



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESTUDIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR LA VÍA NUCLEAR EN CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

MATÍAS NICOLÁS HINOJOSA MOLINA

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
SERGIO COURTIN VEGA
WILLIAMS RODRIGO CALDERÓN MUÑOZ

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: MATÍAS NICOLÁS HINOJOSA MOLINA
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

ESTUDIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR LA VÍA NUCLEAR EN CHILE

Todo el globo terrestre está concentrado en impulsar medidas para combatir el cambio climático en el mundo y frenar el aumento de la temperatura en la Tierra. Chile no es ajeno a esto y la gran mayoría de estas medidas van dirigidas a disminuir los gases de efecto invernadero emitidos por los consumos individuales de hogar, vehículos, fábricas y plantas energéticas. En este proceso de disminuir las emisiones, los combustibles convencionales son reemplazados por energía eléctrica, con lo que la demanda experimenta aumentos muy pronunciados y se proyecta que seguirá en esa línea por las siguientes décadas, pero en la política energética de Chile no hay claridad respecto a la fuente para cumplir con el 30% de la demanda para el 2050. Ante esto, se propuso como objetivo principal, el estudio de factibilidad técnica y financiera de una red de centrales nucleares que inclusive para 2060, garantice con cumplir el 30% de la demanda energética anual.

Este estudio tuvo varias etapas, la primera de ellas consistió en proyectar la demanda energética anual a 2060, cuyo resultado fue de 148.571 [GWh]. Tenido eso definido, se pasó a elegir la tecnología nuclear con el número de reactores, eligiendo a través de un proceso de descarte al modelo AP1000 de Westinghouse. Este reactor pertenece a la familia de los reactores de agua presurizada (PWR), utiliza de combustible nuclear uranio enriquecido entre un 2,5% y un 4%, entrega una potencia nominal de 1.064 [MW] y tiene sistemas de seguridad totalmente pasivos. Para cumplir con la demanda necesaria, se calcularon 6 unidades, distribuyendo 2 reactores en una planta cerca de la ciudad de La Serena y otros 4 en una segunda planta más cerca a la ciudad de Copiapó.

El dimensionamiento del ciclo de generación de vapor consistió en determinar los estados termodinámicos en cada punto del ciclo, obteniendo una eficiencia de un 34,495%. Para cada equipo del ciclo se propusieron equipos alternativos para cumplir con los requerimientos de caudal y transferencias de calor, siendo la mayoría de estos de la compañía General Electric por su experiencia en la fabricación de conjuntos de turbinas y otros equipos para reactores nucleares.

Al evaluar los costos de las plantas y su rentabilidad, se hicieron evaluaciones separadas tanto para modelos de propiedad privada como pública. El LCOE para la evaluación de ambas plantas conjuntas entregó un valor de 76,585 [\$USD/MWh] operando durante 60 años, el VAN por su parte fue rentable para los escenarios de propiedad privada y para un determinado escenario de empresa estatal, sin embargo, se concluye para ambos casos que es mejor que una empresa privada sea la propietaria del proyecto con el apoyo de inversionistas y el Estado. Sumado a esto, es importante destacar que si bien el proyecto puede ser rentable, también representa una inversión arriesgada sujeta a que no hayan retrasos en la construcción, cumplir con el factor de planta de diseño y recibir aportes estatales.

A mi madre y a mi padre, sin ellos nada hubiera sido posible

Agradecimientos

Mi memoria llega para culminar lo que ha sido un larguísimo proceso, no solamente en la universidad si no más bien en toda mi educación y crianza. Por ello quisiera agradecer a varias personas que me han ayudado a llegar a este momento tan esperado.

Mi padre me enseñó desde muy pequeño que las personas siempre deben aspirar a más de lo que ellos mismos se imaginan, me llevó a recorrer el mundo, me enseñó a soñar y siempre ha estado cuando le he necesitado, pero lo más importante, es que a través de todas sus acciones siempre me hizo sentir que ser padre era lo que lo hacía más feliz. Mi madre me sobreprotegió toda mi vida, todo su cariño y amor se veía reflejado en la forma en la que me cuidaba, sumado a todo lo que postergó en su vida por mi hermano y por mí; ella me enseñó lo que es el amor puro, aquel que no siente celos ni espera absolutamente nada a cambio, daba igual la hora o el momento, mi madre siempre me cuidaría sin importar nada. Por otro lado, mi hermano fue mi compañero durante toda mi vida, no solamente estudiamos en el mismo colegio, también fuimos a la misma universidad y a la misma facultad. De una forma u otra, siempre me sentí más protegido sabiendo que lo tenía cerca y siempre me sirvió de guía en la universidad. En mi familia están los artífices de quién soy y los amo más que a todos, a ellos más que a cualquiera, les doy las gracias.

El resto de mi familia también jugó un rol muy importante, mi padrino Marcos con su constante apoyo y motivación, mis tíos (en especial mi tío Juan, tía Macarena y tía Eliberka), mis abuelos y mis primos me dieron el cariño y refugio que solo la familia es capaz de dar.

Quiero agradecer a los profesores que me acompañaron en este proceso, primero al Profesor Ramón Frederick, que no solo fue mi profesor guía si no también el primer profesor en brindarme la oportunidad de pertenecer a un cuerpo docente; al Profesor Juan Carlos Elicer por la oportunidad de haber podido desarrollarme mucho más en la materia de termodinámica con los cursos en los que pude trabajar; y al Profesor Sergio Courtin por su crucial apoyo durante esta memoria, de verdad que sin su ayuda en los momentos donde estuve más trabado, hubiera sido muchísimo más difícil avanzar.

No puedo quedarme sin agradecer a mis amigos, muy especialmente a David, Josué, Alfredo, Albert, Kathy, Maxi, Paz, la Dani, Seba, Juanmi, Flo, Cata y a todo el resto del grupo de “Los Reprimidos”; todos ustedes estuvieron presentes tanto en momentos felices como difíciles, y todos me ayudaron no solo académicamente si no personalmente, sufrimos juntos la universidad y quizás la vida nos lleve por caminos separados, pero aunque las cosas no hayan salido de la mejor forma con algunos, volvería a repetirlo todo junto a ustedes, porque son lo mejor que me ha pasado en todos los años que estuve en la universidad.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Antecedentes generales y motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Metodología y Alcances	2
2. Antecedentes	4
2.1. Potencia generada en Chile	4
2.1.1. Capacidad instalada	4
2.1.2. Visión de la generación eléctrica para 2050	5
2.2. Estimaciones de demanda eléctrica	5
2.2.1. Estimación del Coordinador Eléctrico Nacional para 2038	5
2.2.2. Estimación de la Comisión Nacional de Energía para 2039	6
2.3. ¿Qué es la fisión nuclear?	7
2.4. Combustible Nuclear	10
2.4.1. Ciclo del combustible nuclear	10
2.4.2. Mercado del uranio	14
2.5. Descripción básica de los reactores nucleares	16
2.5.1. Reactores PWR	16
2.5.2. Reactores BWR	17
2.5.3. Reactores PHWR	18
2.5.4. Reactores GCR, AGR y HTGR	19
2.6. Actualidad de los reactores	20
2.6.1. El reactor PWR AP1000	21
2.6.2. El reactor PHWR CANDU 6	27
2.7. Marco Legal y Regulatorio	32
2.7.1. Legislación Nuclear en Chile	32
2.8. Impacto Ambiental	34
2.8.1. Cambio Climático	34
2.8.2. Uso de suelo y agua	36
2.8.3. Desechos nucleares	37
2.9. Consideraciones para las ubicaciones	38
2.10. Costos de la energía nuclear	40
2.10.1. Estudio de costos según el Nuclear Engineering Handbook	41

2.10.2. Estudio de costos de la CCHEN	46
2.11. Accidentes nucleares	51
2.11.1. Accidente en Chernobyl	51
2.11.2. Accidente en Fukushima	53
3. Estimación de la demanda energética, selección de la tecnología nuclear y ubicaciones	54
3.1. Estimación de la demanda energética a futuro	54
3.1.1. Selección de fuente y justificación	54
3.2. Proyección de la demanda hasta 2060	55
3.2.1. Análisis parcial: Estimación de la demanda eléctrica	57
3.3. Selección de la tecnología y número de reactores	57
3.3.1. Análisis parcial: Selección de la tecnología nuclear	59
3.4. Selección de las ubicaciones	60
3.5. Descripción general de la planta	61
4. Dimensionamiento del ciclo secundario	64
4.1. Diseño básico	64
4.2. Diseño del ciclo secundario real	66
4.3. Balances térmicos y selección de equipos	71
4.3.1. Generador de vapor	71
4.3.2. Turbina de alta presión	72
4.3.3. Turbinas de baja presión	74
4.3.4. Separador de humedad y recalentadores	79
4.3.5. Primera bomba y condensador	82
4.3.6. Octavo calentador cerrado	86
4.3.7. Séptimo calentador cerrado	87
4.3.8. Calentadores cerrados de baja presión	88
4.3.9. Segunda bomba y calentador abierto	96
4.3.10. Calentadores cerrados de alta presión	100
4.3.11. Eficiencia del ciclo secundario	103
4.3.12. Análisis parcial: Ciclo de generación de vapor	104
5. Estimaciones Financieras	106
5.1. Consideraciones importantes y datos actualizados	106
5.1.1. Costos calculados	107
5.1.2. Depreciación legal	112
5.1.3. Ingresos	113
5.1.4. Financiamiento de la inversión y tipo de propiedad	114
5.2. Estructura del flujo de caja	114
5.3. Caso general y resultados	116
5.4. Cambios de Escenarios	118
5.4.1. Análisis parcial: Estudio de escenarios	120
5.5. Análisis de Sensibilidad	121
5.5.1. Análisis parcial: Estudio de sensibilidad	125
5.6. Retraso en la construcción o disminución del factor de planta	126

5.6.1. Análisis parcial: Retraso de la construcción o disminución del factor de planta	132
5.7. Valor del LCOE	132
5.7.1. Análisis parcial: Valor del LCOE	133
6. Conclusiones	134
Bibliografía	137
Anexos	141
A. Potencias Instaladas	142
B. Información adicional de reactores	144
C. Especificaciones de equipos del ciclo primario del reactor AP1000	146
D. Resultados del estudio financiero de la CCHEN	148

Índice de Tablas

2.1. Capacidad instalada por cada sistema eléctrico (mayo, 2020) [1]	4
2.2. Aporte de cada sistema eléctrico al total (mayo, 2020) [1]	5
2.3. Proyección y crecimiento de la demanda eléctrica nacional en [GWh] [7]. . .	6
2.4. Tasas de crecimiento de la demanda eléctrica nacional [7]	6
2.5. Previsión de demanda del SEN en [GWh] [4]	6
2.6. Previsión de demanda de sistemas medianos en [MWh] [4]	7
2.7. Previsión de demanda de sistemas medianos en [MWh] [4]	7
2.8. Previsión de demanda total en [GWh] [4]	7
2.9. Energía liberada por la fisión del U-235 [10].	9
2.10. Comparación de propiedades entre reactores genéricos BWR vs PWR [19]. .	18
2.11. Características de diseño y rendimiento para los principales componentes del sistema de conversión de vapor y energía [24]	25
2.12. Contribución de gases de efecto invernadero en el cambio climático [29] . . .	35
2.13. Uso de suelo necesario para cada fuente de energía por cada TWh instalado, proyectado en 2030 [30].	36
2.14. Costos de construcción de la planta de Callaway [20]	41
2.15. Requisitos de enriquecimiento para un X_w de 0,002 y un X_f de 0,0072 [20] .	44
2.16. Costo aproximado de 450 kg de combustible nuclear en un arreglo de 17 X 17 .	45
2.17. Costos de inversión inicial para ambos casos en \$USD [35]	47
2.18. Costos de vida operativa \$USD [35]	48
2.19. Costos de desmantelamiento en \$USD [35]	49
2.20. Sobrecostos por factor sismicidad en \$USD [35]	49
2.21. Porcentaje de aporte de la mano de obra local [%] [35]	50
2.22. Participación de la industria local [%] [35]	50
2.23. Factor de escala según la potencia tanto para LWR como para HWR [35] . .	51
2.24. Factor de escala según las unidades en LWR y HWR [35]	51
3.1. Error promedio de cada regresión respecto a la proyección de la CNE.	56
3.2. Comparación de la demanda según el estudio y la regresión lineal.	56
3.3. Previsión de demanda eléctrica entre 2040-2060.	57
3.4. Criterios de decisión sobre la tecnología nuclear	58
4.1. Estados termodinámicos conocidos del ciclo simplificado.	65
4.2. Transferencias de calor y trabajos en los equipos.	65
4.3. Siglas del esquema y sus nombres completos.	67

4.4. Estados termodinámicos de cada punto del ciclo de generación de vapor, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	69
4.5. Estados termodinámicos de cada punto del ciclo de generación de vapor, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	70
4.6. Caudal en los respectivos puntos.	70
4.7. Estados termodinámicos de cada punto cercano al generador de vapor, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	72
4.8. Calor absorbido por el flujo en el generador de vapor.	72
4.9. Estados termodinámicos de cada punto cercano a la turbina de alta presión, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	73
4.10. Potencias nominales entregadas por la turbina de alta presión.	74
4.11. Estados termodinámicos de cada punto cercano a las turbinas de baja presión, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	75
4.12. Potencias nominales entregadas por las turbinas de baja presión.	76
4.13. Eficiencia y potencias reales de las turbinas.	77
4.14. Características principales de la turbina Arabelle 1000 de General Electric [48].	78
4.15. Características principales del generador Gigatop 4-Pole de General Electric [48].	79
4.16. Estados termodinámicos de cada punto cercano al separador de humedad, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	80
4.17. Valores asociados a los recalentadores.	81
4.18. Características principales del separador de humedad típico para un reactor de 1200 [MW] de General Electric [48].	82
4.19. Estados termodinámicos de cada punto cercano al condensador y bomba, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	83
4.20. Eficiencias de la bomba y condensador; y potencia de la bomba.	84
4.21. Datos de condensadores típicos de General Electric para 1200 y 1750 [MW] [48].	85
4.22. Datos de la bomba de extracción de condensado SJD(CEP) de Sulzer [49]. .	85
4.23. Estados termodinámicos de cada punto cercano al octavo calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	86
4.24. Eficiencia y calor intercambiado en el octavo calentador cerrado.	87
4.25. Estados termodinámicos de cada punto cercano al séptimo calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	88
4.26. Eficiencia y calor intercambiado en el séptimo calentador cerrado.	88
4.27. Estados termodinámicos de cada punto cercano al sexto calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	89
4.28. Eficiencia y calor intercambiado en el sexto calentador cerrado.	90

4.29. Estados termodinámicos de cada punto cercano al quinto calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	90
4.30. Eficiencia y calor intercambiado en el quinto calentador cerrado.	91
4.31. Estados termodinámicos de cada punto cercano al cuarto calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	91
4.32. Eficiencia y calor intercambiado en el cuarto calentador cerrado.	92
4.33. Estados termodinámicos de cada punto cercano al tercer calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	93
4.34. Eficiencia y calor intercambiado en el tercer calentador cerrado.	94
4.35. Datos del calentador de agua de alimentación de baja presión aplicables al 3er calentador cerrado del reactor 2 de Watts Bar [50].	95
4.36. Datos del calentador de agua de alimentación de baja presión aplicables al 4to, 5to y 6to calentador cerrado del reactor 2 de Watts Bar [50].	95
4.37. Estados termodinámicos de cada punto cercano a la bomba y calentador abierto, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	96
4.38. Eficiencia y calor intercambiado en la bomba y calentador abierto.	97
4.39. Datos de calentadores abiertos de Stork usados en la central de Lunen y Olkiluoto respectivamente [53] [52].	98
4.40. Datos de la bomba de la bomba de reforzamiento HZB de Sulzer [55].	99
4.41. Datos de la bomba de la bomba principal HPTd de Sulzer [55].	100
4.42. Estados termodinámicos de cada punto cercano al segundo calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	101
4.43. Eficiencia y calor intercambiado en el segundo calentador cerrado.	101
4.44. Estados termodinámicos de cada punto cercano al primer calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.	101
4.45. Eficiencia y calor intercambiado en el primer calentador cerrado.	102
4.46. Datos del calentador de agua de alimentación de alta presión del reactor 2 de Watts Bar aplicables al primer calentador cerrado del reactor [50].	103
4.47. Datos del calentador de agua de alimentación de alta presión del reactor 2 de Watts Bar aplicables al segundo calentador cerrado del reactor [50].	103
4.48. Potencias y eficiencia del ciclo secundario.	104
5.1. Datos de las plantas y reactores.	107
5.2. Costos de inversión de la planta 1 en \$ USD.	107
5.3. Costos de inversión de la planta 2 en \$ USD.	108
5.4. Costos de inversión total en millones de \$ USD.	108
5.5. Costos fijos y variables de la planta 1 en \$ USD.	109
5.6. Costos fijos y variables de la planta 2 en \$ USD.	110
5.7. Costos costos fijos totales en millones de \$ USD.	110
5.8. Costos variables totales usando ciclo de combustible abierto (C.C.A) y cerrado (C.C.C) en millones de \$ USD.	111

5.9. Costos de desmantelamiento para la planta 1 en \$ USD.	111
5.10. Costos de desmantelamiento para la planta 2 en \$ USD.	111
5.11. Activos, categoría y períodos de depreciación legal [56]	112
5.12. Depreciación legal de la planta 1 en \$ USD.	112
5.13. Depreciación legal de la planta 2 en \$ USD.	113
5.14. Datos para el cálculo de los ingresos.	114
5.15. Flujo de caja referencial, espacios con n.a significa que no aplican, con (-) significa que restan, con (+) que suman.	115
5.16. Valores restantes a calcular en millones de dólares [M\$USD].	116
5.17. Rentabilidad del proyecto para distintos años y propiedades con el caso ideal.	117
5.18. Rentabilidad del proyecto para distintos años y propiedades con el caso ideal.	117
5.19. Rentabilidad del proyecto de escenarios con propiedad privada.	119
5.20. Rentabilidad del proyecto de escenarios con propiedad estatal.	119
5.21. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP3.	121
5.22. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP4.	122
5.23. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP3.2.	122
5.24. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP4.2.	123
5.25. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE4.	123
5.26. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE5.	124
5.27. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE4.2.	124
5.28. Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE5.2.	125
5.29. Rentabilidad del proyecto para los casos seleccionados.	127
5.30. Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PP3.2. . .	128
5.31. Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PP3.2.	128
5.32. Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PP4.2. . .	129
5.33. Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PP4.2.	129
5.34. Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PE4.2. . .	130
5.35. Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PE4.2.	130
5.36. Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PE5.2. . .	131
5.37. Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PE5.2.	131
5.38. Costo nivelado de la energía para distintas fuentes de energía en [\$USD/MWh] para el 2030 según la NRDC [61].	133
D.1. Resultados de caso base para una planta con 2 LWR de dominio público [35]	149
D.2. Resultados de caso base para una planta con 2 HWR de dominio público [35]	150
D.3. Resultados de caso base para una planta con 2 LWR de dominio privado [35]	151

Índice de Ilustraciones

2.1. Ilustración básica de la fisión nuclear [8].	8
2.2. Sección eficaz de fisión para el uranio-235, uranio-238 y plutonio-239 [9]. . .	9
2.3. Diagrama del ciclo del combustible nuclear [11].	10
2.4. Uranio en su forma conocida como "Yellowcake"[12] [11].	11
2.5. Centrifugas de uranio para enriquecimiento [13].	11
2.6. Etapas de fabricación del combustible nuclear. [14]	12
2.7. Piscina de combustible gastado [15].	13
2.8. Producción de toneladas de uranio por país [16].	14
2.9. Precio del uranio al contado y a largo plazo [16].	15
2.10. Esquema general de un reactor PWR [17].	16
2.11. Esquema general de un reactor BWR [17].	17
2.12. Esquema general de un reactor PHWR [17].	18
2.13. Esquema general de un reactor GCR [17].	19
2.14. Planta AP1000 genérica [21]	21
2.15. Vista de sección transversal de las plantas AP600 y AP1000 [22].	22
2.16. Vista superior de plantas AP600 y AP1000 [22].	22
2.17. Generador de vapor del AP1000 [23].	23
2.18. Equipos principales de los reactores AP1000 y AP600 [22].	24
2.19. Sistema de enfriamiento pasivo del núcleo [22].	26
2.20. Esquema de la calandria del reactor [26].	27
2.21. Sistema de generación de vapor [26].	28
2.22. Sistema de moderación [26].	29
2.23. Sistema de apagado [26].	30
2.24. Refrigeración de emergencia [26].	31
2.25. Sistema de contención [26].	32
2.26. Emisiones equivalentes de dióxido de carbono durante el ciclo de vida promedio para diversas fuentes de energía [29].	35
2.27. Consumo de agua por tipo de energía [31].	36
2.28. Ilustración de desechos en las etapas [33].	37
2.29. Zonas de exclusión finales	40
2.30. Interacciones entre los bloques [35]	47
2.31. Vista superior del reactor después del desastre [39].	52
3.1. Ubicación de la primera central (punto rojo) al norte de la ciudad de la Serena. 61	
3.2. Ubicación de la segunda central (punto rojo) al norte de la ciudad de Copiapó. 61	
3.3. Esquema general de los ciclos de un reactor nuclear [45].	62

3.4. Layout general de una planta AP1000 [23].	63
4.1. Esquema simplificado del ciclo secundario.	64
4.2. Esquema del ciclo secundario real.	68
4.3. Esquema del generador de vapor.	71
4.4. Esquema de la turbina de alta presión.	73
4.5. Esquema de las turbinas de baja presión.	75
4.6. Rangos típicos para varias configuraciones de turbinas [47].	77
4.7. Turbina Arabelle [48].	78
4.8. Esquema del separador de humedad y recalentador [48].	79
4.9. Esquema del separador de humedad con los recalentadores [48].	81
4.10. Esquema de la bomba y condensador condensador.	83
4.11. Esquema del condensador General Electric [48].	84
4.12. Esquema de la bomba de extracción de condensado SJD(CEP) de Sulzer [49].	85
4.13. Esquema del octavo calentador cerrado.	86
4.14. Esquema del séptimo calentador cerrado.	87
4.15. Esquema del sexto calentador cerrado.	89
4.16. Esquema del quinto calentador cerrado.	91
4.17. Esquema del cuarto calentador cerrado.	92
4.18. Esquema del tercer calentador cerrado.	93
4.19. Esquema de un calentador cerrado de baja presión [51].	95
4.20. Esquema de la segunda bomba y calentador abierto.	97
4.21. Esquema del calentador abierto [54].	98
4.22. Esquema de la bomba de reforzamiento HZB de la marca Sulzer [55].	99
4.23. Esquema de la bomba principal HPTd de la marca Sulzer [55].	99
4.24. Esquema del segundo calentador cerrado.	100
4.25. Esquema del primer calentador cerrado.	102
A.1. Capacidad instalada del SEN por fuente de energía [1].	142
A.2. Capacidad instalada del Sistema de Los Lagos por fuente de energía [1]. . . .	142
A.3. Capacidad instalada del SEA por fuente de energía [1].	143
A.4. Capacidad instalada del sistema de Isla de Pascua por fuente de energía [1]. .	143
A.5. Capacidad instalada del SEM por fuente de energía [1].	143
B.1. Lista de todos los países con sus respectivos reactores operativos y en cons- trucción para el año 2009, junto con las potencias generadas [20].	144
B.2. Comparativa de todas las plantas HTGR construidas y en operación [20]. . .	145
C.1. Especificaciones del núcleo del reactor [23].	146
C.2. Especificaciones de la vasija del reactor [23].	147
C.3. Especificaciones del generador de vapor [23].	147
C.4. Especificaciones de las bombas de refrigeración del reactor [23].	147
C.5. Especificaciones del presurizador [23].	147

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes generales y motivación

A lo largo de todo el mundo existe una concientización cada vez mayor respecto a la importancia de generar energía de forma sustentable y limpia, Chile no es ninguna excepción a ello, pero en la actualidad todavía no se ha llevado a cabo una revolución energética que apoye esta causa, siendo el 77,5% de la capacidad energética instalada en el país de fuente convencional [1]. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) entregó conclusiones muy preocupantes en su comunicado de prensa de agosto del año 2021 [2], detallando que el clima en la Tierra ha experimentado cambios sin precedentes en los últimos cientos de miles de años, y a menos que los gases de efecto invernadero se reduzcan considerablemente será casi imposible limitar el calentamiento entre 1,5 [°C] y 2 [°C]. A esto la ONU agregó en uno de sus informes que el freno al calentamiento global no se podrá lograr sin el aporte de la energía nuclear [3], algo que se sostiene en que por mucho que se les brinde todo el apoyo, las fuentes renovables no convencionales no entregan la gran potencia que un reactor nuclear es capaz de dar, mucho menos sostener esa potencia durante la gran mayoría de las horas.

Sumado a esto, estudios tanto de la Comisión Nacional de Energía, como del Coordinador Eléctrico Nacional proyectan una demanda energética anual de más de 100.000 [GWh] para los años 2038 y 2039, esto puede resultar más preocupante si se considera que actualmente la demanda es cercana a los 70.000 [GWh] [4], por lo que el crecimiento resulta bastante pronunciado y se ve muy difícil poder cumplir con la demanda si se piensa en el período de tiempo comprendido entre los años 2050 y 2060.

Por todo esto, se propone la utilización de plantas nucleares en diferentes ubicaciones que permitan inyectar una cantidad significativa de electricidad a la red y con eso poder cumplir con toda la demanda nacional. Las plantas nucleares son centrales eléctricas que contienen reactores nucleares, los que a su vez, utilizan la energía liberada por múltiples fisiones nucleares para calentar un determinado fluido de trabajo para obtener electricidad en un ciclo de Rankine. Los reactores nucleares se pueden distinguir por el fluido de trabajo que ocupan, el moderador, combustible y características de operación (temperatura y presión); sin embargo, se pueden mencionar las familias de reactores más importantes que son los

reactores de agua a presión (PWR), reactores de agua en ebullición (BWR), reactores de agua pesada (HWR) y los reactores refrigerados por gas (GCR).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Llevar a cabo un estudio técnico y financiero de la generación eléctrica con ingeniería nuclear en Chile.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos con los que se espera cumplir el objetivo general son los siguientes:

- Justificar la introducción de generación vía nuclear en Chile para suplir las necesidades energéticas del país.
- Reunir toda la información relacionada al concepto, diseño, funcionamiento, insumos y residuos nucleares.
- Selección de una tecnología nuclear viable, con un modelo de reactor específico para Chile.
- Proponer un conjunto de plantas con los respectivos números de reactores que albergarán, acompañados de sus ubicaciones y capacidades para satisfacer el 30% de la demanda eléctrica nacional para el año 2060.
- Dimensionar el ciclo de generación de vapor de los reactores, con énfasis en las propiedades termodinámicas del flujo en cada punto del ciclo, proponiendo equipos que puedan cumplir con los requerimientos del mismo.
- Determinar los costos físicos de las centrales y el proyecto en general, evaluar su rentabilidad en distintos escenarios y proponer soluciones que ayuden en su factibilidad.

1.3. Metodología y Alcances

Este trabajo consistió en su gran mayoría en la recopilación de información de utilidad, y desarrollo de ingeniería básica. Sin embargo, todo el proceso de recopilación de información debe llevar un orden para que la toma de decisiones tenga sentido, con esto, la metodología que se utilizó para poder cumplir con los objetivos específicos del proyecto se detalla a continuación:

- Se recopiló toda la información posible acerca de estimación de demanda eléctrica, capacidad de generación eléctrica instalada con énfasis en las fuentes energéticas, de los fenómenos físicos que ocurren en la fisión nuclear, información precisa y detallada de cada tipo de reactor (funcionamiento y costos) y estudios acerca de posibles localizaciones para reactores entre otros.
- Con el uso de varios estudios de proyecciones de demanda eléctrica nacional, se eligió un criterio para la estimación de esta para el período comprendido entre los años 2050

y 2060.

- Paralelamente con el paso mencionado anteriormente, se cerró la lista de tecnologías viables para nuestro país a máximo dos, para así tener una idea clara de qué potencias se pueden generar con estos reactores.
- Teniendo clara la demanda para el período de tiempo estudiado, y considerando cuánta potencia se puede generar con cada una de las dos tecnologías nucleares elegidas, se armó una configuración con el número de reactores de cada tipo de tal forma que se minimice el número total de estos pero que al mismo tiempo la suma de la potencia generada por todos, alcance para satisfacer toda la demanda anual.
- La siguiente etapa fue la selección de las ubicaciones disponibles, con localizaciones exactas, áreas ocupadas y un layout “tipo” de las plantas.
- Una vez calculado el número de reactores con la tecnología nuclear, el siguiente paso fue realizar el diseño termohidráulico del ciclo secundario de las plantas, para garantizar las condiciones termodinámicas necesarias para la generación eléctrica ya considerada.
- La última etapa y probablemente una de las más largas, fue la recopilación de todos los costos para la implementación de un proyecto es esta envergadura junto con un cálculo estimado de ganancias por venta de electricidad y potencia.

Los alcances que tuvo el trabajo se definen con la intención de evitar malos entendidos y de aclarar de antemano las limitantes que estuvieron presentes:

- La estimación de la demanda eléctrica para el año 2060 se desarrolló con un método simplificado, debido a que es extremadamente complejo y no es el foco del presente estudio, además, esto requiere de competencias que se salen de la formación del estudiante y tendría una duración que por sí sola significaría un trabajo de una memoria.
- Para el modelo de reactor seleccionado, se entregó la información relacionada al ciclo primario y se dimensionó el ciclo secundario, dándole énfasis a los estados termodinámicos en cada punto del ciclo.
- El ciclo terciario o de refrigeración no se dimensionó ya que se entiende que debería ser un ciclo muy estándar comparable al de otros reactores, algo que no ocurre con el ciclo de generación de vapor.
- Los costos de la planta se usarán según lo indican ciertas fuentes pero el desarrollo de flujo de caja y análisis de rentabilidad fue con desarrollo y métodos propios.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Potencia generada en Chile

2.1.1. Capacidad instalada

Según la Comisión Nacional de Energía, en Chile hay 5 sistemas de electricidad que generan y proveen al país con energía eléctrica, estos son el Sistema Eléctrico de Aysén, los Sistemas Medianos de Los Lagos y los Sistemas Medianos de Magallanes que proveen a pequeños lugares en las zonas australes del país; Isla de Pascua que tiene su propio sistema eléctrico, y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que a su vez contiene dos subsistemas independientes que son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que es el encargado de mantener a las regiones del norte donde se produce la explotación de la gran minería, y al Sistema Interconectado Central (SIC) que provee a todas las regiones centrales del país. Si bien a mayoría de la capacidad instalada para producción de energía eléctrica en Chile trabaja con fuentes de energía convencionales, tales como carbón, gas natural, hidráulica y petróleo Diesel; existen varias otras fuentes renovables como la solar, eólica y biomasa que cada vez acumulan una mayor parte en la generación eléctrica del país. Con la suma de todas las diferentes fuentes, las que son detalladas por cada sistema eléctrico en las figuras A.1, A.2, A.3, A.4 y A.5 de la sección de Anexos, la capacidad eléctrica instalada en Chile a fecha de mayo, 2020 alcanza los 24.921 [MW] de potencia total, la que se desglosa en las tablas 2.1 y 2.2 que se presentan a continuación [1].

Tabla 2.1: Capacidad instalada por cada sistema eléctrico (mayo, 2020) [1]

Sistema	Potencia [MW]
SEN	24.745
Los Lagos	8,2
Aysén	56,1
Magallanes	107,4
Isla de Pascua	4,3
Total	24.921

Tabla 2.2: Aporte de cada sistema eléctrico al total (mayo, 2020) [1]

Sistema	Aporte [%]
SEN	99,29
Los Lagos	0,03
Aysén	0,23
Magallanes	0,43
Isla de Pascua	0,02
Total	100

2.1.2. Visión de la generación eléctrica para 2050

En septiembre del año 2015, el Ministerio de Energía presentó un informe a través del “Comité Consultivo de Energía” en el que se planteaba el camino que debería seguir el sector energético de Chile hacia el 2050 [5]. Este informe abarcó de manera general la visión que seguirían los sectores de generación, almacenamiento, transporte y distribución tanto de la electricidad como de los combustibles; y que luego fue usada por el mismo Ministerio de Energía en diciembre del mismo año para anunciar oficialmente la política energética de Chile para el año 2050 [6]. El pilar de esta política consiste en que el futuro energético debe ser bajo en emisiones, a costos competitivos y resiliente. Respecto a las principales fuentes de generación, se destaca que el 70 % de la matriz eléctrica para dicho año debe provenir de energías renovables, es decir, energía solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, biogás, oceánica y geotérmica; aunque para el caso de Chile se dará énfasis a las energías solar y eólica.

2.2. Estimaciones de demanda eléctrica

2.2.1. Estimación del Coordinador Eléctrico Nacional para 2038

El Coordinador Eléctrico Nacional, realizó una proyección de la demanda para los años entre 2018 y 2038 [7], en este estudio se toman en cuenta diversos factores tales como el crecimiento de la población en Chile, distribución horaria de la demanda, precios, actividad económica, y hace una diferenciación entre 3 tipos de clientes:

- Vegetativos: Son los clientes de las empresas distribuidoras y que por lo tanto están sometidos a la regulación de precios.
- Industriales: Son todas las empresas que no están sometidas a regulación de precios pero que tampoco pertenecen a la gran minería, por lo que pueden ser empresas grandes de cualquier rubro o distribuidoras de electricidad.
- Grandes Clientes: Son las empresas pertenecientes al rubro de la gran minería u otros niveles de consumo similares.

