursos de uranio identificados al 2007 recuperables a un precio menor de 130 US\$/kgU.	96
Figura 5.2. Participación en la emisión de GHG por sector.	98
Figura 5.3. Emisión de GHG por tecnología de generación de electricidad.	99
Figura 5.4. Ocupación del terreno por cada 1000 MWe.	100

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 3.1. Costos indirectos para diferentes tecnologías.	37
Tabla 3.2. Características de las tecnologías a considerar.	40
Tabla 3.3. Programas de construcción.	41
Tabla 3.4. Escenario medio de la evolución del precio doméstico de los combustibles.	43
Tabla 3.5. Poder calorífico superior de los combustibles.	44
Tabla 3.6. Escenario medio de la evolución del precio doméstico de los combustibles por Giga Joule (GJ).	44
Tabla 3.7. Precios nivelados del combustible con una tasa de descuento del 12%.	47
Tabla 3.8. Datos de eficiencia térmica y costo de combustible para cada central.	48
Tabla 3.9. Costos de O&M.	50
Tabla 3.10. Costos nivelados de O&M con una tasa de descuento del 12%.	51
Tabla 3.11. Resultados de costos nivelados con una tasa de descuento del 12%.	53
Tabla 4.1. Costos nivelados de inversión a diferentes tasas de descuento.	59
Tabla 4.2. Costos nivelados de combustible a diferentes tasas de descuento.	62
Tabla 4.3. Costos nivelados de O&M a diferentes tasas de descuento.	65
Tabla 4.4. Costo nivelado total a diferentes tasas de descuento.	68
Tabla 4.5. Porcentaje de variación del costo nivelado total a diferentes tasas de descuento con respecto al costo nivelado total con una tasa de descuento del 12%.	75
Tabla 4.6. Escenarios de los costos nivelados de combustible con una tasa de descuento del 12%.	77
Tabla 4.7. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en distintos escenarios de precios de combustible.	78
Tabla 4.8. Porcentaje de variación del costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto en los precios del combustible.	79
Tabla 4.9. Escenarios del <i>overnight cost</i> con una tasa de descuento del 12%.	81
Tabla 4.10. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en distintos escenarios de <i>overnight cost</i> .	82
Tabla 4.11. Porcentaje de variación del costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto de <i>overnight cost</i> .	83
Tabla 4.12. Escenarios de vidas útiles.	85
Tabla 4.13. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en distintos escenarios de vidas útiles.	86
Tabla 4.14. Porcentaje de variación en el costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto de vidas útiles.	87
Tabla 4.15. Escenarios de factores de planta.	89
Tabla 4.16. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% con distintos factores de planta.	90
Tabla 4.17. Porcentaje de variación en el costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto de factores de planta.	91

ABREVIACIONES

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor (Reactor Avanzado de Agua en Ebullición)
ACR1000	Advanced Candu Reactor 1000 (Reactor CANDU Avanzado 1000)
AFBC	Central Termoeléctrica de Lecho Fluidizado Atmosférico
AP1000	Advanced Passive 1000 (Reactor Pasivo Avanzado 1000)
APR	Advanced Power Reactor (Reactor de Potencia Avanzado)
APWR1400	Advanced Pressurized Water Reactor 1400 (Reactor Avanzado de Agua Presurizada 1400)
C1	Central Carboeléctrica
C2	Central Carboeléctrica Supercrítica con Desulfurador
CANDU	CANadian Deuterium Uranium (Reactor Canadiense de Deuterio – Uranio)
CC1	Central de Ciclo Combinado (con una turbina de gas modelo F por una turbina de vapor)
CC2	Central de Ciclo Combinado (con dos turbinas de gas modelo G por una turbina de vapor)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
C_{FUEL}	Costo Nivelado de Combustible
C_I	Costo Nivelado de Inversión
CI1	Central de Combustión Interna (la más económica de las reportadas en la referencia [20])
CI2	Central de Combustión Interna (la más cara de las reportadas en la referencia [20])
CNLV	Central Nuclear de Laguna Verde
C_{O&M}	Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento
C_{TOTAL}	Costo Nivelado Total
DU	Depleted Uranium (Uranio Empobrecido)
BWR	Boiling Water Reactor (Reactor de Agua en Ebullición)
E-5	Central Eólica clase 7 con 5 unidades
E-67	Central Eólica clase 7 con 67 unidades
efic	Eficiencia térmica de la central
EPR	European Pressurised Reactor (Reactor Europeo Presurizado)
ESBWR	Economic Simplified Boiling Water Reactor (Reactor de Agua en Ebullición Económico y Simplificado)
EUA	Estados Unidos de Norteamérica
FA	Factor de Ajuste
FMCRD	Fine Motion Control Rod Drivers (Controladores de Movimientos Finos de Barras de Control)
G1	Central Geotérmica de Cerro Prieto
G2	Central Geotérmica Los Azufres
GFR	Gas – cooled Fast Reactor (Reactor Rápido enfriado con Gas)
GHG	Green House Gases (Gases de Efecto Invernadero)
GJ	Giga Joule
gpm	Galones por minuto
H1	Central Hidroeléctrica de Agua Prieta
H2	Central Hidroeléctrica La Amistad
HLW	High Level Wastes (Desechos de Nivel Alto)
i	Tasa de Descuento
IAEA	International Atomic Energy Agency (Agencia Internacional de Energía Atómica)
IGCC	Central de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada
ILW	Intermediate Level Wastes (Desechos de Nivel Intermedio)
ININ	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
ISCC	Central de Ciclo Combinado con Campo Solar
KHNP	Korea Hydro and Nuclear Power (Energía Hidroeléctrica y Nuclear Coreana)
LFR	Lead – cooled Fast Reactor (Reactor Rápido enfriado por Plomo)
LLW	Low Level Wastes (Desechos de Nivel Bajo)

LOCA	Loss of Coolant Accident (Accidente de Pérdida de Refrigerante)
MHI	Mitsubishi Heavy Industries
MSR	Molten Salt Reactor (Reactor de Sal Fundida)
MtU	Millones de Toneladas de Uranio
MOX	Mixed Oxided Fuel (Combustible Mixto de Oxidos)
MWe	Mega Watt eléctrico
MWh	Mega Watt hora
NEA	Nuclear Energy Agency (Agencia de Energía Nuclear)
NRC	Nuclear Regulatory Commission (Comisión Reguladora Nuclear)
O&M	Operación y Mantenimiento
OPR1000	Optimized Power Reactor 1000 (Reactor de Potencia Optimizado 1000)
PWR	Pressurized Water Reactor (Reactor de Agua Presurizada)
SFR	Sodium – cooled Fast Reactor (Reactor Rápido enfriado con Sodio)
SCWR	Supercritical-Water-Cooled Reactor (Reactor Enfriado con Agua Supercrítica)
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SFR	Sodium – cooled Fast Reactor (Reactor Rápido enfriado con Sodio)
SWU	Separative Work Unit (Unidad de Trabajo Separativo)
T1	Central Termoeléctrica Convencional (la más económica de las reportadas en la referencia [20])
T2	Central Termoeléctrica Convencional (la más cara de las reportadas en la referencia [20])
TG1	Central de Turbogas aeroderivada (la más cara de las reportadas en la referencia [20])
TG2	Central de Turbogas industrial (con turbina modelo G)
TG3	Central de Turbogas aeroderivada diesel
URAMEX	Uranio Mexicano
VHTR	Very – High – Temperature Reactor (Reactor de Muy Alta Temperatura)
VVER	Vodno-Vodyanoi Energetichesky Reactor (Reactor de Energía Enfriado y Moderado con Agua)

RESUMEN

Antes de iniciar un proyecto de gran envergadura, como lo es la construcción de una nueva planta nuclear, se deben considerar muchos factores. Al tratarse de un tema sensible, la nucleoelectricidad implica el establecimiento de políticas energéticas basadas en estudios técnicos confiables y exactos sobre las ventajas y desventajas que pudiera tener un nuevo reactor nuclear en México.

El precio unitario de la energía eléctrica acopla factores directos e indirectos por lo que se debe utilizar una metodología adecuada que permita comparar directamente la obtención de electricidad por diferentes medios y de esta manera establecer su competitividad económica. Debido a que uno de los motores para comenzar un proyecto es precisamente su competitividad, en este trabajo se aplica la metodología de costo nivelado usando valores actualizados para demostrar las ventajas económicas de la nucleoelectricidad aún cuando esta implica una inversión relativamente grande comparada con otras fuentes tradicionales y alternas de energía.

Las ventajas económicas mostradas en este trabajo de tesis pretenden ser un aliciente para reactivar el programa nuclear nacional que de lograrse, fortalecería la política nacional en cuanto a la generación de electricidad por medios limpios. El estudio económico presentado, incluye la observación de las ventajas y potenciales desventajas de expandir la energía nuclear en nuestro país considerando de manera imparcial estas condiciones.

ABSTRACT

Before starting a large project, such as building a new nuclear power plant, many factors must be considered. Being a sensitive issue, nuclear energy implies the establishment of an energy policy based on reliable and accurate technical studies on the advantages and disadvantages that could have a new nuclear plant in Mexico.

The unit cost of electricity couples direct and indirect factors. Therefore, an appropriate methodology must be used for comparing directly the production of electricity by various means and thus establish its economic competitiveness. Because one of the engines to start a project is its competitiveness, this paper uses the methodology of leveled cost with updated values to demonstrate the economic benefits of nuclear electricity even when it involves a relatively large inversion when it is compared with other traditional and alternative sources of energy.

The economic benefits shown in this thesis pretend to be an incentive to revive the national nuclear program that if it is achieved, would strengthen the national policy regarding the generation of electricity by clean means. The economic study presented, includes advantages and possible disadvantages of expanding nuclear energy in our country considering those in an impartial way.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es esencial para el desarrollo socioeconómico y para mejorar la calidad de vida de las personas. En vista de que la demanda de energía eléctrica crece junto con la población y la demanda de vivienda, además de que la capacidad instalada en nuestro país disminuye paulatinamente debido a que algunas plantas generadoras alcanzan su vida útil, es necesario continuar incesantemente en la planeación, construcción y ampliación de la red de distribución nacional para satisfacer la necesidad actual y futura que fortalezca el avance económico de nuestro país.

Aunque la política nacional actual establece que un cuarto de la generación de electricidad se debe dar por medios renovables, el uso de combustibles fósiles, se prevé, continuará aumentando para satisfacer la creciente demanda, además de que no existen planes para que la energía nuclear tenga una contribución significativa. El incremento en el uso de combustibles fósiles llevará a una mayor emisión de dióxido de carbono (CO₂) que, de acuerdo a la historia reciente, tendrá impacto en el cambio climático y resultará en inestabilidad política y económica por el aumento de los precios de generación y la poca estabilidad y sustentabilidad de los combustibles fósiles.

Es importante notar que nuestro país a pesar de poseer yacimientos de petróleo, carbón y gas natural, se ve obligado a importar éstos o sus derivados para satisfacer la demanda nacional. Esto lleva a una dependencia del mercado internacional en los precios de los combustibles, lo que implica tensiones económicas y políticas en el abastecimiento de los energéticos. Por lo tanto, es necesario planear la generación de electricidad por medios distintos a los tradicionales.

Aunque las fuentes de energía eléctrica como la geotérmica, eólica y solar son atractivas, son opciones que inherentemente no son capaces de satisfacer demandas importantes de energía como las requeridas actualmente. Solo dos fuentes pueden proporcionar grandes cantidades de energía eléctrica sin emitir CO₂: la hidroeléctrica y la nucleoelectrica. Estas dos fuentes pueden ser complementarias, pues es posible utilizar la energía nuclear como fuente base mientras la hidroeléctrica puede compensar las variaciones de consumo. La obtención de electricidad por medio de la energía nuclear resulta en el presente la opción que combina armoniosamente la generación eléctrica permanente a un precio competitivo con una significativa reducción de la volatilidad de los precios así como una reducción de las emisiones al medio ambiente.

Enfocado a complementar los planes de generación eléctrica, este trabajo estudiará la competitividad económica de la nucleoelectricidad. Para ello, el presente trabajo de tesis se ha dividido en cinco capítulos de la siguiente manera: el capítulo uno da un panorama general de los reactores nucleares, enfocándose en los de generación III que son los incluidos en el análisis económico de este trabajo; el capítulo dos establece brevemente el ciclo de combustible nuclear y los precios en el mercado internacional del uranio que impactan en el precio de generación de la nucleoelectricidad; el capítulo tres presenta la metodología de cálculo para el análisis de costos nivelados y los resultados obtenidos; el capítulo cuatro muestra el impacto que existe en el precio final de producción de energía eléctrica cuando se varían los parámetros más importantes; el capítulo cinco describe las ventajas y desventajas que existirían de incluirse una nueva planta nuclear en el sistema eléctrico nacional.

CAPÍTULO 1 TECNOLOGÍAS DE REACTORES NUCLEARES

Los reactores nucleares comerciales funcionan por medio del fenómeno físico llamado *fisión¹ nuclear* de la siguiente manera. Al inicio de la operación, el combustible nuclear produce una cantidad de neutrones libres que son absorbidos por núcleos atómicos fisiles que se encuentran en el mismo combustible nuclear como el uranio 235². Cuando estos neutrones son absorbidos, los núcleos atómicos se vuelven inestables y se parten (a esto se le conoce como fisión) originando fracciones conocidas como *productos de fisión* además de generar dos o tres neutrones adicionales que repiten el proceso en una reacción en cadena (ver la Figura 1.2). Los productos de fisión se generan con una energía cinética alta que se pierde al rozar o chocar con otras moléculas del mismo elemento combustible generando una gran cantidad de calor que se manifiesta por el aumento de temperatura de los elementos combustibles. Este calor es extraído por medio de un agente refrigerante que envuelve a los elementos combustibles y es utilizado para producir vapor de agua que a su vez se usa para mover una turbina conectada a un generador de electricidad. Sin embargo, para que los neutrones puedan producir fisiones, estos deben tener una velocidad baja (neutrones térmicos) comparada con la que nacen. Esto se logra sometiendo los neutrones a un moderador que por medio de choques logra bajar su velocidad. Por otro lado, para controlar la reacción en cadena, se utilizan barras de control hechas de un material absorbente de neutrones como el boro. Al disminuir la población neutrónica, la potencia del reactor disminuye controlando la reacción.

La Figura 1.1 muestra un esquema general de la producción de electricidad en una planta nuclear.

Figura 1.1. Esquema general de la producción de electricidad por una planta nuclear.

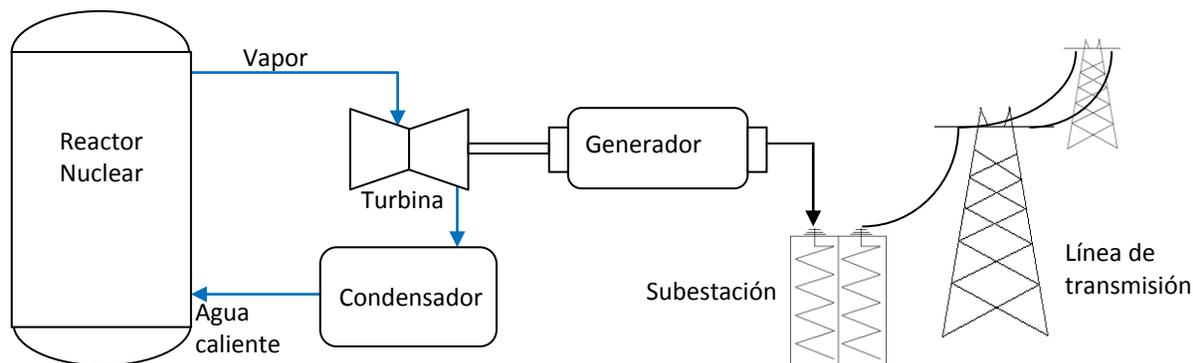
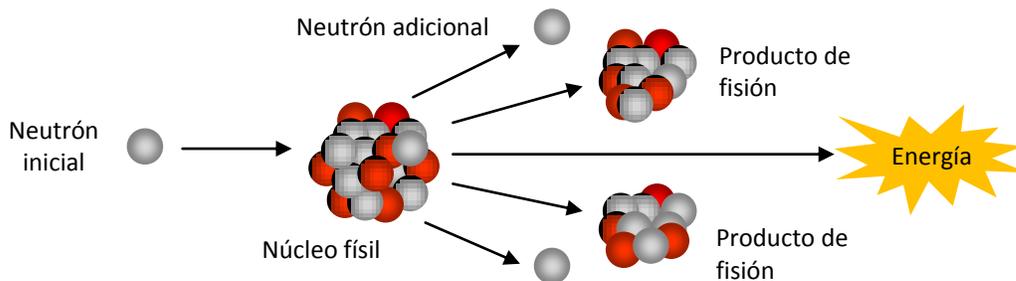


Figura 1.2. Esquema de la fisión nuclear.



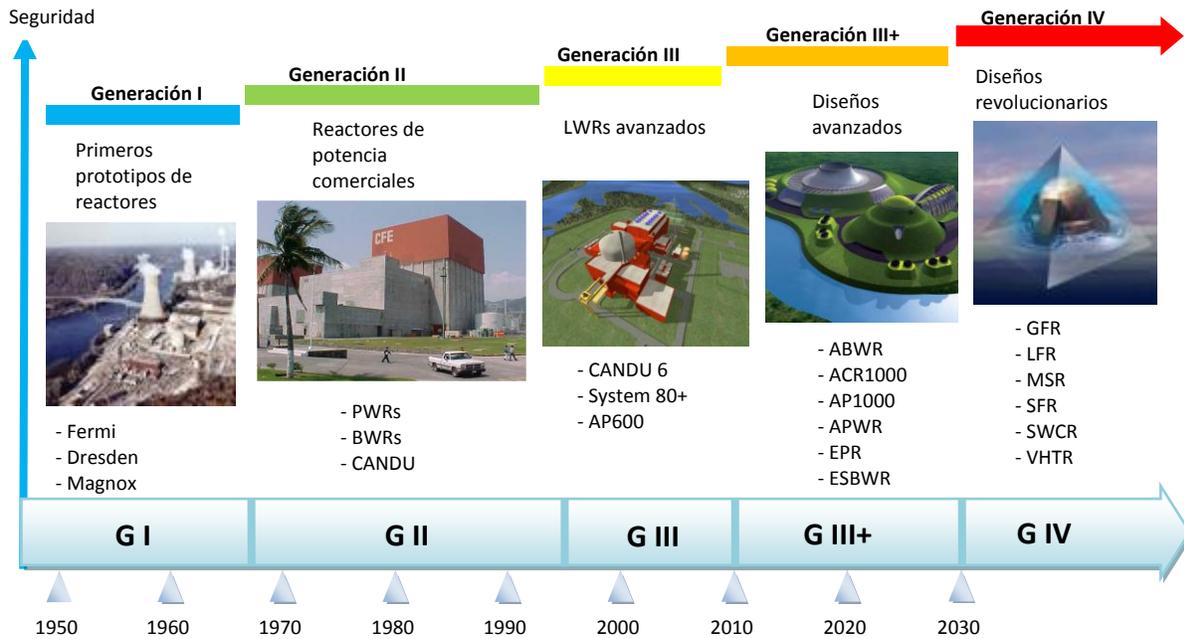
¹ Existen otros reactores de *fisión* nuclear que son solo de investigación hasta ahora. Vea el Glosario en la página 105 para una mayor explicación.

² Pueden existir otros elementos como el plutonio 239. Vea el capítulo 2 "Combustible Nuclear".

Los reactores nucleares, al igual que cualquier tecnología, han sido motivo de profundo estudio y mejora, dando lugar a distintos tipos de reactores que se les agrupa en generaciones según su desarrollo en el tiempo.

En este capítulo se explican brevemente algunas de las tecnologías de reactores nucleares de cada generación (vea la Figura 1.3).

Figura 1.3. Generaciones de reactores nucleares.



1.1 REACTORES GENERACIÓN I.

Fueron los primeros prototipos que dieron lugar a las primeras plantas nucleares comerciales en las décadas de los 50s y 60s, de las cuales muy pocas todavía son operables. Ejemplos de este tipo de reactores son el Magnox y Fermi.

1.1.1 Reactor Magnox

Este tipo de reactores eran presurizados, moderados con grafito, enfriados con dióxido de carbono y usaban barras de control de boro. Utilizaban uranio natural como combustible y originalmente su uso fue principalmente para producir plutonio para armas nucleares.

1.1.2 Reactor Fermi

Este tipo de reactores es de los denominados de cría¹, enfriados con sodio y trabajan a presión atmosférica. El Fermi 1 comenzó operaciones en 1957 y terminó su vida en 1972. Actualmente existen dos reactores más avanzados de esta misma línea conocidos como el Fermi 2 y 3, localizados en EUA.

¹ Un reactor de cría está diseñado específicamente para crear más material fisible del que consume. Esto lo logra al transformar el material fértil que mayormente es U-238 en Pu-239.

1.2 REACTORES GENERACIÓN II.

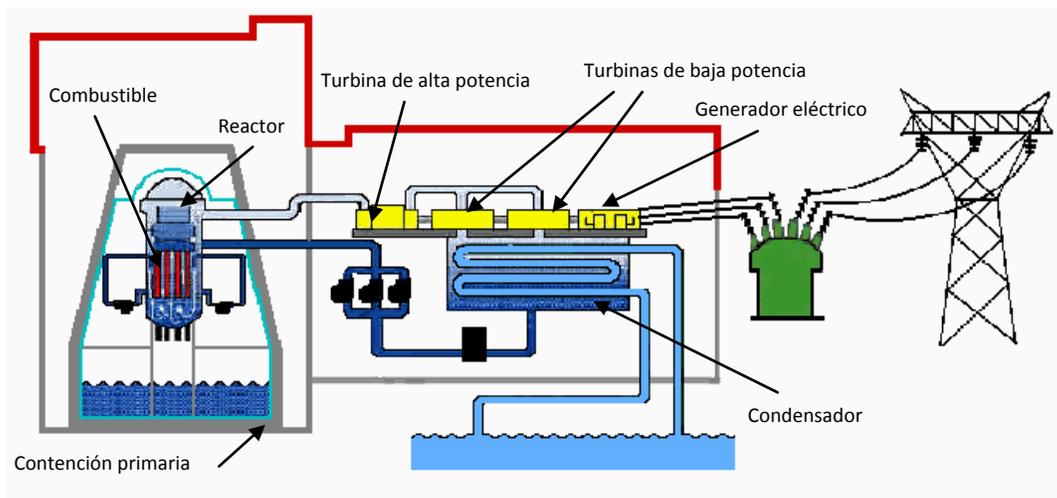
Esta generación de reactores fueron construidos entre las décadas de los 70s y 80s con la finalidad de generar energía eléctrica de manera comercial. La mayoría de los reactores en uso de EUA son de esta generación y hay muchos más distribuidos en el mundo. Las dos unidades de la planta nuclear que se encuentra en México pertenecen a esta generación.

1.2.1 BWR (Boiling Water Reactor)¹

Estos reactores de agua en ebullición utilizan agua como refrigerante y moderador. Cuando se calientan los ensamblajes combustibles debido a las fisiones, el calor logra que el agua que los rodea se comience a evaporar y genera una mezcla líquido – vapor que pasa por un secador para eliminar cualquier rastro de agua líquida, y posteriormente es dirigida a turbinas de alta y baja potencia para generar energía eléctrica. Después de pasar por las turbinas, el agua se condensa y se recircula al núcleo del reactor cerrando el ciclo. Debido a que la naturaleza del ciclo mueve el líquido potencialmente contaminado por más componentes, el riesgo de dosis para los trabajadores es mayor que en un PWR.

Este tipo de reactores son la segunda tecnología más común a nivel mundial y la planta nuclear mexicana en sus dos unidades tiene reactores de este tipo. En el esquema de la Figura 1.4 se observa un reactor de esta tecnología.

Figura 1.4. Esquema de una planta BWR.



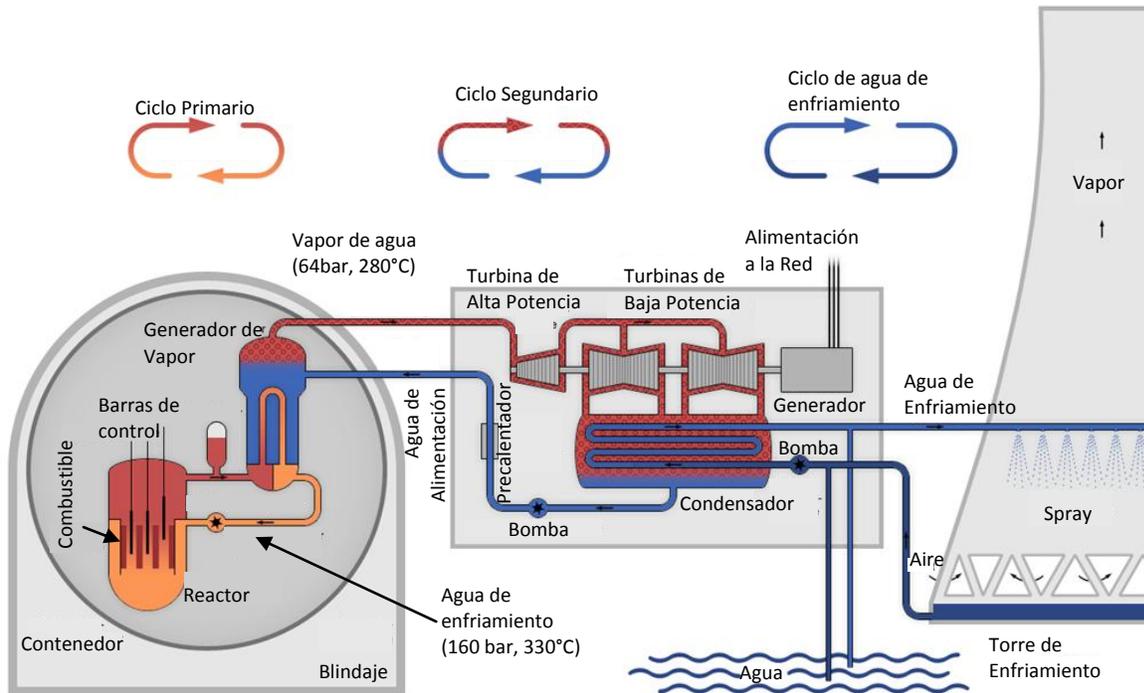
1.2.2 PWR (Pressurized Water Reactor)¹

Estos reactores utilizan agua como refrigerante y moderador. Al paso de ésta por el núcleo, alcanza altas temperaturas, por lo que se presuriza para evitar la evaporación. El agua que adquiere altas temperaturas es dirigida a un intercambiador de calor donde pierde su energía calorífica y después se recircula al núcleo para repetir el proceso, por lo que ésta agua potencialmente contaminada se mantiene en un ciclo cerrado llamado ciclo primario. El calor ganado por la otra corriente de agua en el intercambiador, logra que esta última se evapore hasta valores de sobrecalentamiento que se utiliza para mover las turbinas de alta y baja potencia y posteriormente se condensa y se recircula constituyendo un ciclo secundario. La mayoría de los

¹ Consulte la referencia [1].

reactores nucleares en operación son de este tipo. La Figura 1.5 presenta un esquema de una planta con tecnología PWR.

Figura 1.5. Esquema de una planta PWR.



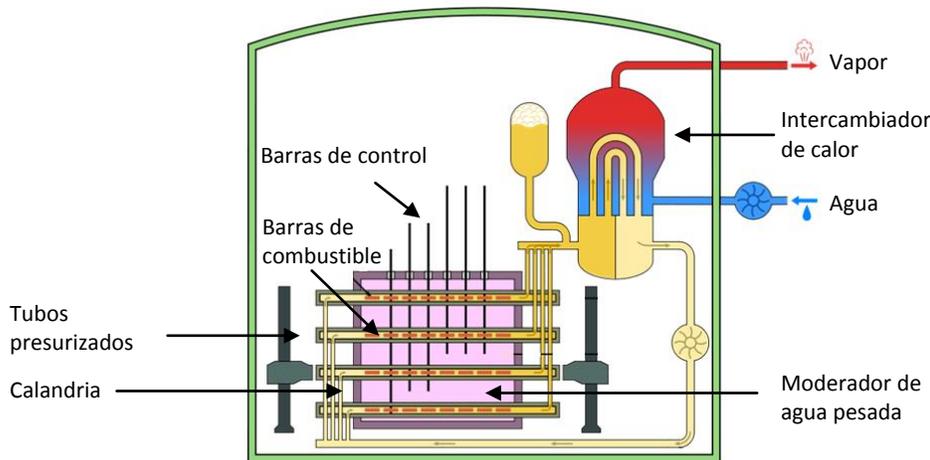
1.2.3 CANDU (CANadian Deuterium Uranium)¹

Este tipo de reactores funcionan con uranio natural (siendo su característica más importante), por lo que necesitan un moderador de neutrones más eficiente para mantener una reacción en cadena. El moderador utilizado es agua pesada² que es más eficiente para moderar neutrones que el agua convencional. Al no utilizar uranio enriquecido, se evitan costos altos inherentes al enriquecimiento de uranio lo que es un aliciente para utilizar esta tecnología. Sin embargo, a cambio de no utilizar uranio enriquecido, sí exige el uso de agua pesada, cuya obtención implica un costo adicional. Como se observa en la Figura 1.6, las barras de combustible están dispuestas de manera horizontal dentro de un tubo moderado y enfriado con agua pesada a altas presiones para evitar la ebullición. Cada tubo es independiente, por lo que al realizar una recarga no existe la necesidad de apagar el reactor a diferencia del PWR y el BWR.

¹ Consulte la referencia [1].

² Agua cuyos átomos de hidrógeno son del isótopo deuterio. El deuterio tiene un protón y un neutrón en su núcleo a diferencia del hidrógeno que solo tiene un protón en el núcleo, por lo que es más pesado.

Figura 1.6. Esquema de una planta CANDU.



1.3 REACTORES GENERACIÓN III Y III+.

Los reactores de esta generación implementan mejoras a los diseños de la generación anterior tales como diseños estandarizados, sistemas de seguridad avanzados y tecnología de combustibles encaminados a reducir los costos de construcción y operación. Los diseños de la generación III+ siguen el mismo concepto que la generación III aunque incluyen mejoras adicionales y sistemas de seguridad pasivos¹. Estos diseños pueden mantener la integridad del reactor en caso de un transitorio² sin la necesidad del uso de componentes de control activos. Sin embargo, la frontera entre la generación III y III+ es ambigua, por lo que en ocasiones la fecha de comienzo de construcción se le considera como el parámetro para ubicar los reactores en alguna de estas categorías. La IAEA sugiere que se considere una planta III+³ cuando su diseño se haya mejorado al grado de que la probabilidad de liberaciones de material radiactivo al ambiente debido a un accidente se haya reducido hasta no necesitar de un Plan de Emergencias Radiológico Externo.⁴

1.3.1 ABWR (Advanced Boiling Water Reactor)⁵

Este reactor se deriva del diseño BWR pasado de General Electric y es el único entre los de generación III con experiencia operacional. Cuatro de estos reactores (dos construidos por Hitachi y dos por Toshiba) están en operación en Japón (Kashiwazaki-Kariwa unidades 6 y 7 que comenzaron operaciones en 1996 y 1997, Hamaoka unidad 5 que comenzó operaciones en 2005 y Shika unidad 2 que comenzó operaciones en 2006). Actualmente se construye uno más en Japón (Shimane unidad 3) y dos más en Taiwán (Pungen) y se planean cuatro más para Japón y dos para EUA.

¹ Los *sistemas pasivos* son activados por condiciones existentes, a diferencia de los sistemas activos que actúan ante una señal de demanda. Por ejemplo, un sistema pasivo puede ser accionado por gravedad, posición, presión de nitrógeno, etc.

² Consulte el Glosario en la página 105.

³ Consulte la referencia [29].

⁴ Un Plan de Emergencias Radiológico Externo es todo un sistema de planificación en caso de existir una liberación de material radiactivo al ambiente debido a un accidente dentro de la central nuclear, cuya finalidad es proteger a las personas que viven en los alrededores de la central. En México, esta planificación involucra instituciones federales y estatales como SEGOB, PROFEPA, CFE, CNSNS, PF, Protección Civil Estatal, etc.

⁵ Consulte las referencias [1], [2], [3] y [4].

Los ABWR tienen una potencia nominal de 3992 MWt y 1350 MWe pudiendo aumentar hasta 4300 MWt con 1460 MWe.

Los ABWR pueden mover sus barras de control con incrementos finos de 0.75 pulgadas por medio de un motor eléctrico (los BWR mueven las barras con incrementos de 3 pulgadas). Este sistema conocido como FMCRD (Fine Motion Control Rods Drivers) requiere la inspección de solo 3 controladores durante las actividades de mantenimiento lo que ahorra tiempo y dosis a los trabajadores si los comparamos con los 30 pistones de las barras de control de los BWRs que se tienen que desmontar e inspeccionar durante las actividades de mantenimiento. Adicionalmente, el ABWR puede llevar a cabo el *scram*¹ de manera hidráulica o con un motor eléctrico como mecanismo de respaldo a diferencia del BWR que es exclusivamente hidráulico.

En los BWR, se utilizan bombas jet en el sistema de recirculación del refrigerante. Las bombas jet se localizan en el interior de la vasija del reactor y son alimentadas por dos bombas de recirculación situadas fuera de la vasija. Una de las mejoras clave en el ABWR es la eliminación de tuberías, bombas y el sistema de válvulas exteriores a través de la integración de bombas internas de gran confiabilidad eliminando la posibilidad de un LOCA² debido a los lazos de recirculación externos. En concreto, el ABWR utiliza 10 bombas internas en sustitución de las bombas jet convencionales. Las bombas internas requieren aproximadamente la mitad de la potencia que las bombas jet necesitarían dando como resultado, además de la seguridad y mejoras en los costos (debido a la eliminación del sistema de recirculación externa), el aumento en la eficiencia térmica global de la planta.

El ABWR tiene tres divisiones de sistemas de seguridad totalmente independientes y redundantes. Estas divisiones están mecánicamente y eléctricamente separadas (no hay conexiones cruzadas como en los BWR). Cada división de seguridad está localizada en un cuadrante del edificio del reactor separada por paredes a prueba de incendios, por lo que el fuego, inundación o pérdida de corriente en una división, no afecta el funcionamiento de otra. Cada división está equipada con sistemas de seguridad independientes que utilizan generadores eléctricos diesel. Como parte de los sistemas activos de seguridad, cada división cuenta con un sistema de inyección de alta y baja presión al núcleo con un intercambiador de calor exclusivo para la remoción de calor de decaimiento, por lo que existen tres sistemas independientes de enfriamiento del núcleo.

Los ABWR de manera pasiva mitigan las consecuencias de un accidente grave. Uno de estos sistemas pasivos inunda de forma automática el área de la contención por debajo de la vasija del reactor en caso de la fundición del núcleo. En este caso, el calor activa una válvula que libera agua de la alberca de supresión. Esto apaga el núcleo y limita la cantidad de gases no condensables generados. En el caso de un LOCA, la respuesta de la planta está totalmente automatizada y no se requiere la acción de un operador por 72 horas.

El ciclo de un ABWR es de 18 meses pudiendo ser como máximo de 24 meses, mientras que su recarga dura 43 días aproximadamente. Estos reactores pueden usar combustibles MOX³ y ofrecen características para acelerar las actividades de mantenimiento y recarga que mejoran el factor de planta en un 2.5%.

Las Figuras 1.7 y 1.8 ilustran la planta y el reactor ABWR.

¹ Apagado de emergencia de un reactor nuclear mediante la inclusión repentina y completa de las barras de control.

² Loss of Coolant Accident (Accidente por Pérdida de Refrigerante). Vea el Glosario en la página 105.

³ Vea la sección 2.5 para una explicación de estos combustibles.

Figura 1.7. Esquema de una planta ABWR.

- | | |
|---|-------------------------------------|
| 1) Vasija del reactor | 5) Grúa |
| 2) Turbina-Generador | 6) Contención de concreto reforzado |
| 3) Cuarto de control | 7) Alberca de supresión |
| 4) Tuberías principales de vapor y agua de alimentación | 8) Alberca de combustible gastado |

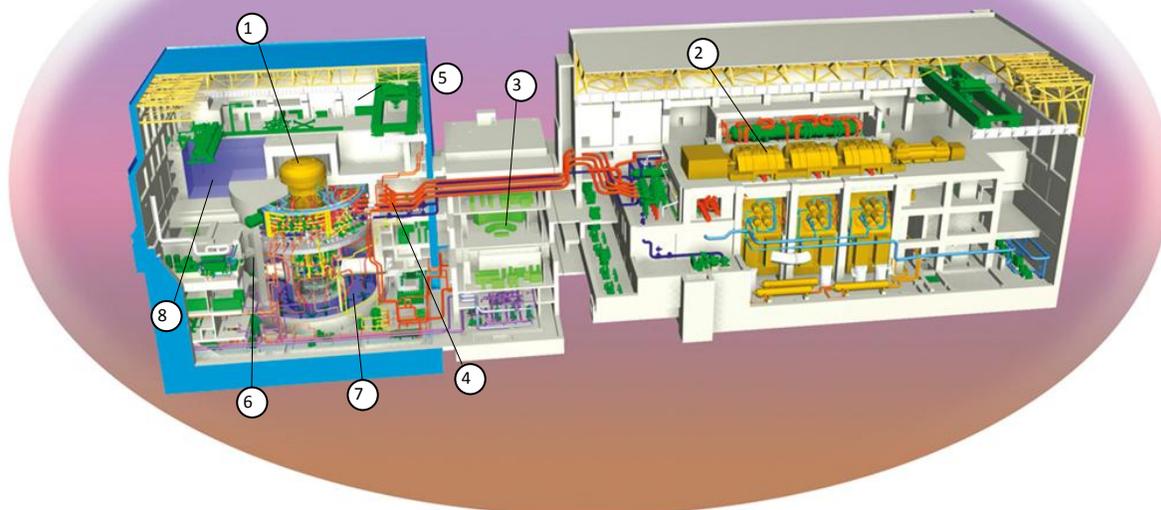
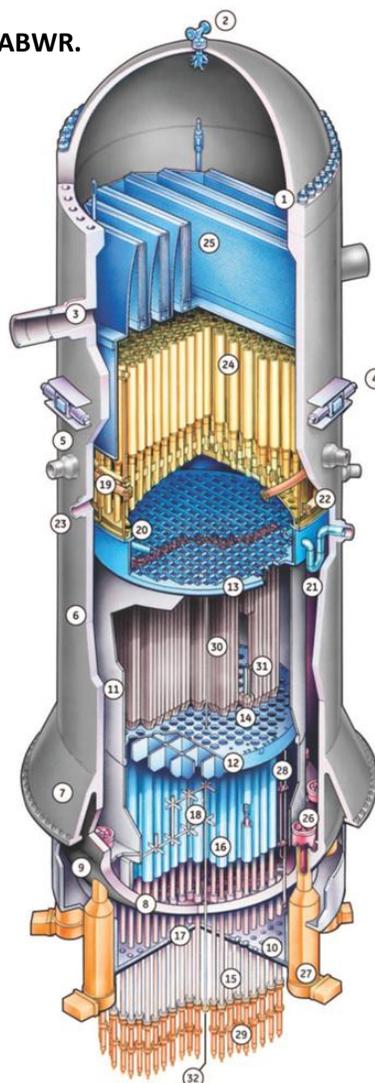


Figura 1.8. Esquema de un reactor ABWR.

- 1) Brida de sujeción
- 2) Válvula de venteo y spray
- 3) Restrictor y salida de vapor
- 4) Estabilizador de la vasija
- 5) Boquilla del agua de alimentación
- 6) Vasija de anillos forjados
- 7) Falda de apoyo
- 8) Cúpula inferior de la vasija
- 9) Perforaciones RIP
- 10) Aislador térmico
- 11) Recubrimiento del núcleo
- 12) Placa de soporte en el núcleo
- 13) Guía superior
- 14) Soportes del combustible
- 15) Gobernadores de las barras de control
- 16) Tubos guía de las barras de control
- 17) Instrumentación
- 18) Tubos guía y estabilizadores
- 19) Aspersor de agua de alimentación
- 20) Aspersores del Sistema de Inundación de Alta Presión del Núcleo (HPCF)
- 21) Acoplamiento de los HPCFs
- 22) Inundador de Baja Presión (LPFL)
- 23) Salida del refrigerante de apagado
- 24) Separadores de vapor
- 25) Secadores de vapor
- 26) Bombas Internas del Reactor (RIP)
- 27) Carcasa de los RIP
- 28) Línea de presión diferencial de los RIP
- 29) FMCRD
- 30) Ensamblajes de combustible
- 31) Barras de control
- 32) Monitor del rango de potencia



1.3.2 ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor)¹

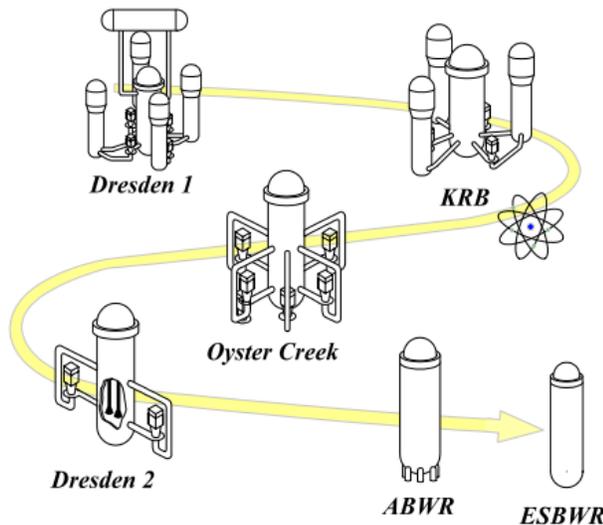
Este diseño se basa en su predecesor, el BWR Europeo Simplificado (SBWR), que presenta características probadas en los ABWR. Es un reactor tipo BWR con características de seguridad pasivas que aseguran el enfriamiento adecuado del calor de decaimiento por un mínimo de 72 horas. Este reactor de circulación natural incrementa su recirculación al reducir restricciones al flujo, utilizando una vasija más alta y un núcleo más pequeño. Debido a que la circulación natural se da por diferencia de temperaturas, la potencia del reactor solo se controla con movimientos finos de las barras de control a través de FMCRD al igual que el ABWR. La diferencia radica en que en el caso del ESBWR, al no existir la posibilidad de modificar la potencia del reactor con el flujo de refrigerante, se necesitan más CRD (Control Rod Drivers) dando un total de 269 (64 más con respecto al ABWR). Al igual que al ABWR, el ESBWR puede llevar a cabo el *scram* de manera hidráulica y con un motor eléctrico de respaldo.

En caso de emergencia, un sistema de despresurización automático activa un sistema de enfriamiento que por gravedad inyecta agua que se almacena en contenedores arriba del núcleo y de la alberca de supresión y cubre el núcleo con el refrigerante hasta un metro por encima en caso de cualquier LOCA creíble.

Se espera que este diseño tenga períodos cortos de construcción y que sea operable para el 2014. Es un reactor de 1560 MWe con 4550 MWt que utiliza combustible con 4.6% de enriquecimiento y con una vida de 60 años.

Como se muestra en la Figura 1.9, desde el primer BWR (Dresden 1 de 200 MWe) hasta el último diseño del ESBWR, se han ido eliminando sistemas de recirculación, bombas y válvulas externas. De esta ilustración se percibe que la diferencia principal entre este diseño y el ABWR es la completa eliminación de las bombas de recirculación.

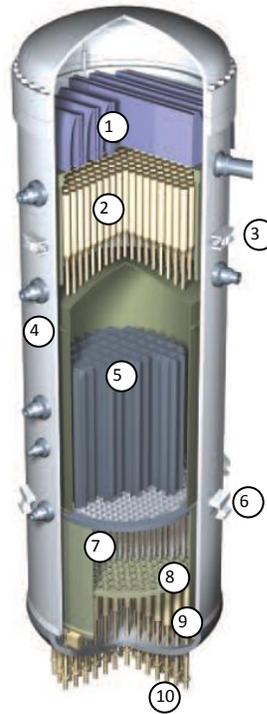
Figura 1.9. Avance de la tecnología de reactores de agua en ebullición.



¹ Consulte las referencias [1], [2] y [4].

Figura 1.10. Esquema de un reactor ESBWR.

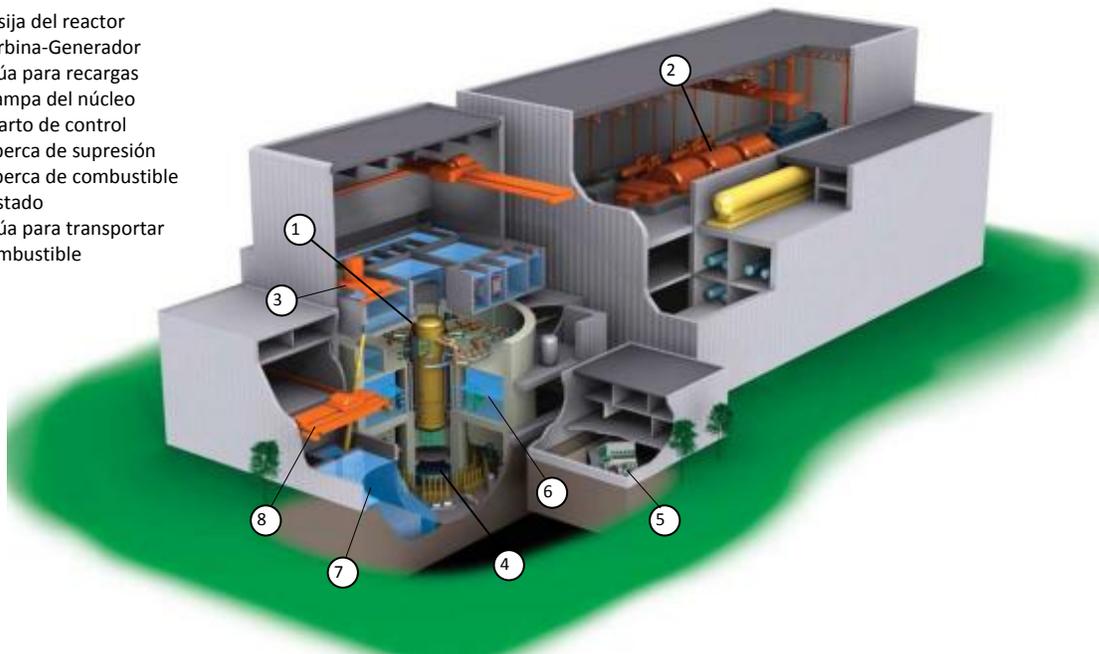
- 1) Secador de vapor
- 2) Separador de vapor
- 3) Estabilizador
- 4) Vasija de anillos forjados
- 5) Chimenea
- 6) Soporte de la vasija
- 7) Combustible y barras de control
- 8) Soporte del combustible
- 9) Sistema FMCRD
- 10) Sistema de barras de control



La simplificación del diseño (ver la Figura 1.10) impacta en reducción del volumen de las instalaciones y por lo tanto la planta es relativamente más pequeña (ver la Figura 1.11) que un ABWR con una potencia eléctrica ligeramente mayor.

