

Informe Parcial 2: Estimación de costos y análisis de rentabilidad del proyecto de implantación de una central nuclear en Chile CCHEN

Diciembre 2017
20985 / IIT-003 v. 1

La impresión o copia de este documento convierte al mismo en una copia no controlada. La versión vigente se encuentra en la base de datos del Sistema de Gestión de IDOM en Lotus Notes

No se permite la reproducción total o parcial de este documento, ni su incorporación a un

sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio, sea éste electrónico, mecánico, por fotocopia, por grabación u otros métodos, sin el permiso previo y por escrito de . IDOM, CONSULTING, ENGINEERING ARCHITECURE, S.A.U..

Copyright © 2017, IDOM CONSULTING, ENGINEERING ARCHITECURE, S.A.U



CCHEN

Informe Parcial 2: Estimación de costos y análisis de rentabilidad del proyecto de implantación de una central nuclear en Chile

Redactado:	Revisado:	Aprobado:
Firma P. Diaz	Firma Cacolerall	Saralina!
Nombre Pedro Diaz (PDB) Carlos Petersen (CPC) Diego González (DGC)	Nombre Carolina Labarta (CLC) Jose Maria Garcia Serrano (JMGS)	Nombre Carolina Labarta (CLC)
Fecha 12/12/2017	Fecha 13/12/2017	Fecha 13/12/2017

Área	Encargo	Informe	Versión	CD
NS	20985	<i>IIT-003</i>	1	07.04





TABLA DE VERSIONES

La fecha coincidirá con la fecha de aprobación del documento

Versión	Fecha	Objeto de la versión
0	28/11/2017	Versión inicial
1	13/12/2017	Corregido de acuerdo a los comentarios de la CCHEN

MODIFICACIONES RESPECTO A LA VERSIÓN ANTERIOR

Cambios según acta de levantamiento de comentarios de CCHEN a informe v0		

LISTA DE PENDIENTES

No.	Apartado	Descripción
N/A	N/A	N/A



ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	ANT	ECEDENTES	13
2.	OBJ	IETO	14
3.	ALC	ANCE	15
4.	NOF	RMATIVA DE APLICACIÓN	17
5.		IMACIÓN DE COSTOS DEL CICLO DE VIDA DE UNA CENTI	
	5.1.	Inversión inicial2	0
		5.1.1. Costos preliminares, de construcción, puesta en marcha	21
		5.1.1.1. Centrales tipo LWR	24
		5.1.1.2. Centrales tipo HWR	26
		5.1.1.3. Centrales tipo SMR	28
		5.1.2. Costos de interconexión	30
		5.1.3. Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos	32
		5.1.4. Costos de financiación	35
	5.2.	Costos de la vida operativa3	5
		5.2.1. Costos de operación	35
		5.2.2. Costos del ciclo de combustible	40
		5.2.3. Seguros, impuestos y tasas	44
		5.2.3.1. Impuestos y tasas	44
		5.2.3.2. Seguros	46
		5.2.4. Costos operativos de instalaciones para productos alternativos	48
		5.2.5. Costos de financiación en operación	50
	5.3.	Costos de desmantelamiento5	0
6.		TORES CON IMPACTO SOBRE EL COSTO DEL CICLO DE VIDA DE UITRAL NUCLEAR Y LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO	
	6.1.	Factores propios de Chile5	5
		6.1.1. Sismicidad	55
		6.1.2. Mano de obra local	
		6.1.3. Participación de la industria local	60
		6.1.4. Localización de la central	63
		6.1.5. Precio de la electricidad y servicio de potencia	64
		6.1.6. Precio de venta de agua potable y vapor	66
	6.2.	Factores propios del proyecto6	7
		6.2.1. Tiempo de construcción y de operación	67
		6.2.2. Número de unidades	68
		6.2.3. Potencia del reactor por unidad	69



		6.2.4. Tipo de ciclo de combustible	69
		6.2.5. Tipo de desmantelamiento	72
		6.2.6. Modelo de propiedad	74
		6.2.7. Financiación	76
7.	EST	UDIO DE VIABILIDAD DEL PROYECTO	78
	7.1.	Escenario base LWR	78
		7.1.1. Datos de partida de escenario base LWR	78
		7.1.2. Resultados escenario base LWR	80
		7.1.3. Análisis de sensibilidad de escenario base LWR	81
	7.2.	Escenario base HWR	34
		7.2.1. Datos de partida escenario base HWR	84
		7.2.2. Resultados escenario base HWR	84
		7.2.3. Análisis de sensibilidad escenario base HWR	85
	7.3.	Escenario base SMR	38
		7.3.1. Datos de partida escenario base SMR	88
		7.3.2. Resultados escenario base SMR	89
		7.3.3. Análisis de sensibilidad escenario base SMR	90
	7.4.	Escenario propuesto por CCHEN	92
		7.4.1. Datos de partida de escenario propuesto por CCHEN	92
		7.4.2. Resultados de escenario propuesto por CCHEN	93
	7.5.	Escenario base LWR con otras aplicaciones	93
		7.5.1. Datos de partida	93
		7.5.2. Resultados	94
	7.6.	Análisis y observaciones adicionales	95
		7.6.1. LCOE	95
		7.6.2. Rentabilidad	96
8.	CON	CLUSIONES	99
9.	REF	ERENCIAS	. 101
A 1		MACIÓN DE COSTOS DE REFERENCIA PARA CADA UNA DE NOLOGÍAS	
		Estimación de costos para la tecnología LWR10	
		Estimación de costos para la tecnología HWR10	
		Estimación de costos para la tecnología SMR1	



LISTA DE TABLAS

Tabla 5-1. E	scenario de referencia para la tecnología LWR1	8
Tabla 5-2. E	Escenario de referencia para la tecnología HWR1	8
Tabla 5-3. E	Escenario de referencia para la tecnología SMR1	9
	Estructura de costos para el desarrollo del Modelo y Estimación de Costos par una Central Nuclear de Potencia en Chile2	
Tabla 5-5 D	istribución de costos de una central nuclear (3)2	1:1
Tabla 5-6. F	Factores de escala y de múltiplos en la industria nuclear francesa (5)2	4
	Reparto de costos entre las sub-partidas de la construcción overnight par centrales de tecnología LWR2	
	Costos estimados de pre-construcción, construcción overnight y puesta en march para centrales de tecnología LWR2	
	Estimación de algunos costos de capital de reactores de tipo HWR en el mund (11) (12) (13) (14)2	
	Costos estimados de pre-construcción, construcción overnight y puesta e marcha para centrales de tecnología HWR2	
	Costos estimados de pre-construcción, construcción overnight y puesta e marcha para centrales de tecnología SMR, NOAK, en un horizonte de 5 a 2 años	0
Tabla 5-12.	Costo de línea de transmisión según estudio de Black&Veatch3	0
Tabla 5-13.	Costos estimados de interconexión para el escenario de referencia3	2
Tabla 5-14.	Costo desglosado de construcción de la alternativa de desalinización3	3
Tabla 5-15.	Costos de construcción de desalinización	3
Tabla 5-16.	Costos de construcción de district heating	4
	Costos financieros como porcentaje del costo overnight en función del tiempo de construcción y del WACC (25)	
Tabla 5-18.	Costos estimados de operación y mantenimiento de un LWR3	7
Tabla 5-19.	Costos estimados de operación y mantenimiento fijos y variables de un LWR 3	8
Tabla 5-20.	Costos estimados de operación y mantenimiento fijos y variables de un HWR 3	9
	Costos estimados de operación y mantenimiento fijos y variables de un SM comercial4	
Tabla 5-22.	Costos estimados de front-end y back-end para centrales de tecnología LWR 4	.2
Tabla 5-23 (Costos estimados de ciclo de combustible para centrales de tecnología LWR . 4	.2
Tabla 5-24.	Costos estimados del ciclo de combustible para centrales de tecnología HW	
Tabla 5-25.	Costos estimados del ciclo de combustible para centrales de tecnología SMR 4	4
Tabla 5-26.	Costos estimados de Seguros4	8
Tabla 5-27.	Costos operativos de instalaciones para productos alternativos: desalinizació	
		J



Tabla 5-28. Estimación de costos para la partida de desmantelamiento con tecnolog DECON para los escenarios de referencia de LWR y HWR	
Tabla 5-29. Estimación de costos para la partida de desmantelamiento con tecnolog DECON para el escenario de referencia SMR	
Tabla 6-1. Porcentaje de sobrecosto por factor sismicidad	58
Tabla 6-2. Sobrecosto por factor sismicidad para LWR	58
Tabla 6-3. Estimación del porcentaje de mano de obra local para los escenarios de estudi	
Tabla 6-4 Comparativa de costos de mano de obra entre Chile y el promedio de la OECD 6	30
Tabla 6-5 Valores porcentuales del salario promedio en Chile con respecto al promedio de OECD	
Tabla 6-6. Estimación del porcentaje de participación de la industria local para los escenario de estudio.	
Tabla 6-7 Estimación de factor de ajuste de costos por participación de empresas nacionale y uso de materiales locales	
Tabla 6-8. Precio del agua potable en Regiones de Chile	37
Tabla 6-9 Benchmark de precios de venta de vapor	37
Tabla 6-10. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR	8
Tabla 6-11. Factor de escala por número de unidades para los costos de operación	8
Tabla 6-12. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR	39
Tabla 6-13. Factor de escala por potencia	39
Tabla 6-14. Estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para centrales o tecnología LWR	
Tabla 6-15. Estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para centrales o tecnología SMR	
Tabla 6-16. Porcentajes de aumento y disminución de los costos de las partidas o desmantelamiento considerando las diferencias entre tecnología SAFSTOR DECON	у
Tabla 6-17. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en lo escenarios de referencia de LWR y HWR	
Tabla 6-18. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en escenario de referencia de SMR	
Tabla 6-19 Características del modelo de propiedad	'5
Tabla 6-20 Valores de Beta	'5
Tabla 6-21 Comparativa de Costos Fondos Propios Privados	' 6
Tabla 7-1. Datos de partida para el escenario base LWR	30
Tabla 7-2. Resultados del escenario base LWR	30
Tabla 7-3 Sensibilidad al precio de la electricidad y periodo de construcción	32
Tabla 7-4 Sensibilidad a la participación pública y al factor de planta	32
Tabla 7-5 Sensibilidad del LCOE a un 10% de variación	33
Tabla 7-6. Datos de partida del escenario HWR	34



Tabla 7-7 F	Resultados del escenario base HWR	85
Tabla 7-8.	Sensibilidad del precio de la electricidad y precio de la construcción para escenario HWR	
Tabla 7-9.	Sensibilidad a la participación pública y al factor de planta del escenario HWR	87
Tabla 7-10.	Sensibilidad sobre el LCOE del escenario HWR	87
Tabla 7-11	Sensibilidad del LCOE a un 10% de variación	88
Tabla 7-12.	Datos de partida del escenario base SMR	88
Tabla 7-13.	Resultados del escenario base SMR	89
Tabla 7-14	. Sensibilidad del precio de la electricidad y precio de la construcción para escenario SMR	
Tabla 7-15.	Sensibilidad a la participación pública y al factor de planta del escenario SMR	91
Tabla 7-16.	Sensibilidad sobre la LCOE del escenario base SMR	91
Tabla 7-17	Sensibilidad del LCOE a un 10% de variación	92
Tabla 7-18.	Datos de partida del escenario base sugerido por la CCHEN	92
Tabla 7-19.	Resultados del escenario propuesto por la CCHEN	93
Tabla 7-20	Otras aplicaciones evaluadas	94
Tabla 7-21.	Comparación de los resultados con productos alternativos para el escenario LV	
Tabla 7-22.	Precio de venta necesario para que el proyecto de CNP sea rentable en funci del porcentaje de participación pública en el proyecto	
LISTA DI	E FIGURAS	
Figura 3-1.	Fases y actividades de la metodología utilizada	15
Figura 5-1	Distribución de los costos de capital LWR/HWR de los reactores construidos estimados en los últimos 15 años	
Figura 5-2.	Costos de operación y mantenimiento e inversiones recogidos de las referenciconsultadas	
Figura 5-3.	Costos del ciclo de combustible presentados en las referencias consultadas \dots	41
Figura 5-4.	Costos operativos de desalinización para Ósmosis inversa (arriba) y Destilaci (abajo)	
Figura 5-5	. Estimaciones de costos de desmantelamiento incluidas en el documer Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies, and Costs. Fuen (43)	te:
Figura 6-1.	Factor de conversión para el IPC y para el PPA	62
Figura 6-2.	Mercado eléctrico Chileno	64
Figura 6-3.	PMM mensuales del periodo 2007-2017	65
Figura 6-4.	Metodología de indexación de licitaciones de suministro del Precio de Nudo Energía a Largo Plazo de la Comisión Nacional de energía	



Figura 6-5. Comparación de estimaciones de costos de back-end de diversas referencias 70
Figura 6-6. Estructura de financiamiento y WACC
Figura 6-7. Cálculo del Costo Medio Ponderado de Capital (WACC)77
Figura 7-1 Comparativa de LCOE a tasa de 7% para escenario LWR
Figura 7-2 Gráfico de tornado de la sensibilidad del LCOE a un 10% de variación
Figura 7-3 Comparativa de LCOE a tasa de 7% para escenario HWR85
Figura 7-4. Comparativa de LCOE a tasa de 7% para escenario SMR
Figura 7-5. LCOE de una planta nuclear en Chile comparado con referencias internacionales
Figura 7-6. LCOE en función del número de unidades
Figura 7-7. TIR del proyecto contra WACC para distintos escenarios del modelo de propiedad y distintos precios de venta de la electricidad
Figura 7-8. TIR del inversionista contra Ke para distintos escenarios del modelo de propiedad y distintos precios de venta de la electricidad

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS Y SIGLAS

AECL Atomic Energy of Canada Limited

APP Asociación Público Privada

CAREM Central Argentina de Elementos Modulares

CAPM Capital Asset Pricing Model
CNP Central Nuclear de Potencia

CCHEN Comisión Chilena de Energía Nuclear

DECON Inmmediate dismantling & decommissioning (Desmantelamiento Inmediato)

DEEP Desalination Economic Evaluation Plan

DOE Department of Energy

EDF Électricité de France

EPRI Electric Power Research Institute

FOAK First of a kind (el primero de su tipo)

HWR Heavy Water Reactor (reactor de agua pesada)

IAEA International Atomic Energy Agency (Organismo Internacional de la Energía

Atómica, OIEA)

IPC Índice de Precios del Consumidor

ISDC International Structure for Decommissioning Costing



LCOE Levelized Cost of Electricity

LWR Light Water Reactor (reactor de agua ligera)

MIT Massachusetts Institute of Technology

MOX Mixed OXide Fuel

NEA Nuclear Energy Agency

NPCIL Nuclear Power Corporation of India

NOAK Nth of a kind (el número n de su tipo).

NRC Nuclear Regulatory Commission

NSSS Nuclear Steam Supply System (Sistema de vapor nuclear)

OCDE Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos

OPG Ontatio Power Generation

O&M Operation & Maintenance (operación y mantenimiento)

PMM Precio Medio del Mercado

PNELP Precio de Nudo de Energía de Largo Plazo

PNP Plan Nuclear de Potencia

PPA Paridad del Poder Adquisitivo

PWR Pressurised Water Reactor (Reactor de Agua a Presión)

SAFSTOR Safe Storage (Almacenamiento seguro / Desmantelamiento diferido)

SIC Sistemas Interconectados Central

SII Sistema de Impuestos Internos

SING Sistemas Interconectados Norte Grande

SMR Small Modular Reactor (reactor modular de baja potencia)

TIR Tasa Interna de Retorno

VAN Valor Actual Neto

WACC Weighted Average Cost of Capital

WNA World Nuclear Association



1. ANTECEDENTES

Desde su creación en 1965, la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN) tiene como misión investigar, desarrollar y controlar las aplicaciones pacíficas de la energía nuclear, generando valor y bien público, y asegurando la protección del medioambiente y la seguridad de las personas. Entre todas las posibles aplicaciones, destaca la de generación de energía eléctrica; la posibilidad de un Plan Nuclear de Potencia (PNP) lleva varios años en discusión y evaluación en Chile.

Así pues, la CCHEN, en su calidad de organismo asesor del estado en materias relacionadas con los usos pacíficos de la energía nuclear, ha recibido el mandato de liderar el desarrollo de los estudios requeridos para que, durante el próximo proceso de evaluación de la Política Energética Nacional, la energía nuclear de potencia pueda ser considerada dentro de las opciones a evaluar para la matriz energética nacional.

Dentro de los temas relevantes a ser considerados, se encuentra el poder determinar la competitividad que la energía nuclear tendría ante otras tecnologías de generación existentes en la matriz energética, tanto en términos operacionales, como económicos y financieros. Se busca en definitiva evidenciar los desafíos desde la mirada técnico-económica, para dar cumplimiento entre otros, a las políticas establecidas en Energía 2050 y hacerse cargo de los distintos desafíos que enfrenta el sector energético considerando los cambios actuales y futuros que atravesará el sector.

En este contexto, la CCHEN ha contratado a IDOM, mediante la licitación con referencia 872-115-LP17 "Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile", un servicio de asesoría para la estimación de los costos que tendría un proyecto de generación nucleoeléctrica en el país, evaluando tecnologías, así como sus riesgos financieros y factores críticos a lo largo del ciclo de vida de la central. En el documento de oferta técnica (1) ha quedado definido que las tecnologías a evaluar son las de Light Water Reactor (LWR), Heavy Water Reactor (HWR), y Small Modular Reactor (SMR).



2. OBJETO

El presente documento corresponde al Informe Parcial 2 indicado en el documento de oferta técnica (1). El objeto del informe es presentar el desarrollo del modelo de costos, incluyendo una estimación de los costos e ingresos de la implementación de una central nuclear en Chile y determinando con ello la rentabilidad del proyecto. Junto a este informe se entrega una versión preliminar del Modelo de Costos desarrollado en Excel y que permite modificar las estimaciones y parámetros que se desee con el fin de ajustar el estudio de costos y de rentabilidad a nuevos datos de entrada y condiciones del programa de implementación de una central nuclear.



3. ALCANCE

La metodología utilizada para el desarrollo del proyecto de "Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile" se divide en 4 fases, tal y como muestra la Figura 3-1.



Figura 3-1. Fases y actividades de la metodología utilizada

El contenido del presente documento abarca la realización de las actividades de la Fase II y la Fase III. Concretamente, los trabajos realizados al respecto de cada una de estas actividades en el marco del presente documento son:

- Revisión de escenarios y factores relevantes para la estimación de costos: se identifican los escenarios y factores que puedan afectar en la valoración de las distintas partidas de la estructura de costos. Se definen escenarios de referencia para cada una de las tecnologías que abarca el estudio.
- Estimación y caracterización de flujos de inversión: se estiman los rangos de costos esperados para las distintas partidas dentro de la estructura de costos (2) y se distribuyen temporalmente para así poder caracterizar los flujos de inversión a lo largo del proyecto.
- Estimación de costos de desarrollo de escenario base: se cuantifica el costo de capital total del proyecto en US\$/MW y el costo nivelado de la energía (*Levelized Cost Of Energy* (LCOE)) en US\$/MWh para las variables seleccionadas.
- Evaluación económica-financiera: partiendo de los escenarios propuestos e hipótesis iniciales, se lleva a cabo la evaluación económica-financiera de la implementación de una central nuclear de potencia (CNP) considerando todos los flujos de caja necesarios para calcular la rentabilidad financiera del proyecto reflejada por la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN).



El Modelo contempla únicamente los costos de implementación de una central nuclear a lo largo de todo su ciclo de vida. No incluye costos de desarrollo de infraestructura nuclear paralela como regulador, legislación y normativa pese a que será una actividad que Chile deberá realizar para establecer las condiciones necesarias para un plan nuclear de potencia.

Estos trabajos se han llevado a cabo abarcando tres tipos de tecnologías: LWR, HWR y SMR, teniendo en cuenta la información incluida en el Informe Parcial 1 (2), y en base principalmente a una revisión detallada de documentación internacional que incluye estudios e informes de gobiernos, universidades, entidades de investigación, organismos y otras instituciones de reconocido prestigio como la *International Atomic Energy Agency* (IAEA), la *Nuclear Energy Agency* (NEA), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) o el *Electric Power Research Institute* (EPRI).

Asimismo, IDOM ha analizado documentación de diferentes tecnólogos y explotadores de centrales nucleares, y ha contactado con algunos de éstos de los que ha recibido información específica si bien confidencial.

Igualmente, IDOM ha sido asesorado por expertos internacionales del sector nuclear quienes han aportado su experiencia y conocimiento en las áreas en las que son especialistas además de realizar una revisión general del enfoque y las estimaciones en los distintos escenarios.

En general las estimaciones y rangos identificados según la estrategia *Top-Down* son los que se consideran razonables para el desarrollo del Plan Nuclear de Potencia en el contexto chileno en base a los datos recopilados, las fuentes consultadas y la experiencia nuclear de IDOM. Dado el estado de definición actual del PNP en el cual todavía no se ha seleccionado una tecnología, un tecnólogo o vendedor, ni su localización y en el que por lo tanto no hay detalles a nivel de diseño, los valores se presentan dentro de un rango amplio. En este contexto, la OIEA considera que las estimaciones en esta fase preliminar de evaluación de la implementación de un plan nuclear de potencia deben darse con un rango de entre -30% y +50%, si bien IDOM, para algunos casos, se ha ajustado dicha horquilla de acuerdo con las incertidumbres existentes. Así pues, los valores presentados deben entenderse como valores orientativos de acuerdo con las justificaciones presentadas en cada apartado.

El Modelo de Costos desarrollado incluye inicialmente las estimaciones y características definidas por IDOM aunque permitirá al usuario su completa modificación y adaptación retroalimentándose de futuras informaciones y datos que la CCHEN pueda ir adquiriendo y definiendo según progrese y se desarrolle el PNP en el país.



4. NORMATIVA DE APLICACIÓN

No aplica normativa.



5. ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL CICLO DE VIDA DE UNA CENTRAL NUCLEAR

Los costos del ciclo de vida de una central nuclear, así como la rentabilidad de su implementación y operación, dependen de un gran número de factores. Por ello, es necesario realizar una estimación de costos inicial en base a un escenario representativo y a continuación aplicarle los ajustes necesarios según las características del caso que se desee analizar.

Los escenarios de referencia para los cuales se presenta a continuación una estimación de costos son los siguientes:

LWR	
Período de construcción (años)	6
Unidades por emplazamiento	2
Potencia media por reactor (MWe)	1200
Tecnología de desmantelamiento	DECON
Ciclo de combustible	Abierto
Factor de planta (%)	90
Terremoto de parada segura	0,3g

Tabla 5-1. Escenario de referencia para la tecnología LWR

HWR	
Período de construcción (años)	6
Unidades por emplazamiento	2
Potencia media por reactor (MWe)	1200
Tecnología de desmantelamiento	DECON
Ciclo de combustible	Abierto
Factor de planta (%)	90
Terremoto de parada segura	0,3g

Tabla 5-2. Escenario de referencia para la tecnología HWR



SMR	
Período de construcción (años)	4
Tipo de tecnología	PWR
Estado de desarrollo	NOAK
Unidades por emplazamiento	4
Potencia media por reactor (MWe)	100
Tecnología de desmantelamiento	DECON
Ciclo de combustible	Abierto
Factor de planta (%)	95
Terremoto de parada segura	0,3g

Tabla 5-3. Escenario de referencia para la tecnología SMR

Los costos, para cada uno de los escenarios de referencia definidos más arriba, se estiman de acuerdo con las partidas de la estructura de costos presentada en el Informe Parcial 1 (2), véase la Tabla 5-4.

ID 1 ^{er} nivel	ID 2º nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	
10			Inversión inicial	
	11		Pre-construcción	
	12		Construcción Overnight	
		121	Mano de obra	
		122	Materiales de construcción	
		123	Equipos del sistema nuclear	
		124	Equipos eléctricos y de generación	
		125	Equipos de instrumentación y control	
		126	Equipos mecánicos	
		127	Ingeniería y Project management	
		128	Contingencias	
	13		Puesta en marcha	
	14		Costos de interconexión con la red eléctrica	
	15		Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos	
	16		Costos financieros	
20			Costos de la vida operativa	
	21		Costos de operación	
		211	Personal	



ID 1er nivel	ID 2º nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	
		212	Contratos de O&M	
		213	Materiales, suministros, consumibles e insumos	
		214	Inversiones	
	22		Costos del ciclo de combustible	
		221	Minería y conversión	
		222	Enriquecimiento	
		223	Fabricación	
		224	Back-end	
	23		Impuestos y tasas	
		231	Seguros	
		232	Tasas variables de operación	
		233	Tributos fijos	
		234	Impuestos sobre el beneficio	
	24		Costos financieros	
	25		Costos de generación de instalaciones para productos alternativos	
30			Desmantelamiento	
	31		Mano de obra	
	32		Equipamiento	
	33		Disposición	
	34		Otros	

Tabla 5-4. Estructura de costos para el desarrollo del Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile

La estimación de costos se presenta en forma de rangos de valores con el propósito de transmitir la incertidumbre asociada al valor dado para cada partida y reflejar la variabilidad de costos existente entre las diferentes opciones de una misma tecnología. A continuación, se justifican las estimaciones realizadas para el estudio. El Anexo I recoge la estimación de costos de cada una de las partidas de la estructura para las tres tecnologías seleccionadas.