Los resultados generales obtenidos para este estudio se pueden resumir en las tablas que se presentan a continuación:

Tabla 2.3: Proyección y crecimiento de la demanda eléctrica nacional en [GWh] [7].

Año	Cientes Vegetativos	Cientes Industriales	Grandes Clientes	Total
2018	31.599 [45 %]	12.314 [17,5 %]	26.269 [37,5 %]	70.282
2028	51.345 [51,5 %]	14.581 [14,6 %]	33.761 [33,9 %]	99.687
2038	69.285 [55,9 %]	16.919 [13,6 %]	37.815 [30,5 %]	124.019

Tabla 2.4: Tasas de crecimiento de la demanda eléctrica nacional [7]

Año	Cientes Vegetativos	Cientes Industriales	Grandes Clientes	Total
2018 - 2019	4,61 %	1,32 %	6,24 %	4,86 %
2027- 2028	3,74 %	1,04 %	0,68 %	2,18 %
2037 - 2038	3,59 %	3,59 %	1,9 %	2,97 %

De las tablas 2.3 y 2.4 se puede apreciar que si bien la fracción de lo que demandan los grandes clientes disminuye con el pasar de las décadas, esto no implica que su demanda en [GWh] vaya disminuyendo, de hecho, la demanda de todos los segmentos de clientes aumenta con el pasar de los años, pasando de los 70.282 [GWh] demandados el año 2018 a los 124.019 [GWh] para el 2038. Del mismo informe, se puede extraer que las regiones con mayor demanda son la Región Metropolitana, Antofagasta y Valparaíso; proyectando un consumo del 27,4 %, 22,6 % y 10,1 % respectivamente del total para el año 2028; y un 29 %, 20,7 % y 10,2 % para el año 2038.

2.2.2. Estimación de la Comisión Nacional de Energía para 2039

Este estudio realizado por la Comisión Nacional de Energía del Ministerio de Energía [4], es bastante parecido al del Coordinador Eléctrico Nacional, aunque aquí solo se divide a los consumidores de energía en dos segmentos, los “Clientes Regulados”, que son las personas que pagan por energía eléctrica a empresas distribuidoras, y como su nombre indica, están sometidos a regulación de precios; y los “Clientes Libres”, compuestos por las empresas distribuidoras de energía y otras empresas (como las de la gran minería) que no están sujetos a regulación de precios.

Tabla 2.5: Previsión de demanda del SEN en [GWh] [4]

Año	Cliente Regulado	Cliente Libre	Sistema
2019	30.304	40.468	70.772
2029	36.413	52.037	88.450
2039	45.937	63.043	108.980

Para la estimación de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional, se utilizaron las demandas hechas individualmente por todas las empresas distribuidoras mensualmente hasta el año 2039, la mejora de la eficiencia energética con los años, la electromovilidad y algo bastante importante, el traspaso de clientes. Este último dato es crucial, ya que las empresas distribuidoras entregaron la previsión de demanda que ellas estiman que tendrán con el futuro,

sin embargo no contemplaron el traspaso de clientes de una empresa a otra, por lo que la verdadera demanda final sería menos que la estimada por ellas. Los resultados presentados en este informe se pueden resumir en las tablas 2.6, 2.7, 2.8 que se muestran a continuación:

Tabla 2.6: Previsión de demanda de sistemas medianos en [MWh] [4]

Región	Aysén	Aysén	Lagos	MAG
Distribuidora	Edelaysen	Edelaysen	Edelaysen	Edelmag
Año	Aysén	General Carrera	Palena	Porvenir
2019	143.818	12.247	12.381	27.504
2029	162.573	15.062	14.347	38.236
2039	183.611	18.640	16.711	50.567

Tabla 2.7: Previsión de demanda de sistemas medianos en [MWh] [4]

Región	MAG	MAG	Lagos	MAG	Lagos
Distribuidora	Edelmag	Edelmag	SAESA	Edelmag	SAESA
Año	Puerto Natales	Puerto Williams	Cochamó	Punta Arenas	Hornopirén
2019	42.881	5.460	8.755	263.713	14.064
2029	60.448	7.597	15.033	314.859	22.626
2039	80.646	10.111	22.520	369.457	32.055

Tabla 2.8: Previsión de demanda total en [GWh] [4]

Año	SEN	Sistemas Medianos	Total
2019	70.772	530,8	71.303
2029	88.450	650,8	89.101
2039	108.980	784,3	109.764

2.3. ¿Qué es la fisión nuclear?

La fisión nuclear es un proceso mediante el cual un núcleo atómico divide su masa en dos o tres partes después de ser impactado con un neutrón (ver figura 2.1); al producirse esta fragmentación del núcleo en cadena múltiples veces dentro del reactor, se libera una gran cantidad de energía térmica que es absorbida por el refrigerante (agua en la mayoría de los casos), aumentando su temperatura.

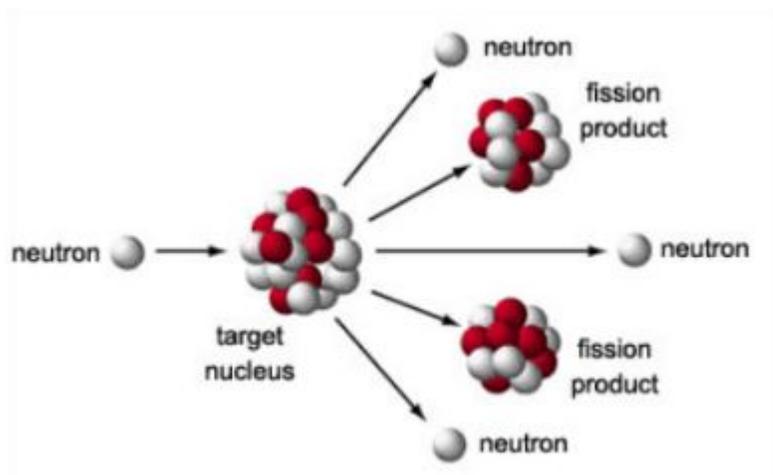


Figura 2.1: Ilustración básica de la fisión nuclear [8].

Al momento en el que un neutrón es absorbido por un núcleo, éste puede capturar el neutrón o fisionarse, algo que ocurre dependiendo de la velocidad a la que se encuentra el neutrón incidente y del núcleo impactado. La probabilidad de que se fisione el núcleo se representa por su sección eficaz de fisión, la que se puede imaginar como el área que rodea al núcleo y que debe ser impactada por el neutrón para que se produzca la fisión deseada, con lo que cuánto más grande es esta área, mayor es la probabilidad de fisión. Los núcleos que se pueden fisiónar con cualquier estado energético del neutrón son los nucleidos fisibles, entre los que destacan el uranio-233, uranio-235, plutonio-239 y plutonio-241 que son isótopos del uranio y plutonio respectivamente, estos núcleos tienen una alta sección eficaz de fisión para los llamados “neutrones térmicos”, lo que se traduce en neutrones de menor energía. Por su parte, los núcleos fisionables son los que requieren que los neutrones que los impactan superen un cierto umbral energético para poder fisionarse; entre estos, destacan los que a su vez son fértiles, lo que significa que después de capturar el neutrón pueden decaer hasta convertirse en átomos fisibles, tales como el torio-232 que puede decaer a uranio-233 y el uranio-238 que puede decaer en plutonio-239. En la figura 2.2 se puede apreciar un gráfico que muestra la sección eficaz de fisión a diferentes estados energéticos de neutrones incidentes, tanto para el uranio-235, plutonio-239 y uranio-238. Para el uranio-238 queda claro que su fisión solamente ocurre cuando el neutrón incidente se encuentra a sobre 1 [MeV] de energía, mientras que para el uranio-235 y plutonio-239, la probabilidad de fisionarse aumenta a medida que los neutrones se encuentran a menos de 10^{-5} [MeV].

Durante el proceso de fisión, al instante en el que se captura un neutrón, la energía se distribuye entre todos los protones y neutrones del núcleo, que al ser inestable, se fragmenta en masas de similar orden de magnitud. Justo después de la creación de estos productos, se emiten entre 2 y 3 neutrones, los que ayudan a mantener la reacción en cadena. Sin embargo, considerando todas las fisiones que se producen en el reactor, una pequeña proporción de estos neutrones (0,27 % para el uranio-233, 0,66 % para el uranio-235 y 0,23 % para el plutonio-239) se emiten más tarde que el resto, ya que están asociados con el decaimiento radiactivo de ciertos productos de fisión. Estos neutrones retrasados resultan ser de mucha importancia, ya que permiten mantener las reacciones en cadena y la criticidad del reactor. Estos dos últimos términos son muy importantes; la reacción en cadena es la que garantiza que se

produzcan fisiones de manera constante, ya que además de los productos de fisión, también se liberan neutrones sueltos después de la división de un átomo, y estos neutrones sueltos siguen generando fisiones a otros átomos fisibles o fisionables generando más productos de fisión y neutrones, manteniendo así, la reacción en cadena siempre y cuándo se siga agregando material fisionable al reactor del núcleo; la criticidad por su parte, describe un estado en el que el número de neutrones producidos en las fisiones se mantiene constante. Como el número de reacciones también permanece constante, la potencia del reactor tampoco se ve modificada, con lo que queda claro que para generar cualquier cambio en esta, es necesario modificar el número de neutrones capturados (aumentarlo o disminuirlo) para que después de tener la potencia deseada, volver a equilibrar el reactor.

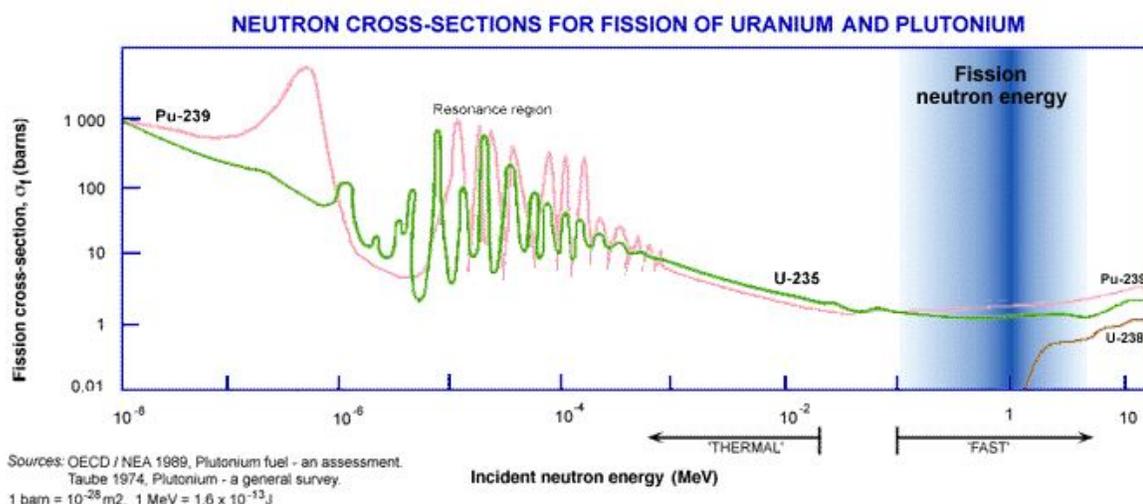


Figura 2.2: Sección eficaz de fisión para el uranio-235, uranio-238 y plutonio-239 [9].

Considerando el uranio-235 como el núcleo impactado, de toda la energía liberada, aproximadamente el 85 % de esta es energía cinética de los productos de fisión, siendo esta energía la que va a calentar la materia que se encuentre alrededor del espacio donde se llevó a cabo dicho proceso. En la tabla 2.9 se detalla la energía liberada por cada fisión del uranio-235, donde se puede apreciar que sumando todos los valores, esta energía resulta en 200 [MeV] (por lo general).

Tabla 2.9: Energía liberada por la fisión del U-235 [10].

Fuente	[MeV]
Energía cinética de fragmentos de fisión	166
Neutrones	5
Rayos gamma	14
Partículas beta	5
Neutrinos	10
Total	200

2.4. Combustible Nuclear

El elemento utilizado como combustible nuclear es el uranio, un metal pesado que fue descubierto en 1789 por Martin Klaproth y que se encuentra en concentraciones de 2 a 4 partes por millón en las rocas marítimas. En su estado natural, el uranio se encuentra compuesto por dos isótopos, el uranio-238 y el uranio-235, siendo el primero el que representa un 99,3 % y el segundo un 0,7 % de su composición. Lo más distintivo del uranio-235 es la energía que libera y que su sección eficaz de fisión es mayor cuando los neutrones son térmicos.

2.4.1. Ciclo del combustible nuclear

Desde el momento en que el uranio es extraído, tiene que pasar por una serie de procesos para poder ser usados como combustible nuclear, y cuando éste cumple su vida útil dentro de un reactor, puede ser reprocesado para que una gran parte pueda ser usado nuevamente como combustible, mientras que una menor parte debe ser tratado para disponerlo como residuo nuclear. Esta serie de procesos que se llevan a cabo componen el “Ciclo de Combustible” [11][12], éste se ve resumido en la figura 2.3 que se muestra a continuación.

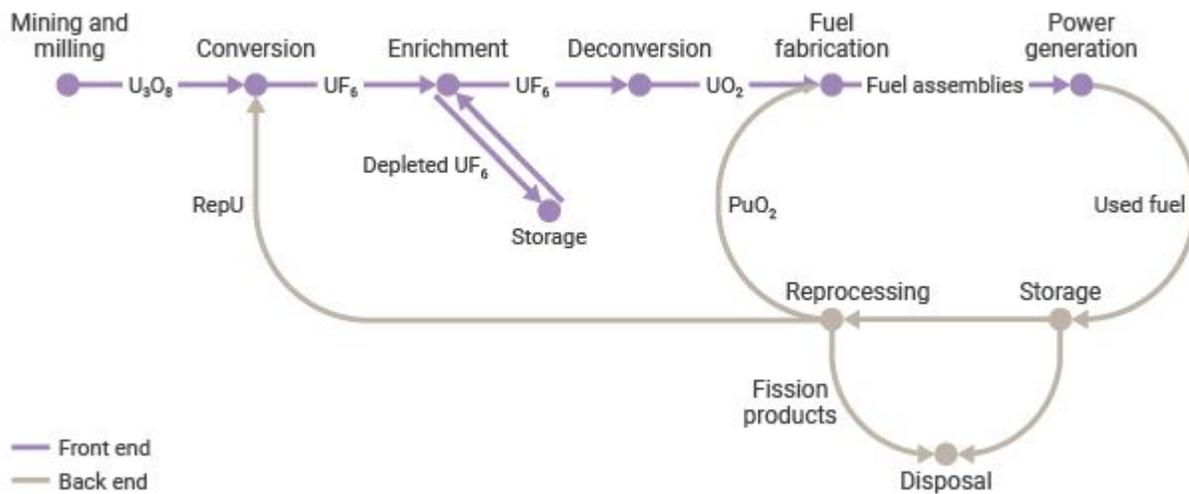


Figura 2.3: Diagrama del ciclo del combustible nuclear [11].

El ciclo comienza con la minería del uranio, proceso que consiste en la extracción de éste, para ello existen dos métodos, minería convencional o la extracción de lixiviación in situ (ISL). La mayoría de las minas de uranio son de rajo abierto, aunque hay unas pocas que son subterráneas para yacimientos donde los depósitos se encuentran a mínimo 120 metros de profundidad, la ventaja que tienen las minas subterráneas es que la cantidad de material que debe ser sacado antes de obtener el mineral es mucho menor que en el caso de las de rajo abierto. En el caso de la ISL, el agua subterránea oxigenada circula a través de un yacimiento muy poroso para disolver el óxido de uranio y llevarlo a la superficie. Una vez extraído, el mineral debe ser molido y lixiviado en ácido sulfúrico para separar el uranio útil del resto de roca. Después de haber hecho eso, se precipita la solución para obtener el concentrado de uranio llamado “Yellow Cake”, cuya fórmula química es U_3O_8 . Si bien este producto es el que se vende, todavía se requieren más procesos antes de ser usado como combustible nuclear.



Figura 2.4: Uranio en su forma conocida como “Yellowcake”[12] [11].

El siguiente proceso que se debe llevar a cabo es la conversión y enriquecimiento del uranio, ya que como se mencionó anteriormente, solo el 0,7% del uranio natural es uranio-235, y para que la mayoría de los reactores puedan operar correctamente, este porcentaje debe encontrarse entre un 3% y 5%. Para llevar a cabo este enriquecimiento, primero se convierte el uranio natural en gas; el óxido de uranio (U_3O_8) puede ser refinado directamente en dióxido de uranio (UO_2) y pasar a su siguiente fase de producción para ser usado en los reactores de agua pesada, ya que estos no necesitan combustible enriquecido; en caso de necesitar enriquecimiento, es necesario primero convertir el óxido de uranio en hexafluoruro de uranio (UF_6), éste se solidifica en recipientes metálicos que se envían a las plantas de enriquecimiento. En el método más común de enriquecimiento, el hexafluoruro de uranio nuevamente se gasifica y se ingresa en una máquina centrífuga, que consiste en tubos verticales que giran muy rápidamente, donde las moléculas de uranio-238 tienden a acumularse en las paredes de estos tubos, dejando en el centro las moléculas de uranio-235. Este comportamiento ocurre debido a que las moléculas de uranio-238 son más pesadas que las de uranio-235, el problema es que esta diferencia de masa es de solamente un 1%, por lo que el proceso de separar el uranio-238 del combustible gaseoso se vuelve lento y tiene que hacerse sucesivamente, pasando el combustible cada vez más enriquecido a una siguiente máquina centrífuga, repitiendo el proceso hasta haber separado suficiente uranio-238 del combustible, tal que la concentración de uranio-235 haya aumentado a un valor entre el 3% y el 5%. Cuando el hexafluoruro de uranio se termina de enriquecer, se reconvierte en dióxido de uranio.



Figura 2.5: Centrífugas de uranio para enriquecimiento [13].

El siguiente paso en el ciclo es la fabricación del combustible a su versión definitiva, o sea, en forma de pastillas cerámicas cilíndricas. Para esto, el dióxido de uranio prensado se calienta a más de 1400 [°C], después se insertan estas pastillas en una “vaina” y así conforma las barras de combustible. Como se puede ver en la figura 2.6 estas barras se agrupan en arreglos denominados “elementos de combustible”, que son los que finalmente se disponen en los reactores nucleares, donde el nivel de quemado es proporcional al enriquecimiento que posee el combustible. El consumo de combustible se mide en GW térmico al día por tonelada de combustible [GWd/t], y uno de los desafíos más grandes ha sido aumentar ese consumo térmico diario al máximo, durante mucho tiempo ese valor se mantuvo estacionado en 40 [GWd/t] con un enriquecimiento del combustible cercano a un 4%, aunque gracias a los avances tecnológicos y a un aumento en el enriquecimiento, hoy se queman 55 [GWd/t] usando un 5% de enriquecimiento. Por lo general el combustible antes debía ser recargado en un período de 12 a 18 meses, mientras que hoy, gracias al aumento del quemado, ese período de recarga se encuentra entre 18 a 24 meses para los reactores nucleares que usen uranio enriquecido.



Figura 2.6: Etapas de fabricación del combustible nuclear. [14]

Cuando el combustible ya fue usado, todavía queda aproximadamente un 96 % de uranio, aquí un 1 % es uranio-235 y un 0,6 % del total es plutonio, y sigue emitiendo radiación por los fragmentos de fisión. Esta radiación y calor deben ser contenidos, por lo que los elementos de combustible al ser sacados del núcleo son enviados a piscinas de combustible gastado, donde se pueden mantener por muchos meses e incluso años, para luego pasar a almacenarlo en un lugar seco. En este punto se tienen dos posibles caminos para el ciclo del combustible, almacenar el combustible usado de manera definitiva, o reprocesarlo para reciclar lo que todavía puede ser útil. En el reprocesamiento se separa el uranio y el plutonio de los demás residuos (componen aproximadamente un 3 %) disolviendo las barras en ácido, así el uranio y el plutonio pueden ser reciclados para convertirse nuevamente en combustible, mientras que los desechos deben ser solidificados y almacenados. La mezcla del uranio gastado, con uranio natural y el óxido de plutonio, conforman un combustible conocido como “combustible nuclear de mezcla de óxidos” (MOX), donde la proporción del plutonio varía entre un 3 % y 10 %. Este combustible puede ser usado en el reactor, mientras que otra porción de uranio gastado que no se haya usado para conformar el MOX puede agregarse al ciclo del combustible antes de las fases de conversión y enriquecimiento.

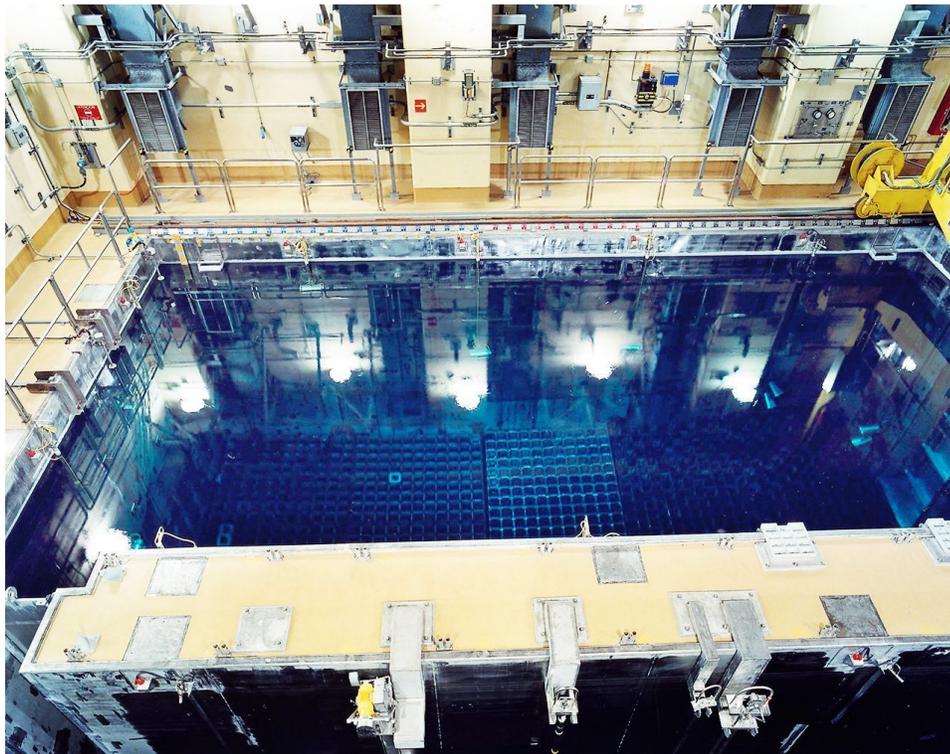


Figura 2.7: Piscina de combustible gastado [15].

El final del ciclo del uranio es posiblemente la fase más importante de todas, tratar los residuos nucleares. Los residuos nucleares se clasifican en 3 tipos dependiendo de la cantidad de radiación que emiten: residuos de baja, intermedia y alta actividad. Los residuos de baja actividad (LLW) son extraídos a lo largo de todas las etapas del ciclo; los de actividad intermedia (ILW) salen durante la operación del reactor; y finalmente los de alta actividad (HLW) son los mencionados productos de fisión que componen un 3 % del combustible nuclear usado y que es separado durante el reprocesamiento. Algunos de los residuos nucleares deben ser

almacenados por un corto tiempo en un determinado lugar antes de hacer un almacenamiento permanente, esto se hace de diferentes formas y durante distintos tiempos de acorde al nivel de radiación de los residuos. Los ILL y LLW de corta duración pueden ser almacenados directamente a través de almacenamiento geológico (ingresar los residuos en un “sarcófago” y enterrarlo en la tierra). Por su parte, los ILW y HLW de larga duración deben ser almacenados provisoriamente en piscinas profundas hasta que la radiación y temperatura de los residuos baje considerablemente; sin embargo, los HLW tienen niveles de radiación tan altos que generalmente se busca su reutilización para evitar su eliminación en ese estado, pero en caso de querer enterrarlo, primero se vitrifica en vidrio de borosilicato y se sella en cilindros de acero inoxidable, donde permanecen almacenados hasta ser geológicamente enterrados.

2.4.2. Mercado del uranio

De toda la demanda mundial de uranio, la gran mayoría de esta se compra a las empresas mineras que lo extraen en las minas de uranio, mientras que una menor parte de esta demanda se solventa reciclando el combustible usado de diferentes maneras como se explicó en la sección anterior. En un comienzo, la producción de uranio se hizo solo con fines armamentistas, algo que se puede reflejar en la figura 2.8, donde la línea negra muestra cuantas toneladas de uranio se usan con fines no militares para el mundo, el mismo gráfico muestra que en la actualidad Kazajistán es el país con la mayor producción de uranio en el mundo, aportando un 41 % de toda la producción mundial para el año 2020, seguido por Canadá y Australia con 13 % y 8 % respectivamente.

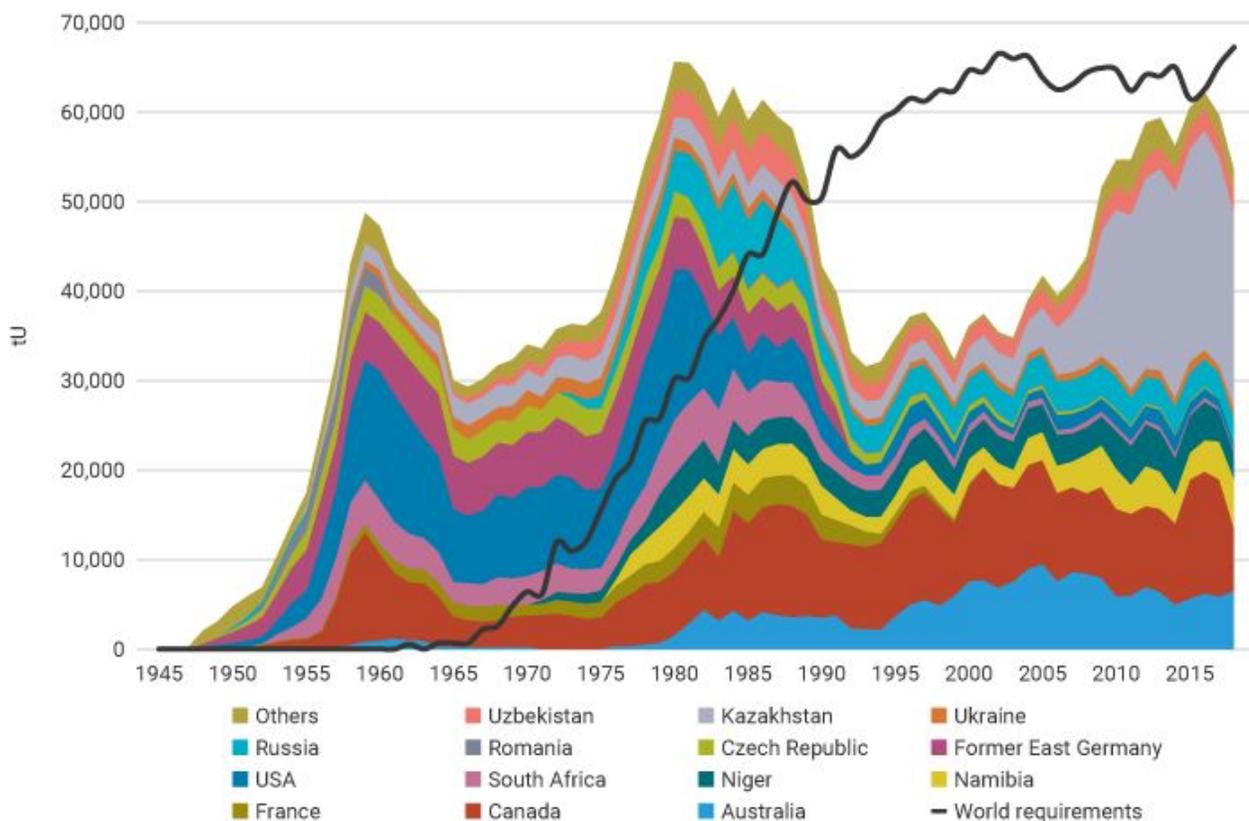


Figura 2.8: Producción de toneladas de uranio por país [16].

El precio del uranio fluctúa todos los años, sin embargo, en las décadas de los 80s y los 90s, los precios del uranio en casi todas las minas eran menores a los precios de producción, desde entonces, esos precios se recuperaron entre los años 2003 y 2009, aumentando y disminuyendo recurrentemente su valor desde entonces, encontrándose en el 2020 entre 30 y 40 dólares por libra de uranio, aunque también hay que destacar, que el precio de compra del uranio de mina solo representa un tercio de lo que pagan las empresas por combustible nuclear, siendo dos tercios del gasto total el enriquecimiento y fabricación del combustible. El motivo por el cual se presenta esta constante fluctuación (Figura 2.9) es por la sensación de escasez, el precio del uranio disminuye por debajo del precio de producción cuando hay poca demanda, lo que genera que algunos productores menores se salgan del mercado o que las grandes mineras produzcan menos, esto genera una disminución en la oferta, lo que con el tiempo implica una nuevo aumento en el precio (por encima del precio de producción) lo suficiente para que nuevamente ingresen productores menores o que para que los grandes productores entreguen una mayor oferta.

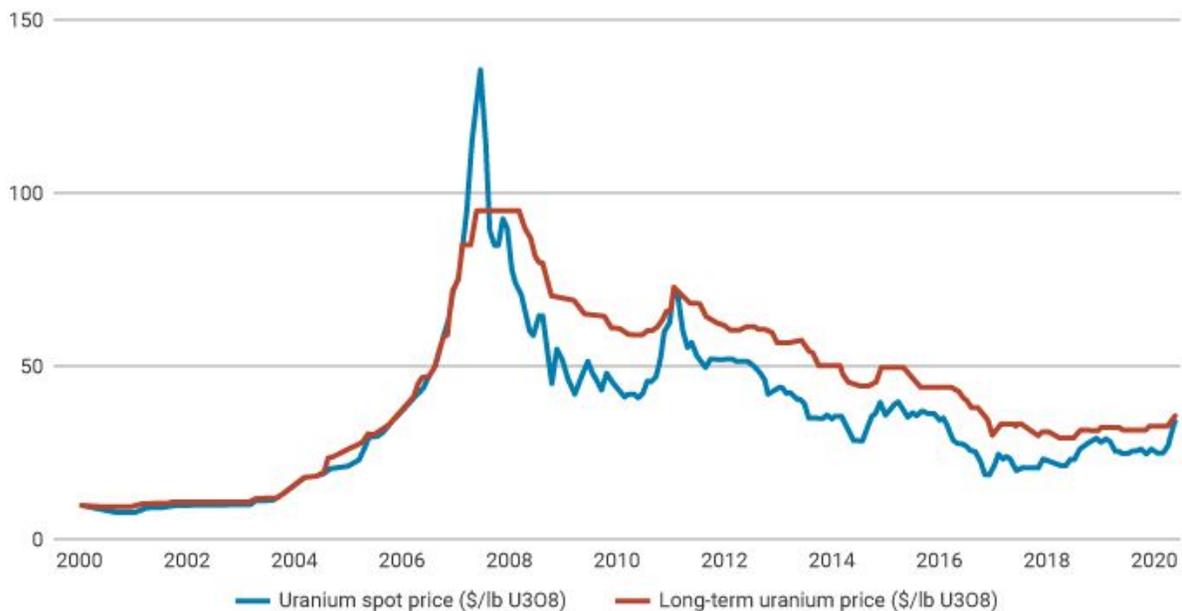


Figura 2.9: Precio del uranio al contado y a largo plazo [16].

Independientemente de la fluctuación del precio del uranio, producto del comportamiento de la demanda, esta es bastante fácil de predecir ya que depende principalmente de la capacidad instalada, la que presenta variaciones bastante anticipadas. En la actualidad (octubre 2021) hay 441 reactores operativos, estos reactores utilizan aproximadamente 67.500 toneladas de uranio de minas (usan más uranio, pero estos se obtienen de procesos de reciclaje) y para cada [GWe] nuevo instalado se necesitan 150 toneladas de uranio de mina al año y entre 300 y 450 toneladas para la primera carga de combustible. Con las esperadas inauguraciones de los reactores que se encuentran en construcción, y los que se encuentran en planificación, se pronostica un aumento en la demanda de uranio para las próximos 20 años. Para la década comprendida entre 2020 y 2030 se espera un aumento del 26 % en la demanda mundial de uranio, mientras que para el período comprendido entre 2030 y 2040 se espera que sea de un 18 % el aumento respecto a la década anterior, alcanzando posiblemente un 56 % de incremento para el año 2040 respecto a 2018.