Figura 1.11. Esquema de una planta ESBWR.

- 1) Vasija del reactor
- 2) Turbina-Generador
- 3) Grúa para recargas
- 4) Trampa del núcleo
- 5) Cuarto de control
- 6) Alberca de supresión
- 7) Alberca de combustible gastado
- 8) Grúa para transportar combustible



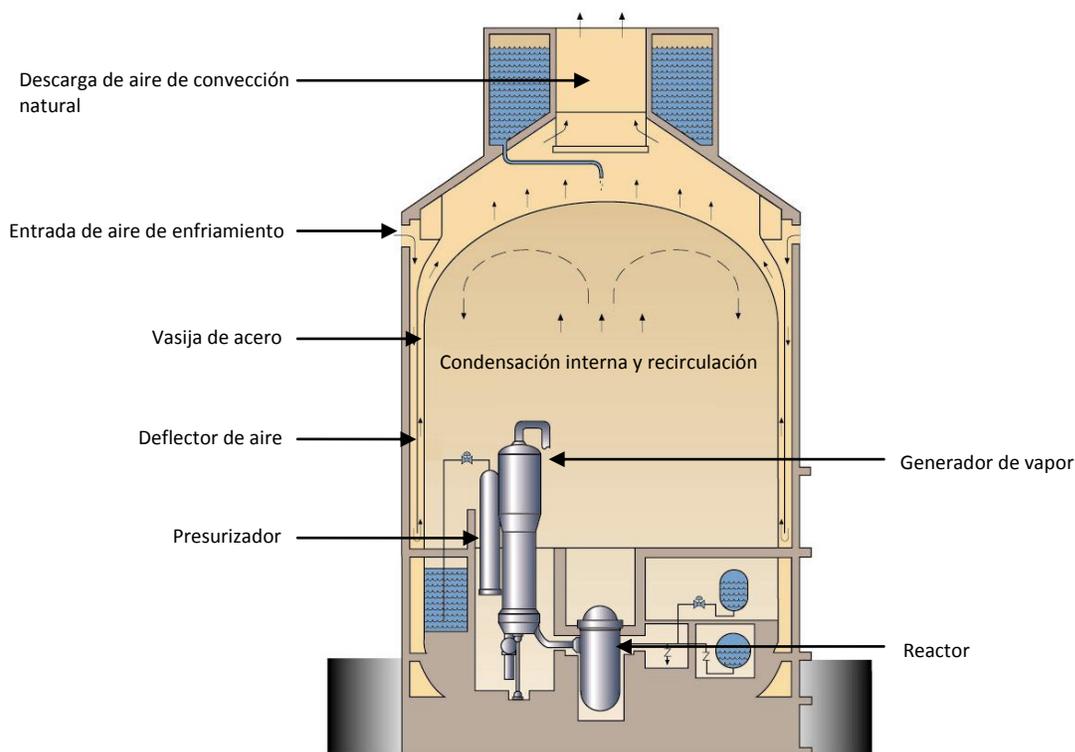
1.3.3 AP1000 (Advanced Passive 1000)¹

El AP1000 es un reactor de agua presurizada de 1117 MWe de Westinghouse que se deriva directamente del AP600 de 600 MWe. El AP1000 se diseñó a fin de reducir los costos de construcción del AP600 manteniendo, en la medida de lo posible, su diseño que fue aprobado en el 2006 por la NRC². La plataforma del AP600 no sufre cambios en el AP1000, aunque la altura del contenedor se incrementa en este último para darle cabida al presurizador y generadores de vapor más y a ensamblajes más altos. De ser necesario, el AP1000 puede trabajar con un núcleo completo de combustible MOX.

El AP1000 cuenta con características de seguridad pasivas y simplificaciones que incrementan la seguridad de la planta y facilitan su construcción y operación durante su vida útil de 60 años. Estas simplificaciones se traducen en la reducción de componentes como bombas, tuberías, válvulas de seguridad, cableado entre otros (ver la Figura 1.14). En los sistemas de seguridad no utiliza bombas, ventiladores, enfriadores, generadores diesel o algún otro sistema de seguridad de soporte. Sin embargo, los sistemas de seguridad están diseñados para maximizar el uso de fuerzas activadoras naturales como nitrógeno presurizado, flujo por gravedad y circulación natural. En las Figuras 1.12 y 1.13 se ilustra el reactor y planta AP1000.

China ha solicitado cuatro AP1000 de 1100 MWe y se espera que el primero comience actividades en el 2013.

Figura 1.12. Esquema de un reactor AP1000.



¹ Consulte las referencias [1], [4] y [5].

² Nuclear Regulatory Commission, Comisión Reguladora Nuclear de EUA.

Figura 1.13. Esquema de una planta AP1000.

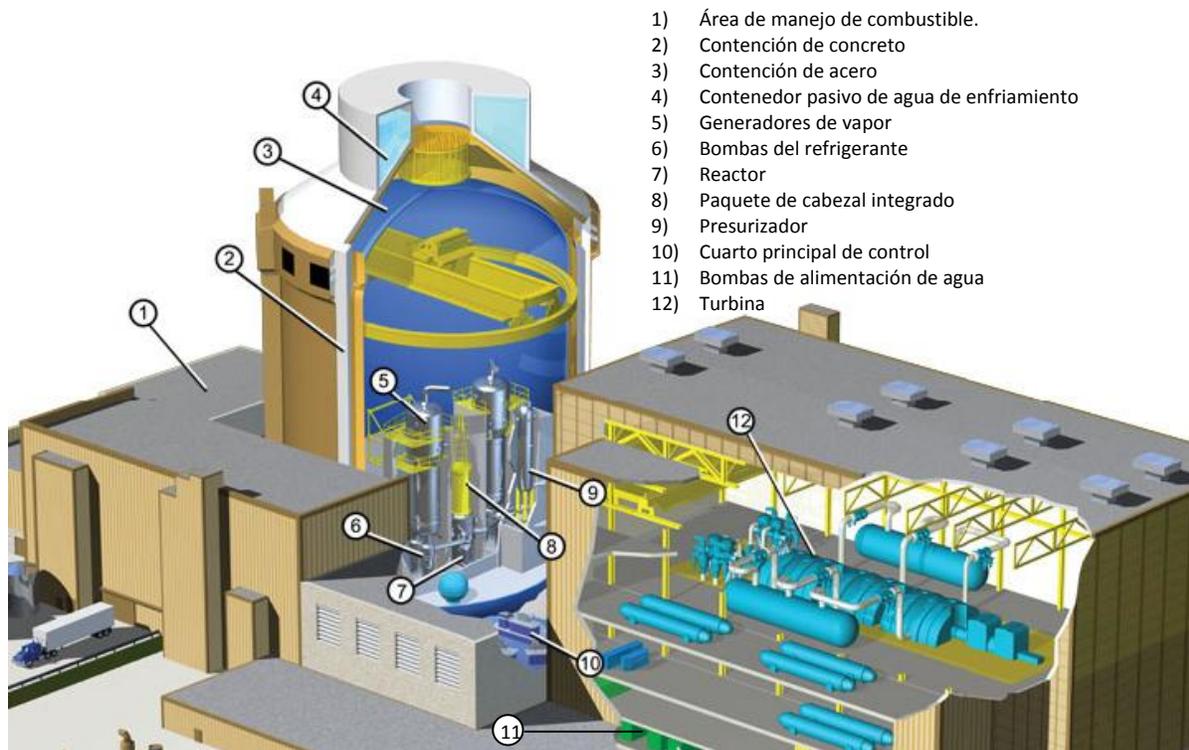
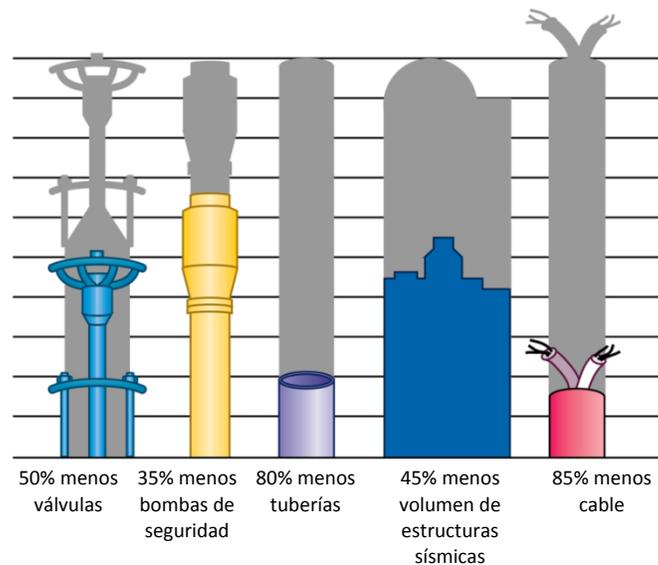


Figura 1.14. Reducción de componentes de un AP1000 en comparación con un PWR.



1.3.4 EPR (European Pressurized Reactor)¹

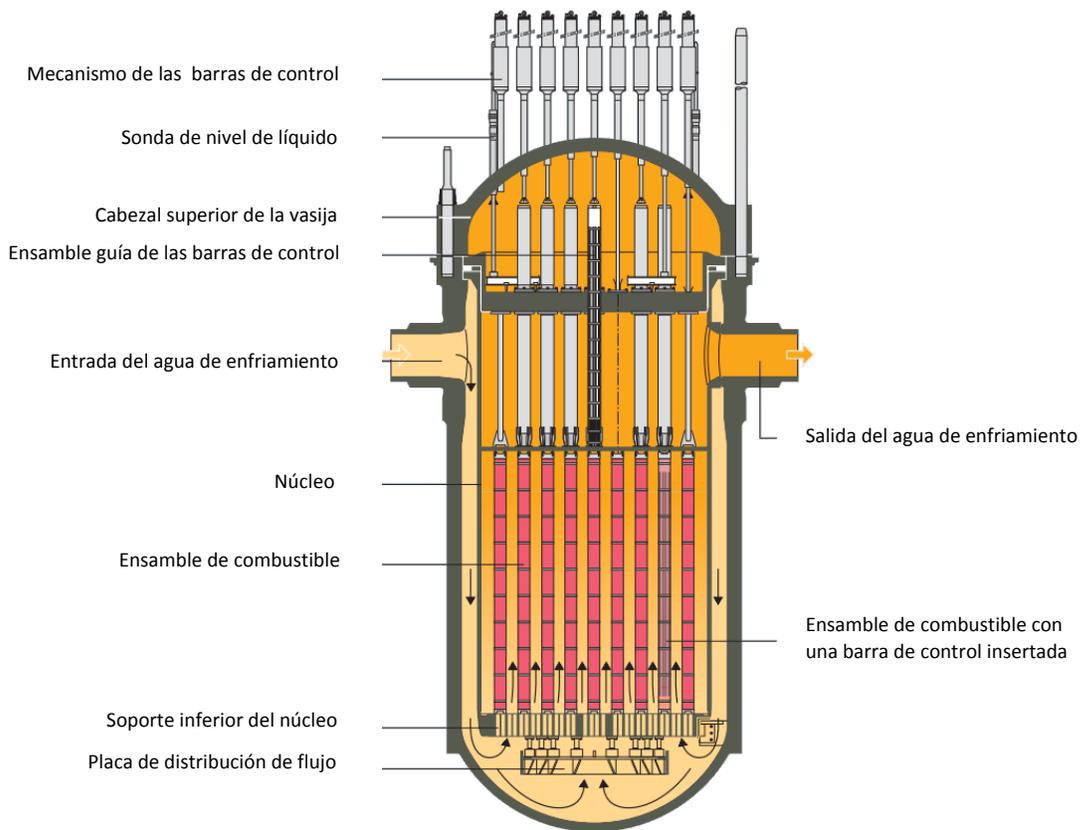
También conocidos como Evolutionary Pressurized Reactors, han sido desarrollados por AREVA y representan un adelanto tecnológico de los reactores PWR con una potencia de 1600 MWe pudiendo alcanzar hasta 1700 MWe con una vida útil de 60 años. Los primeros de estos reactores se construyen en Olkiluoto, Finlandia y otro más en Flamaville, Francia. Dos unidades más se han incluido en el programa nuclear de China actualmente en construcción.

¹ Consulte las referencias [1], [4] y [6].

Entre las características de diseño el reactor cuenta con cuatro sistemas de seguridad, una doble contención y un “atrapador de núcleo” para la contención y enfriamiento del núcleo en caso de accidentes severos que provoquen falla de la vasija. La Figura 1.15 ilustra este reactor.

Al no basarse completamente en sistemas de seguridad pasivos, el EPR cuenta con sistemas de seguridad redundantes separados físicamente en cuatro divisiones. Las cuatro divisiones están diseñadas para operar de tal manera que si una está en mantenimiento y una más falla, las dos restantes pueden desarrollar las funciones de seguridad necesarias. Incluso, en caso de que uno de los dos sistemas restantes falle al inicio del evento, las funciones clave de seguridad se pueden llevar a cabo. En caso de pérdida de alimentación eléctrica, cada división de seguridad cuenta con un generador diesel (EDG). Por lo tanto, existen cuatro EDGs y se albergan en dos recintos separados de concreto reforzado. Adicionalmente, cuenta con dos generadores diesel independientes en caso de pérdida de corriente eléctrica para alimentar equipo esencial en caso de una pérdida de corriente.

Figura 1.15. Esquema de un reactor EPR.

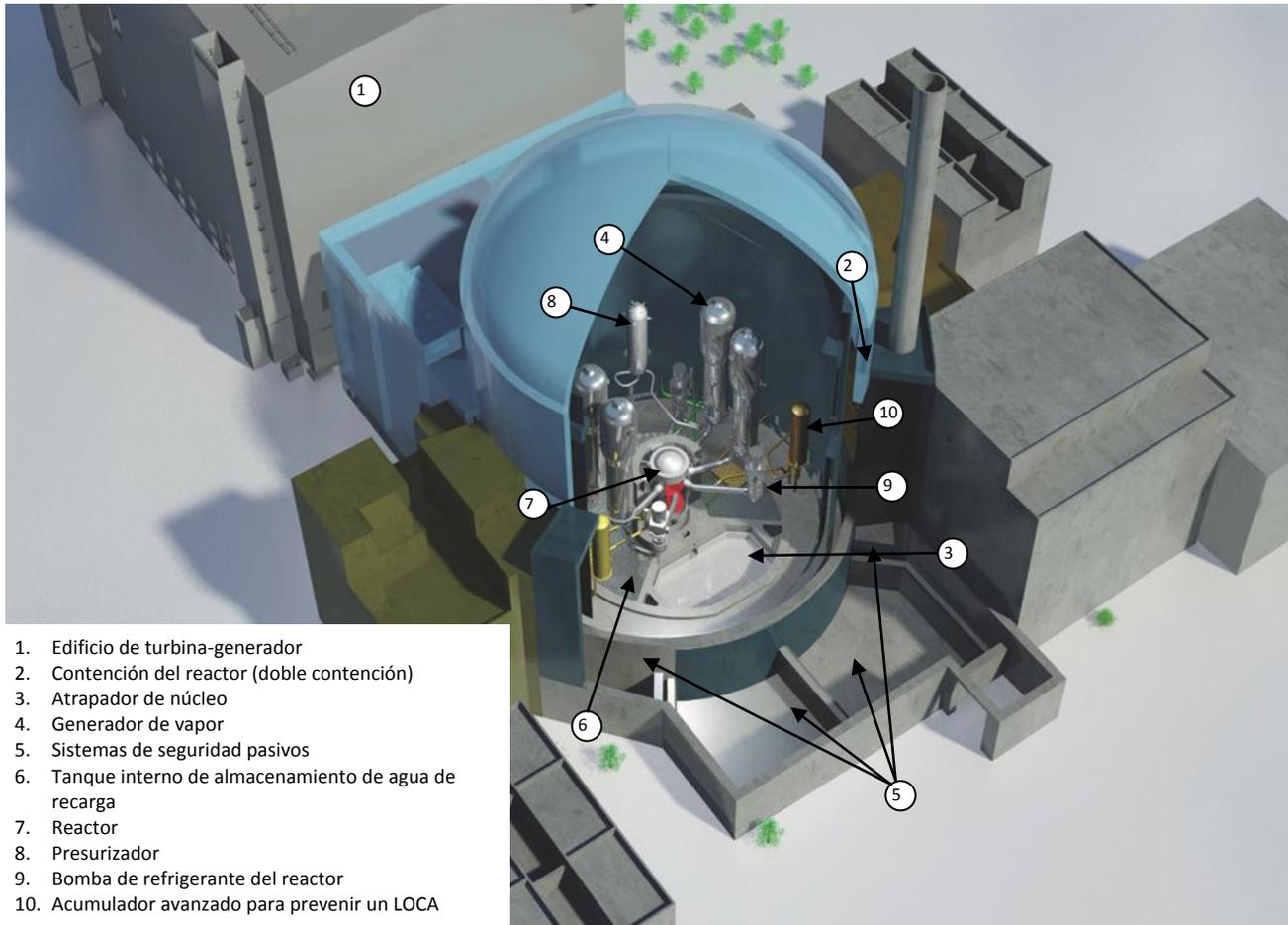


El edificio del reactor está constituido por una contención cilíndrica de concreto reforzado y una contención interna con un recubrimiento interno de 0.25 pulgadas de acero inoxidable, existiendo un espacio entre las dos contenciones que permite enfriamiento por convección natural.

En el caso de un daño severo al núcleo que resulte en su fundición, después de atravesar la vasija, sería contenido en un compartimiento especial que después podrá ser enfriado para remover el calor residual.

El sistema nuclear de suministro de vapor (NSSS) es de aproximadamente 4600 MWt y cuenta además con cuatro lazos del sistema de agua de enfriamiento presurizada que envuelven al reactor, un presurizador convencional como en los PWR, una bomba para cada lazo, un generador de vapor por lazo, tubería asociada y sistemas relacionados de control y protección. La Figura 1.16 ilustra una planta con un reactor de este tipo.

Figura 1.16. Esquema de una planta EPR.



1.3.5 APWR (Advanced Pressurized Water Reactor)¹

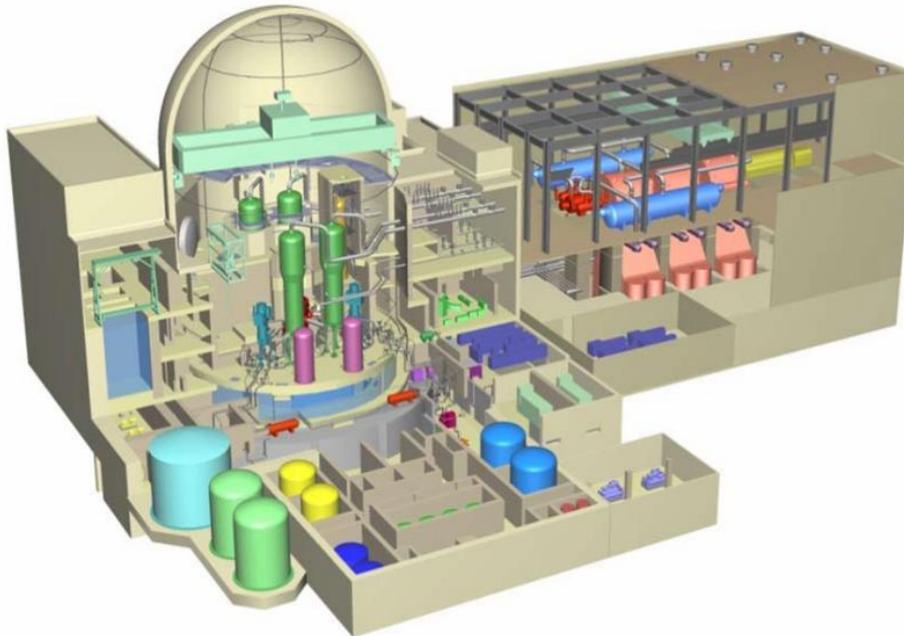
Este reactor fue diseñado por Mitsubishi Heavy Industries (MHI) en colaboración con cuatro firmas japonesas. Dos APWR (de aproximadamente 1540 MWe) se planean para Tsuruga en Japón. Este reactor es un PWR de diseño simplificado que combina sistemas de enfriamiento pasivos y activos para mejorar la seguridad. El diseño conceptual del APWR se optimizó posteriormente en sus sistemas de seguridad por lo que el diseño actual es conocido como APWR+ y en EUA como US-APWR. El US-APWR tiene una potencia de 1700 MWe, debido principalmente a su mayor eficiencia térmica de 39% y tiene un ciclo de recarga de 24 meses. La aplicación para la certificación del diseño ante la NRC se dio en el 2008, esperando su aprobación para el 2013. En marzo del 2008 MHI presentó su solicitud para la certificación europea renombrándolo EU-APWR.

Componentes importantes como sistemas internos y generadores de vapor se han optimizado para mejorar la eficiencia térmica y confiabilidad basados en la experiencia de operación actual de plantas PWR. Este

¹ Consulte las referencias [1] y [4].

diseño cuenta con sistemas de seguridad redundantes y distintos, adoptando cuatro sistemas de seguridad (similar a los casos del ABWR, ESBWR y EPR en términos de divisiones de seguridad independientes) con acumuladores de agua avanzados dentro de la contención. En adición a éstos, el APWR utiliza los generadores de vapor como sistemas de remoción de calor residual, resultando en una simplificación significativa del diseño del sistema de enfriamiento de emergencia del núcleo. El APWR emplea sistemas de control e instrumentación completamente digitales en un cuarto de control pequeño. Los diseños de optimización también se presentan en el sistema turbina-generador con un rotor de turbina de baja presión completamente integrado y un diseño optimizado de aspas en la turbina.

Figura 1.17. Esquema de una planta APWR.



Una de las características más importantes de los sistemas de seguridad en el APWR es la introducción de un sistema de despresurización y la remoción de calor de decaimiento por medio de los generadores de vapor. Al enfriar con los generadores de vapor durante un LOCA, la presión del sistema se reduce rápidamente y la pérdida de agua del sistema primario se reduce cuando se le compara con los sistemas de seguridad de los PWR en las mismas condiciones. Debido a que el sistema de presión puede bajar hasta la presión de corte de las bombas de inyección de seguridad de baja cabeza (LHSI), las bombas de inyección de seguridad de alta cabeza (HHSI) pueden eliminarse¹.

Otra característica importante de los sistemas de seguridad de un APWR es la habilidad de inundar el sistema primario durante un LOCA a través de la inyección de una gran cantidad de agua por medio de las bombas LHSI, que provocan que el vapor que saldría, se condense en el agua resultando en la eliminación de los sistemas de rociado de la contención de la vasija. En el diseño de los sistemas de seguridad del APWR, en caso de un LOCA, el agua de enfriamiento del núcleo se inyecta a través de las bombas LHSI usando el contenedor que almacena el agua de recarga dentro del contenedor (RWSP). En caso de que las LHSI fallen, el agua en el RWSP puede ser inyectada por gravedad al núcleo.

¹ Los términos “baja cabeza” y “alta cabeza” se usan para definir características de bombeo de baja presión (alta capacidad de flujo) y alta presión (baja capacidad de flujo).

El APWR al igual que el EPR tiene un “atrapador de núcleo”. La vasija del reactor se localiza arriba de una cavidad inundada cuyo fondo tiene una placa cubriendo el concreto. Esta placa tiene la finalidad de extender los restos de un accidente severo, mientras que la cavidad inundada apaga y enfría los residuos.

Una característica importante del generador de vapor es su doble juego de separadores de vapor que combinados con una turbina de vapor de alto desempeño y una distribución de potencia optimizada, es la causa de un alto desempeño termodinámico. La Figura 1.17 ilustra una planta de este tipo.

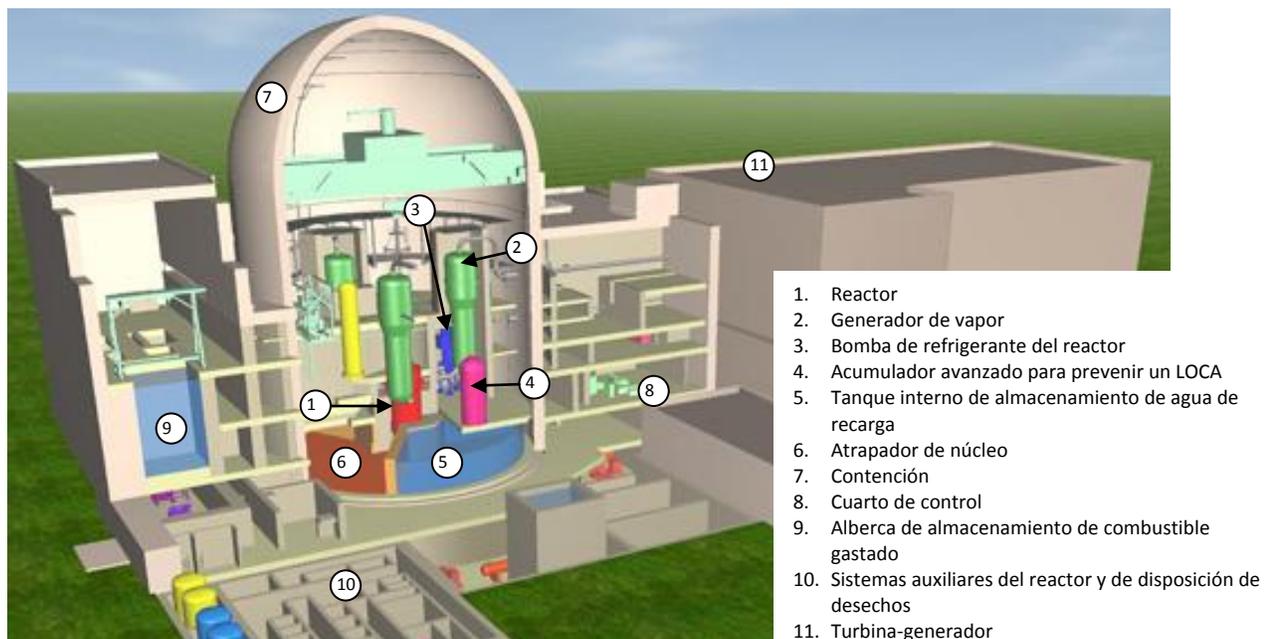
1.3.6 ATMEA 1¹

Desde el 2006, MHI y AREVA han trabajado en el desarrollo de este reactor de poco más de 1000 MWe. Este diseño tiene una configuración PWR de tres lazos, basado en componentes como bombas de recirculación, tanque de acumulación avanzado y sistemas de salvaguardias como los utilizados en los EPR y APWR. Excepto por la reducción de los sistemas primarios de 4 a 3 lazos, la mayoría de los sistemas nucleares de suministro de vapor (NSSS) se derivan del EPR. La contención primaria del ATMEA 1 es más simple que la del EPR por no contar con una doble contención, sin embargo, está diseñado para soportar el impacto de un avión. El ATMEA 1 está diseñado para una vida útil de 60 años. El núcleo se puede cargar completamente con combustible tipo MOX.

Al igual que el EPR, el ATMEA 1 está equipado con un “atrapador de núcleo” diseñado para dispersar y mejorar el enfriamiento de restos del núcleo en caso de un accidente severo. La salida térmica del núcleo puede proveer entre 1000 y 1150 MWe.

AREVA y MHI esperan tener el diseño listo para obtener la licencia en el 2010. La Figura 1.18 ilustra una planta con este reactor.

Figura 1.18. Esquema de una planta ATMEA 1.



¹ Consulte las referencias [1] y [7].

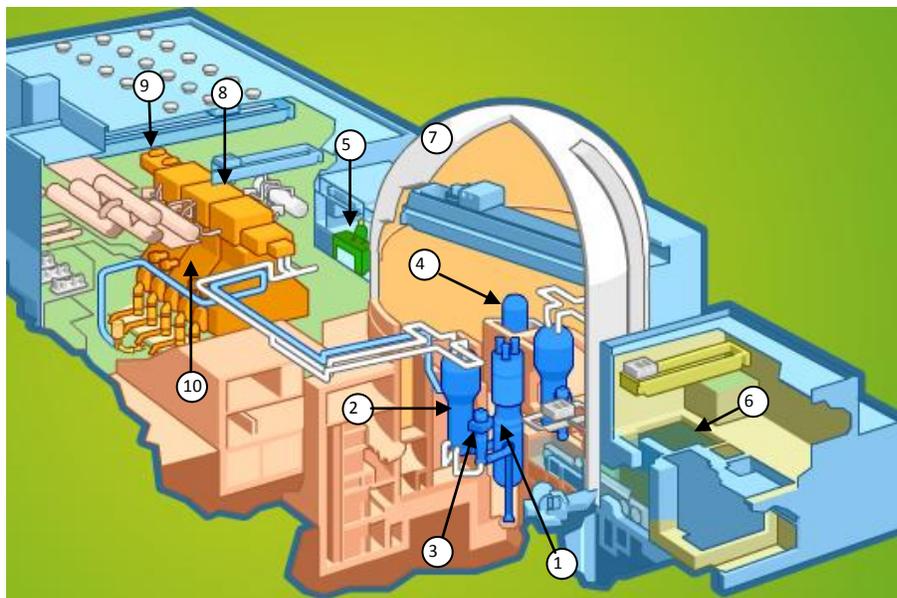
1.3.7 OPR1000 (Optimized Power Reactor 1000)¹

Los beneficios de la estandarización y construcción modular se ponen de manifiesto en este reactor diseñado por un consorcio de compañías encabezadas por Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP). Este diseño se basa en mejoras de reactores americanos de generación II. Para ser más específicos, el OPR1000 se deriva directamente del NSSS adoptado por los PWR y desarrollado por General Electric, Westinghouse y Combustion Engineering. Este reactor tiene una vida útil de 40 años que puede extenderse hasta 60. Actualmente hay ocho OPR1000 distribuidos en cuatro plantas y cuatro más en construcción.

El sistema primario de enfriamiento es parecido al de los AP1000. El OPR1000 utiliza dos generadores de vapor, cuatro bombas de recirculación y un gran volumen de presurizador. Como en el caso del AP1000 dos bombas (una por lazo frío) están conectadas a cada generador de vapor. Sin embargo, mientras que los impulsores de las bombas se integran a la parte inferior de los generadores de vapor, en el OPR1000 las bombas de recirculación y los impulsores son independientes como en el caso del EPR. Los generadores de vapor han sido optimizados con la consecutiva reducción de supervisión en el control del nivel de refrigerante en transitorios². Esto resulta en una reducción de la probabilidad de *scram* debido a una mayor capacidad de regular los cambios en el nivel del generador de vapor durante transitorios. Adicionalmente, este diseño ofrece un mejor factor de capacidad al prevenir un disparo de reactor debido a un disparo de turbina, una reducción de potencia grande o la falla de una de las bombas principales de agua de alimentación.

Este diseño ofrece mejoras en el control de la potencia del núcleo con una optimización del perfil de potencia para hacer frente a la oscilación de productos de fisión altamente absorbentes de neutrones como el xenón o samario sin inducir en fluctuaciones en la potencia. La configuración de las tuberías y bombas se ha mejorado lo que ha reducido la cantidad de bombas en este diseño. La turbina del OPR1000 es de doble flujo de alta presión con tres canales dobles de baja presión en los cuales se expande el vapor optimizando el flujo aerodinámico. El generador de alto voltaje es enfriado con hidrógeno y está equipado con diferentes tecnologías reductoras de vibración. La siguiente figura ilustra una planta OPR1000.

Figura 1.19. Esquema de una planta OPR1000.



1. Reactor
2. Generador de vapor
3. Bomba de refrigerante del reactor
4. Presurizador
5. Cuarto de control
6. Alberca de combustible gastado
7. Contención
8. Turbina
9. Generador
10. Condensador

¹ Consulte las referencias [1] y [8].

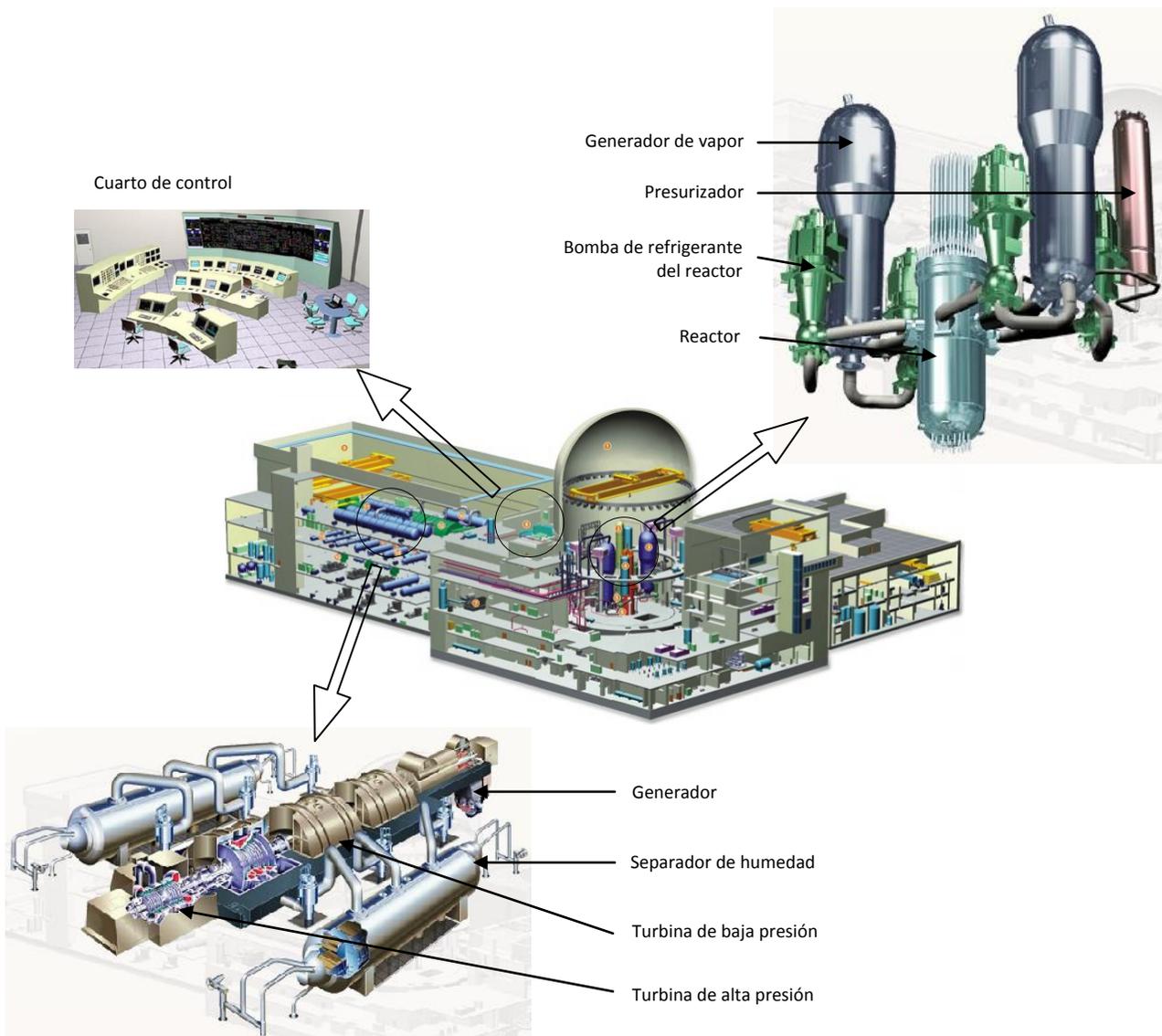
² Vea el Glosario en la página 105 para una explicación de lo que es un *transitorio*.

1.3.8 APR1400 (Advanced Power Reactor 1400)¹

El desarrollo del siguiente reactor avanzado coreano comenzó en 1992, como una mejora del OPR1000. En marzo del 2001 KHNP comenzó el proyecto Shin-Kori 3 y 4 para las primeras unidades APR1400 cuya construcción comenzó en el 2008 y se espera comience operaciones comerciales en el 2013. Se espera que otras dos plantas se comiencen a construir en Shin-Ulchin en Corea del Sur en breve. El APR1400 se ha diseñado para operar durante 60 años.

Este reactor incluye varias características avanzadas de diseño para mejorar la seguridad de la planta desde el punto de vista de la prevención y mitigación de accidentes base de diseño (DBA) y accidentes severos. El APR1400 refleja estos conceptos de prevención y mitigación en la construcción de la planta, arreglo de los equipos, diseño de sistemas, contención del reactor y diseño estructural interior que satisface los requerimientos de licencia. Para lograr lo anterior, el reactor ha sido diseñado para minimizar los transitorios y si estos llegan a darse, se han propuesto las barreras necesarias para contenerlos. La Figura 1.20 ilustra una planta con este reactor.

Figura 1.20. Esquema de una planta APR1400.



¹ Consulte las referencias [1] y [9].

La configuración del APR1400 es la misma que la del OPR1000 y el AP1000 con dos generadores de vapor, cuatro lazos fríos y dos calientes y cuatro bombas de recirculación dispuestas de la misma manera que en un EPR. Este diseño incluye generadores de vapor del OPR1000 con modificaciones para reducir la vibración de la tubería. Excepto por el hecho de que los componentes del NSSS son más grandes debido a su mayor potencia, el APR1400 es substancialmente igual a un OPR1000. Ligado a la mayor potencia de este reactor, comparado con un OPR1000, ha sido necesario aumentar la potencia de las bombas para incrementar su flujo.

Este diseño incluye sistemas de inyección de seguridad y válvulas de alivio redundantes. Se ha diseñado la geometría de la cavidad del reactor y los tanques de almacenamiento para inundar la cavidad del reactor y llevar al apagado del núcleo dentro o fuera de la vasija. El sistema de manejo de hidrógeno está diseñado para secuestrar el hidrógeno de la atmosfera del contenedor a través de 26 recombinadores catalíticos. El diseño contempla generadores diesel en sitio en caso de una pérdida de corriente.

1.3.9 VVER1000 (Vodno-Vodyanoi Energetichesky Reactor 1000)¹

Varios diseños avanzados de reactores se han desarrollado en Rusia, por ejemplo el Hidropress V – 392 de 1000 MWe, es una de las varias versiones avanzadas del VVER1000 original cuyas unidades han sido construidas en la India y se han planeado construir en Novovorenezh, Rusia.

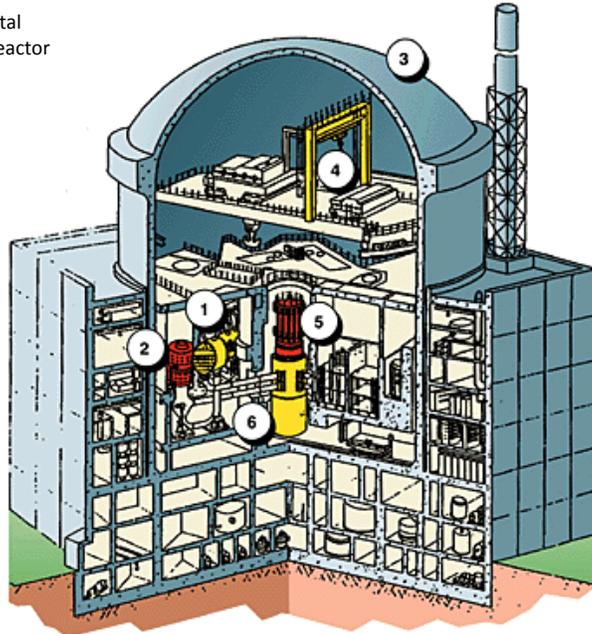
El VVER1000 es un diseño avanzado de un PWR cuya configuración de moderador de combustible impide los efectos de la reactividad positiva debidos a temperatura, discrepancias en la razón combustible/moderador, y parámetros transitorios. Este diseño utiliza generadores de vapor avanzados horizontales, sistemas de sellado de bombas de refrigerante del reactor mejoradas, mecanismos redundantes de inundación del núcleo, sistemas pasivos de inyección de boro. El VVER1000 está diseñado para operar durante 40 años, aunque puede extenderse hasta 60 años.

La vasija del reactor del VVER1000 está equipada con boquillas para la conexión del lazo frío y caliente, situadas verticalmente una encima de la otra. Esta configuración reduce la probabilidad de descubrir el núcleo debido a un LOCA ya que al menos la mitad de un lazo primario de refrigerante se encuentra a una altura mayor con respecto a la parte superior del núcleo. Como en el caso del AP1000 y APR1400, este diseño está equipado con barras de control integradas para acelerar la recarga de combustible y el mantenimiento en el núcleo. Hay varias versiones del VVER1000, por ejemplo, la unidad 4 de Balakovo está equipada con tres trenes de sistemas de seguridad, la unidad 1 de Bushehr con cuatro trenes de sistemas de seguridad y contención de acero, la unidad 5 de Balakovo con tres trenes de sistemas de seguridad activos mejorados y sistemas pasivos de remoción de calor. El diseño más reciente de VVER1000 incluye una contención de concreto de gran volumen revestida con acero estructuralmente similar y con las mismas funciones que las centrales nucleares occidentales. Utiliza cuatro lazos independientes de refrigeración y generadores de vapor horizontales. Además, debido a la selección de materiales adecuados y a una capacidad grande del sistema para purificar el refrigerante y control químico del agua, las plantas VVER1000 reportan menores dosis a los trabajadores comparadas con las recibidas en plantas occidentales. La siguiente figura muestra un esquema de una planta con esta tecnología de reactores.

¹ Consulte la referencia [1].

Figura 1.21. Esquema de una planta VVER1000.

1. Generador de vapor horizontal
2. Bomba de refrigerante del reactor
3. Contención
4. Grúa para recargas
5. Barras de control
6. Reactor



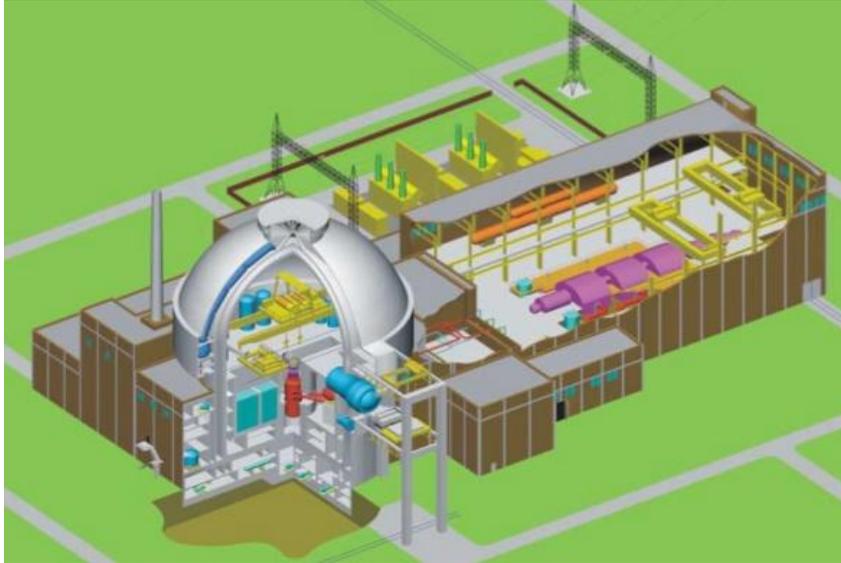
1.3.10 VVER1200 (Vodno-Vodyanoi Energetichesky Reactor 1200)¹

El VVER1200 es un reactor tipo PWR basado en el VVER1000 con una vida de 60 años. La vasija presurizada del reactor es una escala mayor de la versión VVER1000 para lograr una mayor potencia. El generador de vapor horizontal del VVER1000 ha sido mejorado al incrementar el diámetro del intercambiador de calor y se ha mejorado su soporte estructural para aminorar los daños inducidos por vibración. Las mejoras combinadas en las características del flujo de refrigerante en los ensambles de combustible con la optimización de los generadores de vapor horizontales, le permiten alcanzar eficiencias térmicas de 37% con un quemado estimado de 79 MW-día/kgU. Hay planes para construir 10 VVER1200 en diferentes locaciones de Rusia y se han propuesto 17 más.

El diseño del VVER1200 combina varias de las características de seguridad descritas en el EPR, AP1000, OPR1000 y el APR1400, incluyendo remoción de calor de decaimiento completamente por circulación natural, enfriamiento de la contención por ventilación con circulación natural a través del espacio que hay entre las dos capas que forman dicha contención de manera similar al EPR. Sin embargo, el sistema pasivo de enfriamiento del VVER es más sofisticado ya que incluye un sistema pasivo que interactúa con el espacio que existe entre las dos capas de la contención de concreto reforzado. La presión en este espacio es menor que la atmosférica para atrapar cualquier filtración de material radiactivo.

Los diseños VVER se han construido en varios países aunque las unidades más nuevas como los VVER1000 han sido solo construidas en Rusia, China y la India por lo que las licencias de operación solo se limitan a estos países. La Figura 1.22 ilustra el esquema de una planta VVER1200.

¹ Consulte la referencia [1].

Figura 1.22. Esquema de una planta VVER1200.

1.3.11 ACR1000 (Advanced CANDU Reactor 1000)¹

El ACR1000 es un reactor de agua pesada de la Atomic Energy of Canada Ltd (AECL) basado en los reactores de agua pesada presurizada (PHWR) conocidos como CANDU. En términos generales, este diseño es parecido al PWR pero en vez de tener una vasija presurizada, el ACR1000 emplea cientos de tubos presurizados horizontales que albergan las barras de combustible, todos los cuales se colocan dentro de una calandria. En el ACR1000, el núcleo está rodeado de agua pesada y utiliza agua ligera como refrigerante. Esto implica menores sistemas de limpieza y recuperación de agua pesada y simplifica los sistemas de limpieza del contenedor. Debido a que utiliza tanto agua pesada como ligera, también se les conoce como reactores híbridos. Estos reactores tienen una potencia de 1200 MWe.