Salvo que se indique específicamente los datos indicados en el presente documento se reflejan en Dólares USD de 2016.

5.1. Inversión inicial

La energía nuclear se considera una tecnología intensiva en capital comparado a otras fuentes de producción debido a que los costos de capital representan la mayor partida para la



implantación de una nueva central. De hecho, al menos un 60% del presupuesto de una planta de generación nuclear corresponde a los costos de capital.

	OTA (1993)	DOE (2005)	MacKerron et al. (2006)	Gallanti & Parozzi (2006)	Locatelli & Mancini (2010)
Inversión Inicial	62%	71,9%	60-75%	68%	59%
O&M	12%	11,19%	5-10%	13%	24%
Combustible	26%	16,91%	8-15%	15%	13%
Desmantelamiento	0%	0%	1-5%	4%	5%

Tabla 5-5 Distribución de costos de una central nuclear (3)

Tal y como está recogido en la estructura de costos en la Tabla 5-4 y como se explicó en el informe 1 (2) se ha divido la inversión inicial en costos de 11 – Pre-construcción, 12 – Construcción overnight, 13 – Puesta en marcha, 14 – Costos de interconexión con la red eléctrica y 15 – Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos y 16 – Costos financieros. El desglose de la estimación de los mismos se detalla a continuación:

5.1.1. Costos preliminares, de construcción, puesta en marcha

Los datos históricos recopilados y fuentes consultadas reflejan una amplia dispersión de los costos de capital necesarios para implantar una nueva central nuclear la cual depende de diversos factores como la tecnología, potencia, número de unidades en el emplazamiento, estrategia de contratación del proyecto, tiempo de construcción y retrasos, requisitos regulatorios, estrategias de gobiernos, contexto socio-económico, etc.

Dichos factores han tenido una gran influencia en la evolución histórica de los costos de construcción. Por ejemplo, el accidente de Three Mile Island en Estados Unidos elevó el promedio de costos de construcción overnight que oscilaban entre los 1.000 y los 2.200 \$/kWe hasta un máximo superior de 12.000 \$/kWe para reactores que estaban en construcción cuando tuvo lugar el accidente ya que en general los periodos de construcción se alargaron por motivos principalmente regulatorios. (4)

Por otro lado, la IAEA establecía que a 31/12/2016 había en el mundo los siguientes reactores en construcción:

- 55 reactores LWR en construcción (51 de tipo agua a presión PWR, y 4 reactores tipo
 BWR en Japón y Taiwan (aunque paralizados)).
- 4 reactores de tipo agua pesada (HWR) desarrollados con tecnología local en India.



En cuanto a SMR¹ según la IAEA a la fecha citada no existían reactores construidos con los conceptos innovadores de la tecnología SMR por lo que los datos analizados han sido tanto los datos estimados para la construcción de los prototipos (*First of a kind*, FOAK) como las expectativas de los fabricantes una vez el modelo esté suficientemente desarrollado e implantado comercialmente en varias localizaciones (*Nth of a kind*, NOAK) considerando esta situación viable en un horizonte de al menos 5 hasta 20 años.

En consecuencia, en este estudio se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo de las tecnologías y modelos de centrales que han entrado en operación, han comenzado su construcción y están

¹ Los reactores de agua ligera son reactores refrigerados y moderados por agua convencional (H₂O) que pueden ser, esencialmente, de tipo PWR o BWR. Los diseños comerciales más implantados son los reactores de agua a presión (PWR) que en su circuito primario están presurizados para evitar la ebullición del agua en el circuito refrigerado. A fecha de 2016, según la IAEA este tipo de reactor representaba el 64% de todos los reactores de potencia en operación en el mundo. Los reactores de agua en ebullición (BWR) son reactores que permiten la ebullición del agua en su circuito primario por lo que trabajan a presiones inferiores.

Los reactores Heavy Water Reactor (HWR) se refrigeran y moderan con agua pesada (D₂O, molécula con dos átomos de deuterio y uno de oxígeno). Su economía neutrónica es más favorable que en los diseños LWR, por lo que no requieren enriquecimiento. Esta tecnología representa en torno al 10% de la potencia instalada en el mundo.

Los Small Modular Reactors (SMR) son reactores innovadores de Generación III+ o Generación IV, de menos de 300MWe de potencia eléctrica. Están en construcción (prototipo) o en fase de diseño. Esta denominación abarca un grupo heterogéneo de reactores que comparte algunas características: potencia, modularidad, simplicidad de construcción, reducción de estructuras y sistemas, seguridad pasiva e intrínseca, etc.

Estos reactores pueden ser de tipo PWR (es decir LWR) con algunos diseños integrales donde en la misma vasija se incluyen todos los componentes del sistema primario de un PWR de Gen II. También existen diseños totalmente innovadores de Generación IV.

A 2016, de los 4 prototipos en construcción 3 eran PWR (dos de ellos centrales flotantes) y uno era un reactor de alta temperatura.

Ver sección 5.1.1.3 para más detalle.



planeados en los últimos 15 años. De los datos de costo analizados en múltiples estudios genéricos, particulares, publicaciones en prensa y revisión de otra información públicamente disponible en la web así como opinión de expertos, se extrae la siguiente distribución (indicando en el eje de abscisas los costes de capital aproximados de los diferentes proyectos, mientras que el eje de coordenadas recoge con qué probabilidad se ha dado ese coste de entre los casos analizados):



Figura 5-1 Distribución de los costos de capital LWR/HWR de los reactores construidos y estimados en los últimos 15 años

Del análisis de los datos se pueden extraer las siguientes conclusiones respecto a los picos de la distribución:

- Los proyectos de Generación II llevados a cabo en Asia en las dos últimas décadas tienen unos costos de capital actualizado aproximado de 2.500 \$/kWe.
 - No parece haber una tendencia que contemple seguir comercializando reactores de GII, salvo casos particulares entre los que se incluyen en los que la construcción ha estado detenida durante un largo periodo de tiempo por circunstancias económicas o sociopolíticas.
- Los proyectos de Generación III/III+ en emplazamientos planificados con varias unidades (en general 2 o 4) previstos o en construcción en Asia, Oriente Medio y el Norte de África los cuáles tienen un costo en el entorno de los 4.000-5.000 \$/kWe. Esta cifra puede llegar a ser algo inferior para el caso particular de China donde hay varios proyectos en curso de centrales de Gen III+.
- Los proyectos de Generación III/III+ en emplazamientos planificados con una o varias unidades (en general 2) previstos o en construcción en Europa y América del Norte



tienen un costo actualizado aproximado superior a los del Asia y MENA, de unos 6.000 \$/kWe o mayor.

Considerando que un Plan Nuclear de Potencia en Chile podría materializar la primera central nuclear en el país en un horizonte de 10 a 20 años, son los reactores de Generación III/III+ y SMR desarrollados y construidos a partir de la década de los 2000, diseños que están siendo comercializados en la actualidad o que se encuentran en fase de diseño avanzado, los que con mayor probabilidad serán las tecnologías y modelos que podrían implantarse.

En este contexto se considera la hipótesis de que el proyecto a desarrollar en Chile, en línea con los datos recopilados y fuentes consultadas, se ubicará en el rango de los proyectos nucleares que están en desarrollo en los países de Oriente Medio y el Norte de África, como se ha indicado con un costo en el entorno de los 4.000-5.000 \$/kWe.

Para el estudio realizado se ha incluido además un análisis de cómo afectan los factores de múltiplos (varias unidades en un mismo emplazamiento) y de escala en el proyecto (ver detalle en los apartados 6.2.2 y 6.2.3). Dicho análisis va en línea de las conclusiones obtenidas por la industria dónde las sucesivas unidades en un emplazamiento se benefician de los recursos, servicios y lecciones aprendidas de las primeras, efecto que es más beneficioso cuanto mayor es la potencia de la central.

Costo capital relativo	300MWe	650MWe	1000MWe	1350MWe
1 unidad	100	67	55	48
2 unidades	79	55	46	41

Tabla 5-6. Factores de escala y de múltiplos en la industria nuclear francesa (5)

5.1.1.1. Centrales tipo LWR

De los datos recogidos y analizados, fuentes consultadas y revisión de los expertos se ha concluido que una futura Central Nuclear de Potencia en Chile de Generación III+, LWR, de 1.200MW de potencia, con dos unidades previstas en el mismo emplazamiento (ver escenario de referencia en la Tabla 5-1) podría tener un coste overnight (incluyendo pre-construcción y puesta en marcha) aproximado de 4.770 \$/kWe. De acuerdo con los repartos analizados en distintas referencias, se puede considerar que la pre-construcción y la puesta en marcha representan, cada uno, entorno a un 4 o 5% y que la distribución dentro de la propia construcción overnight es la siguiente:



Partida	Repartición (%)	
12: Construcción Overnight (costos fijos, \$/kWe)	100	
121: Mano de obra	25	
122: Materiales de construcción	12	
123: Equipos del sistema nuclear	13	
124: Equipos eléctricos y de generación	12	
125: Equipos de instrumentación y control	8	
126: Equipos mecánicos	17	
127: Ingeniería y Project management	12	
128: Contingencias		

Tabla 5-7. Reparto de costos entre las sub-partidas de la construcción overnight para centrales de tecnología LWR

Con estas distribuciones se tendría los siguientes costos aproximados:

LWF	₹	
Partida	Valor promedio	Repartición (%)
11: Pre-construcción (costos fijos por planta, M\$)	262	100
12: Construcción Overnight (costos fijos, \$/kWe)	4.311,5	100
121: Mano de obra	1.097	25
122: Materiales de construcción	515,1	12
123: Equipos del sistema nuclear	572,3	13
124: Equipos eléctricos y de generación	534,2	12
125: Equipos de instrumentación y control	352,9	8
126: Equipos mecánicos	715,4	17
127: Ingeniería y Project management	524,6	12
128: Contingencias		
13: Puesta en marcha (costos fijos, \$/kWe)	228,9	100

Tabla 5-8. Costos estimados de pre-construcción, construcción overnight y puesta en marcha para centrales de tecnología LWR

Se establece un rango del - 20% / + 30% alrededor del valor promedio para tener en cuenta las incertidumbres asociadas a los diferentes tipos de tecnologías y otros factores para el escenario



base, siendo los datos proporcionados coherentes con los referenciados por la industria (5) (6) (7) (8) (9) (10).

Como quedó indicado en el Informe 1, los costos de Pre-construcción incluyen los costos asociados a los estudios previos a la construcción: estudios de viabilidad, estudios de emplazamiento, selección de tecnología y licenciamiento y obtención de permisos. Esta partida se ha fijado por emplazamiento o planta teniendo en cuenta que el grueso de los trabajos a realizar en esta fase son, en gran medida, independientes del tipo de tecnología, número de reactores y potencia en base a los datos recogidos y a las fuentes consultadas. De acuerdo con la valoración de los expertos y sabiendo que es entorno a un 5% del coste overnight, el valor de la partida de pre-construcción se fija en 262 M€. Cabe destacar que estos costes pueden ser muy variables según los estudios con lo que ya se disponga, la profundidad con la que se realicen o los propios requisitos que regulador defina para el licenciamiento.

El reparto entre las distintas partidas de equipos, construcción, y mano de obra se ha realizado en base a las referencias de la industria (9), aunque puede presentar variabilidad. En esta partida 12 no se han considerado incluir las Contingencias, no obstante, el usuario del modelo podrá, en su caso, asignar una partida de Contingencias como porcentaje de Costo de Construcción Overnight que conllevará costos financieros asociados contemplados en el modelo.

5.1.1.2. Centrales tipo HWR

Como se ha indicado previamente, según la IAEA a finales de 2016 sólo existían cuatro reactores de agua pesada en construcción en el mundo, concretamente en India desarrollados por la Nuclear Power Corporation of India (NPCIL) con tecnología local y 630MWe de potencia.

Asimismo, y según la IAEA en el siglo XXI sólo 13 reactores (el último en 2011) de este tipo de tecnología han entrado en operación en el mundo: 2 en China con tecnología canadiense (CANDU-6, 677MWe), 10 en India con tecnología local (NPCIL, de 202 y 490 MWe) y uno en Rumanía de tecnología canadiense (CANDU-6, 650 MWe) cuya construcción comenzó en 1983.

Diseño, País	Valor Estimado CAPEX	Notas
ACR-1000 (AECL), Canadá	10.500 M\$	Oferta desestimada
CANDU-6 (desarrollado China), Argentina	7.800 M\$	Planificado
CANDU-6 (desarrollado China), China	2 700 M\$	En operación
PHWR-700 (NPCIL), India	1.300 M\$	En construcción

Tabla 5-9. Estimación de algunos costos de capital de reactores de tipo HWR en el mundo (11) (12) (13) (14)



Debido a la gran dispersión de los pocos datos disponibles, no se considera ninguno de los citados casos como representativo para la estimación de una futura CNP en Chile de tipo HWR.

En consonancia con las fuentes y expertos consultados, se estima que, si bien entre LWR y HWR existen algunas diferencias entre el tipo de tecnología, sistemas, número y tamaño de componentes principales, estas diferencias a gran escala se compensan y por lo tanto las estimaciones se consideran comparables. A modo de ejemplo para una potencia similar la vasija de un LWR tiene por regla general un menor en volumen comparado a la calandria de un HWR, sin embargo, si tenemos en cuenta los sistemas auxiliares asociados al primario de los LWR éstos tienden a igualarse.

Por el contrario, en lo que respecta a inversión inicial sí que existirá una diferencia significativa en la partida de puesta en marcha en la que hay que repercutir el costo de la primera carga de agua pesada. Por consiguiente, éste se considera.

En conclusión, se estiman válidos para el escenario HWR los datos de referencia de una central LWR recogidos en la tabla anterior aumentando la partida de puesta en marcha para aplicar el costo adicional en la construcción que supone la primera carga de agua pesada.

Debido a las consideraciones indicadas, principalmente ausencia de una muestra significativa con las hipótesis formuladas, se establece un rango del - 30% / + 40% alrededor del valor promedio en el que se incluyen las incertidumbres asociadas a los diferentes tipos de tecnologías y otros factores para el escenario base.

Se realiza el supuesto de que Chile no tiene capacidad de producción de agua pesada y la importa en su totalidad. Igualmente se considera que son necesarios entre 600 y 750 kg de agua pesada por MWe, con un costo aproximado de entre 650 y 900 \$/kg. (15) (16)

HWR				
Partida	Valor promedio	Repartición (%)		
11: Pre-construcción (costos fijos por planta, M\$)	262	100		
12: Construcción Overnight (costos fijos, \$/kWe)	4.311,5	100		
121: Mano de obra	1.097	25		
122: Materiales de construcción	515,1	12		
123: Equipos del sistema nuclear	572,3	13		
124: Equipos eléctricos y de generación	534,2	12		



HWR				
Partida	Valor promedio	Repartición (%)		
125: Equipos de instrumentación y control	352,9	8		
126: Equipos mecánicos	715,4	17		
127: Ingeniería y Project management	524,6	12		
128: Contingencias				
13: Puesta en marcha (costos fijos, \$/kWe)	716,4	100		

Tabla 5-10. Costos estimados de pre-construcción, construcción overnight y puesta en marcha para centrales de tecnología HWR

5.1.1.3. Centrales tipo SMR

Los innovadores reactores tipo SMR incluyen entre otros, mejoras sustanciales en cuanto a seguridad, reducción de estructuras, sistemas y componentes, mayor flexibilidad de operación, homogeneización de paradas de recarga y actividades de mantenimiento, así como los beneficios propios de la construcción modular.

La implantación comercial de este tipo de reactores respecto a reactores de grandes potencias sólo será viable cuando concurran los siguientes factores (17):

- Factor de economía de los múltiplos en el emplazamiento
- Factor de aprendizaje en la cadena de suministro y el emplazamiento
- Factor de diseño
- Factor de modularización

En caso de que se den estas ventajas competitivas de manera simultánea, la NEA (18) estima que a futuro los costos de capital para SMR podrían llegar a ser comparativamente inferiores a los reactores de mayores potencias.

Tal y como se ha descrito anteriormente, la IAEA no identificaba a fecha de finales de 2016 ningún reactor en operación de tecnología SMR, si bien sí que existían algunos prototipos en construcción como el KLT40S en Rusia, el ACPR50S y el HTR-PM en China o el CAREM-25 en Argentina.

Los datos económicos existentes de este tipo de reactores son principalmente los estimados para la construcción del prototipo (First of a kind, FOAK) así como las expectativas de los



fabricantes una vez el modelo esté suficientemente desarrollado e implantado comercialmente en varias localizaciones (*Nth of a kind*, NOAK). Así por ejemplo para el prototipo de reactor SMART en fase de diseño avanzado por KAERI en Corea del Sur se estima que los costos de Construcción Overnight del primer prototipo podrían alcanzar hasta los 10.000 \$/KWe, en esta línea, en el caso de la construcción del prototipo ACPR50S de la central flotante en China su costo podría alcanzar hasta los 8.000 \$/kWe.

De esta manera, considerando todos los condicionantes mencionados en un horizonte de al menos 5 a 20 años en el que la industria prevé que se puedan comercializar las primeras unidades NOAK de reactores tipo SMR, se ha considerado para el modelo recoger una estimación media esperada NOAK teniendo en cuenta los datos y fuentes consultadas para los reactores actualmente en fase de diseño avanzado o en construcción siguientes de tecnología PWR: KLT-40S, ACP-100, ACPR50S, SMART, HOLTEC SMR-160, CAREM.

SMR NOAK Horizonte 5 a 20 años				
Partida	Valor promedio	Repartición (%)		
11: Pre-construcción (costos fijos por planta, M\$)	262	100		
12: Construcción Overnight (costos fijos, \$/kWe)	4.357,1	100		
121: Mano de obra	861,8	20		
122: Materiales de construcción	363,9	8		
123: Equipos del sistema nuclear	1.134,8	26		
124: Equipos eléctricos y de generación	383,0	9		
125: Equipos de instrumentación y control	545,8	13		
126: Equipos mecánicos	483,6	11		
127: Ingeniería y Project management	584,1	13		
128: Contingencias				
13: Puesta en marcha (costos fijos, \$/kWe)	225,0	100		

Tabla 5-11. Costos estimados de pre-construcción, construcción overnight y puesta en marcha para centrales de tecnología SMR, NOAK, en un horizonte de 5 a 20 años

Como queda indicado en la tabla, las partidas 11 y 13 se han mantenido similares a las tecnologías LWR y HWR ya que representan costos inherentes a cualquier tipo de tecnología para la construcción de una nueva central. Respecto al reparto de partidas dentro de la Construcción Overnight, aunque el valor total para el SMR es comparable al del resto de



tecnologías analizadas, se considera que tomará mayor peso la partida relativa al equipamiento del sistema nuclear en consonancia con los datos de la industria y las fuentes consultadas.

Tal y como se ha indicado, aun considerando una tecnología ya desarrollada, globalmente y en las condiciones mencionadas (NOAK, cadena de suministro implantada, lecciones aprendidas, etc.), el estado de madurez actual de los reactores tipo SMR requiere establecer una horquilla respecto al valor promedio indicado en un rango, al menos, del +/- 50%.

5.1.2.Costos de interconexión

Los costos de interconexión hacen referencia al monto necesario para construir la infraestructura eléctrica que permita, por un lado, transferir la energía eléctrica producida por la central nuclear a la red eléctrica, y, por otro lado, suministrar energía eléctrica exterior para el funcionamiento de la central nuclear. Esta infraestructura consiste, como mínimo, en dos líneas de tendido eléctrico de alta tensión que transportan la energía eléctrica entre el primer nodo de la red de distribución y la central, una subestación transformadora de alta tensión para aumentar la tensión de la energía eléctrica generada por la central nuclear a la tensión de transporte, una subestación transformadora de alta tensión para adecuar la tensión de la energía eléctrica suministrada a la central nuclear a la tensión requerida, y dos subestaciones transformadoras de alta tensión, una por línea, para adecuar la tensión de la energía transportada a la de la red de distribución cercana. El costo de los transformadores on-site que adecuan la tensión de entrada / salida de la central nuclear, así como el costo del tendido eléctrico entre el recinto de la central y las subestaciones cercanas ya se encuentra contemplado en la partida 124: Equipos eléctricos y de generación.

Un estudio reciente de Black&Veatch cuantifica el costo base de línea de tendido eléctrico de alta tensión en función de la propia de tensión de transporte y de la cantidad de líneas transportadas (una o doble). La Tabla 5-12 presenta los resultados del citado estudio (19):

Costo de línea de transmisión de alta tensión		
(estudio B&V)		
Tipo de línea	\$/km	
230 kV línea única	0,61	
230 kV línea doble	0,97	
345 kV línea única	0,85	
345 kV línea doble	1,36	
500 kV línea única	1,22	
500 kV línea doble	1,95	

Tabla 5-12. Costo de línea de transmisión según estudio de Black&Veatch



Por otra parte, recientes publicaciones indican que el costo estimado de la línea de 600 km Mejillones – Cardones, línea de 500 kV que conecta el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), ha sido de 800 millones de dólares o 1,33 M\$/km (20). A su vez, el costo estimado de la nueva línea de alta tensión de 500 kV y de 180 km de longitud que une las subestaciones de Kimal y Los Changos es de 87 millones de dólares o 0,66 M\$/km (21). Asumiendo que el tendido de alta tensión que conduciría la energía eléctrica producida por la central nuclear hasta el nudo más cercano sería de 500 kV con línea doble, y teniendo en cuenta que los datos publicados de los recientes proyectos de construcción de tendido eléctrico en Chile concuerdan con los valores estimados por Black&Veatch, se estima que el costo medio de tendido eléctrico de alta tensión sería de 1,33 M\$/km, que es el dato publicado al respecto de la línea Mejillones – Cardones y el valor medio entre el valor estimado por Black&Veatch y el valor publicado para la línea de Kimal – Los Changos. Se considera, en consecuencia, que el valor de 1,33 M\$/km ya es representativo y aplicable a Chile.

Respecto a las subestaciones transformadoras, el estudio de Black&Veatch está acompañado por un modelo que permite estimar el costo de una estación transformadora en función de las tensiones de entrada y salida, y de otras características propias de la subestación. Se ha utilizado este modelo para estimar el costo de una subestación transformadora de 500/220 kV, que se considera el escenario más probable para todas las subestaciones a considerar a tenor del estado de las redes de distribución eléctrica que rodean Santiago de Chile (22) y las nuevas subestaciones construidas, obteniéndose un valor de 20 millones de dólares por subestación. No obstante, los datos disponibles al respecto de los costos de construcción e instalación de las nuevas subestaciones de Nueva Pan de Azúcar, Nueva Maitencillo, y Nueva Cardones indican que el costo por subestación ronda los 35 millones de dólares (23). Se considera, en consecuencia, que el valor de 35 millones de dólares por subestación ya es representativo y aplicable a Chile.

Se estima esta partida como costo fijo para la implantación de una nueva planta, función del número de kilómetros y del número de subestaciones necesarias, siendo independiente de la tecnología de reactor y de los megavatios instalados. Se establece que un rango del +/- 20% alrededor del valor promedio reflejaría la variabilidad e incertidumbre asociadas a los costos de línea de transmisión que, por ejemplo, dependen del terreno por donde tenga que hacerse pasar la línea.

El escenario de estudio plantea la necesidad de construir dos líneas de transporte de alta tensión de 50 km de longitud e instalar cuatro subestaciones de transformación, dos a la salida de la central nuclear y otras dos cerca de la red de distribución más cercana. La Tabla 5-13 presenta la estimación de costos de interconexión del escenario de referencia descrito.



Costo de línea de transmisión de alta tensión (M\$)			
Partida	Valor promedio		
14: Costos de interconexión	273		

Tabla 5-13. Costos estimados de interconexión para el escenario de referencia

Sin embargo, el modelo permite al usuario modificar la cantidad de subestaciones y la longitud de tendido eléctrico de alta tensión.

5.1.3. Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos

El modelo desarrollado permite al usuario elegir entre tres opciones al respecto de la partida 15, costo de instalaciones para productos alternativos: una planta de desalinización, una instalación de district heating², o ninguna aplicación alternativa. Los costos de construcción de instalaciones para productos alternativos se estiman como costo fijo para la implantación de una nueva planta, en función de ciertas hipótesis de partida, siendo independiente de la tecnología de reactor y de los megavatios instalados. A continuación, se indica cuáles son los costos estimados de construcción de las alternativas de desalinización y district heating.