2.5. Descripción básica de los reactores nucleares

Todos los reactores nucleares comparten el mismo concepto, generar una inmensa cantidad de calor por medio de muchas fisiones nucleares, y así obtener el vapor necesario para mover una turbina dentro de un ciclo termodinámico que generalmente es un ciclo de Rankine. A continuación se dará una descripción de las 4 familias de reactores más usadas, pero antes se definirán algunos elementos importantes [17]:

- **Combustible:** explicado en la sección anterior, son los elementos fisibles o fisionables que se encuentran integrados en vainas ordenadas en elementos de combustible de por lo general 17 X 17 vainas. En la mayoría de los reactores el combustible se compone de uranio enriquecido entre un 3 y 5%.
- **Moderador:** es el elemento que se usa en el reactor para disminuir la velocidad de los neutrones en el núcleo y con esto aumentar la tasa de fisiones, recordando que el uranio-235 tiene una mayor sección eficaz de fisión para neutrones lentos.
- **Reflector:** material no absorbente con alta sección eficaz de dispersión que rodea al núcleo, este elemento evita que los neutrones salgan del área activa al rebotarlos de vuelta, aumentando el aprovechamiento de neutrones.
- **Barras de control:** son barras que se introducen por unos huecos en los elementos de combustible, las barras de control están hechas de materiales con altísima capacidad de captura de neutrones, lo que ayuda a detener las reacciones en cadena y con ello bajar la tasa de fisiones.
- **Refrigerante:** es un fluido que pasa a través del núcleo, extrayendo el calor producido por la reacción nuclear.
- **Coefficiente de vacío:** Es un factor que mide la variación de la reactividad cuando se presentan vacíos (burbujas) en el reactor.

2.5.1. Reactores PWR

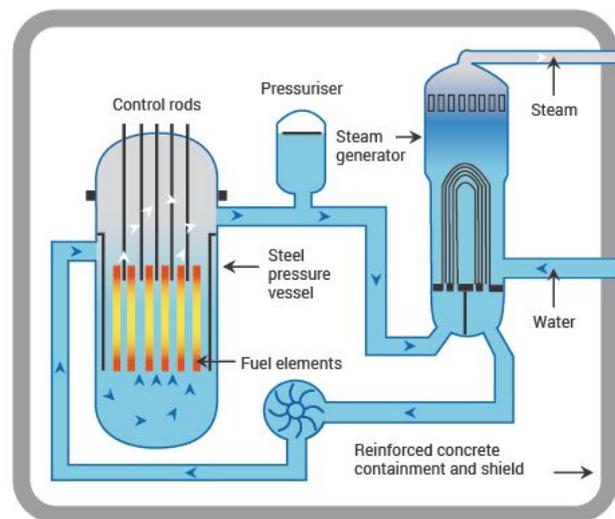


Figura 2.10: Esquema general de un reactor PWR [17].

Los reactores PWR (Pressurized Water Reactor) o mejor dicho, reactores de agua a presión, son los más ampliamente usados a nivel mundial (ver figura B.1 de la sección de Anexos), teniendo a octubre de 2021 un total de 305 reactores en operación (de los 441 que hay en total) y 46 en construcción [18]. Estos reactores se caracterizan por utilizar agua ligera (H_2O) tanto como moderador como refrigerante, y por usar un combustible nuclear de uranio-235 levemente enriquecido (3% - 5%) en forma de dióxido de uranio (UO_2). Como se puede apreciar en la figura 2.10, este tipo de reactor consta de 3 circuitos, uno primario en el que se hace circular el agua de refrigeración por el núcleo a alta presión tal que siempre se mantenga en estado líquido, y que posteriormente es llevada al generador de vapor para finalmente volver ser transportada al núcleo; un circuito secundario de agua que con el calor transmitido por el agua caliente a alta presión del primer circuito, es convertida en el vapor que mueve la turbina, y que después de haberse expandido es enfriado y convertido en líquido en el condensador para llegar al generador de vapor nuevamente; por su parte, el circuito terciario es el que se encarga solamente de enfriar el condensador.

2.5.2. Reactores BWR

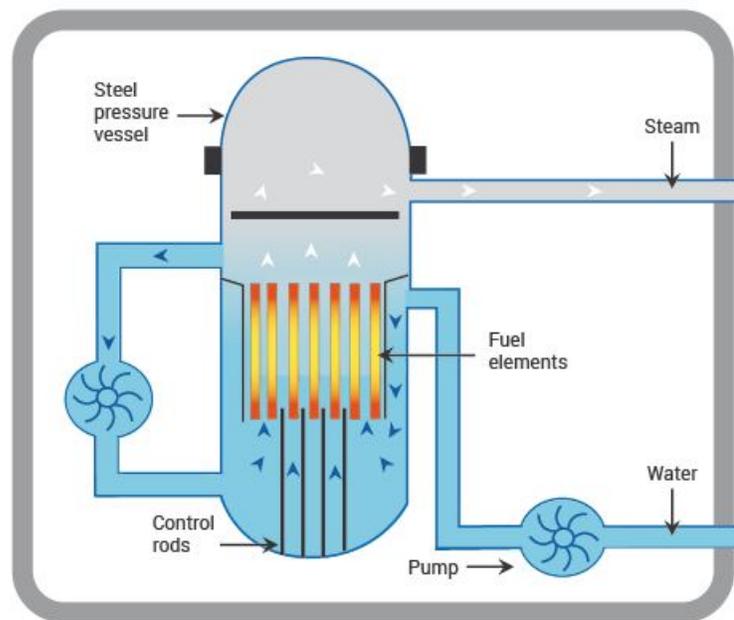


Figura 2.11: Esquema general de un reactor BWR [17].

Los reactores de agua en ebullición (Boiling Water Reactor) son el segundo tipo de reactor más frecuentemente usado, solo superados (ampliamente) por los PWR. Al igual que el modelo anterior, estos reactores también utilizan el agua como refrigerante y moderador, y su combustible nuclear también está levemente enriquecido en uranio-235 (2,5%). La gran diferencia entre este tipo de reactor y el anterior, es que este modelo carece de un generador de vapor, debido a que este es generado en el interior del núcleo, por lo que la presión a la que se mantiene el agua no es tan elevada como para impedir su cambio de estado cuando la temperatura está cerca de los 285 [°C]. En la tabla 2.10 se pueden resumir algunas propiedades del agua dentro del núcleo del reactor tanto en los BWR como en los PWR, usando como ejemplo reactores genéricos fabricados por General Electric y Westinghouse respectivamente [19]; en esta se puede notar que la presión del agua dentro del reactor del PWR es más del

doble de la de un BWR, y con eso el agua se convierte en vapor sin necesidad de tener otro circuito de refrigeración.

Tabla 2.10: Comparación de propiedades entre reactores genéricos BWR vs PWR [19].

Tipo de reactor	BWR	PWR
Constructor	General Electric	Westinghouse
Potencia total [MWth]	3.759	3.411
Potencia neta [MWe]	1.178	1.148
Circuitos primarios	2	4
Generadores de vapor	No tiene	4
Presión del fluido en el núcleo[MPa]	7,17	15,5
Temperatura del fluido a la entrada del núcleo[°C]	278	286
Temperatura del fluido a la salida del núcleo[°C]	288	324

2.5.3. Reactores PHWR

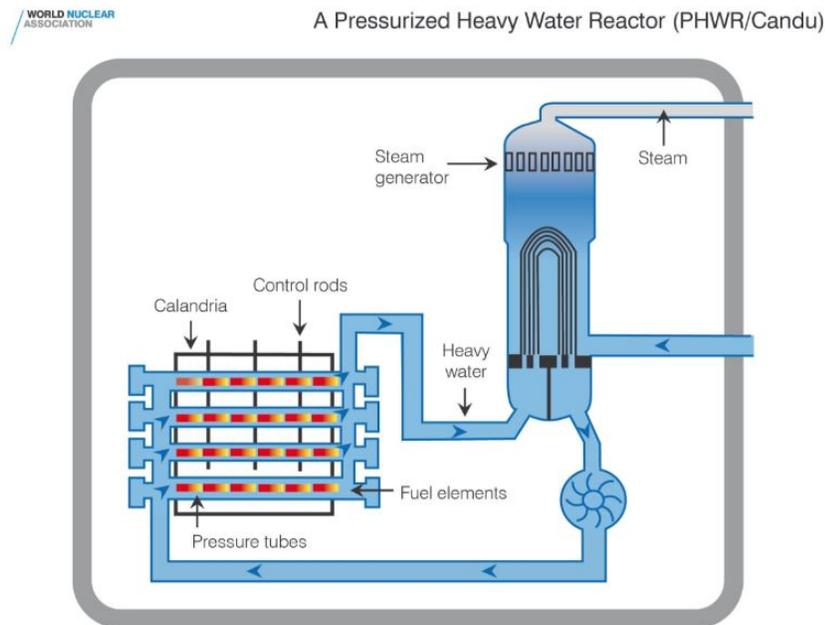


Figura 2.12: Esquema general de un reactor PHWR [17].

Comenzaron a desarrollarlos entre los años 1950 y 1960, los reactores de agua pesada (Heavy Water Reactors), tal como su nombre permite intuir, se caracterizan por usar el agua pesada (D_2O) como moderador y refrigerante. La ventaja de esto es que a diferencia de los que usan agua ligera, los HWR pueden usar uranio natural como combustible y no necesitan enriquecerlo, lo que se traduce en un ahorro significativo de dinero, el punto en

contra es que esta tecnología conlleva con el gasto de producir agua pesada. La mayoría de los PHWR son los reactores CANDU (Canada Deuterium Uranium), cuyo esquema general se asemeja al ilustrado en la figura 2.12, donde se puede apreciar que la reacción nuclear no ocurre en una vasija convencional, los tubos de combustible se pueden ingresar de forma horizontal a la vasija llamada “calandria” que ya tiene al moderador (agua pesada) adentro, y las barras de control de forma perpendicular al combustible. El agua pesada que circula como refrigerante se encuentra a muy alta presión para que jamás cambie de fase, esta pasa por un intercambiador donde le transfiere calor al agua ligera, y finalmente vuelve a pasar por la bomba para elevar su presión y volver al circuito.

2.5.4. Reactores GCR, AGR y HTGR

Los reactores refrigerados por gas representan una familia de reactores que ha tenido una evolución bastante marcada con el pasar de los años. El primero de ellos, el reactor de grafito-gas (Gas Cooled Reactor) se caracterizaba por usar uranio natural en forma de metal como combustible, anhídrido carbónico como refrigerante y grafito como moderador; el sistema de generación de vapor se encontraba separada de la vasija del reactor como se puede apreciar en la figura 2.13. La siguiente versión de este reactor fue el reactor avanzado de gas (Advanced Gas Reactor), aunque este solo se diferencia del anterior en que el combustible nuclear es de uranio enriquecido en forma de metal, la vasija está hecha de hormigón pretensado y que el sistema de generación de vapor se encuentra al interior de la vasija del reactor.

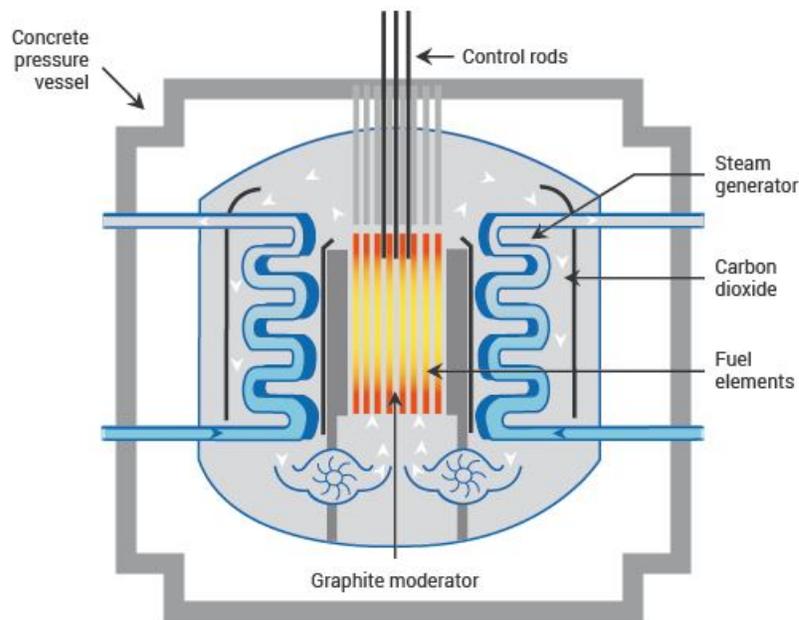


Figura 2.13: Esquema general de un reactor GCR [17].

Finalmente, el reactor refrigerado por gas a muy alta temperatura (High Temperature Gas Reactor) es la última y más avanzada versión de esta familia de reactores que se encuentra en operación en la actualidad, este se diferencia de los dos anteriores varios aspectos; lo primero es que el combustible pasa a ser cerámico en vez de metálico; segundo, como su nombre lo indica, el gas se encuentra a una temperatura muchísimo más elevada, y tercero, el

refrigerante pasa de ser anhídrido carbónico a helio. En la figura B.2 de la sección de Anexos, se pueden apreciar un extracto de una tabla comparativa de todas las plantas HTGR usadas en el pasado, de donde se puede apreciar que la temperatura mínima de salida del helio entre los reactores es de 750 [°C] mientras que la máxima se encuentra a 950 [°C] en las centrales AVR de Alemania (que ya no se encuentra operativa) y HTTR de Japón [20]. Los GCR solamente se encuentran operativos en el Reino Unido y China, solamente uno de ellos ha sido inaugurado desde 1989, siendo de 600 [MWe] los reactores de mayor potencia.

2.6. Actualidad de los reactores

Como se mencionó anteriormente, según la World Nuclear Association [18], a octubre de 2021 se encontraban 441 reactores en operación, de los cuales 305 son PWR, 62 son BWR, 48 son PHWR, 12 son GCR, 12 con LWGR (diseños soviéticos) y 2 son FBR (Fast Breeder Reactor). Los PWR al ser los más usados en el mundo, se encuentran en expansión mundial y constante desarrollo, de hecho son los reactor con más ejemplares inaugurados a partir del año 2000 (y que se encuentran operativos), siendo la mayoría de estos pertenecientes a China, Corea del Sur. Uno de los modelos que más llama la atención es el AP1000 de la compañía Westinghouse Electric, cuyo diseño vino a mejorar el de su predecesor, el AP600, aumentando la potencia nominal a 1000 [MWe] y disminuyendo los costos por cada [KWe] generado. De todas formas, es importante mencionar que los ejemplares más frecuentes de estas últimas dos décadas han sido los CPR1000 y los OPR1000, sin embargo, estos son modelos propios de China y Corea del Sur respectivamente pero que son bastante similares al AP1000.

Los reactores BWR son reactores que generan una gran cantidad de potencia, pero su desarrollo se encuentra estancado y su futuro no parece para nada prometedor. Supuestamente, 62 reactores se encuentran en operación, pero el accidente de Fukushima (subsección 2.8.2) significó un revés importante para la industria nuclear y sobre todo para los BWR. Japón era el único país que había inaugurado reactores de este tipo a partir del año 2000, y estos tuvieron que ser detenidos junto con los modelos más antiguos, sumando un total de 17 reactores de este estilo (la mayoría BWR-5 y algunos ABWR) que llevan varios años sin generar energía eléctrica, pero que al no encontrarse “apagados permanentemente”, su estado sigue siendo considerado “operativo”. Por otro lado, este accidente llevó a que el gobierno alemán ordenase el cierre permanente de todos sus reactores, siendo varios de ellos BWRs que ya se encuentran apagados y algunos de otras tecnologías que se espera que hayan cerrado para el año 2022. De los modelos que se encuentran funcionando, solo Laguna Verde 2 (BWR-5) de México ha sido inaugurado después de 1990, aunque en la actualidad hay 2 unidades bajo construcción.

Los reactores PHWR atraviesan un cierto estancamiento, pero de una naturaleza distinta a los BWR; con los avances realizados en los PWR, los CANDU se han vuelto cada vez menos convenientes para los países que no tienen estos reactores con anterioridad. La compra de reactores CANDU sigue siendo viable para los países que ya tienen dominada la tecnología y por lo tanto no les conviene modificar la tecnología, pero es mucho más complejo determinar la rentabilidad a los países que no tienen CANDUs. Uno de los puntos que tienen en contra estos reactores es su coeficiente de vacío positivo, ya que aumenta la reactividad con los vacíos generados en el núcleo, por lo que no se les permite ser construidos en Estados Unidos; por otro lado, la gran ventaja que tenían estos reactores, que es usar combustible de uranio

natural, se va diluyendo, pues el modelo de reactor más avanzado, el Advanced CANDU Reactor (ACR), modelo que pensaba mejorar el precio de construcción del CANDU-9 (que jamás ha sido construido), utiliza uranio levemente enriquecido como combustible nuclear. Esta familia de reactores tiene 48 ejemplares operativos, la mayoría de ellos se encuentran en India (18) y Canadá (19), siendo uno de sus modelos más atractivos el CANDU 6, que tiene un factor de carga promedio de 0,868 (el más elevado entre los PHWR) y una potencia promedio de 640 [MWe], y además tiene 14 reactores inaugurados después del año 2000. India ha tenido avances significativos en su trabajo con los PHWR, pero sus reactores son diseños propios y la mayoría de ellos de potencias muy bajas (200 [MWe]).

2.6.1. El reactor PWR AP1000



Figura 2.14: Planta AP1000 genérica [21]

No hay manera de explicar el funcionamiento del AP1000 sin entender simultáneamente el de su predecesor, el AP600, esto debido que el AP1000 nace bajo la necesidad de mejorar el AP600, cuyo diseño fue aprobado por la “Nuclear Regulatory Commission” (NRC) a finales de 1999. Para la compañía Westinghouse el problema del diseño anterior era el costo de energía para asegurar la rentabilidad del reactor, ya que según sus estimaciones se encontraba entre los 4,1 a 4,6 centavos por [kWh]. Ese precio no hubiera generado suficientes utilidades para conseguir eventuales compradores, por lo que rediseñó el reactor para un mínimo de 1000 [MWe] de potencia, alcanzando un costo por [kWh] de 3 a 3,5 centavos. Para el combustible, el AP600 utiliza un núcleo de baja densidad de potencia con 145 elementos de combustible, mientras que el AP1000 uno de alta densidad con 157 elementos. La diferencia en el núcleo del reactor consiste principalmente en el tamaño, siendo el del AP600 de 3,66 [m] de alto y el del AP1000 de 4,27 [m] y ambos tienen un margen superior al 15% respecto del límite de ebullición nucleada para un eventual accidente sin pérdidas de flujo [22]. En las figuras 2.15 y 2.16 se pueden apreciar planos de los reactores AP600 y AP1000 notando diferencias muy leves entre ambos diseños.

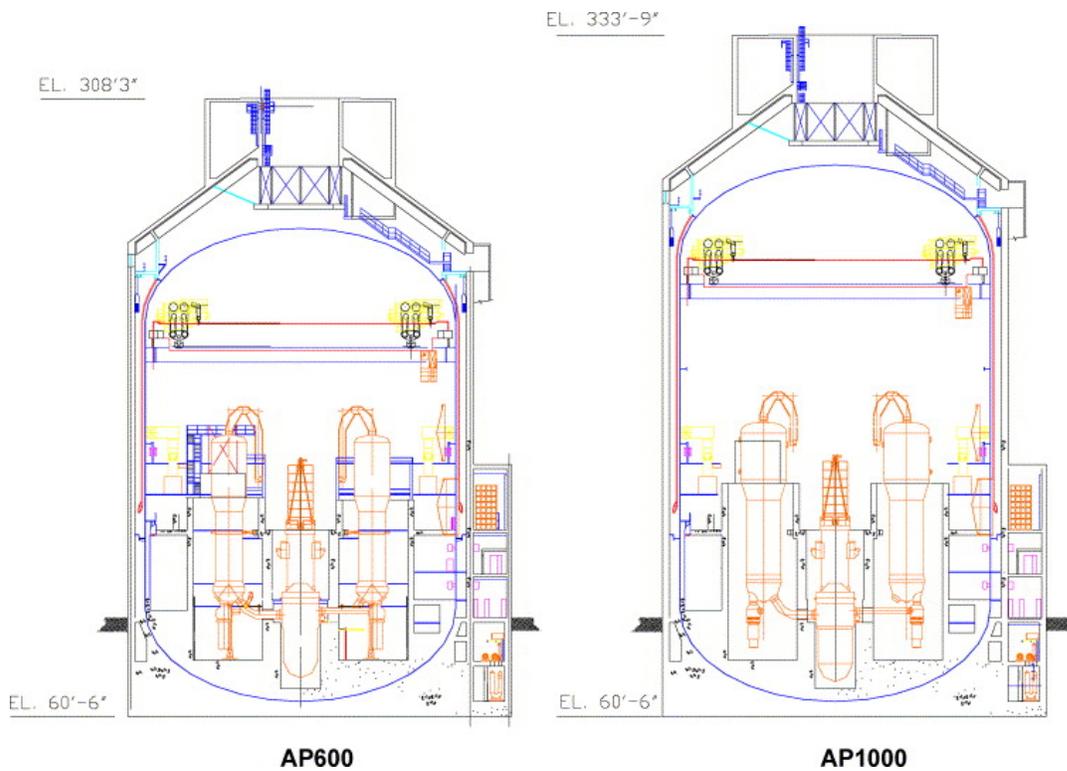


Figura 2.15: Vista de sección transversal de las plantas AP600 y AP1000 [22].

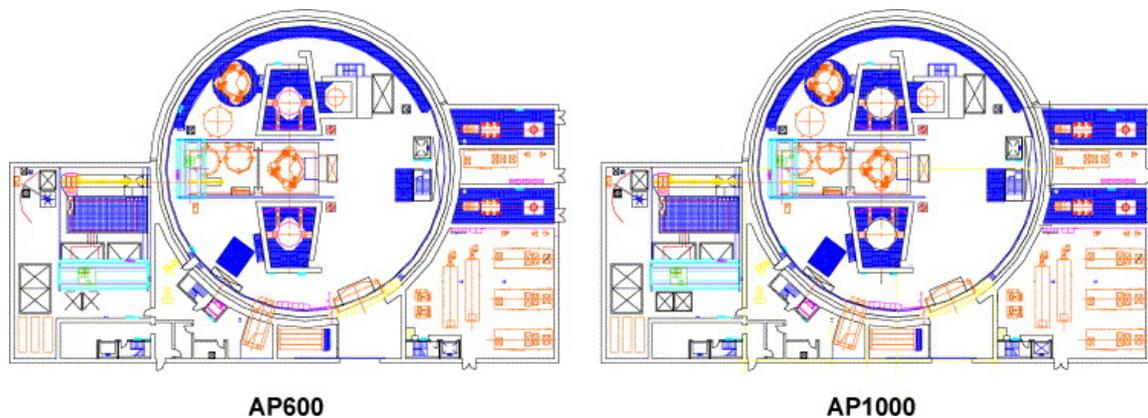


Figura 2.16: Vista superior de plantas AP600 y AP1000 [22].

Los equipos principales del reactor de su ciclo primario son el núcleo, los generadores de vapor, las bombas de refrigerante, el presurizador y el recipiente de contención (ver figura 2.18). En ambos reactores se utilizan dos generadores de vapor, aunque estos difieren principalmente en el tamaño, no es una diferencia lo suficientemente grande como para necesitar una vasija diferente, el AP600 utiliza los generadores de vapor Delta-75 mientras que el AP1000 usa los Delta-125 [22]. Como se puede ver en la figura 2.17, estos generadores de vapor son intercambiadores verticales con tubos en forma de U, en particular, el Delta-125 cuenta con 10.025 tubos de diámetro externo de 17,5 [mm], sumando un área de intercambio en el exterior de los tubos de 11.477 [m²] por cada intercambiador.

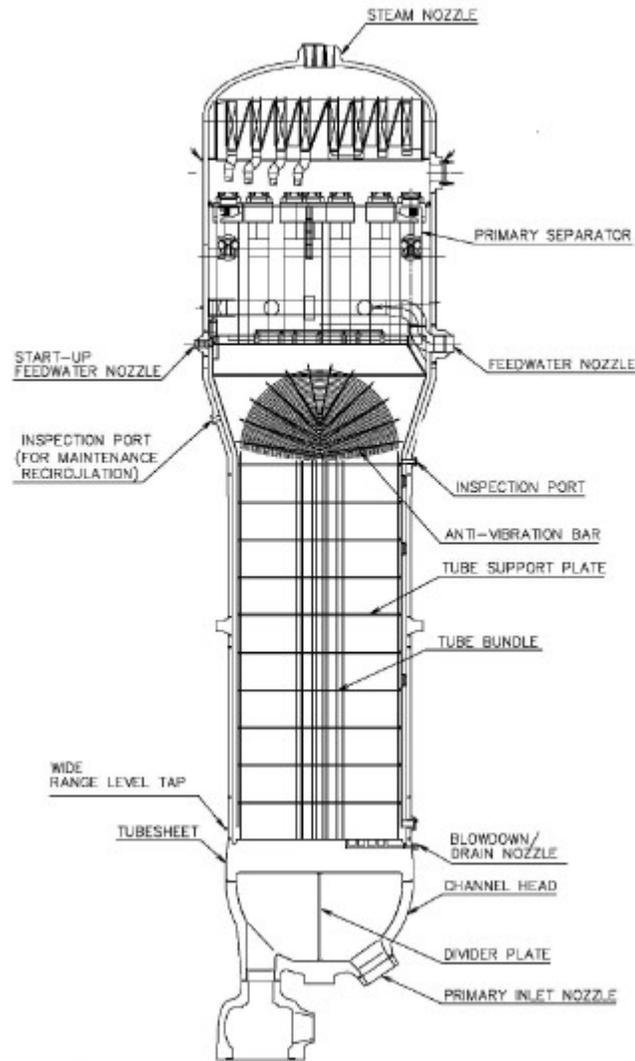


Figura 2.17: Generador de vapor del AP1000 [23].

En el ciclo primario (ciclo de generación de vapor nuclear), las bombas del refrigerante no generan variaciones significativas en la presión del agua, más bien se encargan de proporcionar constantemente al núcleo con el caudal de agua necesario. Estas bombas son de una etapa y contienen el motor dentro de una vasija a presión; en ambos diseños, se encuentran dos unidades montadas directamente en el cabezal de cada uno de los generadores de vapor sumando 4 de ellas en total, buscando reducir la caída de presión del circuito, simplificar la base y el sistema de soporte para resto de equipos y tuberías, y eliminar la posibilidad de descubrir el núcleo durante un “accidente de pérdida de refrigerante” (LOCA) pequeño. Para adaptar el funcionamiento una mayor potencia, las bombas del AP1000 están clasificados para una menor densidad del agua caliente a la temperatura de operación; con esto, solo fue necesario aumentar el tamaño del motor [22].

El presurizador, como su nombre lo puede indicar, tiene la función de mantener la presión dentro de ciertos rangos (cerca de los 170 [bar]) admisibles para el buen funcionamiento del reactor. El modelo utilizado en el AP600 no tiene nada nuevo en relación con otros diseños,

habiendo utilizado ese mismo modelo en por lo menos otras 70 plantas en el mundo. Sin embargo, el del AP1000 tiene un volumen de $59,5 \text{ [m}^3\text{]}$, siendo mayor que el anterior pero sin necesitar tuberías de circuito primario de diámetros y espesores mayores [22].

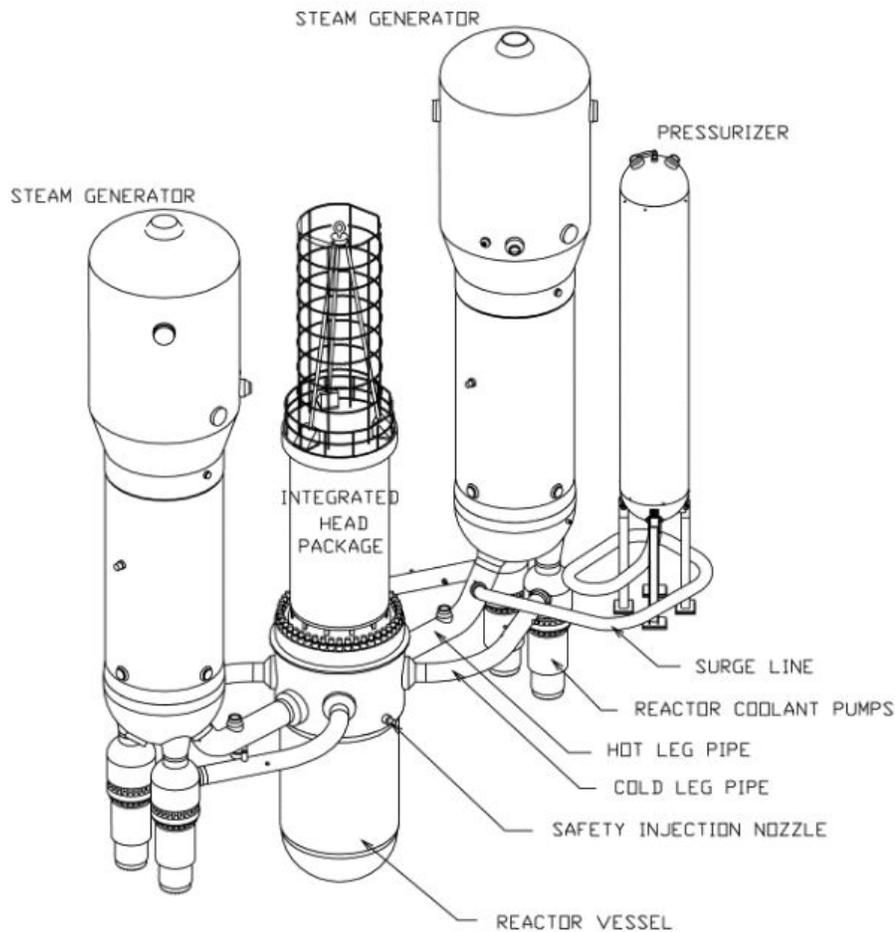


Figura 2.18: Equipos principales de los reactores AP1000 y AP600 [22].

Finalmente, el recipiente de contención es igual en diámetro para ambas plantas ($39,9 \text{ [m]}$) pero la del AP1000 es $7,77 \text{ [m]}$ más alto que el del AP600, y tiene una presión de diseño que aumentó desde los $3,1 \text{ [bar]}$ a $4,07 \text{ [bar]}$, aumentando así los márgenes de presión post accidente para este reactor. Para mayores datos técnicos de los equipos del ciclo primario, estos pueden ser revisados en las figuras C.1, C.2, C.3, C.4 y C.5 de la sección de Anexos [23].

Para el ciclo secundario, un reactor AP1000 cuenta con un sistema de turbinas conformado por una de alta presión y tres de baja presión. De la turbina de alta presión, parte del flujo sale hacia tres calentadores cerrados (donde los flujos para el intercambio térmico no se mezclan) y uno abierto (donde los flujos para el intercambio térmico sí se mezclan) que se encuentran en serie entre sí; mientras que otra parte del flujo se va a un separador de humedad pasando por dos recalentadores antes de dividirse en tres partes iguales para cada una de las turbinas de baja presión que se encuentran en paralelo. La primera turbina de baja de presión tiene una única salida intermedia que va hacia el tercer calentador cerrado que es alimentado por la turbina de alta presión también; la segunda turbina de baja presión

tiene dos salidas intermedias de flujo que van hacia dos calentadores cerrados distintos (4to y 5to) a los ya mencionados; y la tercera turbina de baja presión envía un flujo hacia el sexto cerrado y el resto hacia el condensador junto con los restos de las otras dos turbinas. Con esto, se puede resumir que el ciclo secundario cuenta con seis calentadores cerrados y uno abierto; además cuenta con dos sistemas de bombas, uno a la salida del condensador y otro a la salida del calentador abierto. Algunas características de los equipos de generación de vapor y del sistema de turbinas en operación a plena potencia quedan detalladas en la tabla 2.11 que se muestra a continuación [24].

Tabla 2.11: Características de diseño y rendimiento para los principales componentes del sistema de conversión de vapor y energía [24]

Sistema de suministro de vapor nuclear	
Potencia del SSVN [MWt]	3.415
Presión de salida del generador de vapor [bar]	56,74
Temperatura de salida del generador de vapor [°C]	272,78
Temperatura de entrada del generador de vapor [°C]	226,67
Máxima humedad del vapor de salida del generador de vapor [%]	0,25
Número de generadores de vapor	2
Flujo másico por cada generador de vapor [kg/s]	943,72
Sistema de turbinas	
Potencia nominal de salida [MW]	1.199,5
Tipo de turbina	Tandem-compound 6-flow (TC6F), alábes de 52 pulgadas en la última etapa
Número de turbinas	1 de alta presión 3 de baja presión
Velocidad de funcionamiento [RPM]	1.800

Todos los sistemas de seguridad del AP1000 son pasivos, lo que aumenta considerablemente la seguridad de la planta; esto quiere decir que no requieren intervención humana ni estar conectados a la corriente para funcionar, no es lo mismo que un sistema automatizado ya que eso podría depender del sistema eléctrico, un ejemplo del sistema pasivo sería que al estar en una emergencia las barras de control caerán por gravedad, no por un sistema eléctrico que lo haga funcionar. Todos los sistemas de seguridad dependen principalmente del Sistema de enfriamiento pasivo del núcleo (PXS), que se encarga tanto de la inyección y despresurización de seguridad como de la eliminación pasiva de calor residual. En la figura 2.19 se puede apreciar que el PXS asegura el enfriamiento del núcleo mediante tres fuentes: los tanques de

relleno (CMT), los acumuladores (ACC) y el enorme tanque de almacenamiento de agua de reabastecimiento en contención (IRWST); que están conectados directamente a dos boquillas en la vasija del reactor. El agua de inyección a largo plazo llega por gravedad procedente del IRWST que se encuentra encima del resto del sistema de refrigeración. Este estanque está diseñado para encontrarse a presión atmosférica (aproximadamente 1 [bar]), y para que se pueda realizar la inyección de agua, el PXS despresuriza el sistema de refrigeración completo a aproximadamente 0,83 [bar] de manera automática, lenta y controlada para que exista esa diferencia de presión. El PXS tiene incluido un intercambiador de calor que se encarga de la eliminación del calor residual de manera pasiva. Este intercambiador se denomina PRHR HX, y protege la planta de las fallas que alteran los sistemas normales de vapor y agua de alimentación del generador de vapor. El PRHR HX del AP1000 tiene los tubos horizontales más largos y más placas que el del AP600, con ello se evitó tener que alterar la tubería circundante y el diseño de distribución. Como se puede ver en la figura 2.19, este intercambiador se encuentra pegado al IRWST, lo que le sirve como disipador de calor ya que el agua absorbe el calor de descomposición por más de una hora antes de comenzar a hervir. Una vez que el agua ebulle, el vapor se condensa en un estanque ubicado en la parte superior del recipiente de contención para finalmente volver al IRWST. Cabe destacar que lo mejor de todo este sistema de refrigeración es que funciona sin la necesidad de intervención por parte de operadores [22].