Los tubos presurizados de este diseño, que se traducen en la nula necesidad de una vasija para el reactor, dan la posibilidad de reemplazar los tubos a lo largo de la vida del reactor. Otra característica importante que tienen los reactores de la línea CANDU es que pueden recargarse sin la necesidad de detener el reactor. El agua pesada permite la utilización de uranio natural para operar el reactor con una reducción en los costos de combustible. Sin embargo, el agua pesada también es cara por lo que la ventaja en este punto se ve disminuida. En los ACR1000, se utiliza agua ligera como refrigerante que circula dentro de los tubos donde está el combustible y se sigue utilizando agua pesada en la calandria que envuelve a los tubos, lo que provee la mayoría de la moderación. La utilización de agua ligera como refrigerante reduce los costos de operación por concepto de agua pesada. Sin embargo, para compensar el decremento de la población de neutrones térmicos debido a la presencia de agua ligera, el ACR1000 requiere uranio ligeramente enriquecido (del 1.5 al 2%) aunque también puede utilizar combustible tipo MOX. El quemado del combustible de estos reactores alcanza 15-20 GW d/tU que es poco si se le compara con los 60 GW d/tU que ofrecen otros reactores como los AP1000 o el EPR. Estos reactores de 1200 MWe ofrecen un factor de planta del 90% aproximadamente y una vida útil de 60 años con 3.5 años de construcción. La Figura 1.23 ilustra un reactor ACR1000.

La contención del reactor está formada por concreto reforzado recubierto con una capa de acero preparado para soportar sismos e incluso el impacto directo de aviones. Este diseño incluye un tanque de

¹ Consulte las referencias [1] y [10].

almacenamiento posicionado arriba del reactor y apoyado en la cúpula de la contención. Este tanque provee agua de enfriamiento por gravedad al núcleo del reactor y a los generadores de vapor (ver la Figura 1.24).

Figura 1.23. Esquema de un reactor ACR1000.

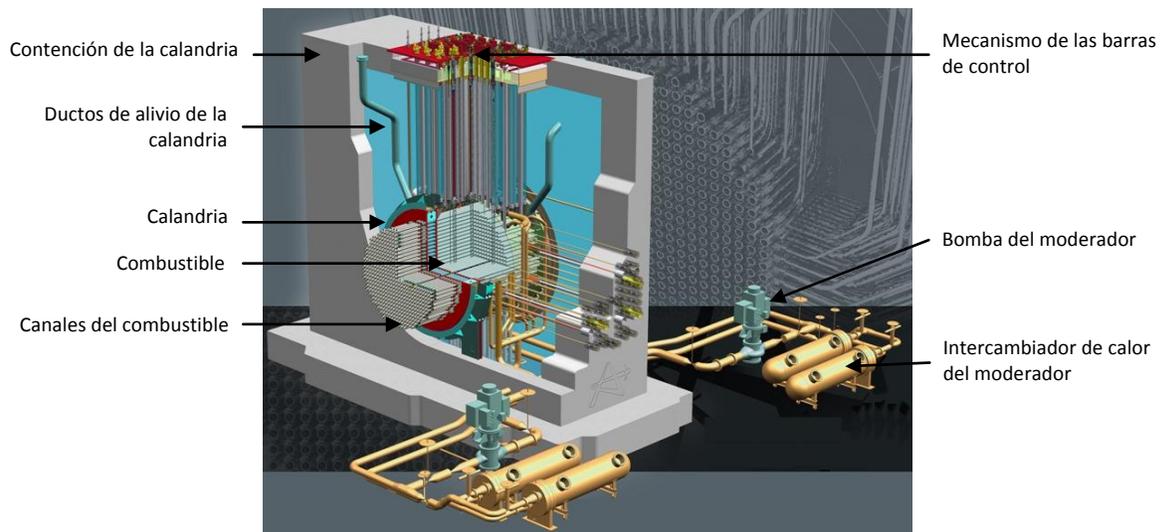
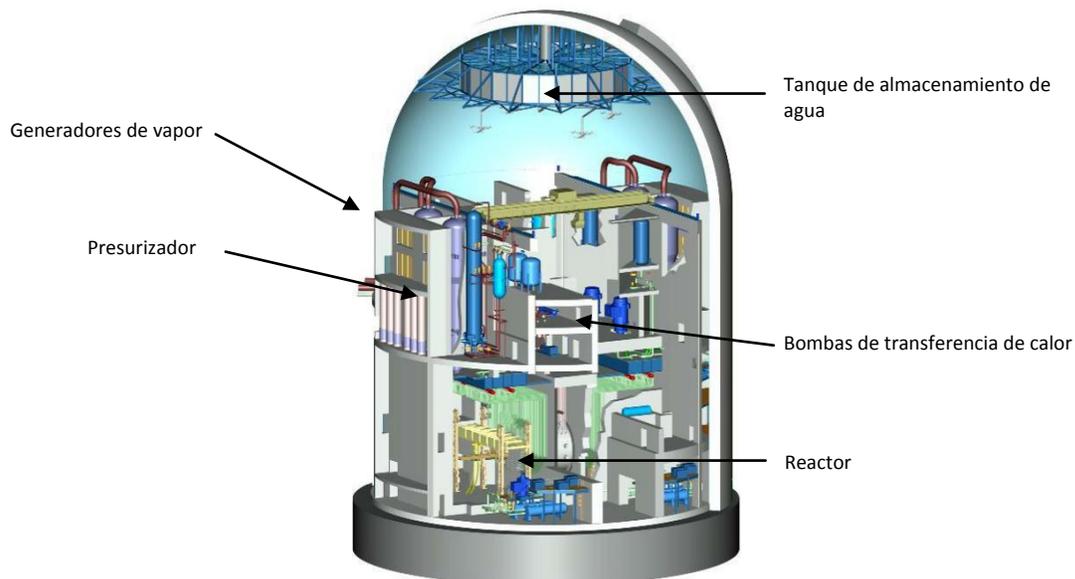


Figura 1.24. Esquema de una planta ACR1000.



1.4 REACTORES GENERACIÓN IV.

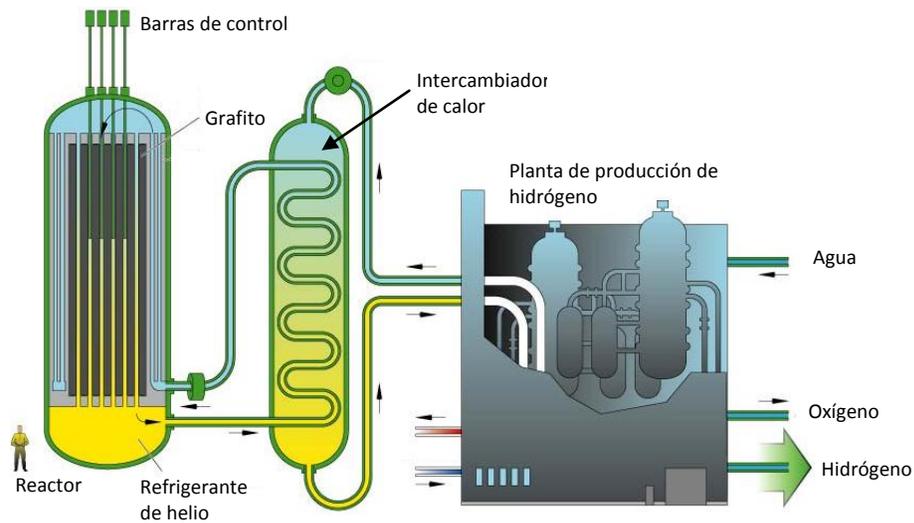
Aunque existen varias vertientes en el desarrollo de la próxima generación de reactores, el Foro Internacional de Reactores Generación IV (Generation IV International Forum) ha establecido seis tecnologías para los reactores de generación IV¹. Estas seis tecnologías presentan características de seguridad mejoradas, ventajas económicas para la producción de electricidad y de nuevos productos como hidrógeno, reducción de desechos nucleares y mejoras en resistencia a la proliferación.

¹ Consultar las referencias [11] y [13].

1.4.1 VHTR (Very High Temperature Reactor)¹

El VHTR es un reactor moderado con grafito enfriado con helio con un ciclo abierto de combustible. El calor que produce puede usarse para aplicaciones como la producción de hidrógeno o procesos de calor para la industria petroquímica. El núcleo puede construirse de bloques prismáticos o puede ser de esferas existiendo flexibilidad en el combustible aunque no se prevé reciclado alguno. La temperatura de salida de 900 °C permite la producción termoquímica de hidrógeno a través de un intercambiador de calor intermedio con cogeneración de electricidad a través de un ciclo Brayton². Se espera construir módulos de 600 MWe con costos de mantenimiento bajos y sistemas de seguridad pasivos. La Figura 1.30 ilustra una planta con un reactor de este tipo.

Figura 1.25. Esquema de una planta VHTR.



1.4.2 GFR (Gas – cooled Fast Reactors)³

Este reactor utilizará helio como refrigerante, alcanzando temperaturas de hasta 850 °C. Utilizarán una tecnología similar al VHTR por lo que se puede usar para generar electricidad, producción termoquímica de hidrógeno o algún otro proceso donde se utilice el calor generado. El GFR de referencia es de 1200 MWe, con una vasija de acero y tres lazos de 800 MWt. Para producir electricidad con una alta eficiencia térmica, el elemento refrigerante (helio) moverá directamente una turbina en un ciclo Brayton (ver la Figura 1.25).

Varias formas para el combustible se han propuesto con el potencial para operar a muy altas temperaturas y para asegurar una alta retención de los productos de fisión: combustibles cerámicos, partículas avanzadas de combustible, elementos cerámicos de compuestos actínidos. El GFR de referencia considera una planta de tratamiento de combustible gastado que sería reprocesado en sitio y todos los actínidos serían reciclados repetidas veces y junto con la combinación de un espectro de neutros rápidos, el GFR minimiza la producción de desechos radiactivos de vida media larga. El espectro de neutrones rápidos también hace posible el uso de materiales fósiles y fértiles disponibles incluyendo uranio empobrecido.

¹ Consultar las referencias [11], [12] y [13].

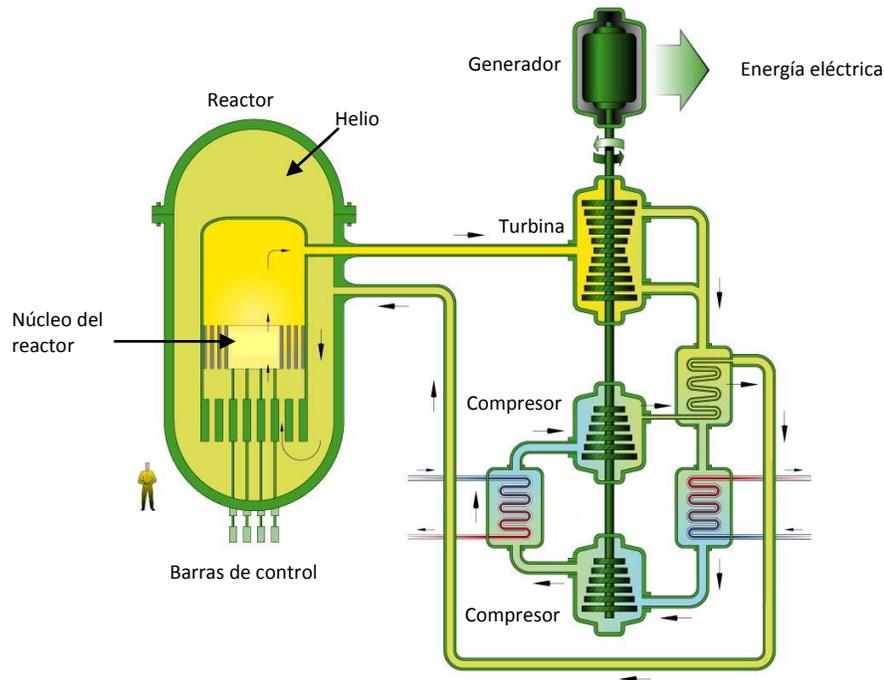
² El ciclo Brayton es un ciclo termodinámico que consiste en una etapa de compresión adiabática, una etapa de calentamiento isóbaro y una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible.

³ Consultar las referencias [11], [12] y [13].

Aunque *General Atomics* trabajó en este diseño desde los 70s (pero no como reactor rápido), ninguno se ha construido. Es el único diseño de la generación IV sin antecedente operacional, por lo que no se espera un prototipo antes del 2025.

Se ha propuesto un diseño de GFR alternativo con temperatura de refrigerante de helio más baja (600 - 650 °C) en un circuito primario y con un sistema secundario de CO₂ supercrítico a 550 °C y 20 MPa para la generación de electricidad. Esto reduce los retos metalúrgicos y de combustibles asociados a las altas temperaturas.

Figura 1.26. Esquema de una planta GFR.



1.4.3 LFR (Lead – cooled Fast Reactor)¹

El LFR es un reactor rápido que puede usar uranio empobrecido o matrices de torio y quemar actínidos de plantas de reprocesamiento de combustibles LWR. Se prevé un amplio rango de tamaños, desde pequeñas “baterías industriales”, de tamaños modulares de 300 – 400 MWe hasta plantas de 1400 MWe. También se espera una temperatura de operación de 800 °C con el uso de materiales avanzados capaces de soportar la corrosión a altas temperaturas y que permitiría la producción termoquímica de hidrógeno. Utilizaría refrigerante de plomo o plomo – bismuto. La Figura 1.26 ilustra una planta con un reactor de este tipo.

El trabajo inicial del LFR se enfocó en dos modelos: SSTAR (Small Secure Transportable Autonomus Reactor) de 20 MWe y el ELSY (European Lead-cooled SYstem) de 600 MWe.

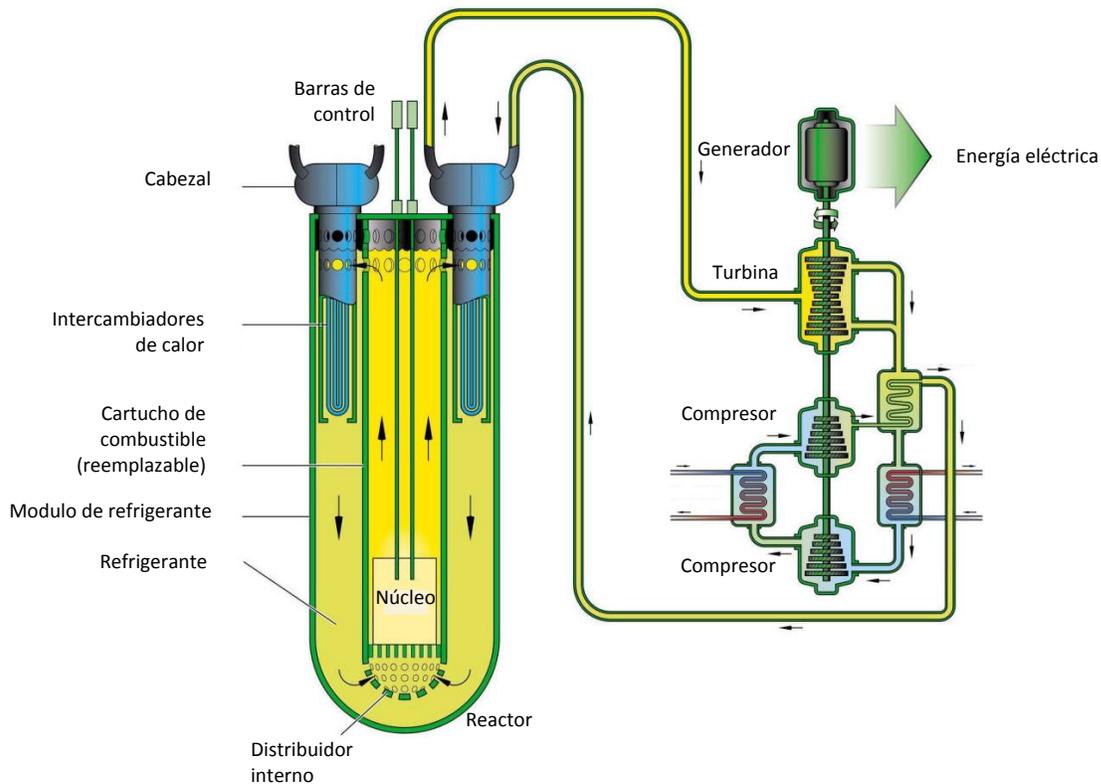
El modelo SSTAR está siendo desarrollado por Toshiba y otros en Japón. Trabaja a una temperatura de 566 °C con un generador de vapor integrado en la unidad, esperando alcanzar una eficiencia térmica del 44%. Se espera que tenga una vida de 20 años sin recarga de combustible, después de los cuales el reactor sería devuelto para el reciclado del combustible. La versión de 20 MWe es de 1 metro de alto y 1.2 metros de

¹ Consultar las referencias [11], [12] y [13].

diámetro. Eventualmente el SSTAR sería acoplado a una turbina con un ciclo Brayton usando CO_2 supercrítico con circulación natural a cuatro intercambiadores de calor.

El modelo ELSY es dirigido por Ansaldo Nucleare de Italia y está siendo financiado por EURATOM. Trabaja con combustible MOX a $480\text{ }^\circ\text{C}$ y el plomo fundido se envía a ocho generadores de vapor. Se prevé dentro de poco una demostración del diseño de 600 MWe.

Figura 1.27. Esquema de una planta LFR.



1.4.4 MSR (Molten Salt Reactor)¹

Este reactor se puede utilizar para la producción de energía eléctrica, quemado de actínidos, producción de hidrógeno y producción de combustibles fósiles.

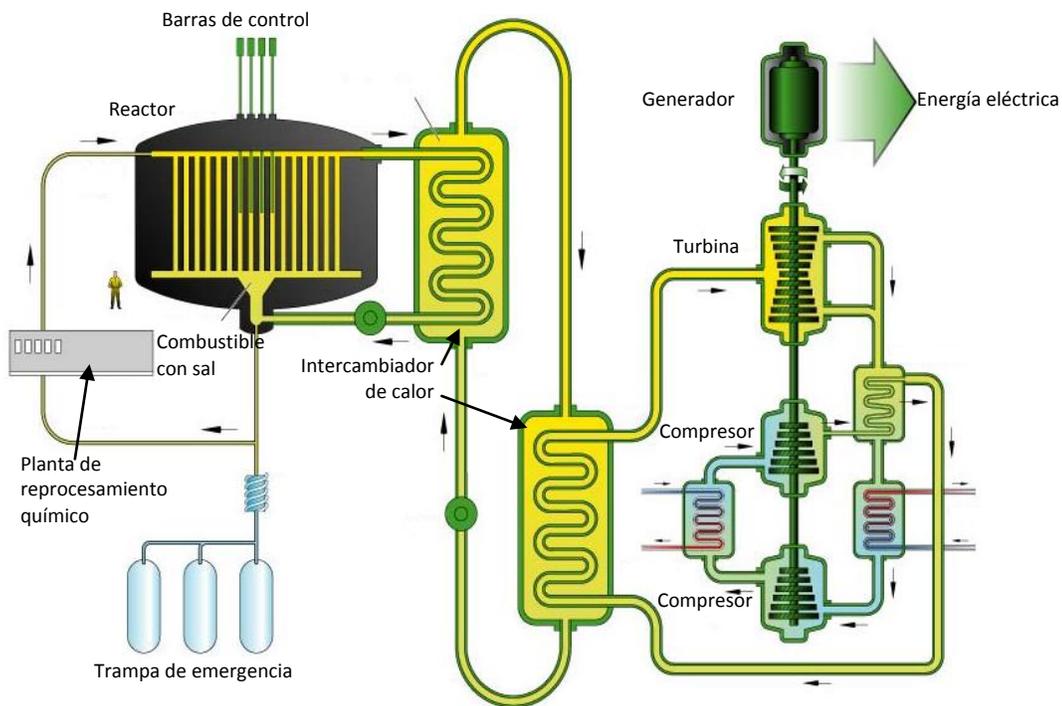
El objetivo principal de este reactor, se espera sea la producción de electricidad y el quemado de desechos. El material fértil, fósil y los productos de fisión se disuelven en fluoruro de sodio líquido a muy altas temperaturas y constituye el combustible y refrigerante del reactor. La presión en el reactor es muy cercana a la atmosférica. El diseño tradicional del MSR tiene un núcleo de grafito que resulta en un espectro de neutrones térmico.

En el núcleo, la fisión ocurre en el combustible disuelto en la sal que está a una temperatura aproximada a $700\text{ }^\circ\text{C}$, que después fluye a un intercambiador de calor donde el calor es transferido a un lazo secundario de sal fundida. El combustible disuelto en la sal en el lazo primario regresa entonces al núcleo. El lazo secundario con la sal limpia transfiere el calor desde el intercambiador hasta un ciclo Brayton donde se genera la

¹ Consultar las referencias [11], [12] y [13].

electricidad. En el ciclo Brayton, puede usar nitrógeno o helio como gas de trabajo. La siguiente figura ejemplifica un reactor de este tipo.

Figura 1.28. Esquema de una planta MSR.



1.4.5 SFR (Sodium-cooled Fast Reactor)¹

El SFR tiene como característica un espectro rápido de neutrones además de ser enfriado con sodio en un ciclo cerrado para un manejo eficiente de los actínidos y la conversión del uranio fértil.

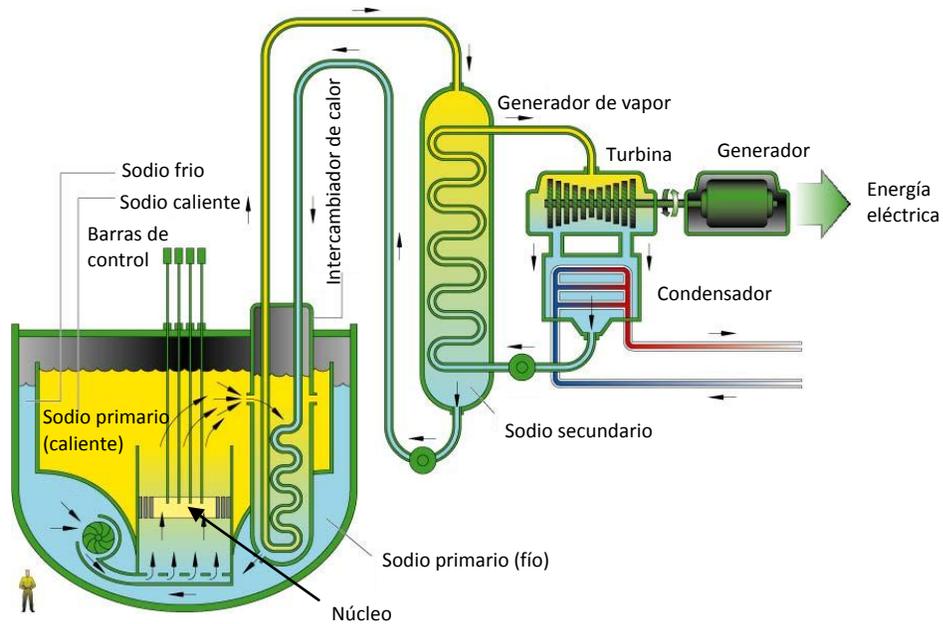
Existe una amplia gama de tamaños para el SFR, desde sistemas modulares de 50 MWe hasta de aproximadamente 1500 MWe. El SFR puede tener dos arreglos, uno en el que todos los sistemas primarios se encuentran en la vasija del reactor y otro donde todos los sistemas se tienen en un lazo compacto. Para ambos casos, existe una relativamente alta inercia térmica del refrigerante primario. Una característica de seguridad importante es que trabaja a presiones atmosféricas. Un sistema secundario de sodio actúa como barrera entre el sodio radioactivo en el sistema primario y el sistema de conversión de energía en la planta.

Las dos opciones de combustible para estos reactores son: (1) combustible MOX o (2) una aleación metálica de uranio, plutonio y circonio. Existe más experiencia internacional con los combustibles MOX aunque la aleación ofrece mejores ventajas en seguridad.

El objetivo principal del SFR es el manejo de los actínidos para mejorar la disposición de desechos y la utilización de recursos de uranio. Con innovaciones futuras para reducir el costo de inversión, el objetivo de este reactor se puede extender para la producción de electricidad o la producción de hidrógeno o desalinización. La siguiente figura muestra una planta con un reactor SFR.

¹ Consultar las referencias [11], [12] y [13].

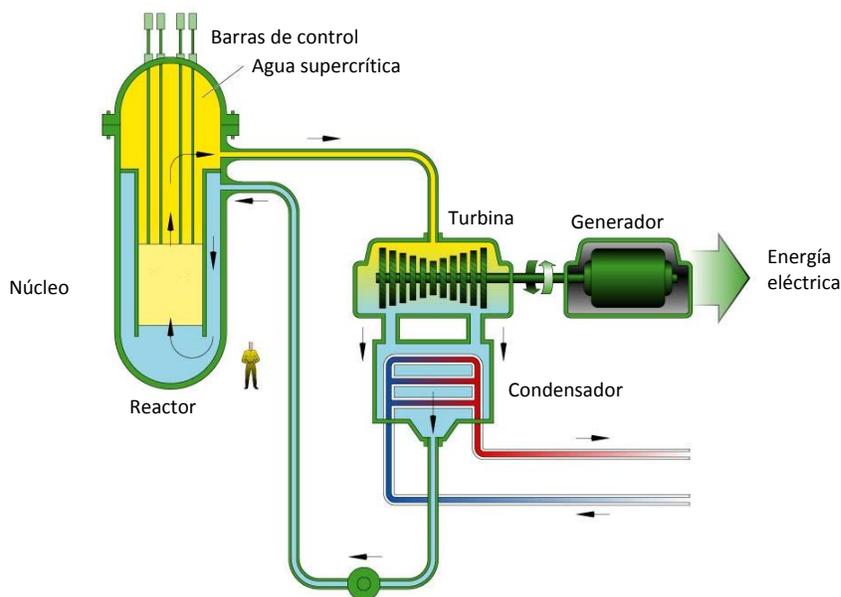
Figura 1.29. Esquema de una planta SFR.



1.4.6 SCWR (Super-Critical-Water-Cooled Reactor)¹

Este es un reactor enfriado con agua a muy altas presiones que opera arriba del punto termodinámico crítico del agua (374 °C, 22MPa) para dar una eficiencia hasta del 45%. El agua supercrítica mueve directamente la turbina, sin la necesidad de sistemas secundarios de vapor, simplificando la planta (ver la Figura 1.29). Se contemplan dos diseños: vasija presurizada o tubos presurizados. Las características de seguridad son similares a los de los ESBWR. El combustible es óxido de uranio enriquecido. Sin embargo, puede construirse como un reactor rápido con reciclado total de actínidos basado en reprocesamiento convencional.

Figura 1.30. Esquema de una planta SCWR.



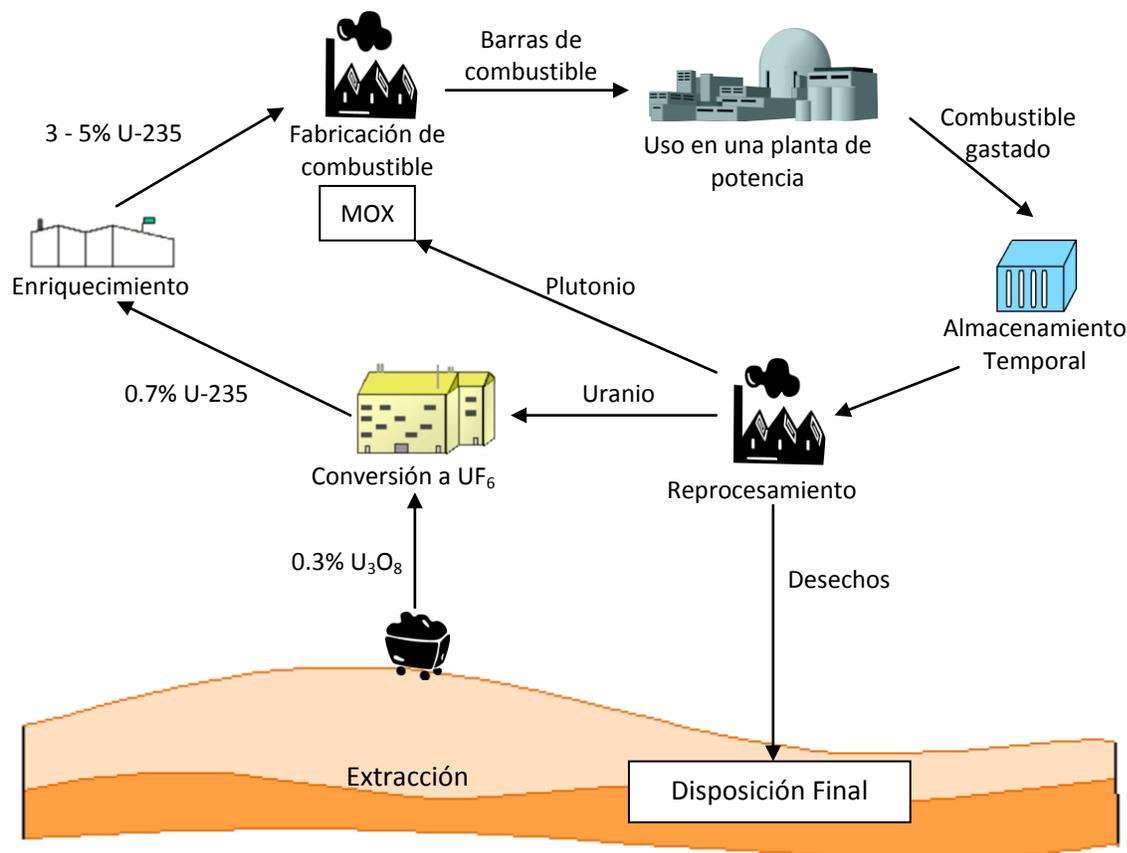
¹ Consultar las referencias [11], [12] y [13].

CAPÍTULO 2 COMBUSTIBLE NUCLEAR

Los recursos naturales como el petróleo, carbón, gas natural y el uranio son útiles, entre otras cosas, para la generación de electricidad. En el caso de las plantas nucleares, el combustible es principalmente uranio que es relativamente abundante en la corteza de la Tierra. Se compone de los isótopos¹ U-238 (aprox. 99.3%) y U-235 (aprox. 0.7%) y trazas de U-234. Sin embargo, para producir energía eléctrica en una planta nuclear, el uranio debe pasar por diferentes etapas desde su extracción hasta su disposición final constituyendo un ciclo como el de la Figura 2.1.

Este capítulo hablará de los pasos que sigue el uranio desde su extracción hasta la disposición de los desechos.

Figura 2.1. Ciclo del combustible nuclear.



2.1 EXTRACCIÓN DEL URANIO

El uranio se extrae de la corteza de la Tierra de tres diferentes maneras; minería a cielo abierto, minería subterránea y por lixiviación in situ. La elección del método depende fundamentalmente de los costos y factores como tamaño, forma, profundidad y concentración de los depósitos del mineral. El uranio se puede encontrar en más de 200 minerales conocidos, la mayoría de los cuales no garantiza una extracción

¹ Son *isótopos* de un elemento químico de número atómico Z los distintos nucleidos con el mismo número de protones (mismo número atómico y, por tanto, mismas propiedades químicas) y con distinto número de neutrones (distinta masa atómica A , lo que implica distintas propiedades nucleares).

económicamente viable. Los minerales de uranio más comunes son la Uranita o Pechblenda (UO_2), Coffinita ($\text{U}(\text{SiO}_4)0.9(\text{OH})0.4$), Carnotita ($\text{K}_2(\text{UO}_2)_2(\text{VO}_4)_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$), entre otros. A fin de lograr una operación rentable, también se extraen otras sustancias de la misma mina.

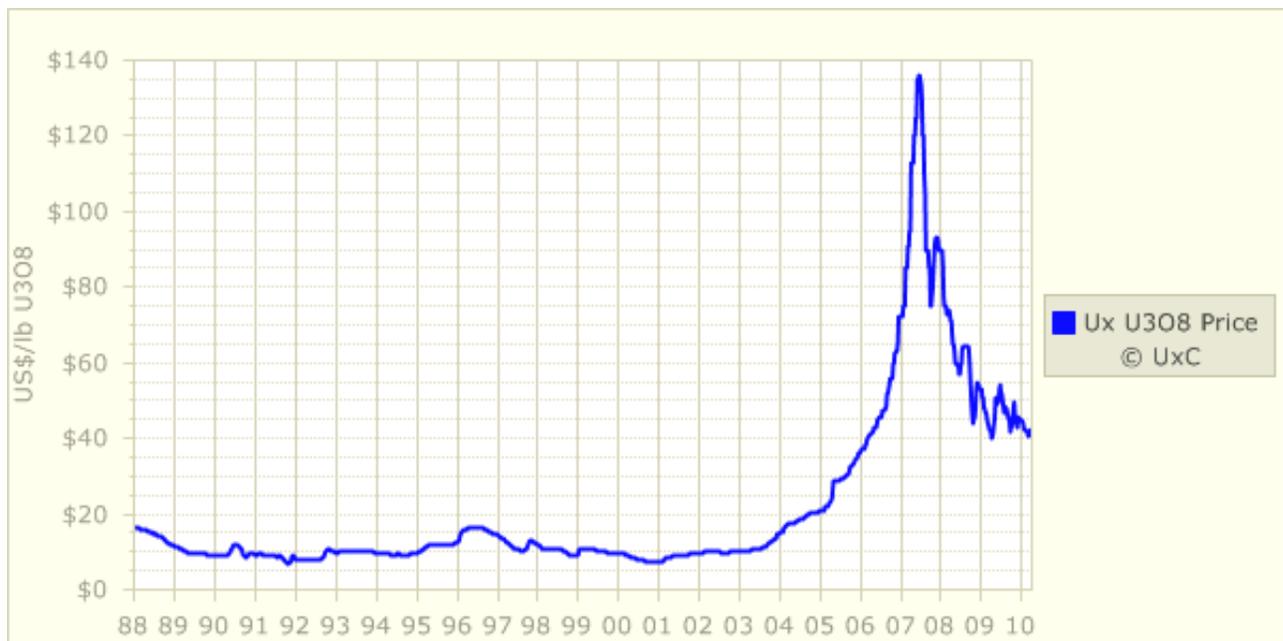
El mineral que se extrae es transportado a un molino cerca de la mina donde es triturado, pulverizado y mezclado con agua. El óxido de uranio se lixivia con ayuda de ácido sulfúrico o una sustancia alcalina y la solución restante que aún tiene uranio se separa de los sólidos (lodos). La solución se limpia y trata con amoníaco para producir un polvo de óxido de uranio (U_3O_8) con una concentración de aproximadamente el 75% al que se le conoce como "torta amarilla" o "yellowcake" (ver la Figura 2.2). Este polvo se envasa en bidones de acero que después son enviados al lugar donde se enriquecerá.

Figura 2.2. U_3O_8 listo para enriquecerse.



Los precios del Uranio en el mercado internacional se han comportado como se muestra en la siguiente figura.

Figura 2.3. Historial del precio del U_3O_8 en el mercado internacional.¹

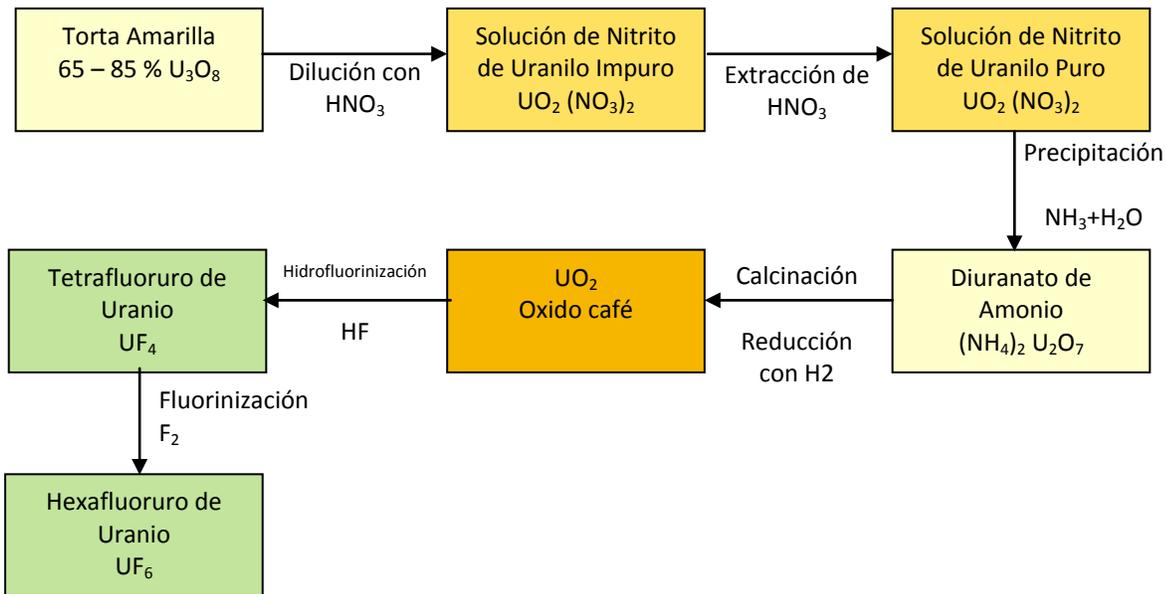


¹ Precio en dólares constantes a diciembre de 2009. Datos tomados de la referencia [18].

2.2 CONVERSIÓN

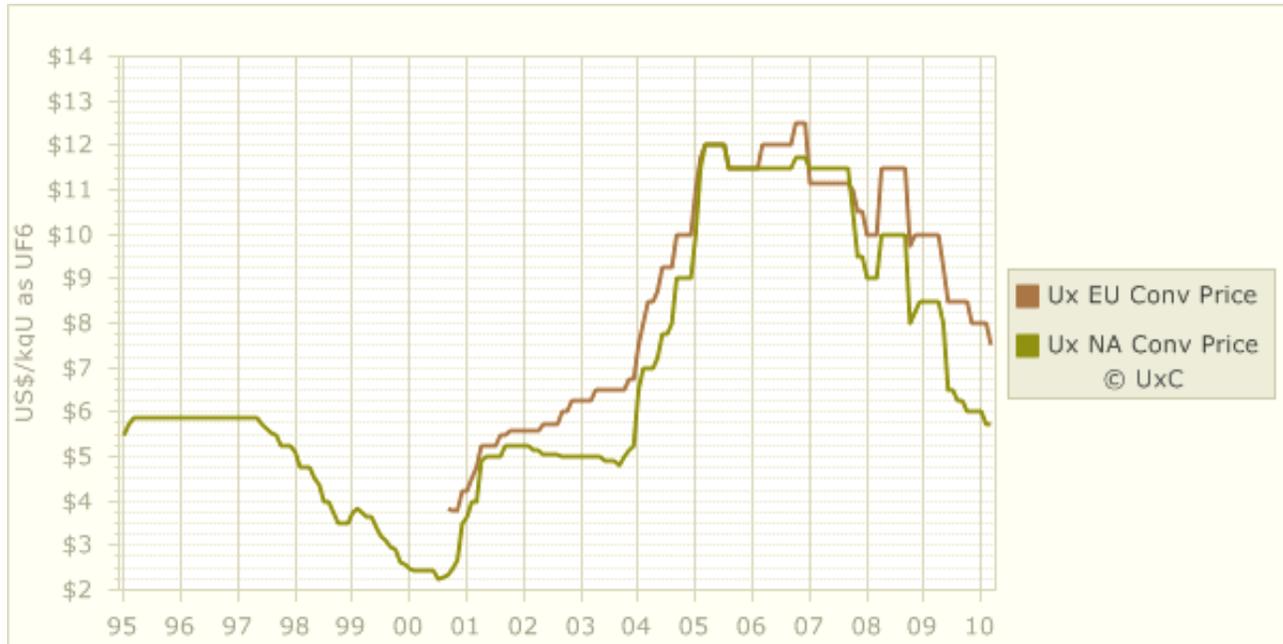
Previo al enriquecimiento, el concentrado de uranio (yellowcake) debe ser refinado y convertido a UF_6 , removiendo los elementos absorbentes de neutrones. La Figura 2.4 ejemplifica el proceso que sigue el uranio hasta este punto.

Figura 2.4. Esquema de la conversión del uranio hasta UF_6 .



En el primer paso de la Figura 2.4, la torta amarilla se disuelve con ácido nítrico formando nitrito de uranio. En el segundo paso, la solución de nitrato de uranio se purifica usando un proceso llamado extracción de solvente, en el que se usa tributilfosfato para remover las impurezas presentes como hijos del uranio, molibdeno, torio, tungsteno entre otros. En el tercer paso, se añade amoníaco disuelto para formar diuranato de amonio que se precipita. En el cuarto paso, se calcina eliminando el NH_4^+ y luego se reduce usando H_2 para formar el UO_2 que es una substancia café. En el quinto paso, se añade ácido fluorhídrico para formar tetrafluoruro de uranio que se le conoce como “sal verde”. En el último paso, se añade flúor para formar el hexafluoruro de uranio que es un cristal blanco parecido a la sal que tiene ventajas como son el que solo tiene un isótopo de fluor, puede ser manipulado a temperaturas y presiones razonables, es soluble en agua entre otras.

Los costos de conversión reportados por los países que tienen esa capacidad se ilustran en la Figura 2.5.

Figura 2.5. Historial del precio de conversión del U_3O_8 a UF_6 .¹

2.3 ENRIQUECIMIENTO

La mayoría de los reactores requieren combustible con un enriquecimiento del 3 al 5% de U-235. A temperatura ambiente, el UF_6 es un sólido y a temperaturas mayores de $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ es un gas que puede enriquecerse por difusión gaseosa o por centrifugación². Ambos procesos enriquecen el UF_6 de 0.711% U-235 hasta el nivel requerido (el resto es U-238). El uranio se mantiene como UF_6 y se enfría hasta ser sólido antes de ser enviado en donde se formará el combustible.

2.3.1 Difusión Gaseosa

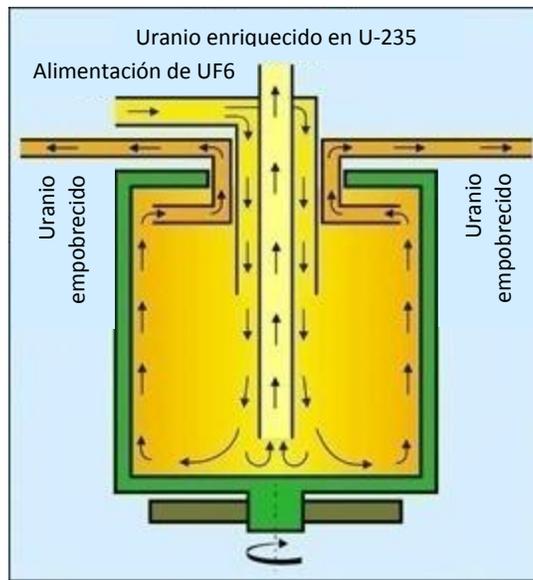
En éste método el UF_6 gaseoso se hace pasar por una membrana porosa muy fina y debido a que el U-235 es un poco más ligero que el U-238, el gas en el otro lado del filtro es ligeramente enriquecido. Esto se debe repetir aproximadamente 1400 veces para producir un enriquecimiento del 3 al 5% de U-235.

2.3.2 Centrifugación

Cuando fuerzas centrífugas son aplicadas al UF_6 gaseoso, éstas tienden a separar a los isótopos más pesados hacia la pared exterior de la centrífuga que en este caso es el U-238 ya que es ligeramente más pesado que el U-235 (ver la Figura 2.6). Una centrífuga está compuesta de una carcasa al vacío que encierra un rotor cilíndrico de 1 a 2 metros de largo y de 15 a 20 cm de diámetro, girando de 50000-70000 rpm.

¹ EU es para Europa y NA para Norte América. Precio en dólares constantes a diciembre de 2009. Datos tomados de la referencia [18].

² Existen otros métodos como la difusión térmica, procesos aerodinámicos, separación electromagnética de isótopos, proceso láser, métodos químicos y separación de plasma.

Figura 2.6. Esquema de una centrífuga.

Para alcanzar el enriquecimiento necesario de 3 al 5% de U-235, el proceso tiene que repetirse ya que el enriquecimiento de una sola centrífuga es mínimo. La Figura 2.7 ilustra una serie de centrífugas que repiten el proceso hasta alcanzar el enriquecimiento deseado.

Figura 2.7. Cascada de centrífugas.

Para medir la cantidad de energía necesaria para enriquecer el uranio, se utiliza un término conocido como SWU (Separative Work Unit), que es función de las concentraciones del uranio a su alimentación, enriquecimiento y colas¹. La Figura 2.8 muestra el historial del precio del SWU y la Figura 2.9 muestra el historial del precio del UF₆.

¹ El término "colas" se refiere a la concentración de uranio que existe en la parte empobrecida.