Respecto a la desalinización, se ha incorporado en el modelo una herramienta que introduce tanto los costos asociados a dicha instalación como el retorno económico obtenido en la evaluación económico-financiera del proyecto una vez establecidas unas hipótesis de partida. Esta herramienta se inspira en el modelo DEEP³ 5.1 de la IAEA, y permite elegir entre desalinización por Ósmosis inversa o desalinización por Destilación. Como hipótesis de partida, en ambos casos se considera que la planta desalinizadora estaría disponible un 90% del tiempo y que el tiempo de vida útil de esta planta sería de 20 años.

La Tabla 5-14 presenta el desglose de los costos de construcción de ambas alternativas tal y como se incluyen en el modelo económico. Estos costos serían representativos para obtener un valor promedio del costo total de construcción de una planta desalinizadora en una central nuclear. Los costos se proporcionan en términos de dólares por producción de agua potable ya que una de las hipótesis de partida de la herramienta es el metro cúbico día de agua potable que se produciría cada día.

² District heating hace referencia al uso de refrigerante del sistema terciario para calentar agua que se distribuye para calefacción y climatización en zonas urbanas.

³ DEEP: Desalination Economic Evaluation Program.



Costos de construcción de desalinización (\$/m³-d)			
Costo Ósmosis inversa Destilació			
Construcción	1.177	1.177	
Circuitos/bucles de control	-	160	
Canales/tuberías de salida/entrada	a 77	77	
Propietario	60	66	

Tabla 5-14. Costo desglosado de construcción de la alternativa de desalinización

En consecuencia, el modelo permite al usuario elegir la producción de agua potable que espera conseguir mediante una planta desalinizadora. Para la evaluación de los escenarios de estudio, se genera un caso tipo en el que se espera producir 195.000 m³·d. La Tabla 5-15 presenta los valores promedio del costo de construcción de una planta desalinizadora para dicho caso tipo. Se considera que un rango del +/- 35% alrededor del valor promedio reflejaría la incertidumbre asociada al análisis, en consonancia con lo indicado en la aplicación DEEP.

Costos de construcción de desalinización (M\$)			
Costo	Ósmosis inversa	Destilación	
15: Costos de construcción de productos alternativos	4 256,2	288,6	

Tabla 5-15. Costos de construcción de desalinización

Para el caso de district heating, el modelo económico también incluye una herramienta que introduce tanto los costos asociados a dicha instalación como el retorno económico obtenido de la misma en la evaluación económico-financiera del proyecto una vez establecidas unas hipótesis de partida. En este caso, esta herramienta se inspira en una desarrollada para analizar proyectos de implantación de district heating en centrales nucleares francesas, publicada en el artículo *Initial economic appraisal of nuclear district heating in France* (24).

Los costos de construcción definidos por la herramienta incorporada en el modelo incluyen el diseño de la instalación, la modificación de los análisis de seguridad de la central, la propia modificación del sistema terciario de la central, y la línea de transporte. La herramienta abarca únicamente la instalación de una línea de transporte hasta la red local, que se considera ya

⁴ Multiplicando la producción por los costos unitarios de la tabla anterior



implantada. Tomando como base la herramienta francesa, los costos de construcción incluidos en el modelo se distribuyen de la siguiente manera:

- 59 millones de dólares fijos asociados al diseño de la instalación y a la modificación del estudio de seguridad.
- 0,12 millones de dólares por cada MWh térmico que se desee dedicar al district heating para hacer frente a las modificaciones del sistema terciario de la central nuclear.
- 11,12 millones de dólares por cada kilómetro de línea de transporte. Este costo ya incluye la excavación de trincheras y túneles, adquisición e instalación de tuberías, y la adquisición e instalación de estaciones de bombeo hasta la red local.

El modelo permite al usuario elegir tanto la cantidad de MWh térmicos que desearía dedicar al district heating como la cantidad de horas durante las que el district heating estaría operativo, y los kilómetros de línea de transporte que serían necesarios. Se establece un escenario de referencia para la evaluación económico-financiera de los casos de estudio en el que se desearía dedicar 2,7 TWh térmicos a district heating durante 1.800 horas al año, equivalente al periodo de invierno, y en el que se necesitan 50 kilómetros de línea de transporte. La Tabla 5-16 presenta los costos de construcción de una instalación de district heating como la del escenario de referencia. De acuerdo con el propósito de la herramienta de referencia, que es el de realizar evaluaciones iniciales de este tipo de proyectos, se considera que un rango del +/- 40% alrededor del valor promedio reflejaría la incertidumbre asociada al análisis.

Costo de construcción de district heating (M\$)			
Partida	Valor promedio		
15: Costos de construcción de productos alternativos	⁵ 790		

Tabla 5-16. Costos de construcción de district heating

⁵ Sumando los costos fijos y los costes variables teniendo en cuenta los kilómetros de línea seleccionados y la energía térmica dedicada a district heating.



5.1.4. Costos de financiación

Los costos financieros cobran una gran importancia en proyectos de implementación de una central nuclear debido a los elevados costos y al largo periodo de construcción. Son los costos financieros generados durante la construcción, típicamente se capitalizan y aumentan el valor del activo. Se estructuran en fondos propios y fondos ajenos o deuda. El modelo permite al usuario definir el periodo de carencia en el que, pese a que no se debe de repagar la deuda, esta sigue generando intereses.

Los costos incrementan cuanta más deuda (fondos ajenos) se solicita y cuanto mayor sea la tasa de interés. Asimismo, a mayores costos de inversión inicial y plazo de construcción, también aumentan los costos de financiación. De acuerdo con el documento *Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of Euratom Treaty for the opinión of the European Economic and Social Committee* publicado por la Comisión Europea en 2016, los costos de financiación pueden ser desde un 8% hasta un 80% de los costos overnight.

Tiempo de construcción / WACC ⁶	4%	5%	7%	10%	13%
5 años	8%	10%	14%	21%	28%
7 años	11%	14%	20%	29%	39%
10 años	19%	25%	37%	57%	80%

Tabla 5-17. Costos financieros como porcentaje del costo overnight en función del tiempo de construcción y del WACC (25)

El usuario puede modelar distintas estructuras de capital y tasas de interés y evaluar su impacto en la rentabilidad financiera.

5.2. Costos de la vida operativa

5.2.1.Costos de operación

Tal y como está recogido en la estructura de costos en la Tabla 5-4 y como se explicó en el informe 1 (2), los costos de operación incluyen el costo de personal de la central, el costo de los contratos de operación y mantenimiento a empresas externas, el costo de materiales y el costo de las inversiones. Estos costos son mayoritariamente fijos. No dependen de si la central está produciendo más o menos energía puesto que el personal se debe mantener y los sistemas se

⁶ El WACC combina la tasa de interés de la deuda y el retorno de *equity* de los inversores. Ver explicación en apartado 6.2.7.



deben inspeccionar y actualizar, aunque no estén trabajando a máxima capacidad. Sin embargo, se suelen presentar en \$/MWh, asumiendo factores de planta habituales de entre el 85 y el 90%.

Los costos de operación de una central nuclear dependen por un lado de la tecnología de la central, configuración de los sistemas, materiales de los componentes, ambientes a los que están expuestos, etc., pero también de parámetros menos tecnológicos como los requerimientos del regulador, la organización del operador, la estrategia del propietario e incluso la estrategia del país.

Lo ocurrido tras el accidente de Fukushima, es una gran muestra de lo que pueden llegar a suponer los requisitos de los reguladores en la operación de una central. A raíz del accidente, las entidades reguladoras pidieron a sus centrales la realización de una serie de estudios y modificaciones de diseño con el fin de asegurar la capacidad de respuesta de las plantas frente a eventos más allá de las bases de diseño, provocando así un aumento importante en los costos de operación en los siguientes años. Más allá de los requerimientos regulatorios, las estrategias de los gobiernos y los propietarios respecto a la vida de las centrales también impactan sobre el esfuerzo en su mantenimiento, actualización y mejora. Cuanto más interés se tenga en mantener un central operando, más se cuidará y mayores serán los costos de operación y mantenimiento.

Existen referencias con datos de costos de operación de centrales basados en la realidad de las centrales existentes, mayoritariamente reactores de generación II, así como referencias con estimaciones para futuros reactores de generación III y III+. El siguiente gráfico presenta los valores en \$/MWh del 2016 del costo de O&M, que incluye personal, contratos, materiales y, según la referencia, otros gastos como seguros o tributos, y del costo de las inversiones, recogidos de diversas referencias (26) (6) (27).



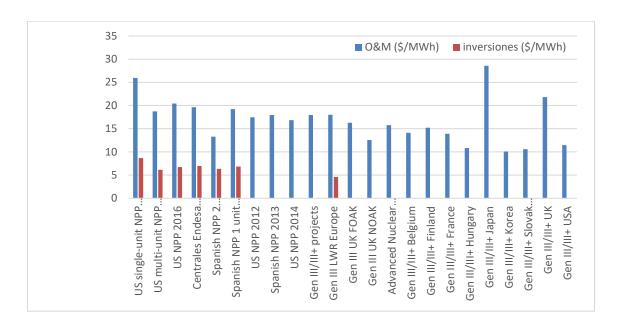


Figura 5-2. Costos de operación y mantenimiento e inversiones recogidos de las referencias consultadas

Se observa en el gráfico que existen diferencias considerables entre las estimaciones para reactores de generación III y III+, lo cual demuestra las incertidumbres que existen al hacer proyecciones. Los datos recogidos de información de centrales americanas y españolas en los últimos años sí muestran mayor coherencia, aunque están sujetos a condiciones que pueden no mantenerse en el futuro.

Teniendo en cuenta estos datos, así como el detalle de los gastos de centrales nucleares españolas estudiados. Se pueden establecer los siguientes costos de operación y mantenimiento y las inversiones a lo largo de la vida de una central nuclear:

LWR (\$/MWh)		
Concepto Valor intermedio		
211: Personal	6,4	
212: Contratos de O&M	8,2	
213: Materiales	0,4	
214: Inversiones	4,5	
Total	19,6	

Tabla 5-18. Costos estimados de operación y mantenimiento de un LWR

Los costos de personal representan alrededor de un 40% y 50% de los gastos de operación y mantenimiento. De acuerdo con las referencias consultadas, dicho valor se sitúa en torno a los



6,4 \$/MWh. Los contratos externos de tareas de mantenimiento y los materiales suponen unos 8,2 \$/MWh y 0,4 \$/MWh respectivamente. Para los LWR, los contratos externos contemplan gastos de recarga cada 1,5 años.

Las inversiones actuales en las centrales nucleares rondan los 6,7 \$/MWh pero incluyen importantes costos de extensión de vida y de las últimas medidas post-Fukushima que representan gastos extraordinarios no directamente extrapolables a las futuras centrales de generación III y III+. De hecho, el documento del NEI (26) da valores de inversiones en las centrales estadounidenses para 2002 y 2005, años en los que dichas inversiones extraordinarias no se estaban realizando todavía, de 3,97 y 5,88 \$/MWh respectivamente. Así mismo, los expertos del sector consultados apuntan a gastos de inversión normales a lo largo de la vida de un reactor nuclear de unos 30 M€ anuales, por lo que se estima finalmente el costo de las inversiones en unos 4,5 \$/MWh.

Se establece un rango del +/- 30% alrededor del valor promedio en el que se reflejan las incertidumbres mencionadas anteriormente. El rango bajo, podría asimilarse de hecho a los valores que se pretenden conseguir en las centrales de Estados Unidos con el programa de la Nuclear Promise que busca reducir los costos de operación y mantenimiento en un 30% mediante la mejora de la eficiencia de los procesos (28).

Todos estos costos son esencialmente fijos, aunque algunas de las referencias consultadas separan un pequeño porcentaje de costos variables. Dentro de la estructura propuesta se puede asumir que los costos variables estarán en la partida de contratos de operación y mantenimiento y se establece en 2,1 \$/MWh. El resto de costos se definen como fijos en el modelo considerando las horas de operación media en un año (8760h·0,9 (factor de planta)):

	LWR	
Partida	Fijo (\$/MW∙año)	Variable (\$/MWh)
211: Personal	50.458	0
212: Contratos de O&M 48.092 2,1		2,1
213: Materiales	3.153	0
214: Inversiones	35.478	0

Tabla 5-19. Costos estimados de operación y mantenimiento fijos y variables de un LWR

Los costos de operación y mantenimiento varían bastante según tenga la central un único o varios reactores, puesto que, en este último caso, se pueden compartir recursos. El White Paper del NEI (26) y los datos disponibles de algunas centrales nucleares demuestran que la reducción



del costo de operación y mantenimiento al pasar de considerar una central con un reactor a una central con dos reactores puede ser de entre el 30 y el 40%. Por cada reactor adicional a partir del segundo se puede conseguir una optimización del 10%.

Estos datos corresponden a los LWR, tecnología mucho más extendida que los HWR, para los que, por lo general hay poca información. Se puede sin embargo estimar que el costo de operación y mantenimiento por MWh en un HWR es entre un 20% y un 25% más caro que en un LWR (29). Esta diferencia en costo proviene por un lado del costo extra que deben sufragar este tipo de centrales en la compra de agua pesada y, por otro, de la mayor complejidad de algunos procesos de mantenimiento debida a la contaminación de tritio y a las tareas de carga de combustible en operación. Las fugas anuales de agua pesada en un reactor HWR se sitúan entre el 1 y el 5% del volumen total lo que supone un gasto de unos 10 M\$ al año. Contando este costo en la partida de materiales, se distribuye en las partidas 211 y 212 el aumento necesario para que el aumento total de los costos de operación y mantenimiento sin contar inversiones sea de un 22,5%. Así las partidas 211 y 212 se ven aumentadas en un 13%. Los costos de operación y mantenimiento para un HWR quedan de la siguiente manera:

	HWR	
Partida	Fijo (\$/MW-año)	Variable (\$/MWh)
211: Personal	57.054	0
212: Contratos de O&M 54.378 2,6		2,6
213: Materiales	13.153	0
214: Inversiones	25.540	0

Tabla 5-20. Costos estimados de operación y mantenimiento fijos y variables de un HWR

De acuerdo con la referencia (29), los costos de inversión durante la vida de la central son, desde 2008, muy superiores en LWR que en HWR debido a las sustituciones de generadores de vapor, cabezas de la vasija y extensiones de vida que se han llevado a cabo en los LWR americanos desde esa fecha. Sin embargo, los valores de 2007 de las dos tecnologías son más comparables. La media de los dos datos de centrales HWR canadienses se sitúa en los 25.540 \$/MW por año.

Teniendo en cuenta la falta de datos para establecer una buena estadística y sabiendo que las centrales HWR pueden ser inicialmente muy eficientes en su operación pero que en numerosos casos han requerido largas paradas para mantenimiento y actualización, se establece un rango del +/-40% alrededor del valor presentado en la Tabla 5-20.



En cuanto a los SMR, al no haber ninguno en operación no existen datos reales de sus costos de operación y mantenimiento. Algunos estudios de detalle realizados sobre los SMR (30) indican un aumento del 20% en los costos de operación y mantenimiento al pasar de una planta grande de 1340 MW a 4 SMR de 335 MW. Así mismo, la IAEA da un rango para los costos de operación y combustible de entre 7,1 y 36,2 \$/MWh.

Sin duda las incertidumbres respecto a la operación de los SMR son grandes por lo que la realidad puede llegar a estar entre un - 50% y + 50% del valor estimado. Aunque el concepto de SMR lleva asociado una simplificación de las tareas de mantenimiento, el personal, esencialmente el de operación, debe ser proporcionalmente superior, entre otros por requerimientos regulatorios. Además, los repuestos de una tecnología tan específica podrán ser más costosos que los de una central nuclear más convencional. La Tabla 5-21 presenta como quedan los costos de las partidas de operación de SMR teniendo en cuenta que, con las consideraciones indicadas y teniendo en cuenta el factor de escala se puede considerar un aumento del 30% en los costos respecto a los valores dados para el LWR.

	SMR - comercial	
Partida	Fijo (\$/MW-año)	Variable (\$/MWh)
211: Personal	65.862	0
212: Contratos de O&M 62.774 2,7		2,7
213: Materiales	4.116	0
214: Inversiones	46.309	0

Tabla 5-21. Costos estimados de operación y mantenimiento fijos y variables de un SMR comercial

Para los primeros prototipos, estos costos podrían llegar a ser dos veces el costo de un LWR, es decir 100.916 \$/MW para personal 96.184 \$/MW y 4,2 \$/MWh para los contratos de O&M, 6.306 \$/MW para los materiales y 70.956 \$/MW para las inversiones.

5.2.2.Costos del ciclo de combustible

Los costos del ciclo de combustible incluyen los costos asociados al *front-end*, es decir, el aprovisionamiento, conversión y enriquecimiento de uranio, la fabricación de los elementos de combustible, y el quemado del combustible en el reactor, y los costos asociados al *back-end*, que incluyen los costos de gestión y tratamiento del combustible gastado. Estos costos son eminentemente variables, con lo que se presentan en \$/MWh, y dependen, principalmente, de la tecnología del reactor y de si la estrategia utilizada para la gestión y tratamiento del combustible



gastado es ciclo abierto o ciclo cerrado. Los costos de un ciclo cerrado se presentan en la sección 6.2.4 puesto que la estrategia de los escenarios de referencia es el ciclo abierto.

En el caso de reactores de tecnología LWR, existen referencias con datos al respecto del costo del ciclo de combustible basados en la realidad de las centrales existentes, mayoritariamente reactores de generación II, así como referencias con estimaciones para futuros reactores de generación III y III+. La Figura 5-3 presenta los valores en \$/MWh del costo del ciclo de combustible de las referencias indicadas, dividido en costos *front-end* y *back-end* en los casos en los que se proporciona dicha información (26) (6) (7) (31) (32) (10) (33).

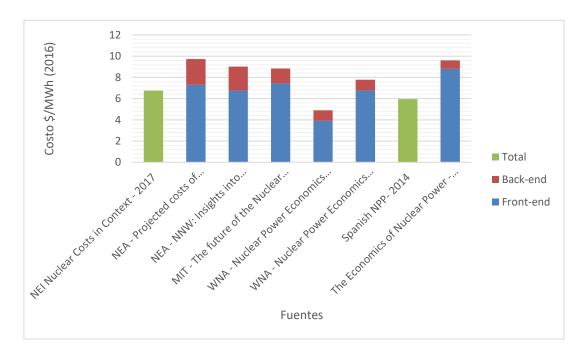


Figura 5-3. Costos del ciclo de combustible presentados en las referencias consultadas

Teniendo en cuenta estos datos, se estima un costo medio de para el *front-end* del ciclo de combustible de 5,8 \$/MWh, y un costo medio para el *back-end* de 1,4 \$/MWh.

La Tabla 5-22 presenta el rango de estimación del costo de ciclo de combustible para una central LWR como la de referencia. Se considera que un rango del +/- 30% alrededor del valor promedio reflejaría la incertidumbre asociada al análisis y, en el caso del límite inferior, abarcaría en el rango de estimación recientes estudios que indican que el costo de *front-end* se podría situar en torno a 4 \$/MWh para los reactores LWR de generación III/III+ (9) (34).



Costos de ciclo de combustible LWR (\$/MWh)		
Concepto Valor intermedio		
Front-end	5,8	
Back-end	Back-end 1,4	
Total 7,2		

Tabla 5-22. Costos estimados de front-end y back-end para centrales de tecnología LWR

Se determina, en base a las mismas referencias, el reparto del costo de *front-end* entre las partidas de la estructura de costos con las que está relacionado, obteniéndose el reparto final presentado en la Tabla 5-23.

Costos desglosados de ciclo de combustible LWR (\$/MWh)				
Partida Valor intermedio Reparto (%)				
22: Costos del ciclo de combustible 7,2 100				
221: Minería y conversión	3,0	41		
222: Enriquecimiento 1,9 26				
223: Fabricación	0,9	13		
224: Back-end	1,4	20		

Tabla 5-23 Costos estimados de ciclo de combustible para centrales de tecnología LWR

Respecto a centrales de tecnología HWR, no se ha hallado una cantidad de referencias suficiente como para poder obtener una estimación del costo del ciclo de combustible a partir de datos realistas de reactores instalados. El único dato realista encontrado es el proporcionado por Ontario Power Generation (OPG) que cifra el costo del combustible de las centrales de Darlington y Pickering en aproximadamente 4,25 \$/MWh (dólares de 2011) (29). Por otra parte, el documento *Canadian Power Reactors Fuel* indica que el costo total de un elemento de combustible HWR es entre 3 y 4 veces menor que el costo total de un elemento de combustible LWR (35). Además, el documento *The Economics of the Nuclear Fuel Cycle* de la NEA estima que el costo de *front-end* de una central HWR es de 2,23 \$/MWh (dólares de 1994) (36), mientras que el de una central LWR lo cifra en 4,13 \$/MWh (dólares de 1994), siendo, sin embargo, la fabricación del combustible HWR un 27 por ciento más cara⁷ en términos de dólares por

⁷ Es más cara debido a que en un reactor HWR, en comparación con un LWR, es necesario quemar más quilogramos de Uranio para obtener un 1 megavatio hora de energía. No obstante,



megavatio hora. Estos datos concuerdan con el hecho de que el costo *front-end* de un elemento de combustible HWR no incluye ni enriquecimiento de uranio ni conversión del uranio obtenido en la mina a *Yellow Cake* (UF₆). Por otro lado, el documento citado indica que es correcto asumir que el costo de *back-end* de una central HWR sea el mismo que el de una central LWR (36), pese a que el volumen de combustible gastado sea mayor en una central HWR. En base a estos datos, y contrastando con la opinión de expertos, se asume que el costo de *front-end* del ciclo de combustible abierto para una central HWR sería el resultante de restar al de una central LWR la proporción del costo asignada al enriquecimiento⁸ y la proporción del costo asignada a la conversión, y aplicar el factor de corrección indicado para la fabricación. Por su lado, se asume que el costo de *back-end* sería el mismo que el de una central LWR. La Tabla 5-24 presenta la estimación de costos del ciclo de combustible de una central HWR realizada teniendo en cuenta los datos mencionados. Se establece que un rango del +/- 40% alrededor del valor promedio reflejaría la incertidumbre asociada a la escasez de datos reales, que implica un mayor desconocimiento al respecto del valor real de estos costos.

Costos desglosados de ciclo de combustible HWR (\$/MWh)				
Partida Valor intermedio Reparto (%)				
22: Costos del ciclo de combustible	e 5,3	100		
221: Minería y conversión	2,7	50		
222: Enriquecimiento	0,0	0		
223: Fabricación	1,2	22		
224: Back-end	1,4	27		

Tabla 5-24. Costos estimados del ciclo de combustible para centrales de tecnología HWR

En relación con la tecnología SMR, no existen datos reales a partir de los cuales realizar una estimación. Sin embargo, un estudio reciente indica que el costo del *front-end* del ciclo de combustible de una central comercial SMR podría ser entre un 15 y un 70 por ciento mayor que el asociado a una central LWR (34). Dicho estudio basa su análisis en el desarrollo de escenarios de referencia para diversos modelos de reactor SMR y LWR, y obtiene un valor medio para el

_

de enriquecimiento.

en términos de costo por quilogramo de Uranio, la fabricación de combustible HWR es más barata que la fabricación de combustible LWR.

⁸ El costo asociado a la obtención del Uranio natural de la mina se considera equivalente al de un reactor LWR. Se considera que la cantidad de Uranio natural extra que se utiliza en un reactor HWR para generar un megavatio hora se compensa con la cantidad de Uranio natural extra que se ha de obtener para fabricar elementos de combustible LWR debido a las pérdidas del proceso



aumento del costo front-end de una central SMR respecto a una LWR de un 51 por ciento, principalmente debido a considerar una menor eficiencia térmica y un menor grado de quemado para los reactores SMR en comparación con los LWR y HWR. Teniendo en cuenta este valor, se obtiene un valor promedio para el costo front-end del ciclo de combustible de una central comercial SMR de 8,7 dólares por megavatio hora (\$/MWh). Al respecto del back-end, se asume que el costo por megavatio hora sería equivalente al de una central comercial LWR, teniendo en cuenta que el escenario de referencia SMR es de tecnología PWR, debido a las similitudes tecnológicas en cuanto al diseño de los elementos de combustible. En consecuencia, el valor medio de la estimación de costo del ciclo de combustible para una central comercial SMR como la de referencia es de 10,1 dólares por megavatio hora. Se considera que un rango del +/- 50% alrededor del valor promedio sería adecuado para reflejar la incertidumbre asociada a la inexistencia de datos reales, que implica un mayor desconocimiento al respecto del valor real de estos costos. Respecto a una central SMR prototipo, se asume que el costo del combustible sería un 20 por ciento mayor que el de la central comercial debido a que debería absorber los costos de diseño de este combustible y de las posibles medidas a aplicar para su gestión una vez gastado, y debido a que la producción sería reducida pues solo se abastecería esta central de primera implantación. La Tabla 5-25 presenta la estimación de costos del ciclo de combustible de una central comercial SMR. El reparto del costo front-end entre las partidas a las que hace relación se asume equivalente al planteado para la tecnología LWR.