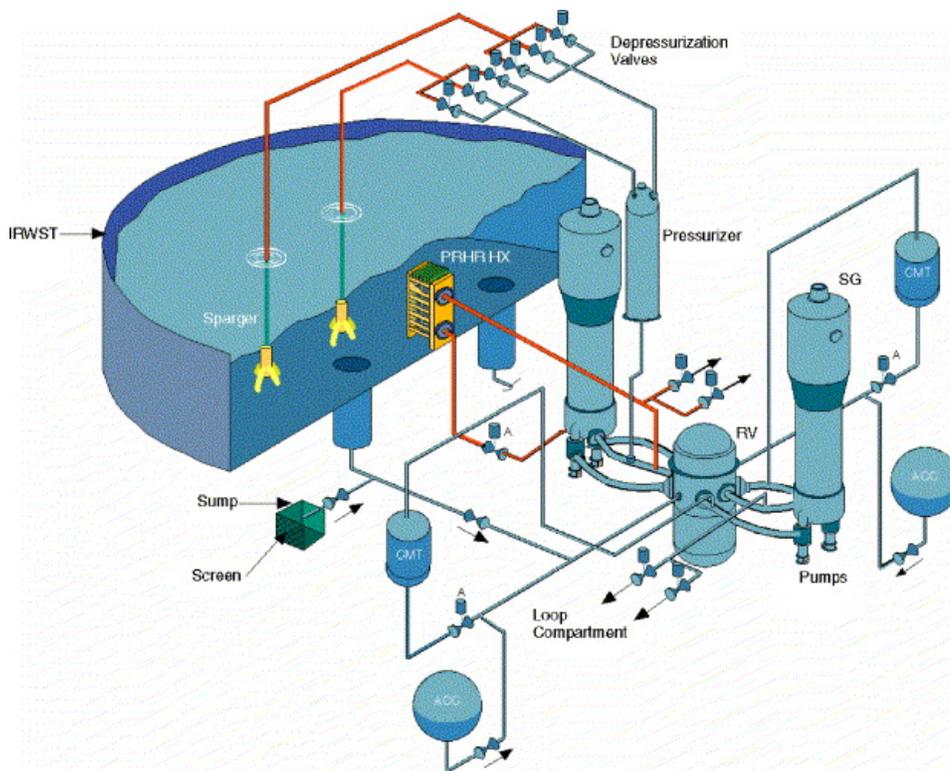


Figura 2.19: Sistema de enfriamiento pasivo del núcleo [22].

El último sistema de seguridad importante de estos reactores es el sistema de enfriamiento de contención pasivo (PCS). Este sistema enfría el recipiente de contención para que jamás exceda la presión de diseño y que además decaiga a aproximadamente un 40 % de la presión de diseño en menos de 5 horas. En caso de un accidente, el calor se elimina del interior del

recipiente de contención mediante la circulación natural del aire, transfiriendo el calor a la atmósfera. Como se mencionó anteriormente, el recipiente de contención de un AP1000 es un poco más alto que el del AP600, esto sumado a una modificación en el material para la carcasa significó un aumento en el margen para la presión de diseño. Los análisis de seguridad demuestran que en caso de accidentes graves, es probable que el recipiente permanezca intacto; producto de ello, la planta tenderá a liberar considerablemente menos radiación en comparación a otros reactores.

En relación con una perspectiva de implementación, dos reactores AP1000 se están construyendo en Estados Unidos y otros cuatro se han construido hasta ahora en China, donde hubo intervalos de nueve años entre el inicio de las construcciones y las puestas en marcha de los reactores [25].

2.6.2. El reactor PHWR CANDU 6

El reactor CANDU 6 tiene una potencia nominal de aproximadamente 640 [MWe] y es uno de los mejores modelos de PHWR en términos de potencia, seguridad y rentabilidad. Todo el sistema de suministro de vapor está compuesto de varios sistemas secundarios que son el reactor, manejo de combustible, transporte de calor, moderación, regulación del reactor y los sistemas de seguridad. Al igual que los demás CANDU, este modelo cuenta con un núcleo horizontal, denominado calandria (ver figura 2.20), de 380 canales de combustible distribuidos, cada uno de ellos contiene 12 haces de combustible. La calandria se encuentra llena de agua pesada (Deuterio D_2O) a baja presión que sirve como moderador, cada canal de combustible permite una recarga individual sin necesidad de detener el funcionamiento del reactor [26].

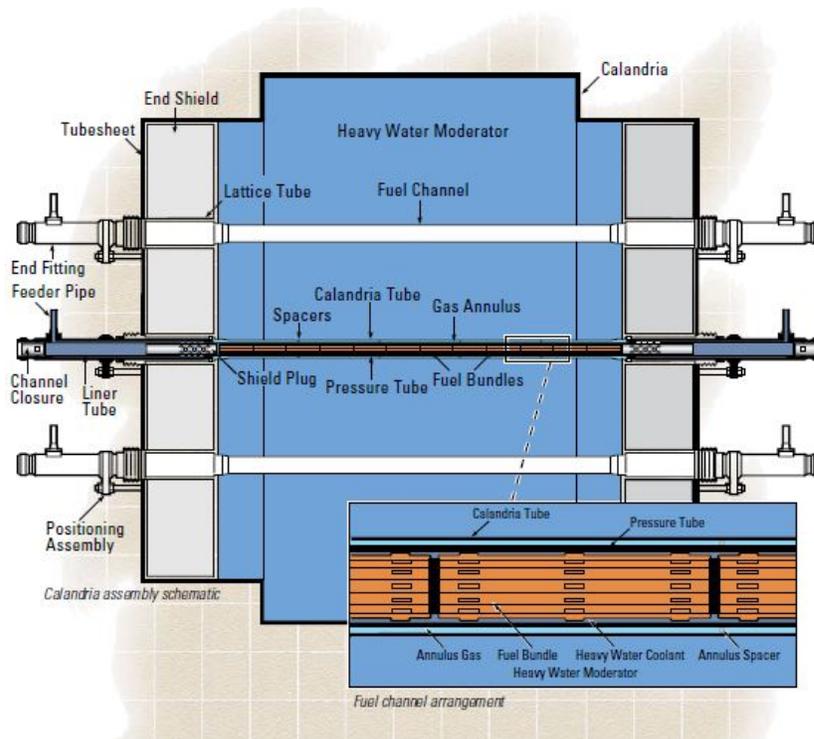


Figura 2.20: Esquema de la calandria del reactor [26].

El agua pesada de refrigerante se encuentra a alta presión circulando en circuitos cerrados en pares de generadores de vapor; de la figura 2.21 se puede ver que el refrigerante entra en la rama fría a menor temperatura (línea de flujo azul) proveniente de un primer generador de vapor en el extremo de uno de los canales de combustibles, sale del mismo canal en la rama caliente a mayor temperatura (línea de flujo rojo), ingresa a un segundo generador de vapor para después ser bombeada nuevamente a baja temperatura al mismo extremo de otro canal de combustible del que sale nuevamente refrigerante a alta temperatura que es llevado de vuelta al primer generador de vapor. El vapor saliente de los generadores de vapor es llevado a un sistema de 4 turbinas, todas de doble flujo; la primera es la turbina de alta presión de la cual entra y sale todo el flujo másico, las otras tres son turbinas de baja presión que funcionan cada una con un tercio del flujo másico, condensando directamente el vapor saliente de cada una de ellas, uniendo los flujos al final para volver a los generadores de vapor [26].

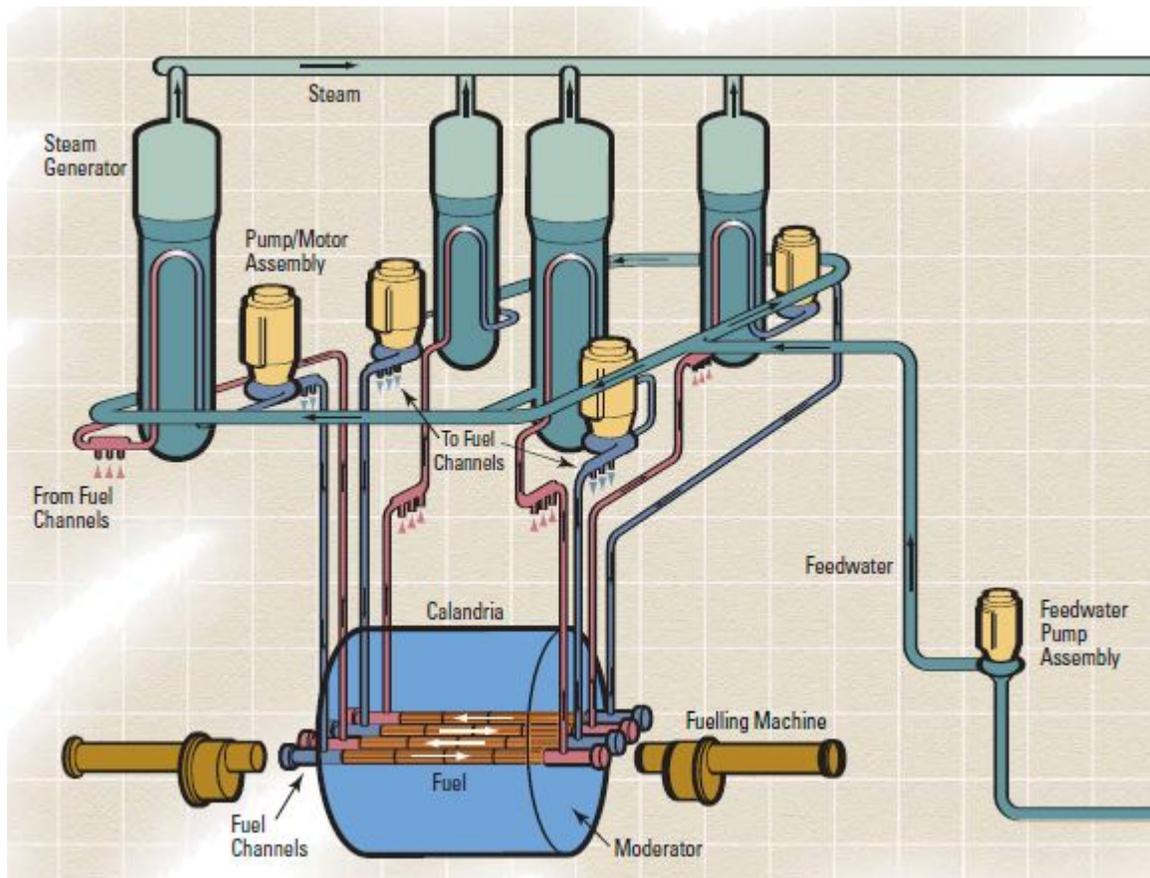


Figura 2.21: Sistema de generación de vapor [26].

De todo el calor generado en la calandria, solo el 4% de la energía es transferida al moderador, siendo la mayoría de esto proveniente de radiación gamma y una minoría producto de la moderación de los neutrones rápidos. El sistema de moderación (figura 2.22) incluye dos bombas funcionando al 100% de su capacidad y dos intercambiadores de calor a su 50% de su capacidad de flujo, conexiones para la purificación y sistema de muestreo con recolección de agua pesada. Dentro de la calandria, parte del agua pesada puede sufrir una rotura de sus enlaces químicos (radiólisis), produciendo gases de deuterio y oxígeno; para regular eso, el sistema de moderación contiene un circuito de gas (“Cover Gas System”) que usa helio

para prevenir la acumulación de estos gases, combinándolos para que vuelvan a formar agua pesada. El helio se usa para esta tarea porque es químicamente inerte y no es activado por radiación de neutrones [26].

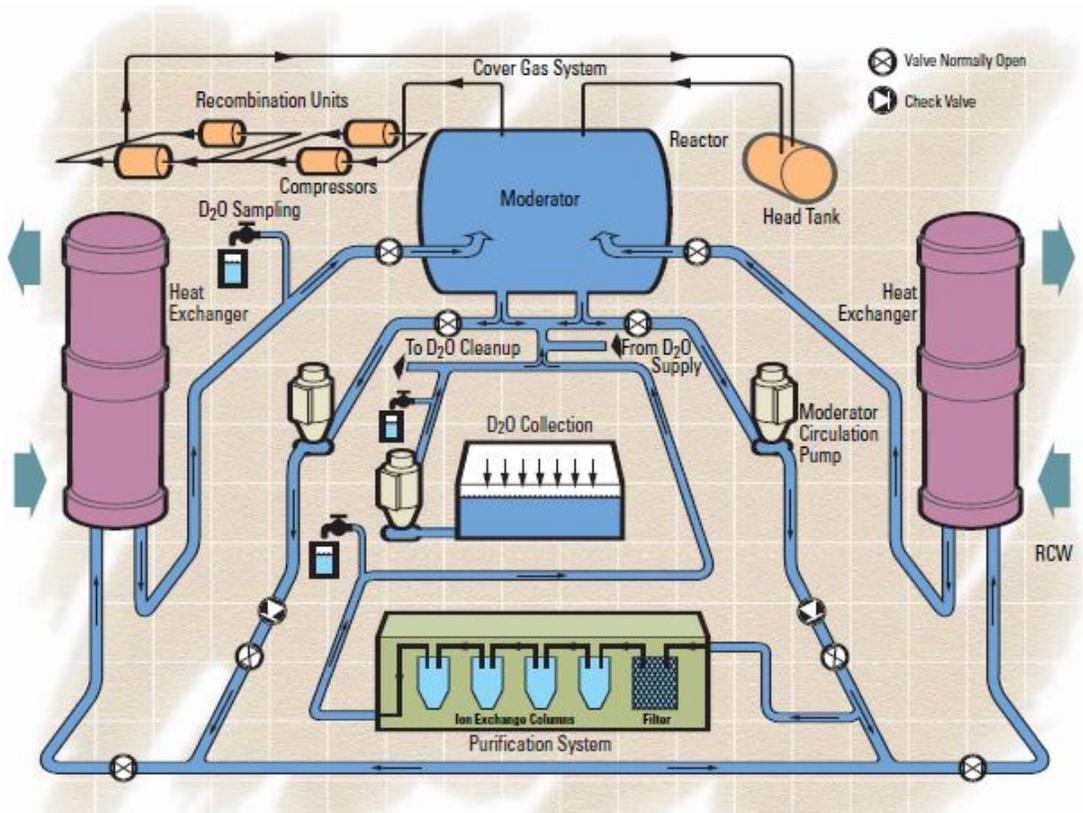


Figura 2.22: Sistema de moderación [26].

Los sistemas de seguridad de estos reactores combinan ciertos sistemas pasivos con otros manuales, se dividen en: sistemas de apagado, sistemas post-apagado, agrupación de sistemas, refrigeración de emergencia del núcleo y de contención. El sistema de apagado (ver figura 2.23) está compuesto por dos subsistemas físicamente independientes entre sí; el primer sistema de apagado entra en operación cuando ciertos parámetros dentro del reactor alcanzan valores inaceptables, entre los que destacan: alto poder neutrónico, bajo flujo de refrigerante, alta temperatura, alta presión, bajo nivel de generación de vapor, alta temperatura del moderador. Este primer sistema de apagado consiste en el ingreso vertical de barras control desde la parte superior de la calandria. Estas barras de control funcionan capturando los neutrones y con ello deteniendo las fisiones, las barras entran de manera más acelerada por acción de un sistema de resortes en el extremo de las barras. El segundo sistema de apagado que entra en operación de manera independiente al primero, consiste en la acción de 6 tanques de veneno, los cuales le inyectan este veneno a la calandria y que al igual que las barras de control, capturan los neutrones y con ello reducen las fisiones [26].

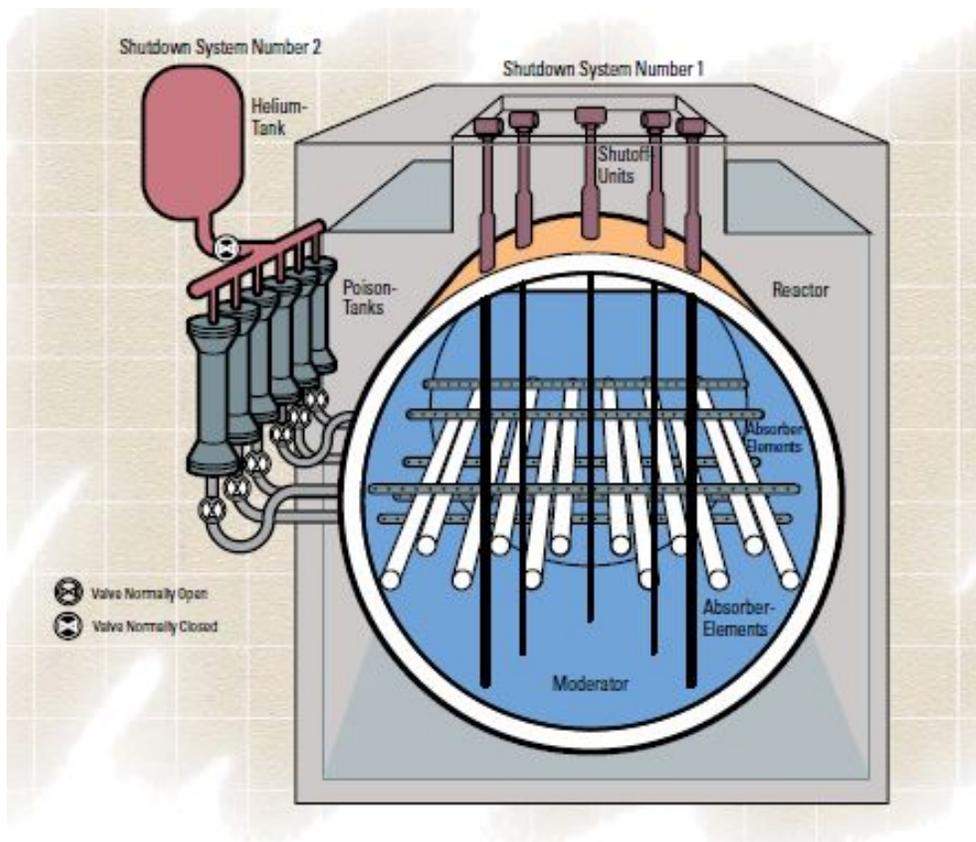


Figura 2.23: Sistema de apagado [26].

El siguiente sistema de seguridad es la refrigeración de emergencia del núcleo (Emergency Core Cooling System, ECCS), éste consiste en agregar agua ligera al sistema de transporte de calor en caso de pérdida de agua pesada posiblemente ocurrido durante un accidente de pérdida de refrigerante (LOCA). Este sistema de emergencia opera en 3 diferentes condiciones, a alta, media y baja presión; en la operación de alta presión, el LOCA inicial genera señales que se encargan de abrir las entradas de gas y las válvulas de aislamiento que permiten la entrada de agua ligera proveniente de los estanques del ECCS con la que rápidamente se espera enfriar los generadores de vapor. El agua ligera es forzada en el circuito del sistema de transporte de calor cuando la presión de ese circuito cae por debajo de los 4,14 [MPa]; el tiempo de inyección puede tomar aproximadamente 10 segundos y los estanques de donde proviene el agua ligera son vaciados en 2,5 minutos [26].

La operación a presión intermedia consiste en el bombeo de agua a menor presión al sistema de transporte de calor, esta agua se encuentra almacenada en otros tanques desde los cuales tiene que ser bombeada por las bombas ECC, que son capaces de proveer el 100 % del agua necesitada a aproximadamente 1 [bar] durante 13 minutos, que es cuando se espera que el estanque de agua quede vacío. La gran diferencia entre este sistema y el de alta presión, además de obviamente la presión a la que operan, es que el de alta presión no necesita conexión a corriente mientras que el de baja presión sí; en el de alta presión, el agua se encuentra almacenada a alta presión en los tanques ECC y cuando cae el nivel de presión del sistema de calor, simplemente se abren las válvulas y dejan entrar el agua que entra con fuerza por la diferencia de presión [26].

La operación a baja presión se encarga de abrir las válvulas que se encuentran entre el reactor y las bombas ECC; el intercambiador de calor mantiene la temperatura del flujo de refrigerante a aproximadamente 49 [°C], la temperatura del agua ligera y pesada del sumidero se encuentran a 66 [°C] en las bombas ECC. Finalmente, el agua recolectada en el sótano es devuelta al sistema de transporte de calor para garantizar una refrigeración más larga [26].

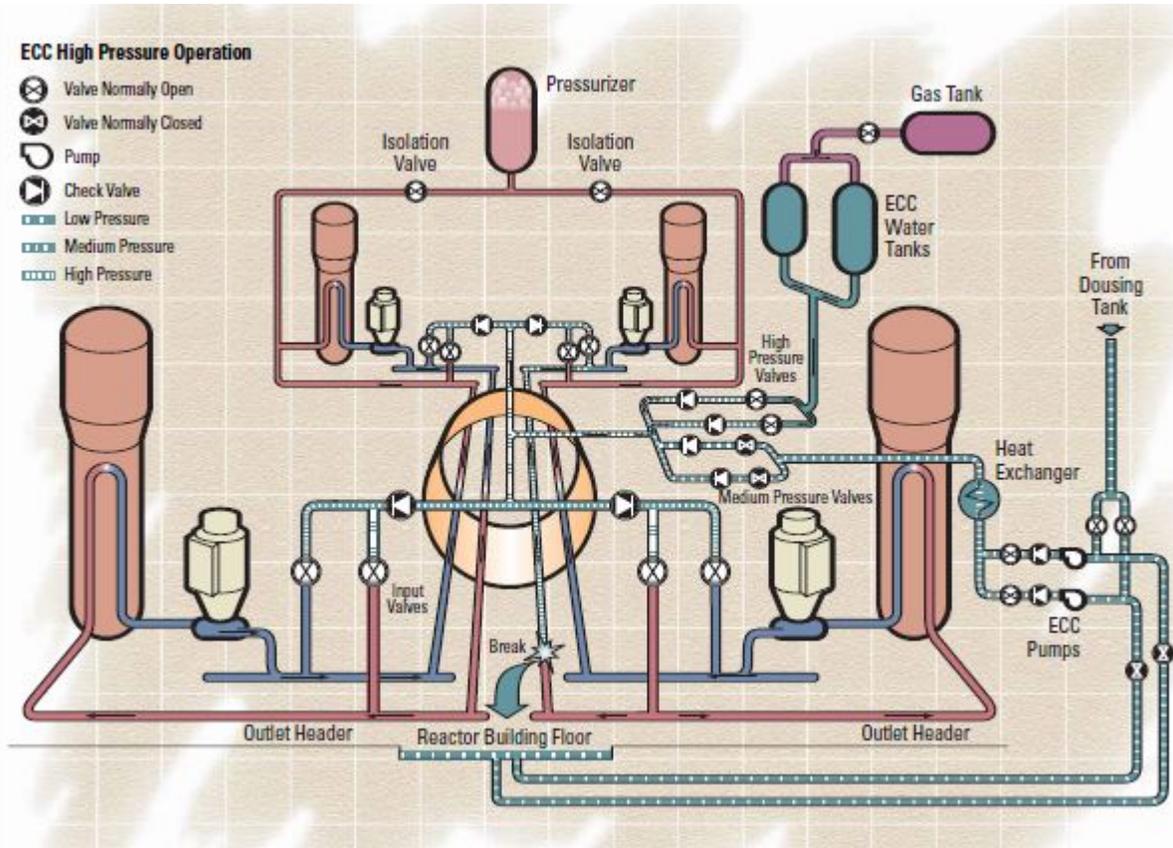


Figura 2.24: Refrigeración de emergencia [26].

El último sistema de seguridad principal es el de contención (ver figura 2.25), que comprende una serie de equipos que proporcionan un sello al reactor en caso de alguna liberación accidental de radiactividad. Las estructuras que conforman el sistema de contención son: una estructura de concreto, un sistema de rociado automático, enfriadores de aire, sistema de carga de aire filtrado, accesos a las esclusas de aire y un sistema automático de aislamiento de contención. El sistema entra en funcionamiento cuando hay una sobrepresión de 3,5 [KPa] en el edificio, iniciando el cierre de la contención. El sistema de rociado automático funciona cuando hay una sobrepresión de 14 [KPa] y se apaga cuando cae a 7 [KPa], después de eso, los enfriadores de aire bajan la presión hasta la atmosférica para finalmente eliminar la actividad radiactiva del aire antes de ser liberada a la atmósfera. En caso de actividad gamma o de presencia de algún producto de fisión, los sensores cierran la contención y válvulas para prevenir la liberación de esa radiactividad [26].

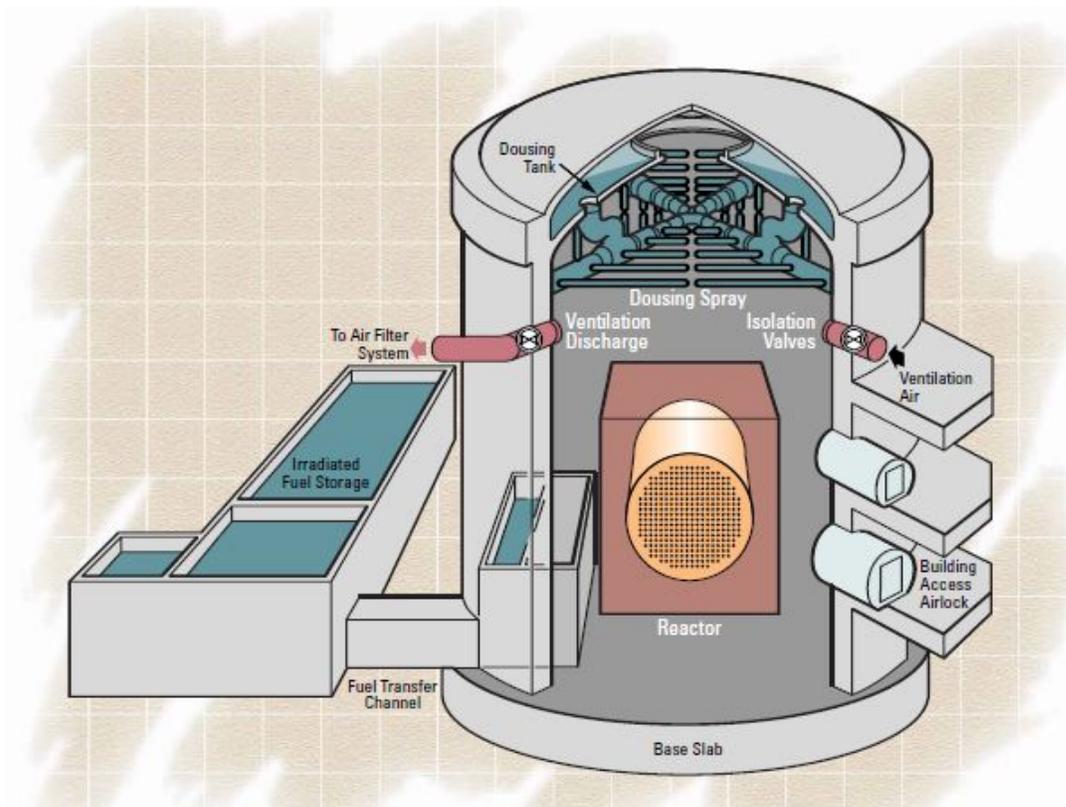


Figura 2.25: Sistema de contención [26].

2.7. Marco Legal y Regulatorio

Para poder construir reactores nucleares en Chile, es necesario cumplir con los estándares y regulaciones internacionales de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA), sumado a esto, cualquier central de generación de potencia eléctrica en Chile debe someterse a la regulación establecida por la Ley General de Servicios Eléctricos. Por otro lado, desde la perspectiva legal de la ingeniería nuclear en Chile, solamente se cuenta con la Ley de Seguridad Nuclear, la cual se abordará a continuación.

2.7.1. Legislación Nuclear en Chile

Al no poseer ninguna central nuclear de potencia, Chile carece de un marco regulatorio extenso que abarque cada uno de los elementos legales que puede traer consigo la instalación de una central de este tipo. Sin embargo, existen algunas leyes referentes al tema que han ido evolucionando con el pasar de los años.

La primera vez que se mencionó algún ítem relacionado a la energía nuclear dentro de las leyes de Chile fue en el año 1932, en el artículo 3 del Código de Minería, y se refería más bien a la libre explotación de elementos radiactivos entre los que destacan el uranio y torio que son combustible nuclear. Posteriormente, debido a la grandes libertades que quedaban abiertas en las explotación de estas sustancias con este artículo, varias veces se formularon proyectos de leyes que le entregaran al estado un mayor control o incluso prohibir la privatización sobre

minas que explotaran “cualquier sustancia fósil que contenga elementos capaces de producir energía a base de reacciones nucleares”; entre estos de proyectos de leyes, ninguno logró la aprobación del congreso pero sentaron las bases para la creación de la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN) bajo la Ley N° 16.319 durante el año 1964 [27].

Para 1974 se elaboró un “Plan Nacional de Recursos Radiactivos” con el fin de conocer los recursos radiactivos que se encontraban en Chile, y el mismo año con el Decreto Supremo N° 323 / 1974 se aprobó un reglamento para que la CCHEN pueda licenciar instalaciones radiactivas. Dos años más tarde, se comienza a regular la seguridad nuclear a través del Decreto Supremo N° 115 / 1976, que entrega las “Normas Básicas de Protección Radiológica”. Este último decreto fue el inicio para la creación de una ley más completa en las obligaciones que conciernen la seguridad nuclear, llevando a la creación de la Ley N°18.302 de Seguridad Nuclear durante el año 1985, que vino acompañada de los siguientes reglamentos complementarios [28]:

- Reglamento de Protección Radiológica de Instalaciones Radiactivas.
- Reglamento para el Transporte Seguro de Materiales Radiactivos.
- Reglamento de Protección Física de las Instalaciones y de Materiales Nucleares.
- Reglamento sobre Autorizaciones para Instalaciones Radiactivas o Equipos Generadores de Radiaciones Ionizantes, personal que se desempeña en ellas, y opere tales equipos y tras actividades afines.

Considerando el gran vacío que hay en el marco regulatorio de Chile en torno a la energía nuclear, esta ley termina siendo la mejor establecida y la más completa; siendo su objetivo la supervisión de todas las operaciones realizadas en torno a los materiales radiactivos, radiaciones ionizantes y cualquier uso pacífico de la energía nuclear; con la CCHEN como la principal entidad reguladora de esta ley, teniendo las facultades y competencias resolutorias, de ejecución, de fiscalización y control, sancionadoras, de vigilancia y monitoreo. El proyecto de ley se divide los siguientes 6 títulos principales [28]:

1. De la Autoridad Reguladora
2. Definiciones
3. De la Seguridad Nuclear
 - De las medidas de seguridad nuclear.
 - De las autorizaciones.
 - De la obligación de informar.
 - De las inspecciones.
4. De las Infracciones de las Normas Legales y Reglamentarias sobre Seguridad y Protección Nuclear
 - De la competencia de la comisión para conocer y juzgar las infracciones de las normas,

medidas y condiciones de la seguridad nuclear.

- De los delitos contra la seguridad nuclear.

5. De la Responsabilidad Civil por Daños Nucleares

- De la naturaleza de la responsabilidad.
- De la persona responsable.
- De las exenciones de la responsabilidad.
- Del límite de la responsabilidad.
- Del seguro o garantía financiera.

6. De las Instalaciones Radiactivas

De esta ley lo más importante a destacar es que genera una legislación respecto al tratamiento y transporte de elementos y residuos nucleares, así como medidas de seguridad en la operación de centrales nucleares de potencia o de investigación; pero no regula la generación de energía eléctrica con fuentes nucleares. Esto se puede asegurar ya que no establece un número máximo o mínimo de reactores que podrían estar presente en una planta, ni marca un máximo de plantas que pueden ser construidas en nuestro país en función de ningún parámetro; tampoco establece ningún tipo de subsidio estatal para empresas que quieran invertir en esta tecnología. Tampoco establece un límite en torno al tipo de tecnología que se quiera utilizar, como sí lo hace el marco regulatorio de Estados Unidos, que al no permitir reactores con coeficiente de vacío positivo, descarta automáticamente los reactores CANDU en su país.