Figura 2.8. Historial del precio del SWU.¹

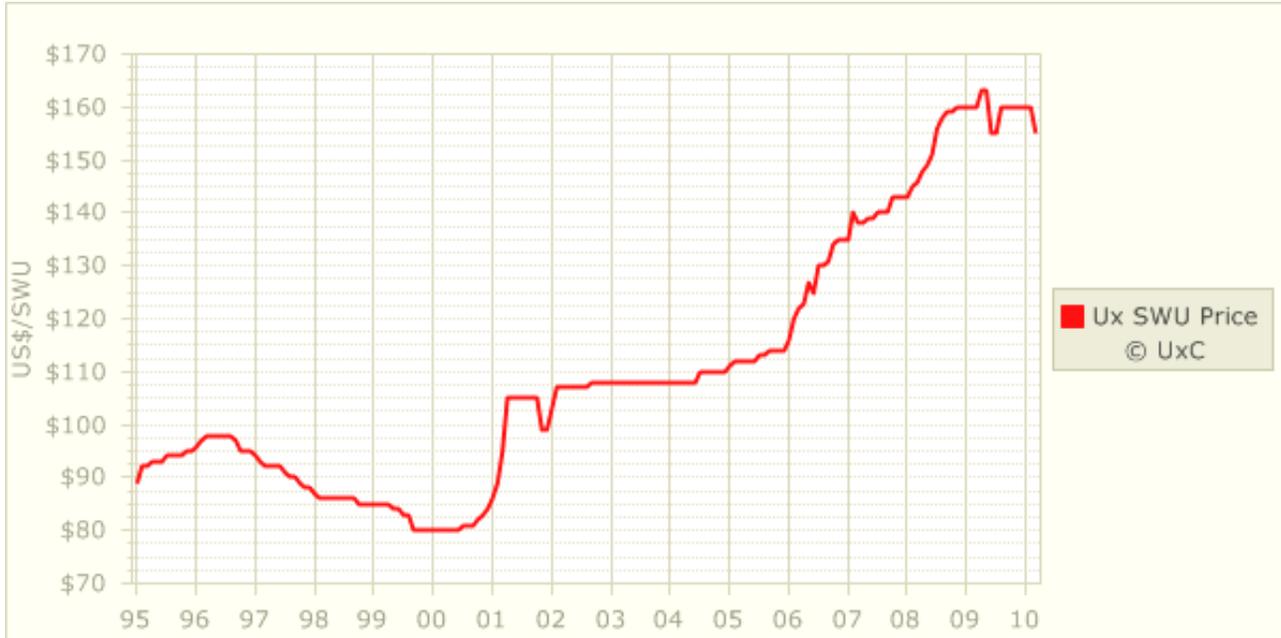


Figura 2.9. Historial del precio del UF₆.¹



2.4 FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE

El uranio enriquecido llega como UF₆ sólido a las instalaciones donde se fabrica el combustible, donde se calienta para hacerlo gaseoso. Se utiliza amoníaco, oxígeno e hidrógeno gaseoso para obtener polvo de dióxido de uranio. El polvo de UO₂ se comprime en pastillas cilíndricas de 6.7 gramos.

¹ Precio en dólares constantes a diciembre de 2009. Datos tomados de la referencia [18].

Las pastillas son sinterizadas después de lo cual de 300 a 370 de ellos se colocan en tubos de una aleación de circonio (zircaloy) de aproximadamente 3.7 metros de longitud (ver la Figura 2.10). Los tubos se presurizan con helio y se sellan para formar barras de combustible, las cuales son agrupadas en ensambles que dependen del diseño del reactor. Un BWR tiene entre 400 y 700 ensambles compuestos por un máximo de 70000 barras de combustible. Un PWR tiene unos 160 ensambles con un máximo de 42000 barras de combustible.

Figura 2.10. Ensamblados de combustible y pastillas de UO_2 .



2.5 REPROCESAMIENTO

En todos los reactores de potencia existe la fisión de isótopos como el U-235 y la formación de isótopos nuevos y más pesados debido a la captura neutrónica principalmente del U-238. Éste se convierte en Pu-239 y por sucesiva captura neutrónica en Pu-240, Pu-241 y Pu-242 y otros isótopos transuránicos¹. El Pu-239 y Pu-241 son físisiles como el U-235.

Al cambiar el combustible en un reactor nuclear en aproximadamente 3 años², se calcula que aproximadamente la mitad del Pu-239 producido es "quemado" en el reactor, proporcionando alrededor de un tercio de la energía total. Se comporta como el U-235 y la fisión libera una cantidad similar de energía. Entre mayor sea el grado de quemado del combustible, menor será el plutonio en el combustible gastado. Generalmente el uno por ciento del combustible gastado de un reactor es plutonio y cerca de dos tercios de este es físisil (50% de Pu-239, 15% de Pu-241). En todo el mundo cada año, alrededor de 70 toneladas de plutonio contenidas en el combustible gastado se remueve al recargar los reactores.

El plutonio en el combustible gastado se puede recuperar mediante reprocesamiento y se puede utilizar en la fabricación de combustible nuclear de óxido mezclado (MOX). El reciclar el plutonio una vez en forma de combustible MOX aumenta en un 12% la energía que se obtendría del uranio original, y si el uranio también se recicla aumentaría en un 22%³.

El uso de hasta 50% de combustible MOX no cambia las características operacionales de un reactor aunque la planta tiene que diseñarse o adaptarse ligeramente para ello (se necesitan más barras de control). Para una carga con más de 50% de combustible MOX, el reactor debe estar diseñado apropiadamente.

¹ Cantidades muy pequeñas de Pu-236 y Pu-238 se forman de manera similar a partir del U-235.

² El tiempo de permanencia del combustible en un reactor depende del quemado que tenga. Aquí se utiliza el periodo de tres años solo como referencia.

³ Dato obtenido de la referencia [14] y basado en el quemado de un LWR de 45 GWD / tU.

Una ventaja del combustible MOX es que la concentración de sustancias fisiles puede aumentarse fácilmente agregando un poco más de plutonio, mientras que enriquecer uranio a niveles más altos es relativamente caro. En los reactores nucleares se busca un mejor y más largo quemado, aumentando de 30000 MWd/t hace algunos años, a más de 50000 MWd/t en la actualidad, lo que hace que el combustible MOX se vuelva más atractivo.

A medida que aumentan los precios del uranio, el reprocesamiento de plutonio en forma de MOX se hace más económico. El uso de MOX también se vuelve más atractivo al incrementarse la necesidad de reducir el volumen de combustible gastado.

2.6 DESECHOS

Los desechos radiactivos en México se clasifican en: desechos de nivel bajo, nivel intermedio, nivel alto, desechos mixtos y Jales de Uranio y Torio (ver referencia [17]). Todas las partes del ciclo de combustible producen desechos radiactivos y el costo de manejar y disponer de estos es parte de los costos de la nucleoelectricidad. A cada paso del ciclo de combustible existen tecnologías probadas para disponer de los desechos de manera segura.

El objetivo en el manejo y disposición de desechos radiactivos es proteger a la población y al medio ambiente. Esto implica la confinación y/o dilución de los desechos de tal forma que la concentración de cualquier radionúclido sea inofensiva a la biosfera.

La minería de uranio genera colas finas que contienen prácticamente todos los elementos radiactivos que ocurren naturalmente (NORM¹). Estas colas son colectadas en excavaciones adecuadas y luego son cubiertas con barro o rocas para evitar la fuga de radón y para asegurar la estabilidad a largo plazo.

Del enriquecimiento del uranio se obtiene uranio empobrecido que se almacena como UF₆ o U₃O₈. Algo de este uranio se utiliza para armamento o para la fabricación de combustible MOX.

Sin embargo, en la generación de electricidad se producen desechos de alto nivel que son el tema de mayor importancia y preocupación.

2.7 SITUACIÓN NACIONAL

En 1979 nace en México URAMEX (Uranio Mexicano), paraestatal que tuvo como objetivo explorar, explotar y comercializar los yacimientos de uranio en el país. Para 1983, por un conflicto obrero patronal se liquidó esta institución y sus funciones, bienes materiales, equipos e información se transmitieron al Consejo de Recursos Minerales (CRM); sin embargo, dicho organismo no continuó con la exploración.

Por otro lado, existe interés por parte del Servicio Geológico Mexicano (que sustituyó al CRM) en la exploración de los yacimientos de uranio en el país. Sin embargo, en México al no contar con la capacidad de explotación, enriquecimiento y fabricación del uranio, el combustible requerido para la recarga en la planta nuclear se licita internacionalmente, cuidando de cumplir con la normativa internacional y nacional aplicable.

¹ NORM: Naturally Occurring Radioactive Material (Material Radiactivo que se Encuentra Naturalmente).

CAPÍTULO 3

COSTOS DE LA ELECTRICIDAD

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la entidad del Gobierno Federal encargada de calcular los costos asociados a la generación de energía eléctrica. Esta institución establece que con independencia del método de obtención de energía eléctrica y en el caso, con independencia de la tecnología del reactor nuclear, el costo total de generación de la electricidad está compuesto por *costos de inversión*, de *combustible* y de *operación y mantenimiento (O&M)*.

La decisión de construir una central generadora compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos, es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología desde el inicio de su construcción hasta que se retira de operación. Para ello se utiliza el concepto de *costo nivelado*¹. Este concepto sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio de un bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto. Por lo tanto, se aplicará este concepto para comparar el costo de la energía cuando es generada por diferentes medios.

3.1 COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión es el flujo de efectivo necesario para la construcción de la instalación. Existen tres tipos de costos de inversión:

3.1.1 Costo Directo

Es la suma, en moneda constante, de las erogaciones de una instalación, excluyendo el costo de la subestación eléctrica, dividida entre la capacidad bruta de la planta. Esto es equivalente a que todos los costos de inversión de la obra en cuestión fueran erogados instantáneamente (*overnight cost*).

Los costos directos reflejan el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la planta. Sin embargo, existen inversiones dentro de las centrales las cuales no pueden estandarizarse, por ejemplo el costo de la subestación eléctrica difiere de una central a otra debido al arreglo y características específicas en cada planta, así mismo, el terreno, camino de acceso, acueducto y la infraestructura provisional para la construcción de la central. Es por ello que estos costos directos son excluidos del monto total de inversión de la planta e implica tener presente en las evaluaciones de proyectos de generación, la necesidad de adicionarlos.

Los costos directos de inversión provienen de varias fuentes, entre las cuales las más relevantes son:

- a) Información de costos incurridos en la construcción de centrales ya terminadas.
- b) Presupuestos elaborados para proyectos específicos en proceso de construcción.
- c) Información correspondiente a otros países.
- d) Cotizaciones de los fabricantes.

¹ Vea el Glosario en la página 105.

3.1.2 Costo Directo mas Costo Indirecto

Resulta de añadir a los costos directos, los que resultan de ingeniería, administración y control de la obra, y los incurridos en las oficinas de la institución que se encarga de distribuir la corriente eléctrica, que en el caso de nuestro país es la CFE.

Los costos indirectos dependen del tipo de tecnología de generación de electricidad. La Tabla 3.1 muestra los costos indirectos para diferentes tecnologías.

Tabla 3.1. Costos indirectos para diferentes tecnologías.¹

Tipo de Central	Porcentaje de Indirectos (%)
Termoeléctrica	9.9
Ciclo Combinado	5.3
Turbogas	2.5
Diesel	2.5
Carboeléctrica	12.5
Nucleoeléctrica ²	5.3
Geotermoeléctrica	25.5
Hidroeléctrica	12.4
Eólica	2.5

3.1.3 Costo actualizado al inicio de la operación

Basándose en los costos directos e indirectos, usando una **tasa de descuento**³ anual, se calcula el valor de la inversión al momento en que la planta se va a poner en funcionamiento. Para ello se toma en cuenta un cronograma de inversiones y el plazo de construcción. La tasa de descuento propuesta incluye los costos de los intereses devengados durante el proceso de construcción de la obra entre otros.

3.1.4 Costo Nivelado de Inversión

La determinación del costo nivelado del MWh por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta promedio, la potencia eléctrica generada, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión. A partir de esta definición se obtiene la ecuación:

¹ Relación de costo directo a costo directo más costo indirecto. Datos obtenidos de la referencia [20].

² La referencia [20] propone este valor para un ABWR y debido a la falta de este dato para otros reactores nucleares, se asumirá este valor para todas las tecnologías nucleares.

³ Vea el Glosario en la página 105.

$$\bar{C}_I = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}} \quad (1)$$

Donde:

- C_I Costo nivelado del MWh por concepto de inversión (en US\$/MWh)
- I_t Inversión en el año t (en pesos)
- GNA_t Generación Neta en el Año t (en MWh)
- N Periodo de construcción (en años)
- n Vida económica de la planta (en años)
- i Tasa de descuento (fracción)

Si la generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la ecuación (1) puede expresarse como sigue:

$$C_I = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i, n)}{(1+i)} \right] [fvp(i, w)] \quad (2)$$

Donde:

- CU Es el costo unitario de inversión (en US\$/MWh), que es función de la potencia de la planta, del factor de costos indirectos y del *overnight cost*, definiéndose:

$$CU = CAP \cdot CUI \cdot (1 + fci) \quad (3)$$

Donde:

- CAP Potencia del reactor (en MWe)
- CUI *Overnight cost* (en US\$/MWe)
- fci Factor de costos indirectos (fracción)
- frc Factor de recuperación de capital (fracción), que depende de la tasa de descuento (i), y la vida económica de la planta (n), definiéndose como sigue:

$$frc = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4)$$

- fvp Factor de valor presente (fracción), que es función de la tasa de descuento (i), el periodo de construcción en años (N) y de un cronograma de inversión¹ (w_k), definiéndose como sigue:

$$fvp = \sum_{k=1}^N w_k (1+i)^{N-(k-1)} \quad (5)$$

¹ El cronograma de inversión es la fracción de la inversión total que se eroga por unidad de tiempo.

Donde:

- w_k Fracción de inversión por año de construcción
- k k – esimo año de construcción

- **GNA** Generación Neta en el Año (en MWh), que es función de la potencia de la planta y el factor de capacidad, definiéndose como sigue:

$$GNA = CAP \cdot fp \cdot 8760 \cdot (1 - up) \quad (6)$$

Donde:

- fp Factor de planta (fracción): es el cociente de la energía real generada por la planta entre la que se generaría si trabajara a la capacidad máxima instalada
- up Usos propios: es la fracción de la energía eléctrica que se consume durante la operación de la planta con respecto a la que produce
- 8760 Horas en un año

Para realizar los cálculos descritos, los datos son tomados de diferentes fuentes. En el caso de las tecnologías nucleares, los datos se tomaron principalmente de la referencia [21]. Para las tecnologías diferentes a la nuclear, se tomaron principalmente de la referencia [20] considerando los datos que constituyen los valores más altos y más bajos para cada tecnología, asegurando que cualquier otra planta similar quede dentro de estos límites. Los datos a utilizar se resumen en la Tabla 3.2 y 3.3.

Tabla 3.2. Características de las tecnologías a considerar.¹

TECNOLOGÍA ²	VIDA OPERATIVA (años)	USOS PROPIOS (fracción)	FACTOR DE PLANTA (fracción)	POTENCIA ELÉCTRICA (MWe)	NÚMERO DE UNIDADES ³	OVERNIGHT COST (US\$/kWe) ⁴
ABWR	60	0.041	0.9	1350	1	2750
ESBWR	60	0.041	0.9	1550	1	2900 ⁵
AP1000	60	0.041	0.9	1117	1	2900 ⁵
EPR	60	0.041	0.9	1600	1	3500
APWR	60	0.041	0.9	1700	1	3000
ATMEA1	60	0.041	0.9	1150	1	2800
OPR1000	40	0.041	0.9	1000	1	2000
APR1400	60	0.041	0.9	1400	1	2200
VVER1000	40	0.041	0.85	1000	1	2100
VVER1200	60	0.041	0.9	1200	1	2400
ACR1000	60	0.0664	0.9	1170	1	2800
T1	30	0.058	0.75	350	2	1248.39
T2	30	0.83	0.65	37.5	2	2110.12
TG1	30	0.011	0.125	41.9	1	1195.84
TG2	30	0.008	0.125	266.3	1G	586.63
TG3	30	0.008	0.125	39.4	1	1346.22
CC1	30	0.029	0.8	281.9	1Fx1	879.91
CC2	30	0.027	0.8	799.8	2Gx1	729.32
CI1	25	0.039	0.65	42.2	1	1541.20
CI2	20	0.091	0.65	3.6	3	3171.26
C1	30	0.072	0.8	350	2	1910.39
C2	30	0.106	0.8	700	1	1851.00
G1	30	0.073	0.85	26.95	4	1556.25
G2	30	0.061	0.85	26.6	4	1630.65
H1	50	0.005	0.209	120	2	2870.58
H2	50	0.005	0.286	33	2	1021.41
IGCC	30	0.178	0.7	332.4	1	2811.50
ISCC	30	0.031	0.8	256.4	1	1107.69
AFBC	30	0.064	0.8	215	2	2223.59
E-5	20	0.001	0.437	1.5	5	2699.88
E-67	20	0.001	0.437	1.5	67	2205.94

¹ Los datos de los reactores nucleares fueron tomados de la referencia [21] y los datos de las tecnologías no nucleares se tomaron de la referencia [20].

² Vea la sección "Abreviaciones" en la página *vii* para el significado de las siglas presentadas. Consulte el Capítulo 1 para la descripción de las tecnologías nucleares enlistadas.

³ Número de unidades por cada central o número de turbinas de gas y modelo de éstas (F o G) por cada turbina de vapor (1x1, 2x1, 3x1).

⁴ Los valores para las tecnologías no nucleares se tomaron de la referencia [20] considerando un tipo de cambio de 13.5134 \$/US\$ tomado de la referencia [19].

⁵ Valor propuesto basado en la referencia [22].

Tabla 3.3. Programas de construcción.

TECNOLOGÍA ¹	Años de construcción	Fracción de inversión por año de construcción					
		w ₁	w ₂	w ₃	w ₄	w ₅	w ₆
ABWR ²	4	0.054	0.205	0.595	0.146		
ESBWR	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1	
AP1000 ²	3	0.117	0.453	0.43			
EPR ²	5	0.054	0.063	0.453	0.354	0.076	
APWR ³	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1	
ATMEA1 ³	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1	
OPR1000 ³	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1	
APR1400 ³	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1	
VVER1000 ³	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1	
VVER1200 ³	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1	
ACR1000 ²	3	0.117	0.453	0.43			
T1	4	0.017	0.255	0.553	0.175		
T2	3	0.086	0.594	0.32			
TG1	1	1					
TG2	1	1					
TG3	1	1					
CC1	3	0.022	0.79	0.188			
CC2	3	0.08	0.719	0.201			
CI1	3	0.043	0.856	0.101			
CI2	2	0.512	0.488				
C1	4	0.015	0.421	0.432	0.132		
C2	4	0.11	0.601	0.243	0.046		
G1	3	0.025	0.6	0.375			
G2	3	0.025	0.6	0.375			
H1	6	0.055	0.15	0.25	0.295	0.18	0.07
H2	4	0.2	0.45	0.25	0.1		
IGCC	4	0.276	0.322	0.215	0.187		
ISCC	2	0.654	0.346				
AFBC	3	0.275	0.456	0.269			
E-5	2	0.505	0.495				
E-67	12	0.014	0.03	0.058	0.098	0.14	0.166
<i>continuación de w₇ a w₁₂ para E-67</i>		0.1661	0.13	0.091	0.058	0.035	0.021

¹ Los datos de las tecnologías no nucleares se obtuvieron de la referencia [20].

² Datos obtenidos de la referencia [23].

³ Valores normalizados en un plazo considerado estándar para una planta nuclear.

3.2 COSTOS DE COMBUSTIBLE

Cuando se hace un estudio de la conveniencia de generar energía eléctrica por diferentes medios, además de considerar los costos de inversión y de operación y mantenimiento (O&M), se debe considerar el costo del combustible, ya que éste estará presente durante toda el tiempo de operación de la planta. En el caso del uranio el costo del combustible debe ser un costo nivelado que depende del escenario nacional e internacional y de la tasa de descuento elegida.

El precio de los combustibles varía con el tiempo aún medido en moneda constante. Estas variaciones se deben considerar ya que la vida de la planta que los utilice puede ser de varias décadas. Esto se puede deber a las siguientes causas:

- a) Los recursos energéticos, no solo del país sino de todo el mundo, son finitos y en la medida que se los utiliza se encarecen, aún cuando el resto de las condiciones pudieran permanecer constantes.
- b) Los recursos energéticos se comercializan en mercados competitivos y están sujetos a la ley de la oferta y la demanda.
- c) Cuando se explotan los recursos energéticos, primero se extraen las reservas que impliquen un menor costo de extracción y posteriormente las que impliquen un mayor costo. Sin embargo, los avances tecnológicos abaten los costos de extracción y procesamiento de recursos, por lo que hay que considerar estos factores que repercuten en el precio de los energéticos en el futuro.
- d) Los efectos ambientales son cada vez más importantes, por lo que existe la tendencia de sustituir los combustibles “sucios” por “limpios” y a la instalación de equipos para disminuir las emisiones o desechos. En cualquier caso, esto impacta en los costos de los combustibles o en las mismas instalaciones que deben de cumplir con los requerimientos ambientales que se les impongan en el tiempo de su construcción o en el futuro.
- e) Factores internacionales que tengan un impacto en la producción o transporte del combustible pueden afectar su precio. A estos factores se les suele llamar coyunturales.

Para comparar adecuadamente las tecnologías de generación, deben incluirse las expectativas de evolución de los precios de los combustibles distinguiendo los cambios estructurales de los coyunturales. En este trabajo son incorporados dichos elementos mediante el uso de escenarios de evolución de los precios de los energéticos utilizando un precio de referencia que es una aproximación al precio de cuenta¹ de los combustibles. Su uso elimina posibles distorsiones de los precios internos de los energéticos en México y permite comparar los costos económicos de los distintos medios de generación.

La Tabla 3.4 proporciona los precios de los diferentes combustibles en términos de las unidades de volumen o peso que los caracterizan y sus proyecciones a futuro. Son utilizados los precios de los energéticos domésticos que se usan en CFE a partir de la referencia [20].

¹ El “precio de cuenta” es el valor del consumo de un bien o servicio, una vez eliminadas las distorsiones de la economía como subsidios o aranceles.

Tabla 3.4. Escenario medio de la evolución del precio doméstico de los combustibles.¹

Año	Gas Natural (US\$/1000 ft ³)	Uranio enriquecido (US\$/g)	Combustóleo (US\$/barril)	Diesel (US\$/barril)	Carbón (US\$/tonelada métrica)	
					Doméstico ²	Importado ³ en Petacalco 1.5% de azufre
2009	5.25	3.72	38.63	70.30	46.83	84.91
2010	5.97	3.74	41.53	75.14	47.14	95.65
2011	7.51	3.74	52.82	101.79	47.19	106.42
2012	7.63	3.77	51.38	99.06	47.22	102.50
2013	7.76	3.79	49.94	96.33	47.22	96.13
2014	7.88	3.79	49.94	96.33	47.23	96.94
2015	8.11	3.81	50.66	97.70	47.24	97.55
2016	8.35	3.81	52.11	100.42	47.24	98.50
2017	8.82	3.83	53.54	103.15	47.26	99.52
2018	9.28	3.85	54.26	104.51	47.27	101.58
2019	9.97	3.85	56.43	108.60	47.27	104.33
2020	10.32	3.87	57.15	109.96	47.28	106.55
2021	10.35	3.87	58.25	112.04	47.29	107.79
2022	10.39	3.90	59.42	114.25	47.29	109.04
2023	10.42	3.92	60.61	116.50	47.30	110.30
2024	10.45	3.92	61.78	118.71	47.31	111.59
2025	10.48	3.94	62.89	120.80	47.31	112.89
2026	10.59	3.94	63.61	122.14	47.32	114.20
2027	10.71	3.96	64.32	123.48	47.32	115.52
2028	10.83	3.98	65.02	124.82	47.33	116.87
2029	10.93	3.98	65.74	126.17	47.34	118.22
2030	11.05	4.00	66.45	127.52	47.34	119.60
2031	11.17	4.02	67.20	128.93	47.35	120.99
2032	11.29	4.02	67.95	130.36	47.36	122.40
2033	11.41	4.05	68.70	131.78	47.36	123.82
2034	11.52	4.07	69.46	133.19	47.37	125.26
2035	11.65	4.07	70.22	134.62	47.38	126.72
2036	11.77	4.09	71.00	136.10	47.38	128.19
2037	11.90	4.09	71.78	137.59	47.39	129.68
2038	12.03	4.11	72.57	139.07	47.41	131.20

El siguiente paso consiste en cambiar las unidades a US\$/GJ por lo que es necesario conocer el poder calorífico superior⁴ de cada combustible. La Tabla 3.5 muestra estas capacidades caloríficas para cada combustible. Al dividir los valores de la Tabla 3.4 entre el poder calorífico correspondiente y multiplicando por 1000, tenemos los valores que se muestran en la Tabla 3.6.

¹ Datos obtenidos de la referencia [20] ajustados por un tipo de cambio de 13.5134 \$/US\$ tomado de la referencia [19].

² Valor correspondiente al entregado por MICARE (Minera Carbonífera Rio Escondido) a CFE en la zona de Rio Escondido, el cual incluye el costo por manejo de cenizas.

³ El costo del carbón importado está referenciado al precio promedio puesto en la planta Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco).

⁴ Es la cantidad total de calor que se produce en la combustión al quemar una proporción de combustible y enfriando los productos de la combustión hasta la temperatura inicial del combustible, a fin de conseguir que el vapor de agua se condense; esto se obtiene generalmente en un calorímetro.

Tabla 3.5. Poder calorífico superior de los combustibles.

Combustible	Poder Calorífico Superior
Gas natural doméstico	1062.2 MJ/1000 ft ³
Uranio enriquecido	4017.7 MJ/g
Combustóleo doméstico	6627.3 MJ/barril
Diesel doméstico	6150.5 MJ/barril
Carbón doméstico	18554.8 MJ/tonelada métrica
Carbón importado en petacalco	26369.8 MJ/tonelada métrica

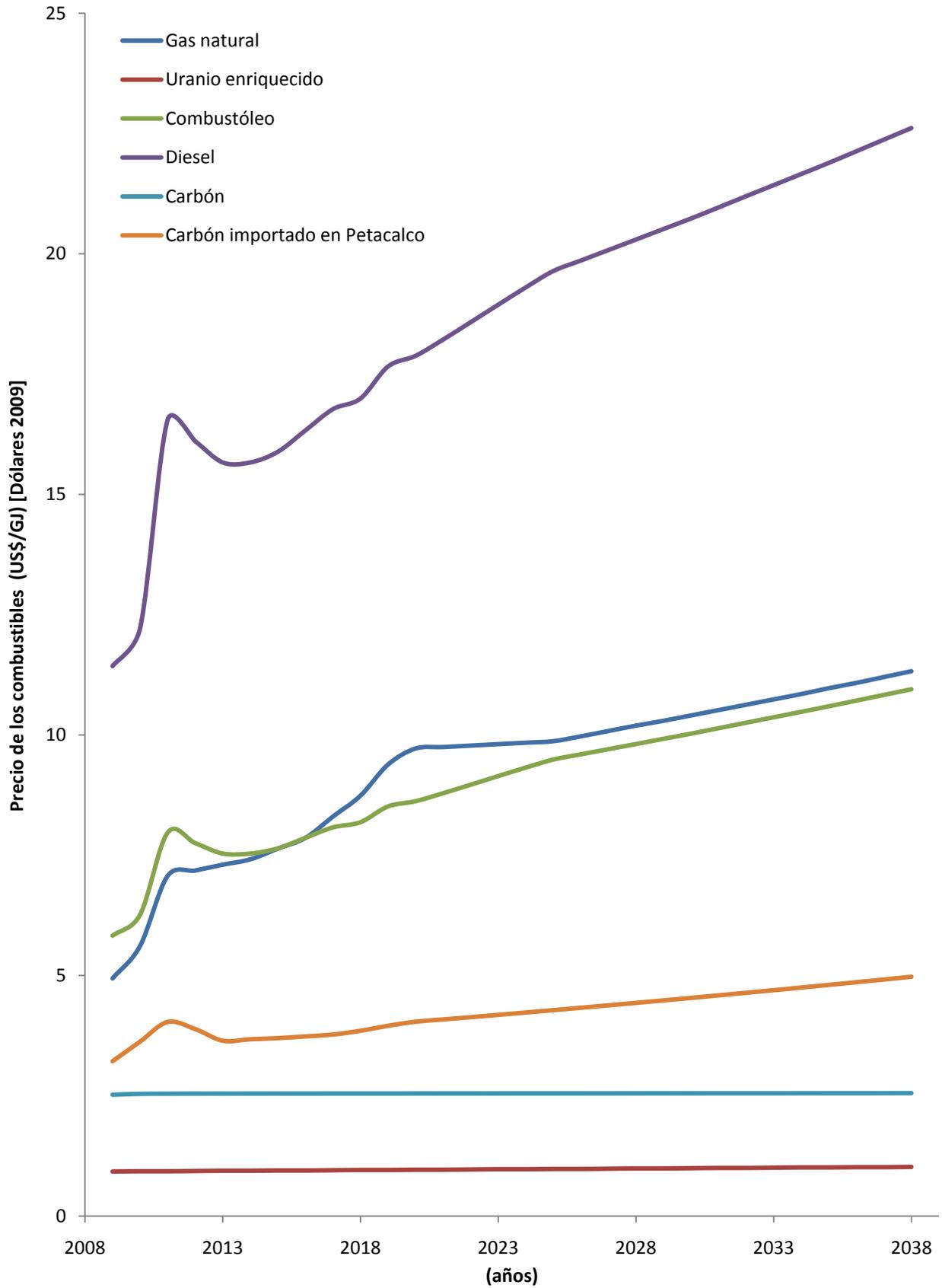
Tabla 3.6. Escenario medio de la evolución del precio doméstico de los combustibles por Giga Joule (GJ).

Año	US\$/GJ ¹					
	Gas Natural	Uranio enriquecido	Combustóleo	Diesel	Carbón	
					Doméstico	Importado en Petacalco con 1.5% de azufre
2009	4.9397	0.9267	5.8286	11.4305	2.5237	3.2198
2010	5.6165	0.9321	6.2658	12.2173	2.5404	3.6272
2011	7.0712	0.9321	7.9707	16.5491	2.5433	4.0357
2012	7.1823	0.9374	7.7521	16.1059	2.5450	3.8872
2013	7.3035	0.9428	7.5351	15.6628	2.5450	3.6455
2014	7.4147	0.9428	7.5351	15.6628	2.5456	3.6760
2015	7.6369	0.9481	7.6436	15.8844	2.5462	3.6992
2016	7.8591	0.9481	7.8622	16.3275	2.5462	3.7354
2017	8.3036	0.9534	8.0791	16.7706	2.5468	3.7741
2018	8.7380	0.9588	8.1876	16.9922	2.5474	3.8522
2019	9.3845	0.9588	8.5147	17.6569	2.5474	3.9563
2020	9.7178	0.9641	8.6231	17.8784	2.5479	4.0406
2021	9.7481	0.9641	8.7899	18.2169	2.5485	4.0878
2022	9.7785	0.9695	8.9664	18.5763	2.5485	4.1350
2023	9.8088	0.9748	9.1461	18.9409	2.5491	4.1830
2024	9.8391	0.9748	9.3226	19.3003	2.5497	4.2318
2025	9.8694	0.9801	9.4893	19.6405	2.5497	4.2811
2026	9.9704	0.9801	9.5978	19.8585	2.5503	4.3307
2027	10.0815	0.9855	9.7047	20.0766	2.5503	4.3808
2028	10.1926	0.9908	9.8115	20.2947	2.5508	4.4320
2029	10.2936	0.9908	9.9200	20.5145	2.5514	4.4833
2030	10.4048	0.9962	10.0269	20.7326	2.5514	4.5354
2031	10.5159	1.0015	10.1402	20.9629	2.5520	4.5883
2032	10.6270	1.0015	10.2535	21.1949	2.5526	4.6416
2033	10.7381	1.0069	10.3669	21.4252	2.5526	4.6957
2034	10.8492	1.0122	10.4802	21.6555	2.5531	4.7502
2035	10.9705	1.0122	10.5952	21.8875	2.5537	4.8056
2036	11.0816	1.0175	10.7134	22.1282	2.5537	4.8613
2037	11.2028	1.0175	10.8315	22.3707	2.5543	4.9179
2038	11.3240	1.0229	10.9497	22.6115	2.5549	4.9752

La Figura 3.1 ilustra los valores de la tabla anterior. Se puede observar de ésta que el uranio es el menos sensible al paso del tiempo siendo también el que menor costo representa por GJ.

¹ Datos obtenidos de la referencia [20] usando un tipo de cambio de 13.5134 \$ / US\$ tomado de la referencia [19].

Figura 3.1. Escenario medio de la evolución del precio de los combustibles.



3.2.1 Costo Nivelado de Combustible

Para evaluar el impacto que se tiene del escenario de evolución de los precios expuestos anteriormente se debe utilizar el costo nivelado para cada energético. Se ha supuesto que los insumos se mantienen constantes a lo largo del periodo de evaluación, lo cual significa que los costos de cada uno de ellos se incrementan con la misma rapidez a lo largo del horizonte de planeación¹. Sin embargo, existen las llamadas inflaciones diferenciales las cuales miden el efecto de los diferentes ritmos de inflación o deflación que afectan a los insumos.

Para incorporar el efecto de la inflación diferencial de un componente al costo del MWh, es necesario disponer de una estimación de la misma para el horizonte de planeación. Una vez contando con un escenario de inflaciones diferenciales, V_1, V_2, \dots, V_k , donde V_j representa la variación real del costo del insumo entre el año base y el año j -ésimo, se define un factor de ajuste como:

$$FA = \frac{1 + \sum_j \left[(1+i)^{-j} \prod_k V_k \right]}{1 + \sum_j (1+i)^{-j}} \quad (7)$$

Donde:

- FA Factor de Ajuste (fracción)
- i Tasa de descuento propuesta (fracción)
- j j -ésimo año
- V_k Inflación diferencial

$$V_k = (1 + p_k)$$

Donde:

- p_k incremento por inflación del año k (fracción)

Aplicando esta metodología a los datos de la Tabla 3.6 se obtienen *factores de ajuste* para cada combustible. Estos factores se multiplican por el precio de cada combustible al inicio de la planeación (que en nuestro caso son los precios del 2009). Realizando estas operaciones se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 3.7.

¹ El "horizonte de la planeación" es la vida útil de la planta sobre la que se realiza la evaluación de los costos de combustible.

Tabla 3.7. Precios nivelados del combustible con una tasa de descuento del 12%.

CENTRAL	TIPO DE COMBUSTIBLE	FA ¹	PRECIO AL 2009 (US\$/GJ)	PRECIO NIVELADO (US\$/GJ)
ABWR	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
ESBWR	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
AP1000	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
EPR	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
APWR	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
ATMEA1	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
OPR1000	Uranio	1.0289	0.9267	0.9535
APR1400	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
VVER1000	Uranio	1.0289	0.9267	0.9535
VVER1200	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
ACR1000	Uranio	1.0399	0.9267	0.9637
T1	Combustóleo	1.3570	5.8286	7.9095
T2	Combustóleo	1.3570	5.8286	7.9095
TG1	Gas natural	1.5837	4.9397	7.8229
TG2	Gas natural	1.5837	4.9397	7.8229
TG3	Diesel	1.4222	11.4305	16.2566
CC1	Gas natural	1.5837	4.9397	7.8229
CC2	Gas natural	1.5837	4.9397	7.8229
CI1	Combustóleo	1.3446	5.8286	7.8374
CI2	Combustóleo	1.3265	5.8286	7.7320
C1	Carbón	1.0080	2.5237	2.5439
C2	Carbón en Petacalco	1.2016	3.2198	3.8691
G1	Vapor geotérmico	²		2.1652 ³
G2	Vapor geotérmico	²		2.0653 ³
H1	Agua	²		
H2	Agua	²		
IGCC	Carbón en Petacalco	1.2016	3.2198	3.8691
ISCC	Gas natural	1.5837	4.9397	7.8229
AFBC	Carbón en Petacalco	1.2016	3.2198	3.8691
E-5	Aire	²		
E-67	Aire	²		

Finalmente, el costo nivelado por concepto de combustible se obtiene a partir de la ecuación (8):

$$C_{FUEL} = \frac{COM}{efic} FC \quad (8)$$

Donde:

- C_{FUEL} Costo nivelado de combustible (en US\$/MWh)
- COM Precio del combustible (en US\$/GJ)
- FC Factor de conversión = 3.6 (US\$/MWh)/(US\$/GJ)
- $efic$ Eficiencia térmica de la planta (fracción)

¹ Factores obtenidos al tiempo de vida útil de la planta usando la ecuación (7). La vida útil de cada planta se encuentra en la Tabla 3.2.

² No existen datos para obtener estos valores.

³ Este costo se refiere a la inversión en el desarrollo, extracción, conducción y operación y mantenimiento del campo geotérmico. Estos datos se obtuvieron directamente de la referencia [20].

Para realizar estos cálculos se toman los valores de las Tablas 3.7 y 3.8.

Tabla 3.8. Datos de eficiencia térmica y costo de combustible para cada central.¹

CENTRAL	EFICIENCIA TÉRMICA (FRACCIÓN)
ABWR	0.34
ESBWR	0.35
AP1000	0.327
EPR	0.35
APWR	0.39
ATMEA1	0.35
OPR1000	0.353
APR1400	0.364
VVER1000	0.333
VVER1200	0.375
ACR1000	0.366
T1	0.3541
T2	0.2815
TG1	0.367
TG2	0.3497
TG3	0.361
CC1	0.488
CC2	0.5028
CI1	0.4329
CI2	0.3438
C1	0.3515
C2	0.385
G1	0.1762
G2	0.1718
H1	n/a
H2	n/a
IGCC	0.3742
ISCC	0.4883
AFBC	0.3647
E-5	n/a
E-67	n/a

¹ Los datos para las tecnologías no nucleares se tomaron de la referencia [20] y para los reactores nucleares de la referencia [21].

3.3 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Estos incluyen los siguientes conceptos de costos:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro social
- Servicios de terceros
- Gastos generales
- Materiales (excepto del área de operación)

Los costos variables son los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En estos solamente se consideran los de materiales del área de operación.

Para calcular en moneda nacional los costos de operación y mantenimiento así como los costos de los componentes externos, se aplica el tipo de cambio para solventar las obligaciones denominadas en moneda extranjera en la República Mexicana el cual se considerará de **13.5135 pesos/US dólar**¹, valor promedio para el 2009. Así mismo, para facilitar comparaciones internacionales, el tipo de cambio antes mencionado también se aplica a la inversa.

La siguiente tabla muestra los costos de O&M medios para el 2009 en moneda nacional.

¹ Dato obtenido del Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la Cámara de Diputados, con datos del Banco de México. Vea la referencia [19]. Este valor se aplica en todo este trabajo.

Tabla 3.9. Costos de O&M (precios del 2009).

CENTRAL ¹	\$/MWh ^{2,3}
ABWR	114.53
ESBWR	114.53
AP1000	114.53
EPR	114.53
APWR	114.53
ATMEA1	114.53
OPR1000	114.53
APR1400	114.53
VVER1000	114.53
VVER1200	114.53
ACR1000	114.53
T1	59.12
T2	199.33
TG1	320.69
TG2	70.20
TG3	351.71
CC1	69.75
CC2	44.41
CI1	331.08
CI2	492.96
C1	87.95
C2	103.59
G1	105.21
G2	108.96
H1	87.24
H2	140.94
IGCC	242.15
ISCC	78.735
AFBC	212.57
E-5	147.84
E-67	122.07

3.3.1 Costos Nivelados de Operación y Mantenimiento

De la misma manera que en el caso de los combustibles, los costos de O&M se deben nivelar a lo largo del horizonte de la vida útil de cada planta. Utilizando la metodología expresada en el punto 3.2.1 a través de la ecuación (7), se obtienen factores de ajuste para cada central suponiendo una inflación constante. Estos factores afectan los valores de los precios del 2009 y los resultados son los costos nivelados que se muestran en la siguiente tabla.

¹ En el caso de las centrales nucleares solo se tiene de la referencia [20] el costo de O&M para una central ABWR. Este valor se considerará para el resto de las centrales nucleares.

² Para centrales nucleares el costo de O&M en sus costos variables incluye un cargo de 0.32 \$/MWh por concepto de manejo y gestión de residuos.

³ El costo de O&M incluye el costo correspondiente al agua, excepto para las hidroeléctricas que se consideran en el combustible.

Tabla 3.10. Costos nivelados de O&M con una tasa de descuento del 12%.

CENTRAL	COSTOS DE O&M EN EL 2009 (US\$/MWh) ¹	FA ²	COSTO NIVELADO (US\$/MWh)
ABWR	8.4752	1.2208	10.35
ESBWR	8.4752	1.2208	10.35
AP1000	8.4752	1.2208	10.35
EPR	8.4752	1.2208	10.35
APWR	8.4752	1.2208	10.35
ATMEA1	8.4752	1.2208	10.35
OPR1000	8.4752	1.2071	10.23
APR1400	8.4752	1.2208	10.35
VVER1000	8.4752	1.2071	10.23
VVER1200	8.4752	1.2208	10.35
ACR1000	8.4752	1.2208	10.35
T1	4.3749	1.4151	6.19
T2	14.7505	1.1706	17.27
TG1	23.7311	1.0182	24.16
TG2	5.1948	1.0831	5.63
TG3	26.0266	1.0166	26.46
CC1	5.1615	1.1803	6.09
CC2	3.2863	1.2807	4.21
CI1	24.5000	1.0035	24.58
CI2	36.4791	1.0021	36.56
C1	6.5083	1.2997	8.46
C2	7.6657	1.2079	9.26
G1	7.7856	1.0087	7.85
G2	8.0631	1.0084	8.13
H1	6.4558		6.46
H2	10.4296		10.43
IGCC	17.9192		17.92
ISCC	5.8264		5.83
AFBC	15.7302		15.73
E-5	10.9402		10.94
E-67	9.0332		9.03

¹ Datos obtenidos a partir de la Tabla 3.9 utilizando un tipo de cambio de 13.5135 \$/ US\$ obtenido de la referencia [19].

² Se calcula al tiempo de vida útil de cada central. Las vidas útiles se muestran en la Tabla 3.2.

3.4 RESULTADOS

Una vez explicada la metodología y las fuentes de información, obtendremos el costo nivelado total. Este se define como la suma de los tres costos nivelados según la ecuación (9):

$$C_{TOTAL} = C_I + C_{FUEL} + C_{O\&M} \quad (9)$$

Para lo cual:

- Utilizando las ecuaciones 2, 3, 4, 5 y 6 con los datos de las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 se obtienen los valores del costo nivelado de inversión (C_I).
- Con los datos de las Tablas 3.7 y 3.8 aplicando la ecuación (8) se obtienen los costos nivelados de combustible (C_{FUEL}).
- De la Tabla 3.10 se obtienen los costos nivelados de O&M ($C_{O\&M}$).

La Tabla 3.11 muestra los resultados obtenidos del costo total nivelado y éstos se ilustran en las Figuras 3.2 a 3.5 de las que se observa lo siguiente:

- De la Figura 3.2 se observa que algunas tecnologías convencionales son mucho más caras que la nuclear como es el caso de H1, TG1 o TG3.
- De la Figura 3.3 es claro que el combustible para las centrales nucleares es mucho más barato que para las plantas que utilizan combustibles fósiles y de la Figura 3.1 se observa que es precisamente el uranio el que tiene mayor estabilidad con el tiempo, siendo este un aliciente y punto fuerte a favor de la nucleoelectricidad. Se debe mencionar que las hidroeléctricas y plantas eólicas no tienen propiamente un combustible, por lo que en la Figura 3.3 no tienen representación.
- De la Figura 3.4 se observa que para las plantas nucleares, el costo de operación y mantenimiento es elevado y comparativamente mayor que la mayoría de las tecnologías convencionales. Aunque estos resultados son solo aproximaciones, los nuevos diseños de reactores nucleares, tienden a ser más sencillos en sus sistemas por lo que se espera que los costos de O&M disminuyan sensiblemente.
- Finalmente, de la Figura 3.5 se observa que el costo nivelado total de las plantas nucleares es en su mayoría menor que el resto de las tecnologías estudiadas. Se puede observar que es el OPR1000, con todas las suposiciones previamente citadas, el que tiene el costo nivelado total más bajo.

Tabla 3.11. Resultados de costos nivelados con una tasa de descuento del 12%.

CENTRAL	C_i (US\$/MWh) ¹	C_{FUEL} (US\$/MWh) ²	$C_{O\&M}$ (US\$/MWh)	C_{TOTAL} (US\$/MWh)
ABWR	52.71	10.20	10.35	73.31
ESBWR	56.52	9.91	10.35	76.78
AP1000	52.60	10.61	10.35	73.56
EPR	71.10	9.91	10.35	91.44
APWR	63.67	8.90	10.35	82.91
ATMEA1	59.26	9.91	10.35	79.52
OPR1000	42.74	9.72	10.23	62.69
APR1400	46.56	9.53	10.35	66.44
VVER1000	47.52	10.31	10.23	68.05
VVER1200	50.79	9.25	10.35	70.39
ACR1000	52.17	9.48	10.35	72.00
T1	31.32	80.41	6.19	117.93
T2	60.27	101.15	17.27	178.69
TG1	140.51	76.74	24.16	241.41
TG2	68.72	80.53	5.63	154.88
TG3	157.70	162.12	26.46	346.28
CC1	18.60	57.71	6.09	82.40
CC2	15.47	56.01	4.21	75.69
CI1	42.11	65.18	24.58	131.87
CI2	91.68	80.96	36.56	209.20
C1	51.97	26.05	8.46	86.48
C2	54.79	36.18	9.26	100.23
G1	37.88	44.24	7.85	89.97
G2	39.18	43.28	8.13	90.59
H1	282.77	0.23 ³	6.46	289.46
H2	67.96	2.08	10.43	80.47
IGCC	88.92	37.22	17.92	144.06
ISCC	23.00	57.67	5.83	86.50
AFBC	53.25	38.19	15.73	107.17
E-5	102.75		10.94	113.69 ⁴
E-67	152.90		9.03	161.93

¹ Para plantas nucleares, el costo incluye un cargo de 0.091 US\$/MWh por concepto de desmantelamiento.

² Para plantas nucleares, el costo incluye un cargo por concepto de manejo de combustible irradiado de 1.19 US\$/MWh.

³ Estos costos consideran la cuota por derechos del agua turbinada que establece la referencia [24] en materia de agua. Valores tomados directamente de la referencia [20].

⁴ El 8 de marzo del 2010, CFE hizo público el fallo de una licitación para el desarrollo de las centrales eólicas Oaxaca II, III y IV en la región del Istmo de Tehuantepec a favor de la empresa *Acciona Energía México* que ofreció un costo nivelado promedio de 65.7 US\$/MWh. Sin embargo, el comunicado no establece la tasa de descuento utilizada. Vea la referencia [25].

Figura 3.2. Costo nivelado de inversión por tecnología con una tasa de descuento del 12%.