Costos desglosados de ciclo de combustible SMR (\$/MWh)				
Partida Comercial Reparto (%)				
22: Costos del ciclo de combustible	10,1	100		
221: Minería y conversión	4,5	41		
222: Enriquecimiento 2,8 26				
223: Fabricación 1,4 13				
224: Back-end	1,4	20		

Tabla 5-25. Costos estimados del ciclo de combustible para centrales de tecnología SMR

5.2.3. Seguros, impuestos y tasas

5.2.3.1. Impuestos y tasas

Para el análisis de impuestos se ha tenido en consideración directamente el Sistema Tributario de Chile que, a nivel de aplicación y fiscalización, establece el Sistema de Impuestos Internos (SII). Para la obtención de las descripciones sobre bases y hechos imponibles, así como cuotas



aplicables, se ha consultado directamente a la página web del SII, que resume cada una de las tipologías aplicables y los documentos legales de referencia.

El supuesto para la aplicación de cada uno de los tributos generales plantea que la explotación estará realizada por una persona jurídica nacional y que el valor capital de la central se corresponde con los costos "overnight", asumiendo que durante la vida de la planta se realicen inversiones correspondientes al mantenimiento del valor de capital de la planta, por lo que se descarta su amortización, siendo una estimación conservadora.

Ante esta situación, se identifican los tributos aplicables:

- Impuesto a la Renta de Primera Categoría: Este impuesto es aplicable a personas jurídicas y sociedades de hecho y grava las rentas del capital. Actualmente se encuentra al 25%, pero con un crecimiento progresivo de manera que a partir del 2019 sería del 27% en Chile, siendo este último valor el que se consideraría en el modelo. Este costo es sobre el resultado empresarial, y se le añadiría un 40% del valor sobre las utilidades generadas si, finalmente, la empresa es estatal. Al ser sobre el resultado, sólo habrá costoo si hay beneficio (y en función de éste, se pagará más o menos). Por tanto, este costo debe ser considerado para la estimación del precio mínimo rentable.
- Impuesto de patente comercial: El impuesto de patente comercial aplica a todas las personas naturales y/o jurídicas constituidas legalmente que deseen establecer una actividad comercial en una comuna. Su pago otorga una patente comercial que permite a los contribuyentes y/o usuarios que lo deseen instalarse en una comuna. El pago de la patente comercial es anual y su precio varía en función de la comuna. Concretamente, la cantidad a pagar varía entre el 2,5 por mil y el 5 por mil del capital del negocio, con un mínimo de una Unidad Tributaria Mensual (UTM) y un máximo de 8 mil UTM al año. Valorando una UTM como 46.692 pesos chilenos (37), 73,6 dólares, y teniendo en cuenta que el monto del capital de una central nuclear obliga a pagar el máximo estipulado en 8 mil UTM, se debería hacer un pago de 590.000 dólares al año para obtener la patente comercial.
- Impuestos a los Bienes Raíces o Territorial: En el caso que analizamos, se identifica la aplicación de un 1,2% sobre el valor inmobiliario, al que se adhiere un 0.025% al beneficio fiscal (este último se agregaría al Impuesto a la Renta de Primera Categoría, por lo que se aplicará del mismo modo). Para la aplicación de la primera cuota, la base imponible sería sobre el valor de catastro que sería el de terreno más edificación, que usaremos el resultado del costo total "overnight". Por tanto el costo anual será 0,012



veces el valor del capital (en este caso toda la central). Se aplicará sólo durante la vida de la planta una vez ya edificada.

 Impuestos de Segunda Categoría y Global Complementario: estos se asumen incluidos en los costos de personal asumidos en partidas anteriores.

No se ha podido encontrar información sobre otros impuestos especiales o locales que pudiesen ser de aplicación en este ejercicio, por lo que no se han estimado sobrecostos relacionados.

Tampoco se han trasladado objetivos o posturas relativas a política fiscal que puedan gravar o desgravar de manera especial el sector energético o, más concretamente, el nuclear en Chile. Esta postura política es importante, ya que puede variar sustancialmente el valor de costos estimado; por ejemplo, Estados Unidos proporciona un crédito fiscal de producción a las nuevas plantas de energía nuclear durante los ocho primeros años de operación. Francia históricamente ha apostado con una política fiscal expansiva en favor del sector nuclear. Sin embargo, otros tomados de referencia, como España, contemplan dentro de su política fiscal gravar de manera diferenciada la producción de combustible gastado, los residuos radiactivos o la producción de energía eléctrica. No se incluyen estimaciones de ese tipo porque, para el último caso, se desconoce la estrategia en política fiscal en Chile, y para los otros dos, se asumen todos los costos relacionados repartidos dentro de las estimaciones relativas al ciclo de combustible y al desmantelamiento.

5.2.3.2. **Seguros**

A pesar de los bajos niveles de fallo y de riesgo de accidente de una planta nuclear, las consecuencias para las personas y el medioambiente de un accidente nuclear suponen unos costos elevadísimos. Es por ello que, a la hora de contratar un seguro de responsabilidad civil para accidentes nucleares, el valor del activo a cubrir es notoriamente elevado en contraste con otros sectores.

Por este motivo, las compañías aseguradoras recurren a la estrategia del "pool", que no es más que una agrupación de interés económico de las mismas para generar un fondo fiduciario que dé cobertura de manera común ante determinado tipo de riesgos, como en este caso pueda ser una catástrofe nuclear.

Para establecer un valor sobre los seguros de responsabilidad civil de accidentes nucleares y la estimación del montante que supone el fondo del "pool", se ha estudiado el escenario de Estados Unidos que queda regulado a través de la Ley Price-Anderson, aprobada en 1957 (38), cuya última revisión se ha realizado en 2005 (39).



En este escenario, el operador está obligado por ley a poseer un seguro de responsabilidad civil que provea de cobertura a los residentes y negocios que se encuentren localizados en el área adyacente que pueda resultar afectada en caso de un evento o accidente nuclear.

La cobertura del seguro nuclear funciona en dos niveles:

- El primer nivel es una cobertura de responsabilidad civil privada disponible a través de un grupo o "pool" de aseguradoras estadounidenses que se conoce con el nombre de American Nuclear Insurers.
- La segunda forma está compuesta por fondos basados en equipos de valoración de riesgo de los operadores de las plantas nucleares.

El operador paga una prima por cuenta propia de un seguro de responsabilidad civil de 375 millones de dólares de cobertura por cada reactor nuclear que posea. Si ocurre un incidente en la planta y no es suficiente dicho valor de cobertura, la responsabilidad civil del propietario de la planta estará cubierta por una segunda capa de seguros provista por el sector en su conjunto. Bajo la ley Price-Anderson, todos los propietarios de reactores nucleares están comprometidos a pagar una parte de cualquier daño que exceda los límites de responsabilidad civil de cada reactor de 375 millones de dólares, hasta el monto de unos 115 millones de dólares adicionales por reactor. Por tanto, el valor total del "pool" se eleva aproximadamente a unos 12.600 millones de dólares en 2011, dado que existen 104 reactores nucleares en operación en Los Estados Unidos.

Si este segundo nivel de cobertura se agotase, la ley establece que será el Estado quien deberá tomar acción sobre si se requiere de fondos adicionales para hacer frente a un desastre específico.

En contraste con un segundo escenario, se ha contrastado frente a la aplicación de convenios europeos como el Convenio de París o el Convenio de Bruselas (el cual complementa al anterior). En el primero se establece que el operador responde con 700 millones de euros, mientras que el segundo eleva la cantidad estableciendo una responsabilidad civil subsidiaria de hasta 1500 millones de euros, a cubrir por tramos entre el operador de la planta (a través de creación de fondos, contratación de pólizas de seguro, inmovilización de capital, etc.) y el Estado. También en los casos de centrales europeas se recurre a la contratación de seguros vía "pool", ya que los costos financieros serían difícilmente asumibles.

Ante estos escenarios, se ha decidido establecer una cuota promedio para generar un fondo fiduciario suficiente para generar un seguro de responsabilidad civil para accidentes nucleares



en las magnitudes descritas, teniendo en cuenta las unidades y potencia, así como la variable de años de vida de los escenarios de referencia. Por tanto, los valores, véase la Tabla 5-26, se aportan en \$/MW·año, de manera que el valor de cobertura asegurada queda establecido en función de la potencia y de la vida de la planta. Se considera que un rango del +/- 30% alrededor del valor promedio sería adecuado para reflejar la incertidumbre asociada a esta estimación, principalmente motivada por los diferentes escenarios que se pueden plantear.

Costos de Seguros (\$/MW⋅año)	
Partida Valor promedio	
231: Seguros	4.375

Tabla 5-26. Costos estimados de Seguros

5.2.4. Costos operativos de instalaciones para productos alternativos

Los costos operativos de una planta de desalinización se introducen en el modelo mediante ecuaciones que relacionan la capacidad de desalinización instalada en términos de cantidad agua potable (millones de m³) producida por día con el costo operativo de la propia instalación. Estas ecuaciones, una por tecnología de desalinización, se han obtenido a partir de la aplicación DEEP 5.1 de la IAEA, generando escenarios con diferentes capacidades de desalinización y anotando los costos operativos resultado. La Figura 5-4 presenta las ecuaciones utilizadas para plasmar los costos operativos de plantas desalinizadoras.



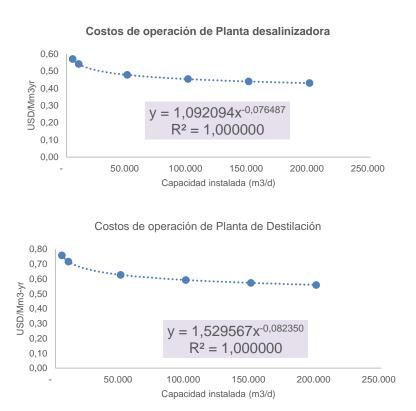


Figura 5-4. Costos operativos de desalinización para Ósmosis inversa (arriba) y Destilación (abajo)

Para la evaluación de los escenarios de estudio, se genera un caso tipo en el que se espera producir 195.000 m³.·d. La Tabla 5-27 presenta los valores promedio de los costos operativos de una planta desalinizadora para dicho caso tipo. Se considera que un rango del +/- 35% alrededor del valor promedio reflejaría la incertidumbre asociada al análisis, en consonancia con lo indicado en la aplicación DEEP.

Costos operativos de desalinización (M\$-año)		
Partida	Ósmosis inversa	Destilación
25: Costos de generación de instalaciones para productos alternativos	27,6	35,9

Tabla 5-27. Costos operativos de instalaciones para productos alternativos: desalinización

Además, el modelo contempla que la operación de una desalinizadora resta capacidad de producción eléctrica. Concretamente, el modelo considera que se pierden 0,14 kWe por m³·d de agua potable en caso de instalarse una de tecnología de Ósmosis Inversa, o 0,285 kWe por m³·d de agua potable en caso de instalarse una desalinizadora con tecnología de Destilación.



Los costos operativos de la instalación de district heating se consideran insignificantes en comparación con los costos operativos de la central nuclear. Por lo tanto, no se incluyen en el modelo económico. Sí se incluye, no obstante, la generación eléctrica perdida por el uso de district heating, que repercute en el modelo con una menor energía eléctrica producida, lo que supone un menor retorno por la producción de energía eléctrica. Concretamente, el modelo incluye que se pierde 1 MWh eléctrico por cada 5 MWh térmicos dedicados al district heating.

5.2.5. Costos de financiación en operación

Al igual que los costos de financiamiento en la construcción, los de operación dependerán de la estructura de capital definida y de la tasa de interés de la deuda. Los de operación difieren de los de construcción en que los primeros no son capitalizados y se generan a partir de la puesta en marcha de la CNP.

5.3. Costos de desmantelamiento

La literatura al respecto de los costos de desmantelamiento de centrales LWR y HWR de generación I/II con tecnología DECON es extensa puesto que estos costos han sido objeto de multitud de estudios para obtener valores orientativos que permitiesen evaluar su impacto en la evaluación económico-financiera de un proyecto de CNP, y conocer la cantidad de fondos necesarios para hacerles frente. Ejemplos de este tipo de estudios se encuentran en las siguientes referencias:

- Costs of Decommissioning Nuclear Power Plants de la Nuclear Energy Agency (40),
- Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies and Costs de la NEA (41), que presenta estimaciones de costos de desmantelamiento de 53 centrales en 24 países diferentes. La Figura 5-5 muestra un estudio realizado mediante los datos publicados en esta referencia.
- The Practice of Cost Estimation for Decommissioning of Nuclear Facilities de la NEA (42), que presenta tanto estimaciones de costos como datos de costos de los primeros proyectos de desmantelamiento llevados a cabo.
- Los *Decommissioning Cost Analysis* que realizan las plantas americanas y que son publicados por la Nuclear Regulatory Commission (NRC).



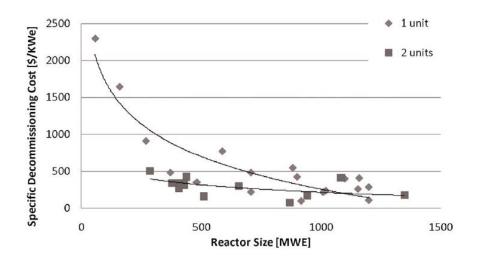


Figura 5-5. Estimaciones de costos de desmantelamiento incluidas en el documento Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies, and Costs. Fuente: (43)

La realización de estos estudios ha propiciado el desarrollo de metodologías de estimación de costos de desmantelamiento como las presentadas en *Guidelines for Producing Commercial Nuclear Power Plant Decommissioning Cost Estimates* (44), *Decommissioning Handbook* del Department of Energy (DOE) Estadounidense (45), o la *International Structure for Decommissioning Costing* (ISDC). Estas metodologías son del tipo *bottom-up*, así que no son aplicables al desarrollo de un Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile porque es necesario conocer datos de la central objeto de estudio como la cantidad de material o cantidad de equipos para aplicarlas.

Pese al uso de las metodologías indicadas, se considera que la mayoría de datos disponibles al respecto de los costos de desmantelamiento no son aplicables al desarrollo de un Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile por las siguientes razones:

- La mayoría de los datos y estimaciones disponibles son antiguos, con lo que no incluyen el impacto del aumento del costo de equipos, materiales, energía, y mano de obra.
- La mayoría de los datos y estimaciones hacen referencia a centrales de poco tamaño, no representativas de las previstas para la Generación III/III+.
- La mayoría de los datos y estimaciones disponibles son pre-Fukushima, con lo que no incluyen el impacto de las medidas de contingencia y seguridad instaladas en las centrales nucleares a raíz de este suceso.



Se descarta, por estas razones, obtener una estimación del costo de desmantelamiento DECON a partir de un estudio estadístico de los datos disponibles. No obstante, estos datos, en conjunción con la opinión de los expertos consultados, sí permiten afirmar que el costo de desmantelamiento de una central LWR y una central HWR es similar en términos de costo por unidad de potencia eléctrica instalada (41). Por lo tanto, se asume que el costo de desmantelamiento de una central LWR y una HWR son iguales a los efectos del desarrollo de un Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile.

En lugar de realizar un estudio estadístico, se obtiene una estimación de costos de desmantelamiento de una central LWR o HWR con tecnología DECON a partir de las estimaciones realizadas para las centrales de Oyster Creek (46), estimación de 2014 que cifra un costo de 1.736 \$/kWe para un reactor BWR de 690 MWe, y, San Onofre (47), estimación de 2016 para dos unidades PWR de 1000 MWe de tamaño similar al de las centrales de generación III/III+ que cifra el costo de desmantelamiento en 2.263 \$/kWe. A partir de estas estimaciones se obtiene un valor medio de 1.661,5 \$/kWe para los escenarios de referencia. La Tabla 5-28 presenta la estimación de costos de desmantelamiento en términos de dólar por kilovatio eléctrico y por año de operación, obtenida a partir del valor medio indicado y considerando que la CNP operaría durante 60 años tal y como se indica en la Tabla 5-1. Se considera que un límite inferior un 40 por ciento menor que el valor medio plasmaría tanto la incertidumbre inherente a una estimación sobre el costo de una actividad que no se llevaría a cabo hasta un mínimo de 60 años después, como la posibilidad de que el costo de desmantelamiento sea finalmente menor debido a la experiencia adquirida por la industria en este tipo de operaciones en el gap que separaría la redacción de este informe del momento en el que se realice este desmantelamiento. Por otro lado, se considera que un límite superior un 40 por ciento mayor que el valor medio abarcaría tanto la incertidumbre inherente a una estimación de este tipo, como otras recientes estimaciones realizadas a nivel de país o industria (27) que indican que el costo de desmantelamiento podría ser superior a lo indicado. Por ejemplo, el costo medio de desmantelamiento estimado para el parque nuclear español podría ser superior a 2.500 \$/kWe, mientras que en Alemania se estima que se necesitarán del orden de 1.400 \$/kWe para desmantelar su parque nuclear (48), y un informe gubernamental francés ha concluido recientemente que la estimación de costos realizada por Electricité de France (EDF) para el desmantelamiento de reactores franceses es muy inferior a lo considerado en el propio informe (49).



Costos de desmantelamiento para LWR/HWR (\$/kWe-año)		
Partida Valor promedio		
31: Mano de obra	11,1	
32: Equipamiento 3,0		
33: Disposición 4,7		
34: Otros 8,9		
30: Desmantelamiento 27,7		

Tabla 5-28. Estimación de costos para la partida de desmantelamiento con tecnología DECON para los escenarios de referencia de LWR y HWR

Estos costos incluyen la descontaminación y restauración del emplazamiento, y la gestión en el emplazamiento del combustible gastado hasta su transporte a un almacén centralizado o geológico profundo. Se proporcionan valores en dólares por megavatio y por año porque en el modelo se asume que se haría frente a los costos de desmantelamiento mediante una reserva propia que se iría acumulando año a año. Los costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR se presentan en la sección 6.2.5.

Al contrario que para el caso de las centrales LWR y HWR, no se han realizado estimaciones de costos detalladas de la etapa de desmantelamiento para centrales de tecnología SMR. No obstante, sí se han realizado estudios que indican que los costos de desmantelamiento se ven afectados por factores de escala (43). Esto implica que los costos por kilovatio eléctrico instalado disminuyen al aumentar los propios kilovatios eléctricos instalados, y viceversa. Concretamente, en estos estudios se estima que el costo por kilovatio eléctrico instalado de una central de 335 MWe sería más de 3 veces superior (43) que el costo por kilovatio eléctrico instalado de una central nuclear LWR o HWR de 1340 MWe. Por otra parte, también se indica que, debido a sus características técnicas, y para el caso de la tecnología de desmantelamiento DECON, los costos de desmantelamiento por kilovatio eléctrico instalado de un reactor SMR se reducirían en un 19 por ciento en comparación con los de un reactor LWR o HWR de potencia instalada similar. La Tabla 5-29 presenta la estimación de costos de desmantelamiento para una central SMR comercial o prototipo, calculados teniendo en cuenta los parámetros de comparación indicados, es decir, factor de escala y factor ahorro por tecnología, y los costos obtenidos para el escenario de referencia LWR o HWR.



Costos de desmantelamiento para SMR (\$/kWe-año)		
Partida Valor medio		
31: Mano de obra	15,7	
32: Equipamiento 4,3		
33: Disposición 6,7		
34: Otros 12,6		
30: Desmantelamiento 39,2		

Tabla 5-29. Estimación de costos para la partida de desmantelamiento con tecnología DECON para el escenario de referencia SMR

Se considera que un rango de un ± 50% entorno al valor promedio plasmaría tanto la incertidumbre inherente a la estimación sobre el costo de una actividad que no se llevaría a cabo hasta pasados más de 60 años, como la incertidumbre inherente al diseño y funcionamiento de la propia tecnología SMR. Los costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR se presentan en la sección 6.2.5.



6. FACTORES CON IMPACTO SOBRE EL COSTO DEL CICLO DE VIDA DE UNA CENTRAL NUCLEAR Y LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Los factores con impacto sobre el costo del ciclo de vida de una central nuclear y la rentabilidad del proyecto identificados como aplicables para el desarrollo de un Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile se definen y analizan en la presente sección. Se indica, para cada factor, qué representa, cómo impacta sobre el costo del ciclo de vida y sobre la rentabilidad del proyecto, y cómo se representa en el modelo. Se presentan, por una parte, factores propios de Chile, y, por otra parte, factores propios de proyectos de centrales nucleares de potencia. Estos factores permiten flexibilizar el modelo más allá de poder modificar los costos de referencia presentados en el apartado anterior.

6.1. Factores propios de Chile

Se entiende como factores propios de Chile, por un lado, aquellas características propias del país que tendrían un impacto sustancial sobre el costo total de una Central Nuclear de Potencia en Chile, y, por otro lado, el grado de implicación local en el proyecto. Concretamente, se analizan los siguientes factores: sismicidad, mano de obra local, participación de la industria local, y localización de la central y precio de la electricidad y servicio de potencia.

6.1.1.Sismicidad

El estudio que Dames and Moore realizó para la CCHEN en el año 1978 para la selección de sitios para emplazamiento de una CNP en Chile concluyó que la aceleración pico del suelo del terremoto de parada segura sería de aproximadamente 0,6g. Este valor es el doble que el estipulado para la central de referencia, basado en la aceleración pico de suelo para el terremoto de parada segura del AP-1000 (50) y de numerosos otros diseños, que es de 0,3g. También se concluyó en dicho estudio que el costo adicional de una central de 1000 MWe de potencia sería de unos 400 a 600 millones de dólares (de 1978). No obstante, debido a la antigüedad del estudio indicado, se decide realizar un nuevo análisis del factor sismicidad en base a referencias y a la opinión de expertos.

En 1977, JD Stevenson publicó el estudio *The Economic Effect of Increased Seismic Load on Nucleara Power Plant Design and Construction Costs* (51), en el que se concluyó que el costo adicional asociado a diseñar y construir una central para un terremoto de parada segura de 0,6g en lugar de 0,2g no es despreciable, y se situaría en torno a los 23,8 millones de dólares de 1977, sin contar intereses, o, lo que es lo mismo, aproximadamente un 5 por ciento del costo directo de una central. Según el estudio, este sobrecosto se distribuiría entre la preparación del terreno,



y el diseño, construcción, e instalación de estructuras, componentes mecánicos, componentes del sistema de vapor nuclear (Nuclear Steam Supply System (NSSS)), y sistemas de distribución, un esfuerzo ingenieril adicional, y edificio de turbinas. El estudio de JD Stevenson permite concluir que el impacto que el factor sismicidad tiene sobre el costo total de una CNP se limita a ciertas partidas de la Inversión Inicial. No obstante, no se puede extrapolar el costo adicional calculado por JD Stevenson directamente a dólares de 2016 porque algunas de las hipótesis tomadas no son válidas. Valga como ejemplo que, conservadoramente, se da un valor elevado de sobrecosto para los equipos del sistema de vapor nuclear, cuando hoy en día se conoce que los equipos de estos sistemas aguantarían sismos de más de 0,5g de aceleración pico de suelo debido a que se diseñan para aguantar otros tipos de accidentes como casos de latigazo de tubería que hacen que el diseño final sea muy robusto ante demandas sísmicas (52). Por otra parte, los equipos de instrumentación y control, que son muy sensibles y, por lo tanto, han de ser muy robustos ante la vibración producto de un sismo, no se incluyeron en el alcance de equipos afectados por el sismo. De hecho, el propio J.D. Stevenson rehízo su estudio en el 2003, arrojando nuevos valores que aproximan el costo adicional por diseñar y construir una CNP para 0,6g en lugar de para 0,3g a un 10 por ciento de los costos totales de la central (53). No obstante, en esta referencia no se expone de forma clara cuál sería el aumento total de costo ni su distribución entre las diferentes partidas de la Inversión Inicial.

Existe un estudio reciente al respecto de los beneficios de las estructuras de aislamiento sísmico que también proporciona una estimación gruesa del aumento de costo del diseño y construcción de las estructuras de una instalación nuclear por pasar a 0,6g en lugar de 0,3g (54). Concretamente, este estudio indica que el aumento de costo asociado al diseño y construcción de las estructuras de una instalación nuclear sería de un 6 por ciento, o 35 millones de dólares de 2016 (54). Este valor no incluye el sobrecosto de equipos ni está calculado para estructuras tales como las de una central nuclear, así que únicamente se puede tomar el porcentaje de aumento como un valor mínimo orientativo para el sobrecosto a asociar a toda una central nuclear.