2.8. Impacto Ambiental

La energía nuclear tiene dos principales motivos que dificultan su desarrollo en el mundo, el primero es la seguridad y las consecuencias de un eventual accidente nuclear, y el segundo es el efecto que tienen los desechos nucleares en el medio ambiente. Es por esto que el impacto ambiental que puede generar una central nuclear va de la mano con el ciclo del combustible que se mencionó en la subsección 2.4.1 y con el cumplimiento de las normas establecidas por la Ley de Seguridad Nuclear; de todas formas, los demás elementos ambientales de la energía nuclear igual deben ser estudiados.

2.8.1. Cambio Climático

El cambio climático es uno de los fenómenos que más preocupación a la comunidad internacional, con los diferentes países impulsando leyes y acuerdos que permitan disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero para frenar este problema. El índice GWP (Global Warming Potencial) es la medida más aceptada a nivel mundial para medir el impacto que puede generar un gas de efecto invernadero en el cambio climático; esta medida funciona tomando como base la cantidad de energía que absorberá una tonelada de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) para comparar el de otros gases, esto implica que por definición el GWP del CO_2 es 1 y si otro gas tiene por ejemplo un GWP de 2 en el mismo tiempo, significa que es equivalente a emitir 2 toneladas de dióxido de carbono. Para entender el aporte de cada

tipo de gas, también es necesario considerar su nivel de presencia en la atmósfera terrestre ya que puede ser que tengamos un gas con mucho mayor GWP que el CO_2 pero que se encuentre en mucho menor nivel, lo que implica que no genere tanto impacto. Esto se puede comprobar en la tabla 2.12 dónde queda claro que si bien el GWP del metano es 25, solo aporta un 17 % al cambio climático (aparte del vapor de agua) mientras que el CO_2 aporta un 66 % debido a la enorme diferencia que hay en sus niveles de presencia en la actualidad (1,87 ppm del metano contra 408 ppm de CO_2) [29].

Tabla 2.12: Contribución de gases de efecto invernadero en el cambio climático [29]

Gases de efecto invernadero	Cambio de concentración, 1800-2018	GWP de 100 años	Proporción del efecto total aparte del vapor de agua
Dióxido de carbono	280-408 ppm	1	66 %
Metano	0,75-1,87 ppm	25	17 %
Halocarbonos	0-0,7 ppb	1100-11,000	11 %
Óxido Nitroso	270-331 ppb	300	6 %

Con esto queda claro que los altos niveles de presencia en la atmósfera del dióxido de carbono es el verdadero problema que tiene como consecuencia al cambio climático. En este sentido la energía nuclear ha demostrado que es bastante amigable con el medio ambiente, ya que registra emisiones muy bajas de CO_2 en comparación a otras tecnologías (ver figura 2.26).

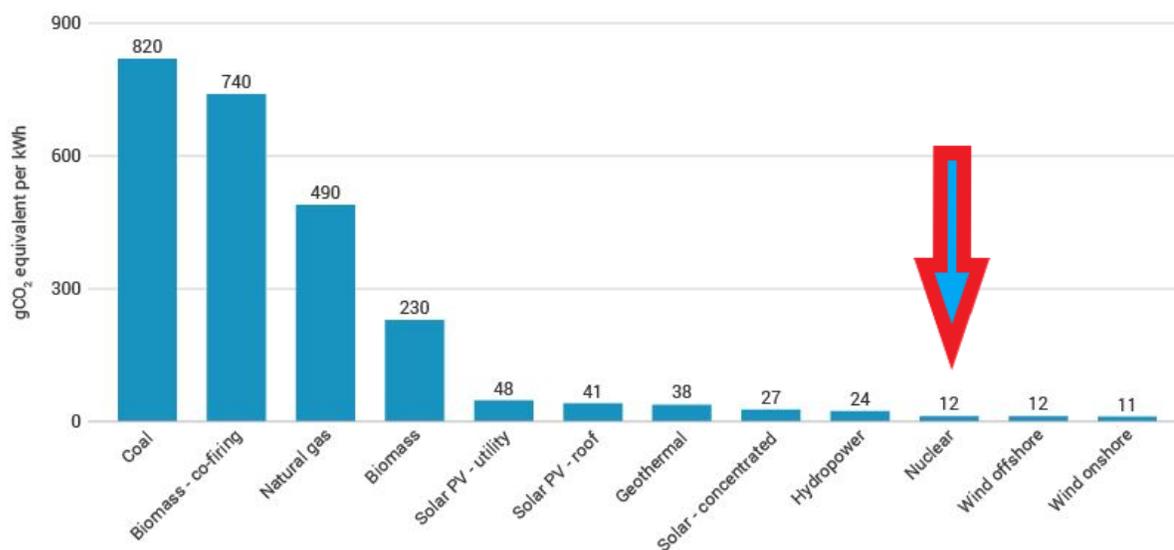


Figura 2.26: Emisiones equivalentes de dióxido de carbono durante el ciclo de vida promedio para diversas fuentes de energía [29].

2.8.2. Uso de suelo y agua

La mayoría de los recursos de la naturaleza son limitados, es por ello que uno de los parámetros más importantes para analizar la sostenibilidad de una fuente energética es su consumo de agua y necesidad de suelo. Desde la perspectiva del uso de suelo, la energía nuclear corre con muchísima ventaja respecto al resto. En la tabla 2.13 se puede apreciar que esta tecnología necesitará aproximadamente $2.4 [km^2]$ por cada [TWh] de energía generada al año, algo que ninguna otra fuente de energía puede igualar y que establece enormes diferencias con la energía a partir de biomasa, eólica e hidráulica, las que necesitan respectivamente 543, 72,1 y 54 $[km^2]$ [30].

Tabla 2.13: Uso de suelo necesario para cada fuente de energía por cada TWh instalado, proyectado en 2030 [30].

Fuente de energía	Uso de suelo $[km^2]$
Carbón	9,7
Gas natural	18,6
Nuclear	2,4
Biomasa	543
Hidráulica	54
Eólica	72,1
Sola PV	36,9

Por otro lado, el consumo de agua puede significar más gastos para una central; la cantidad de agua a utilizar es de aproximadamente $900 [m^3/TJ]$ y en caso de no estar ubicada directamente en el borde costero puede implicar mayores gastos al tener que conseguir el agua a través de plantas desaladoras [31].

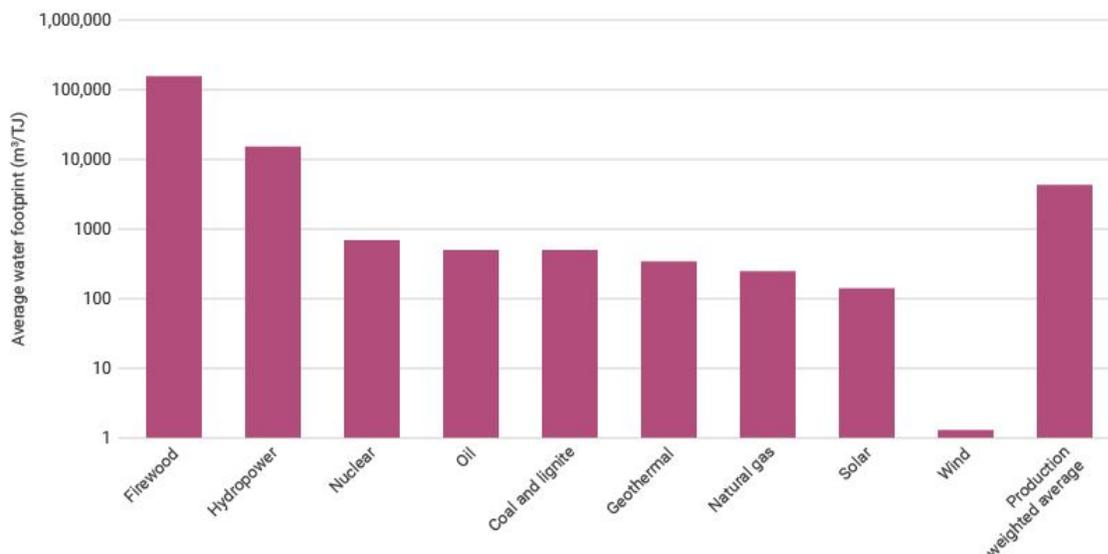


Figura 2.27: Consumo de agua por tipo de energía [31].

2.8.3. Desechos nucleares

Como se mencionó al inicio esta sección, este elemento podría ser considerado en términos ambientales el más importante de la energía nuclear. Al final de la sección 2.4.1 se mencionó que los residuos nucleares pueden clasificarse por sus niveles de actividad en residuos de baja actividad (LLW), en residuos de actividad intermedia (ILW) y en residuos de actividad alta (HLW); pero este no es el único factor de importancia, ya que un elemento puede tener baja actividad pero al mismo tiempo puede demorarse muchos años en desintegrarse. Para manejar este factor se introduce el concepto de "vida media", que se define como el valor medio de la vida de un átomo radiactivo. Para estudiar los desechos nucleares es necesario distinguir los desechos de distintas etapas [32].

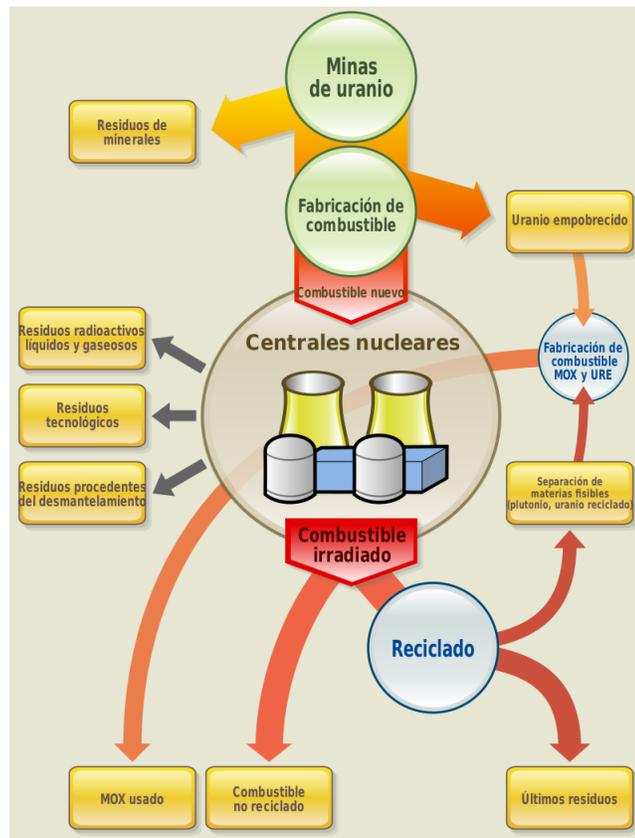


Figura 2.28: Ilustración de desechos en las etapas [33].

En la etapa de minería del uranio, el mineral extraído está compuesto entre un 0,1 y 0,5 % de uranio, y luego es procesado para crear el "Yellowcake". En esta etapa suele haber uranio no extraído que queda como residuo de baja actividad pero con una vida media larga (vida media de más de 30 años), entre los que destaca el radón, un gas radiactivo que puede dañar los pulmones. El uranio natural también se presenta como desecho radiactivo en el proceso de enriquecimiento del combustible, ya que al separar el uranio-238 del uranio-235 para ir dejando en las máquinas centrífugas una mayor concentración de este último, el restante uranio que se va separando, denominado uranio empobrecido, es el que queda como desecho en el general de los casos, siendo este también de vida media superior a 20 años [32].

Los desechos que son producto de la actividad dentro del núcleo del reactor pueden ser de vida media larga tales como el yodo-129 y el tecnecio-99; pero estos pertenecen a los residuos cuyo tratamiento ya fue explicado en la subsección 2.4.1 del ciclo del combustible. Lo más importante de entender es que los residuos nucleares no desaparecen en un corto tiempo, independientemente de la etapa en la que fueron generados; esto implica que su tratamiento debe consistir principalmente en métodos de almacenamiento, ya sea en las plantas mismas o en otros lugares habilitados especialmente para ello. Este factor implica un problema de uso de suelo pero mientras el almacenamiento sea seguro, el medio ambiente no debería sufrir problemas [32].

2.9. Consideraciones para las ubicaciones

Durante el año 2018, la Comisión Chilena de Energía Nuclear publicó el informe “Consideraciones para el Emplazamiento de una Central Nuclear de Potencia (CNP) en Chile” [34], donde toma como referencia la metodología utilizada por la International Atomic Energy Agency (IAEA) para identificar las localidades del país que pueden albergar una central de este tipo. La metodología consiste utilizar varios criterios de seguridad, socioeconómicos, de ingeniería, de costos y ambientales para excluir aquellas ubicaciones no son aptas, dejando como posibles ubicaciones finales aquellas localidades que por ningún criterio quedaron excluidas. Estos criterios de exclusión usados en este informe quedan resumidos a continuación:

- Red vial: 70 metros
- Riesgo de inundación por tsunamis: 30 metros sobre el nivel del mar
- Fallas: Representación gráfica de la línea proyectada en superficie
- Peligro de volcanes: Las distancias de exclusión son variables de acuerdo con las áreas de peligro específico para los volcanes, tanto para los que el Servicio Nacional de Geología y Minería ha realizado estudios como para los que no
- Glaciares: Área de influencia del glaciar de 500 metros en la proyección horizontal del límite del glaciar
- Áreas de manejo y explotación de recursos bentónicos : Área de influencia de 500 metros proyectados en el plano desde el punto considerado
- Atractivos, circuitos y destinos turísticos: Área de influencia de 500 metros proyectados en el plano desde el punto considerado
- Ayllus: Área de influencia de 500 metros proyectados en el plano desde el punto considerado
- Acuíferos protegidos (regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta): Área de influencia de 1000 metros proyectados en el plano desde los límites del punto considerado
- Área marina protegida, cuerpos de agua: Área de influencia de 1000 metros proyectados en el plano desde los límites del punto considerado
- Área de Desarrollo Indígena, espacios costeros marinos de pueblos originarios y títulos de merced indígenas : Área de influencia de 1000 metros proyectados en el plano desde los límites del punto considerado

- Bien Nacional Protegido Natural, monumento natural y monumentos históricos: Área de influencia de 1000 metros proyectados en el plano desde los límites del punto considerado
- Caletas pesqueras: Área de influencia de 500 metros proyectados en el plano desde el punto considerado
- Inventario de humedales: Área de influencia de 500 metros proyectados en el plano desde el punto considerado
- Qhapaq Ñam (Camino del Inca): Área de influencia de 500 metros proyectados en el plano desde el punto considerado
- Parque nacional, reserva de la biósfera, reserva nacional, salar, y santuario de la naturaleza: Área de influencia de 1000 metros proyectados en el plano desde los límites del punto considerado
- Sitios de estrategias regionales, sitios prioritarios de conservación de biodiversidad y sitios Ramsar : Área de influencia de 1000 metros proyectados en el plano desde los límites del punto considerado
- Aerovías: Proyección en superficie de las aerovías de aeronaves de mayor envergadura
- Aeropuertos (red primaria y secundaria): Distancia desde aeródromos correspondientes a la Red Primaria de Aeropuertos de 16 [km]. Desde aeródromos correspondientes a la Red Secundaria de 8 [km]
- Límites Urbanos, áreas de exclusión de acuerdo con el tamaño de la población: Para una población de 25000 habitantes: 6,5 [km]; de 100000 habitantes: 16 [km]; de 500000 habitantes: 32,2 [km]; de 1000000 habitantes: 48,3 [km]

Además de todos los elementos ya considerados, existen otros que no tienen un criterio definido debido a su complejidad, entre estos destaca la estimación del peligro de sismicidad. Para llevar a cabo ese análisis, se utilizaron herramientas probabilísticas sujetas a diferentes escenarios para proyectar la intensidad del movimiento del suelo, el efecto para sismos costeros y las amplificaciones de la respuesta al sismo según las condiciones de sitio. Con este estudio no se logró definir un criterio estandarizado, pero se destaca que las construcciones realizadas desde mediados del siglo XX en Chile han mostrado una resistencia sísmica mucho más alta que en otros países, ya que tiene una normativa estandarizada para el diseño sísmico de infraestructura con aislamiento sísmico y disipación de energía, construcción de estructuras en zonas con peligro de inundación por tsunamis, y diseño sísmico de componentes y sistemas no estructurales; llegando a la conclusión de que un país tan sísmico como Chile, la seguridad de una planta nuclear (desde el punto de vista sísmico) será exactamente la misma independientemente de la ubicación de esta, siendo la gran diferencia el precio monetario en la construcción de la infraestructura dependiendo del lugar.

Finalmente, usando todos los criterios y haciendo todo el análisis pertinente, se excluyeron las localizaciones no aptas, sombreándolas con color rojo sobre el mapa como se muestra en la Figura 2.29, del que a simple vista se puede concluir que en el norte de Chile, más precisamente en la región de Antofagasta, es donde se cuenta con más ubicaciones posibles.

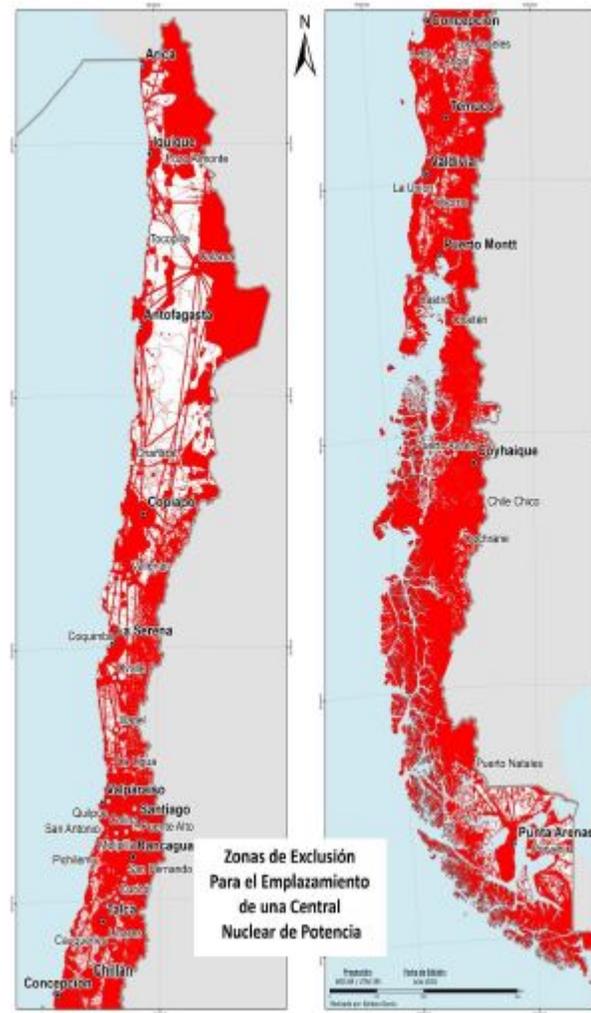


Figura 2.29: Zonas de exclusión finales

2.10. Costos de la energía nuclear

Los costos para la implementación de una planta nuclear comprende diferentes elementos y etapas en la vida de los reactores, estos son la compra del terreno, construcción de la planta, compra de equipos, compra y enriquecimiento de combustible, contratación del personal adecuado, mantenimiento y operación de planta entre otros. Estimar estos precios es bastante complicado debido al difícil acceso a la información que existe en a nivel mundial en torno a esta tecnología, a tal punto que son muy pocas las plantas que han transparentado al público general sus gastos para los diferentes elementos. En esta sección se estudiarán los costos aproximados según dos fuentes, la primera es de parte del libro “Nuclear Engineering Handbook”, escrito por Kenneth D.Kok y publicado el año 2009; mientras que la segunda fuente hará referencia a un informe publicado por la CCHEN en diciembre del 2017, denominado “Modelo y estimación de costos para la implementación de una central nuclear en Chile”. En la sección 3.4 del presente informe se hará una comparación de las diferencias en la información entregada por ambas fuentes para así tomar las mejores aproximaciones en la evaluación de costos.

2.10.1. Estudio de costos según el Nuclear Engineering Handbook

Este libro [20] hace su estudio basándose en los costos que tuvo que solventar la planta nuclear de Callaway, que comenzó su construcción en 1976 y entró en operación durante 1984 y que a día de hoy sigue operando con normalidad. Como los valores con los que trabajan tienen varias décadas de antigüedad, se consideró la inflación para adaptar los valores al menos hasta 2009. La planta de Callaway consiste en un reactor PWR de generación II, con una potencia eléctrica neta entregada de 1200 [MW], sus costos de construcción aproximados quedan detallados en la tabla 2.14 que se muestra a continuación.

Tabla 2.14: Costos de construcción de la planta de Callaway [20]

Componente	Costo en millones de US\$ de 1982	Porcentaje del costo total [%]	Porcentaje del costo total [%], sin incluir intereses durante la construcción
Sistema de generación de vapor nuclear	78	2,6	4,04
Turbinas y generadores	43,8	1,46	2,27
Otros equipos y materiales	559	18,63	28,97
Construcción	364,2	12,14	18,87
Gestión de obra y gastos generales	369	12,3	19,13
Gestión de ingeniería y gastos generales	133,2	4,44	6,9
Costos legales y de regulación	231,6	7,72	12,04
Costos para la puesta en marcha	81,9	2,73	4,25
Terrenos y seguros	35,7	1,19	1,85
Impuestos durante la construcción	31,8	1,06	1,65
Intereses pagados durante la construcción	1.070,7	35,69	-
Total	3000	100	100

Es importante mencionar que en esta planta los costos se duplicaron a los proyectados inicialmente; Estados Unidos estaba pasando por un período donde tenían algunas de las tasa de inflación más altas en su historia; segundo, el estado en el que fue construida la planta tenía una legislación que le prohibía a la empresa propietaria pagar cualquier costo de construcción sin las ganancias, esto significó que la empresa incluso teniendo el dinero para financiar ciertos gastos e intereses de construcción, tuvo que incurrir en préstamos para poder financiarlos; y tercero, que el accidente de “Three Mile Island” había ocurrido recientemente y la comisión reguladora ordenó la detención de la construcción de todos los reactores durante un período de entre 6 y 9 meses. Por todos los motivos resumidos, se estima que el costo

neto real de la planta era de 1.500 millones de US\$, en vez de los \$3.000 que se gastaron, y considerando la inflación hasta el año 2009, ese mismo precio es equivalente a 3.750 millones de US\$ aproximadamente, lo que se traduce en 3.125 dólares por [KWe].

Para los reactores de generación III (AP1000 por ejemplo), Westinghouse estimó que gracias a la optimización de equipos y tuberías entre otros, el precio por [KWe] instalado sería reducido a 2.200 dólares, aunque los precios de varios materiales estratégicos para la construcción han aumentado bastante de precio, lo que dejaría ese valor en 2.600 dólares. Ahora bien, en base a informes presentados por la comisión reguladora de Estados Unidos, varias organizaciones han estimado los costos entre 4.000 y 6.000 dólares por [KWe] instalado (para el año 2009), pero considerando varios otros costos que por lo general no entran en la categoría de “costos de construcción” pero que eventualmente deben ser solventados.

Métodos de financiamiento, amortización de costos de construcción y economías de escala

Se tienen muchos métodos para que las empresas puedan costear la construcción de una planta, en Estados Unidos los métodos más conocidos son:

- Venta de acciones de la planta a inversionistas que esperan un retorno del 10 al 15 % anual.
- Venta de bonos comerciales.
- A través préstamos bancarios con tasas de 5 a 6 % de interés anual.

Por experiencia de otras plantas nucleares, los pagos de los préstamos bancarios con los intereses y amortizaciones suelen llevarse a cabo en 30 años, algo que le resulta rentable a los dueños considerando que las plantas tienen una vida útil de 40 a 60 años. En la Ecuación 2.1 se puede apreciar la fórmula para el pago anual.

$$PagoAnual = (Total) \cdot \frac{i}{1 - (1 - i)^n} \quad (2.1)$$

Donde

- i : es la tasa de interés anual.
- n : es el número de años a pagar.

Otro concepto importante que hay que manejar es la economía de escala que es usualmente usada en las estimaciones de costos para las plantas nucleares, haciendo una proporción entre directa entre el tamaño de la planta (haciendo referencia a la potencia eléctrica instalada) y el costo de la misma. La lógica diría que la relación existente debería ser como la que se muestra en la Ecuación 2.2 , pero la realidad se ajusta más a la Ecuación 2.3 , donde el factor n es un exponente menor a 1 para los tamaños de plantas que son prácticas de construir. El valor exacto de n puede variar dependiendo del tipo de plantas que se comparan pero generalmente un valor entre 0,6 y 0,8 suele ser acertado en la mayoría de las ocasiones.

$$\frac{CostoA}{CostoB} = \left[\frac{EscalaA}{EscalaB} \right] \quad (2.2)$$

$$\frac{CostoA}{CostoB} = \left[\frac{EscalaA}{EscalaB} \right]^n \quad (2.3)$$

En el caso de las plantas nucleares, estas continuaron creciendo para tomar ventaja de las economías de escala hasta el punto donde los diferentes componentes alcanzaron limitaciones en la construcción, transporte o manufactura. Sin embargo, con la aparición de los reactores de generación 3, se buscó la forma de entregar más potencia, conservando el tamaño físico de la planta nuclear.

Costos de operación, minería y enriquecimiento del uranio

Los costos de operación, sin tomar en cuenta el combustible, incluyen los pagos a los empleados, costos de materiales y suministros, gastos de oficina, luz, calefacción, aire acondicionado, costos contractuales y de licencias. Los pagos asociados a los empleados, por lo general no van a depender del estado operativo de la planta ya que suelen ser personas asalariadas con contratos fijos. Cuando se cuenta con plantas con más de un reactor, se utilizan economías de escala bastante favorables ya que hay varios empleados cuyas funciones se pueden extender a más de un reactor; por ejemplo, en Estados Unidos la mayoría de las plantas con un reactor cuentan con aproximadamente 800 empleados, mientras que las plantas con 2 reactores solo promedian 600 empleados por reactor sumando un total de 1.200, lo que significa que en la realidad solamente unos 400 realizan trabajos exclusivos para cada reactor y otros 400 tienen labores que implican a ambos. De todas formas, estimar los costos totales de operación es bastante difícil ya que los reemplazos de algunos componentes como intercambiadores de calor, generadores de vapor suelen estar incluidos en esta categoría, pero se puede estimar que el valor se encuentra entre los 50 y 150 millones de dólares anuales.

Como se mencionó en la subsección 2.4.3, el precio del uranio se encuentra entre 30 y 40 dólares por libra, pero ese precio está asociado a la etapa de minería de la cual se consigue el “yellowcake”, el costo para convertirlo a hexafluoruro de uranio antes de ser enriquecido es de 10 dólares por kilogramo y nuevamente debe ser costado ese valor después de su enriquecimiento para dejarlo listo para las etapas posteriores.

Para entender el costo de enriquecimiento, primero hay que profundizar un poco en el proceso industrial que se lleva a cabo. En la misma subsección 2.4.3 se describió que el enriquecimiento se lleva a cabo en máquinas centrífugas especializadas, el costo se calcula en términos de unidades de trabajo de separación (SWU, separative work units). El número de SWU necesarias para enriquecer hasta un cierto nivel depende en la cantidad de residuo permitido, éste suele estar en un 0,2% de uranio-235. La fórmula para determinar la razón entre la masa de alimentación y producto se muestra en la Ecuación 2.4, mientras que la Ecuación 2.5 entrega la expresión para determinar el número de SWU por unidad de producto.

$$\frac{F}{P} = \frac{X_p - X_w}{X_f - X_w} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{S}{P} = & (2 \cdot X_p - 1) \cdot \ln \left(\frac{X_p}{1 - X_p} \right) \\ & + \frac{X_p - X_f}{X_f - X_w} \cdot (2 \cdot X_w - 1) \cdot \ln \left(\frac{X_w}{1 - X_w} \right) \\ & - \frac{X_p - X_w}{X_f - X_w} \cdot (2 \cdot X_f - 1) \cdot \ln \left(\frac{X_f}{1 - X_f} \right) \quad (2.5) \end{aligned}$$

Donde:

- X_p es la fracción de producto de uranio 235.
- X_w es la fracción de desechos.
- X_f es la fracción de alimentación.

Estas ecuaciones son usadas para obtener las proporciones que se pueden apreciar en la tabla 2.15 que se presenta a continuación.

Tabla 2.15: Requisitos de enriquecimiento para un X_w de 0,002 y un X_f de 0,0072 [20] .

Enriquecimiento del producto final de U-235 (%)	Razón entre masa de alimentación y producto	SWU por kg de producto
3,0	5,384	4,254
3,5	6,346	5,352
4,0	7,307	6,472
4,5	8,269	7,609
5,0	9,231	8,760

El costo promedio de un SWU en 2007 era de 140 dólares, usando la Tabla 2.15 se puede tomar como ejemplo que el costo de enriquecimiento del uranio 235 a un 5 % en aquel entonces, con una fracción de desechos de 0.002 y una fracción de masa de alimentación de 0,0072, se calculaba como $\$140 \cdot 8,760 = \1.226 ; además, se hubieran requerido 9,231 [kg] de uranio natural. Con esto queda claro que el costo de enriquecimiento depende exclusivamente del costo unitario del SWU, que si bien no ha variado mucho con la inflación, se espera que gracias al aumento en la competencia de industrias de enriquecimiento hasta el día de hoy, tenga un valor menor en comparación a aquellos años.

Costos de manufactura y finales del combustible nuclear

Una vez que el combustible haya sido enriquecido y vuelto a transformar en dióxido de uranio, debe ser enviado a una planta de manufactura de combustible, donde este es procesado

para en la forma de pastillas y agruparlos en los elementos que conforman el combustible completo. Un reactor PWR típico, requiere de un elemento de 17 x 17 vainas, de las cuales 264 contienen uranio y las otras 25 son de control. Para el año 2009, los costos de manufactura del combustible eran de 400.000 dólares por los elementos completos. En la tabla 2.16 se detallan los costos que podían tener 450 [kg] de combustible; el alto costo del óxido de uranio se debe a que para tener esos 450 [kg] de uranio enriquecido al 4,5 %, se necesitan 3.721 [kg] de uranio natural (9.652 libras) con un costo (en aquel entonces) de 40 dólares por libra, lo que resultan en esos \$386.000; además, se necesitaron 3.424 SWU equivalentes a 480.000 dólares con cada SWU a \$140; la conversión del “yellowcake” a hexafluoruro de uranio y su posterior reconversión de vuelta tuvo un costo de 42.000 dólares y la manufactura del elemento de combustible los 400.000 dólares que se mencionaron anteriormente, aunque es cierto que a estos costos hay que sumarle los gastos por envío a las diferentes plantas.

Tabla 2.16: Costo aproximado de 450 kg de combustible nuclear en un arreglo de 17 X 17 .

Gasto	Costo del arreglo de combustible \$	Costo por kg de combustible
Costo de U_3O_8	386.00	\$860 - 30 %
Costo de enriquecimiento	480.000	\$1.067 - 37 %
Costo de conversión a UF_6 y reconversión a U_3O_8	42.000	\$93 - 3 %
Costo de manufactura del arreglo	400.000	\$890 - 30 %
Costo total	1.308.000	\$2.910 - 100 %

Para determinar el costo por [KWh], es necesario saber la cantidad de energía que va a entregar el combustible antes de ser cambiado. El quemado de combustible suele llegar al orden de 50.000 MWd por tonelada métrica de metales pesados (MTHM, metric ton of heavy metal, hace referencia al uranio y plutonio quemado), y si se considera eso para una planta PWR con una eficiencia termodinámica de un 34 %, entonces el costo para un elemento de 450 [kg] de combustible que vale \$1.308.000 se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & (0,34 \cdot 50 \cdot 10^6 [\text{KWd/ton}] \cdot 24 [\text{horas/día}]) \cdot 0,45 [\text{toneladas}] = 183 \cdot 10^6 [\text{KWh}] \\
 & = \$1,3 \cdot 10^6 / (183 \cdot 10^6 [\text{KWh}]) \\
 & = 0,71 \text{ centavos por } [\text{KWh}]
 \end{aligned}$$

Por lo general, al existir impuestos asociados al almacenaje del combustible usado, es necesario agregarle un costo de 0,1 centavos por [KWh], lo que resulta en un total de 0,81 centavos por [KWh].

Costos totales de la energía nuclear por [KWh]

En resumen, considerando una planta PWR que entrega una potencia eléctrica de 1.200 [MW], operando con un factor de planta del 90 %, entregará un total de $9,46 \cdot 10^9$ [KWh] por año y sus costos serían los siguientes:

- El costo capital amortizado sería de $\$277.000.000 / (9,46 \cdot 10^9 [\text{KWh}]) = 2,92$ centavos por [KWh]

- Los costos de operación sin incluir el combustible serían de $\$100.000.000 / (9,46 \cdot 10^9 \text{ [KWh]}) = 1,06$ centavos por [KWh]
- Los costos de combustible serían de 0,81 centavos por [KWh]
- Los costos operaciones incluyendo el combustible serían de 1,87 centavos por [KWh]
- En total serían 4,79 centavos por [KWh]

Claramente la mayor contribución viene de los costos capitales, lo que indica que una vez amortizada la planta, los costos anuales de esta tecnología se reducirían aproximadamente en un 60%. Es importante mencionar que el factor de planta juega un rol crucial para estos valores, ya que en caso de no cumplir con un factor de planta elevado, todos los costos (salvo el de combustible) por [KWh] aumentarían debido a que la cantidad de energía generada en el año sería menor. Para ser más exactos, el factor de planta influye en un 80% sobre las estimaciones de costos, y a esto hay que agregarle que durante los primeros años en la mayoría de los reactores, este factor suele estar entre 50%-60%. Sin embargo, los reactores de tercera generación han logrado alcanzar factores por sobre el 90%, lo que disminuye un poco los costos para años posteriores.