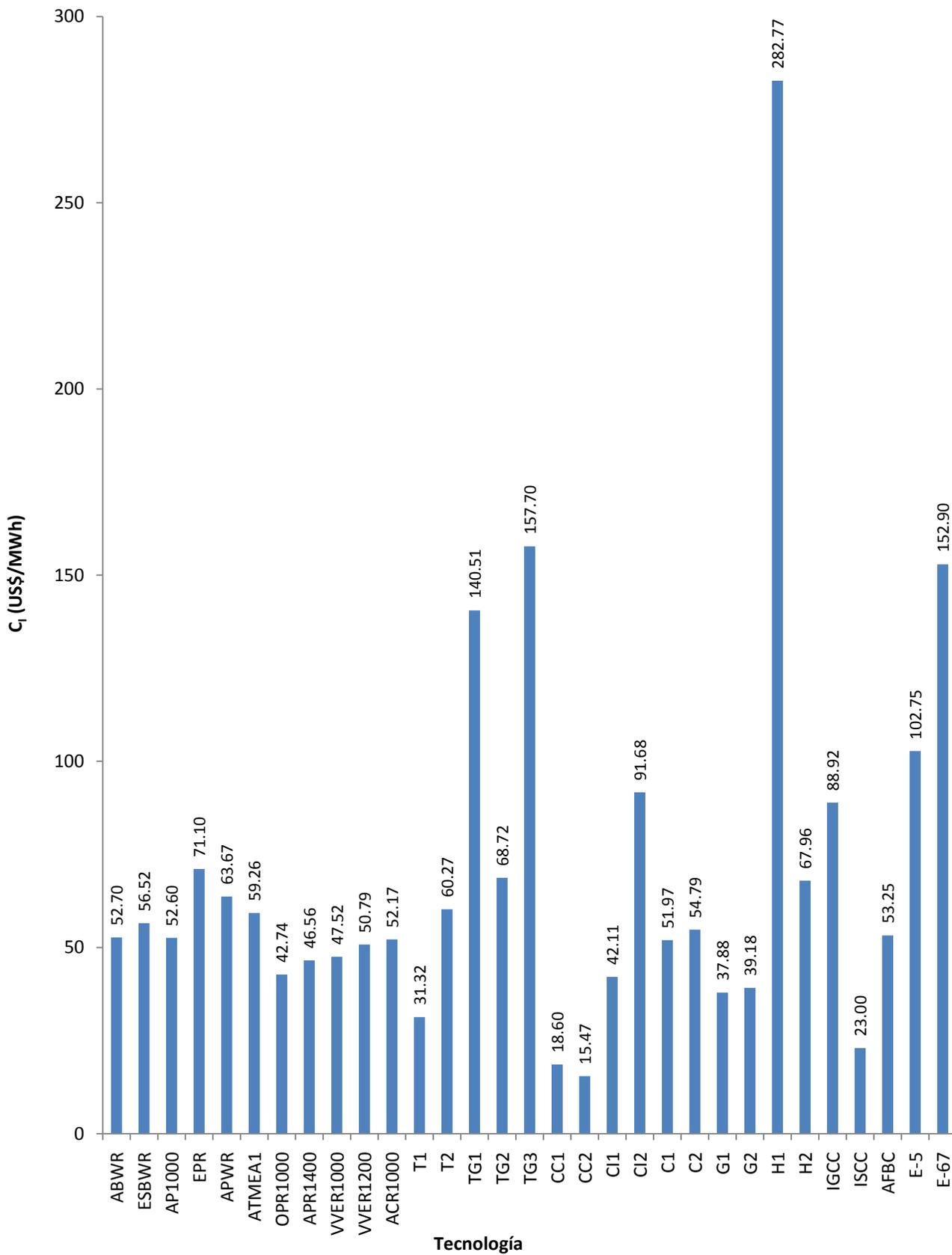


Figura 3.3. Costo nivelado de combustible por tecnología con una tasa de descuento del 12%.

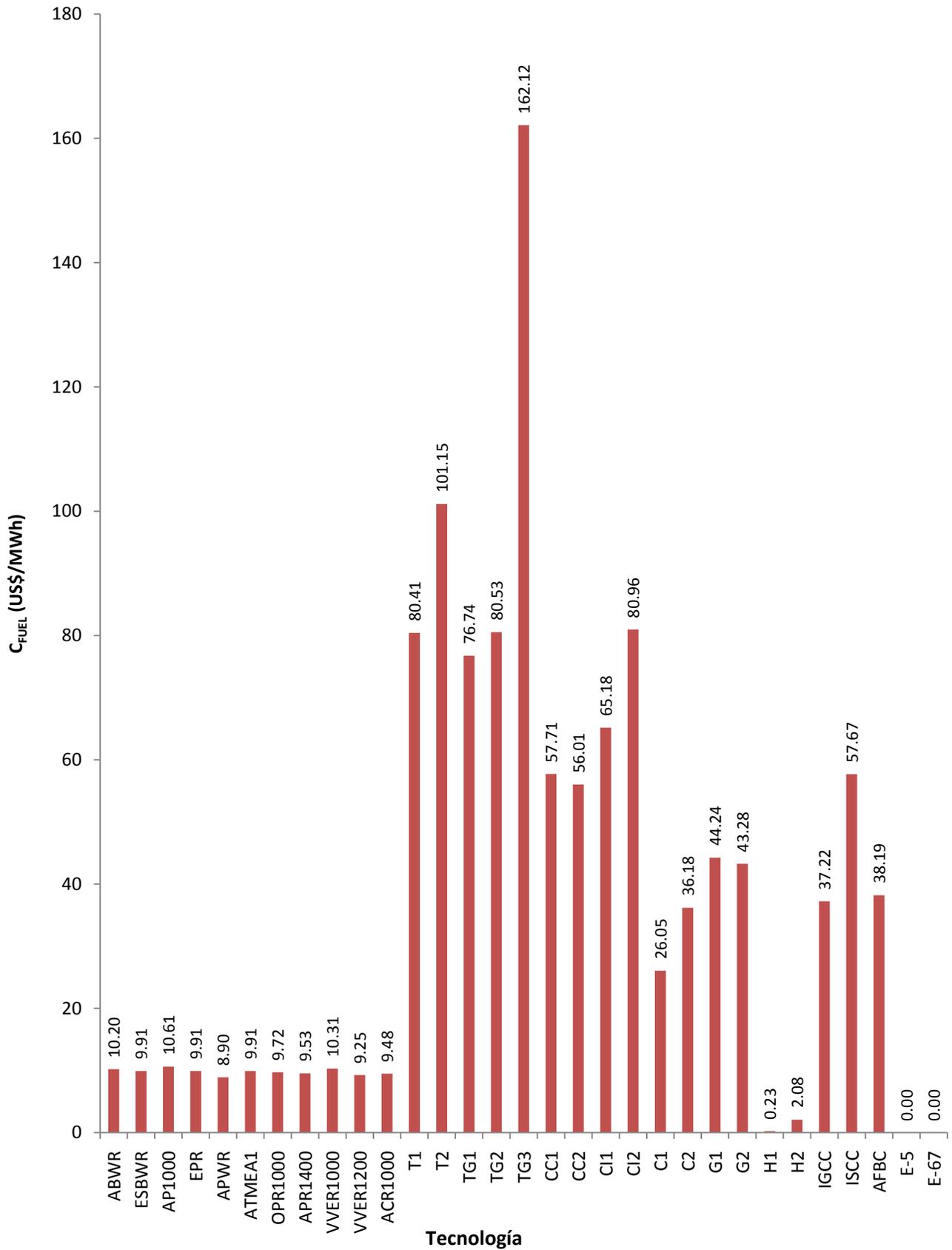


Figura 3.4. Costo nivelado de O&M por tecnología con una tasa de descuento del 12%.

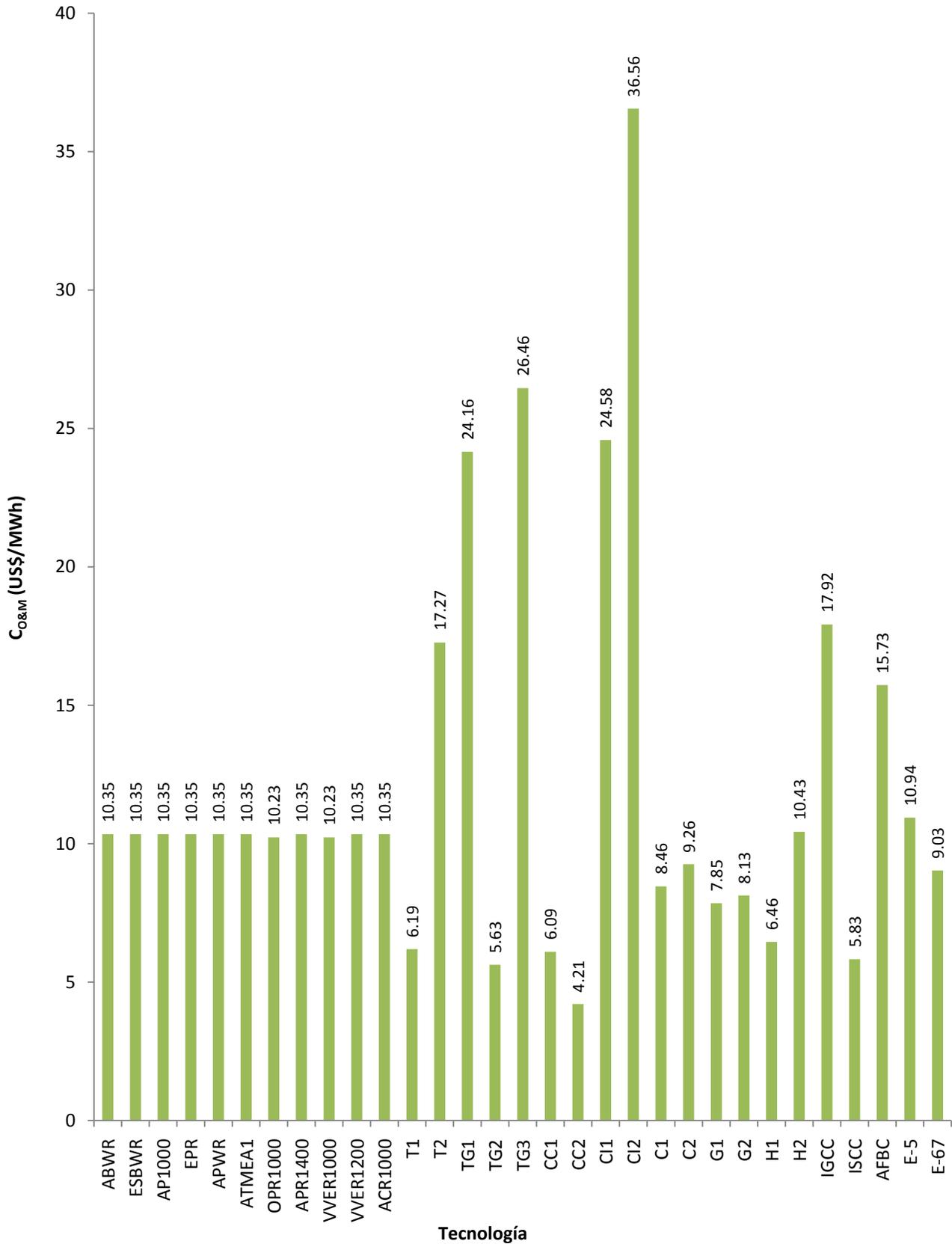
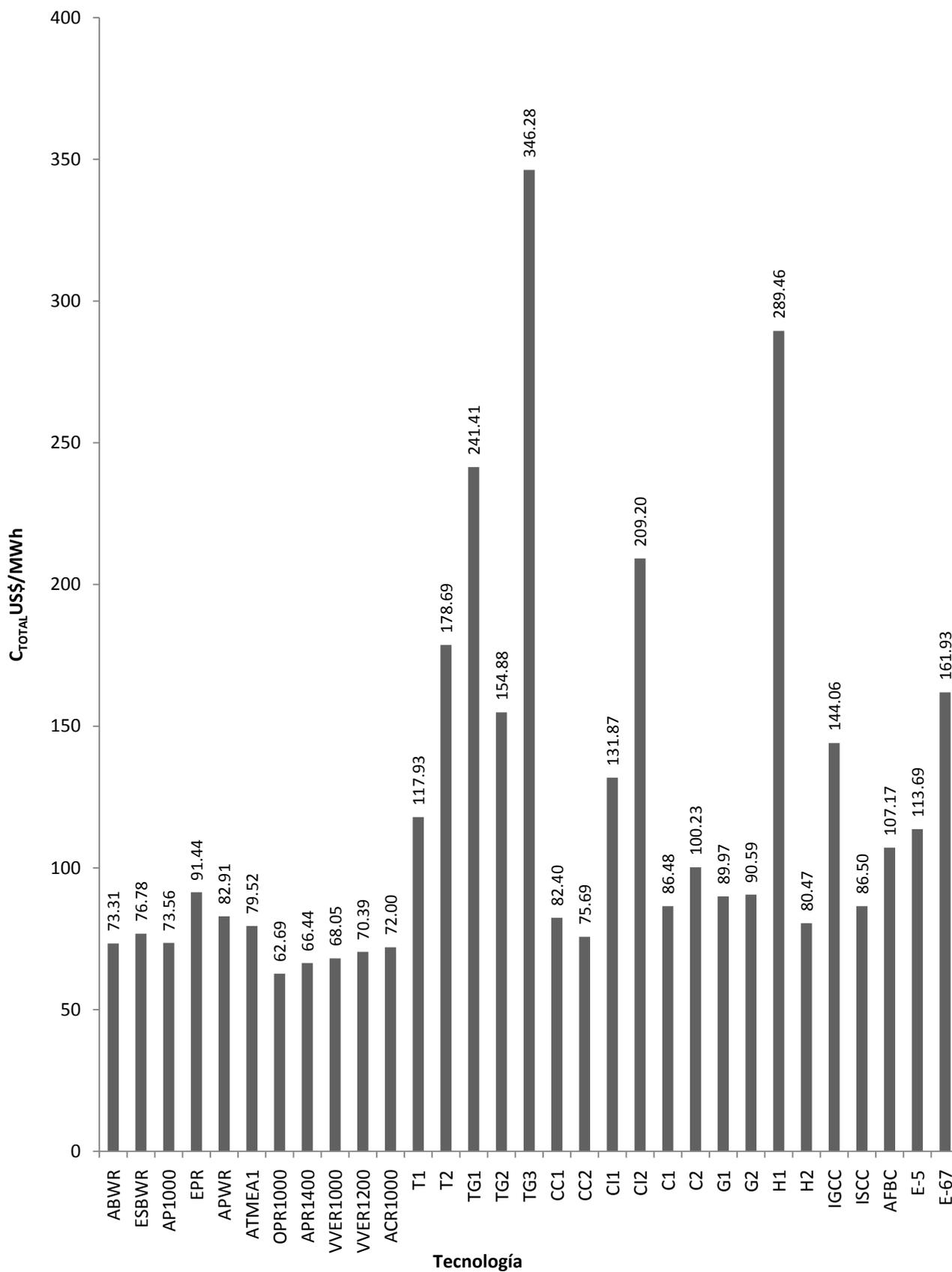


Figura 3.5. Costo nivelado total por tecnología con una tasa de descuento del 12%.



CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El objetivo de este capítulo es observar la sensibilidad del costo total del MWh neto generado ante variaciones en los parámetros básicos como el costo unitario de inversión, el factor de planta, el costo del combustible, la tasa de descuento aplicada y el periodo de construcción. El análisis realizado en este capítulo supone fijos todos los parámetros excepto aquel cuyas variaciones son evaluadas.

4.1 SENSIBILIDAD A LA TASA DE DESCUENTO

Dado que el factor principal en la variación de costos de proyectos a largo plazo es la tasa de descuento que se fija al inicio de la misma, el primer análisis se encamina a las diferencias que existen en el costo nivelado al variar la tasa de descuento en 5, 8, 10, 12 y 15%. Para ello, se realizan nuevamente los cálculos correspondientes como se explicó en el Capítulo 3 para los *costos de inversión, combustible y O&M*.

4.1.1 Costo de inversión

Al realizar todos los cálculos que señala el apartado 3.1 a las diferentes tasas de descuento propuestas, se obtienen los valores de la Tabla 4.1, que son ilustrados en las Figuras 4.1 y 4.2. De la Figura 4.1 se puede apreciar que la tecnología más sensible a las variaciones por concepto de tasa de descuento es la hidroeléctrica de Agua Prieta (H1), seguida por la central eólica con 67 unidades (E-67). Esto se debe al tiempo grande de construcción para estas plantas y a sus costos directos (*overnight cost*). Las plantas nucleares siguen una tendencia parecida al tener tiempos de construcción de cuatro o cinco años sin llegar a ser tan sensibles como H1 o E-67, pero siendo más sensibles que la mayoría de las otras tecnologías que tienen periodos de construcción menores.

Entre las tecnologías nucleares mostradas en la Figura 4.2, se aprecia que los reactores con costos directos (*overnight cost*) menores, son menos sensibles. En el caso del ABWR, tiene un comportamiento medio entre las tecnologías nucleares.

Tabla 4.1. Costos nivelados de inversión a diferentes tasas de descuento.

CENTRAL	COSTO DE INVERSIÓN (US\$/MWh)				
	$i = 5\%$	$i = 8\%$	$i = 10\%$	$i = 12\%$	$i = 15\%$
ABWR	21.43	33.91	43.05	52.70	68.01
ESBWR	21.43	34.95	45.27	56.52	75.10
AP1000	22.08	34.45	43.35	52.60	67.00
EPR	27.96	44.88	57.53	71.10	93.06
APWR	24.44	39.64	51.17	63.67	84.20
ATMEA1	22.75	36.89	47.62	59.26	78.36
OPR1000	17.92	27.35	34.67	42.74	56.17
APR1400	17.87	28.99	37.42	46.56	61.57
VVER1000	19.93	30.41	38.54	47.52	62.45
VVER1200	19.50	31.62	40.82	50.79	67.17
ACR1000	21.89	34.17	43.00	52.17	66.45
T1	15.24	21.49	26.21	31.32	39.64
T2	30.00	41.89	50.76	60.27	75.55
TG1	73.63	100.54	120.06	140.51	172.38
TG2	36.01	49.17	58.72	68.72	84.31
TG3	82.64	112.84	134.75	157.70	193.47
CC1	9.23	12.90	15.65	18.60	23.34
CC2	7.65	10.71	13.01	15.47	19.45
CI1	22.04	29.89	35.77	42.11	52.41
CI2	53.10	68.40	79.66	91.68	110.99
C1	27.12	36.72	44.02	51.97	64.99
C2	27.77	38.07	46.02	54.79	69.35
G1	19.01	26.45	31.97	37.88	47.32
G2	19.66	27.36	33.07	39.18	48.95
H1	109.26	174.94	226.14	282.77	377.70
H2	27.50	43.17	55.08	67.96	88.98
IGCC	41.54	59.60	73.55	88.92	114.49
ISCC	11.54	16.06	19.41	23.00	28.73
AFBC	26.07	36.66	44.64	53.25	67.21
E-5	59.53	76.68	89.29	102.75	124.37
E-67	62.51	93.50	120.28	152.90	214.82

Figura 4.1. Costo de inversión por tecnología a diferentes tasas de descuento.

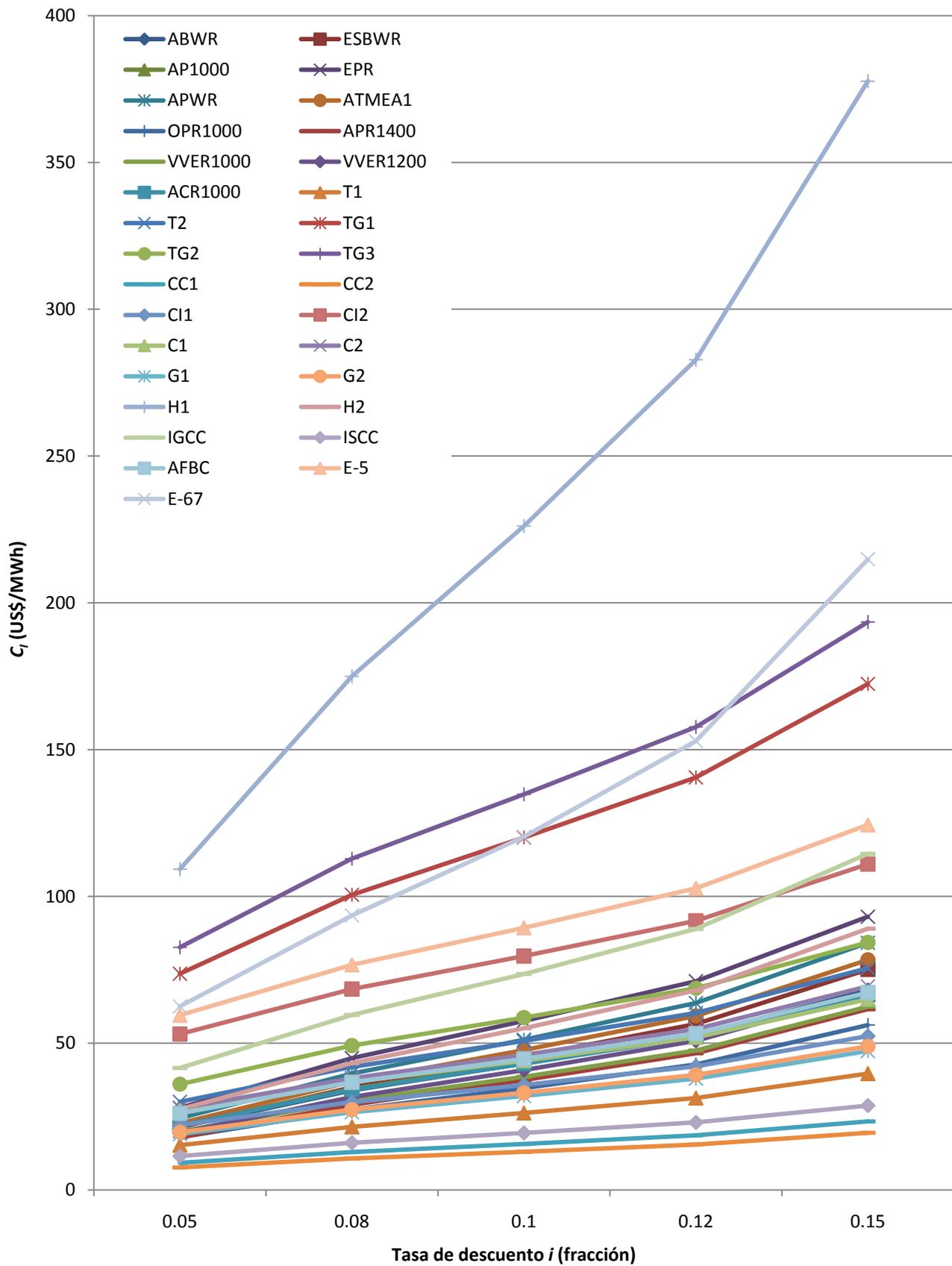
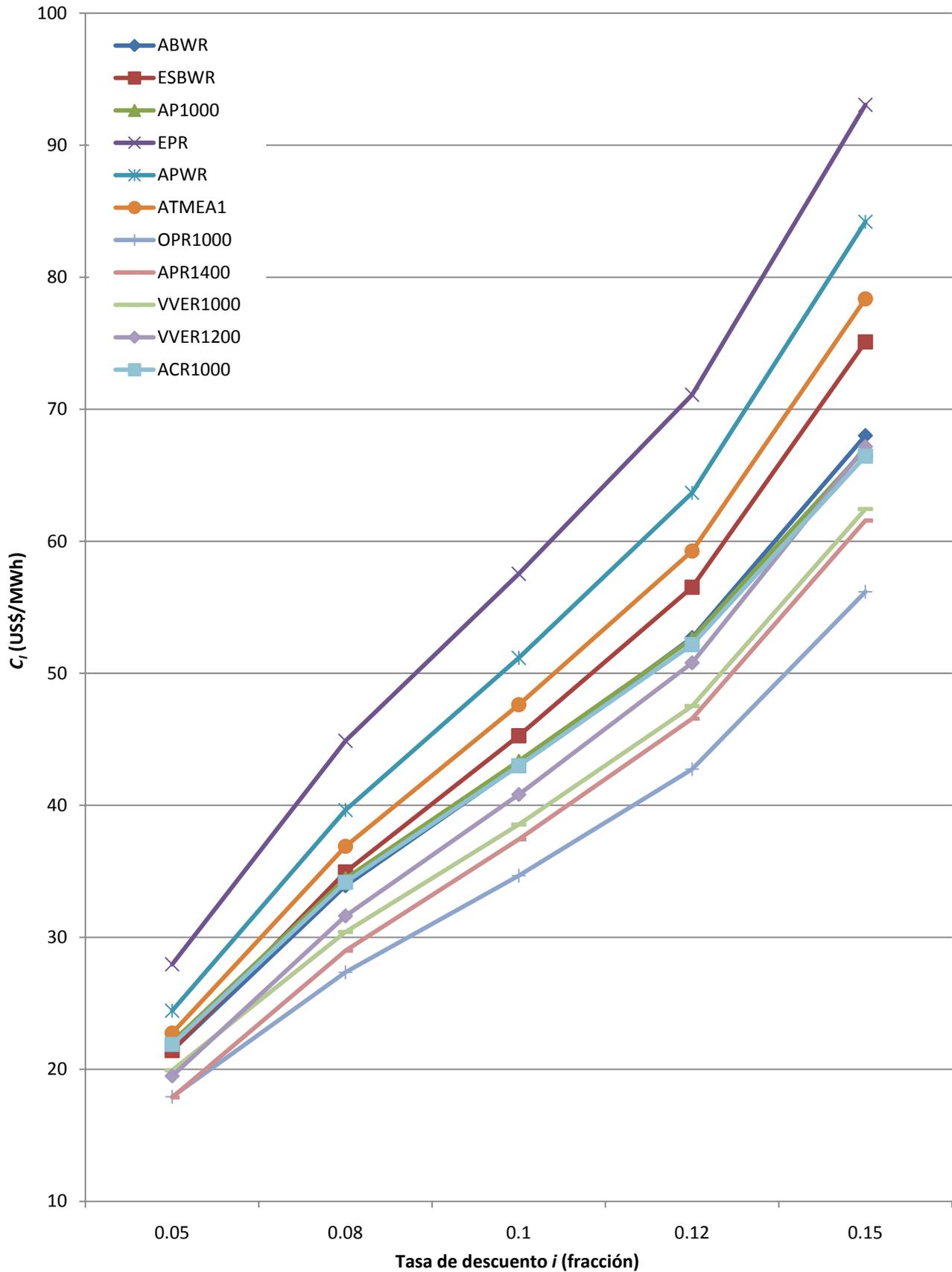


Figura 4.2. Costo de inversión para tecnologías nucleares a diferentes tasas de descuento.



4.1.2 Costo de combustible

En el caso de los combustibles, primero se deben obtener nuevos factores de ajuste utilizando la ecuación (7) y posteriormente siguiendo la metodología del apartado 3.2 se obtienen nuevos costos para los combustibles a las diferentes tasas de descuento. Estos resultados se muestran en la Tabla 4.2 y son ilustrados en las Figuras 4.3 y 4.4.

De la Figura 4.3 se puede apreciar que el costo del combustible es muy poco sensible a la tasa de descuento en prácticamente todos los casos de estudio. De la Figura 4.4 se puede apreciar que todas las plantas nucleares siguen el mismo patrón excepto el OPR1000 y el VVER1000 que son los reactores que tienen un tiempo de vida menor, impactando en los resultados de los factores de ajuste y reflejados en resultados menos sensibles.

Tabla 4.2. Costos nivelados de combustible a diferentes tasas de descuento.

CENTRAL	COSTO NIVELADO DE COMBUSTIBLE (US\$/MWh)				
	$i = 5\%$	$i = 8\%$	$i = 10\%$	$i = 12\%$	$i = 15\%$
ABWR	11.39	10.62	10.36	10.20	10.08
ESBWR	11.06	10.31	10.06	9.91	9.80
AP1000	11.84	11.04	10.77	10.61	10.49
EPR	11.06	10.31	10.06	9.91	9.80
APWR	9.93	9.26	9.03	8.90	8.79
ATMEA1	11.06	10.31	10.06	9.91	9.80
OPR1000	9.92	9.82	9.77	9.72	9.68
APR1400	10.64	9.92	9.67	9.53	9.42
VVER1000	10.52	10.41	10.35	10.31	10.26
VVER1200	10.32	9.63	9.39	9.25	9.14
ACR1000	10.58	9.86	9.62	9.48	9.37
T1	86.80	83.74	81.97	80.41	78.43
T2	109.19	105.34	103.11	101.15	98.66
TG1	85.00	81.14	78.82	76.74	74.02
TG2	89.21	85.15	82.72	80.53	77.68
TG3	175.60	169.19	165.44	162.12	157.86
CC1	63.93	61.02	59.28	57.71	55.67
CC2	62.04	59.22	57.53	56.01	54.03
CI1	69.30	67.38	66.23	65.18	63.80
CI2	84.84	83.07	81.98	80.96	79.58
C1	26.08	26.07	26.06	26.05	26.04
C2	37.93	37.07	36.59	36.18	35.68
G1	44.24	44.24	44.24	44.24	44.24
G2	43.28	43.28	43.28	43.28	43.28
H1	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
H2	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08
IGCC	39.03	38.14	37.65	37.22	36.71
ISCC	63.89	60.98	59.24	57.67	55.63
AFBC	40.05	39.13	38.63	38.19	37.66
E-5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
E-67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 4.3. Costo nivelado de combustible por tecnología a diferentes tasas de descuento.

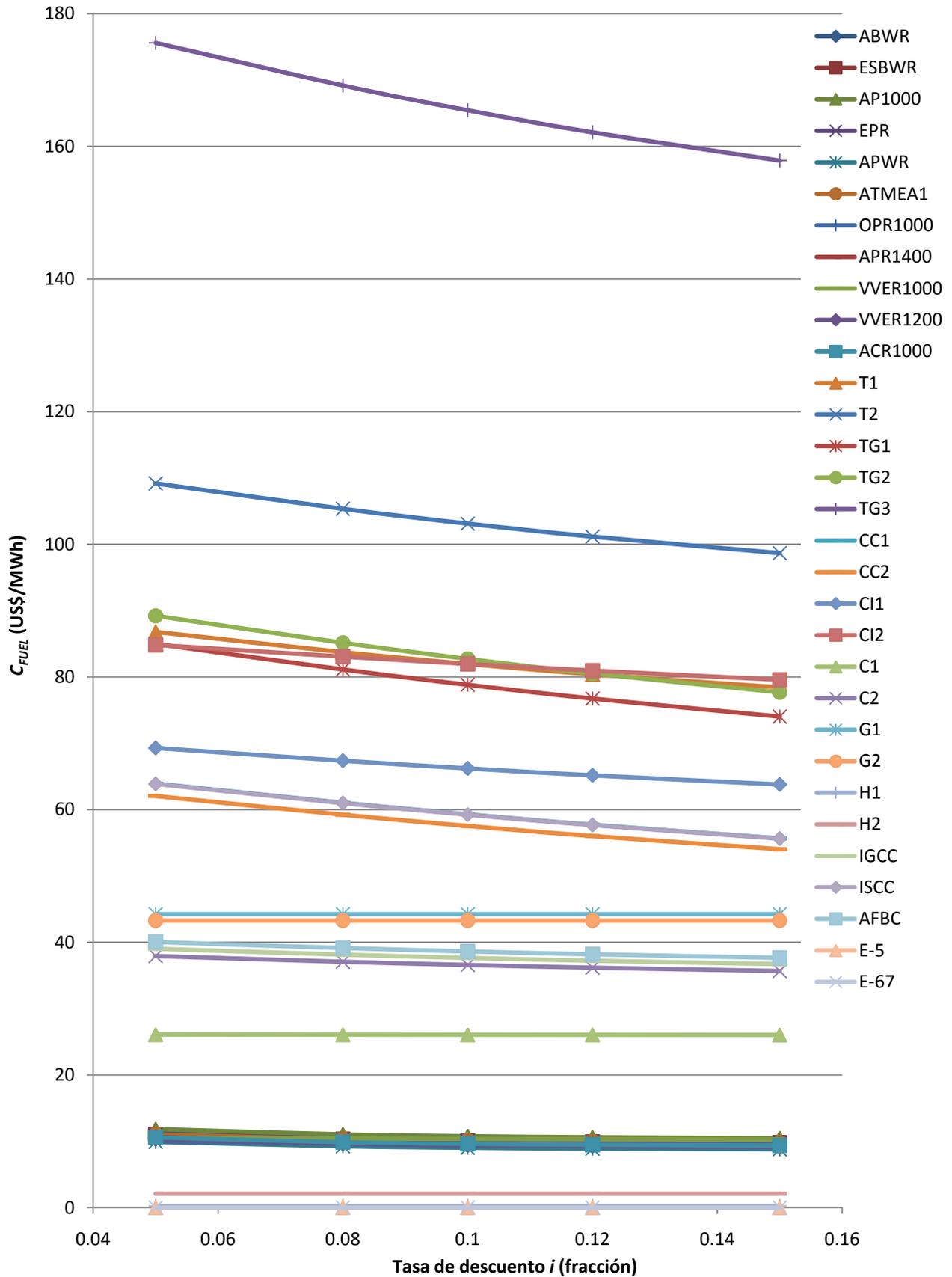
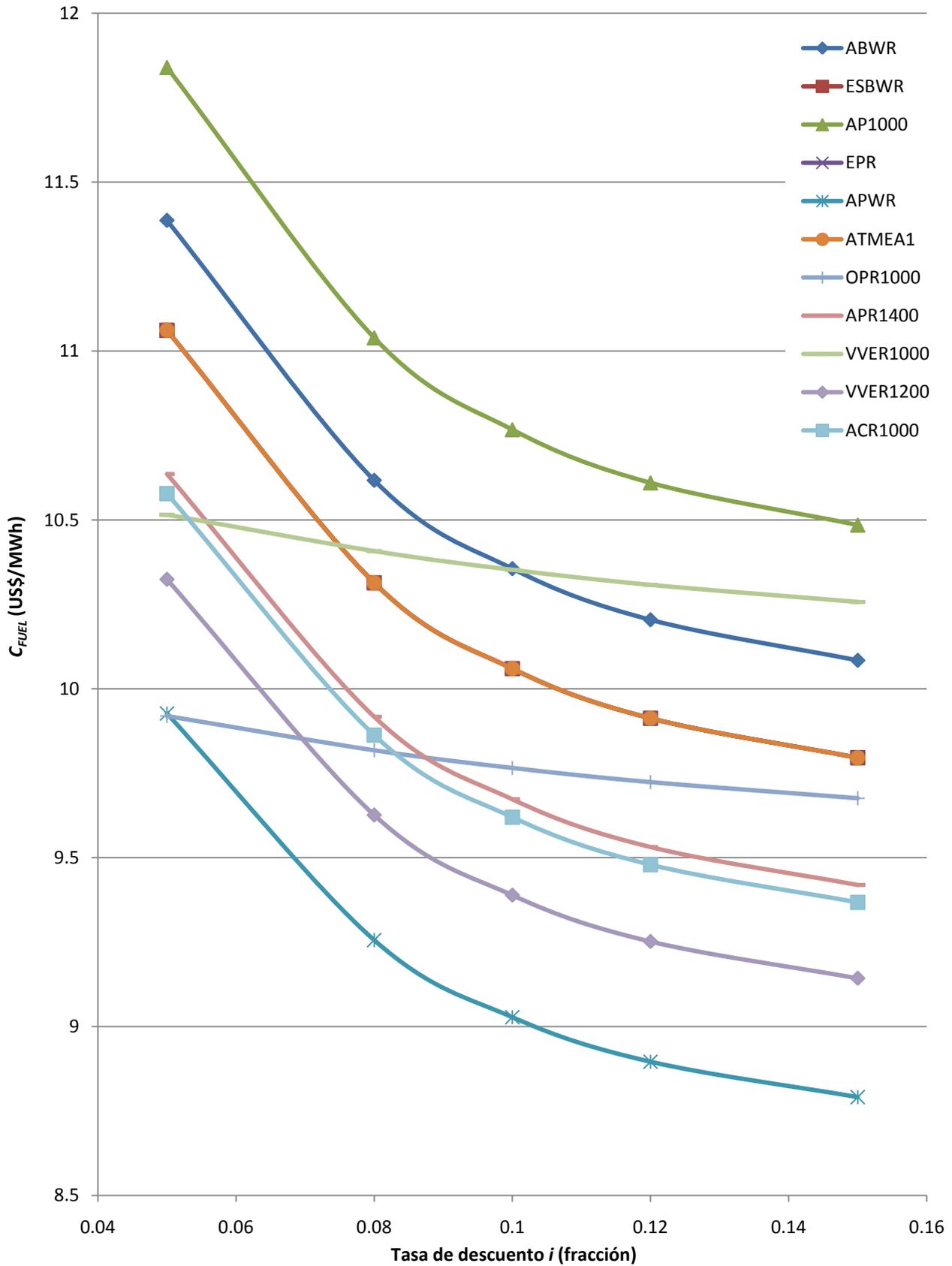


Figura 4.4. Costo nivelado de combustible para centrales nucleares a diferentes tasas de descuento.



4.1.3 Costo de O&M

En los costos de O&M utilizamos nuevamente la ecuación (7) para obtener nuevos factores de ajuste a las diferentes tasas de descuento propuestas. Al afectar los costos de O&M por los nuevos factores se obtienen los valores de la Tabla 4.3, que son ilustrados en las Figuras 4.5 y 4.6.

En la Figura 4.5 se observa que las variaciones de los costos nivelados de O&M por el cambio en la tasa de descuento son muy bajas. Las centrales nucleares presentan los mismos valores debido a que el único dato de costos de O&M para nucleoelectricas que se obtuvo fue para el ABWR y este dato se tomó para los otros reactores nucleares. Es por este motivo que en la Figura 4.6 se traslapan las gráficas excepto para el OPR1000 y VVER1000 que al tener una vida útil menor, varían sus resultados y se observan traslapadas sus gráficas en la línea inferior de la Figura 4.6.

Tabla 4.3. Costos nivelados de O&M a diferentes tasas de descuento.

CENTRAL	COSTO NIVELADO DE O&M(US\$/MWh)				
	<i>i</i> = 5%	<i>i</i> = 8%	<i>i</i> = 10%	<i>i</i> = 12%	<i>i</i> = 15%
ABWR	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
ESBWR	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
AP1000	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
EPR	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
APWR	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
ATMEA1	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
OPR1000	11.72	10.94	10.54	10.23	9.88
APR1400	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
VVER1000	11.72	10.94	10.54	10.23	9.88
VVER1200	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
ACR1000	12.87	11.39	10.77	10.35	9.92
T1	7.39	6.79	6.47	6.19	5.86
T2	18.74	18.01	17.61	17.27	16.85
TG1	24.39	24.28	24.22	24.16	24.10
TG2	5.87	5.75	5.68	5.63	5.56
TG3	26.69	26.58	26.51	26.46	26.39
CC1	6.64	6.37	6.22	6.09	5.94
CC2	4.78	4.50	4.34	4.21	4.05
CI1	24.62	24.60	24.59	24.58	24.57
CI2	36.58	36.57	36.56	36.56	36.55
C1	9.68	9.08	8.74	8.46	8.12
C2	10.21	9.74	9.48	9.26	8.99
G1	7.89	7.87	7.86	7.85	7.84
G2	8.17	8.15	8.14	8.13	8.12
H1	6.46	6.46	6.46	6.46	6.46
H2	10.43	10.43	10.43	10.43	10.43
IGCC	17.92	17.92	17.92	17.92	17.92
ISCC	5.83	5.83	5.83	5.83	5.83
AFBC	15.73	15.73	15.73	15.73	15.73
E-5	10.94	10.94	10.94	10.94	10.94
E-67	9.03	9.03	9.03	9.03	9.03

Figura 4.5. Costo nivelado de O&M por tecnología a diferentes tasas de descuento.

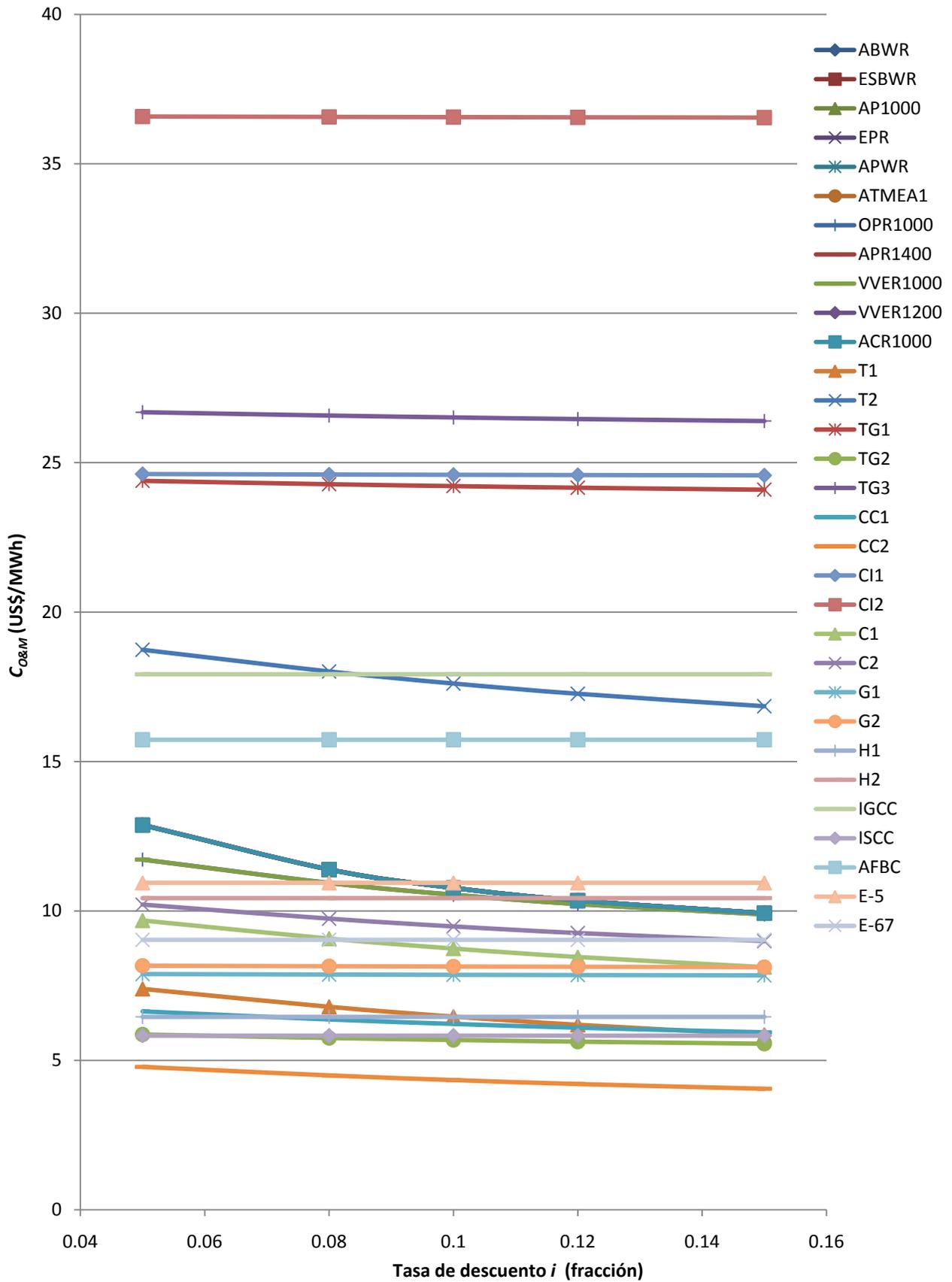
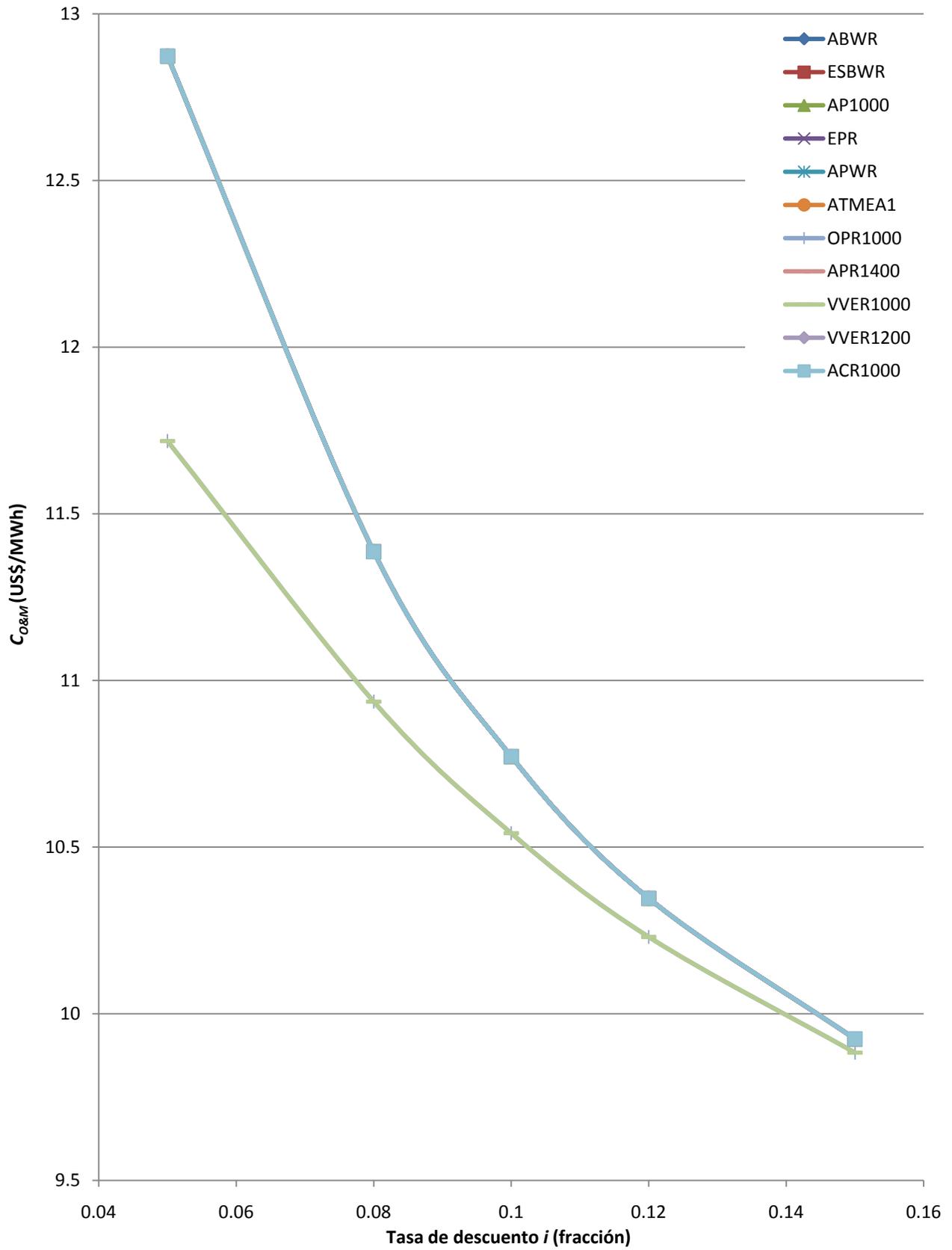


Figura 4.6. Costo nivelado de O&M para centrales nucleares a diferentes tasas de descuento.