El departamento de Geología de la Universidad de Chile realizó en 2009 un estudio de caracterización de riesgos naturales para el desarrollo de un programa núcleo-eléctrico en Chile que incluyó una estimación de gruesa del sobrecosto que supondría diseñar y construir una central nuclear en una zona de alta sismicidad como lo es Chile. Dicha estimación indica que el sobrecosto sería de aproximadamente 640 millones de dólares de 2009, que representaría un 16 por ciento de un costo Overnight de 4.000 millones de dólares de 2009, repartiéndose entre los costos de pre-construcción, costos de equipos, y costos de obra civil.



Finalmente, se ha realizado una consulta tanto a expertos sísmicos como a responsables de adquisición de equipos de proyectos EPC de IDOM al respecto del sobrecosto que supondría diseñar y construir una central nuclear en una zona de alta sismicidad con respecto a una convencional de 0,3g. A partir de las opiniones de los expertos, y de la estimación realizada por el departamento de Geología de la Universidad de Chile, se extraen las conclusiones siguientes (véase la Tabla 6-1):

- El costo de los trabajos previos a la construcción aumentaría, de forma conservadora,
 40 millones para hacer frente, principalmente, a las tareas de caracterización, análisis, y selección del emplazamiento.
- El costo total de materiales de construcción aumentaría, conservadoramente, un 20 por ciento para hacer frente al mayor volumen de obra civil a realizar.
- El costo total de los equipos del sistema de vapor nuclear aumentaría, conservadoramente, un 10 por ciento para absorber el costo de los análisis y pruebas de campo adicionales que se tengan que llevar a cabo para demostrar que aguantarían un sismo de 0,6g de aceleración pico de suelo.
- El costo total de equipos eléctricos y de generación aumentaría, conservadoramente, en un 30 por ciento para absorber los costos adicionales de diseño, pruebas, fabricación, y homologación. Se tiene en cuenta además la dificultad que podría existir para adquirir este tipo de equipos en el mercado actual debido a la no construcción de centrales nucleares de potencia en zonas de alta sismicidad.
- El costo total de equipos de instrumentación y control aumentaría, conservadoramente, en un 30 por ciento para absorber los costos adicionales de diseño, pruebas, fabricación, y homologación. Se tiene en cuenta además la dificultad que podría existir para adquirir este tipo de equipos en el mercado actual debido a la no construcción de centrales nucleares de potencia en zonas de alta sismicidad.
- El costo total de equipos mecánicos aumentaría, conservadoramente, en un 15 por ciento para absorber los costos adicionales de diseño, pruebas, fabricación, y homologación, y la necesidad de soportes más robustos. Este aumento tiene en cuenta también la dificultad que podría existir para adquirir este tipo de equipos en el mercado actual debido a la no construcción de centrales nucleares de potencia en zonas de alta sismicidad.



Sobrecosto por factor sismicidad					
Partida	Aumento				
11: Pre-construcción	40 M\$				
122: Materiales de construcción	20%				
123: Equipos del sistema nuclear	10%				
124: Equipos eléctricos y de generación	30%				
125: Equipos de instrumentación y control	30%				
126: Equipos mecánicos	15%				

Tabla 6-1. Porcentaje de sobrecosto por factor sismicidad

La Tabla 6-2 presenta, a modo de ejemplo, la estimación del sobrecosto por sismicidad (en dólares de 2016) asociado al diseño y construcción de una central nuclear de tecnología LWR como la del escenario de referencia para un terremoto de parada segura de 0,6g. Se ha obtenido esta estimación a partir de los porcentajes de sobrecosto indicados en la Tabla 6-1 y la estimación de costos del escenario de referencia presentada en la Tabla 5-8.

Sobrecosto por factor sismicidad LWR para el valor promedio						
Partida Valor						
11: Pre-construcción	40	M\$				
122: Materiales de construcción	103,0	\$/kWe				
123: Equipos del sistema nuclear	57,2	\$/kWe				
124: Equipos eléctricos y de generación	160,3	\$/kWe				
125: Equipos de instrumentación y control	105,9	\$/kWe				
126: Equipos mecánicos	107,3	\$/kWe				

Tabla 6-2. Sobrecosto por factor sismicidad para LWR

El sobrecosto por sismicidad presentado en la Tabla 6-2 corresponde a un 12 por ciento del costo Overnight, siendo, en total, de aproximadamente 1.321 millones de dólares, o 660,5 millones de dólares por unidad. La estimación realizada es por lo tanto coherente con lo indicado en el estudio de caracterización de riesgos naturales para el desarrollo de un programa núcleo-eléctrico en Chile, y con lo indicado por J.D. Stevenson en la revisión de 2003 de su estudio.

El factor sismicidad se incluye en el modelo mediante los porcentajes de aumento indicados en la Tabla 6-1. Los costos estimados para los escenarios de referencia de las partidas afectadas se multiplican por el factor de aumento, o se adiciona una cantidad fija como en el caso de la



Pre-construcción, para obtener el costo estimado de las partidas afectadas ya considerando el factor sismicidad. Dicho factor se puede anular en caso de incluir datos de entrada que ya incorporen el ajuste sísmico.

6.1.2. Mano de obra local

Una de las principales características de cada país es su propia mano de obra local. Su costo tiene un claro impacto sobre los costos generales del proyecto, pudiendo abaratar o encarecer las partidas siguientes:

- 121 Mano de obra (en construcción)
- 127 Ingeniería y Project Management
- 211 Personal
- 31 Mano de obra (en desmantelamiento)

En la fase de construcción de una central nuclear, la gran mayoría de mano de obra será local. En el caso de estudio se considera que la mano de obra local puede representar un 90% puesto que Chile es un país con un tejido industrial y de infraestructuras desarrollado. El porcentaje restante correspondería a mano de obra muy especializada y generalmente aportada por el tecnólogo o proveedores de los componentes. En caso de construcciones modulares, habría que analizar la posibilidad de fabricar los módulos a nivel nacional. Para SMR se puede asumir pues una reducción del porcentaje de mano de obra local al 75%.

En cuanto a la ingeniería y project management, la participación local se puede situar en torno al 60%, de manera similar a lo que se dio en España con la primera generación de centrales nucleares. En posteriores proyectos, este porcentaje se podría incrementar hasta prácticamente el 100%.

Durante la operación de la central, la mayoría de centrales recurren a personal local, formado e integrado en el proyecto, a ser posible, desde el inicio de la construcción. El 100% del personal de planta se puede considerar pues local.

Finalmente, en desmantelamiento, tras la experiencia ganada por la industria local a lo largo de la operación de las centrales, la mayoría de las actividades podrían realizarse con mano de obra local, exceptuando algunas tareas como por ejemplo el corte en ambientes especialmente radiactivos. Parece razonable pues asumir un 90% de mano de obra local en esta última fase del ciclo de vida de la central.



Porcentaje de mano de obra local						
Partida LWR HWR SMR						
121: Mano de obra (en construcción)	90%	90%	75%			
127: Ingeniería y Project management	60%	60%	60%			
211: Personal	100%	100%	100%			
31: Mano de obra (en desmantelamiento)	90%	90%	90%			

Tabla 6-3. Estimación del porcentaje de mano de obra local para los escenarios de estudio.

Los porcentajes de participación local se pueden ajustar en el modelo.

Para ajustar los costos de mano de obra al escenario de implantación en Chile, se comparan los salarios anuales promedio de Chile con el promedio de los países de la OECD.

	Salarios promedio anuales a precios constantes de 2016									
(2016US/año)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Chile	23.164	24.859	25.959	26.197	27.064	27.790	27.964	27.628	28.434	
OECD	37.114	37.316	37.552	37.629	37.664	37.861	38.109	38.700	39.285	

Tabla 6-4 Comparativa de costos de mano de obra entre Chile y el promedio de la OECD

Desde el 2008, el costo promedio de la mano de obra en Chile ha sido un 62-73% del promedio de los países de la OECD. Si bien la tendencia general ha sido positiva, se propone utilizar un valor promedio histórico de 70% (promedio 2008-2016) para el ajuste de costos dentro del modelo.

Proporción de Chile con respecto a salario promedio anual de países de la OECD (OECD base 100%) (55) (56)									
(%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Chile	62%	67%	69%	70%	72%	73%	73%	71%	72%

Tabla 6-5 Valores porcentuales del salario promedio en Chile con respecto al promedio de la OECD

Cabe mencionar que el usuario puede cambiar esta hipótesis en los anexos del Modelo.

6.1.3. Participación de la industria local

Análogamente a la participación de mano de obra local, también hay que tener en cuenta la participación de la industria local en la provisión de materiales y componentes, así como de servicios técnicos. Las partidas afectadas en este caso son:

- 122 Obra civil



- 123 Equipos del sistema nuclear
- 124 Equipos eléctricos y de generación
- 125 Equipos de instrumentación y control
- 126 Equipos mecánicos
- 212 Contratos de O&M
- 213 Materiales
- 214 Inversiones
- 32 Equipamiento

En este caso la participación de la industria local variará bastante según la estrategia nacional y el impulso que se le dé al desarrollo del tejido industrial nuclear, sobre todo en cuanto a los materiales y componentes más específicos. Un país con una fuerte apuesta por la energía nuclear podría apostar por el desarrollo de una industria especializada con grandes centros de investigación, ingenierías, empresas de fabricación de componentes, etc. Es el caso de lo que se hizo en España, donde inicialmente se propusieron más de 20 centrales nucleares y se creó una empresa de fabricación de componentes, una empresa especializada en capacitación de operadores y personal de planta, una empresa de ingeniería, etc.

En el caso de Chile, el programa nuclear sería de menor escala por lo que no tendría sentido un tal desarrollo de la industria de apoyo. Así, como primera aproximación se puede asumir que casi todos los materiales de obra civil durante la construcción serán locales mientras que todo el sistema nuclear se diseñará y fabricará en el extranjero. En cuanto a los equipos eléctricos, de instrumentación y control y mecánicos, la industria local tendrá una capacidad de diseño y producción parcial, sobre todo para los equipos más convencionales y no directamente relacionados con el control del reactor. En España, la primera central se construyó con un 43% de participación local mientras que en la segunda central ascendió al 60%.

En fase de operación, la posibilidad de participación de la industria local iría creciendo con el tiempo. Conservadoramente se establece una participación nacional de alrededor del 50-60% aunque podría llegar a ser más.

Finalmente, en fase de desmantelamiento, el equipamiento podría ser prácticamente todo local.



Porcentaje de participación de la industria local					
Partida	LWR/HWR/SMR				
122: Obra Civil	90%				
123: Equipos del sistema nuclear	0%				
124: Equipos eléctricos y de generación	50%				
125: Equipos de instrumentación y contro	ol 50%				
126: Equipos mecánicos	60%				
212: Contratos de O&M	60%				
213: Materiales	50%				
214: Inversiones	50%				
32: Equipamiento	90%				

Tabla 6-6. Estimación del porcentaje de participación de la industria local para los escenarios de estudio.

Los porcentajes de participación local se pueden ajustar en el modelo.

El porcentaje de participación es multiplicado por un factor de conversión (véase la Figura 6-1) derivado de la media entre el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) de Chile contra la media de la Unión Europea (28 países).

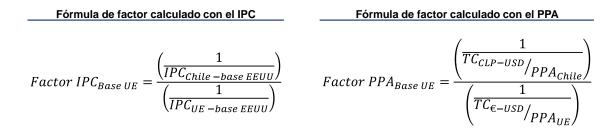


Figura 6-1. Factor de conversión para el IPC y para el PPA

Dónde:

Factor IPC_{Base UE} — Factor de ajuste calculado a partir del IPC base Unión Europea

IPC_{Chile-base EEUU} – IPC de Chile con base Estados Unidos de América

 $IPC_{UE-base\ EEUU}$ —IPC de la Unión Europea con base Estados Unidos de América

Factor PPA_{Base UE} -Factor de ajuste calculado a partir del PPA base Unión Europea

TC_{CLP-USD} -Tipo de cambio Peso Chileno - Dólares de los Estados Unidos de América

TC_{€-USD} -Tipo de cambio euros - Dólares de los Estados Unidos de América

PPA_{Chile} –PPA de Chile con base en EEUU

PPA_{UE} -PPA de la Unión Europea con base en EEUU



Ajuste para participación de la Industria nacional	Factor de Ajuste IPC		Factor de	Promedio	
	Base EEUU	Base EU (28)- Inverso	Base EEUU - Inverso	Base EU (28) - Inverso	
OECD- Europea	114,3	1,00	0,81	1,00	1,00
Chile	126,1	0,91	0,58	0,71	0,81
EEUU	100,0	1,14	1,0	1,24	1,19

Tabla 6-7 Estimación de factor de ajuste de costos por participación de empresas nacionales y uso de materiales locales

6.1.4.Localización de la central

La localización de la central afecta principalmente al sumidero de calor del sistema terciario. En caso de que la central nuclear se situase en el mar, el sumidero de calor del sistema terciario sería el propio mar, mientras que, si la central se sitúa en el interior, junto a un río o lago, el sumidero de calor podría ser el propio río o lago, aunque es más probable que fuese necesario instalar una torre de refrigeración de tiro natural o torres de refrigeración de tiro forzado. Por lo tanto, situar una central nuclear en el interior podría resultar, en principio, más costoso debido a la posibilidad de tener que hacer frente a la instalación de torres de refrigeración. No obstante, debido a la posibilidad de Tsunami producto de la alta sismicidad de Chile, una central nuclear, de construirse junto al mar, debería, a tenor de lo indicado por expertos, elevarse unos 20 metros por encima del nivel del mismo, con la consiguiente obra civil extra e instalación de una casa de bombas que permita elevar el agua de mar hasta el emplazamiento, o debería construirse un Sea Wall que protegiese a la central de inundaciones marinas. Tras consultarlo con expertos, se conoce que el costo de construir una torre de refrigeración y el costo de construir la central nuclear en un emplazamiento elevado con la consiguiente casa de bombas serían equivalentes. En consecuencia, se concluye que la localización de la central no tiene afectación sobre el costo de vida de una central nuclear y la rentabilidad del proyecto en el nivel de detalle del estudio actual.

Por otro lado, de la localización de la central dependerá el nodo al que se conecte y la infraestructura de conexión necesaria. El modelo da la opción de seleccionar un nodo concreto del sistema eléctrico chileno y así definir el precio de la energía en dicho nodo (ver apartado siguiente). En cuanto a la infraestructura de conexión necesaria, el modelo permite seleccionar el número de subestaciones y los kilómetros de línea necesarios. Al no conocer la localización de la posible central los escenarios de estudio asumen las hipótesis mencionadas en el apartado 5.1.2.



6.1.5. Precio de la electricidad y servicio de potencia

Desde la reforma del sector eléctrico que concluye en 1982, el mercado eléctrico está en manos privadas y se divide en tres actividades: generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

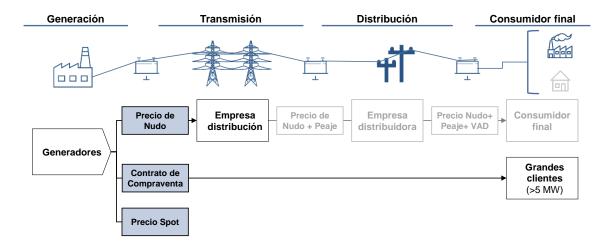


Figura 6-2. Mercado eléctrico Chileno

Las empresas en la fase generación se encargan de la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías (hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, y otras). La transmisión, corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de distribución o consumo. La distribución es la actividad que se encarga de llevar la energía hacia los usuarios finales, en este caso, a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV.

En cuanto a los modelos de venta de energía de las empresas generadoras se pueden distinguir los siguientes modelos:

- **Precio de Nudo:** es el precio regulado efectuado a la demanda de las empresas concesionarias de distribución.
- Contrato de compraventa: se realizan a precios libremente pactados entre los generadores y clientes finales con potencia superior a 5 MW (grandes clientes).



 Precio spot: precio que se cobra en el mercado por la compraventa de electricidad entre generadores, con el objetivo de garantizar la eficiencia y la seguridad del sistema establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional.

El modelo incluye la posibilidad de ajustar el precio de venta de la electricidad al precio por nudo o introducir un valor definido por el usuario. Esta última opción es útil para valorar los impactos en los cambios del precio de la electricidad en la rentabilidad de la CNP.

Como guía para definir el precio de electricidad a introducir por el usuario, se utiliza el Precio Medio de Mercado (PMM). EL PMM de cada sistema se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión Nacional de Energía. El valor para cada sistema es calculado con el precio promedio ponderado de los PMM mensuales por la energía mensual generada.

Se observa en la Figura 6-3 los PMM mensuales del periodo 2007-2017. En los últimos dos años, el PMM en el Sistemas Interconectados Central ha sido ligeramente mayor que el del Sistemas Interconectados Norte Grande.

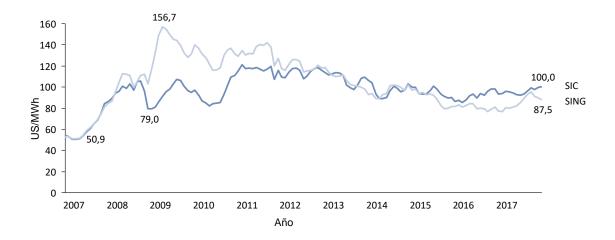


Figura 6-3. PMM mensuales del periodo 2007-2017

La opción de ajustar los precios de electricidad al precio de nudo, incluye la alternativa de usar los precios actuales o de proyectar al precio de venta futuro. Para hacer esta proyección del precio de los servicios de suministro eléctrico y de potencia, se implementó la metodología de indexación de licitaciones de suministro del Precio de Nudo de Energía de Largo Plazo (PNELP) de la Comisión Nacional de Energía, representada en la Figura 6-4.



$$\begin{split} PNELP &= PNELP_{\textit{Base}} \cdot \left(a_1 \cdot \frac{PPDiesel}{PPDiesel_0} + a_2 \cdot \frac{PPCarb\acute{o}n}{PPCarb\acute{o}n_0} + a_3 \cdot \frac{PGNL}{PGNL_0} + a_4 \cdot \frac{CPI}{CPI_0} \right) \\ &= PNPLP = PNPLP_{\textit{base}} \cdot \left(\frac{CPI}{CPI_o} \right) \end{split}$$

```
PNFI P-
              proyección del precio de nudo de energía de largo plazo en el año (i)
PNPLP:
              proyección del precio de nudo de potencia de largo plazo en el año (i)
PNELP Base: es el precio de nudo de energía de largo plazo base en el punto de oferta (seleccionado por el usuario)
PNPLP Base: es el precio de nudo de potencia de largo plazo base en el punto de oferta (seleccionado por el usuario)
PPDiesel: es el precio de paridad anual del Brent de las proyecciones del Canada Energy National Board en el año (i)
PPDiesel 0: es el precio de paridad anual de Brent de las proyecciones del Canada Energy National Board en el año (i-1)
PPCarbón: es el precio de paridad anual del Carbón de las proyecciones del Banco Mundial en el año (i)
PPCarbón o: es el precio de paridad anual de Carbón de las proyecciones del Banco Mundial en el año (i-1)
PGNL: es el precio de paridad anual del gas natural de las proyecciones del Banco Mundial en el año (i)
PGNL o:
            es el precio de paridad anual de gas natural de las proyecciones del Banco Mundial en el año (i-1)
              es el Consumer Price Index (USA), de acuerdo al Bureau of Labor Statistics y proyecciones del Fondo Monetario Internacional en el año (i)
CPI o:
              es el Consumer Price Index (USA), de acuerdo al Bureau of Labor Statistics y proyecciones del Fondo Monetario Internacional en el año (i-1)
```

Figura 6-4. Metodología de indexación de licitaciones de suministro del Precio de Nudo de Energía a Largo Plazo de la Comisión Nacional de energía

Si bien, esta metodología se utiliza para la estimación de precios a un plazo menor de 1 año, se limitó el crecimiento al precio de venta máximo histórico.

6.1.6. Precio de venta de agua potable y vapor

Adicional a la venta de electricidad y servicio de potencia, la CNP podría tener usos complementarios como desalinización y venta de vapor de baja presión para district heating y procesos industriales. En este apartado se estiman el precio de venta de estos servicios.

Para estimar un precio de venta de agua potable, se analizaron las tarifas vigentes promedio para servicio no punta a noviembre de 2017 y su comparativa con el valor de 2016 para distintas regiones en las que, de manera preliminar, podría estar instalada la CNP. Se observa en la Tabla 6-8 que los precios varían entre 0,75 y 2,30 \$/m³ y han tenido un incremento anual de promedio de 0,9%. El modelo considera el precio promedio de 1,38 \$/m³.



Precio del agua potable en Regiones de Chile							
	Promedio de Tarifas vigentes de Agua potable no punta (Nov. 2017)						
	2016	2017	Incremento anual	2017			
Región	(CLP/m³)	(CLP/m³)	(%)	(\$/m³)			
Antofagasta	1.442,2	1.454,4	0,9%	2,30			
O'Higgins	472,9	475,8	0,6%	0,75			
Maule	502,5	509,5	1,4%	0,81			
Coquimbo	1.040,8	1.047,4	0,6%	1,66			
Promedio	864,6	871,8	0,9%	1,38			
Tipo de cambio CLP/US\$	631,0						

Tabla 6-8. Precio del agua potable en Regiones de Chile

Por otro lado, al no contar con precios de venta de vapor en Chile, se realizó un *benchmark* de precio en otros países donde este tipo de servicio es común. Si bien, cada país tiene sus propias características de mercado y de medios de generación de vapor, el análisis de estos precios podría servir para obtener un valor inicial a incorporar en el Modelo. Se observa un rango de 16,4 a 125,6 \$/MWth con una mediana de 75,3 \$/MWth. En el modelo se introduce un valor conservador, modificable por el usuario, de 60 \$/MWth.

Lugar	Precio (\$/MWth)
Promedio Francia	83,9
Controlado Paris	71,9
Promedio Europa	78,8
Islandia	19,1
Dinamarca	125,6
EEUU	16,4
MAX	125,6
MIN	16,4
MEDIANA	75,3

Tabla 6-9 Benchmark de precios de venta de vapor

6.2. Factores propios del proyecto

6.2.1.Tiempo de construcción y de operación

El tiempo de construcción de una central nuclear es uno de los elementos críticos en el control de costos de la misma. El periodo habitual de construcción de una unidad LWR o HWR es de unos 6 años mientras que para un SMR se estima en unos 4 años. Sin embargo, muchos son los casos en los que la construcción se alarga por motivos que pueden ir desde una mala gestión del proyecto hasta errores de diseño pasando por asuntos regulatorios. Como mínimo el alargamiento del tiempo de construcción conlleva tener más tiempo a la mano de obra, ingeniería y Project management contratada y un importante sobrecosto a nivel financiero al tener que



alargar el período de préstamo y por lo tanto aumentar el valor de los intereses. El modelo recoge estos dos sobrecostos al definir un tiempo de construcción superior al habitual.

Es cierto que, según sea el motivo del retraso de la construcción, habrá otra serie de costos extras asociados. Sin embargo, no se contemplan en el análisis actual, aunque podrán formar parte de algún escenario de riesgo estudiado en la siguiente etapa del proyecto. Por ejemplo, un error de diseño conllevará sobrecostos de re-diseño y re-fabricación. Nuevos requisitos regulatorios a mitad del proyecto podrán obligar a la modificación de sistemas ya construidos. Por este motivo es importante fijar los requisitos regulatorios en fase de diseño, para así evitar problemas durante la construcción.

6.2.2. Número de unidades

Es muy habitual encontrar centrales nucleares con varios reactores. Construcciones actuales como Barakah en Emiratos Árabes Unidos y Sinop y Akkuyu en Turquía cuentan cada uno con 4 reactores. El factor de escala asociado al número de unidades por central presenta beneficios en todas las fases del ciclo de vida de la central puesto que se optimiza el uso de recursos (humanos y de materiales) tanto en el propio emplazamiento como en los suministradores.

Con el fin de tener en cuenta el factor de escala respecto a las estimaciones realizadas sobre un caso de referencia, se ha definido una función en base a algunos datos disponibles, referencias con estudios de detalle (5) (27) (6) (57) (58) y al conocimiento de los expertos.