2.10.2. Estudio de costos de la CCHEN

Todo el estudio ordenado por la CCHEN [35] utiliza la estructura de referencia presentada en el documento "Cost Estimating Guidelines For Generation IV Nuclear Energy Systems". Es de suma importancia aclarar que toda la información y data reflejada en las tablas de esta subsección provienen de este informe; para empezar, la metodología utilizada se divide en 4 fases:

- Fase 1: Elaboración de modelo
- Fase 2: Estimación de costos
- Fase 3: Evaluación económica
- Fase 4: Identificación de riesgos y sensibilidad

El modelo de costos está implementado en Excel y comienza con la introducción de un costo base, que es distinto dependiendo si se considera un reactor de agua ligera (LWR), de agua pesada (PHWR) o un reactor modular pequeño (SMR). Dentro del modelo vienen integradas una serie de condicionantes que adaptan el costo base ingresado a un valor más acorde con la realidad de Chile. Después de eso se proponen las hipótesis generales y avanzadas tales como la potencia de los reactores o el número de estos, con ello se entregan resultados parciales una sensibilidad financiera que varía las principales hipótesis para describir su impacto en la rentabilidad dentro de un rango de valores; estos rangos de valores son cargados dentro de las hipótesis generales y avanzadas para hacer el cálculo en el modelo.

El modelo entrega los resultados tanto hacia la sensibilidad financiera, como para la sensibilidad del LCOE (costo nivelado de energía) y de los impactos en la rentabilidad. El programa cuenta con un último bloque que analiza el impacto de los riesgos modelables en la rentabilidad, los cuales fueron cargados previamente al programa y se refieren a una serie de riesgos típicos de proyectos de generación eléctrica en Chile. Con la figura 2.30 se pueden apreciar todos los bloques con sus respectivas interacciones.

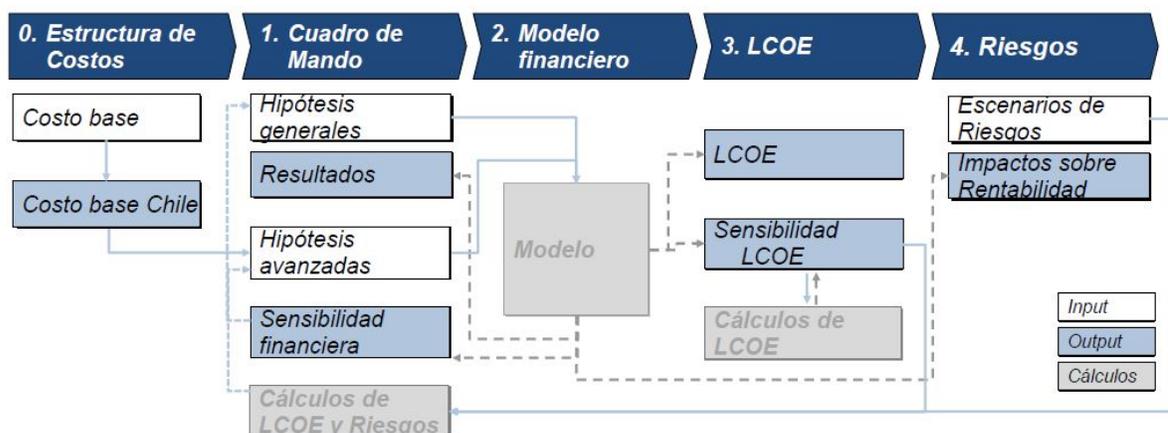


Figura 2.30: Interacciones entre los bloques [35]

Costos base

Se resumirán los costos base y otros agregados para las hipótesis que son los datos más útiles para esta memoria de trabajo de título, además se entregarán los resultados finales tanto para plantas PHWR como LWR. El escenario base para ambas tecnologías incluye un período de construcción de 6 años con dos reactores por planta, entregando 1.200 [MWe] por cada reactor pero con un factor de planta de un 90 %. Para el cálculo de costos de interconexión con la red eléctrica, se consideraron dos líneas de alta tensión de 50 [km] y dos subestaciones por línea. La tabla 2.17 resume los costos de inversión para los escenarios descritos en dólares estado unidenses.

Tabla 2.17: Costos de inversión inicial para ambos casos en \$USD [35]

Gasto	LWR	HWR
Pre-construcción [M\$]	262	262
Construcción Overnight [\$/KWe]	4.311,5	4.311,5
Mano de obra	1.097	1.097
Materiales de construcción	515,1	515,1
Equipos del sistema nuclear	572,3	572,3
Equipos eléctricos y de generación	534,2	534,2
Equipos de instrumentación y control	352,9	352,9
Equipos mecánicos	715,4	715,4
Ingeniería y Project management	524,6	524,6
Puesta en marcha [\$/KWe]	228,9	716,4
Costos de interconexión con la red eléctrica [M\$]	273	273

A estos costos faltaría agregarle los asociados a desalinización de agua marina en caso de integrar el proceso a la planta, así como los costos financieros que no se incluyeron acá

porque dependen de las tasas de interés y estructuras de capital que el usuario le entregue al sistema. Los costos de la vida operativa de una planta nuclear considera los costos de operación y mantenimiento, de combustible, impuestos, tasas y nuevamente tanto costos financieros y de generación de productos alternativos. Los costos quedan detallados en la tabla 2.18 .

Tabla 2.18: Costos de vida operativa \$USD [35]

Gasto	LWR	HWR
Costos de op. (Fijo[\$/MW·año] - Var.[\$/MWh])	137.181 - 2,1	150.125 - 2,6
Personal	50.458 - 0	57.054 - 0
Contratos de O&M	48.092 - 2,1	54.378 - 2,6
Materiales	3.153 - 0	13.153 - 0
Inversiones	35.478 - 0	25.540 - 0
Costos de combustible ciclo abierto [\$/MWh]	7,2	5,3
Minería y conversión	3	2,7
Enriquecimiento	1,9	0
Fabricación	0,9	1,2
Back-end	1,4	1,4
Costos de combustible ciclo cerrado [\$/MWh]	9	-
Minería y conversión	3	-
Enriquecimiento	1,9	-
Fabricación	0,9	-
Back-end	3,2	-
Seguros [\$/MW·año]	4.375	4.375

Para los impuestos, el estudio considera que los tributos aplicables son el impuesto a la renta de primera categoría, de patente comercial, a los bienes raíces o territorial, de segunda categoría y global complementario. El pago de seguro que se ve al final de la tabla 2.18 sirve de responsabilidad civil ante accidentes nucleares considerando la potencia y el número de reactores. También se pueden apreciar que hay dos costos dependiendo del tipo de ciclo que se tenga, cerrado o abierto; la diferencia radica en el tipo de tratamiento del combustible gastado ya que en el ciclo cerrado hay un reprocesamiento del combustible, por eso es mayor el costo; además, no se calcularon los costos de ciclo cerrado para un reactor HWR porque en estos modelos el combustible gastado no suele ser reprocesado por la baja fracción de uranio-235 y plutonio presente. Finalmente los costos de desmantelamiento son detallados en la tabla 2.19 , no hay una separación según la tecnología porque son los mismos para ambos tipos.

Tabla 2.19: Costos de desmantelamiento en \$USD [35]

Gasto	\$/KWe-año
Desmantelamiento	27,7
Mano de obra	11,1
Equipamiento	3
Disposición	4,7
Otros	8,9

Factores importantes

El primer factor a considerar por el hecho de construir la planta en Chile, es la sismicidad. Construir una planta a prueba de sismos genera un aumento solo de los costos de inversión inicial, los que se resumen en la tabla 2.20 , de aquí se puede ver que en los costos de pre-construcción el valor aumenta directamente en 40 millones de dólares, pero en todos los demás costos de construcción overnight (capital necesario para construir la central sin considerar intereses) que dependen de la potencia instalada varía según un porcentaje determinado en cada caso.

Tabla 2.20: Sobrecostos por factor sismicidad en \$USD [35]

Gasto	Aumento
Pre-construcción [M\$]	40 M\$
Construcción Overnight	%
Materiales de construcción	20
Equipos del sistema nuclear	10
Equipos eléctricos y de generación	30
Equipos de instrumentación y control	30
Equipos mecánicos	15

La participación de la mano de obra e industria local puede ser determinante en los costos ya sea para abaratarlos como para encarecerlos. Para evaluar los costos primero hay que identificar la injerencia que pueden tener estos elementos en las diferentes etapas, las que se detallan en las tablas 2.21 y 2.22 . De estas tablas se puede ver que la planta puede asumir que el 100 % del personal durante la operación podría ser del medio local y que en términos de construcción, el 90 % de las obras civiles pueden provenir de la industria local y el mismo 90 % de la mano de obra puede ser chilena tanto para la etapa de construcción como de desmantelamiento. Sin embargo, queda claro que el único elemento donde no se puede contar con industria local, debido a la inexistencia de otras plantas es en la construcción e instalación de equipos del sistema nuclear. De todas formas es importante saber que la influencia de la mano de obra y de la industria local es la misma tanto para reactores LWR como para HWR.

Tabla 2.21: Porcentaje de aporte de la mano de obra local [%] [35]

Gasto	LWR y HWR
Construcción Overnight	
Mano de obra	90
Ingeniería y Project management	60
Costos de Operación	
Personal	100
Desmantelamiento	
Personal	90

Tabla 2.22: Participación de la industria local [%] [35]

Gasto	LWR y HWR
Construcción Overnight	
Obra civil	90
Equipos del sistema nuclear	0
Equipos eléctricos y de generación	50
Equipos de instrumentación y control	50
Equipos mecánicos	60
Costos de Operación	
Contratos de O&M	60
Materiales	50
Inversiones	50
Desmantelamiento	
Equipamiento	90

Todos los porcentajes descritos en la tabla 2.22 deben ser multiplicados por un factor de conversión igual a 0,81, que se extrae del promedio del Índice de Precios al Consumidor (IPC) y la Paridad de Poder Adquisitivo (PPA) de Chile contra el mismo valor para la Unión Europea y así representar de verdad la influencia de la industria local. Otro factores determinantes son las variaciones en la potencia y el número de unidades de reactores que hay construir, recordando que el modelo considera en su base dos unidades de 1.200 [MWe] cada uno. Las variaciones de potencia de las unidades del reactor se refleja en un factor que se ajusta a la ecuación 2.6 y en la tabla 2.23 se pueden ver algunos resultados de potencias representativas, y es importante destacar que este factor debe ser implementado tanto para la fase de construcción, operación y desmantelamiento. Por otra parte, el número de unidades se ajusta a un factor que se puede apreciar en la tabla 2.24, donde se varía el resultado hasta las 4 unidades.

$$FP = -0,459 \cdot \ln(\text{potencia}) + 4,267 \quad (2.6)$$

Tabla 2.23: Factor de escala según la potencia tanto para LWR como para HWR [35]

600 MW	900 MW	1.000 MW	1.200 MW	1.350 MW	1.400 MW	1.600 MW
1,34	1,14	1,09	1	0,95	0,94	0,9

Tabla 2.24: Factor de escala según las unidades en LWR y HWR [35]

Gasto	1 unidad	2 unidades	4 unidades
Construcción y desmantelamiento	1,16	1	0,83
Operación	1,3	1	0,83

Los últimos factores importantes para calcular los resultados de los casos base (sin considerar otros riesgos) son el modelo de propiedad y la distribución de financiación. El modelo de propiedad hace referencia a si el reactor se debe plantear como público o privado y a las tasas para evaluar la rentabilidad; de ser público el régimen tributario al que estaría sometida la planta sería de un 67% del beneficio, mientras que en caso de ser privado la planta tendría que tributar un 27% de sus ganancias. El Costo de Capital Propio (Ke) se utiliza como tasa de descuento para evaluar la rentabilidad del inversionista, para proyectos públicos, se utiliza un Ke de 6% mientras que para privados se encuentra entre 7,8 y 8,2%; por otra parte, el WACC es el Costo Medio Ponderado de Capital, y se utiliza como tasa de descuento para calcular el VAN del proyecto. La distribución de financiación determina el porcentaje del capital propio y el porcentaje de fondos ajenos, esto es importante ya que demuestra la importancia de los inversionistas en el proyecto y la necesidad de ofrecerles una rentabilidad que les dé el incentivo a participar en el financiamiento. En las tablas D.1, D.2 y D.3 de la sección de Anexos se pueden apreciar los resultados de caso base para reactores LWR y HWR, de estos se concluye que un modelo de propiedad privado vuelve el proyecto mucho más rentable para los inversionistas por la disminución en los impuestos; también se puede ver que el LCOE y la inversión para una planta de LWR son menores que para una planta con la misma potencia con dos unidades de HWR.

2.11. Accidentes nucleares

Los accidentes nucleares son producidos por fallas al interior de reactores nucleares y de cada uno de ellos se han aprendido lecciones que ayudan a prevenir futuros incidentes. A continuación se hará un breve resumen de los dos accidentes nucleares más grandes de la historia.

2.11.1. Accidente en Chernobyl

El 26 de abril de 1986, durante los años finales de la entonces Unión Soviética, se lleva a cabo una prueba de refrigeración en el cuarto reactor de la planta nuclear de Chernobyl (Pripjat, Ucrania), que pertenece a la familia de reactores RBMK que utiliza uranio levemente

enriquecido (2%) como combustible y agua liviana (H_2O) como refrigerante. El ensayo que se realizó consistió en averiguar si al bajar las revoluciones de la turbina por motivos de alguna falla eléctrica, el movimiento por inercia de ésta a medida que baja su velocidad es suficiente para alimentar 4 de las 8 bombas de recirculación de agua, lo suficiente para que de esa forma se pueda generar nuevamente el vapor que mantenga en movimiento la turbina. Si bien, la idea era la realización de la prueba a una potencia cercana a los 1.000 [MW] térmicos (de los 3.200 [MW] térmicos a los que operaba), los operadores del reactor bajaron la potencia hasta los 30 [MW] térmicos; el gran problema de esto, es que a la temperatura a la que se encontraba el sistema, el xenón-135, que es uno de los tantos productos de fisión y que es considerado veneno nuclear debido a su altísima sección eficaz de captura de neutrones, no se alcanzaba a quemar y por lo tanto, se hizo casi imposible volver a subir la potencia hasta los mínimo 700 [MW] térmicos deseados. Los operadores del reactor, en el proceso de intentar elevar la potencia, extraen prácticamente todas las barras de control del reactor, pero aun así, solo logran llegar a 200 [MW] de potencia. Para este momento, es importante recordar que por motivos del ensayo, todos los equipos de refrigeración de emergencia estaban bloqueados (lo que va totalmente en contra de todos los procedimientos de seguridad) y el reactor se encontraba inestable, aun así, los operadores decidieron comenzar con el ensayo. Se cerraron las válvulas de vapor, con lo que las turbinas dejaron de recibir vapor y siguieron moviéndose por inercia; pero las 4 bombas no logran refrigerar el núcleo, los operarios oprimen el botón AZ-5 con el que todas las barras de control debieron haber entrado al núcleo, pero estas tenían un error de diseño que consiste en que la punta de las barras estaban hechas de grafito, que apenas ingresó al núcleo, aumentó la tasa de fisiones por lo que la potencia sube muy rápidamente hasta por sobre los 30.000 [MW] térmicos y genera la explosión de vapor que terminó llevándose consigo el techo, liberando una enorme cantidad de elementos radiactivos al aire, y resultando así, en el accidente nuclear más grande de la historia [36] [37] [38].

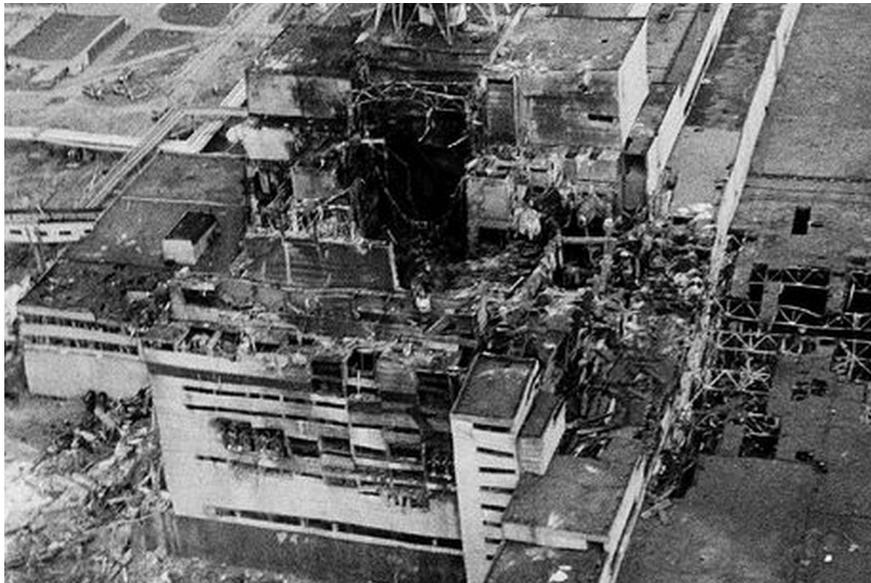


Figura 2.31: Vista superior del reactor después del desastre [39].

2.11.2. Accidente en Fukushima

El accidente ocurrido en la planta nuclear de Fukushima Daiichi (Japón) es el segundo accidente nuclear más grande de la historia por detrás de Chernobyl, y representa un caso de estudio importante a tomar en cuenta para cualquier país, sobre todo a los más sísmicos, entre los que se encuentra Chile. El 11 de marzo de 2011, Japón es sacudido por un terremoto de 9,1 grados de la escala de Richter, producto del cual se genera un tsunami de más de 30 metros de altura en algunos puntos, pasando a llevar consigo la costa noroeste de Japón, incluyendo Fukushima. La central nuclear de Fukushima cuenta con 6 reactores nucleares, ese día se encontraban en operación las unidades 1, 2 y 3 mientras que los reactores 4, 5 y 6 estaban apagados por motivos de mantenimiento. Al momento del terremoto, los reactores 1, 2 y 3 proceden a apagarse automáticamente insertando todas las barras de control al núcleo de cada reactor ante la emergencia, en una operación conocida como SCRAM. Al apagarse los reactores, era necesario continuar refrigerando el núcleo con el uso de electricidad externa a la planta (tendido eléctrico) pero todo el sistema eléctrico se vio afectada por el terremoto, por lo que esa electricidad no estaba disponible (situación conocida como LOOP, cuyas siglas en inglés significan “loss of offsite power”), ante esto, se pusieron en marcha los generadores Diesel de la central para mantener refrigerados los núcleos. Las bombas se encontraban operando con normalidad por aproximadamente una hora, hasta que el tsunami generado por el terremoto alcanza la costa donde se encuentra la central, y debido a la baja altura del muro de contención que se suponía debía impedir el paso del tsunami, este produce inundaciones en la central de aproximadamente 5 metros de altura, dañando múltiples sistemas e imposibilitando la refrigeración de los reactores. A partir de este momento y durante los siguientes días, la central de Fukushima se convierte en víctima de uno de los peores acontecimientos que le puede ocurrir a una central, la pérdida accidental de refrigerante o mejor conocido como LOCA (Loss of Coolant Accident); como los reactores no estaban siendo refrigerados, se produjo rápidamente una fusión del núcleo en varios reactores, y explosiones de hidrógeno que significaron la destrucción del techo de los reactores 1 (el 12 de marzo), 3 (el 14 de marzo) y 4 (el 15 de marzo), produciéndose también una explosión al interior del segundo reactor (15 de marzo) sin la destrucción del techo pero sí generando daños severos en el tanque de contención [40] [41] [42].

Capítulo 3

Estimación de la demanda energética, selección de la tecnología nuclear y ubicaciones

3.1. Estimación de la demanda energética a futuro

3.1.1. Selección de fuente y justificación

Para la estimación de la demanda eléctrica a nivel nacional para la década comprendida entre los años 2050 y 2060 se evaluaron dos estudios, el “Informe Preliminar de Previsión de Demanda 2019 – 2039, Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, redactado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) del Ministerio de Energía; y el informe “Proyección de Demanda Eléctrica 2018 – 2038” redactado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), resumiendo los resultados de estos estudios en las secciones 2.2.1 y 2.2.2 de los antecedentes. Cómo se puede apreciar en las tablas 2.3 y 2.8, existe una diferencia significativa de aproximadamente 15 mil [GWh] de demanda eléctrica anual entre los resultados obtenidos por el CEN, que pronostica una demanda de 124.019 [GWh] para el 2038, y la CNE, que prevé una demanda de 109.764 [GWh] para el 2039. Esta gran diferencia en los resultados llamó a la necesidad de elegir una de estas dos estimaciones para poder proyectar la demanda hasta el 2060, por lo que se escogió la estimación realizada por la CNE. El principal motivo por el cual se hizo esto, es porque fue hecho por un organismo del Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, lo que permite trabajar con datos que fueron oficializados por el estado, dando mayor confiabilidad en el uso de sus resultados. La única desventaja del estudio de la CNE es que presenta algunas dudas respecto a la demanda pronosticada por los sistemas eléctricos medianos, aunque esto no debería influir prácticamente nada en los resultados ya que es sabido que el porcentaje de la demanda que satisfacen estos sistemas respecto al total es bajísimo, y es por ese mismo motivo que la energía generada por esos sistemas mantiene una proporción similar. Para dar valores más precisos, basta con ver la tabla 2.2, donde se muestra que a fecha de mayo de 2020 el SEN aportaba el 99,29% de la potencia instalada en Chile, mientras que el restante 0,71% se divide entre 4 sistemas medianos. Un dato muy parecido se extrajo del estudio de la CNE en la tabla 2.8, pronosticando una demanda del

99,27 % del total por parte del SEN para el 2029 y un 99,29 % para el 2039.

3.2. Proyección de la demanda hasta 2060

Para empezar, es importante destacar que una previsión de demanda eléctrica de manera detallada debe ser elaborada en un estudio muy extenso que se sale de los alcances de esta investigación, que está enfocada en el diseño a nivel de ingeniería básica de una red de centrales nucleares que permitan a los sistemas eléctricos satisfacer una demanda estimada hasta el año 2060. Por esto, se decidió proyectar la demanda de una forma simplificada, estudiando el comportamiento de la demanda según los datos entregados por la CNE para todos los años comprendidos entre 2019 a 2039 y agruparlas en diferentes tipos de regresiones para determinar cual de todas se asemeja más a los datos del estudio. Para todas las regresiones que se implementaron, el valor “ y ” representa la demanda anual en [GWh] mientras que el valor “ x ” representa el año que se está evaluando. Los resultados que se obtuvieron a partir de estas ecuaciones quedan señalados a continuación para cada regresión.

Regresión Exponencial

Ecuación de la regresión:

$$y = 4 \cdot 10^{-5} \cdot \exp(0,022 \cdot x) \quad (3.1)$$

Regresión Lineal

Ecuación de la regresión:

$$y = 1935,1 \cdot x - 3837735,2 \quad (3.2)$$

Regresión Potencial

Ecuación de la regresión:

$$y = 3 \cdot 10^{-143} \cdot x^{44,574} \quad (3.3)$$

Regresión Cuadrática

Ecuación de la regresión:

$$y = 14,5 \cdot x^2 - 56896,73 \cdot x + 55846629,42 \quad (3.4)$$

Tabla 3.1: Error promedio de cada regresión respecto a la proyección de la CNE.

Regresión	Error [%]
Exponencial	10,8
Lineal [MW]	0,47
Potencial	10,41
Cuadrática	10,67

Tabla 3.2: Comparación de la demanda según el estudio y la regresión lineal.

Año	Demanda según estudio [GWh]	Demanda según la regresión [GWh]	Error [%]
2019	70.772	69.232	-2,18
2020	71.658	71.167	-0,69
2021	73.234	73.103	-0,18
2022	74.894	75.037	0,19
2023	76.768	76.972	0,27
2024	78.639	78.907	0,34
2025	80.482	80.842	0,45
2026	82.455	82.777	0,39
2027	84.238	84.712	0,56
2028	86.352	86.648	0,34
2029	88.450	88.583	0,15
2030	90.254	90.518	0,29
2031	92.173	92.453	0,30
2032	94.021	94.388	0,39
2033	95.894	96.323	0,45
2034	97.802	98.258	0,47
2035	99.983	100.193	0,21
2036	102.211	102.128	-0,08
2037	104.488	104.064	-0,41
2038	106.711	105.999	-0,67
2039	108.980	107.934	-0,96

3.2.1. Análisis parcial: Estimación de la demanda eléctrica

Considerando los resultados presentados en la tabla 3.1, se puede notar que la regresión que entrega el menor error en los resultados respecto a las proyecciones de demanda ya realizadas es la regresión lineal, la que entrega un error promedio de -0,02 %, incluso si se toman los valores absolutos de los errores relativos, el error sería de 0,48 %. Utilizando esa regresión, la proyección de demanda para el período entre 2040 y 2060 puede apreciarse en la tabla , en esta se puede destacar que para el año 2050 la demanda eléctrica se espera que sea de 129.220 [GWh] mientras que para el año 2060 será de 148.571 [GWh]. A esto hay que agregarle que en el plan energético del país para el 2050 (sección 2.1.2 de Antecedentes) se espera que el 70 % de la demanda eléctrica sea suministrada por fuentes renovables, por lo que se decidió que la demanda que se tomará como referencia para ser suministrada con energía nuclear, es el 30 % de la correspondiente al año 2060, que se espera que sea de 44.571,3 [GWh] al año.

Tabla 3.3: Previsión de demanda eléctrica entre 2040-2060.

Año	Demanda eléctrica [GWh]	Año	Demanda eléctrica [GWh]
2040	109.869	2051	131.155
2041	111.804	2052	133.090
2042	113.739	2053	135.025
2043	115.674	2054	136.960
2044	117.609	2055	138.895
2045	119.544	2056	140.830
2046	121.479	2057	142.766
2047	123.415	2058	144.701
2048	125.350	2059	146.636
2049	127.285	2060	148.571
2050	129.220		

3.3. Selección de la tecnología y número de reactores

Son varios los criterios que deben ser comparados a la hora de reducir la lista de potenciales reactores aunque algunas tecnologías pueden ser descartadas inmediatamente como es el caso de los BWR y los GCR. Los BWR se descartan porque como se mencionó en la subsección 2.6 de los Antecedentes, se encuentran en un gran retroceso por el accidente de Fukushima, y en un país como Chile, donde el principal problema para la instalación de reactores nucleares es la seguridad y la opinión pública, es mejor no apostar por un reactor que sigue vinculado a un accidente. Los reactores GCR quedan descartados primero porque son muy pocos y precisamente por el motivo de seguridad ya mencionado es que se desea una tecnología más experta y trabajada alrededor del mundo; además, estos modelos de reactores tienen potencias por lo general muy bajas, siendo los de mayoría de menor a 600 [MWe] de potencia, inclusive hay algunos con menos de 500 [MWe] lo que aumentaría el número de reactores de manera considerable.

Habiendo descartado esos dos tipos de reactores, queda decidir entre la tecnología PWR o PHWR. Para la evaluación de los PWR, se tomará como referencia el reactor AP1000 mientras que para los PHWR se considerará como referencia el CANDU 6. Son 9 los criterios de decisión que quedan resumidos en la tabla 3.4 y que posteriormente son discutidos para evaluar tanto su impacto económico como de seguridad.

Tabla 3.4: Criterios de decisión sobre la tecnología nuclear

Criterio	PWR	PHWR
Reactor de referencia	AP1000	CANDU 6
Potencia [MWe]	1.064 - 1.117	640
Factor de carga	0,9	0,868
Número de reactores	6	10
Coefficiente de vacío	Negativo	Positivo
Recarga de combustible	De 18 a 24 meses	De 12 a 18 meses
Moderador	Agua ligera	Agua pesada
Sistemas de Seguridad	Pasivos	Pasivos con activos
Número de centrales requeridas	2	2 - 3

Los factores de carga de los reactores se obtuvieron tomando como referencia los obtenidos en estos mismos modelos en los demás países donde fueron construidos, gracias a los datos que proporciona la página web de la World Nuclear Association (WNA). Teniendo la demanda anual calculada de la subsección anterior y el factor de carga, se pudo calcular el número de reactores necesarios de la siguiente manera, donde “ n ” representa el número de reactores:

$$\text{Demanda anual [MWh]} = \text{Potencia reactor [MW]} \cdot \text{Factor carga} \cdot 24 \text{ horas} \cdot 365 \cdot n$$

- En el caso del AP1000

$$44571300 \text{ [MWh]} = 1064 \text{ [MW]} \cdot 0,9 \cdot 24 \text{ horas} \cdot 365 \cdot n$$

$$n_{AP1000} = 5,3 \Rightarrow 6$$

- En el caso del CANDU 6

$$44571300 \text{ [MWh]} = 640 \text{ [MW]} \cdot 0,868 \cdot 24 \text{ horas} \cdot 365 \cdot n$$

$$n_{CANDU6} = 9,16 \Rightarrow 10$$

Considerando que en los primeros años el factor de carga puede que sea no sea el esperado, se decide redondear el número de reactores hasta el siguiente número entero independientemente de los decimales o centésimas que haya dado el resultado original, y así asegurar que para el 2060 se cumpla como mínimo con la demanda propuesta anteriormente.

3.3.1. Análisis parcial: Selección de la tecnología nuclear

La perspectiva económica es muy importante ya que genera una de las limitaciones más grandes en los programas nucleares del mundo, por ello es crucial tomar en cuenta las ventajas y desventajas financieras de cada tecnología. Para empezar, la potencia y factor de carga de los reactores definen inmediatamente el número de unidades y dan una aproximación del número de plantas para cumplir con toda la demanda estimada. Los reactores AP1000 no solamente tienen 460 [MWe] más de potencia que el CANDU 6, si no que además tienen un mayor factor de carga, a pesar de que el CANDU 6 es el reactor PHWR que ha mostrado el mayor valor en este aspecto. Por otro lado, el combustible que utiliza el AP1000 se encuentra levemente enriquecido, mientras que el CANDU 6 utiliza combustible de uranio natural, este aspecto favorece al CANDU 6 ya que no tienen que financiar un proceso muy caro como el que es el enriquecimiento de uranio. Sin embargo, la ventaja de utilizar uranio natural conlleva con la desventaja de usar deuterio (agua pesada) como moderador, lo que aumenta enormemente el costo capital del proyecto; además, el usar uranio natural implica una densidad energética menor que si estuviera enriquecido, y eso disminuye los intervalos de cambio de combustible, por eso el período de recarga para un CANDU 6 oscila entre los 12 y 18 meses, mientras que para el AP1000 se encuentra entre los 18 y 24 meses. La importancia de la disminución en los períodos de recarga es que implica la compra más frecuente de combustible nuclear (a pesar de esto el costo de enriquecer sigue siendo mayor), pero sobre todo implica una acumulación mucho mayor de desechos nucleares que luego deben ser gestionados.

Desde el punto de vista de la seguridad, primero hay que mencionar el significado del coeficiente de vacío y sus implicancias. El coeficiente de vacío determina el comportamiento de la reactividad ante la generación de huecos, burbujas, de espacios sin agua o mejor dicho “vacíos” dentro del reactor; cuando este valor es positivo, implica que las reacciones en cadena y la tasa de fisiones aumentan, lo que finalmente ocasiona que un aumento de potencia vuelva a generar un aumento mayor de potencia en una retroalimentación positiva de potencia; y cuando es negativo ocurre lo opuesto. Los reactores RBMK de la Unión Soviética tenían un coeficiente de vacío muy positivo, algo que influyó en el desastre de Chernobyl, debido a que el agua actuaba como refrigerante y el grafito como moderador, entonces, cuando el agua empezó a bullir ante el aumento de la temperatura, los neutrones solo estaban siendo moderados (algo que aumentó la tasa de fisiones) pero no había extracción de calor, lo que favoreció al descontrol del reactor. Los modelos CANDU tienen un coeficiente de vacío positivo, producto de usar agua pesada como refrigerante y moderador, aunque es mucho menor al de un RBMK y no debería significar un impedimento para que los sistemas de seguridad controlen cualquier problema en caso de ebullición del refrigerante. El problema para los CANDU es que esta condición hace que no esté autorizado su funcionamiento en varios países donde por seguridad, solo son permitidos los reactores con coeficiente de vacío negativo (como los PWR), entre los que destaca Estados Unidos. Con respecto a los protocolos de seguridad, el AP1000 tiene todos sus sistemas de seguridad operando de forma pasiva, o sea que no dependen de la intervención de terceros ni de la presencia de corriente eléctrica para llevarse a cabo. El CANDU 6 tiene algunos sistemas pasivos y otros que no lo son, o sea que dependen de operarios y de estar conectados a corriente alterna, algo que nuevamente termina siendo una desventaja en este tipo de reactores. La única ventaja que tienen los CANDU 6 sobre el AP1000 es que sus equipos funcionan a una menor presión, con lo que los equipos son bastante menos complejos de operar y mantener.