4.1.4 Costo total

Retomando la ecuación (9) y usando los valores encontrados para inversión, combustible y O&M a las distintas tasas de descuento encontramos los costos nivelados totales que se condensan en la Tabla 4.4 y se ilustran en las Figuras 4.7 a 4.12, de las que se puede notar que la mayor contribución en el costo total para los reactores nucleares se da por el costo de inversión y en prácticamente todos los casos, excepto para la figura con una tasa de descuento de 15%, las plantas nucleares muestran valores menores que las otras tecnologías.

La Figura 4.12 muestra que las tecnologías más sensibles a los cambios en la tasa de descuento son las que tienen un periodo de construcción mayor que son H1 y E-67. Por otro lado, los reactores nucleares tienen una tendencia económica más estable.

Tabla 4.4. Costo nivelado total a diferentes tasas de descuento.

CENTRAL	COSTO NIVELADO TOTAL (US\$/MWh)				
	$i = 5\%$	$i = 8\%$	$i = 10\%$	$i = 12\%$	$i = 15\%$
ABWR	45.69	55.91	64.18	73.25	88.01
ESBWR	45.36	56.65	66.10	76.78	94.82
AP1000	46.79	56.88	64.89	73.56	87.41
EPR	51.89	66.58	78.37	91.36	112.78
APWR	47.24	60.28	70.97	82.91	102.92
ATMEA1	46.68	58.59	68.45	79.52	98.08
OPR1000	39.56	48.11	54.98	62.69	75.73
APR1400	41.38	50.29	57.86	66.44	80.91
VVER1000	42.16	51.75	59.44	68.05	82.59
VVER1200	42.70	52.63	60.98	70.39	86.24
ACR1000	45.35	55.42	63.39	72.00	85.74
T1	109.43	112.02	114.65	117.93	123.94
T2	157.93	165.25	171.49	178.69	191.06
TG1	183.02	205.96	223.11	241.41	270.49
TG2	131.08	140.07	147.13	154.88	167.54
TG3	284.92	308.60	326.71	346.28	377.72
CC1	79.79	80.29	81.15	82.40	84.94
CC2	74.48	74.43	74.88	75.69	77.52
CI1	115.96	121.87	126.58	131.87	140.78
CI2	174.52	188.05	198.21	209.20	227.11
C1	62.88	71.86	78.82	86.48	99.16
C2	75.91	84.88	92.09	100.23	114.02
G1	71.13	78.56	84.07	89.97	99.40
G2	71.11	78.78	84.49	90.59	100.35
H1	115.95	181.63	232.83	289.46	384.39
H2	40.01	55.68	67.59	80.47	101.49
IGCC	98.49	115.67	129.11	144.06	169.11
ISCC	81.25	82.86	84.48	86.50	90.18
AFBC	81.85	91.53	98.99	107.17	120.60
E-5	70.47	87.62	100.23	113.69	135.31
E-67	71.54	102.53	129.31	161.93	223.85

Figura 4.7. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 5 %.

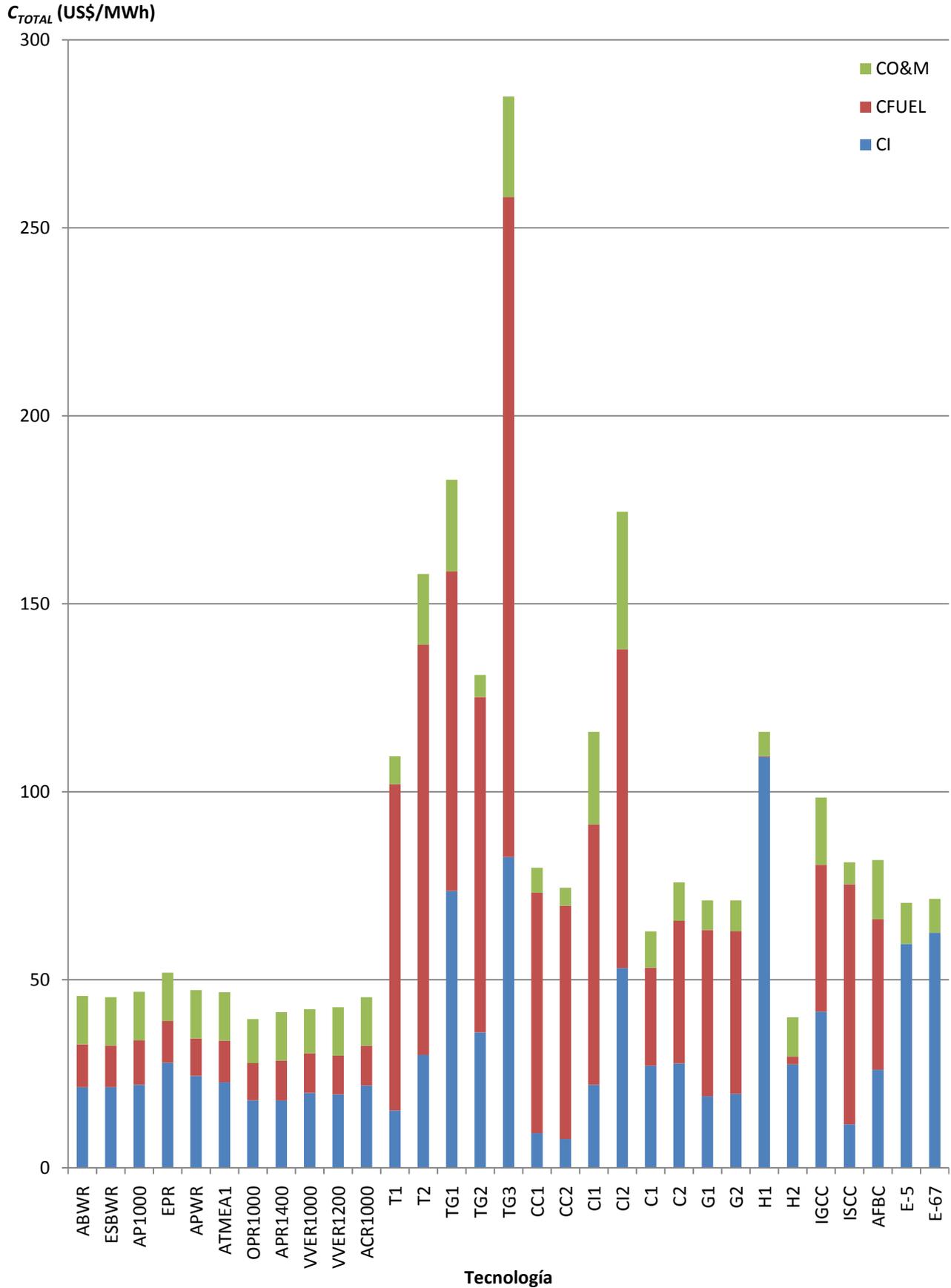


Figura 4.8. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 8%.

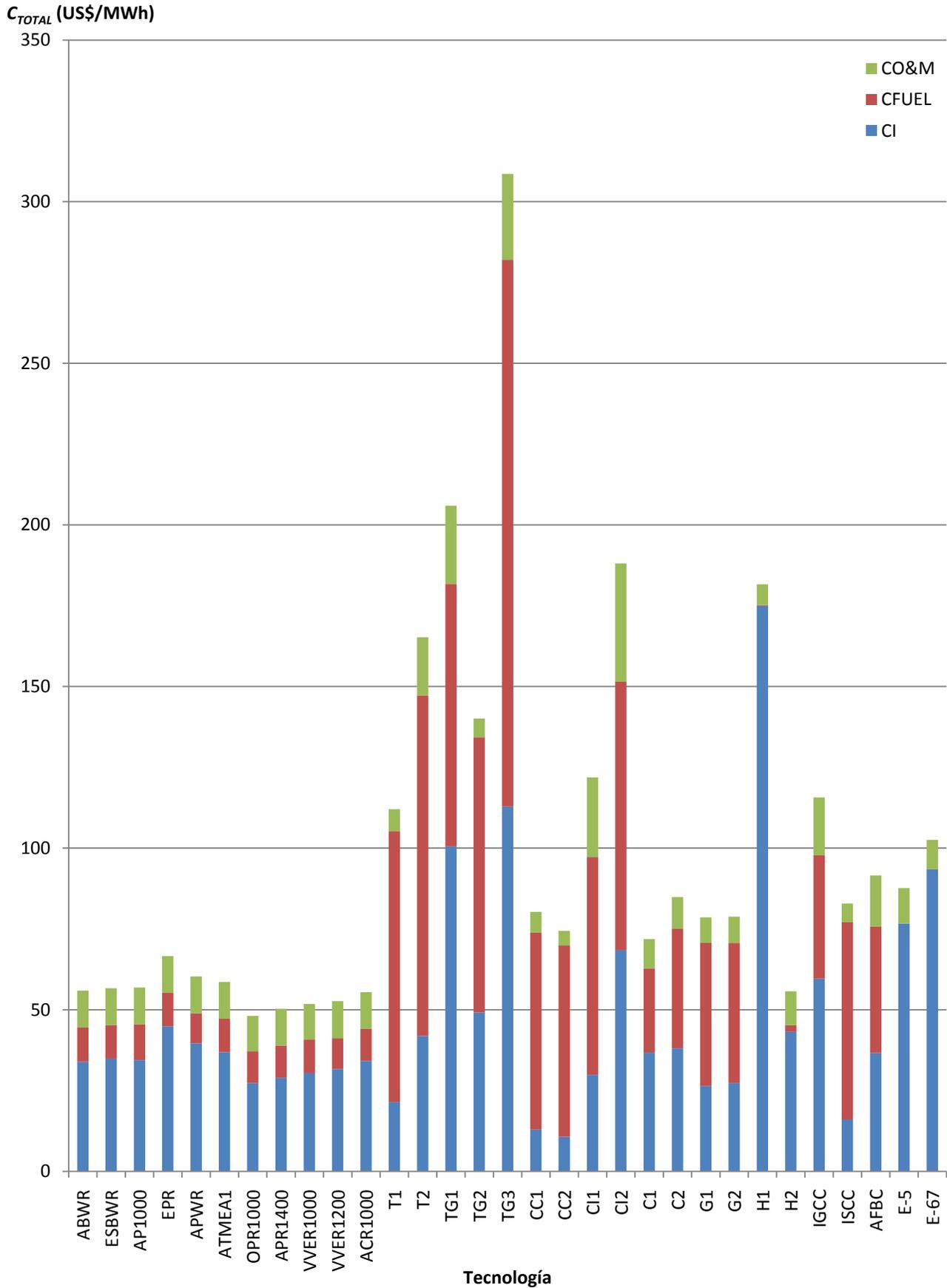


Figura 4.9. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 10%.

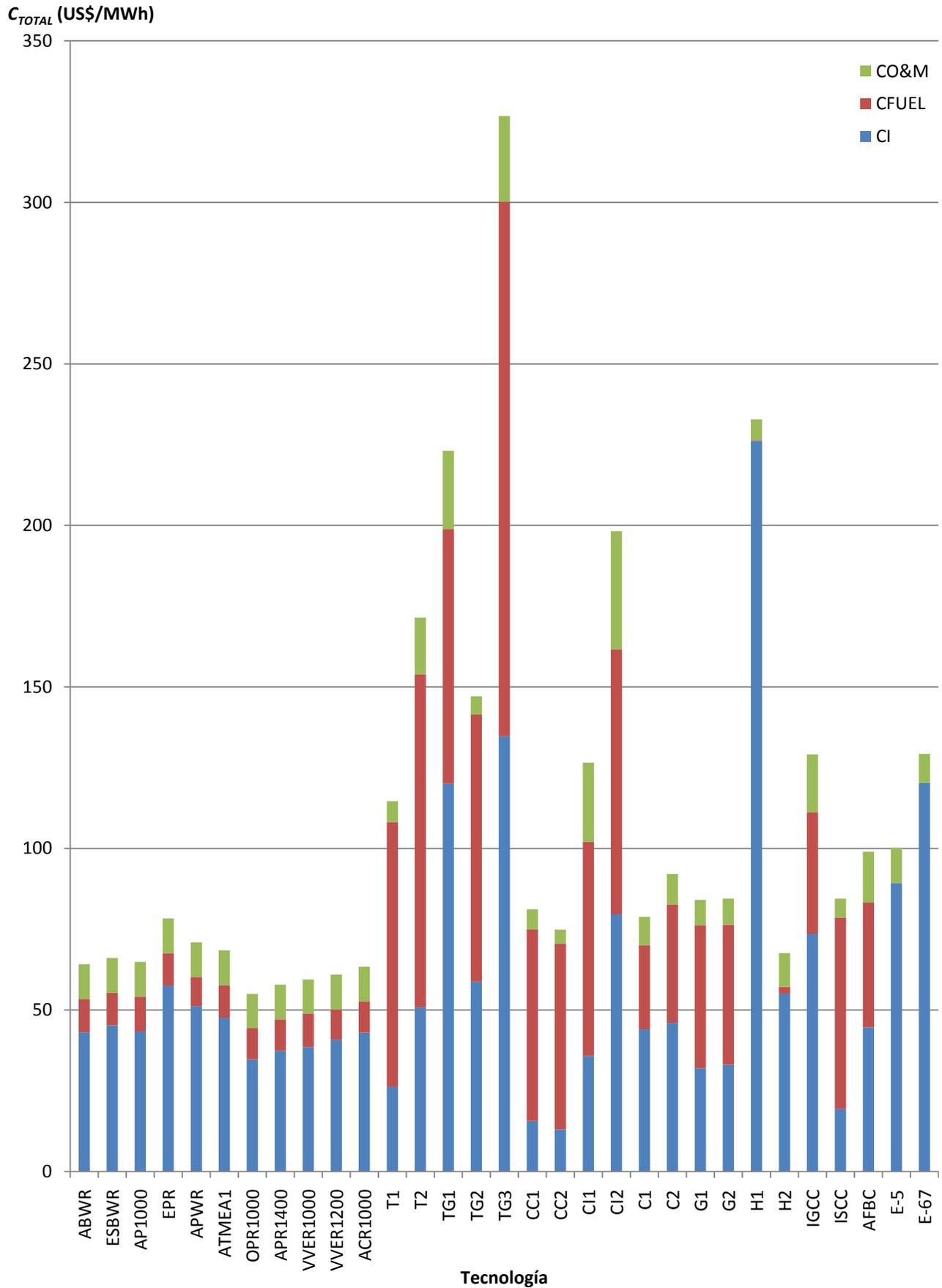


Figura 4.10. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12%.

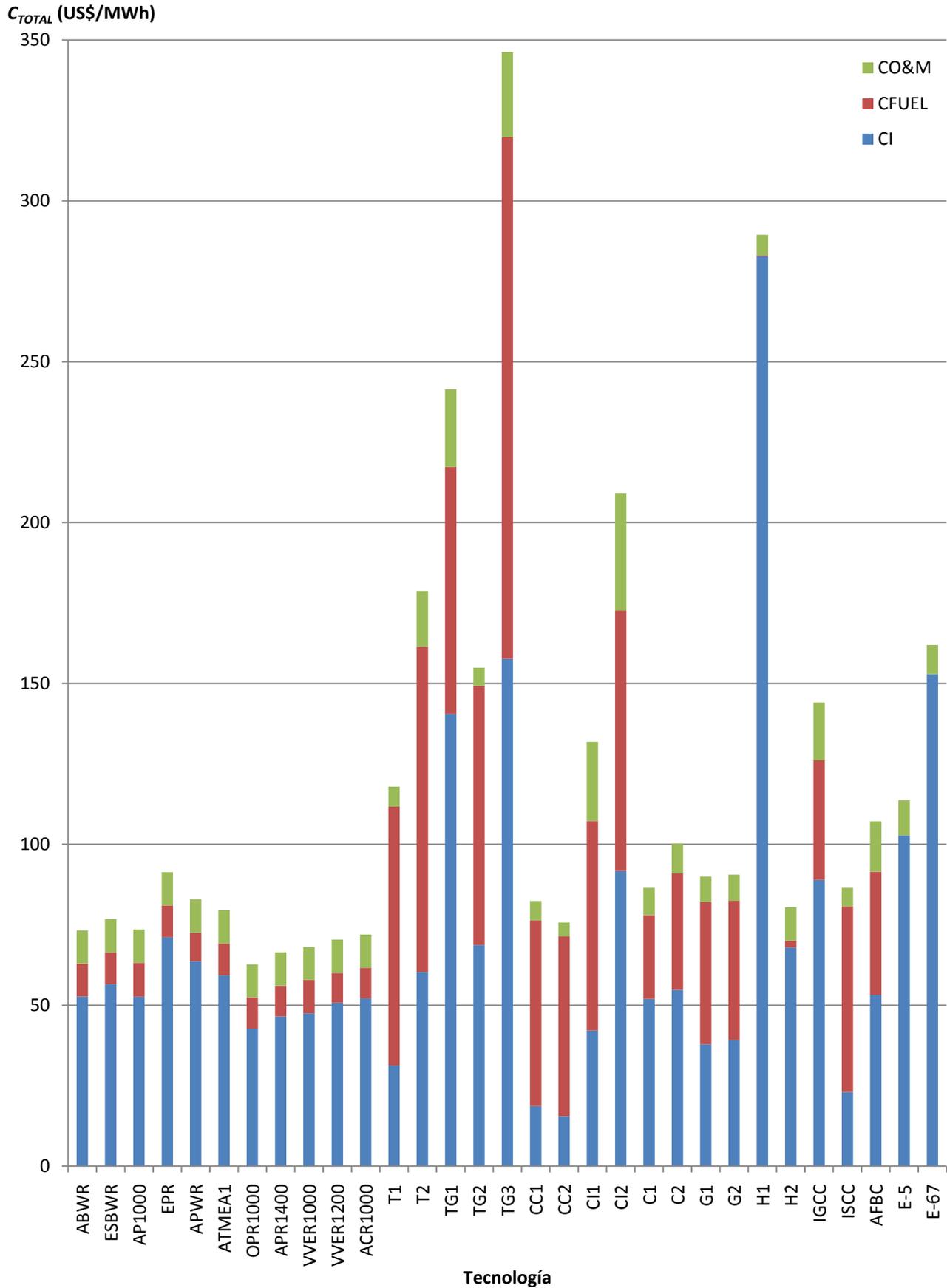


Figura 4.11. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 15%.

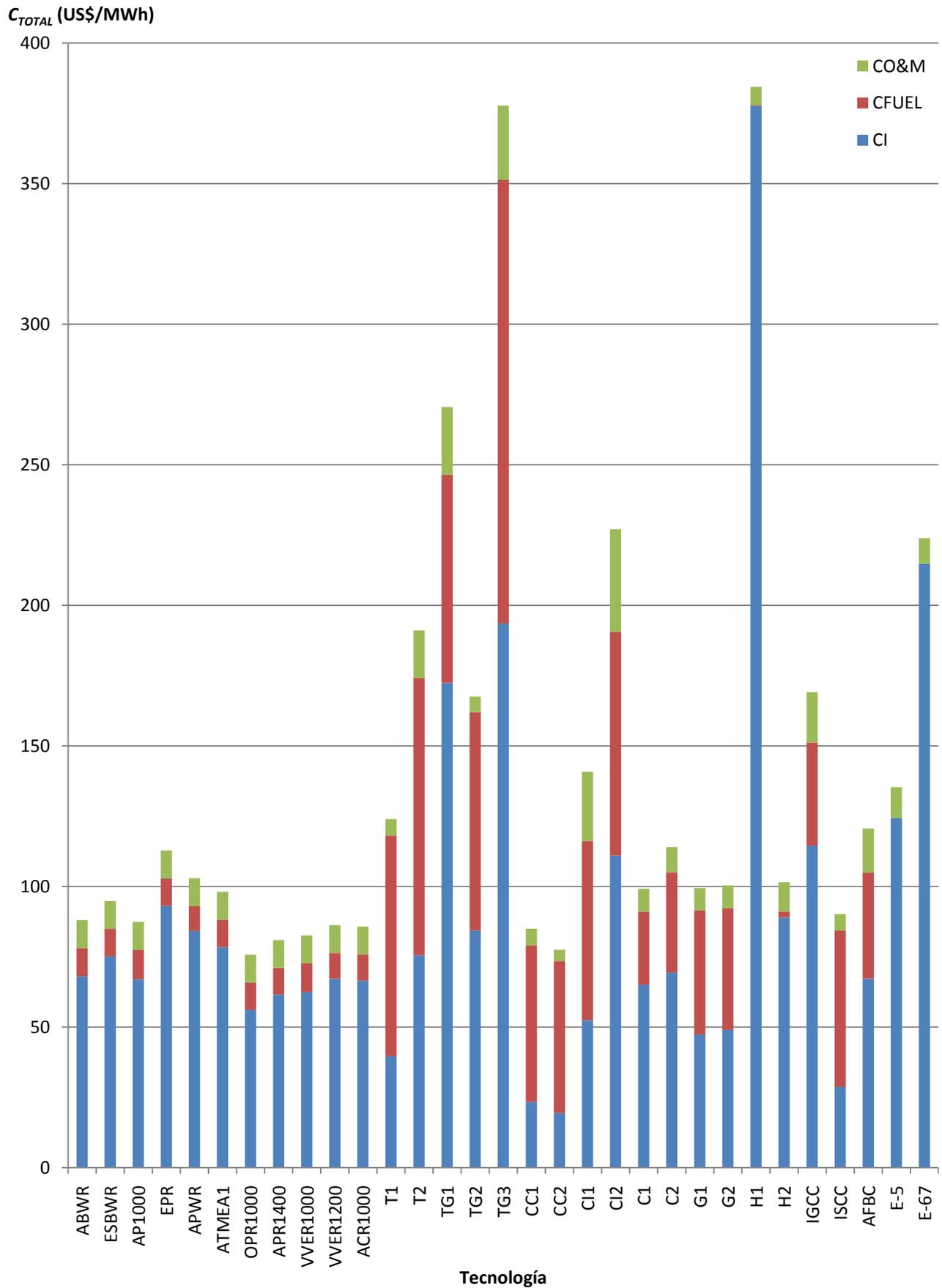
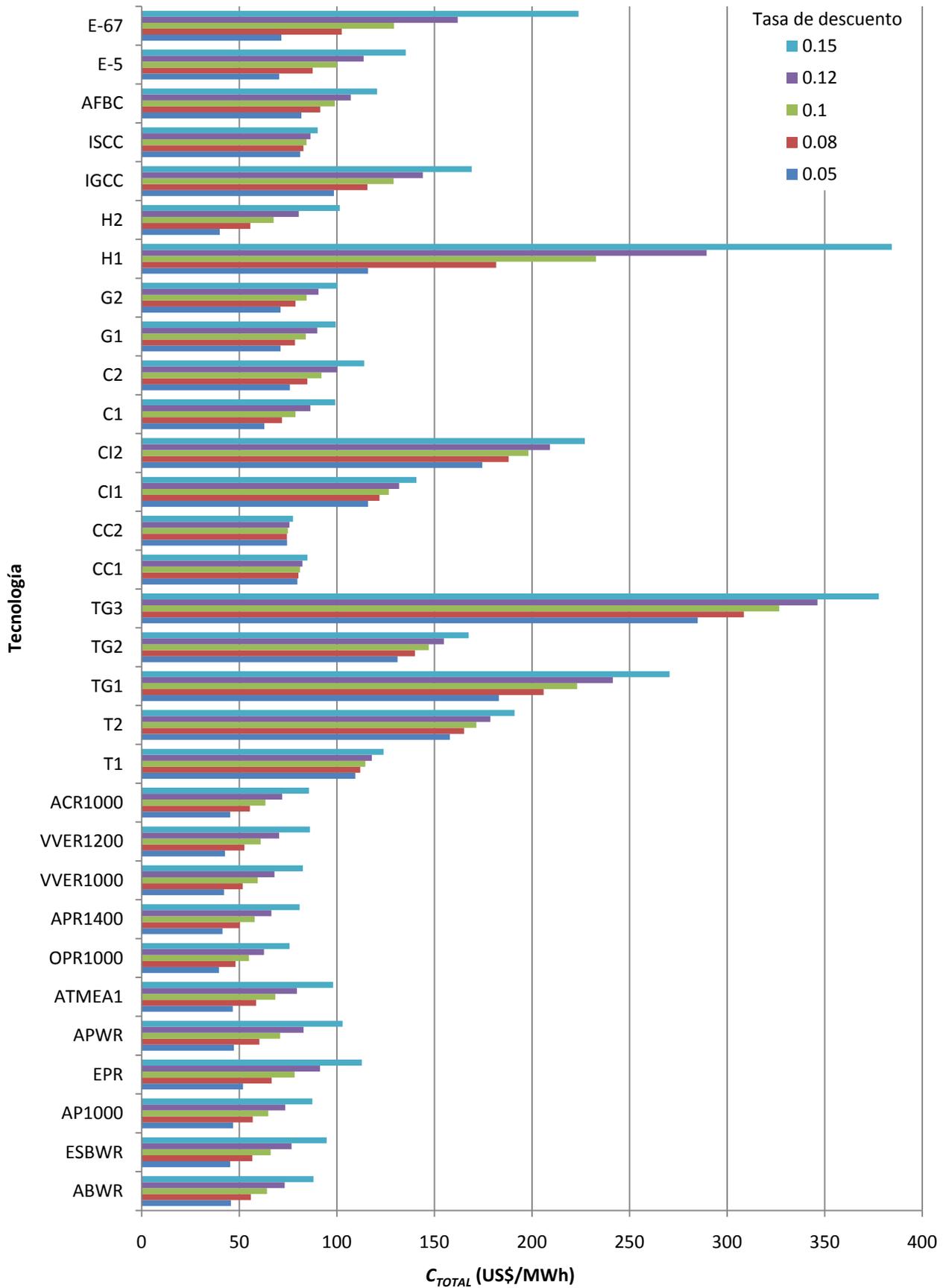


Figura 4.12. Costo nivelado total a diferentes tasas de descuento.



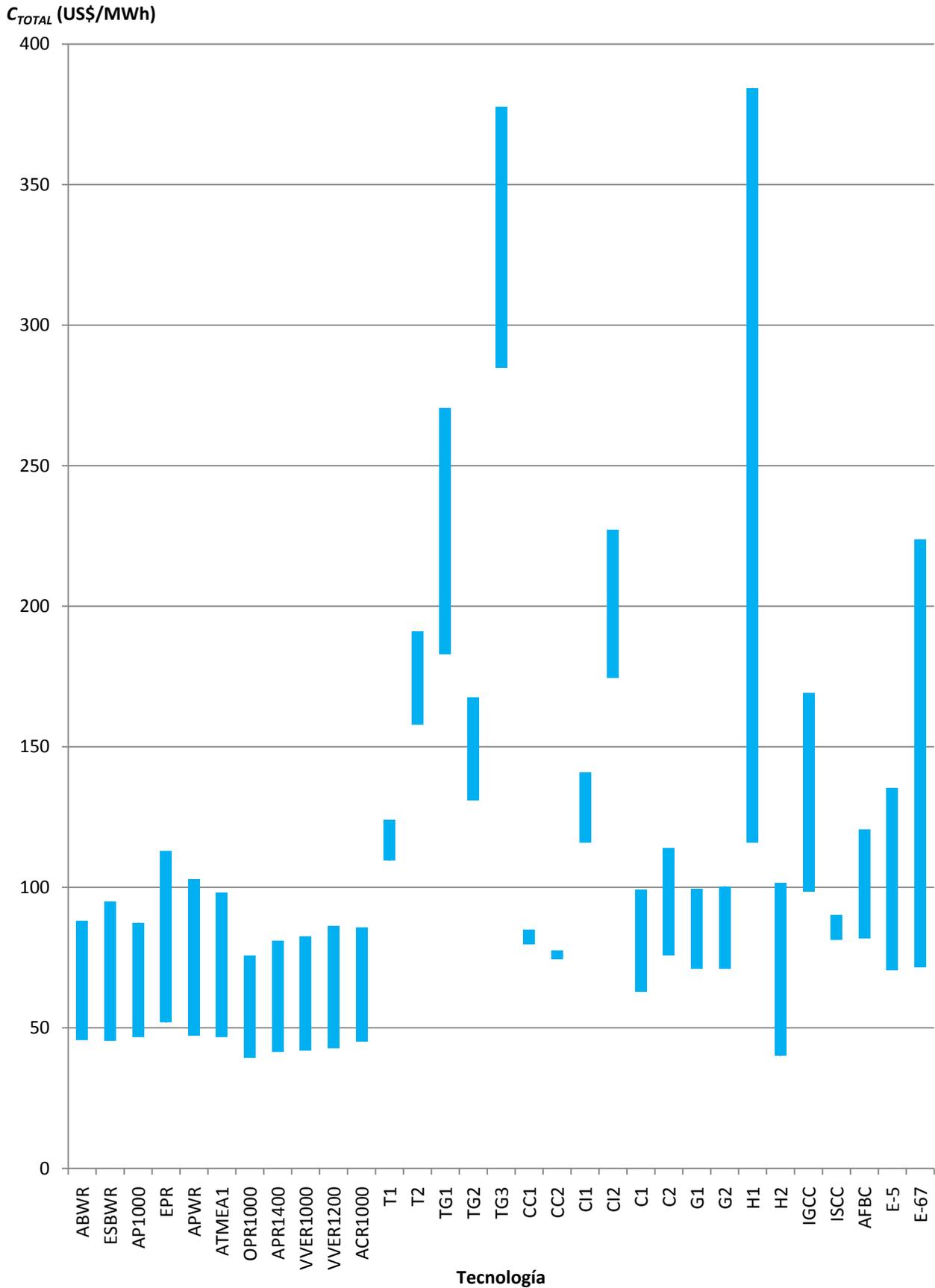
Tomando como base los costos nivelados totales con una tasa de descuento del 12% y comparando con los costos nivelados totales a las diferentes tasas de descuento, se obtiene la Tabla 4.5, que muestra el porcentaje de incremento o decremento de dichos costos.

Tabla 4.5. Porcentaje de variación del costo nivelado total a diferentes tasas de descuento con respecto al costo nivelado total con una tasa de descuento del 12%.

CENTRAL	PORCENTAJE DE VARIACIÓN (%)				
	<i>i</i> = 5%	<i>i</i> = 8%	<i>i</i> = 10%	<i>i</i> = 12%	<i>i</i> = 15%
ABWR	-37.62	-23.67	-12.38		20.15
ESBWR	-40.92	-26.22	-13.91		23.50
AP1000	-36.39	-22.68	-11.78		18.83
EPR	-43.20	-27.12	-14.22		23.44
APWR	-43.02	-27.29	-14.41		24.12
ATMEA1	-41.29	-26.31	-13.91		23.35
OPR1000	-36.90	-23.27	-12.31		20.79
APR1400	-37.71	-24.30	-12.91		21.79
VVER1000	-38.05	-23.95	-12.66		21.36
VVER1200	-39.35	-25.22	-13.37		22.51
ACR1000	-37.02	-23.03	-11.96		19.09
T1	-7.21	-5.01	-2.78	BASE DE COMPARACIÓN	5.10
T2	-11.62	-7.52	-4.03		6.92
TG1	-24.19	-14.69	-7.58		12.05
TG2	-15.37	-9.56	-5.01		8.18
TG3	-17.72	-10.88	-5.65		9.08
CC1	-3.17	-2.56	-1.52		3.08
CC2	-1.61	-1.66	-1.07		2.42
CI1	-12.07	-7.59	-4.01		6.75
CI2	-16.58	-10.11	-5.26		8.56
C1	-27.29	-16.91	-8.86		14.66
C2	-24.26	-15.31	-8.11		13.76
G1	-20.94	-12.69	-6.55		10.48
G2	-21.51	-13.04	-6.73		10.77
H1	-59.94	-37.25	-19.57		32.79
H2	-50.28	-30.80	-16.01		26.12
IGCC	-31.63	-19.71	-10.37		17.39
ISCC	-6.06	-4.20	-2.33		4.26
AFBC	-23.63	-14.60	-7.63		12.53
E-5	-38.01	-22.93	-11.84		19.01
E-67	-55.82	-36.68	-20.14		38.24

La Figura 4.13 ejemplifica estas variaciones y de la cual nuevamente se puede apreciar que las tecnologías menos sensibles a la variación de la tasa de descuento son los ciclos combinados y los más sensibles son H1 y E-67. Las plantas nucleares también muestran una alta sensibilidad superando los 100 US\$/MWh en el caso del EPR y el APWR.

Figura 4.13. Variaciones en el costo nivelado total por tasas de descuento del 5% hasta el 15%.



4.2 SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

El combustible es un insumo que se deberá solventar durante toda la vida útil de la planta y por cuestiones de mercado, es muy volátil en términos de precios. Por lo tanto, se debe hacer una estimación de los costos que se tendrán por concepto de combustible para las diferentes plantas a lo largo de sus vidas. Dichas estimaciones, realizadas por CFE a través de su Gerencia de Estudios Económicos, se presentan en la Tabla 3.4. Sin embargo, dado que son solo estimaciones propondremos dos escenarios adicionales en los precios de los combustibles. En el primer escenario, el *escenario bajo*, se propondrá que los precios de los combustibles son 30% más económicos; en el segundo escenario, el *escenario alto*, se supondrá un precio 30% mayor. Para realizar los cálculos, el resto de los datos se considerará sin cambios con una tasa de descuento del 12% y por lo tanto solo el costo de combustible se verá afectado en la ecuación (9). La Tabla 4.6 muestra los costos nivelados de combustible para cada planta en los diferentes escenarios.

Tabla 4.6. Escenarios de los costos nivelados de combustible con una tasa de descuento del 12%.

CENTRAL	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES (US\$/MWh)		
	Escenario Bajo ¹	Escenario Base ²	Escenario Alto ³
ABWR	7.14	10.20	13.27
ESBWR	6.94	9.91	12.89
AP1000	7.43	10.61	13.79
EPR	6.94	9.91	12.89
APWR	6.23	8.90	11.56
ATMEA1	6.94	9.91	12.89
OPR1000	6.81	9.72	12.64
APR1400	6.67	9.53	12.39
VVER1000	7.22	10.31	13.40
VVER1200	6.48	9.25	12.03
ACR1000	6.64	9.48	12.32
T1	56.29	80.41	104.54
T2	70.81	101.15	131.50
TG1	53.72	76.74	99.76
TG2	56.37	80.53	104.69
TG3	113.48	162.12	210.75
CC1	40.40	57.71	75.02
CC2	39.21	56.01	72.81
CI1	45.62	65.18	84.73
CI2	56.67	80.96	105.25
C1	18.24	26.05	33.87
C2	25.33	36.18	47.03
G1	30.97	44.24	57.51
G2	30.29	43.28	56.26
H1	0.16	0.23	0.30
H2	1.46	2.08	2.71
IGCC	26.06	37.22	48.39
ISCC	40.37	57.67	74.98
AFBC	26.73	38.19	49.65
E-5	0	0	0
E-67	0	0	0

¹ Escenario con precios de combustibles 30% más económicos.

² Datos de la Tabla 3.11.

³ Escenario con precios de combustibles 30% más caros.

Considerando constantes los costos de inversión y los costos de O&M mostrados en la Tabla 3.11, se obtiene el costo nivelado total en los dos escenarios propuestos de precios de combustibles. Los resultados se muestran en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en distintos escenarios de precios de combustible.

CENTRAL	COSTO NIVELADO TOTAL (US\$/MWh)		
	Escenario Bajo ¹	Escenario Base ²	Escenario Alto ³
ABWR	70.19	73.25	76.31
ESBWR	73.81	76.78	79.75
AP1000	70.38	73.56	76.74
EPR	88.39	91.36	94.34
APWR	80.24	82.91	85.58
ATMEA1	76.54	79.52	82.49
OPR1000	59.78	62.69	65.61
APR1400	63.58	66.44	69.30
VVER1000	64.96	68.05	71.15
VVER1200	67.61	70.39	73.17
ACR1000	69.15	72.00	74.84
T1	93.80	117.93	142.05
T2	148.35	178.69	209.04
TG1	218.39	241.41	264.43
TG2	130.72	154.88	179.04
TG3	297.64	346.28	394.91
CC1	65.09	82.40	99.72
CC2	58.89	75.69	92.50
CI1	112.32	131.87	151.43
CI2	184.91	209.20	233.49
C1	78.67	86.48	94.30
C2	89.37	100.23	111.08
G1	76.70	89.97	103.24
G2	77.61	90.59	103.58
H1	289.39	289.46	289.53
H2	79.85	80.47	81.10
IGCC	132.89	144.06	155.23
ISCC	69.20	86.50	103.80
AFBC	95.71	107.17	118.63
E-5	113.69	113.69	113.69
E-67	161.93	161.93	161.93

Con respecto al escenario base, la Tabla 4.8 muestra el porcentaje de diferencia en los costos nivelados totales para cada tecnología y se ilustran en la Figura 4.14.

De la Tabla 4.8 y de la Figura 4.14 se puede observar que las plantas nucleares son las menos sensibles a variaciones en los costos de combustibles con cambios de hasta 4.65% para un OPR1000, mientras que las tecnologías a base de combustibles fósiles, superan en su mayoría el 10% de variación en sus costos nivelados totales.

¹ Escenario con precios de combustibles 30% más económicos.

² Datos de la Tabla 3.11.

³ Escenario con precios de combustibles 30% más caros.

Tabla 4.8. Porcentaje de variación del costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto en los precios del combustible.

CENTRAL	PORCENTAJE DE VARIACIÓN (%)		
	Escenario Bajo ¹	Escenario Base ²	Escenario Alto ³
ABWR	-4.18		4.18
ESBWR	-3.87		3.87
AP1000	-4.33		4.33
EPR	-3.25		3.25
APWR	-3.22		3.22
ATMEA1	-3.74		3.74
OPR1000	-4.65		4.65
APR1400	-4.30		4.30
VVER1000	-4.54		4.54
VVER1200	-3.94		3.94
ACR1000	-3.95		3.95
T1	-20.46		20.46
T2	-16.98		16.98
TG1	-9.54		9.54
TG2	-15.60		15.60
TG3	-14.04		14.04
CC1	-21.01		21.01
CC2	-22.20		22.20
CI1	-14.83		14.83
CI2	-11.61		11.61
C1	-9.04		9.04
C2	-10.83		10.83
G1	-14.75		14.75
G2	-14.33		14.33
H1	-0.02		0.02
H2	-0.78		0.78
IGCC	-7.75		7.75
ISCC	-20.00		20.00
AFBC	-10.69		10.69
E-5	0		0
E-67	0		0

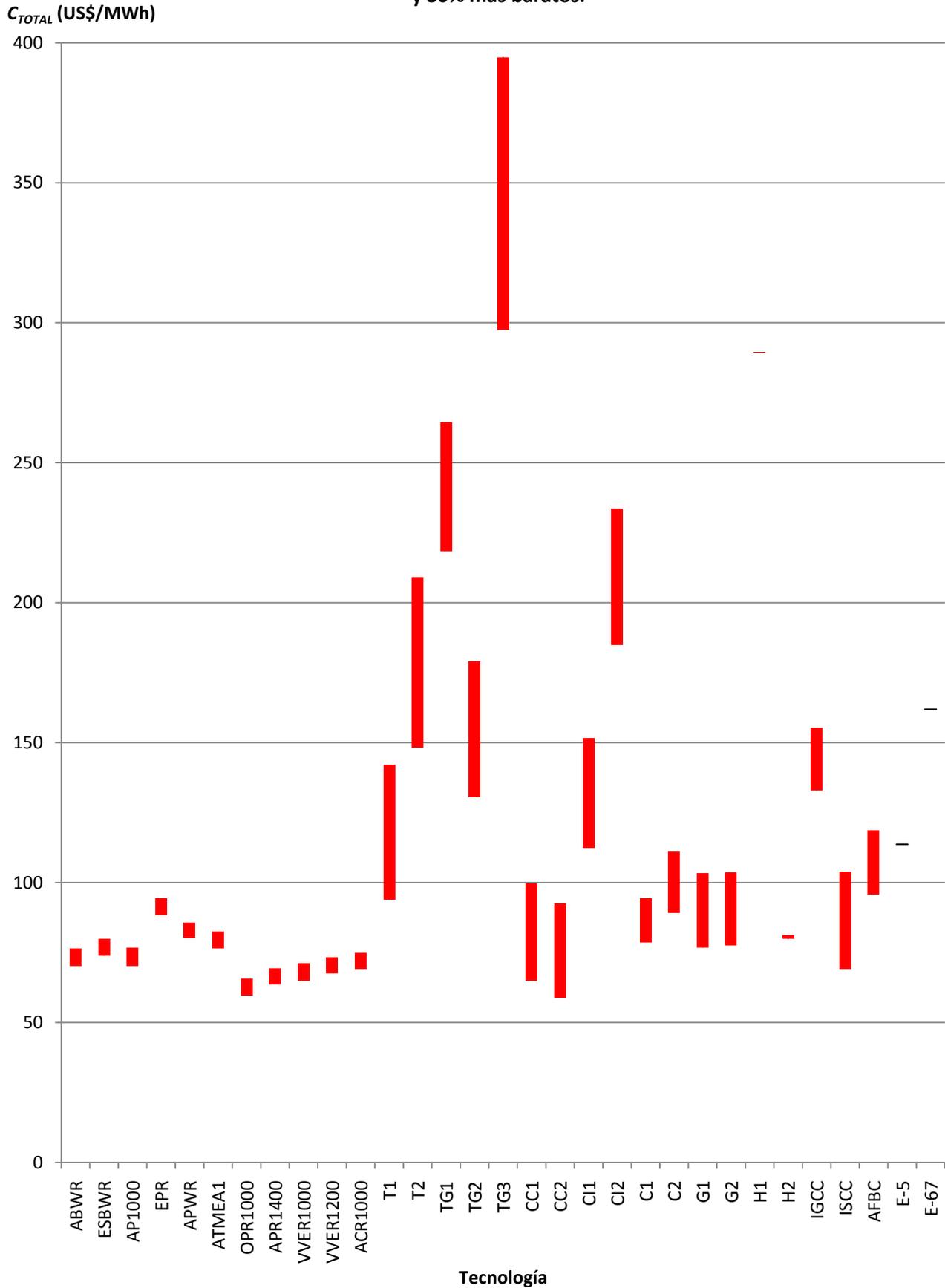
BASE DE COMPARCIÓN

¹ Escenario con precios de combustibles 30% más económicos.

² Datos de la Tabla 3.11.

³ Escenario con precios de combustibles 30% más caros.

Figura 4.14. Variaciones en el costo nivelado total con combustibles 30% más caros y 30% más baratos.



4.3 SENSIBILIDAD AL OVERNIGHT COST

El factor más importante en la determinación del costo de inversión en un proyecto es el *overnight cost*¹. En este apartado observaremos las variaciones en los costos nivelados totales al aumentar y disminuir en un 30% el *overnight cost* de cada planta (escenarios *alto* y *bajo* respectivamente).

Dado que el *overnight cost* solo afecta al costo de inversión, los otros parámetros en la ecuación (9) se considerarán constantes a una tasa de descuento del 12%. Para obtener los costos nivelados de inversión se procederá según se explicó en el apartado 3.1.4. La Tabla 4.9 muestra los datos de *overnight cost* utilizados.

Tabla 4.9. Escenarios del *overnight cost* con una tasa de descuento del 12%.

CENTRAL	OVERNIGHT COST (US\$/kWe)		
	Escenario Bajo ²	Escenario Base ³	Escenario Alto ⁴
ABWR	1925	2750	3575
ESBWR	2030	2900	3770
AP1000	2030	2900	3770
EPR	2450	3500	4550
APWR	2100	3000	3900
ATMEA1	1960	2800	3640
OPR1000	1400	2000	2600
APR1400	1540	2200	2860
VVER1000	1470	2100	2730
VVER1200	1680	2400	3120
ACR1000	1960	2800	3640
T1	873.9	1248.4	1622.9
T2	1477.1	2110.1	2743.2
TG1	837.1	1195.8	1554.6
TG2	410.6	586.6	762.6
TG3	942.4	1346.2	1750.1
CC1	615.9	879.9	1143.9
CC2	510.5	729.3	948.1
CI1	1078.8	1541.2	2003.6
CI2	2219.9	3171.3	4122.6
C1	1337.3	1910.4	2483.5
C2	1295.7	1851.0	2406.3
G1	1089.4	1556.2	2023.1
G2	1141.5	1630.6	2119.8
H1	2009.4	2870.6	3731.8
H2	715.0	1021.4	1327.8
IGCC	1968.1	2811.5	3655.0
ISCC	775.4	1107.7	1440.0
AFBC	1556.5	2223.6	2890.7
E-5	1889.9	2699.9	3509.8
E-67	1544.2	2205.9	2867.7

¹ También conocido como costo directo. Vea el apartado 3.1.1.

² Escenario con *overnight cost* 30% más económicos.

³ Datos de la Tabla 3.2.