En fase de construcción y de desmantelamiento se considera:

1 unidad	2 unidades	3 unidades	4 unidades
1,16	1,00	0,9	0,83

Tabla 6-10. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR

Los datos de la tabla se ajustan con la ecuación:

factor escala por número de unidades = $-0.24 * \ln(n^{\circ} \text{ unidades}) + 1.163$

En operación la reducción al pasar de 1 unidad a 2 unidades se estima mayor:

1 unidad	2 unidades	3 unidades	4 unidades
1,30	1,00	0,9	0,83

Tabla 6-11. Factor de escala por número de unidades para los costos de operación



Para los SMR:

1 unidad	2 unidades	3 unidades	4 unidades	5 unidades	6 unidades	8 unidades	12 unidades
1,244	1,135	1,071	1,025	0,990	0,961	0,916	0,852

Tabla 6-12. Factor de escala por número de unidades para LWR y HWR

Los datos de la tabla se ajustan con la ecuación:

 $factor\ escala\ por\ potencia = -0.158 * ln(n^o\ unidades) + 1.244$

6.2.3. Potencia del reactor por unidad

La potencia del reactor por unidad lleva igualmente asociado un factor de escala que supone que los costos no aumentan proporcionalmente con la potencia. Por ejemplo, se necesita prácticamente el mismo personal para operar una central de 1.000 MWe que una de 1.400 MWe.

Con el fin de tener en cuenta el factor de escala respecto a las estimaciones realizadas sobre un caso de referencia, se ha definido una función en base a algunos datos disponibles, referencias con estudios de detalle (5) (27) (6) y al conocimiento de los expertos.

600 MW	900 MW	1000 MW	1200 MW	1350 MW	1400 MW	1600 MW
1,34	1,14	1,09	1,00	0,95	0,94	0,9

Tabla 6-13. Factor de escala por potencia

Los datos de la tabla se ajustan con la ecuación:

$$factor\ escala\ por\ potencia = -0.459 * ln(P) + 4.267$$

La ecuación se aplica en construcción, operación y desmantelamiento de LWR y HWR.

Para los SMR, los datos disponibles son escasos y basados en estimaciones por lo que no se aplica factor de escala. La posible variación de los costos en función de la potencia se puede representar moviendo los costos dentro del rango propuesto. Esta aproximación es de hecho conservadora al aumentar la potencia por unidad de SMR.

6.2.4. Tipo de ciclo de combustible

La industria nuclear de generación de energía eléctrica plantea dos tipos de ciclos de combustible: el ciclo abierto y el ciclo cerrado. La principal diferencia entre ambos acercamientos



radica en el tratamiento del combustible gastado, pues mientras que en el ciclo abierto se almacena, pasando por diferentes instalaciones como son la piscina de combustible, el almacenamiento en seco, y el almacenamiento geológico profundo, en el ciclo cerrado el combustible gastado se reprocesa, obteniendo, por una parte, una fracción de Uranio y una fracción de Plutonio que podrían volver a utilizarse en un reactor nuclear, y, por otra parte, residuos radioactivos. Por consiguiente, la elección al respecto del tipo de ciclo de combustible afecta principalmente al costo del *back-end*. Podría afectar al costo del *front-end* en caso de que la central pudiese operar con combustible del tipo Mixed OXide fuel (MOX). Se asume sin embargo en el contexto del desarrollo de un Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile que las centrales de referencia no están preparadas para utilizar combustible MOX, pues esto implicaría la realización de nuevas inversiones para adaptar la tecnología del reactor al uso de este tipo de combustible.

La Figura 6-5 muestra la comparación de estimaciones de costos de *back-end* de ciclo de combustible para ciclo abierto y ciclo cerrado presentadas en diferentes documentos (59). Se observa que el costo del *back-end* del ciclo cerrado es siempre mayor que el del ciclo abierto. Este costo incluye la operación de reprocesamiento, un crédito, es decir, un beneficio, por el Uranio que se obtiene del reprocesamiento, y una carga⁹ por el Plutonio que se reprocesa.

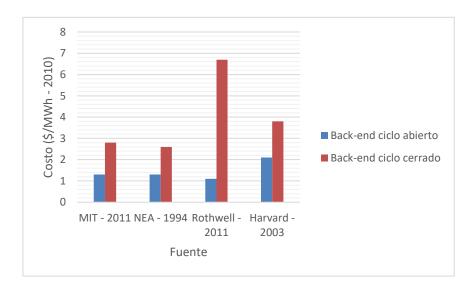


Figura 6-5. Comparación de estimaciones de costos de back-end de diversas referencias

⁹ Debido a la incertidumbre existente al respecto de la gestión del Plutonio como combustible gastado, el Plutonio obtenido en el reprocesamiento tiene un valor negativo para la central que lo ha producido. Es decir, la central que lo produce debería realizar un pago para deshacerse de él.



En base a los datos presentes en la Figura 6-5, se estima que el costo del *back-end* de un ciclo cerrado es 2,21 veces superior que el costo del *back-end* de un ciclo abierto, tanto para la tecnología LWR, como para la SMR. También podría realizarse la misma consideración para la tecnología HWR, pero se ha de tener en cuenta que el reprocesamiento del combustible gastado de un reactor HWR no es atractivo (60) debido a la baja fracción de Uranio-235 y Plutonio que contiene. La Tabla 6-14 y la Tabla 6-15 presentan la estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para las tecnologías LWR y SMR. El costo de *back-end* no incluye el transporte a uno de los centros de reprocesamiento existentes en la actualidad¹⁰, sino que supone la existencia de un centro de reprocesamiento cercano.

Costo desglosado de ciclo de combustible cerrado para LWR (\$/MWh)							
Partida	Valor promedio Repartición (%)						
22: Costos del ciclo de combustible	9,0	100					
221: Minería y conversión	3,0	33					
222: Enriquecimiento	1,9	21					
223: Fabricación	0,9	10					
224: Back-end	3,2	26					

Tabla 6-14. Estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para centrales de tecnología

Costo desglosado de ciclo de combustible cerrado para SMR (\$/MWh)						
Comercial	Prototipo	Repartición (%)				
11,9	14,3	100				
4,5	5,4	38				
2,8	3,4	24				
1,4	1,7	12				
3,2	3,8	27				
	11,9 4,5 2,8 1,4	Comercial Prototipo 11,9 14,3 4,5 5,4 2,8 3,4 1,4 1,7				

Tabla 6-15. Estimación de costos de ciclo de combustible cerrado para centrales de tecnología SMR

El modelo permite al usuario seleccionar el tipo de ciclo de combustible que desee incorporar en la evaluación económico-financiera del proyecto. Si selecciona un ciclo de combustible cerrado,

¹⁰ Los centros de reprocesamiento actuales están en Francia, Rusia, Reino Unido, e India (53).



se multiplica la estimación de la partida 224: Back-end obtenida para un ciclo abierto por el factor 2.21 indicado anteriormente.

6.2.5. Tipo de desmantelamiento

La tecnología SAFSTOR se diferencia de la DECON en que los trabajos de descontaminación y desmantelamiento del emplazamiento no empiezan inmediatamente después del cese de la operación de la central, sino que se mantiene el emplazamiento en reposo durante un periodo de latencia determinado con el objetivo de permitir que disminuya la actividad de las estructuras, sistemas, y componentes de la central, y a posteriori se realizan estos trabajos. De esta manera, las tareas de descontaminación y desmantelamiento se realizan en ambientes de menor dosis radioactiva, sin la necesidad de utilizar ni las medidas de protección ni los equipos especializados propios del acercamiento DECON. Por el contrario, el emplazamiento necesita ser protegido y gestionado durante un tiempo más longevo que para la tecnología DECON. Ambas diferencias causan que los costos de desmantelamiento mediante tecnología SAFSTOR puedan ser diferentes que los asociados a la tecnología DECON.

La literatura al respecto de los costos de desmantelamiento de centrales LWR y HWR de generación I/II con tecnología SAFSTOR es extensa puesto que estos costos han sido objeto de multitud de estudios para obtener valores orientativos que permitiesen evaluar su impacto en la evaluación económico-financiera de un proyecto de CNP, y conocer la cantidad de fondos necesarios para hacerles frente. No obstante, de manera similar a la tecnología DECON, la mayoría de datos disponibles al respecto de los costos de desmantelamiento SAFSTOR no son aplicables al desarrollo de un Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile Modelo por las mismas razones que las dadas en la sección 5.3. Por lo tanto, el acercamiento seguido para realizar una estimación de los costos de desmantelamiento SAFSTOR es equivalente al utilizado para estimar los costos de desmantelamiento DECON. Es decir, se obtiene una estimación de costos de desmantelamiento de una central LWR o HWR con tecnología SAFSTOR a partir de las estimaciones realizadas para las centrales de Oyster Creek (46), y, San Onofre (47). En este caso, no obstante, se estiman los porcentajes de aumento o disminución de los costos de las partidas de desmantelamiento presentes en la estructura de costos (véase la Tabla 5-4). La Tabla 6-16 muestra los porcentajes de aumento o disminución estimados.



	LWR - HWR porcentaje de aumento (+) o disminución (-)			
Partida	Porcentaje (%)	Razón		
31: Mano de obra		Una mayor duración de la etapa de desmantelamiento implica costos adicionales de personal, principalmente asociados a la gestión del emplazamiento y los servicios de seguridad.		
32: Equipamiento	-39	El desarrollo de las tareas de descontaminación y desmantelamiento en ambientes menos agresivos implica un ahorro en equipamiento.		
33: Disposición	-10	Los residuos tienen una menor actividad radioactiva con lo que su gestión, tratamiento, y traslado es más económico.		
34: Otros	+33	Una mayor duración de la etapa de desmantelamiento implica costos adicionales de tasas y seguros y un mayor consumo de energía.		

Tabla 6-16. Porcentajes de aumento y disminución de los costos de las partidas de desmantelamiento considerando las diferencias entre tecnología SAFSTOR y DECON

Aplicando estos porcentajes a los valores presentados en la Tabla 5-28 se obtiene la estimación del costo de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en los escenarios de referencia indicados para las tecnologías LWR y HWR. La Tabla 6-17 presenta dicha estimación:

Costos de desmantelamiento para LWR/HWR (\$/kWe-año)			
Partida	Valor promedio		
31: Mano de obra	12,8		
32: Equipamiento	1,9		
33: Disposición	4,2		
34: Otros	10,0		
30: Desmantelamiento 29,0			

Tabla 6-17. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en los escenarios de referencia de LWR y HWR

Estos costos incluyen un periodo de latencia, la gestión en el emplazamiento del combustible gastado, y la descontaminación y restauración del emplazamiento.

Respecto a reactores de tecnología SMR, al contrario que para el caso de las centrales LWR y HWR, no se han realizado estimaciones de costos detalladas de la etapa de desmantelamiento para este tipo de centrales. No obstante, en el documento *Competitiveness of Small-Medium, New Generation Reactors: A Comparative Study on Decommissioning,* se indica que, debido a sus características técnicas, y para el caso de la tecnología de desmantelamiento SAFSTOR, los costos de desmantelamiento por kilovatio eléctrico instalado de un reactor SMR se reducirían en



un 13 por ciento en comparación con los de un reactor LWR o HWR de potencia instalada similar. Por consiguiente, se estiman los costos de desmantelamiento SAFSTOR de una central de tecnología SMR a partir de la estimación presentada en la Tabla 6-17 para centrales LWR – HWR, el porcentaje de reducción por tecnología indicado, y el factor de escala presentado en la sección 5.3. La Tabla 6-18 muestra dicha estimación en dólares de 2016.

Costos de desmantelamiento para SMR (\$/kWe-año)			
Partida	Valor promedio		
31: Mano de obra	22,9		
32: Equipamiento	3,3		
33: Disposición	7,6		
34: Otros	17,9		
30: Desmantelamiento	51,7		

Tabla 6-18. Estimación de costos de desmantelamiento para la tecnología SAFSTOR en el escenario de referencia de SMR

El modelo permite al usuario seleccionar el tipo de desmantelamiento que desee incorporar en la evaluación económico-financiera del proyecto. En caso de que se seleccione el acercamiento SAFSTOR, se aplican los valores estimados indicados en la Tabla 6-17 o la Tabla 6-18 en lugar de los costos estimados de desmantelamiento del acercamiento DECON presentados en la sección 5.3.

6.2.6. Modelo de propiedad

El modelo de propiedad de la CNP, entendido como la participación del sector público y privado en la inversión del proyecto (*equity*), impacta en dos factores clave: los Impuestos Sobre Beneficio y el Costo del Capital Propio (Ke).

Cabe mencionar que le Modelo de propiedad no se refiere al modelo de operación o de Asociación Público Privada (APP) de la CNP. Si bien los distintos modelos APP son importantes para la transferencia de riesgos entre las partes interesadas en el desarrollo de la CNP, el modelo, que busca estimar la rentabilidad a nivel proyecto y la rentabilidad del inversionista, no entra en el detalle de los modelos contractuales ni en las condiciones de las formas de pago entre ellos.



Propiedad	Participación	Impuesto Sobre Beneficio (ISB)	Costo de Capital Propio
Público	A definir (%)	67%	6%
Privado	A definir (%)	27%	6,0-7,8%

Tabla 6-19 Características del modelo de propiedad

De acuerdo con la Circular SII N° 52, 10.10.2014 y el Artículo 2 del D.L. No. 2.398, de 1978, las empresas de propiedad pública chilenas deben contribuir al estado con un impuesto del 67% sobre el beneficio, mientras que las empresas de propiedad privada con el 27%.

El Costo de Capital Propio (Ke) representa la Tasa Interna de Retorno (TIR) mínima esperada por los inversionistas del proyecto. Para el caso del sector público, se utiliza un Costo de Capital Propio (Ke público) de 6,0% definido por la CCHEN como tasa social para proyectos del estado. Para el sector privado se calcula el Costo de Capital Propio (Ke *Privado*) teórico con base en el Modelo de Valoración de Activos Financieros o (*Capital Asset Pricing Model* (CAPM)).

El CAPM es un modelo usado en economía financiera para determinar la tasa interna de retorno de un proyecto de inversión. El modelo considera un valor de riesgo del mercado (determinado por el factor beta (β), que denota volatilidad del sector), una prima de riesgo determinada por el país destino de la inversión, así como un retorno esperado de la inversión en un mercado libre de riesgo. Adicionalmente, la WNA recomienda agregar una prima de riesgo adicional para proyectos nucleares de valores de 3 al 5% (61).

$$CAPM = T_L + \beta(P_{CH} + P_N - T_L)$$

 T_L - Tasa libre de riesgo

 β - Beta de la industria

 P_{CH} - Prima de riesgo en Chile

 P_N - Prima de riesgo para Nuclear

Ecuación 1 Modelo de valoración de activos financieros

El valor beta utilizado en el modelo está estimado como el promedio del valor teórico del sector (62) y los reportados por cinco industrias de generación de energía eléctrica que cuentan con CNP.

	Damodaran – Utilities (2017)		E.ON	RWE	Iberdrola	Electrabel	Modelo
Beta	0,38	0,81	0,61	0,58	0,62	0,54	0,81

Tabla 6-20 Valores de Beta

El modelo permite al usuario elegir de entre dos cálculos de CAPM, uno con la Tasa libre de Riesgo EEUU y otro con base en la Tesorería General de la República (2,5%, bono a 10 años en EEUU; 4,6%, BTP-10), ambos utilizan el valor beta promedio, la prima de riesgo de inversión



de país Chile (6,55%), y la prima de riesgo nuclear dentro del rango sugerido por MIT (63) (2,5%). Con lo anterior, se obtiene un costo de fondos propios privados de 7,8% a 8,2%.

	Endesa	E.ON	RWE	Iberdrola	Electrabel (64)	Modelo
Ke (%)	6,3	6,2	6,4	6,1	6,6	7,8-8,2%

Tabla 6-21 Comparativa de Costos Fondos Propios Privados

En cualquiera de sus casos, se puede apreciar que al agregar la prima nuclear sugerida por el estudio de MIT, el Costo de los Fondos Propios Privados arrojado por el modelo es ligeramente superior a los reportados por empresas de generación en Europa.

Al ponderar el Ke Privado y Ke Público por la participación de cada sector (a definir) se obtiene un Ke global que representa el Costo de Fondos Propios del *equity*.

6.2.7. Financiación

Otro de los factores incorporados al modelo es la estructura de la financiación y sus condiciones. El modelo considera la estructura del capital, donde el usuario incorpora el porcentaje de los fondos ajenos (deuda *senior*) y de los fondos propios (*equity*). Para los fondos ajenos (deuda *senior*) se indica la tasa de interés, el periodo de carencia y el plazo de pagos. Durante este plazo de carencia, típicamente el mismo número de años que lo que dura la construcción de la primera unidad, el inversionista no paga los costos financieros, pero los intereses anuales aplican sobre la deuda inicial. Para incorporar estos supuestos de la estructura del financiamiento, se utiliza el Costo Medio Ponderado de Capital (WACC¹¹ por sus siglas en inglés).

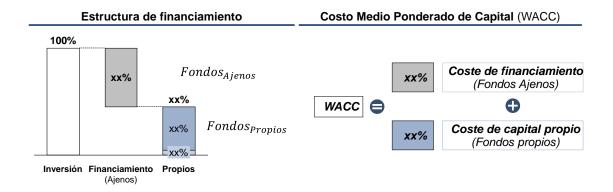


Figura 6-6. Estructura de financiamiento y WACC

¹¹ WACC: Weighted Average Cost of Capital.



El WACC pondera el Ke global del público y privado que participan en el *equity* con el costo de financiamiento.

Cálculo del Costo Medio Ponderado de Capital (WACC)

Figura 6-7. Cálculo del Costo Medio Ponderado de Capital (WACC)

Dónde:

 \mathbf{K}_{i} (%) = Tasa de interés de los fondos ajenos definida por el usuario.

P Priv (%) = porcentaje de participación privada en modelo de propiedad.

ISB _{Priv} (%) = Impuesto sobre beneficio para el inversor privado, equivale al 27 %.

P Públ (%) = porcentaje de participación pública en el modelo de propiedad.

ISB Públ (%) = Impuesto sobre beneficio para el inversor público, equivale al 67 %.

K_e Privados (%) = Costo de Fondos Propios Privado (Capital Asset Price Model).

Ke Públicos (%) = Costo de Fondos Propios Públicos.



7. ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

A partir de las estimaciones de costos y de las hipótesis definidas, el Modelo calcula la rentabilidad financiera de la CNP así como el LCOE. Se estiman los flujos de caja anuales durante el ciclo de operación de la central. Sobre estos flujos, se calculan los ratios de la rentabilidad financiera (TIR, VAN y Payback) desde el punto de vista de:

- El proyecto en su conjunto.
- Inversor de proyecto (equity)

El análisis desde la óptica del proyecto permite conocer la rentabilidad del mismo independientemente de las fuentes de financiación empleadas. Es decir, los flujos para el cálculo de la rentabilidad del proyecto no consideran los costos financieros.

La TIR del inversionista tiene en cuenta los flujos anuales de financiamiento, considerando que el proyecto es fondeado por una mezcla de *equity* y deuda (fondos ajenos). Si el proyecto es fondeado totalmente por *equity*, la TIR del proyecto y la TIR del inversionista son la misma.

Un proyecto se considera rentable desde el punto de vista financiero en el momento que la TIR del proyecto es mayor que el WACC y que la TIR del inversionista es mayor que el Costo de Fondos Propios (Ke).

Se calcula la rentabilidad de 5 escenarios de estudio que concuerdan con una posible estrategia nuclear en Chile:

- Escenario base LWR
- Escenario base HWR
- Escenario base SMR
- Escenario propuesto por CCHEN
- Escenario base LWR con otras aplicaciones

Con la herramienta facilitada, se podrán analizar escenarios con distintas combinaciones.

7.1. Escenario base LWR

7.1.1. Datos de partida de escenario base LWR

Considerando que un Plan Nuclear de Potencia en Chile podría alcanzar el *Milestone 2 – "Ready to invite bids for the first NPP"* (Hito 2 – Preparado para solicitar ofertas para la primera CNP) de la IAEA (65), hito final de la fase 2 que incluye todos los trabajos preparatorios y desarrollos regulatorios necesarios en al menos 10 años, se podría esperar que Chile podría materializar la



primera central nuclear en el país en un horizonte de 10 a 20 años (*Milestone 3 – "Ready to commissiong and operate the first NPP"* Hito 3 – Preparado para la puesta en marcha de la primera central nuclear). Teniendo en cuenta estos plazos se establece como fecha de inicio de construcción estimativa el año 2028.

Además, considerando este horizonte se fija como escenario base un LWR de Generación III+ como los que están siendo planeados, desarrollados y construidos en la actualidad en en los países de Oriente Medio y el Norte de África. Esta generación de reactores está mayoritariamente diseñada para una vida de 60 años, y con unos plazos de construcción medios previstos de unos 6 años. Como punto intermedio se fijan 1200MW por reactor en emplazamientos de 2 reactores, con un factor de planta que algunos propietarios estiman que podría alcanzar cotas superiores al 90%, aunque conservadoramente, teniendo en cuenta que se trataría de la primera central nuclear en Chile, se utiliza este número.

Según la IAEA a fecha de 2016 73 de los 448 reactores en operación (aprox. 16%) tienen instalaciones capaces de ofrecer servicios de *district heating* o desalinización por lo que no se considera el uso de otras aplicaciones en el primer escenario base.

En cuanto a factores económicos, para el caso base se fijan aquellos referenciados por las fuentes consultadas y consensuados con la CCHEN, como el reparto de la venta de electricidad por cantidad vertida a la red y potencia disponible fijados en unos valores medios de 70 \$/MWh y 8,2 \$/kW·mes, la tasa de descuento en el 6%, y la asunción de que la inversión en este primer proyecto nuclear en Chile sería 100% pública, con una estructura de capital 60/40 (fondos ajenos/propios). La Tabla 7-1 presenta los datos de partida del escenario de estudio base para una central de tecnología LWR.



Factor	Unidades	Escenario base LWR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	6
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
LWR	MW(e)	1.200
Número de unidades de la central	Unidades	2
Factor de Planta	S/D	0,90
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (Equity)	%	40,0%

Tabla 7-1. Datos de partida para el escenario base LWR

7.1.2. Resultados escenario base LWR

Como resultado de la modelación, la TIR del proyecto es inferior que el WACC (5,5%) y la TIR del inversionista es menor que el Costo de Capital (Fondos propios o *equity;* 6,0%). Estos índices señalan que, desde el punto de vista financiero, el proyecto no es rentable bajo las hipótesis definidas.

Escenario base LWR				
Rentabilidad del PROYECTO				
TIR Proyecto	2,4%			
VAN Proyecto @ WACC (mill.)	USD (4.726)			
WACC	5,5%			
Payback Proyecto	38 años			
Rentabilidad del INVERSIONISTA (equity)				
TIR Proyecto	1,9%			
VAN Proyecto @ Ke (mill.)	USD (3.221)			
Costo de Capital (Ke)	6,0%			
Payback Proyecto	52 años			
Costo por kWe y LCOE				
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 5.163			
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 79,7			

Tabla 7-2. Resultados del escenario base LWR



Comparando el LCOE que arroja el modelo para el escenario base LWR con los valores de LCOE de generación nuclear en otros países (y ajustado a una tasa de 7%, que genera un LCOE igual a 88,9 \$/MWh, dado que las referencias de los demás países están calculadas con una tasa de descuento del 7%), se observa que el valor está dentro del rango del resto de países (40,4-100,8 \$/MWh).

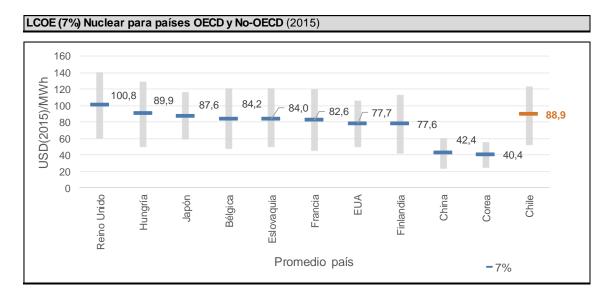


Figura 7-1 Comparativa de LCOE a tasa de 7% para escenario LWR

7.1.3. Análisis de sensibilidad de escenario base LWR

A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad sobre los índices de rentabilidad financiera y sobre el LCOE para el escenario base LWR.

Para el análisis de la rentabilidad financiera se evalúa el comportamiento de la TIR ante el cambio de cuatro variables clave: precio de la electricidad, años de construcción, impuestos especiales y factor de planta.

Para el caso del precio de venta de la electricidad, se ha evaluado la rentabilidad dentro de un rango de 60-120 \$/MWh. De acuerdo al análisis realizado, usando el PMM promedio del SIC y SING en 2017 (91,6 \$/MWh), la TIR del proyecto incrementa aproximadamente 1,2 puntos porcentuales y la del inversionista 1,8. El proyecto es rentable para el inversionista a partir de un precio de venta de la electricidad de 131 \$/MWh.