Económicamente, el reactor AP1000 resulta ser mucho más atractivo que el CANDU 6, reduce los gastos al tratarse de un máximo de 6 reactores en vez de 10, esto sumado a que solo requeriría la construcción de 2 centrales, mientras que el CANDU 6 necesitaría 3. Además, el costo que se ahorra con el CANDU 6 por la falta de enriquecimiento de uranio, queda en mayor parte igualado por el AP1000 con la ausencia de gastos de agua pesada, recargas menos frecuentes y menor gasto en la logística de almacenamiento de desechos nucleares. Todo esto queda respaldado por el estudio de la CCHEN que fue explicado en la subsección 2.10.2, especialmente comparando los resultados para el LCOE en las tablas D.1 y D.2 que muestran que utilizando el mismo tipo de propiedad (pública) e instalando la misma cantidad de potencia (inclusive con el mismo factor de planta), el LCOE de los LWR (en los que encaja un PWR) es de 79,7 [USD/KW], mientras que los de un HWR (CANDU) es de 84 [USD/KW].

En términos de seguridad, el AP1000 nuevamente prevalece por sobre el CANDU 6, donde el factor de coeficiente de vacíos positivos del CANDU termina siendo determinante. Esto se justifica bajo el contexto en el que se piensa realizar un programa nuclear, recordando que el prejuicio del público puede ser determinante en el rechazo de un proyecto de este estilo, y promover la construcción de un modelo de reactores que no se encuentran permitidos en los Estados Unidos podría ser muy difícil de entender y de aceptar para muchos. De todas formas hay que agregar que los sistemas de seguridad pasivos del AP1000 entregan una confianza mucho mayor ante la posibilidad de cualquier falla. Por todos los argumentos ya entregados, queda claro que el reactor a seguir como modelo referente para el desarrollo de este estudio es el AP1000 de la Westinghouse Electric Company.

3.4. Selección de las ubicaciones

Considerando que el AP1000 es el reactor que se toma como referencia, serán necesarias 2 plantas que albergarán 2 y 4 reactores respectivamente, las que serán ubicadas utilizando los resultados del estudio ordenado por la CCHEN llamado “Consideraciones para el Emplazamiento de una Central Nuclear de Potencia (CNP) en Chile” que fue descrito en la subsección 2.7 de los antecedentes. El informe muestra que la región de Antofagasta es la que tiene la mayor cantidad de terreno disponible, sin embargo, estos lugares se presentan relativamente lejos del borde costero, lo que dificultaría mucho la obtención de agua para el ciclo de refrigeración. Para encontrar ubicaciones disponibles muy cercanas a la costa, se tuvo que profundizar más en los resultados del estudio para encontrar ubicaciones disponibles, encontrando uno de esas en la propia región de Antofagasta, muy cerca del límite con la región de Atacama; y otra en la región de Coquimbo, aunque para ambas será necesario la construcción de vías de acceso a la planta. La primera de estas se encuentra 165 [km] al norte de la ciudad de la Serena (coordenadas: 28°52'45,3" S, 71°27'58,9" W), lo que equivale a aproximadamente 2 horas y 20 minutos en auto, y tendría una superficie aproximada de 7,165 [km²] [43].

Por su parte, la segunda central se ubicará a 261 [km] al norte de la ciudad de Copiapó (coordenadas: 25°47'41,8" S, 70°41'51,8" W) con una superficie de 14,33 [km²] [43]. Con esto se garantiza que ambas centrales se encuentren en una ubicación apta según el estudio, y además cerca del borde costero para reducir los costos de refrigeración del reactor.



Figura 3.1: Ubicación de la primera central (punto rojo) al norte de la ciudad de la Serena.

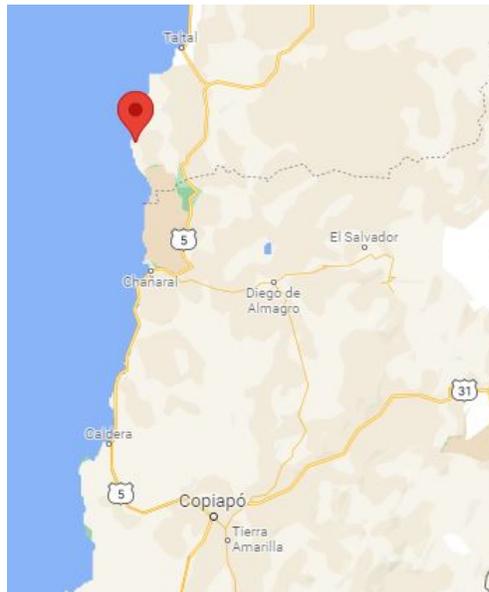


Figura 3.2: Ubicación de la segunda central (punto rojo) al norte de la ciudad de Copiapó.

3.5. Descripción general de la planta

Como se puede apreciar en la figura 3.3, el reactor se divide en 3 ciclos principales: el ciclo primario, que es donde circula el agua al alta presión que absorbe el calor generado dentro de la vasija del reactor; el ciclo secundario, o ciclo de generación de vapor, que es donde circula otro flujo de agua y vapor que recibió el calor del flujo primario a través del generador de vapor, y que mueve la turbina para convertir esa energía térmica en mecánica

y después en eléctrica; y finalmente se tiene el ciclo terciario, que es conocido como el ciclo de refrigeración, y como su nombre lo indica, tiene un tercer flujo de agua que permite convertir el vapor húmedo del flujo secundario en agua a través del condensador, este último ciclo es el que necesita un circuito constante de agua entre el exterior y el reactor. En el ciclo de refrigeración, los reactores utilizan torres de enfriamiento para refrigerar el agua del condensador, en ese proceso parte de esta agua es evaporada hacia el ambiente, lo que implica tener que extraer un flujo mínimo de 1.100 [kg/s] a un máximo de 2.000 [kg/s] (1,1 a 2 [m^3/s]) [44] de agua del exterior para reponer esa pérdida anterior, esta agua puede ser proveniente del mar, río o de una planta desaladora.

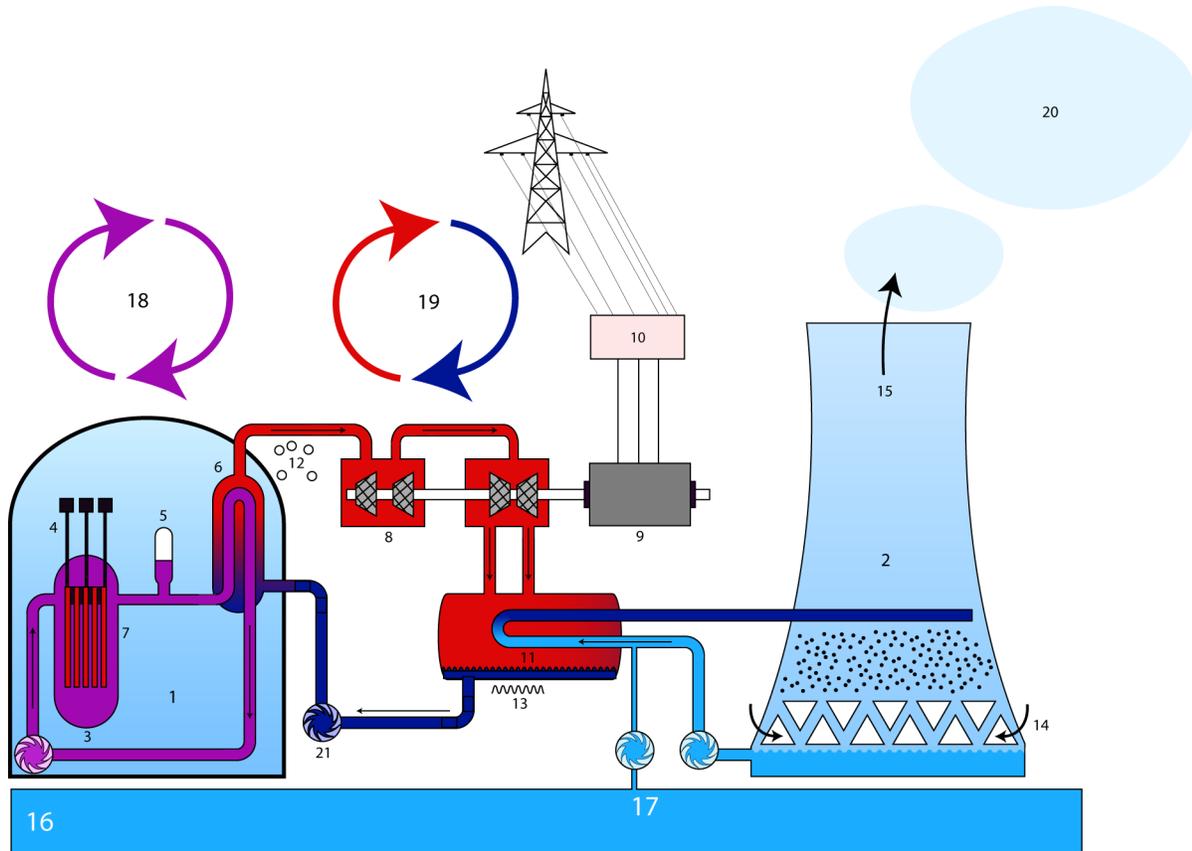


Figura 3.3: Esquema general de los ciclos de un reactor nuclear [45].

Si bien es verdad que se espera albergar 2 y 4 reactores en las plantas respectivas, la distribución general de los edificios debería ser parecida a que si se tratara de un solo reactor, con la diferencia de que habría un edificio de contención con su respectivo edificio auxiliar para cada uno de los reactores, mientras que los demás solo deberían ser más grandes para tener en algunos equipos en las cantidades asociadas al número de reactores. En la figura 3.4 se puede apreciar el layout de una planta AP1000 pensada para un reactor, cuyo núcleo se encuentra en el edificio de contención (“Containment/Shield Building”) y junto a él está el edificio auxiliar (“Auxiliary Building”) cuya función principal es proporcionar protección y separación de los equipos mecánicos y eléctricos de seguridad sísmica, en este lugar además se encuentran la sala de control, los sistemas de instrumentación y control, zonas de manejo de combustible, equipamiento mecánico. A la derecha, se puede ver el edificio más grande que

es el de turbinas (“Turbine Building”), donde se encuentran todos los equipos asociados al sistema de generación de vapor. El personal de la planta puede ingresar a los dos complejos mencionados a través del edificio anexo (“Anex Building”), en el cual se brinda a los empleados todo el equipamiento necesario para trabajar, llevar a cabo control radiológico y para que se puedan descontaminar.

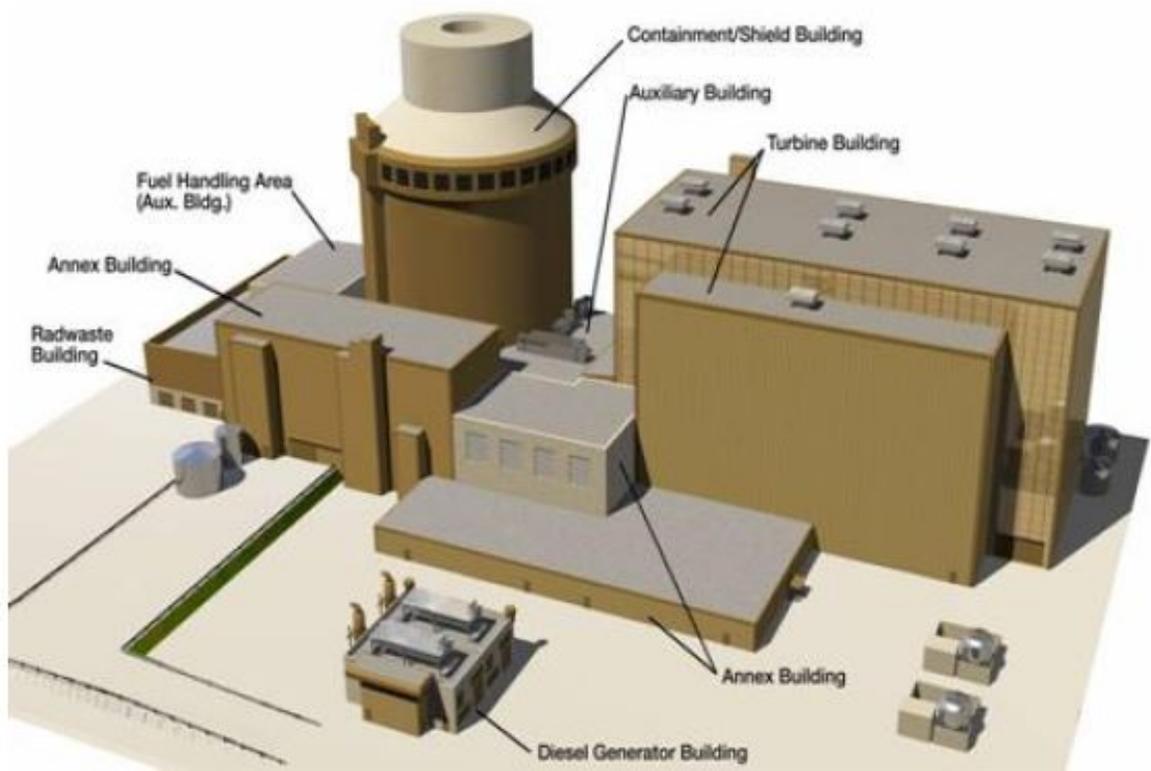


Figura 3.4: Layout general de una planta AP1000 [23].

Capítulo 4

Dimensionamiento del ciclo secundario

4.1. Diseño básico

Los reactores PWR tienen un ciclo secundario representable por el ciclo de Rankine normal, que como se puede apreciar en la figura 4.1, está constituido por un generador de vapor, una turbina, un condensador y una bomba. Tomando este ciclo como base, se pueden asignar ciertos estados termodinámicos conocidos (ver tabla 4.1), para terminar de calcular el resto de los estados (datos en color azul) en cada uno de los puntos.

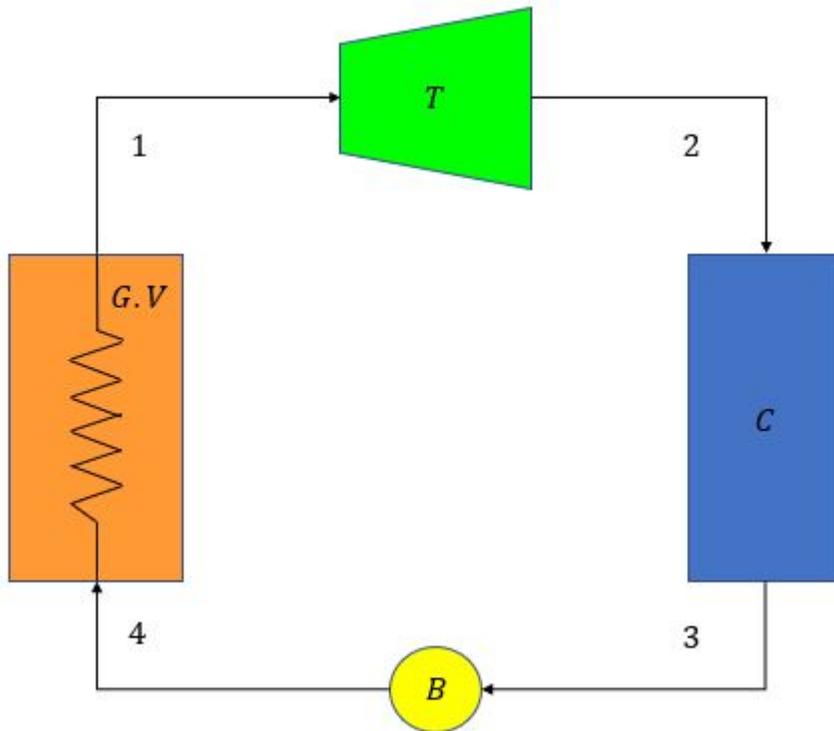


Figura 4.1: Esquema simplificado del ciclo secundario.

Tabla 4.1: Estados termodinámicos conocidos del ciclo simplificado.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [KJ/Kg]
1	56,74	272,78	2791.1
2	0,41	76,419	2306,9
3	0,41	76,419	321,52
4	56,74	268,132	1176.5

El calor transferido al generador de vapor y absorbido del condensador se calculan según lo indican las ecuaciones 4.1 y 4.2. Además, el trabajo generado por la turbina, el trabajo necesario para hacer funcionar la bomba y la eficiencia del ciclo se calculan con las ecuaciones 4.3, 4.4 y 4.5.

$$\dot{Q}_{in} = \dot{m} \cdot (h_1 - h_4) \quad (4.1)$$

$$\dot{Q}_{out} = \dot{m} \cdot (h_2 - h_3) \quad (4.2)$$

$$\dot{W}_{out} = \dot{m} \cdot (h_1 - h_2) \quad (4.3)$$

$$\dot{W}_{in} = \dot{m} \cdot (h_4 - h_3) \quad (4.4)$$

$$\eta = \frac{\dot{W}_{out} - \dot{W}_{in}}{\dot{Q}_{in}} \quad (4.5)$$

Los resultados de estos valores calculados quedan ilustrados en la Tabla 4.2 que se muestra a continuación:

Tabla 4.2: Transferencias de calor y trabajos en los equipos.

Dato	Valor
\dot{m} [kg/s]	1886,91
\dot{Q}_{in} [MW]	3046,61
\dot{Q}_{out} [MW]	3746,23
\dot{W}_{out} [MW]	913,64
\dot{W}_{in} [MW]	1613,27
η	<0

En la realidad, los equipos se comportan de formas distintas, para empezar los generadores de vapor y el condensador no son isobáricos, además, los procesos de expansión y compresión se llevan a cabo en varias turbinas y bombas respectivamente. Como se puede ver en la tabla 4.2, la eficiencia da negativa debido a que en principio la bomba consumiría mucha más potencia de la que entrega la turbina, de todas formas los resultados se enseñaron para demostrar que los reactores necesitan ciclos mucho más elaborados, con varios procesos de regeneración y recalentamientos para aumentar la eficiencia del ciclo y hacer posible la generación de más de 1000 [MWe] inclusive ya habiendo restado el consumo de las bombas.

4.2. Diseño del ciclo secundario real

Para el ciclo secundario real, se tomaron 51 puntos distintos y algunos tienen estados termodinámicos iguales diferenciándose solamente en el flujo másico que llevan. El ciclo comienza con la salida del vapor de los dos generadores de vapor (representados por uno solo en el esquema), este flujo se divide en 3 partes, una muy pequeña que se va hacia un sistema menor de turbinas que se denominarán por la sigla “S”; otra parte se va hacia las válvulas de las que nuevamente se extraen porciones pequeñas del flujo dejando la mayoría para la turbina de alta presión; y finalmente la tercera parte va hacia el segundo recalentador para elevar la temperatura del flujo que va hacia las turbinas de baja presión. De la turbina de alta presión hay varias salidas de vapor antes del final de la turbina, la primera extracción alimenta el primer recalentador, por su parte la segunda y tercera extracción sirven para regenerar en el primer y segundo calentador cerrado respectivamente. Al final de la turbina de alta presión, una porción de flujo se va hacia el calentador abierto, otra hacia el tercer calentador cerrado, otra va nuevamente a “S”, y la gran mayoría del vapor se dirige hacia el separador de humedad y recalentadores, donde después de elevar su temperatura se divide en 3 partes iguales para cada turbina de baja presión. La primera de estas turbinas tiene una única salida de vapor que va hacia el tercer calentador cerrado; la segunda turbina tiene una extracción previa que lleva vapor para regenerar en el cuarto calentador cerrado, mientras que la salida al final conduce el flujo hasta el quinto calentador cerrado; la tercera y última turbina de baja presión tiene una única salida que divide el flujo en dos partes, una para el sexto calentador cerrado y una para el condensador. A la salida del condensador está la primera bomba que eleva la presión del agua, que se calienta en ese estado en el octavo calentador cerrado y después en el séptimo; la segunda bomba se encuentra a la salida del calentador abierto y la presión se eleva por sobre los 70 [bar] antes de entrar al segundo calentador cerrado. El esquema completo con los demás flujos de condensado provenientes de los calentadores cerrados y tanque de drenaje se pueden apreciar en la figura 4.2, donde los equipos son señalados con las siglas que se describen en la tabla 4.3.

Para este ciclo se cuenta con un flujo total de 1886.91 [kg/s] de agua/vapor, aunque ese flujo solo alcance a pasar en su totalidad por 5 equipos, el calentador abierto, la segunda bomba, el primer y segundo calentador cerrado, y el generador de vapor. Hay 3 equipos que si bien no son de intercambio térmico, si generan leves cambios en las propiedades internas del flujo, estos son la válvula de flujo principal que se encuentra justo después del generador de vapor; la primera válvula de control que está entre la válvula de flujo principal y la turbina de alta presión; y la segunda válvula de control que está a la salida del segundo recalentador. Los estados termodinámicos de cada punto se entregan en la tabla 4.4, pero se calculan en

los balances térmicos por cada equipo en la siguiente sección. Varios de los datos de presión, entalpía y temperatura fueron extraídos de diferentes partes del “Documento de Diseño de Control AP100” [24], escrito para la aprobación por parte de la NRC de Estados Unidos; otros estados se calcularon considerando cambios similares a los descritos en el artículo científico "Parametric optimization of steam cycle in PWR nuclear power plant using improved genetic-simplex algorithm"[46], que describe el ciclo secundario de una planta CPR 1000. Se utilizan los datos de este artículo porque las diferencias entre un CPR1000 y un AP1000 son muy leves, las únicas discrepancias que existen entre los ciclos son la presencia de 3 generadores de vapor en el CPR1000 contra los 2 del AP1000 (aunque esto no afecta al esquema en sí porque igual son representados por uno solo); además, el AP1000 posee un tanque de drenaje entre el cuarto y quinto calentador cerrado que el CPR1000 no tiene, y cuenta con 8 calentadores cerrados mientras que el CPR1000 con 7 (el CPR1000 solo tiene un calentador cerrado de los que actúan como condensadores de vapor, que son los C.C7 y C.C8 de color celeste en la figura 4.2). El resto de las diferencias suelen estar asociadas a la dirección que toman unos pocos flujos una vez que salen de los equipos, pero en términos generales los reactores son muy parecidos.

Tabla 4.3: Siglas del esquema y sus nombres completos.

Sigla	Equipo
G.V	Generador de vapor
T.A.P	Turbina de alta presión
T.B.P	Turbina de baja presión
C.C	Calentador cerrado
C.A	Calentador abierto
MSH	Separador de humedad
RH	Recalentador
B	Bomba
C	Condensador
T.D	Tande de drenaje

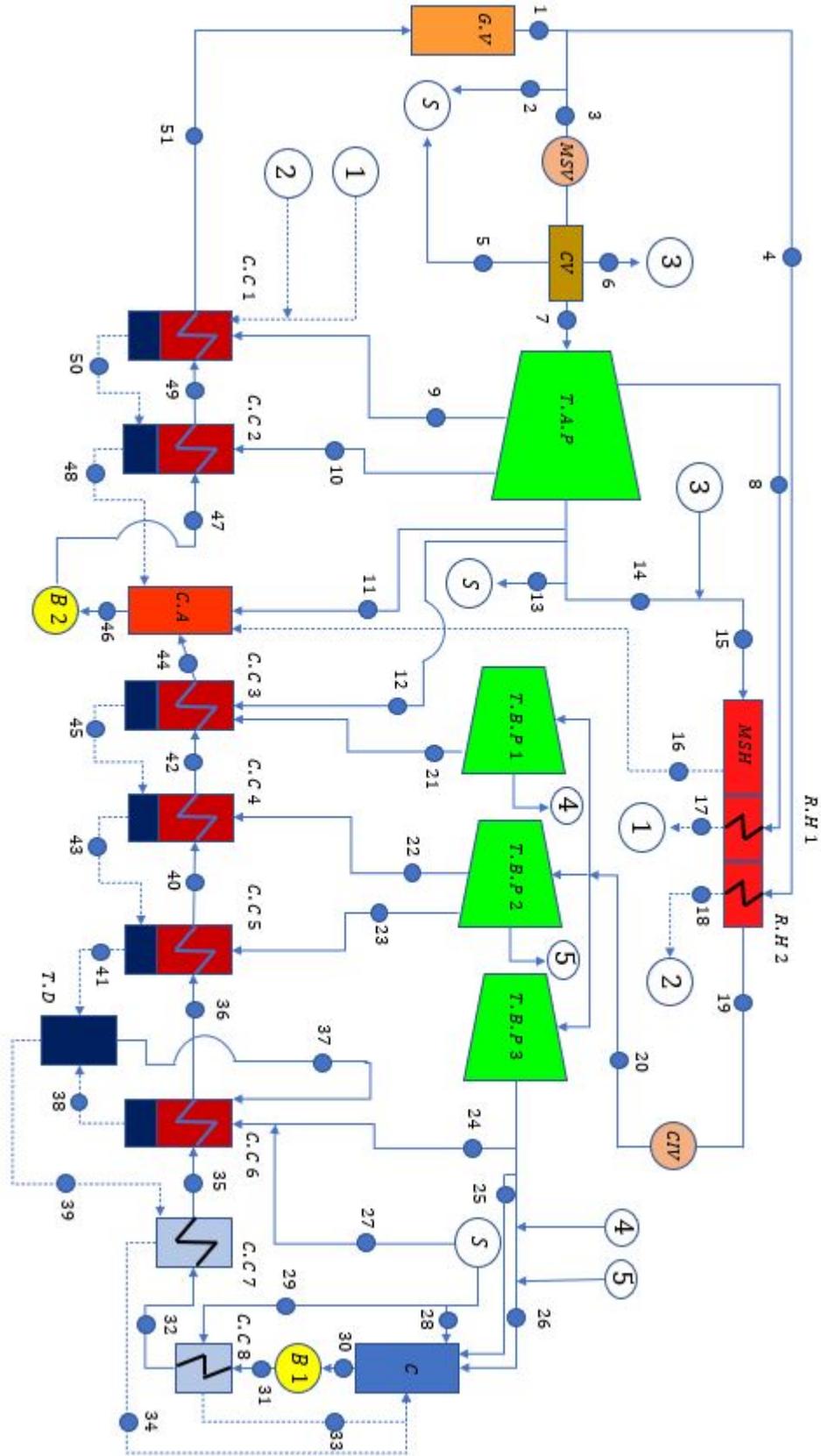


Figura 4.2: Esquema del ciclo secundario real.

Tabla 4.4: Estados termodinámicos de cada punto del ciclo de generación de vapor, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
1	56,74	272,78	>100	2791,1	5,9231	0,03459
2	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
3	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
4	55,98	271,11	99,84	2785,6	5,918	0,0349
5	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
6	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
7	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
8	34,13	241,12	95,18	2718,4	5,9715	0,05577
9	28,27	230,58	93,48	2685,6	5,9769	0,06622
10	17,86	206,72	90,27	2610,5	5,9954	0,1005
11	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
12	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
13	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
14	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
15	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
16	11,21	184,89	líq. sat	785,54	2,1893	0,00113
17 _v	32,82	238,89	95,19	2718,4	5,986	0,05803
17 _l	32,82	238,89	líq. sat	1033,2	2,695	0,00123
18 _v	53,83	268,61	99,71	2785,6	5,9321	0,03635
18 _l	53,83	268,61	líq. sat	1178,7	2,966	0,00129
19	11	255,02	>100	2949,8	6,8978	0,2131
20	10,96	254,56	>100	2949	6,8978	0,2137
21	4,27	160,37	>100	2773,5	6,951	0,4526
22	2,56	128,17	98,56	2686,3	6,9677	0,6927
23 _v	0,87	95,73	93,96	2532,1	7,036	1,8129
23 _l	0,87	95,73	0,078	404,26	1,2677	0,00255
24 _v	0,405	76,123	92,9	2472,5	7,1962	3,667
24 _l	0,405	76,123	0,071	321,92	1,0387	0,00383
25 _v	0,405	76,123	91,65	2443,5	7,1129	3,6172
25 _l	0,405	76,123	líq. sat	320,27	1,034	0,00103
26	0,405	76,123	83,76	2260,74	6,5898	3,306
27	0,405	103,53	>100	2690,02	7,81321	4,26347
28	0,405	103,53	>100	2690,02	7,81321	4,26347
29	0,405	103,53	>100	2690,02	7,81321	4,26347
30	0,405	41,82	líq. sub.	174,65934	0,59675	0,00101
31	30,405	42,21	líq. sub.	178,944	0,60074	0,001007
32	31,8634	42,61	líq. sub.	180,73	0,60594	0,00101
33	1,66527	99,17	líq. sub.	415,19	1,29787	0,0104
34	3,13569	48,167	líq. sub.	201,42555	0,68001	0,00101
35	32,7068	47,89	líq. sub.	202,83	0,6751	0,00101

Tabla 4.5: Estados termodinámicos de cada punto del ciclo de generación de vapor, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m^3/kg]
36	35,2705	73,17	líq. sub.	308,66	0,99161	0,00102
37	0,405	76,1802	99,969	2636,36	7,66249	3,94181
38	0,3923	75,39	0,0211	314,34	1,02198	0,00188
39	0,3923	75,39	0,0211	315,64	1,02198	0,00188
40	34,012	92,56	líq. sub.	389,84	1,2201	0,00104
41	0,45014	78,72	0,0198	329,59	1.0618	0,00174
42	35,2742	125	líq. sub.	526,84	1,5786	0,00106
43	0,9477	98,11	0,0242	411,24	1,28596	0,00147
44	36,7824	142,61	líq. sub.	601,97	1,76284	0,00108
45	2,74802	130,56	0,0212	548,7	1,64064	0,00121
46	10,9847	184	0,0414	781,07	2,17984	0,00121
47	87,8636	185,39	líq. sub.	790,14	2,1807	0,00113
48	12,8143	375,7	0,0442	349,1	2,24652	0,00121
49	91,003	203,0556	líq. sub.	868,5284	2,3476	0,00115
50	18,5529	208,61	0,0404	891,5558	2,41327	0,00121
51	97,3477	226,67	líq. sub.	975,76	2,5659	0,00119

Tabla 4.6: Caudal en los respectivos puntos.

Punto	Caudal [kg/s]	Punto	Caudal [kg/s]	Punto	Caudal [kg/s]
1	1886,91	18 _l	58,25	34	248,76
2	1,53	19	1281,97	35	1285,61
3	1824,06	20	1281,97	36	1285,61
4	61,32	21	43,07	37	1
5	0,41	22	74,76	38	83,62
6	1,46	23 _v	42,83	39	248,76
7	1822,19	23 _l	5,01	40	1285,61
8	82,94	24 _v	60,98	41	166,14
9	89,91	24 _l	20,81	42	1285,61
10	71,72	25 _v	5,17	43	118,3
11	125,08	25 _l	23,02	44	1285,61
12	0,47	26	1006,32	45	43,54
13	1,23	27	0,83	46	1886,91
14	1450,84	28	1,33	47	1886,91
15	1452,3	29	1,01	48	305,89
16	170,33	30	1285,61	49	1886,91
17 _v	4,15	31	1285,61	50	234,17
17 _l	78,79	32	1285,61	51	1886,91
18 _v	3,07	33	1,01	-	-

4.3. Balances térmicos y selección de equipos

En esta sección se hará un balance térmico de cada uno de los equipos del ciclo secundario del reactor, y en la gran mayoría de estos también se entregará una opción de equipo que podría ser implementado. Para algunos de los equipos se pueden entregar alternativas con modelos cuyas especificaciones técnicas demuestren ser directamente aplicables al sistema; sin embargo, hay otros equipos como los calentadores cerrados de baja presión, el calentador abierto y los calentadores cerrados de alta presión que no tienen un modelo en específico ya que se mandan a hacer para cada reactor en específico, por lo que en esos casos se dará una referencia de ciertas especificaciones que tenían esos equipos en reactores similares (de más o menos igual potencia para asemejar el caudal de agua que debe estar circulando en el ciclo secundario). Para el caso particular de los calentadores cerrados 7 y 8, esos forman parte de un sistema mucho más complejo que es el sistema de sellado y los intercambiadores son condensadores de vapor de glándula, que son dimensionados específicamente para cada sistema de sellado de vapor, que no se puede asegurar que sea similar con otro reactor de la misma potencia, por lo mismo estos serán los únicos intercambiadores con sus respectivos balances pero sin alternativas de equipos.

4.3.1. Generador de vapor

Los reactores AP1000 cuentan con dos generadores de vapor que reciben y entregan la mitad del caudal completo que hay en ciclo, pero para efectos de balances térmicos se considera como si fuera uno solo porque los flujos entran y salen con las mismas propiedades internas. La figura 4.3 ilustra al generador de vapor y los puntos adyacentes a este, la ecuación 4.6 se usó para calcular el calor transferido a ambos generados de vapor, mientras que la Tabla 4.7 muestra las propiedades termodinámicas de los puntos.

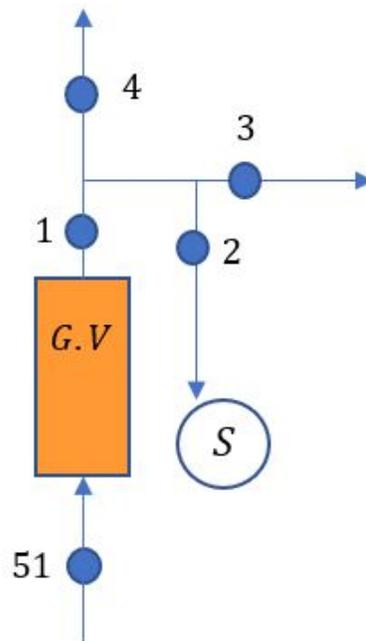


Figura 4.3: Esquema del generador de vapor.