⁴ Escenario con *overnight cost* 30% más caros.

Considerando constantes los costos de combustible y los costos de O&M mostrados en la Tabla 3.11, se obtiene el costo nivelado total en los dos escenarios propuestos de *overnight cost*. Los resultados se muestran en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en distintos escenarios de *overnight cost*.

CENTRAL	COSTO NIVELADO TOTAL (US\$/MWh)		
	Escenario Bajo	Escenario Base ¹	Escenario Alto
ABWR	57.44	73.25	89.06
ESBWR	59.82	76.78	93.74
AP1000	57.78	73.56	89.34
EPR	70.03	91.36	112.69
APWR	63.81	82.91	102.01
ATMEA1	61.74	79.52	97.29
OPR1000	49.87	62.69	75.51
APR1400	52.47	66.44	80.41
VVER1000	53.80	68.05	82.31
VVER1200	55.15	70.39	85.63
ACR1000	56.34	72.00	87.65
T1	108.53	117.93	127.32
T2	160.61	178.69	196.77
TG1	199.26	241.41	283.56
TG2	134.26	154.88	175.50
TG3	298.97	346.28	393.59
CC1	76.82	82.40	87.98
CC2	71.05	75.69	80.33
CI1	119.24	131.87	144.51
CI2	181.70	209.20	236.71
C1	72.14	86.48	100.82
C2	85.04	100.23	115.41
G1	78.61	89.97	101.34
G2	78.84	90.59	102.35
H1	204.63	289.46	374.30
H2	60.08	80.47	100.86
IGCC	117.38	144.06	170.74
ISCC	79.60	86.50	93.40
AFBC	91.20	107.17	123.14
E-5	82.86	113.69	144.51
E-67	116.06	161.93	207.80

Con respecto al escenario base, la Tabla 4.11 muestra el porcentaje de diferencia en los costos nivelados totales para cada tecnología y se ilustran en la Figura 4.15.

¹ Datos de la Tabla 3.11.

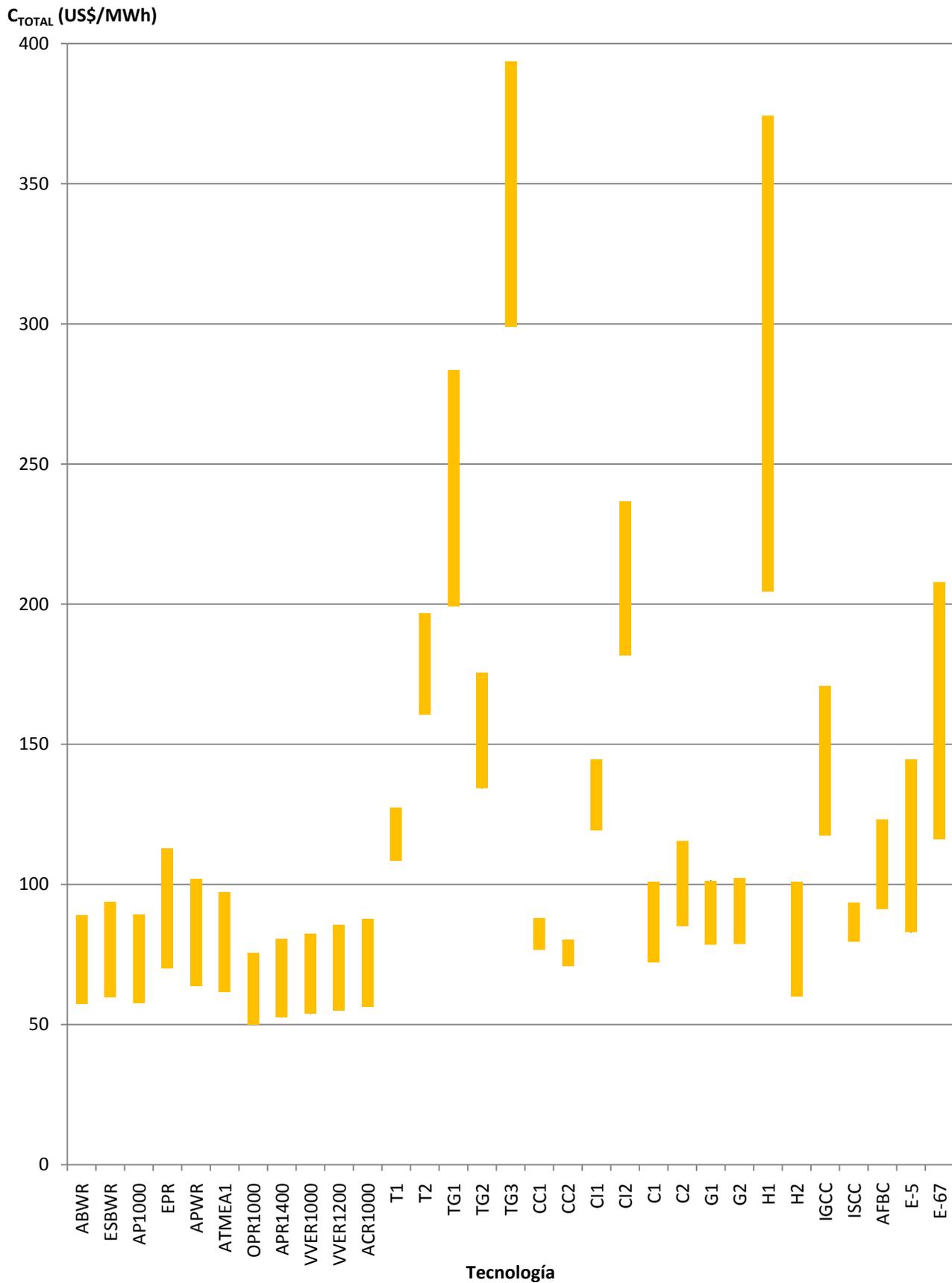
Tabla 4.11. Porcentaje de variación del costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto de *overnight cost*.

CENTRAL	PORCENTAJE DE VARIACIÓN (%)		
	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
ABWR	-21.58		21.58
ESBWR	-22.08		22.08
AP1000	-21.45		21.45
EPR	-23.35		23.35
APWR	-23.04		23.04
ATMEA1	-22.36		22.36
OPR1000	-20.45		20.45
APR1400	-21.02		21.02
VVER1000	-20.95		20.95
VVER1200	-21.65		21.65
ACR1000	-21.74		21.74
T1	-7.97		7.97
T2	-10.12		10.12
TG1	-17.46		17.46
TG2	-13.31		13.31
TG3	-13.66		13.66
CC1	-6.77		6.77
CC2	-6.13		6.13
CI1	-9.58		9.58
CI2	-13.15		13.15
C1	-16.58		16.58
C2	-15.15		15.15
G1	-12.63		12.63
G2	-12.98		12.98
H1	-29.31		29.31
H2	-25.34		25.34
IGCC	-18.52		18.52
ISCC	-7.98		7.98
AFBC	-14.91		14.91
E-5	-27.11		27.11
E-67	-28.33		28.33

BASE DE COMPARACIÓN

De la Tabla 4.11 y de la Figura 4.15 es fácil observar que el *overnight cost* impacta más en aquellas plantas con un mayor tiempo de construcción. Debido a esto, las más sensibles son las hidroeléctricas y eólicas, seguidas de las plantas nucleares con variaciones mayores al 20% en su costo nivelado total.

Figura 4.15. Variaciones en el costo nivelado total con *overnight costs* 30% mayores y menores.



4.4 SENSIBILIDAD AL TIEMPO DE VIDA ÚTIL DE LA PLANTA

La necesidad de generar energía eléctrica para satisfacer la creciente demanda hace necesario seguir disponiendo de plantas generadoras aún después de que su ciclo de vida se considera terminado. Por tal motivo, en este apartado se estudiará el impacto que tiene el aumentar o disminuir (escenarios *alto* y *bajo*) 30% la vida útil de las plantas consideradas.

Estas consideraciones impactan en el cálculo del costo nivelado de inversión según el apartado 3.1. Por otro lado, el costo de combustible y de O&M se deben nivelar a lo largo de los horizontes de vida propuestos para cada planta. Por lo tanto, todos los parámetros de la ecuación (9) se deben modificar siguiendo los pasos explicados en el Capítulo 3. La Tabla 4.12 muestra las vidas utilizadas para cada planta.

Tabla 4.12. Escenarios de vidas útiles.

CENTRAL	VIDAS ÚTILES (años)		
	Escenario Bajo ¹	Escenario Base ²	Escenario Alto ³
ABWR	42	60	78
ESBWR	42	60	78
AP1000	42	60	78
EPR	42	60	78
APWR	42	60	78
ATMEA1	42	60	78
OPR1000	28	40	52
APR1400	42	60	78
VVER1000	28	40	52
VVER1200	42	60	78
ACR1000	42	60	78
T1	21	30	39
T2	21	30	39
TG1	21	30	39
TG2	21	30	39
TG3	21	30	39
CC1	21	30	39
CC2	21	30	39
CI1	18 ⁴	25	33 ⁴
CI2	14	20	26
C1	21	30	39
C2	21	30	39
G1	21	30	39
G2	21	30	39
H1	35	50	65
H2	35	50	65
IGCC	21	30	39
ISCC	21	30	39
AFBC	21	30	39
E-5	14	20	26
E-67	14	20	26

¹ Escenario con vidas útiles 30% más cortas.

² Datos de la Tabla 3.2.

³ Escenario con vidas útiles 30% más largas.

⁴ Datos redondeados.

Realizando los cálculos correspondientes se obtienen los resultados de la Tabla 4.13.

Tabla 4.13. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en distintos escenarios de vidas útiles.

CENTRAL	COSTO NIVELADO TOTAL (US\$/MWh)		
	Escenario Bajo	Escenario Base ¹	Escenario Alto
ABWR	73.45	73.25	73.23
ESBWR	77.01	76.78	76.75
AP1000	73.76	73.56	73.53
EPR	91.71	91.36	91.32
APWR	83.21	82.91	82.88
ATMEA1	79.77	79.52	79.48
OPR1000	63.85	62.69	62.54
APR1400	66.60	66.44	66.42
VVER1000	69.36	68.05	67.87
VVER1200	70.59	70.39	70.37
ACR1000	72.20	72.00	71.97
T1	118.06	117.93	118.36
T2	180.25	178.69	178.73
TG1	248.74	241.41	239.45
TG2	157.43	154.88	154.53
TG3	353.30	346.28	344.73
CC1	82.13	82.40	82.87
CC2	75.24	75.69	76.22
CI1	133.96	131.87	131.27
CI2	218.66	209.20	205.54
C1	89.24	86.48	85.67
C2	102.77	100.23	99.55
G1	92.43	89.97	89.16
G2	93.14	90.59	89.75
H1	293.92	289.46	288.66
H2	81.54	80.47	80.28
IGCC	149.36	144.06	142.41
ISCC	86.66	86.50	86.78
AFBC	110.13	107.17	106.30
E-5	126.73	113.69	108.14
E-67	181.34	161.93	153.68

Con respecto al escenario base, la Tabla 4.14 muestra el porcentaje de diferencia en los costos nivelados totales para cada tecnología y se ilustran en la Figura 4.16.

¹ Datos de la Tabla 3.11.

Tabla 4.14. Porcentaje de variación en el costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto de vidas útiles.

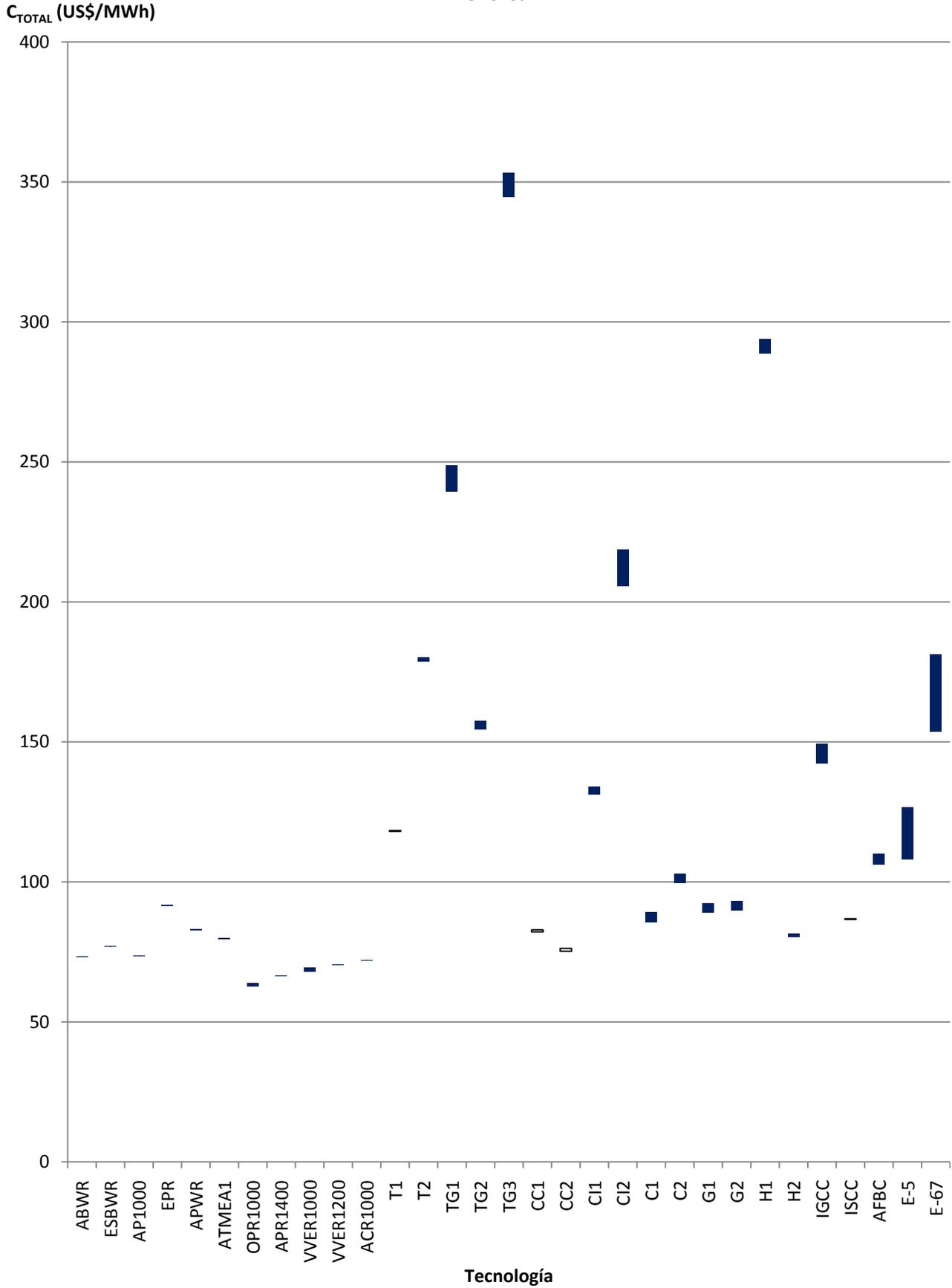
CENTRAL	PORCENTAJE DE VARIACIÓN (%)		
	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
ABWR	0.28		-0.04
ESBWR	0.30		-0.04
AP1000	0.27		-0.04
EPR	0.38		-0.05
APWR	0.36		-0.05
ATMEA1	0.32		-0.04
OPR1000	1.84		-0.24
APR1400	0.24		-0.03
VVER1000	1.92		-0.27
VVER1200	0.28		-0.04
ACR1000	0.29		-0.04
T1	0.11		0.37
T2	0.87		0.02
TG1	3.04		-0.81
TG2	1.65		-0.23
TG3	2.03		-0.45
CC1	-0.34		0.57
CC2	-0.60		0.69
CI1	1.58		-0.46
CI2	4.52		-1.75
C1	3.19		-0.94
C2	2.54		-0.67
G1	2.74		-0.90
G2	2.81		-0.93
H1	1.54		-0.28
H2	1.33		-0.24
IGCC	3.68		-1.14
ISCC	0.19		0.33
AFBC	2.76		-0.81
E-5	11.47		-4.88
E-67	11.98		-5.10

BASE DE COMPARCIÓN

Como se puede observar de la Figura 4.16, el impacto en el costo nivelado total que existe por prolongar o acortar la vida útil de la planta es muy pequeño. De hecho, según muestra la tabla anterior, prologar la vida útil de las plantas impacta positivamente, excepto en los ciclos combinados.

El prolongar la vida útil depende de varios factores y en la mayoría de las plantas convencionales no es posible debido a sus diseños. Sin embargo, las plantas nucleares al estar sobrediseñadas no tienen problemas al aumentar sus vidas por lo que la tendencia mundial es alargar las vidas útiles de estas.

Figura 4.16. Variaciones en el costo nivelado total con vidas útiles 30% mayores y menores.



4.5 SENSIBILIDAD AL FACTOR DE PLANTA

Una vez que se construye una planta para generar energía eléctrica, ésta se debe mantener el mayor tiempo posible en uso para reeditar su operación. El factor de planta mide la cantidad de tiempo que la planta se encuentra en operación a carga completa durante un año. Entre mayor sea este factor, se aprovechará más la capacidad instalada de la planta en cuestión. Existen plantas que inherentemente no pueden alcanzar altos factores de planta porque dependen de muchos factores.

En esta sección se analizará la sensibilidad del costo nivelado total al aumentar y disminuir el factor de planta en 5% (escenario alto y bajo) de lo que se establece en la Tabla 3.2. Este factor solo afecta la determinación del costo de inversión por lo que se recalculará considerando los demás valores constantes y una tasa de descuento del 12%.

Tabla 4.15. Escenarios de factores de planta.

CENTRAL	Factor de planta (fracción)		
	Escenario Bajo ¹	Escenario Base ²	Escenario Alto ³
ABWR	0.855	0.9	0.945
ESBWR	0.855	0.9	0.945
AP1000	0.855	0.9	0.945
EPR	0.855	0.9	0.945
APWR	0.855	0.9	0.945
ATMEA1	0.855	0.9	0.945
OPR1000	0.855	0.9	0.945
APR1400	0.855	0.9	0.945
VVER1000	0.8075	0.85	0.8925
VVER1200	0.855	0.9	0.945
ACR1000	0.855	0.9	0.945
T1	0.7125	0.75	0.7875
T2	0.6175	0.65	0.6825
TG1	0.11875	0.125	0.13125
TG2	0.11875	0.125	0.13125
TG3	0.11875	0.125	0.13125
CC1	0.76	0.8	0.84
CC2	0.76	0.8	0.84
CI1	0.6175	0.65	0.6825
CI2	0.6175	0.65	0.6825
C1	0.76	0.8	0.84
C2	0.76	0.8	0.84
G1	0.8075	0.85	0.8925
G2	0.8075	0.85	0.8925
H1	0.19855	0.209	0.21945
H2	0.2717	0.286	0.3003
IGCC	0.665	0.7	0.735
ISCC	0.76	0.8	0.84
AFBC	0.76	0.8	0.84
E-5	0.41515	0.437	0.45885
E-67	0.41515	0.437	0.45885

¹ Escenario con factores de planta 5% más altos.

² Datos de la Tabla 3.2.

³ Escenario con factores de planta 5% más bajos.

Considerando constantes los *costos de combustible* y los *costos de O&M* mostrados en la Tabla 3.11, se obtiene el costo nivelado total en los dos escenarios propuestos de factor de planta. Los resultados se muestran en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16. Costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% con distintos factores de planta.

CENTRAL	COSTO NIVELADO TOTAL (US\$/MWh)		
	Escenario Bajo	Escenario Base ¹	Escenario Alto
ABWR	76.03	73.25	70.74
ESBWR	79.76	76.78	74.09
AP1000	76.33	73.56	71.05
EPR	95.10	91.36	87.98
APWR	86.26	82.91	79.88
ATMEA1	82.64	79.52	76.69
OPR1000	64.94	62.69	60.66
APR1400	68.89	66.44	64.22
VVER1000	70.55	68.05	65.79
VVER1200	73.06	70.39	67.97
ACR1000	74.74	72.00	69.51
T1	119.57	117.93	116.43
T2	181.86	178.69	175.82
TG1	248.81	241.41	234.72
TG2	158.50	154.88	151.61
TG3	354.58	346.28	338.77
CC1	83.38	82.40	81.52
CC2	76.51	75.69	74.96
CI1	134.09	131.87	129.87
CI2	214.03	209.20	204.84
C1	89.00	86.48	84.21
C2	102.89	100.23	97.82
G1	91.97	89.97	88.17
G2	92.66	90.59	88.73
H1	304.35	289.46	276.00
H2	84.05	80.47	77.24
IGCC	148.74	144.06	139.83
ISCC	87.71	86.50	85.40
AFBC	109.97	107.17	104.63
E-5	119.10	113.69	108.80
E-67	169.98	161.93	154.65

Haciendo referencia al escenario base, la Tabla 4.17 muestra el porcentaje de diferencia en los costos nivelados totales para cada tecnología y se ilustran en la Figura 4.17.

¹ Datos de la Tabla 3.11.

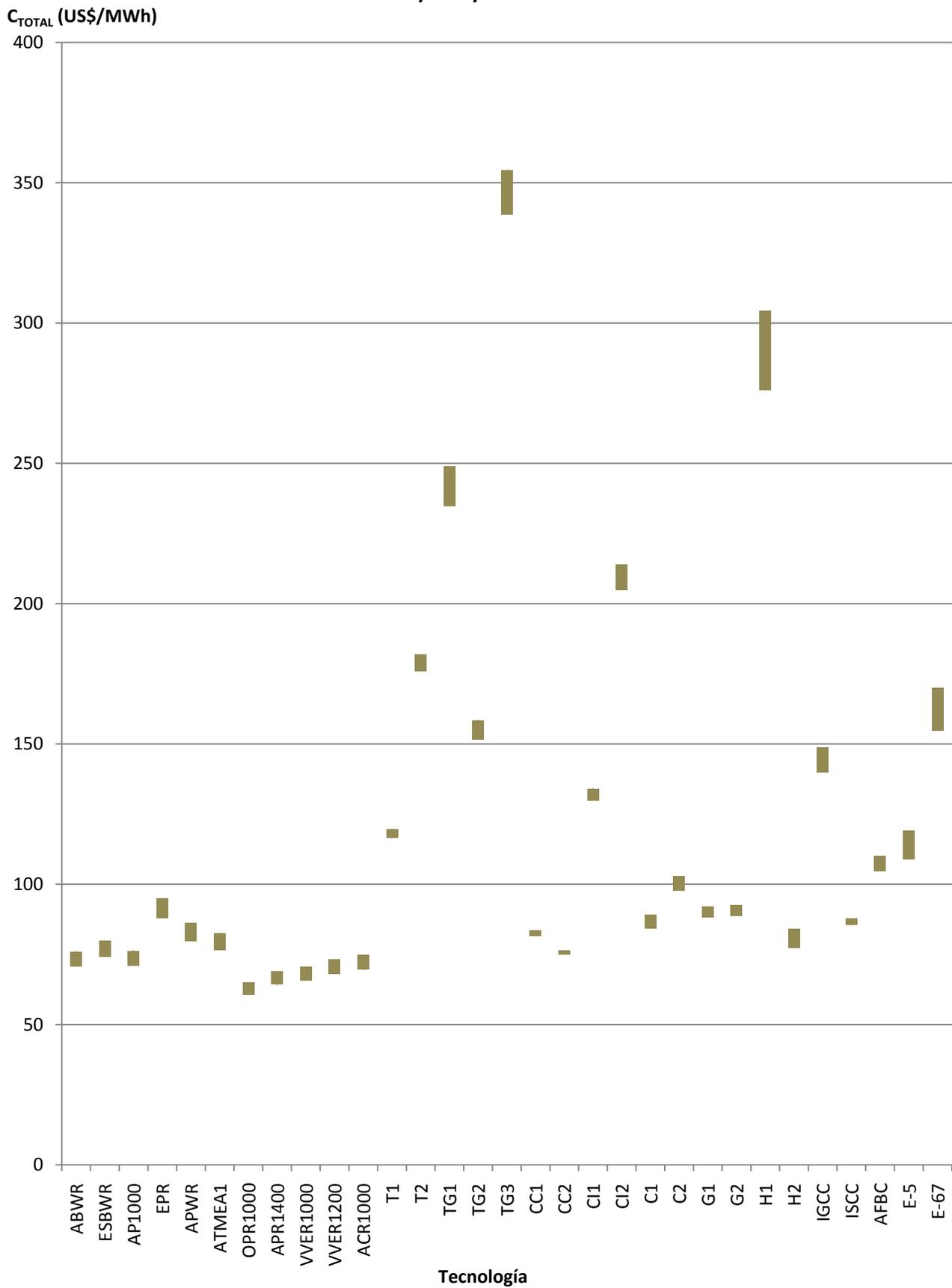
Tabla 4.17. Porcentaje de variación en el costo nivelado total con una tasa de descuento del 12% en escenarios bajo y alto de factores de planta.

CENTRAL	PORCENTAJE DE VARIACIÓN (%)		
	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
ABWR	3.79		-3.43
ESBWR	3.87		-3.51
AP1000	3.76		-3.41
EPR	4.10		-3.71
APWR	4.04		-3.66
ATMEA1	3.92		-3.55
OPR1000	3.59		-3.25
APR1400	3.69		-3.34
VVER1000	3.67		-3.32
VVER1200	3.80		-3.44
ACR1000	3.81		-3.45
T1	1.40		-1.26
T2	1.78		-1.61
TG1	3.06		-2.77
TG2	2.34		-2.11
TG3	2.40		-2.17
CC1	1.19		-1.07
CC2	1.08		-0.97
CI1	1.68		-1.52
CI2	2.31		-2.09
C1	2.91		-2.63
C2	2.66		-2.40
G1	2.22		-2.00
G2	2.28		-2.06
H1	5.14		-4.65
H2	4.44		-4.02
IGCC	3.25		-2.94
ISCC	1.40		-1.27
AFBC	2.61		-2.37
E-5	4.76		-4.30
E-67	4.97		-4.50

BASE DE COMPARCIÓN

De la Tabla 4.17 y de la Figura 4.17 es fácil observar que el factor de planta es deseable en todas las tecnologías, ya que al aumentarlo, todas las plantas reducen sus costos totales. En el caso de las plantas nucleares, los costos totales se ven reducidos alrededor de 3.5% al mejorar el factor de planta 5%. Como es de esperarse, la tendencia actual muestra que los factores de planta en las centrales nucleares se van mejorando con el paso del tiempo, por lo que se espera que los costos totales se reduzcan por este concepto.

Figura 4.17. Variaciones en el costo nivelado total con factores de planta 5% mayores y menores.



CAPÍTULO 5

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE UN NUEVO REACTOR NUCLEAR EN MÉXICO

Las decisiones de nuevos proyectos de plantas generadoras para expandir el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se toman con varios años de anticipación, ya que los periodos desde que se decide su construcción hasta su operación son largos. De hecho transcurren entre 4 a 6 años entre el análisis de la oferta para decidir la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación, además de que formular, evaluar y autorizar la nueva planta requiere anticipaciones de años dependiendo de la tecnología por la que se opte. Adicionalmente, las decisiones que se tomen tendrán una repercusión económica a largo plazo durante la vida útil de las plantas que se construyan.

Por lo tanto, la planificación del sistema eléctrico requiere datos actualizados sobre las alternativas de generación seleccionando aquellos proyectos que minimicen los costos basándose en análisis técnico-económicos. Todo lo anterior nos lleva a entender que la decisión de incluir una o varias plantas nucleoelectricas en el SEN se debe tomar bajo muchas consideraciones.

Para empezar, se considera conveniente para una nueva unidad nucleoelectrica en México, una con capacidades mayores de 1000 MWe debido al tamaño actual del SEN y con objeto de poder aprovechar al máximo el espacio en los sitios seleccionados y que se licencien ante la CNSNS. De las plantas nucleares descritas en el Capítulo 1, solamente las de tercera generación se consideran factibles para una nueva planta nuclear.

Uno de los parámetros importantes a considerar para adicionar una nueva central nuclear al SEN, es la experiencia operacional a nivel mundial que se tenga del reactor nuclear en cuestión. El único reactor de generación III que tiene experiencia operacional, y está certificado por la NRC, es el reactor ABWR con una potencia de 1350 MWe. Se debe considerar también que la planta nuclear de la CNLV es tipo BWR lo que conlleva cierta similitud en su operación, por lo que podría facilitar su operación debido a la experiencia nacional ya obtenida. Es posible considerar un AP1000 o un EPR teniendo en cuenta que al momento de su entrada en operación éstos tendrán algunos años de experiencia operacional y debido a ello, puede existir competencia entre ellos por lo que en una futura licitación puede existir una reducción en los precios.

La decisión de incluir una nueva planta nuclear en el SEN implica una inversión muy grande que traerá una derrama económica fuerte en la zona donde se construya. Para ello, es necesario hacer un estudio de los mejores sitios donde se pueda construir una planta nuclear. Debido a la nula existencia de una normativa nacional en materia nuclear, se consideran el Código de Regulaciones Federales 10CFR-100 de EUA, así como la Guía de Seguridad 50-SG-SQ del IAEA como base para la selección del lugar de una planta nuclear. Esta normativa internacional se complementa con leyes y normas estatales y nacionales para cumplir con los siguientes criterios de selección de sitio:

Distribución Geográfica de la Población: la planta debe localizarse relativamente alejada de lugares en los cuales exista o pueda existir una población importante, facilitando con esto la organización de un Plan de Emergencia Radiológico Externo¹.

Disponibilidad de Agua: en la determinación del sitio, se debe evaluar el aprovechamiento y uso del agua con respecto a los usos existentes y futuros en el área para asegurar su disponibilidad cumpliendo con lo dispuesto en la Ley Federal de Derechos (referencia [24]).

¹ Ver la nota 4 al pie de la página 6.

Geología y Sismicidad: las instalaciones de una nucleoelectrónica deben estar preparadas para prevenir la pérdida de sus funciones durante un movimiento telúrico.

Integración al SEN: la nueva planta debe estar cerca de los puntos importantes de consumo.

Meteorología: se debe considerar la influencia de fenómenos meteorológicos como huracanes sobre las estructuras. Por otro lado, se debe demostrar que la planta nuclear no afectará el medio ambiente.

De los requisitos anteriormente mencionados, en la década de los 60s se estudiaron y propusieron los siguientes sitios que todavía podrían ser válidos para la inclusión de una nueva planta nuclear:

- “Laguna Verde”, Veracruz
- “Cazones”, Veracruz
- “El Tordo-Soto la Marina”, Tamaulipas
- “Puerto Libertad”, Sonora
- “Zacatecas-San Luis Potosí”

De incluirse una planta nuclear adicional en el SEN en alguna de las locaciones mencionadas, además de implicar un impacto socioeconómico en la zona aledaña, conlleva ventajas y desventajas que deben considerarse previamente.

5.1 VENTAJAS DE UN NUEVO REACTOR NUCLEAR

5.1.1. Ventajas económicas

Uno de los aspectos preponderantes para determinar la conveniencia de una tecnología de obtención de energía eléctrica es el costo por MWh. En el Capítulo 3 se presentó la metodología para comparar adecuadamente las tecnologías y de los resultados mostrados en la Tabla 3.11 se puede observar lo siguiente:

- De entre todas las tecnologías estudiadas (nucleares y no nucleares) con una tasa de descuento del 12%, la que arroja un precio menor por MWh es la correspondiente a un reactor tipo OPR1000 con un valor de 62.69 US\$/MWh. Aunque de este reactor no se tiene experiencia operacional, actualmente en Corea del Sur se construyen 4 de estos reactores, lo que implica que al momento de entrar en operación en México, ya existiría experiencia operacional de estos.
- El reactor ABWR muestra, con una tasa de descuento del 12%, un costo total nivelado de 73.31 US\$/MWh que es menor incluso que el valor registrado por el Ciclo Combinado 2 que es de 75.69 US\$/MWh (este dato es el menor de los valores para tecnologías no nucleares). Este dato aunado con la experiencia operacional de este tipo de reactores, además de la experiencia que existe de construcción y de la certificación de la NRC hace de este reactor un fuerte candidato.
- Si añadiéramos el concepto de los bonos de carbono al estudio, la balanza se inclinaría todavía más por las tecnologías *limpias* que no emiten carbono como la nuclear haciéndolas económicamente más competitivas.
- La contribución del precio del combustible al precio total nivelado en un reactor nuclear representa apenas cerca del 14% haciéndolo poco sensible a variaciones en el precio del uranio.

Por otro lado, al analizar el comportamiento del costo nivelado total con respecto a cambios a algunas de las variables utilizadas, obtendremos un estudio de sensibilidad como el que se explica en el Capítulo 4. De este estudio se desprende lo siguiente:

- De la Figura 4.14 se observa que el precio nivelado total en el caso de las tecnologías nucleares prácticamente no se ve afectado por cambios en los precios del uranio. De hecho, la energía nuclear es la menos sensible por cambios en los precios del combustible.¹
- Extender o acortar la vida útil de una planta nuclear tiene un impacto mínimo en el precio final de la electricidad. De hecho, el extender la vida de la planta impactaría positivamente las finanzas de una planta nuclear al disminuir en un porcentaje muy pequeño el precio del MWh.

5.1.2. Sustentabilidad

La sustentabilidad energética es un asunto que tiene una gran importancia económica, social y política que debe ser considerada debido a factores como las crisis petroleras, conflictos sociales y políticos y la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. Todos estos problemas se presentan en gran medida porque la producción de petróleo, gas natural y carbón se concentra en pocos países. La energía nuclear, por otro lado, ofrece una oportunidad para diversificar las fuentes de energía asegurando el suministro de la misma a largo plazo.

La principal ventaja de la energía nuclear es que el uranio tiene una alta densidad energética² que combinada con una distribución geopolítica estable de minas, instalaciones de fabricación de combustible y la facilidad para almacenar el combustible fabricado la hacen muy estable a largo plazo.

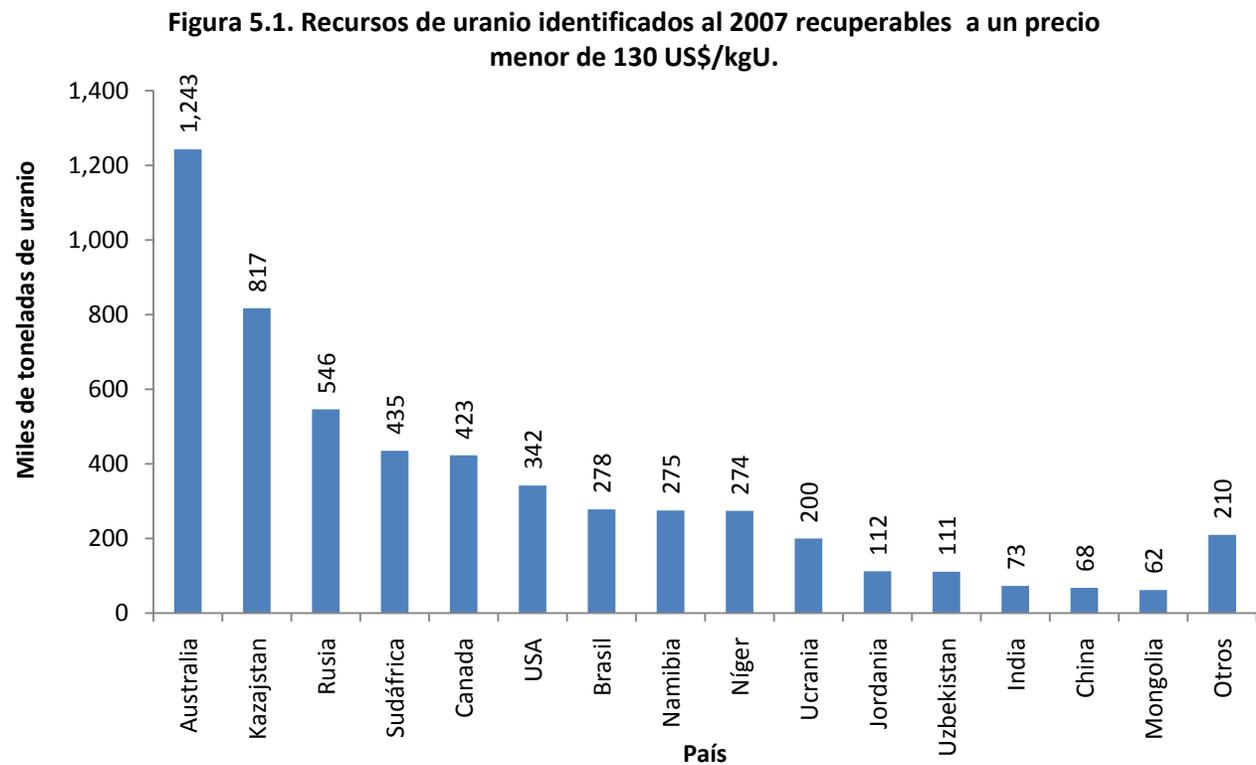
La Figura 5.1 muestra los Recursos Razonablemente Asegurados en el mundo más los estimados derivados de las últimas exploraciones al 2007. Para entonces se calculaba un total de aproximadamente 5.5 millones de toneladas de uranio (MtU). De estas, se calcula que quedan 5.2 MtU que de consumirse a un ritmo actual de 68646 tU/año, podría durar 75 años más. Las reservas pronosticadas y especulativas a enero de 2007 fueron de 10.5 MtU aún cuando países como Australia y Namibia³ no fueron considerados. Estas reservas pronosticadas podrían ser suficientes para abastecer la demanda mundial durante 200 años si se continuara con la demanda actual. Estos datos omiten las fuentes de uranio no convencionales como depósitos de fosforita y fosfatos que podrían generar hasta 22 MtU como subproducto y el agua de mar que se calcula alberga 400 MtU, aunque estas fuentes no son económicamente viables en el presente.⁴

¹ De la figura 4.14 se pudiera deducir que las hidroeléctricas o las centrales eólicas son las menos sensibles. Esto se puede explicar debido a que en las eólicas no existe un combustible propiamente y en las hidroeléctricas el valor que aparece corresponde a lo pagado por el uso del agua de acuerdo a lo establecido en la Ley Federal de Derechos. En ambos casos, no existe un combustible por el que se tenga que pagar.

² Una tonelada de uranio contiene la energía equivalente de 14 000 a 23 000 toneladas de equivalente de carbón, si se usara un ciclo abierto para un LWR. Dato tomado de la referencia [29].

³ Estos dos países tienen grandes yacimientos de uranio.

⁴ Datos tomados de la referencia [30] y [31].



Sin embargo, al 2006 se consumían 66500 tU/año para una capacidad instalada mundial de aproximadamente 370 GWe¹. Se espera que en el futuro la capacidad instalada aumente, lo que impactará en la duración de las reservas de uranio. Las proyecciones realizadas por la NEA pronostican para el 2030 un aumento en la capacidad hasta alcanzar 404 GWe y 619 GWe en un escenario bajo y alto respectivamente. Para el 2050 las proyecciones alcanzan 576 GWe y 1418 GWe en los escenarios bajo y alto respectivamente lo que representaría un consumo de hasta 250 000 tU/año para el 2050. Se calcula que para el 2050 bajo el escenario bajo, se habrán consumido 3.3 MtU y en el escenario alto 5.3 MtU y debido a que las reservas identificadas en el 2007 sumaron 5.5 MtU, con el escenario alto se habrán consumido prácticamente todas las reservas con un costo menor de 130 US\$/kgU.

De lo anterior se aclara:

- Las reservas de uranio se han incrementado al incrementarse la exploración para determinar nuevos yacimientos por lo que se espera que en el futuro las reservas mundiales de uranio aumenten al identificarse nuevos yacimientos.
- Los datos de consumo que se mencionan en los párrafos anteriores son para ciclos abiertos de combustible (Figura 2.1 omitiendo el paso de reprocesamiento, por lo que el combustible gastado pasa directamente a disposición final). Sin embargo, como se mencionó en el Capítulo 2, se puede reprocesar el combustible gastado para aprovechar el uranio y plutonio que todavía se encuentra en este, formando el combustible MOX que maximiza el uso del uranio.
- Maximizar el proceso de enriquecimiento al reducir las colas reduce el consumo de uranio para la misma producción de combustible.
- La reducción de cabezas nucleares en el arsenal de las superpotencias es una fuente rica de uranio y plutonio. El enriquecimiento de estas armas en uranio es mayor del 90% (25 veces más que en un reactor) y algunas armas nucleares tiene Pu-239 que puede utilizarse en combustibles MOX. Desde el

¹ El consumo de uranio en un reactor nuclear es complejo y depende de varios factores. Los datos aquí mostrados fueron tomados de la referencia [29] que a su vez consideró un uso de 175 tU/año por cada 1000 MWe de capacidad instalada.

2000 la dilución de 30 toneladas de uranio militar altamente enriquecido ha sustituido la extracción de 10 600 toneladas de uranio por año de minas, lo que representa aproximadamente el 13% de los requerimientos mundiales. Se calcula que el uranio altamente enriquecido de Rusia y EUA alcanza las 2000 toneladas, equivalente a 12 veces la producción minera mundial y se calcula la existencia de 260 toneladas de plutonio enriquecido que sería equivalente a poco más de un año de producción de uranio. El acuerdo START (Strategic Arms Reduction Treaty) firmado por las dos superpotencias nucleares (Rusia - EUA) en Praga este año, vislumbra la utilización del uranio y plutonio de las armas nucleares a desmantelarse en reactores de potencia aumentando las reservas mundiales de uranio para usos pacíficos.¹

- El re-enriquecimiento de uranio empobrecido (DU) es una fuente secundaria, calculándose cerca de 1.5 millones de toneladas de DU que pueden ser mezcladas con plutonio reciclado en combustible MOX o pueden ser usadas como combustible en reactores rápidos. Aunque Rusia a tratado alrededor de 10 a 15 mil toneladas al año de DU, su programa pronto concluirá pero se espera que EUA comience el tratamiento de 140 000 de DU.
- Actualmente el uranio es el único combustible para los reactores de potencia. Sin embargo, el torio puede utilizarse como combustible en reactores tipo CANDU de la siguiente manera. Al comenzar su operación estos reactores usan materiales fisiles como el U-235 y posteriormente los átomos de torio 232 (Th-232) pueden capturar un neutrón y convertirse en U-233, que es fisil y puede continuar la reacción. La IAEA & NEA calculan 4.4 millones de toneladas de reservas conocidas y estimadas de torio de las cuales 2.6 millones corresponden a las reservas inferidas y razonablemente aseguradas a un precio menor de 80 US\$/kg de Torio.²

Todos estos puntos nos llevan a la conclusión de que aunque existen suficientes reservas para una expansión de la capacidad nuclear mundial, se necesita invertir e investigar para desarrollar nuevos proyectos mineros en tiempo para cumplir con las expectativas futuras.

En el ámbito nacional con datos de URAMEX a mayo de 1983 existían 11 491 toneladas de uranio que son consideradas como reservas estimadas según la IAEA, pero si se considerara el uranio contenido en la roca fosfórica de yacimientos en Baja California Sur, la cantidad aumentaría hasta 162 491 toneladas de uranio.³ La CNLV podría funcionar durante los próximos 45 años aproximadamente si utilizara las 11491 toneladas que México tiene como reservas. Si se optara por una planta nuclear adicional de 1350 MWe, el tiempo de vida de esas reservas se acortaría a aproximadamente 23 años. Sin embargo, si el cálculo se hiciera con las 162 491 toneladas, México sería autosuficiente durante los próximos 320 años aproximadamente con una planta nuclear adicional a la CNLV.⁴

5.1.3. Aspectos Ambientales

Toda actividad humana produce un impacto en el medio ambiente. El impacto ambiental de la producción de energía eléctrica se le considera un costo externo⁵ del cual el más importante es la emisión de gases de efecto invernadero (GHG) con un potencial capaz de provocar un calentamiento global y cambio climático.

¹ Vea la referencia [33].

² Vea la referencia [34].

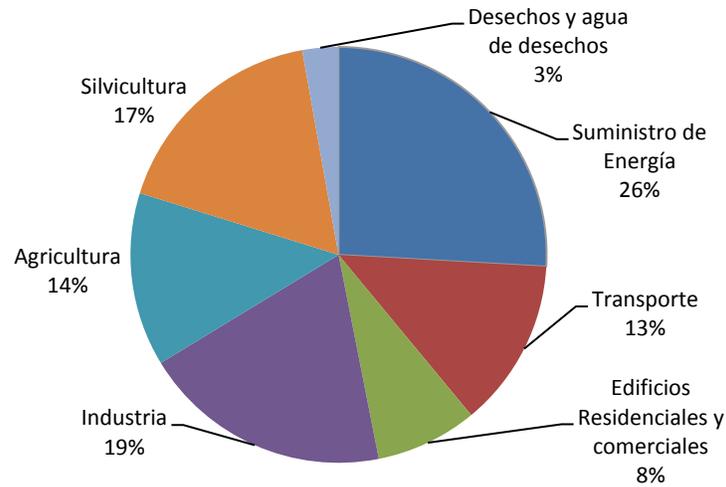
³ Datos tomados de la referencia [35].

⁴ Considerando un consumo de 175 tU/año por cada 1000 MWe y la instalación de una planta adicional de 1400 MWe.

⁵ Los costos externos son aquellos que son cuantificables pero que no son considerados en las cuentas de utilidad, de ahí que no son transmitidos al consumidor. Sin embargo, las consecuencias de no incluirse son absorbidas por la sociedad.

La Figura 5.2 ilustra la participación en la emisión de GHG en términos de CO₂ equivalente¹ al 2004.²

Figura 5.2. Participación en la emisión de GHG por sector.



De la figura anterior es claro que la mayor fuente de GHG se da por la generación de energía eléctrica con una contribución del 26%.

La referencia [36] establece que la emisión de GHG ha aumentado en un 70% entre 1970 y 2004, tendencia que es preocupante en miras al cambio climático que de no tomarse medidas drásticas vislumbran una inminente serie de catástrofes mundiales.