Variación de la 1	FIR al Precio de (US/MWh; %)	la electricidad
Precio de electricidad	TIR proyecto	TIR inversionista
(US/MWh)		
120,0	4,9%	5,4%
110,0	4,4%	4,8%
100,0	4,0%	4,2%
90,0	3,5%	3,5%
80,0	3,0%	2,8%
70,0	2,4%	1,9%
60,0	1,8%	0,5%

Variación de la TIR a los años de construcción (años; %)				
Años de construcción	TIR proyecto	TIR inversionista		
(años)				
9	2,0%	0,4%		
8	2,1%	0,9%		
7	2,3%	1,4%		
6	2,4%	1,9%		
5	2,5%	2,0%		
4	2,5%	2,2%		

Tabla 7-3 Sensibilidad al precio de la electricidad y periodo de construcción

El análisis para los años de construcción muestra que cuanto mayor sea el periodo de construcción, menor es la TIR. Esto se debe principalmente al incremento de los costos financieros y que, al incrementar este periodo, el proyecto generalmente se enfrenta a mayores costos asociados a mantener la mano de obra y otros servicios profesionales.

Desde el punto de vista del pago de impuestos del sector público, se observa que, a menor porcentaje del impuesto especial adicional a la primera categoría, mayor la rentabilidad. Esto se debe a la aplicación de impuestos sobre los flujos de beneficio (67% para el público), limitando la capacidad del proyecto de pagar su inversión.

Variación de la TIR al Impuesto Especial (%)				
Impuesto Especial	TIR proyecto	TIR inversionista		
(%)				
0%	5,1%	4,7%		
10%	4,5%	4,1%		
20%	3,9%	3,4%		
30%	3,2%	2,7%		
40%	2,4%	1,9%		

Variación de la TIR al factor de planta (%)				
Factor de planta	TIR proyecto	TIR inversionista		
(%)				
0,95	2,6%	2,3%		
0,92	2,5%	2,0%		
0,90	2,4%	1,9%		
0,88	2,3%	1,7%		
0,86	2,2%	1,5%		
0,84	2,1%	1,3%		
0,80	1,9%	0,9%		

Tabla 7-4 Sensibilidad a la participación pública y al factor de planta

Se analiza también la sensibilidad de la rentabilidad al factor de planta, donde un mayor factor de planta promueve una mayor generación de electricidad y venta, que a su vez incrementan la TIR.

Por otro lado, el análisis de sensibilidad del LCOE se realiza a partir de la variación de ocho variables, de menor a mayor sensibilidad: costos de desmantelamiento, periodo de concesión,



costos de combustible, costos de O&M, periodo de construcción, costos de inversión, tasa de descuento y factor de planta.

El modelo permite al usuario definir la variación porcentual sobre el valor base determinado por el modelo (79,7 \$/MWh). Para este análisis se evalúa un cambio de 10% sobre y por debajo del valor del modelo.

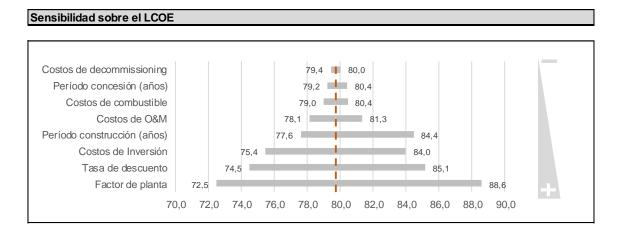


Figura 7-2 Gráfico de tornado de la sensibilidad del LCOE a un 10% de variación

Destaca la variabilidad del LCOE ante el factor de planta, la tasa de descuento, costos de inversión y periodo de construcción, mientras que se observa una menor sensibilidad a variables como costos de O&M, costos de combustible, periodo de concesión y costos de decommissioning. No obstante, la variación del LCOE con respecto al factor de planta no debe relacionarse con un aumento o reducción de los costos del proyecto pues este factor afecta principalmente a la cantidad de energía que produciría la CNP.

Variable	Variación Variable	Valor Bajo	Valor alto	Variación LCOE base
Factor de planta	+/- 10%	72,5	88,6	10%
Tasa de descuento	+/- 10%	74,5	85,1	7%
Costos de Inversión	+/- 10%	75,4	84,0	5%
Período construcción (años)	+/- 10%	77,6	84,4	4%
Costos de O&M	+/- 10%	78,1	81,3	2%
Costos de combustible	+/- 10%	79,0	80,4	1%
Período concesión (años)	+/- 10%	79,2	80,4	1%
Costos de decommissioning	+/- 10%	79,4	80,0	0%

Tabla 7-5 Sensibilidad del LCOE a un 10% de variación



7.2. Escenario base HWR

7.2.1. Datos de partida escenario base HWR

La Tabla 7-6 presenta los datos de partida del escenario de estudio base para una central de tecnología HWR. Los factores tecnológicos se han seleccionado en base a lo esperado por la industria nuclear para la construcción de nuevos reactores HWR. En cuanto a factores económicos, para el caso base se fijan aquellos referenciados por las fuentes consultadas y consensuados con la CCHEN, como el reparto de la venta de electricidad por cantidad vertida a la red y potencia disponible fijados en unos valores medios de 70 \$/MWh y 8,2 \$/kW·mes, la tasa de descuento en el 6%, y la asunción de que la inversión en este primer proyecto nuclear en Chile sería 100% pública, con una estructura de capital 60/40 (fondos ajenos/propios).

Factor	Unidades	Escenario base HWR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	6
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
HWR	MW(e)	1.200
Número de unidades de la central Factor de Planta	Unidades S/D	2 0,90
Tasa de Descuento LCOE Otras Aplicaciones	%	6,0% No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (Equity)	%	40,0%

Tabla 7-6. Datos de partida del escenario HWR

7.2.2.Resultados escenario base HWR

Como resultado de la modelación, la TIR del proyecto es inferior que el WACC (5,5%) y la TIR del inversionista es menor que el Costo de Capital (Fondos propios o *equity;* 6,0%). Estos índices señalan que, desde el punto de vista financiero, el proyecto no es rentable bajo las hipótesis definidas.



Escenario base HWR		
Rentabilidad del PROYECTO		
TIR Proyecto	2,1%	
VAN Proyecto @ WACC (mill.)	USD (5.512)	
WACC	5,5%	
Payback Proyecto	41 años	
Rentabilidad del INVERSIONISTA (equity)		
TIR Proyecto	1,4%	
VAN Proyecto @ Ke (mill.)	USD (3.693)	
Costo de Capital (Ke)	6,0%	
Payback Inversionista	56 años	
Costo por kWe y LCOE		
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 5.660	
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 84,0	

Tabla 7-7 Resultados del escenario base HWR

Comparando el LCOE que arroja el modelo para el escenario base HWR con los valores de LCOE de generación nuclear en otros países (y ajustado a una tasa de 7%, que genera un LCOE igual a 93,8 \$/MWh, dado que las referencias de los demás países están calculadas con una tasa de descuento del 7%),), se observa que el valor dentro del rango del resto de países (40,4-100,8 \$/MWh) y por encima del valor promedio de 80,53 \$/MWh.

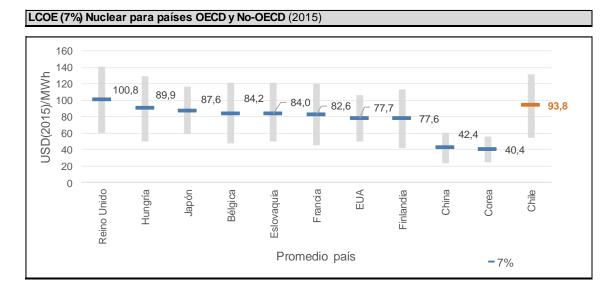


Figura 7-3 Comparativa de LCOE a tasa de 7% para escenario HWR

7.2.3. Análisis de sensibilidad escenario base HWR

A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad sobre los índices de rentabilidad financiera y sobre el LCOE para el escenario base HWR.



Para el análisis de la rentabilidad financiera se evalúa el comportamiento de la TIR ante el cambio de cuatro variables clave: precio de la electricidad, años de construcción, impuestos especiales y factor de planta.

Para el caso del precio de venta de la electricidad, se ha evaluado la rentabilidad dentro de un rango de 70-120 \$/MWh. De acuerdo al análisis realizado, usando el PMM promedio del SIC y SING en 2017 (91,6 \$/MWh), la TIR del proyecto incrementa aproximadamente 1,1 punto porcentual y la del inversionista 1,8. El proyecto es rentable para el inversionista a partir de un precio de venta de la electricidad de 141 \$/MWh.

Variación de la TIR al Precio de la electricidad (US/MWh; %)			
Precio de electricidad	TIR proyecto	TIR inversionista	
(US/MWh)			
120,0	4,5%	4,9%	
110,0	4,1%	4,3%	
100,0	3,6%	3,8%	
90,0	3,2%	3,1%	
80,0	2,7%	2,3%	
70,0	2,1%	1,4%	

Variación de la TIR a los años de construcción (años; %)			
Años de construcción	TIR proyecto	TIR inversionista	
(años)			
9	1,7%	0,2%	
8	1,9%	0,4%	
7	2,0%	0,9%	
6	2,1%	1,4%	
5	2,2%	1,5%	
4	2,2%	1,7%	

Tabla 7-8. Sensibilidad del precio de la electricidad y precio de la construcción para el escenario HWR

El análisis para los años de construcción muestra que cuanto mayor sea el periodo de construcción, menor es la TIR. Esto se debe principalmente al incremento de los costos financieros y que, al incrementar este periodo, el proyecto generalmente se enfrenta a mayores costos asociados a mantener la mano de obra y otros servicios profesionales.

Desde el punto de vista del pago de impuestos del sector público, se observa que, a menor porcentaje del impuesto especial adicional a la primera categoría, mayor la rentabilidad. Esto se debe a la aplicación de impuestos sobre los flujos de beneficio (67% para el público), limitando la capacidad del proyecto de pagar su inversión.



Variación de la TIR al Impuesto Especial (%)			
Impuesto especial	TIR proyecto	TIR inversionista	
(%)			
0%	4,7%	4,0%	
10%	4,1%	3,4%	
20%	3,5%	2,8%	
30%	2,8%	2,1%	
40%	2,1%	1,4%	

Variación de la TIR al factor de planta (%)			
Factor de planta	TIR proyecto	TIR inversionista	
(%)			
0,95	2,4%	1,8%	
0,92	2,2%	1,6%	
0,90	2,1%	1,4%	
0,88	2,0%	1,2%	
0,86	2,0%	1,0%	
0,84	1,9%	0,8%	
0,80	1,7%	0,2%	

Tabla 7-9. Sensibilidad a la participación pública y al factor de planta del escenario HWR

Se analiza también la sensibilidad de la rentabilidad al factor de planta, donde mayor factor de planta promueve una mayor generación de electricidad y venta, que a su vez incrementan la TIR.

Por otro lado, el análisis de sensibilidad del LCOE se realiza a partir de la variación de ocho variables, de menor a mayor sensibilidad: costos de decomissioning, periodo de concesión, costos de combustible, costos de O&M, periodo de construcción, costos de inversión, tasa de descuento y factor de planta.

El modelo permite al usuario definir la variación porcentual sobre el valor base determinado por el modelo **(84,0 \$/MWh)**. Para este análisis se evalúa un cambio de 10% sobre y por debajo del valor del modelo.

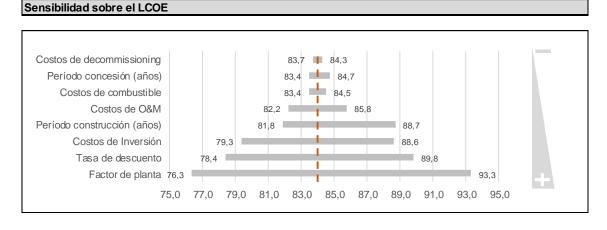


Tabla 7-10. Sensibilidad sobre el LCOE del escenario HWR

Destaca la variabilidad del LCOE ante el factor de planta, la tasa de descuento, costos de inversión y periodo de construcción, mientras que se observa una menor sensibilidad a variables como costos de O&M, costos de combustible, periodo de concesión y costos de decommissioning.



Variable	Variación Variable	Valor Bajo	Valor alto	Variación LCOE base
Factor de planta	+/- 10%	76,3	93,3	10%
Tasa de descuento	+/- 10%	78,4	89,8	7%
Costos de Inversión	+/- 10%	79,3	88,6	6%
Período construcción (años)	+/- 10%	81,8	88,7	4%
Costos de O&M	+/- 10%	82,2	85,8	2%
Costos de combustible	+/- 10%	83,4	84,5	1%
Período concesión (años)	+/- 10%	83,4	84,7	1%
Costos de decommissioning	+/- 10%	83,7	84,3	0%

Tabla 7-11 Sensibilidad del LCOE a un 10% de variación

7.3. Escenario base SMR

7.3.1. Datos de partida escenario base SMR

De acuerdo al estado de desarrollo de los SMR, todavía en fase de diseño o en construcción de los primeros prototipos FOAK, y variedad de diseños se ha establecido una planta de referencia de 400 MWe con 4 unidades de 100 MWe cada una. El resto de los componentes tecnológicos se mantienen respecto a los escenarios base de LWR, HWR, salvo el caso del factor de potencia que se fijado en 95% de acuerdo a las primeras estimaciones optimistas de los tecnólogos en sus diseños.

En cuanto a los factores económicos éstos se mantienen iguales a los de los indicados en los escenarios base de LWR y HWR anteriores.

Factor	Unidades	Escenario base SMR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	4
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
HWR	MW(e)	100
Número de unidades de la central	Unidades	2 (x2)
Factor de Planta	S/D	0,95
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (Equity)	%	40,0%

Tabla 7-12. Datos de partida del escenario base SMR



7.3.2. Resultados escenario base SMR

Como resultado de la modelación, la TIR del proyecto es inferior que el WACC (5,5%) y la TIR del inversionista es menor a cero lo que significa que no se consigue pagar la inversión. Estos índices señalan que, desde el punto de vista financiero, el proyecto no es rentable bajo las hipótesis definidas.

Escenario base SMR		
Rentabilidad del PROYECTO		
TIR Proyecto	1,5%	
VAN Proyecto @ WACC (mill.)	USD (1.182)	
WACC	5,5%	
Payback Proyecto	46 años	
Rentabilidad del INVERSIONISTA (equity)		
TIR Proyecto	n.a	
VAN Proyecto @ Ke (mill.)	USD (716)	
Costo de Capital (Ke)	6,0%	
Payback Inversionista	n.a	
Costo por kWe y LCOE		
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	USD/kW 5.837	
LCOE *con financieros, sin IVA	USD/MWh 91,7	

Tabla 7-13. Resultados del escenario base SMR

Comparando el LCOE que arroja el modelo para el escenario base SMR con los valores de LCOE de generación nuclear en otros países (y ajustado a una tasa de 7%), se observa que el valor está cerca del límite superior del rango del resto de países (40,4-100,8 \$/MWh).

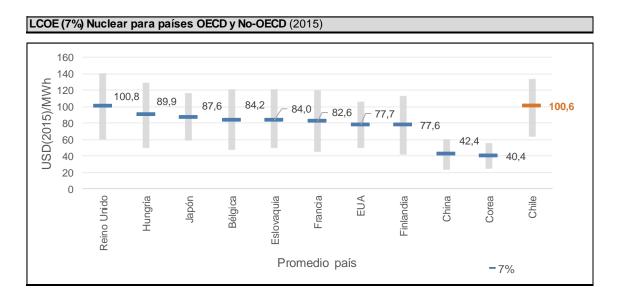


Figura 7-4. Comparativa de LCOE a tasa de 7% para escenario SMR



7.3.3. Análisis de sensibilidad escenario base SMR

A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad sobre los índices de rentabilidad financiera y sobre el LCOE para el escenario base SMR.

Para el análisis de la rentabilidad financiera se evalúa el comportamiento de la TIR ante el cambio de cuatro variables clave: precio de la electricidad, años de construcción, participación pública y factor de planta.

Para el caso del precio de venta de la electricidad, se ha evaluado la rentabilidad dentro de un rango de 60-120 \$/MWh. De acuerdo al análisis realizado, usando el PMM promedio del SIC y SING en 2017 (91,6 \$/MWh), la TIR del proyecto incrementa aproximadamente 1,2 puntos porcentuales y la del inversionista pasa de ser negativa a ser de 2,5%. El proyecto es rentable para el inversionista a partir de un precio de venta de la electricidad de 147 \$/MWh.

Variación de la TIR al Precio de la electricidad (US\$/MWh; %)			
Precio de electricidad	TIR proyecto	TIR inversionista	
(US/MWh)			
120,0	4,2%	4,5%	
110,0	3,7%	3,9%	
100,0	3,2%	3,2%	
90,0	2,7%	2,4%	
80,0	2,1%	1,4%	
70,0	1,5%	n.a.	
60,0	0,9%	n.a.	

Variación de la TIR a los años de construcción (años; %)			
Años de construcción	TIR proyecto	TIR inversionista	
(años)			
9	0,9%	n.a.	
8	1,0%	n.a.	
7	1,1%	n.a.	
6	1,2%	n.a.	
5	1,4%	n.a.	
4	1,5%	n.a.	
•	1,570	ii.a	

Tabla 7-14. Sensibilidad del precio de la electricidad y precio de la construcción para el escenario SMR

El análisis para los años de construcción muestra que cuanto mayor sea el periodo de construcción, menor la TIR. Esto se debe principalmente al incremento de los costos financieros y que, al incrementar este periodo, el proyecto generalmente se enfrenta a mayores costos asociados a mantener la mano de obra y otros servicios profesionales.

Desde el punto de vista del pago de impuestos del sector público, se observa que, a menor porcentaje del impuesto especial adicional a la primera categoría, mayor la rentabilidad. Esto se debe a la aplicación de impuestos sobre los flujos de beneficio (67% para el público), limitando la capacidad del proyecto de pagar su inversión.



Variación de la TIR al impuesto especial (%)						
Impuesto Especial	TIR proyecto	TIR inversionista				
(%)						
0%	3,7%	2,4%				
10%	3,2%	2,0%				
20%	2,7%	1,5%				
30%	2,1%	0,9%				
40%	1,5%	n.a				

Variación de la TIR al factor de planta (%)						
Factor de planta	TIR proyecto	TIR inversionista				
(%)						
0,95	1,5%	n.a.				
0,92	1,4%	n.a.				
0,90	1,3%	n.a.				
0,88	1,2%	n.a.				
0,86	1,1%	n.a.				
0,84	1,0%	n.a.				
0,80	0,8%	n.a.				

Tabla 7-15. Sensibilidad a la participación pública y al factor de planta del escenario SMR

Se analiza también la sensibilidad de la rentabilidad al factor de planta, donde un mayor factor de planta promueve una mayor generación de electricidad y venta, que a su vez incrementan la TIR.

Por otro lado, el análisis de sensibilidad del LCOE se realiza a partir de la variación de ocho variables, de menor a mayor sensibilidad: costos de decomissioning, periodo de concesión, costos de combustible, costos de O&M, periodo de construcción, costos de inversión, tasa de descuento y factor de planta.

El modelo permite al usuario definir la variación porcentual sobre el valor base determinado por el modelo (91,73 \$/MWh). Para este análisis se evalúa un cambio de 10% sobre y por debajo del valor del modelo.

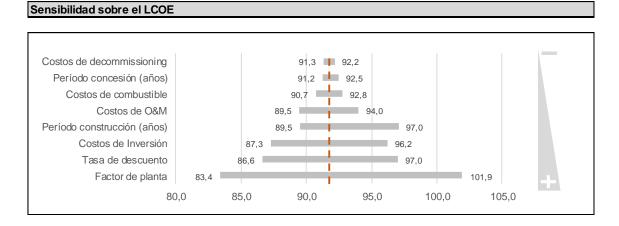


Tabla 7-16. Sensibilidad sobre la LCOE del escenario base SMR

Destaca la variabilidad del LCOE ante el factor de planta, la tasa de descuento, costos de inversión, periodo de construcción y costos de O&M, mientras que se observa una menor



sensibilidad a variables como costos de combustible, periodo de concesión y costos de decommissioning.

Variable	Variación Variable	Valor Bajo	Valor alto	Variación LCOE base
Factor de planta	+/- 10%	83,4	101,9	10%
Tasa de descuento	+/- 10%	86,6	97,0	6%
Costos de Inversión	+/- 10%	87,3	96,2	5%
Período construcción (años)	+/- 10%	89,5	97,0	4%
Costos de O&M	+/- 10%	89,5	94,0	3%
Costos de combustible	+/- 10%	90,7	92,8	1%
Período concesión (años)	+/- 10%	91,2	92,5	1%
Costos de decommissioning	+/- 10%	91,3	92,2	0%

Tabla 7-17 Sensibilidad del LCOE a un 10% de variación

7.4. Escenario propuesto por CCHEN

7.4.1. Datos de partida de escenario propuesto por CCHEN

La Tabla 7-18 presenta los datos de partida del escenario de estudio base sugerido por la CCHEN.

Factor	Unidades	Escenario base LWR
HIPÓTESIS GENERALES		
Fecha de construcción	(año)	2028
Período construcción	(años)	6
Período operación	(años)	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70,0
Precio de potencia	US/kW/mes	8,2
Potencias de unidad		
LWR	MW(e)	600
Número de unidades de la central	Unidades	2
Factor de Planta	S/D	0,90
Tasa de Descuento LCOE	%	6,0%
Otras Aplicaciones		No
HIPÓTESIS AVANZADAS		
Participación		
Público	%	100,0%
Privado	%	0,0%
Estructura de Capital		
Fondos Ajenos	%	60,0%
Fondos Propios (Equity)	%	40,0%

Tabla 7-18. Datos de partida del escenario base sugerido por la CCHEN



7.4.2. Resultados de escenario propuesto por CCHEN

Como resultado de la modelación, la TIR del proyecto es muy baja y la TIR del inversionista es inferior a cero lo que indica que no se recupera la inversión. Estos índices señalan que, desde el punto de vista financiero, el proyecto no es rentable bajo las hipótesis definidas.

Escenario propuesto por CCHEN					
Rentabilidad del PROYECTO					
TIR Proyecto	1,3%				
VAN Proyecto @ WACC (mill.)	USD (4.043)				
WACC	5,5%				
Payback Proyecto	50 años				
Rentabilidad del INVERSIONISTA (equity)					
TIR Proyecto	n.a				
1	····u				
VAN Proyecto @ Ke (mill.)	USD (2.446)				
,					
VAN Proyecto @ Ke (mill.)	USD (2.446)				
VAN Proyecto @ Ke (mill.) Costo de Capital (Ke)	USD (2.446) 6,0%				
VAN Proyecto @ Ke (mill.) Costo de Capital (Ke) Payback Proyecto	USD (2.446) 6,0%				

Tabla 7-19. Resultados del escenario propuesto por la CCHEN

En este caso, usando el PMM promedio del SIC y SING en 2017 (91,6 \$/MWh), la TIR del proyecto pasaría a ser de 2,3% y la del inversionista de 1,7%. El proyecto sería rentable para el inversionista a partir de un precio de venta de la electricidad de 175 \$/MWh.

7.5. Escenario base LWR con otras aplicaciones

7.5.1. Datos de partida

Se ha evaluado la rentabilidad del proyecto e inversionista para el escenario base LWR con desalinización y calentamiento distrital de manera individual.

Para el escenario con desalinización, se definió una capacidad de desalinización de 195.000 m³/día a un precio medio de venta de 1,38 dólares por metro cúbico. Mientras que para el escenario con calentamiento distrital se definió un escenario con una capacidad de producción de vapor de 2.700 GWh térmicos al año por un periodo de 1.800 horas anuales y a un precio de venta de 60 dólares por MWh térmico.



Escenario base LWR con otra aplicaciones							
con Desalinización							
Tecnología		Ósmosis inversa					
Capacidad de desalinización	Miles de m³/d	195					
Precio de venta por m3 de agua	US/m³	1,38					
con District Heating							
Capacidad de producción de vapor	GW th	2.700					
Precio de venta de vapor	US/MW th	60.00					
Horas de operación anuales	Horas/año	1.800					

Tabla 7-20 Otras aplicaciones evaluadas

7.5.2. Resultados

La Tabla 7-21 compara los resultados de rentabilidad del escenario base LWR con escenarios en los que se incorporan la desalinización y el district heating. Se puede observar que, con respecto al escenario base, la TIR del proyecto aumenta 0,1 puntos porcentuales para desalinización y disminuye 0,2 para district heating. En la misma línea, TIR del inversionista aumenta 0,2 puntos porcentuales para desalinización y disminuye 0,5 para district heating.

	Escenario base LWR	con desalinización	con district heating			
Rentabilidad del PROYECTO						
TIR Proyecto	2,4%	2,5%	2,2%			
VAN Proyecto @ WACC (mill.)	USD (4.726)	USD (4.707)	USD (5.390)			
WACC	5,5%	5,5%	5,5%			
Payback Proyecto	38 años	38 años	40 años			
Rentabilidad del INVERSIONISTA (equity)						
TIR Proyecto	1,9%	2,1%	1,4%			
VAN Proyecto @ Ke (mill.)	USD (3.221)	USD (3.213)	USD (3.631)			
Costo de Capital (Ke)	6,0%	6,0%	6,0%			
Payback Proyecto	52 años	50 años	56 años			
Costo por kWe y LCOE						
Costo (\$/kWe) *con financieros, sin IVA	5.163	5.283	5.534			
LCOE (USD/MWh) *con financieros, sin IVA	79,7	81,9	95,7			

Tabla 7-21. Comparación de los resultados con productos alternativos para el escenario LWR

Cabe mencionar que la desalinización, además proveer una rentabilidad mayor al proyecto e inversionista, tiene un menor impacto en el LCOE que el district heating.



7.6. Análisis y observaciones adicionales

Se realiza un análisis del impacto de algunos de los factores sobre el LCOE y el cálculo de rentabilidad, más allá de los ya representados en los análisis de sensibilidad de los cinco escenarios base, para entender los resultados obtenidos y las posibles futuras modificaciones que se puedan realizar. Dicho análisis se realiza sobre el caso LWR de 2 unidades de 1200 MW que resulta el más representativo de la industria. En cualquier otro escenario, las observaciones serían extrapolables.

7.6.1.LCOE

El valor obtenido de LCOE para un escenario de LWR de 1200 MWe cuadra con los datos de la industria, que corresponden esencialmente a reactores LWR de entre 1000 y 1400 MWe. El impacto de la modificación de la potencia de reactor, dentro de ese rango, sobre el LCOE, se representa en la Figura 7-5, retomando los datos de la OECD contra los que se puede comparar.

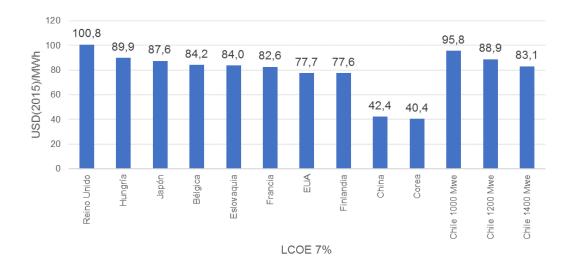


Figura 7-5. LCOE de una planta nuclear en Chile comparado con referencias internacionales

Sobre este LCOE impacta el ajuste realizado para los altos requerimientos sísmicos de una construcción nuclear en Chile. Sin dicho ajuste el LCOE se reduciría entre 6 y 8 \$/MWh.

El ajuste realizado para considerar la participación local también tiene una influencia considerable sobre el LCOE al reducir los costos de algunas partidas de acuerdo con las hipótesis realizadas. Si se elimina del cálculo dicho ajuste, así como el sísmico, el LCOE para una planta con dos reactores de 1200 MWe queda en 95,5 \$/MWh. Este valor, descontado al 7%, correspondería al LCOE con los costos directos del escenario de referencia de LWR definido en el apartado 5.



En cuanto al número de unidades en la nueva central, la Figura 7-6 presenta la diferencia entre 1, 2 y 4 unidades.

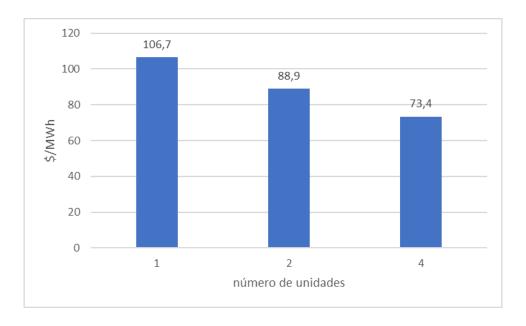


Figura 7-6. LCOE en función del número de unidades

El tipo de financiación modifica los intereses a pagar y como resultado, modifica también el LCOE. Los escenarios se han calculado considerando un 60% de deuda y un 40% de *equity*. Yendo a casos extremos, pasar de una financiación del 100% de deuda al 0% de deuda conlleva pasar de un LCOE de 97,0 \$/MWh a 76,7 \$/MWh.

El hecho de considerar la construcción de la infraestructura de conexión a la red eléctrica en la inversión, pese a que no suele ser responsabilidad directa del propietario de la central, tiene un impacto reducido sobre el LCOE, de en torno a los 1,5 o 2 \$/MWh.

7.6.2.Rentabilidad

Se observa una mala rentabilidad en la mayoría de los escenarios estudiados debido a que el cálculo está muy influenciado por el bajo precio de la energía y por la participación 100% pública.

La Figura 7-7 y la Figura 7-8 recogen los valores del TIR del proyecto y del inversionista respectivamente para distintos escenarios de modelo de propiedad (público vs. privado) y distintos precios de venta de la electricidad entre 70 y 120 \$/MWh.



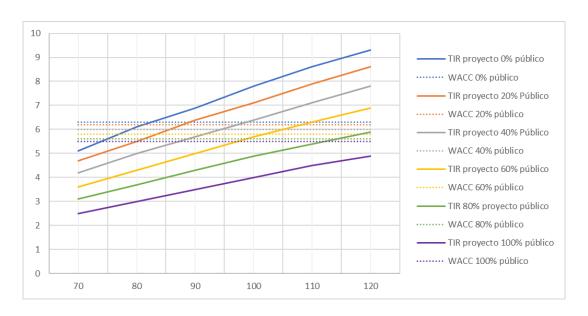


Figura 7-7. TIR del proyecto contra WACC para distintos escenarios del modelo de propiedad y distintos precios de venta de la electricidad

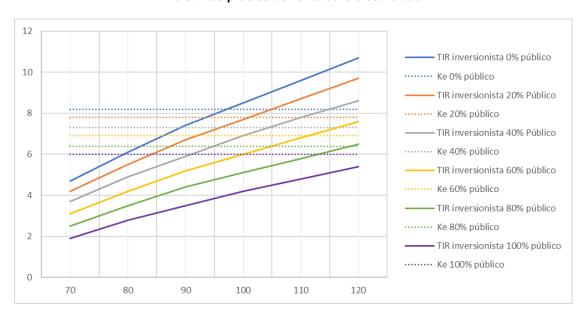


Figura 7-8. TIR del inversionista contra Ke para distintos escenarios del modelo de propiedad y distintos precios de venta de la electricidad

La intersección entre las líneas de TIR y WACC o Ke, según la figura, para un mismo porcentaje de participación pública, corresponde al precio de la energía a partir del cual, para ese modelo de propiedad, el proyecto es rentable desde el punto de vista del proyecto o del inversionista. Así, para un modelo 100% público, el proyecto no llega a ser nunca rentable dentro del rango de precios considerado mientras que para un modelo 100% privado, el proyecto es rentable a partir de algo más de 80 \$/MWh desde el punto de vista del proyecto y algo más de 95 \$/MWh desde el punto de vista del inversionista. Tal y como indican los datos presentados en la Tabla 7-22, a



medida que disminuye el porcentaje de participación pública, el proyecto es rentable a un precio de venta de la energía menor.

Precio orientativo de la energía eléctrica a partir de la cual el proyecto es rentable en función del porcentaje de participación pública

Porcentaje de participación pública	Precio de la energía en \$ desde el punto de vista proyecto	Precio de la energía en \$ desde el punto de vista inversionista
0	> 82	> 87
20	> 87	> 101
40	> 95	> 105
60	> 102	> 112
80	> 114	> 117
100	Fuera del rango estudiado	Fuera del rango estudiado

Tabla 7-22. Precio de venta necesario para que el proyecto de CNP sea rentable en función del porcentaje de participación pública en el proyecto



8. CONCLUSIONES

El estudio realizado en base a referencias internacionales del sector nuclear ha permitido extraer estimaciones del costo de las distintas partidas del ciclo de vida completo de una central nuclear. Numerosos son los datos disponibles para tecnologías LWR, la más representativa del sector, por lo que, pese a la importante dispersión que presentan, se han podido obtener estimaciones detalladas al respecto. La experiencia internacional en HWR es claramente menor y los datos disponibles no se pueden considerar estadísticamente representativos, por lo que las estimaciones se han realizado mayoritariamente en base a comparaciones tecnológicas con los LWR. En cuanto a los SMR, dado que todavía no se ha construido ninguno, la credibilidad que se le dé a las estimaciones de los tecnólogos debe ser relativa. Aun así, se puede asumir que a largo plazo se cumplirán las expectativas que tiene el sector sobre esta tecnología, añadiendo algún ajuste más conservador.

Las dificultades que muestra el sector a la hora de realizar estimaciones económicas que finalmente se cumplan provienen en gran medida de la cantidad de factores que pueden influir sobre los costos finales de implantación, operación y desmantelamiento. El estudio ha recogido los factores que en esta fase preliminar del programa de potencia nuclear puedan tener un impacto sobre los costos y la rentabilidad del proyecto en Chile. Entre estos factores destacan los requerimientos adicionales debidos a la alta sismicidad de Chile, la participación de mano de obra y de industria nacional, el precio de venta de la energía producida, los tiempos de construcción y operación, el número de unidades por planta y la potencia por reactor. El estudio incluye también la evaluación de posibles servicios adicionales a la producción de energía eléctrica.

Tanto las estimaciones básicas de costos por partida como la influencia de los distintos factores sobre ellas han sido volcadas en un modelo expresamente construido para el estudio, que permite evaluar el LCOE y la rentabilidad del proyecto. Con esta herramienta, se han calculado unos escenarios que encajarían con un plan de potencia nuclear en Chile, de acuerdo con la visión de la CCHEN y con las posibilidades del mercado actual. El LCOE obtenido encaja con los valores habituales en este tipo de proyectos, pero las condiciones definidas hacen que los proyectos no sean rentables desde un punto de vista económico-financiero. Tal y como está ocurriendo en muchos países, las estrategias impositivas, relacionadas en este caso con el modelo de propiedad público vs privado, y el precio de la electricidad serán claves en la viabilidad del proyecto nuclear.

El modelo creado podrá ser utilizado por la CCHEN para analizar distintos escenarios, cambiando las condiciones del estudio, así como las estimaciones de partida una vez se vaya definiendo la



realidad de un posible plan de potencia nuclear. En este sentido, las estimaciones se podrán ajustar una vez se seleccionen aspectos como la localización, la tecnología y el diseño conceptual, el tecnólogo, la potencia, el número de unidades, etc. Hasta que esto se concrete, un análisis más detallado del impacto de algunos de los factores considerados sobre los costos y la rentabilidad, permitiría ajustar algo más los resultados obtenidos. Por ejemplo, respecto al porcentaje de participación nacional, sería interesante realizar un análisis de detalle de la capacidad de participación de la industria chilena a lo largo de toda la cadena de valor del proyecto de implantación de una central nuclear.

En cualquier caso, a lo largo de todo este proceso, la herramienta preparada por IDOM podrá ser utilizada para la comparación a nivel global de los escenarios que se vayan planteando.



9. REFERENCIAS

- 1. **IDOM Nuclear Services.** Servicios de consultoría para la realización del estudio: Modelo y Estimación de Costos para una Central Nuclear de Potencia en Chile Oferta técnica. 2017.
- 2. **IDOM.** Informe Parcial 1: Estructura y metodología para el modelo de costos de una central nuclear de potencia en Chile. 2017.
- 3. **Ingersoll, Carelli et.** Chapter 10 Economics and financing of SMR. Handbook of Small Modular Nuclear Reactors. 2015.
- 4. al., Lovering et. Historical construction costs of global nuclear power reactors. 2016.
- 5. NEA. Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants. 2000.
- 6. —. Projected Costs of Generating Electricity. 2015.
- 7. —. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. 2015.
- 8. **EPIC.** Analysis of GW-Scale overnight capital costs. 2011.
- 9. WNA. The Economics of Nuclear Power. 2017.
- 10. —. Nuclear Power Economics and Project Structuring . 2017.
- 11. Hamilton, Tyler. \$26B cost killed nuclear bid. Toronto Star. 14 de 07 de 2009.
- 12. WNA. Nuclear Power in Argentina. 2017.
- 13. plant, Qinshan nuclear power. www.power-technology.com. [En línea]
- 14. **India Times.** India Is All Set To Trial-Run Its First 700 MW Nuclear Reactor! *India Times.* 01 de 01 de 2017.
- 15. **AECL.** Heavy Water reactors physics, concepts and history. 2008.
- 16. —. Differences between PWR and PHWR CANDU.
- 17. **Ingersoll, Carelli et.** Chapter 10 Economics and financing of SMR. Handbook of Small Modular Nuclear Reactors. 2015.



- 18. **NEA.** Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment. 2016.
- 19. **B&V.** Capital Costs for Transmission and Substations. Updated Recommendations for WECC Transmission Expansion Planning. 2014.
- 20. **Invertia.** Red Eléctrica y Engie ponen en servicio línea eléctrica de 600 km en Chile. [En línea] Noviembre de 2017. https://www.invertia.com/es/-/red-electrica-y-engie-ponen-en-servicio-linea-electrica-de-600-km-en-chile?inheritRedirect=true.
- 21. **Expansión.** Abengoa se adjudica la construcción de una línea de alta tensión en Chile por 87 millones. [En línea] Febrero de 2017. http://www.expansion.com/empresas/energia/2017/02/20/58ab2515e5fdea54558b45bd.html.
- 22. Coordinador Eléctrico Nacional. Sistemas Eléctricos de Chile 2017. 2017.
- 23. **ALSTOM.** Alstom suministrará cuatro subestaciones para la primera carretera de interconexión eléctrica de Chile. [En línea] 2015. http://www.alstom.com/es/press-centre/2015/6/alstom-suministrara-cuatro-subestaciones-para-la-primera-carretera-de-interconexion-electrica-de-chile/.
- 24. *Initial economic appraisal of nuclear district heating in France.* **CEA-DEN.** 2016, EPJ Nuclea Science Technology.
- 25. **European Commission.** Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of Euratom Treaty for the opinión of the European Economic and Social Committee . 2016.
- 26. NEI. Nuclear Costs in Context. 2017.
- 27. NucAdvisor. A Worldwide Review of the Cost of Nuclear Power.
- 28. **NEI.** Delivering the Nuclear Promise: Advancing Safety, Reliability and Economic Performance. 2016.
- 29. OPG. 2012 Nuclear Benchmarking Report. 2012.
- 30. **Garrone**, **P. Locatelli**, **G. et al.** *Small modular reactors: A comprehensive overview of their economics and strategic aspects.* 2008.
- 31. MIT. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. 2011.



- 32. WNA. Nuclear Power Economics. 2017.
- 33. —. The Economics of Nuclear Power. 2008.
- 34. Comparison of Small Modular Reactor and Large Nuclear Reactor Fuel Cost. Pannier C., Skoda R. 2014, Energy and Power Engineering.
- 35. AECL. AECL-5609: Canadian Power Reactor Fuel. 1976.
- 36. **NEA.** The Economics of the Nuclear Fuel Cycle. 1994.
- 37. **Servicio de Impuestos Internos.** UTM UTA IPC 2017. [En línea] 2017. http://www.sii.cl/valores_y_fechas/utm/utm2017.htm.
- 38. **Public Law 85-256.** https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/STATUTE-71/pdf/STATUTE-71-Pg576.pdf. [En línea] 02 de 09 de 1957.
- 39. **109-58, Public Law.** https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-109publ58/pdf/PLAW-109publ58.pdf. [En línea] 08 de 08 de 2005.
- 40. NEA. Costs of Decommissioning Nuclear Power Plants. 2016.
- 41. —. Decommissioning Nuclear Power Plants: Policies, Strategies and Costs. 2003.
- 42. —. The Practice of Cost Estimation for Decommissioning of Nuclear Facilities. 2015.
- 43. Competitiveness of Small-Medium, New Generation Reactors: A Comparative Study on Decommissioning. Locatelli G, Mancini M. 2010, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power.
- 44. al., T.S. LaGuardia et. AIF/NESP-036: Guidelines for Producing Commercial Nuclear Power Plant Decommissioning Cost Estimates. 1986.
- 45. **DOE.** Decommissioning Handbook. 1980.
- 46. **TLG Services, Inc.** Decommissioning Cost Analysis for the Oyster Creek Nuclear Generating Station. 2016.
- 47. **EnergySolutions.** 2014 Decommissioning Cost Analysis of the San Onofre Nuclear Generating Station Units 2 & 3. 2014.



- 48. **Energypost.** How much will it really cost to decommission the aging French nuclear fleet? [En línea] Marzo de 2017. http://energypost.eu/how-much-will-it-really-cost-to-decommission-theaging-french-nuclear-fleet/.
- 49. **Commmission du développement durable et de l'aménagement du territoire.** Rapport d'information relative à la faisabilité technique et financière du démantèlement des installations nucléaires de base. 2017.
- 50. NRC. Westinghouse AP1000 Design Control Document Rev. 19. 2011.
- 51. **Stevenson, J.D.** The Economic Effect of Increased Seismic Load on Nuclear Power Plant Design and Construction Costs. 1977.
- 52. **Electric Power Research Institute (EPRI).** EPRI NP-6041-SL. *A Methodology for Assessment of Nuclear Power Plant Seismic Margin (Revision 1).* August 1991. CD: 20352.07.06.00.03.
- 53. Historical Development of the Seismic Requirements for Construction of Nuclear Power Plants in the U.S. and Worldwide and their Current Impact on Cost and Safety. **Stevenson, J.D.** 2003, Transactions of the 17th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMiRT 17).
- 54. Characterizing the Benefits of Seismic Isolation of Nuclear Structures in Terms of Reduced Risk and Cost. al, Chandrakanth B. Chingching Yu. et. 2017, Transactions of the American Nuclear Society.
- 55. OECD. Average annual wages. 2017.
- 56. UNECE. Gross Average Monthly Wages by Country and Year. 2017.
- 57. NEPI Rothwell. SMRs Costs, Waste and Safety Benefits. 2012.
- 58. Milano, Ricotti P. Bottom-up cost estimation of SMR PWR. 2012.
- 59. **NEA.** The Economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle. 2013.
- 60. WNA. Processing of Used Nuclear Fuel. 2017.
- 61. —. Structuring Nuclear Projects for Success: An Analytic Framework. World Nuclear Association. 2005.



- 62. Damodaran, A. Data breakdown by industry. 2017.
- 63. MIT. The Future of Nuclear Power. 2003.
- 64. Lévéque, F. et al. Security of Energy Supply in Europe: Natural Gas, Nuclear and Hydrogen.
- s.l.: Edwar Elgar Publishing, 2010.
- 65. **IAEA.** NG-G-3.1 "Milestones in the development of a National Infrastructure for Nuclear Power". 2015.



A1 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE REFERENCIA PARA CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS



A1.1 Estimación de costos para la tecnología LWR

ID 1 ^{er} nivel	ID 2º nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	Costos fijos (por planta)**	Costos fijos (por kW)**	Costos fijos (por MW∙año)**	Costos variables (por MWh)**
10			Inversión inicial				
	11		Pre-construcción	262.000.000			
	12		Construcción Overnight		4.311,5		
		121	Mano de obra		1.097		
		122	Materiales de construcción		515,1		
		123	Equipos del sistema nuclear		572,3		
		124	Equipos eléctricos y de generación		534,2		
		125	Equipos de instrumentación y control		352,9		
		126	Equipos mecánicos		715,4		
		127	Ingeniería y Project management		524,6		
		128	Contingencias				
	13		Puesta en marcha		228,9		
	14		Costos de interconexión*				
	15		Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos*				
	16		Costos financieros*				
20			Costos de la vida operativa				
	21		Costos de operación			137.181	2,1
		211	Personal - fijo			50.458	
		212	Contratos de O&M			48.092	2,1
		213	Materiales, suministros, consumibles e insumos			3.153	
		214	Inversiones			35.478	
	22		Costos del ciclo de combustible				7,2



ID 1 ^{er} nivel	ID 2° nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	Costos fijos (por planta)**	Costos fijos (por kW)**	Costos fijos (por MW∙año)**	Costos variables (por MWh)**
		221	Minería y conversión				3,0
		222	Enriquecimiento				1,9
		223	Fabricación				0,9
		224	Back-end				1,4
	23		Impuestos y tasas				
		231	Seguros			4375	
		232	Tasas variables de operación*				
		233	Tributos fijos*				
		234	Impuestos sobre el beneficio*				
	24		Costos financieros*				
	25		Costos de generación de instalaciones para productos alternativos*				
30			Desmantelamiento			27.692	
	31		Mano de obra			11.077	
	32		Equipamiento			3.046	
	33		Disposición			4.708	
	34		Otros			8.861	

^{*} se calculan directamente mediante la definición de algunos parámetros en el modelo

^{**}valores típicos de la industria que se ajustan después en el modelo



A1.2 Estimación de costos para la tecnología HWR

ID 1 ^{er} nivel	ID 2° nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	Costos fijos (por planta)**	Costos fijos (por kW)**	Costos fijos (por MW∙año)**	Costos variables (por MWh)**
10			Inversión inicial				
	11		Pre-construcción	262.000.000			
	12		Construcción Overnight		4.311,5		
		121	Mano de obra		1.097		
		122	Materiales de construcción		515,1		
		123	Equipos del sistema nuclear		572,3		
		124	Equipos eléctricos y de generación		534,2		
		125	Equipos de instrumentación y control		352,9		
		126	Equipos mecánicos		715,48		
		127	Ingeniería y Project management		524,6		
		128	Contingencias				
	13		Puesta en marcha		716,4		
	14		Costos de interconexión*				
	15		Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos*				
	16		Costos financieros*				
20			Costos de la vida operativa				
	21		Costos de operación			150.126	2,6
		211	Personal - fijo			57.054	
		212	Contratos de O&M			54.379	2,6
		213	Materiales, suministros, consumibles e insumos			13.153	
		214	Inversiones			25.540	
	22		Costos del ciclo de combustible				5,3



ID 1 ^{er} nivel	ID 2º nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	Costos fijos (por planta)**	Costos fijos (por kW)**	Costos fijos (por MW∙año)**	Costos variables (por MWh)**
		221	Minería y conversión				2,7
		222	Enriquecimiento				0,0
		223	Fabricación				1,2
		224	Back-end				1,4
	23		Impuestos y tasas				
		231	Seguros			4375	
		232	Tasas variables de operación*				
		233	Tributos fijos*				
		234	Impuestos sobre el beneficio*				
	24		Costos financieros*				
	25		Costos de generación de instalaciones para productos alternativos*				
30			Desmantelamiento			27.692	
	31		Mano de obra			11.077	
	32		Equipamiento			3.046	
	33		Disposición			4.708	
	34		Otros			8.861	

^{*} se calculan directamente mediante la definición de algunos parámetros en el modelo

^{**}valores típicos de la industria que se ajustan después en el modelo



A1.3 Estimación de costos para la tecnología SMR

ID 1 ^{er} nivel	ID 2º nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	Costos fijos (por planta)**	Costos fijos (por kW)**	Costos fijos (por MW∙año)**	Costos variables (por MWh)**
10			Inversión inicial				
	11		Pre-construcción	262.000.000			
	12		Construcción Overnight		4.357,1		
		121	Mano de obra		861,8		
		122	Materiales de construcción		363,9		
		123	Equipos del sistema nuclear		1.134,8		
		124	Equipos eléctricos y de generación		383,0		
		125	Equipos de instrumentación y control		545,8		
		126	Equipos mecánicos		483,6		
		127	Ingeniería y Project management		584,1		
		128	Contingencias				
	13		Puesta en marcha		225,0		
	14		Costos de interconexión*				
	15		Costos de construcción de instalaciones para productos alternativos*				
	16		Costos financieros*				
20			Costos de la vida operativa				
	21		Costos de operación			179.060	2,7
		211	Personal - fijo			65.862	
		212	Contratos de O&M			62.774	2,7
		213	Materiales, suministros, consumibles e insumos			4.116	
		214	Inversiones			46.309	
	22		Costos del ciclo de combustible				10,2



ID 1 ^{er} nivel	ID 2º nivel	ID 3 ^{er} nivel	Partida	Costos fijos (por planta)**	Costos fijos (por kW)**	Costos fijos (por MW∙año)**	Costos variables (por MWh)**
		221	Minería y conversión				4,5
		222	Enriquecimiento				2,8
		223	Fabricación				1,4
		224	Back-end				1,4
	23		Impuestos y tasas				
		231	Seguros			4375	
		232	Tasas variables de operación*				
		233	Tributos fijos*				
		234	Impuestos sobre el beneficio*				
	24		Costos financieros*				
	25		Costos de generación de instalaciones para productos alternativos*				
30			Desmantelamiento			39.243	
	31		Mano de obra			15.697	
	32		Equipamiento			4.317	
	33		Disposición			6.671	
	34		Otros			12.558	

^{*} se calculan directamente mediante la definición de algunos parámetros en el modelo

^{**}valores típicos de la industria que se ajustan después en el modelo