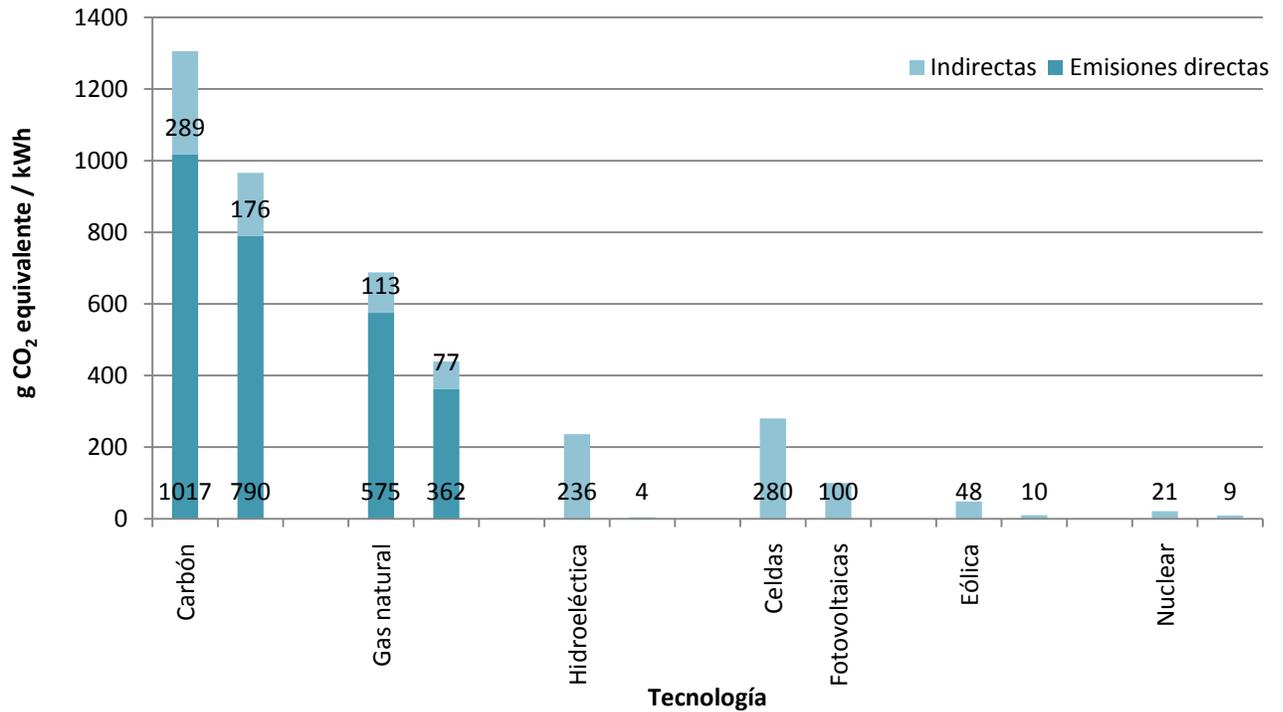
A fin de reducir las emisiones de CO₂, la energía nuclear es una alternativa importante. La Figura 5.3 ilustra la emisión de CO₂ por kWh por fuente de energía eléctrica.³

¹ El CO₂ equivalente es la concentración de CO₂ que causa el mismo nivel de captura de radiación solar para un determinado tipo y concentración de GHG.

² Datos tomados de la referencia [36].

³ Datos tomados de la referencia [37].

Figura 5.3. Emisión de GHG por tecnología de generación de electricidad.
(las barras paralelas representan el rango)



Excepto por el rango menor en la hidroeléctrica, la nuclear se encuentra incluso por debajo de las tecnologías conocidas como renovables. Sin las plantas nucleares actuales que aportan un 15.5% de la energía total mundial generada, se emitirían 30% más GHG.

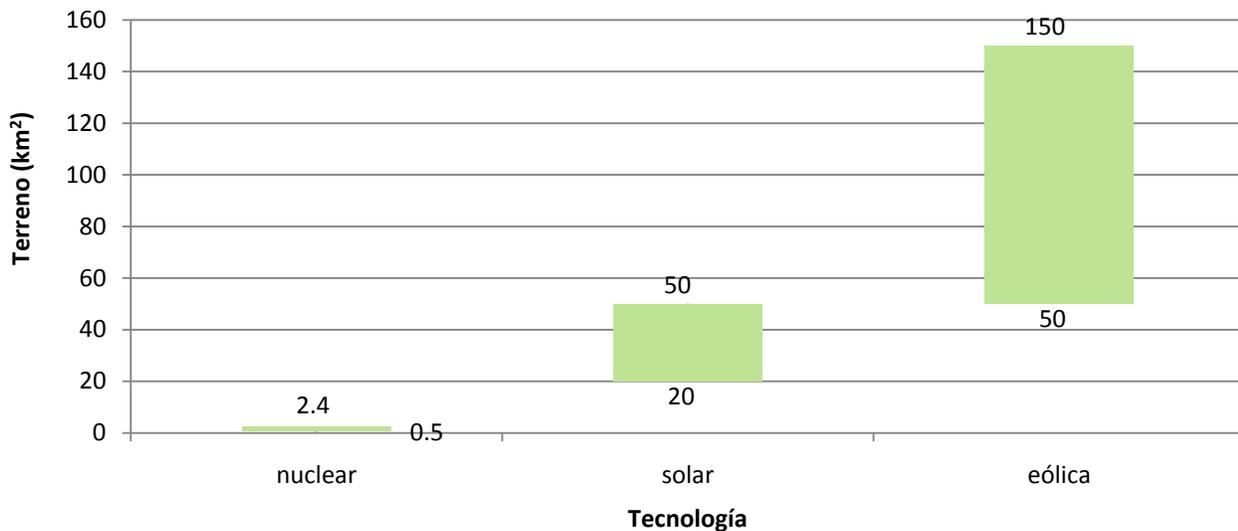
La energía nuclear permite ahorrarse la emisión de grandes cantidades de CO₂. Una nueva planta nuclear de 1350 MWe en el límite inferior de la figura anterior, dejaría de emitir aproximadamente 130 toneladas de CO₂ por MWh si la misma energía fuera generada por una carboeléctrica.

La energía nuclear, por lo tanto, representa una opción amigable con el medio ambiente en lo referente a la emisión de GHG emitiendo menos que incluso otras fuentes que se podría pensar son completamente limpias como la eólica o la hidroeléctrica.

Otro factor importante al comparar la energía eléctrica con otras fuentes renovables es el impacto ambiental por ocupación de terreno cuando éste alcanza valores relativos significativos en la instalación de una planta generadora. La Figura 5.4 muestra la ocupación estimada de terreno por cada 1000 MWe¹ para una planta nuclear y el terreno necesario para que por medios fotovoltaicos y fuentes eólicas se produzca la misma energía. Aunque el impacto ambiental real de una planta se puede estimar cuando se estudia el ecosistema donde se pretende establecer la nueva planta, la Figura 5.4 nos da una idea del terreno que debe dedicarse para producir energía, terreno que de otra manera podría ocuparse para otros fines.

¹ Datos tomados de la referencia [38].

Figura 5.4. Ocupación de terreno por cada 1000 MWe.



5.2 DESVENTAJAS DE UN NUEVO REACTOR NUCLEAR

Todo proyecto conlleva desventajas que deben considerarse previa decisión de llevarse a cabo. En el caso de un nuevo reactor nuclear en México, las desventajas potenciales pueden agruparse en accidentes nucleares, residuos nucleares, terrorismo nuclear y proliferación nuclear.

5.2.1. Accidentes Nucleares

Toda instalación tiene riesgos asociados a su operación. En el caso de una central nuclear la percepción del riesgo se ve influenciada por el accidente de Chernóbil en 1986. Se debe señalar que el diseño del reactor RBMK de Chernóbil tenía un coeficiente de vacío positivo, lo que implicaba que ante la pérdida del refrigerante la potencia se incrementaba. Esta peculiaridad junto con la flagrante violación de los procedimientos de operación y la ausencia de una cultura de seguridad derivó en la fundición del núcleo. Aunado a ello, el diseño del reactor no contemplaba una contención, lo que permitió la liberación de material radiactivo al medio ambiente. El accidente destruyó el reactor y provocó 28 decesos debido al *Síndrome Agudo de Irradiación*. De 200 a 300 personas que respondieron a la emergencia también resultaron sobreexpuestos. Aproximadamente 130 000 personas recibieron dosis significativas y se detectaron 4000 casos de cáncer de tiroides en niños.¹

Por otro lado, el accidente de Three Mile Island en 1979 demostró la importancia de sistemas de seguridad inherentes al diseño. A pesar de que parte del núcleo se fundió, los radionúclidos que se desprendieron fueron atrapados dentro de la contención. El accidente no tuvo consecuencias al exterior de la planta y sus operarios recibieron dosis relativamente bajas.

Si bien es cierto que la posibilidad de que ocurra un accidente en una central nuclear es real, la probabilidad depende mucho del diseño y los sistemas de seguridad, entre otros. Los desarrollos tecnológicos y las estrictas normas internacionales han logrado avances importantes en la prevención de accidentes severos. La mayor preocupación se ha dado sobre una liberación de material radiactivo que pudiera afectar a las

¹ Datos tomados de la referencia [44].

poblaciones aledañas a la planta. En este punto, los reactores de tercera generación se han diseñado para minimizar esta probabilidad. Ejemplo de ello es el reactor ABWR cuya probabilidad de tener una liberación es menor de 1 en mil millones.¹

Las nuevas plantas nucleares con reactores de generación III en adelante, contarán con sistemas de seguridad avanzados y sistemas pasivos que minimizaran la posibilidad de un accidente severo. Aunado a ello, la experiencia operacional en la CNLV aseguraría un buen manejo y control de la nueva planta nuclear. De manera conjunta, un Plan de Emergencia Radiológico Externo minimizaría aún más la posibilidad de que la población se viera afectada en caso de alguna liberación. Todo esto hace muy seguro tener una nueva planta nuclear.

5.2.2. Residuos Nucleares

A cambio de generar una mínima cantidad de CO₂ como se mostró en la sección 5.1.3, la energía nuclear genera residuos nucleares que merecen una mención especial y delicada por su incidencia directa en la aceptación pública de una central nuclear. Los residuos nucleares enfrentan un componente más político y de mala gestión, que técnico. Es sumamente difícil poner de acuerdo a los actores responsables, más aún teniendo en cuenta que involucra consideraciones a muy largo plazo. Técnicamente, es posible diseñar un repositorio que sirva por miles de años, lo suficiente para que el material radiactivo, contenido en recipientes estables, haya decaído por debajo de los niveles equivalentes a los de una mina de uranio. Si a esto se suma la posibilidad de reciclar y segregar el combustible no utilizado la gestión de los desechos nucleares sería aún más eco-sustentable.

En México la SENER (entidad federal responsable) no ha fijado una postura definitiva en cuanto a los desechos radiactivos² que se generan³. El combustible gastado que contiene desechos de alto nivel (HLW) representa el mayor reto en este sentido. Al no contar con un centro de almacenamiento definitivo para este tipo de desechos, lo que se hace actualmente en la CNLV es depositarlos en una alberca de combustible gastado junto al reactor en tanto se define como se va a disponer este material.

Aunque la generación de HLW en un reactor nuclear es inevitable, es necesario mencionar la cantidad que se produce de estos. Se estima que un reactor de agua ligera de 1000 MWe genera directa o indirectamente de 200 a 350 m³ de LLW³ e ILW al año. También generaría aproximadamente 27 toneladas (unos 20 m³) de HLW al año, que de encapsularse resultarían 75 m³ de desechos. Pero si se reprocesaran solo se producirían 3 m³ de desechos vitrificados que de ser dispuestos en contenedores adecuados, resultarían 28 m³. Para dimensionar estos datos, una carboeléctrica de la misma capacidad generaría 300 000 toneladas de cenizas al año que además arrastrarían material radiactivo y metales pesados que serían liberados a la atmósfera y depositados posteriormente.⁴

Actualmente las técnicas de reducción de volumen (compresión) de desechos junto con buenas prácticas contribuyen a la minimización de desechos radiactivos producidos. Sin embargo, aunque la cantidad de desechos radiactivos generados es relativamente pequeña, la preocupación más grande resulta del tratamiento adecuado de los desechos altamente tóxicos, tratamiento que debe ser eco-sustentable y no represente algún riesgo a la población. Los estudios más avanzados para la disposición de HLW realizados en EUA, Francia, Alemania, Finlandia, etc. se inclinan por el almacenamiento directo en formaciones geológicas

¹ Dato tomado de la referencia [39].

² Vea el Glosario en la página 105 para la clasificación de los desechos radiactivos.

³ Aunque se cuenta con el CADER (Centro de Almacenamiento de Desechos Radiactivos) bajo la administración del ININ, este centro es de carácter *temporal* y solo para desechos de nivel intermedio y bajo.

⁴ Datos tomados de las referencias [41] y [42].

profundas, donde los combustibles quedaran aislados del medio ambiente en contenedores especiales, o bien por el procesamiento de los mismos y posterior almacenamiento profundo de los residuos resultantes. De esta forma se estaría protegiendo a la generación actual y a las futuras, como lo enuncia uno de los principios fundamentales emanados del IAEA, en cuanto a la gestión de los desechos radiactivos.

5.2.3. Terrorismo Nuclear

Uno de los peligros asociados a la energía nuclear es el *terrorismo nuclear*, que puede presentarse como el ataque o sabotaje a un reactor nuclear o a un medio de transporte de materiales nucleares, y el uso terrorista de explosivos nucleares o la dispersión de productos radiactivos por medio de una explosión¹.

Sin embargo, el diseño de las centrales nucleares previene esta clase de sucesos. Por ejemplo, se ha pensado que una planta nuclear sería un blanco atractivo para que por medio de algún acto terrorista un avión impactara directamente el reactor nuclear. En este caso, el contenedor de un reactor nuclear está diseñado para resistir el impacto de un avión mediano o de un misil, no obstante el reactor se detendría hasta haber comprobado los daños. La escasa maniobrabilidad de un avión grande y la forma cilíndrica de un contenedor hacen improbable una colisión superficial certera. De ocurrir tal impacto, se estima que las consecuencias estarían limitadas a un incendio, con un efecto terrorista menor al que podría lograrse con un blanco urbano.

En el caso de sabotaje al interior de una planta nuclear, se requiere de una especialización inusual del terrorista, quien enfrentaría seguridad física, sistemas redundantes y sistemas diseñados para apagar el reactor cuando se detecte una operación anormal. Por lo que para que exista una amenaza real, debe existir una colusión interna y aún así el riesgo sería muy bajo.

5.2.4. Proliferación Nuclear

El prevenir la proliferación de armamento nuclear al mismo tiempo que se desarrolla un programa nuclear civil, representa un reto a la comunidad internacional. El deseo de prevenir la proliferación de armamento nuclear es claro si consideramos su potencial destructivo.

El marco legal internacional para prevenir el desarrollo de armamento nuclear comenzó con la creación de la IAEA y la NEA hace poco más de medio siglo. También, en 1968 se firmó el *Tratado de la No Proliferación de Armas Nucleares* y, adicionalmente, los países a través de sus respectivos Acuerdos de Salvaguardas someten sus instalaciones nucleares a un exhaustivo régimen de inspecciones y de contabilidad de los materiales susceptibles de ser desviados hacia explosivos nucleares u otros destinos malintencionados. Por si esto pareciera poco, se ha firmado el *Comprehensive Nuclear Test Ban Treaty (CTBT)*, que tiene la intención de advertir e impedir ensayos nucleares en el planeta a través de sondas de detección en lugares estratégicos.

México ha ratificado estos tratados y varios más encaminados a la no proliferación. La última obligación que ha firmado México en este sentido fue el 12 y 13 de abril de este año en el *Nuclear Security Summit 2010* en Washington D.C. En esta cumbre, México se comprometió a entregar todo el material altamente enriquecido que posee. Si consideramos que los reactores nucleares de potencia utilizan combustible de bajo enriquecimiento y que para formar una bomba nuclear se necesitan altos enriquecimientos, la probabilidad de que suceda en México es nula debido a que nuestro país no tiene instalaciones para enriquecer uranio y por tanto es prácticamente imposible que este sea una amenaza real.

¹Aunque el terrorismo nuclear puede manifestarse de varias formas, aquí solo se consideran las que directamente involucran una planta nuclear.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha desarrollado el análisis técnico económico de las diferentes opciones de plantas de carga base que componen el sistema eléctrico mexicano, considerando diferentes escenarios de precios de combustible y costos de construcción, del análisis efectuado se puede concluir que la opción nuclear es una opción económicamente competitiva en todos los escenarios considerados en este trabajo y con una madurez técnica y en constante evolución.

Los principales argumentos que sostienen la conclusión anterior son:

- En la mayoría de las tecnologías nucleares, el precio por MWh es inferior al de las tecnologías convencionales como plantas de ciclo combinado, termoeléctricas y carboeléctricas. La tecnología convencional más competitiva es la del Ciclo Combinado 2 con un costo nivelado total de 75.69 US\$/MWh, valor que es mayor al que presenta la planta nuclear más competitiva, el OPR1000 con un costo nivelado total de 62.69 US\$/MWh.
- La energía nuclear es prácticamente insensible a variaciones en los precios del combustible. Aumentar los precios de los combustibles en un 30%, resulta en un incremento directo al costo nivelado total para plantas nucleares de poco más del 4.5%, mientras que para las tecnologías no nucleares el incremento varía hasta poco más del 20% en algunos casos. Esto se debe a que el combustible nuclear solo representa aproximadamente el 14% del costo total por MWh a diferencia de lo que sucede con las plantas a base de combustibles fósiles, donde la volatilidad de los energéticos hacen muy inestables los precios de producción.
- La sustentabilidad de la energía nuclear está asegurada para las próximas décadas en vista de los recursos de uranio en el mundo. Si bien es cierto que se deben hacer esfuerzos a largo plazo para garantizar el suministro en un mercado mundial donde se estima un incremento en el uso de energía nuclear, la disponibilidad de uranio es suficiente para mantener la nucleoelectricidad a largo plazo.
- Las plantas nucleares pueden extender su vida útil aprovechando las instalaciones por más tiempo. Aumentar 30% la vida útil de las plantas resultaría en un costo nivelado total al inicio de operaciones de hasta 0.2% más económico. Sin embargo, si el estudio de costo nivelado se realizara cuando inicia la extensión de la vida útil, el precio por MWh sería muy bajo al no existir un costo de inversión. Esto se puede lograr debido a que los reactores nucleares están sobrediseñados y no tienen impedimento en extender su vida útil a diferencia de la mayoría de las plantas convencionales donde esta opción no es posible.
- Bajo la planeación adecuada, es posible aumentar el factor de planta en las centrales nucleares, disminuyendo el costo nivelado total. Aumentar el factor de planta en 5% reduce los costos nivelados totales en aproximadamente 3.5% para centrales nucleares. Esto se puede lograr tomando las previsiones adecuadas durante la operación de la planta y durante recargas a diferencia de algunas tecnologías convencionales como las eólicas cuyo factor de planta depende totalmente de factores externos.
- El impacto ambiental y el espacio que ocuparía la central nuclear considerando la misma cantidad de energía eléctrica generada es menor que incluso las tecnologías renovables al abarcar menos espacio y emitir de manera indirecta menos CO₂ equivalente.
- Aunque actualmente la nucleoelectricidad no participa en los *bonos de carbono*, se espera que en el futuro se incluya con ello generándose créditos que harían que el precio por MWh de la energía nuclear sea todavía menor.

En el escenario internacional se advierte cada vez más la aceptación de la energía nuclear y en la búsqueda de más opciones se ha dado lugar a diversos tipos y variaciones de reactores nucleares. De los reactores

presentados en este trabajo, se concluye que si México inicia la construcción de una nueva planta nuclear, la mejor opción sería con la tecnología ABWR por las siguientes razones:

- Con una tasa de descuento del 12%, este tendría un costo nivelado total de 72.31 US\$/MWh que es inferior a cualquier otra tecnología no nuclear de las consideradas en este estudio.
- Es un diseño certificado por los organismos reguladores de otros países, como por ejemplo la NRC que emplea una regulación muy semejante a la mexicana, adicionalmente es el único reactor de nueva generación que cuenta con experiencia operativa, con cuatro reactores en operación en Japón.
- México tiene una amplia experiencia operacional en reactores BWR, experiencia que sería muy útil en una planta ABWR debido a que los diseños son muy similares.

Si bien es cierto que la energía nuclear presenta también algunos asuntos que merecen especial atención como lo es el de definir una política para la disposición de desechos de alto nivel a largo y mediano plazo, esto no es impedimento ya que las soluciones técnicas ya están definidas.

La energía nuclear permitirá contar con abundante energía limpia en el mediano y largo plazo de manera segura ayudando a mitigar el cambio climático resultante de la producción de energía eléctrica.

GLOSARIO

BARRAS DE CONTROL. Barras incluidas en el núcleo del reactor con la finalidad de controlar la población neutrónica que repercute en la potencia del reactor. Las barras de control usan elementos con una capacidad alta de absorber neutrones. Las barras de control tienen cavidades pequeñas con boro y hafnio que tienen una capacidad alta de absorción. Algunas otras barras están hechas de aleaciones de indio, cadmio y plata encapsulados en acero inoxidable.

CICLO BRAYTON. Es un ciclo termodinámico consistente, en su forma más sencilla, en una etapa de compresión adiabática, una etapa de calentamiento isóbaro y una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible. Es uno de los ciclos termodinámicos de más amplia aplicación al ser la base del motor de turbina de gas.

COSTO NIVELADO DE ENERGÍA. Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y la construcción de una central generadora, más los costos de su operación durante su vida útil, entre la energía que aportará la planta en dicho periodo.

DESECHOS RADIATIVOS. La norma oficial mexicana NOM-004-NUCL-1994 establece que un desecho radiactivo es “Cualquier material del que no se tenga previsto uso alguno, y que contenga o esté contaminado con radionúclidos a concentraciones o niveles de radiactividad mayores a los señalados por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias”.

La misma norma establece que los desechos radiactivos se clasifican como:

- a) Desechos radiactivos de Nivel Bajo
- b) Desechos radiactivos de Nivel Intermedio
- c) Desechos radiactivos de Nivel Alto
- d) Desechos mixtos
- e) Jales de Torio y Uranio

Por otro lado, internacionalmente se clasifican en:

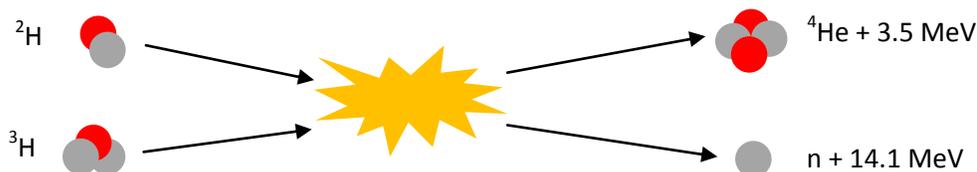
- a) Residuo de muy bajo nivel (VLLW): contienen material radiactivo en un nivel que no se considera nocivo para las personas o el medio ambiente circundante. Se compone principalmente de material de demolición (como el hormigón, yeso, ladrillos, metal, válvulas, tuberías, etc.) producidas durante la rehabilitación o el desmantelamiento de instalaciones nucleares.
- b) Residuos de nivel bajo (LLW): se generan desde los hospitales y la industria, así como el ciclo del combustible nuclear. Se compone de papel, trapos, herramientas, ropa, filtros, etc., que contienen pequeñas cantidades de radiactividad en su mayoría de corta duración. No requiere protección durante la manipulación y el transporte y puede enterrarse a poca profundidad. Para reducir su volumen se pueden compactar o incinerar.
- c) Residuos de nivel intermedio (ILW): contienen cantidades más altas de radiactividad y algunos requieren protección. Normalmente comprende resinas, lodos químicos y revestimiento de metales de combustible, así como los materiales contaminados de desmantelamiento del reactor. Artículos pequeños y los no sólidos se pueden solidificar en hormigón o alquitrán para su eliminación.
- d) Residuos de nivel alto (HLW): surgen del quemado del combustible nuclear en un reactor nuclear. HLW contienen productos de fisión y elementos transuránicos generados en el núcleo del reactor. Son altamente radiactivos y calientes, así que requieren de refrigeración y protección.

FÍSIL. Término que se utiliza para referirse a núcleos susceptibles de experimentar reacciones de fisión nuclear con neutrones de baja energía (neutrones térmicos). Los materiales físis que se utilizan en combustibles nucleares son el U-235, Pu-239, Pu-241 y U-233 aunque el más importante es el U-235.

FISIONABLE. Término que se utiliza para referirse a núcleos susceptibles de experimentar reacciones de fisión nuclear.

FUENTE DE NEUTRONES. Material que emite neutrones de manera natural o por medio de reacciones nucleares. Ejemplo de estas reacciones se da cuando partículas alfa, procedentes de emisores alfa, inciden en elementos de bajo número atómico como el Berilio, Litio o Carbono. Las fuentes más comunes de este tipo son PuBe (Plutonio – Berilio), AmBe (Americio – Berilio) y AmLi (Americio – Litio).

FUSIÓN NUCLEAR. Es el proceso por el cual dos núcleos atómicos se unen para formar uno más pesado. Cuando los núcleos átomos a fusionarse tienen una masa menor que la del hierro, la reacción libera energía mientras que cuando tienen una masa mayor que la del hierro, la reacción absorbe energía. La siguiente reacción ilustra la liberación de energía que se da cuando se unen el Deuterio y Tritio.



Para que esta reacción se pueda lograr, debe vencerse la fuerza electrostática que existe entre los protones de los núcleos atómicos que se pretenden fusionar. Si los núcleos pueden acercarse lo suficiente, las *fuerzas nucleares fuertes* superarán la repulsión electrostática y como resultado se unirán. Las altas temperaturas les dan a los núcleos energía cinética suficiente para sobrepasar su repulsión electrostática y así lograr la fusión. Para el caso del ejemplo anterior, la temperatura que se necesita es de aproximadamente 100 000 000 K, lo que conlleva dificultades científicas y técnicas muy grandes antes de lograr una reacción autosostenida que después se utilice para lograr producir energía eléctrica.

Existen reactores de investigación tipo *tokamak* que utilizan campos electromagnéticos muy intensos para confinar el plasma que se encuentra a temperaturas muy elevadas. El proyecto más ambicioso de esta tecnología es el reactor ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) que se espera inicie operaciones en el 2018 con la participación de la Comunidad Europea, Rusia, EUA, China, Corea del Sur y Japón. Este proyecto se prevé tendrá un costo de más de 5 000 000, 000 €, convirtiéndolo en uno de los proyectos más caros. Otros reactores de investigación tipo *tokamak* son JET, T-15, TFTR, UCLA ET, NSTX, entre otros.

Existe otra vertiente de la investigación en fusión conocida como ICF (Inertial Confinement Fusion) que es un proceso donde la reacción de fusión se da por el calentamiento y compresión de una pequeña pastilla de combustible utilizando LASERS. Ejemplo de esta tecnología son el SHIVA, NIF, OMEGA, JANUS, GEKKO XII, HiPER, entre otros.

LOCA. (Loss of Coolant Accident) Accidente provocado por una rotura en la barrera de presión y consiguiente escape del refrigerante (típicamente del sistema primario); accidente postulado provocado por una pérdida de refrigerante del reactor con un caudal superior a la capacidad de los sistemas de aporte como consecuencia de una rotura en la barrera de presión del refrigerante, por lo que no puede mantenerse la presión y el inventario de refrigerante y se precisa la actuación de las salvaguardias tecnológicas.

MATERIAL RADIOACTIVO. Es todo aquel material que sufre desintegraciones espontáneas con la sucesiva emisión de energía en forma de partículas u ondas electromagnéticas capaces de ionizar la materia con la que interactúan. El **materi**al nuclear es material radiactivo que únicamente identifica a elementos como el

Uranio, Plutonio y Torio que son elementos físis usados en los reactores nucleares o en la producción de armamento.

MODERADOR. Medio por el cual se reduce la velocidad de neutrones rápidos convirtiéndolos en neutrones térmicos capaces de sostener una reacción nuclear en cadena. El moderador más utilizado es el agua ligera (agua normal), grafito y agua pesada (agua deuterada). La moderación de los neutrones se da por choques de estos con los núcleos del hidrógeno en el caso del agua, con los núcleos del deuterio o carbón según sea el caso.

SCRAM. Término utilizado para referirse al apagado de emergencia de un reactor nuclear, mediante la inclusión repentina y completa de las barras de control.

SINTERIZAR. Es el tratamiento térmico de un polvo o compactado metálico a una temperatura inferior a la de fusión para incrementar la fuerza y la resistencia de la pieza creando enlaces fuertes entre las partículas.

TASA DE DESCUENTO. Tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo en común. Teóricamente, refleja el costo de oportunidad del dinero para inversionistas en particular.

TRANSITORIOS. Es cualquier variación significativa respecto al valor nominal estable de uno o más parámetros importantes de operación de una central nuclear como pueden ser temperaturas y presiones en diversos puntos del sistema, nivel de potencia, caudal de refrigerante, etc. Si la amplitud del transitorio esta dentro de los límites fijados para la operación del sistema afectado, los controles automáticos compensan generalmente los efectos de la desviación, mientras que transitorios más severos suelen activar el sistema de protección del reactor.

ZIRCALOY. Es una aleación de circonio (98%) y estaño (1.5%) y pequeñas cantidades de hierro, níquel y cromo. No absorbe neutrones, es muy resistente a la corrosión y soporta altas temperaturas, cualidades que lo hacen muy adecuado para su uso en reactores nucleares.

REFERENCIAS

1. UxC Special Report (abril 2008), *Nuclear Reactor Technology Assessments*, The UxC Consulting Company, Rosswell, USA.
<http://www.uxc.com/>, (1 agosto 2010)
2. GE Energy, *Advanced Reactor Technologies*,
http://www.ge-energy.com/prod_serv/products/nuclear_energy/en/new_reactors.htm,
(1 agosto 2010)
3. TOSHIBA, *The "more advanced" ABWR*,
<http://www.toshiba.co.jp/nuclearenergy/english/business/reactor/newabwr.htm>, (1 agosto 2010)
4. NRC (2009), *Design Certification Applications for New Reactors*,
<http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/design-cert.html>, (1 agosto 2010)
5. Westinghouse, *AP 1000*,
<http://www.ap1000.westinghousenuclear.com/>, (1 agosto 2010)
6. Areva, *The Generation III+ EPR Reactor: Key Assets*,
<http://www.areva.com/EN/operations-1572/assets-of-the-epr-nuclear-reactor.html>, (1 Agosto 2010)
7. ATMEA, *The mid-sized Generation III+ PWR you can rely on*,
<http://www.atmea-sas.com/>, (1 agosto 2010)
8. KHNP, *OPR1000*, Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd,
<http://www.opr1000.com/>, (1 agosto 2010)
9. KHNP, *APR1400*, Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd,
<http://www.apr1400.com/>, (1 agosto 2010)
10. AECL, *ACR-1000 Advanced CANDU Reactor*,
<http://www.aecl.ca/Reactors/ACR-1000.htm>, (1 agosto 2010)
11. GIF, *The Generation IV International Forum*,
<http://www.gen-4.org/>, (1 agosto 2010)
12. WNA (agosto 2009), *Generation IV Nuclear Reactors*, World Nuclear Association,
<http://www.world-nuclear.org/info/inf77.html>, (1 agosto 2010)
13. INL, *Next Generation of Reactors*, Idaho National Laboratory,
<http://nuclear.inl.gov/gen4/index.shtml>, (1 agosto 2010)
14. WNA (marzo 2009), *Mixed Oxide (MOX) Fuel*, World Nuclear Association,
<http://www.world-nuclear.org/info/inf29.html>, (1 agosto 2010)
15. OECD / NEA (2007), *Management of Recyclable Fissile and Fertile Materials*, Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency, NEA #6107.
16. Vattenfall, *The Nuclear Fuel Cycle*,
<http://www.environdec.com/reg/026/dokument/07-nuclearfuelcycle.pdf>, (1 agosto 2010)
17. NOM-004-NUCL-1994, *Clasificación de los Desechos Radiactivos*, Secretaria de Energía.
18. UxC (2010), *The Ux Consulting Company*,
<http://www.uxc.com/>, (1 agosto 2010)
19. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la Cámara de Diputados (2010), *Tipo de cambio nominal FIX (para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera)*
http://www.cefp.gob.mx/intr/e-stadisticas/copianewe_stadisticas.html#10, (1 agosto 2010)
20. CFE (2009), *Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2009*, Comisión Federal de Electricidad.
21. UxC Special Report (abril 2008), *Nuclear Reactor Technology Assessments Addendum*, The UxC Consulting Company, Rosswell, USA,
<http://www.uxc.com/>, (1 agosto 2010)
22. WNA (abril 2009), *The Economics of Nuclear Power*, World Nuclear Association,
<http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>, (1 agosto 2010)

23. ININ (2004), *Levelized Costs for Nuclear, Gas and Coal for Electricity under the Mexican Scenario*, Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares.
24. Ley Federal de Derechos, DOF 05-06-2009.
25. CFE (marzo 2010), *Boletines de Prensa*, <http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletin/index.alia?docID=8385&secID=2>, (1 agosto 2010)
26. CFE (2009), *Programas de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (2009-2018)*, Comisión Federal de Electricidad.
27. 10 CFR 100, *Reactor Site Criteria*, Nuclear Regulatory Commission, Code of Federal Regulations.
28. 50-SG-SQ, *Estudios del Sitio para centrales Nucleoeléctricas*, Organismo Internacional de Energía Atómica.
29. NEA (2008), *Nuclear Energy Outlook 2008*, Nuclear Energy Agency
30. WNA (septiembre 2009), *Supply of Uranium*, World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/inf75.html>, (1 agosto 2010)
31. OECD IAEA & NEA (2008), *Uranium 2007: Resources, Production and Demand*, "Red Book".
32. IAEA (2007), *Energy, Electricity and Nuclear Power: Developments and Projections*, International Atomic Energy Agency.
33. WNA (octubre 2009), *Military Warheads as a Source of Nuclear Fuel*, World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/inf13.html>, (1 agosto 2010)
34. WNA (octubre 2009), *Thorium*, World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/inf62.html>, (1 agosto 2010)
35. Castillo Nieto Fernando (Marzo 1986), *Resumen de las Reservas Nacionales de Minerales Uraníferos y Sus Proyectos de Producción*, Servicio Geológico Mexicano, http://portal.sgm.gob.mx/inf_tecnicos2/T331986CANF0001.PDF, (1 agosto 2010)
36. IPCC (2007), *Cambio Climático 2007, Informe de Síntesis*, Intergovernmental Panel on Climate Change.
37. WNA (2008), *Comparative Carbon Dioxide Emissions from Power Generation*, World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/education/comparativeco2.html>, (1 agosto 2010)
38. Foro de la industria nuclear española, *El Ciclo del Combustible Nuclear*, http://www.foronuclear.org/pdf/222_Cuestiones_sobre_la_energia_2.pdf, (1 agosto 2010)
39. GE Energy / Nuclear (2007), *ABWR Safety PRA, Containment Response & Severe Accidents*, General Electric.
40. WNA (junio 2009), *Radioactive Waste Management*, World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/inf04.html>, (1 agosto 2010)
41. IAEA (2009), *Managing Radioactive Waste*, International Atomic Energy Agency, http://www.iaea.org/Publications/Factsheets/English/manradwa.html#note_b, (1 agosto 2010)
42. Energyscience (2006), *Nuclear Terrorism*, <http://energyscience.org.au/factsheets.html>, (1 agosto 2010)
43. Belfer Center (2007), *Nuclear Terrorism, Frequently Asked Questions*, http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/17529/nuclear_terrorism_faq.html, (1 agosto 2010)
44. The Chernobyl Forum (2005), *Chernobyl's Legacy: Health, Environmental and Socio-Economic Impacts and Recommendations to the Governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine*, International Atomic Energy Agency.

APÉNDICE

Ejemplo de la secuencia de cálculo del costo nivelado total para el reactor **ABWR** con una tasa de descuento de 12%.

El costo nivelado total se define en la ecuación (9) como sigue:

$$C_{TOTAL} = C_I + C_{FUEL} + C_{O\&M}$$

Donde:

- C_{TOTAL} Costo nivelado total
- C_I Costo nivelado de inversión
- C_{FUEL} Costo nivelado de combustible
- $C_{O\&M}$ Costo nivelado de operación y mantenimiento

COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN.

La ecuación (2) del apartado 3.1.4 define el costo de inversión:

$$C_I = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i,n)}{(1+i)} \right] [fvp(i,w)]$$

Donde:

- $CU = CAP \cdot CUI \cdot (1 + fci)$

Donde:

- $CAP = 1350$ MWe (de la Tabla 3.2)
- $CUI = 2750000$ US\$/MWe (de la Tabla 3.2)
- $fci = 0.053$ (de la Tabla 3.1)

Sustituyendo y realizando los cálculos:

$$CU = 1350 \text{ MWe} \cdot 2750000 \text{ US\$/MWe} \cdot (1 + 0.053) = 3\,909\,262\,500 \text{ US\$}$$

- $frc = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$

Donde:

- $i = 0.12$ (condición de cálculo)
- $n = 60$ años (de la Tabla 3.2)

Sustituyendo y realizando los cálculos:

$$frc = \frac{0.12(1+0.12)^{60}}{(1+0.12)^{60} - 1} = 0.120133$$

- $$fvp = \sum_{k=1}^N w_k (1+i)^{N-(k-1)}$$

Donde:

- $i = 0.12$ (condición de cálculo)
- $N = 4$ años (de la Tabla 3.3)
- $w_1 = 0.054$; $w_2 = 0.205$; $w_3 = 0.595$; $w_4 = 0.146$ (de la Tabla 3.3)

Sustituyendo y realizando los cálculos:

$$fvp = [0.054 \cdot (1+0.12)^{4-(1-1)}] + [0.205 \cdot (1+0.12)^{4-(2-1)}] + [0.595 \cdot (1+0.12)^{4-(3-1)}] + [0.146 \cdot (1+0.12)^{4-(4-1)}]$$

$$fvp = 1.2828$$

- $GNA = CAP \cdot fp \cdot 8760 \cdot (1 - up)$

Donde:

- $fp = 0.9$ (de la Tabla 3.2)
- $up = 0.041$ (de la Tabla 3.2)
- $CAP = 1350$ MWe (de la Tabla 3.2)

Sustituyendo y realizando los cálculos:

$$GNA = 1350 \text{ MWe} \cdot 0.9 \cdot 8760 \cdot (1 - 0.041) = 10\,207\,020.6 \text{ MWh}$$

Sustituyendo y realizando los cálculos se obtiene:

$$C_I = 3909262500 \text{ US\$} \left[\frac{1}{10207020.6 \text{ MWh}} \right] \left[\frac{0.120133}{(1+0.12)} \right] [1.2828] = 52.7014 \text{ US\$/MWh}$$

COSTO NIVELADO DE COMBUSTIBLE

La ecuación (8) del apartado 3.2.1 define el costo de combustible:

$$C_{FUEL} = \frac{COM}{efic} FC$$

Donde:

- $COM = 0.9637$ US\$/GJ (de la Tabla 3.7)
- $efic = 0.34$ (de la Tabla 3.8)
- $FC = 3.6$ (US\$/MWh)/(US\$/GJ)

Sustituyendo y realizando los cálculos se obtiene:

$$C_{FUEL} = \frac{0.9637 \text{ US\$/GJ}}{0.34} \cdot 3.6 \frac{\text{US\$/MWh}}{\text{US\$/GJ}} = 10.2038 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$$

COSTO NIVELADO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Este costo se toma directamente de la bibliografía como se indica en el apartado 3.3.

$$C_{O\&M} = 10.35 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$$

COSTO NIVELADO TOTAL

Finalmente se sustituye en la ecuación (9):

$$C_{TOTAL} = (52.7014 + 10.2038 + 10.35) \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} = 73.2552 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$$

Las operaciones mencionadas se realizaron en hojas de cálculo de Excel. La primera hoja agrupa todos los datos que se utilizarán y realiza las operaciones necesarias para homogeneizar unidades.

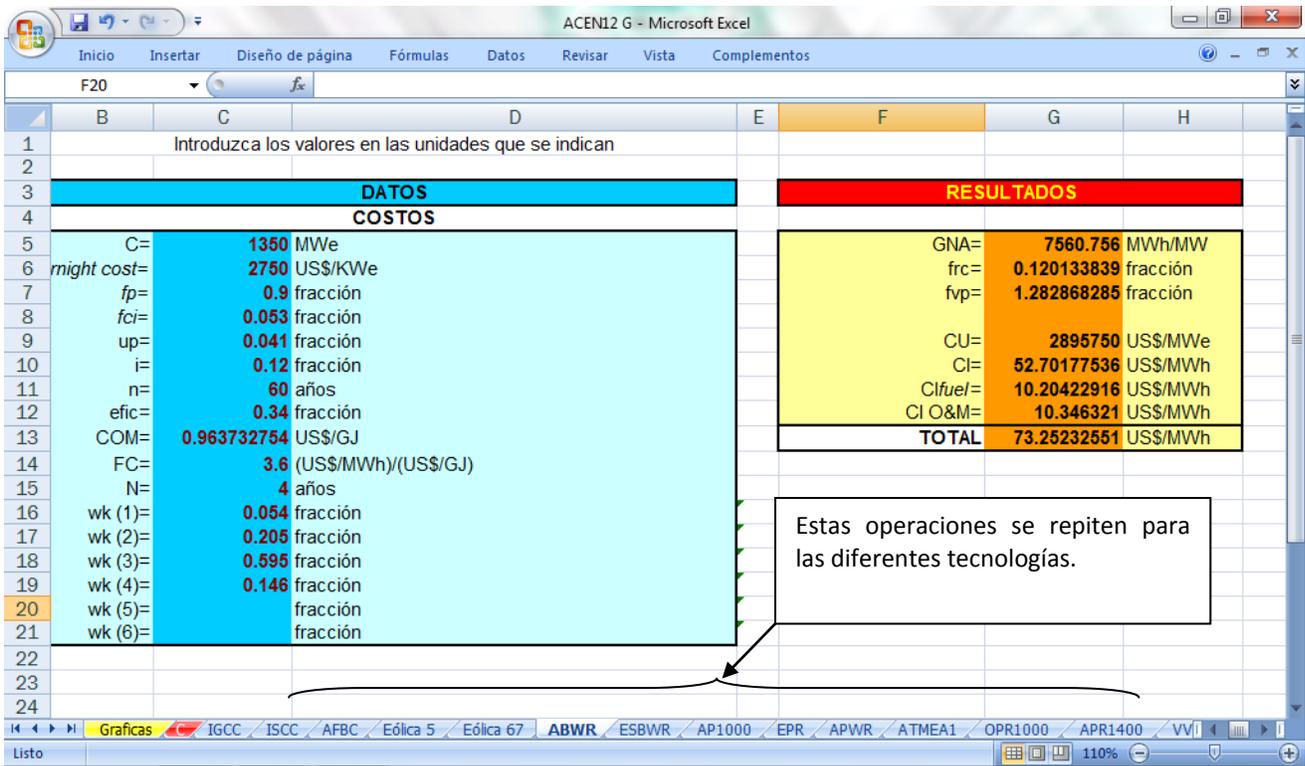
Figura A-1. Datos a utilizar.

	A	F	G	I	J	K	L	M	N	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AI
1																		
2	i = (%)	C	Overnight C	fp	fci	up	n	eficiencia	COM	N	wk(1)	wk(2)	wk(3)	wk(4)	wk(5)	wk(6)	wk(7)	
3	12	(MWe)	(US\$/kwe)				(años)		(US\$/GJ)	(años)								
5	ABWR	1350	2750	0.9	0.053	0.041	60	0.34	0.9637	4	0.054	0.205	0.595	0.146				
6	ESBWR	1550	2900	0.9	0.053	0.041	60	0.35	0.9637	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1			
7	AP1000	1117	2900	0.9	0.053	0.041	60	0.327	0.9637	3	0.117	0.453	0.43					
8	EPR	1600	3500	0.9	0.053	0.041	60	0.35	0.9637	5	0.054	0.063	0.453	0.354	0.076			
9	APWR	1700	3000	0.9	0.053	0.041	60	0.39	0.9637	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1			
10	ATMEA1	1150	2800	0.9	0.053	0.041	60	0.35	0.9637	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1			
11	OPR1000	1000	2000	0.9	0.053	0.041	40	0.353	0.9535	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1			
12	APR1400	1400	2200	0.9	0.053	0.041	60	0.364	0.9637	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1			
13	VVER1000	1000	2100	0.85	0.053	0.041	40	0.333	0.9535	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1			
14	VVER1200	1200	2400	0.9	0.053	0.041	60	0.375	0.9637	5	0.1	0.25	0.3	0.25	0.1			
15	ACR1000	1170	2800	0.9	0.053	0.0664	60	0.366	0.9637	3	0.117	0.453	0.43					
16	T1	350	1248.387258	0.75	0.099	0.058	30	0.3541	7.9095	4	0.017	0.255	0.553	0.175				
17	T4	37.5	2110.124154	0.65	0.099	0.083	30	0.2815	7.9095	3	0.086	0.594	0.32					
18	TGAS1	41.9	1195.836008	0.125	0.025	0.011	30	0.367	7.8229	1	1							
19	TGAS5	266.3	586.6314919	0.125	0.025	0.008	30	0.3497	7.8229	1	1							
20	TGAS6	39.4	1346.220717	0.125	0.025	0.008	30	0.361	16.2566	1	1							
21	CC1	281.9	879.9106077	0.8	0.053	0.029	30	0.488	7.8229	3	0.022	0.79	0.188					
22	CC5	799.8	729.3194386	0.8	0.053	0.027	30	0.5028	7.8229	3	0.08	0.719	0.201					
23	CI1	42.2	1541.202392	0.65	0.053	0.039	25	0.4329	7.8374	3	0.043	0.856	0.101					
24	CI3	3.6	3171.264978	0.65	0.053	0.091	20	0.3438	7.7320	2	0.512	0.488						
25	CI	350	1910.386485	0.8	0.125	0.072	30	0.3515	2.5439	4	0.015	0.421	0.432	0.132				

La hoja continúa con las tecnologías restantes que se evaluaron.

La siguiente hoja realiza los cálculos como se indica en este apéndice para cada tecnología.

Figura A-2. Cálculos de costos por tecnología.



Finalmente, los resultados se agrupan y se obtiene el costo nivelado total.

Figura A-3. Resultados de los cálculos.