Tabla 4.7: Estados termodinámicos de cada punto cercano al generador de vapor, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m^3/kg]
1	56,74	272,78	>100	2791,1	5,9231	0,03459
2	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
3	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
4	55,98	271,11	99,84	2785,6	5,918	0,0349
51	97,3477	226,67	líq. sub.	975,76	2,5659	0,00119

$$\dot{Q}_{GV} = \dot{m}_{gv} \cdot (h_1 - h_{50}) \quad (4.6)$$

Tabla 4.8: Calor absorbido por el flujo en el generador de vapor.

Calor	Valor [MW]
\dot{Q}_{GV}	3425,383

Para efectos de este estudio, todos los equipos implementados que sean pertenecientes al ciclo primario serán los considerados por la empresa Westinghouse en su diseño del AP1000. Los generadores de vapor, que para este tipo de reactores son dos, si bien pertenecen en una parte al ciclo secundario y por lo mismo se hizo su respectivo balance térmico, también pertenece al ciclo primario ya que es el mismo equipo donde el fluido caliente es el que proviene del núcleo del reactor y el fluido frío es que el se encuentra en el ciclo secundario. Por este motivo de estos equipos no se entregará una alternativa al que ya fue explicado en la sección de antecedentes.

4.3.2. Turbina de alta presión

La turbina de alta presión (ver figura 4.4) recibe el flujo proveniente de la primera válvula de control y lo expande desde un poco más de 55 hasta casi 11 [bar] de presión, en el proceso tiene 3 extracciones previas, que son hacia el recalentador y hacia el primer y segundo calentador cerrado respectivamente; y la salida se divide en otros 4 flujos, los estados termodinámicos de cada punto se pueden apreciar en la tabla 4.9. Se hicieron los cálculos de potencias generadas por cada extracción de flujo, ya que al quedar menos vapor en la turbina, la potencia entregada no será la misma que si se hiciera una única extracción. Las ecuaciones 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11 se usaron para la realización de todos los cálculos, cuyos resultados se pueden apreciar en la tabla 4.10.

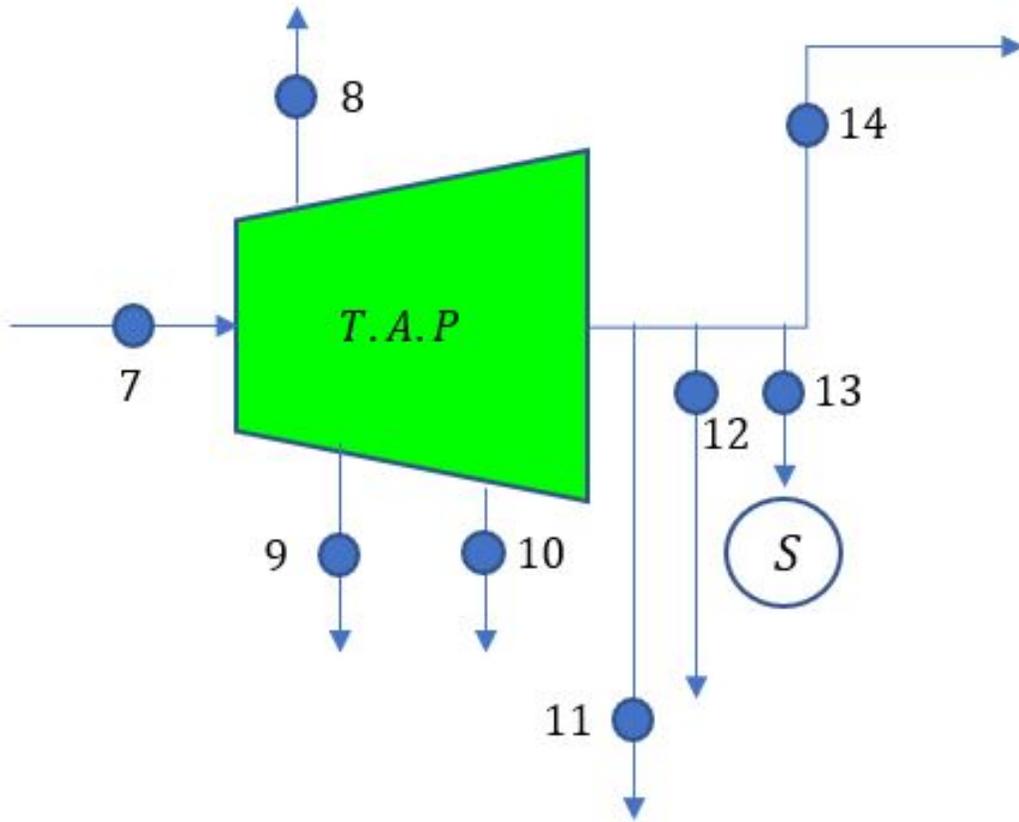


Figura 4.4: Esquema de la turbina de alta presión.

Tabla 4.9: Estados termodinámicos de cada punto cercano a la turbina de alta presión, los datos en color azul son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m^3/kg]
7	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
8	34,13	241,12	95,18	2718,4	5,9715	0,05577
9	28,27	230,58	93,48	2685,6	5,9769	0,06622
10	17,86	206,72	90,27	2610,5	5,9954	0,1005
11	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
12	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
13	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
14	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517

$$\dot{W}_{tap1} = \dot{m}_7 \cdot (h_7 - h_8) \quad (4.7)$$

$$\dot{W}_{tap2} = (\dot{m}_7 - \dot{m}_8) \cdot (h_8 - h_9) \quad (4.8)$$

$$\dot{W}_{tap3} = (\dot{m}_7 - \dot{m}_8 - \dot{m}_9) \cdot (h_9 - h_{10}) \quad (4.9)$$

$$\dot{W}_{tap4} = (\dot{m}_7 - \dot{m}_8 - \dot{m}_9 - \dot{m}_{10}) \cdot (h_{10} - h_{11}) \quad (4.10)$$

$$\dot{W}_{taptot} = \dot{W}_{tap1} + \dot{W}_{tap2} + \dot{W}_{tap3} + \dot{W}_{tap4} \quad (4.11)$$

Tabla 4.10: Potencias nominales entregadas por la turbina de alta presión.

Tramo	Potencia [KW]
\dot{W}_{tap1}	122.487,61
\dot{W}_{tap2}	57.047,4
\dot{W}_{tap3}	123.865,43
\dot{W}_{tap4}	111.222,21
\dot{W}_{taptot}	414.622,65

4.3.3. Turbinas de baja presión

Los balances térmicos y potencias generadas de las turbinas de baja presión (ver figura 4.5) se calculan antes del separador de humedad para calcular inmediatamente la potencia generada y compararla con la nominal que entrega el mismo documento de donde se extrajeron los estados termodinámicos, que es de 1.199.500 [KW]. Esta potencia nominal se consigue multiplicando la potencia térmica por la eficiencia mecánica de la turbina y la eficiencia eléctrica del generador; estas eficiencias se extrajeron del artículo científico mencionado en la subsección 3.3.2, y se usaron para obtener la entalpía en el punto 26, ya que esta no se encontraba en el documento de la NRC. De todas formas se aprovechó de modificar los valores de potencia que ya fueron calculados en la subsección anterior, aunque cabe mencionar que al no considerar todos los decimales en la eficiencia y tratándose de potencias tan altas, los valores finales no coincidirán exactamente con la potencia nominal. Los estados internos de cada punto se pueden ver en la tabla 4.11, mientras que las demás ecuaciones se usaron para calcular los valores de las tablas 4.12 y 4.13.

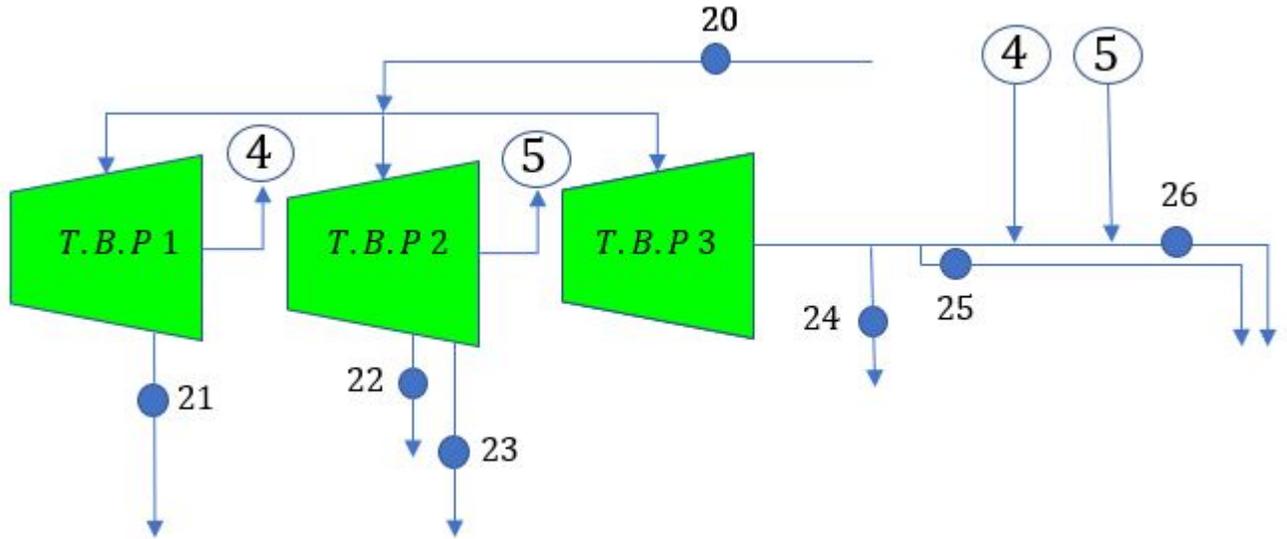


Figura 4.5: Esquema de las turbinas de baja presión.

Tabla 4.11: Estados termodinámicos de cada punto cercano a las turbinas de baja presión, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m^3/kg]
20	10,96	254,56	>100	2949	6,8978	0,2137
21	4,27	160,37	>100	2773,5	6,951	0,4526
22	2,56	128,17	98,56	2686,3	6,9677	0,6927
23 _v	0,87	95,73	93,96	2532,1	7,036	1,8129
23 _l	0,87	95,73	0,078	404,26	1,2677	0,00255
24 _v	0,405	76,123	92,9	2472,5	7,1962	3,667
24 _l	0,405	76,123	0,071	321,92	1,0387	0,00383
25 _v	0,405	76,123	91,65	2443,5	7,1129	3,6172
25 _l	0,405	76,123	líq. sat	320,27	1,034	0,00103
26	0,405	76,123	83,76	2260,74	6,5898	3,306

$$\dot{W}_{tbp11} = \frac{\dot{m}_{20}}{3} \cdot (h_{20} - h_{21}) \quad (4.12)$$

$$\dot{W}_{tbp12} = \left(\frac{\dot{m}_{20}}{3} - \dot{m}_{21}\right) \cdot (h_{21} - h_{26}) \quad (4.13)$$

$$\dot{W}_{tbp1} = \dot{W}_{tbp11} + \dot{W}_{tbp12} \quad (4.14)$$

$$\dot{W}_{tbp21} = \frac{\dot{m}_{20}}{3} \cdot (h_{20} - h_{22}) \quad (4.15)$$

$$\dot{W}_{tbp22} = \left(\frac{\dot{m}_{20}}{3} - \dot{m}_{22}\right) \cdot (h_{22} - h_{23}) \quad (4.16)$$

$$\dot{W}_{tbp23} = \left(\frac{\dot{m}_{20}}{3} - \dot{m}_{22} - \dot{m}_{23}\right) \cdot (h_{23} - h_{26}) \quad (4.17)$$

$$\dot{W}_{tbp2} = \dot{W}_{tbp21} + \dot{W}_{tbp22} + \dot{W}_{tbp23} \quad (4.18)$$

$$\dot{W}_{tbp3} = \frac{\dot{m}_{20}}{3} \cdot (h_{20} - h_{26}) \quad (4.19)$$

$$\dot{W}_{ttot} = \dot{W}_{tbp1} + \dot{W}_{tbp2} + \dot{W}_{tbp3} + \dot{W}_{taptot} \quad (4.20)$$

$$\dot{W}_e = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \dot{W}_{ttot} \quad (4.21)$$

$$\dot{W}_{i-e} = \eta_t \cdot \eta_g \cdot \dot{W}_i \quad (4.22)$$

Tabla 4.12: Potencias nominales entregadas por las turbinas de baja presión.

Tramo	Potencia [KW]
\dot{W}_{tbp11}	74.995,25
\dot{W}_{tbp12}	197.029,74
\dot{W}_{tbp1}	272.024,99
\dot{W}_{tbp21}	112.257,84
\dot{W}_{tbp22}	54.365,27
\dot{W}_{tbp23}	82.689,72
\dot{W}_{tbp2}	249.312,83
\dot{W}_{tbp3}	294.109,56
\dot{W}_{ttot}	1.230.070,03

Tabla 4.13: Eficiencia y potencias reales de las turbinas.

η_t [%]	99
η_g [%]	98,5
Tramo	Potencia [KW]
\dot{W}_{tap1-e}	119.443,79
\dot{W}_{tap2-e}	55.629,77
\dot{W}_{tap3-e}	120.787,37
\dot{W}_{tap4-e}	108.458,34
$\dot{W}_{taptot-e}$	404.319,27
$\dot{W}_{tbp11-e}$	73.131,62
$\dot{W}_{tbp12-e}$	192.133,55
\dot{W}_{tbp1-e}	265.265,17
$\dot{W}_{tbp21-e}$	109.468,23
$\dot{W}_{tbp22-e}$	53.014,29
$\dot{W}_{tbp23-e}$	80.634,88
\dot{W}_{tbp2-e}	243.117,4
\dot{W}_{tbp3-e}	286.800,94
\dot{W}_{ttot-e}	1.199.502,78

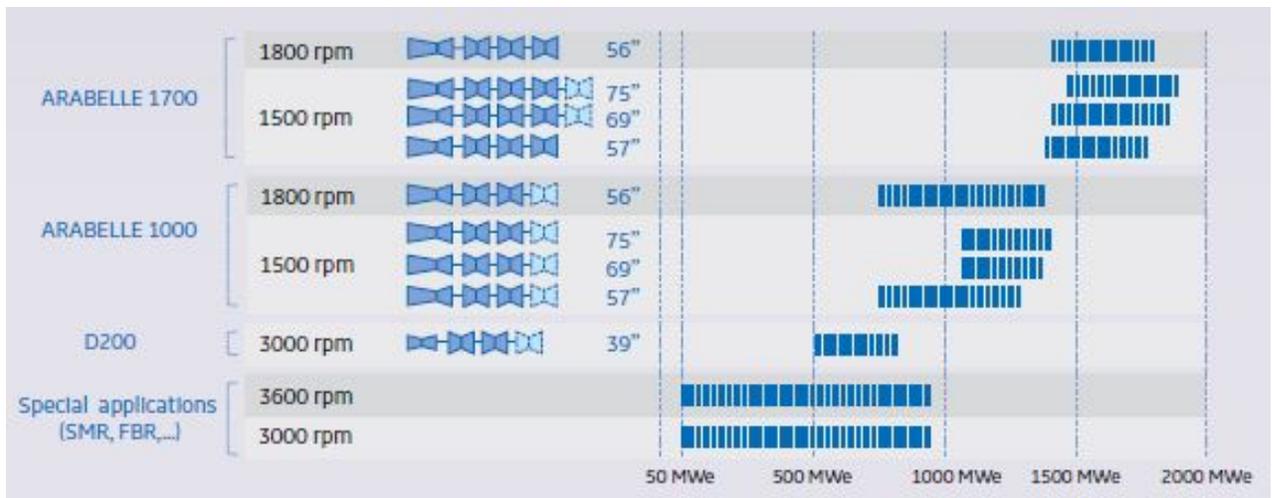


Figura 4.6: Rangos típicos para varias configuraciones de turbinas [47].

Una de las empresas conocidas por entregar diversos equipos para los ciclos secundarios de los reactores nucleares es la “General Electric Company”, cuyas turbinas según menciona su catálogo, son utilizadas en aproximadamente el 50 % de todas las plantas nucleares en el

mundo [47]. Por lo mismo, varios de los equipos ofrecidos para este ciclo provendrán de esta compañía, en este caso en particular se seleccionará el conjunto de turbina de alta presión con las de baja presión. En la figura 4.6 se pueden apreciar 3 variedades de turbinas con las que cuenta General Electric para plantas nucleares; como la potencia que debe entregar el conjunto de turbinas con el generador es de 1199,5 [MW], se tiene un solo modelo de turbina que puede ser útil, que es la Arabelle 1000.



Figura 4.7: Turbina Arabelle [48].

Esta turbina puede ser adquirida tanto para conexiones de 50[Hz], que es el caso de Chile, como de 60 [Hz]; además se adapta perfectamente a las necesidades del ciclo, ya que también se puede adquirir con las 3 turbinas de baja presión. Las características principales de la turbina se especifican en la tabla 4.14, mientras que las características del generador elegido en la tabla 4.15 .

Tabla 4.14: Características principales de la turbina Arabelle 1000 de General Electric [48].

Característica	Valor
Frecuencia [Hz]	50
Velocidad [rpm]	1800
Número de unidades BP	3
Ancho del álabe de la última etapa [pulgadas]	57"
Rango aproximado de potencia de salida [MW]	750-1400

Tabla 4.15: Características principales del generador Gigatop 4-Pole de General Electric [48].

Característica	Valor
Frecuencia [Hz]	50
Factor de potencia	0,85-0,9
Potencia aparente [MVA]	1280-2235
Efficiencia [%]	99

4.3.4. Separador de humedad y recalentadores

El separador de humedad junto con sus recalentadores se encuentran entre la turbina de alta presión y las turbinas de baja presión, los flujos 8 y 15 provienen directamente de la turbina de alta presión, mientras que el flujo 4 proviene del generador de vapor. De los flujos de salida, el flujo 16 se dirige hacia el calentador abierto, mientras que los flujos 17 y 18 que salen en estados bifásicos se usan para precalentar el flujo principal en el calentador cerrado 1, antes de entrar al generador de vapor. Para terminar, el flujo 19 es el que se dirige hacia las turbinas de baja presión, pero tiene propiedades térmicas un poco distintas al del punto 20 ya que estas se encuentran antes de haber pasado por una válvula. Nuevamente se detallan los cálculos y resultados con las tablas y ecuaciones adjuntas. Para el balance de caudales que se describió en la tabla 4.6 se aclara en esta etapa que el flujo 15 no entra en contacto directo con ni con el flujo 8 ni 4, solamente el flujo 16 es una extracción del flujo principal.

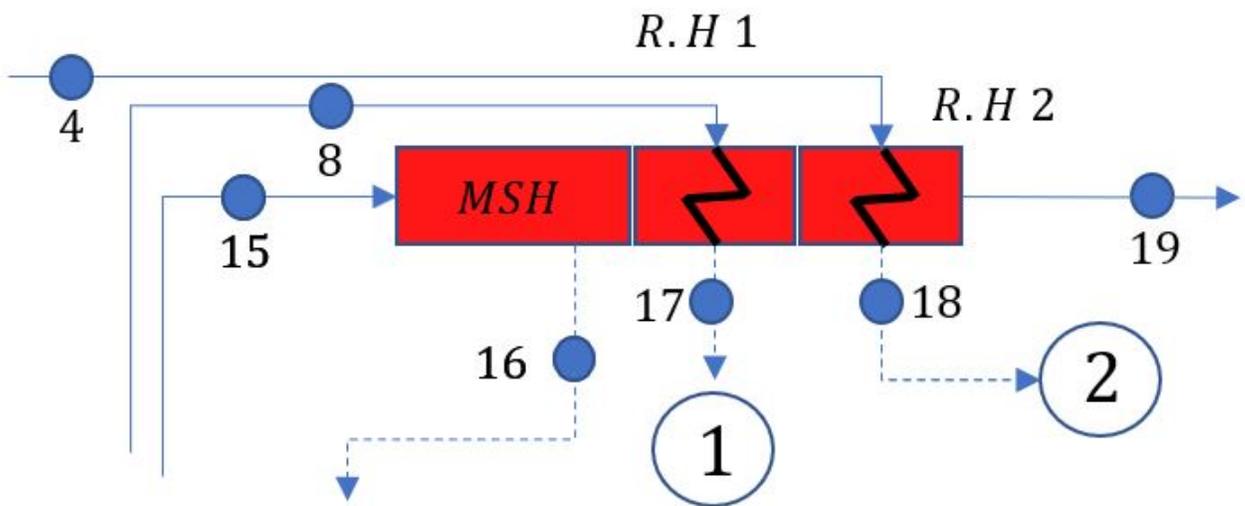


Figura 4.8: Esquema del separador de humedad y recalentador [48].

Tabla 4.16: Estados termodinámicos de cada punto cercano al separador de humedad, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
4	55,71	270,8	99,82	2785,6	5,9197	0,03508
8	34,13	241,12	95,18	2718,4	5,9715	0,05577
15	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
16	11,21	184,89	líq. sat	785,54	2,1893	0,00113
17 _v	32,82	238,89	95,19	2718,4	5,986	0,05803
17 _l	32,82	238,89	líq. sat	1033,2	2,695	0,00123
18 _v	53,83	268,61	99,71	2785,6	5,9321	0,03635
18 _l	53,83	268,61	líq. sat	1178,7	2,966	0,00129
19	11	255,02	>100	2949,8	6,8978	0,2131

Se debe encontrar las entalpías del flujo principal justo antes de ingresar al recalentador 1 (llamando a este punto 15.1) y justo antes de ingresar al recalentador 2 (punto 15.2) para usarlas más adelante cuando se dimensione el separador de humedad con los recalentadores. Además se calculan los calores transferidos en ambos recalentadores como aproximaciones simples.

$$\dot{m}_{19} \cdot h_{19} - (\dot{m}_{15} - \dot{m}_{16}) \cdot h_{15,2} = \dot{m}_4 \cdot h_4 - \dot{m}_{18v} \cdot h_{18v} - \dot{m}_{18l} \cdot h_{18l} \quad (4.23)$$

$$\dot{Q}_{RH2} = \dot{m}_{19} \cdot h_{19} - (\dot{m}_{15} - \dot{m}_{16}) \cdot h_{15,2} \quad (4.24)$$

$$(\dot{m}_{15} - \dot{m}_{16}) \cdot (h_{15,2} - h_{15,1}) = \dot{m}_8 \cdot h_8 - \dot{m}_{17v} \cdot h_{17v} - \dot{m}_{17l} \cdot h_{17l} \quad (4.25)$$

$$\dot{Q}_{RH1} = (\dot{m}_{15} - \dot{m}_{16}) \cdot (h_{15,2} - h_{15,1}) \quad (4.26)$$

Tabla 4.17: Valores asociados a los recalentadores.

Punto	Entalpía [KJ/kg]
$h_{15,1}$	2773,22
$h_{15,2}$	2876,79
Tramo	Potencia [KW]
\dot{Q}_{RH1}	132.773,63
\dot{Q}_{RH2}	93.596,63

Por lo general, los separadores de humedad con los recalentadores suelen venir agregados en el sistema de turbinas ya que son equipos que se encuentran justo entre la turbina de alta presión y las de baja presión. Esto implica que en realidad cuando vienen como equipos agregados, no suelen ser de un modelo en específico, en vez de eso pueden ser adaptados para las necesidades del reactor.

Para el AP1000 se prevé que al separador de humedad le ingresen 1452,3 [kg/s] de flujo repartidos en 2 equipos, ingresando en cada uno de ellos 726.15 [kg/s]; además, como se puede ver en la tabla 4.16 la presión del flujo a la entrada es de 11,3 [bar]; finalmente, otro dato importante es que se espera que la máxima humedad del flujo sea de un 13 %, que debe reducida a un 0,5 %. En el catálogo de General Electric [48], se entregan valores típicos (pero no necesariamente iguales para todos los reactores) para diferentes potencias, entre las que se destaca la de 1200 [MW] ya que representa una potencia semejable al de este reactor. En la figura 4.9 se enseña una imagen del separador de humedad y en la tabla 4.18 sus datos asociados.



Figura 4.9: Esquema del separador de humedad con los recalentadores [48].

Tabla 4.18: Características principales del separador de humedad típico para un reactor de 1200 [MW] de General Electric [48].

Característica	Valor
Instalación	Horizontal
Número de etapas de recalentamiento	2
Número de unidades	2
Flujo másico de entrada [kg/s]	700
Presión de entrada [bar]	11
Humedad de entrada [%]	14,5
Humedad de salida [%]	0,5
Recalentadores	
Tipo de tubo	Aletas en U
Material del tubo	Acero inoxidable ferrítico
Carcasa del separador de humedad	
Diámetro [m]	4,3
Largo [m]	18,8
Material	Placa de acero al carbono
Peso	
En operación [ton]	265

4.3.5. Primera bomba y condensador

El condensador recibe una gran cantidad de vapor húmedo proveniente del punto 26, que recordando de la subsección 3.4.3, proviene de las salidas de las tres turbinas de baja presión; también recibe directamente de la tercera turbina de baja presión un flujo bifásico que en parte es líquido saturado y vapor húmedo con un título superior a 90 %. El sistema “S” del que se extrajo vapor anteriormente en las válvulas de control y en la turbina de alta presión, también inyecta vapor al condensador; finalmente, este equipo recibe otros dos flujos de agua condensada provenientes de los dos siguientes calentadores cerrados. El esquema general del condensador y bomba con puntos adyacentes se ilustran en la figura 4.10, y posteriormente se entregan todos los datos de propiedades internas, ecuaciones y resultados.

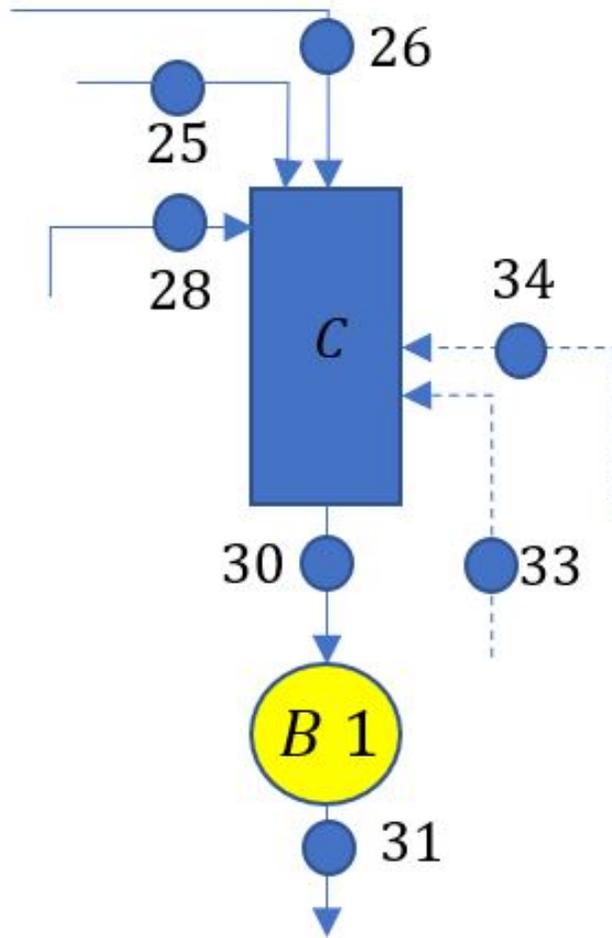


Figura 4.10: Esquema de la bomba y condensador condensador.

Tabla 4.19: Estados termodinámicos de cada punto cercano al condensador y bomba, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
25 _v	0,405	76,123	91,65	2443,5	7,1129	3,6172
25 _l	0,405	76,123	líq. sat	320,27	1,034	0,00103
26	0,405	76,123	83,76	2260,74	6,5898	3,306
28	0,405	103,53	>100	2690,02	7,81321	4,26347
30	0,405*	41,82	líq. sub.	174,65934*	0,59675	0,00101
31	30,405*	42,21	líq. sub.	178,944*	0,60074	0,001007
33	1,66527	99,17	líq. sub.	415,19	1,29787	0,0104
34	3,13569	48,167	líq. sub.	201,42555*	0,68001	0,00101

$$\dot{Q}_{con} = \dot{m}_{25v} \cdot h_{25v} + \dot{m}_{25l} \cdot h_{25l} + \dot{m}_{26} \cdot h_{26} + \dot{m}_{28} \cdot h_{28} + \dot{m}_{33} \cdot h_{33} + \dot{m}_{34} \cdot h_{34} - \dot{m}_{30} \cdot h_{30} \quad (4.27)$$

$$\dot{W}_{bom1} = \frac{\dot{m}_{31} \cdot (h_{31} - h_{30})}{\eta_{bom1}} \quad (4.28)$$

Tabla 4.20: Eficiencias de la bomba y condensador; y potencia de la bomba.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{con}	2.124.593,28
η_{bom1} [%]	85
\dot{W}_{bom1} [KW]	6.480,47

El calor extraído en el condensador claramente representa un aproximación que no es exacta con la realidad, esto debido a que los diferentes flujos que entran al condensador deben regular su presión y temperatura de la misma forma en la que lo hace el calentador abierto y los calentadores cerrados. El problema es que para el caso del condensador, no se tiene data exacta de cuales son estos parámetros. De todas maneras se entiende que todos los equipos del ciclo pueden ser de una determinada marca y modelo, pero al ser pertenecientes a la línea de productos de ingeniería nuclear, siempre son adaptables a los requerimientos de distintos reactores. A continuación se dejan figuras que ilustran tanto al condensador genérico para plantas nucleares de la compañía General Electric como la bomba de extracción de condensado modelo SJD(CEP) de la compañía Sulzer [49]. Los datos típicos (pero adaptables) del condensador y la bomba se entregan en las tablas y ; en el caso del condensador se entregan soluciones típicas para reactores de 1200 [MW] y de 1750 [MW], si bien los datos del segundo reactor conllevaría con un sobre dimensionamiento, quizás sea necesario para que pueda ser consistente con el ciclo y con ciclos de refrigeración distintos.



Figura 4.11: Esquema del condensador General Electric [48].

Tabla 4.21: Datos de condensadores típicos de General Electric para 1200 y 1750 [MW] [48].

Datos	1200 [MW]	1750 [MW]
Carga térmica [MW]	2.030	2.860
Tipo de agua de circulación	Agua fresca	Agua de mar
Temperatura de diseño de agua de circulación [°C]	22	25
Flujo de agua de circulación [m^3/s]	40	90
Área de intercambio en tubos [m^2]	70.000	115.000
Material de tubos	Acero inoxidable	Titanio
Largo [m]	15	14,1



Figura 4.12: Esquema de la bomba de extracción de condensado SJD(CEP) de Sulzer [49].

Tabla 4.22: Datos de la bomba de extracción de condensado SJD(CEP) de Sulzer [49].

Datos	Valor
Tamaño de cuerpo [m]	De 0,315 a 1,484
Caudal [kg/s]	de 58,3 a 1.361,1
Presiones [bar]	Hasta 94
Temperatura [°C]	Hasta 100

4.3.6. Octavo calentador cerrado

El octavo calentador cerrado en realidad actúa como calentador de agua condensada, el aumento de temperatura y entalpía del flujo principal es muy bajo, no así la variación de entalpía de flujo que entrega calor. El flujo principal (31) proviene de la primera bomba y a la salida se dirige hacia el séptimo calentador cerrado; por su parte el agua drenada del fluido caliente va de vuelta hacia el condensador. El esquema general del equipo se puede ver en la figura 4.13, las propiedades termodinámicas de todos los puntos asociados a este calentador se pueden apreciar en la tabla 4.23, posteriormente se calcula el calor entregado y absorbido por cada fluido respectivamente, junto con una “eficiencia” del calentador cerrado ya que se estima que hay pérdidas de calor, este mismo cálculo se lleva a cabo para todos los demás calentadores hasta el final del ciclo.

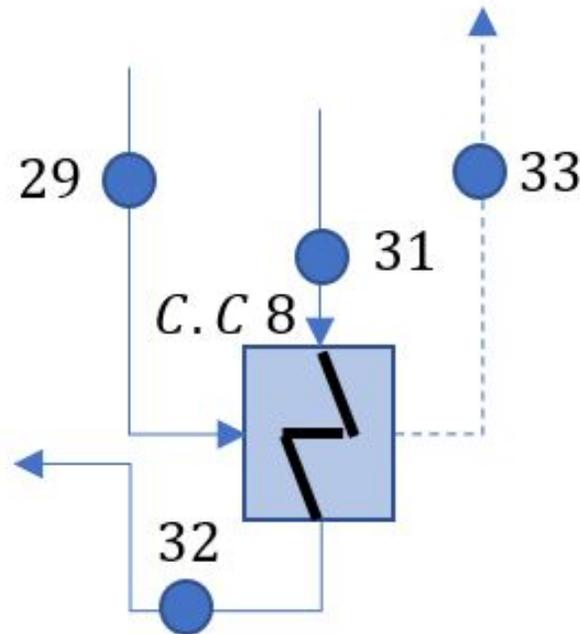


Figura 4.13: Esquema del octavo calentador cerrado.

Tabla 4.23: Estados termodinámicos de cada punto cercano al octavo calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
29	0,405	103,53	>100	2690,02	7,81321	4,26347
31	30,405*	42,21	líq. sub.	178,944*	0,60074	0,001007
32	31,8634	42,61	líq. sub.	180,73	0,60594	0,00101
33	1,66527	99,17	líq. sub.	415,19	1,29787	0,0104

$$\dot{Q}_{CC8ced} = \dot{m}_{33} \cdot (h_{29} - h_{33}) \quad (4.29)$$

$$\dot{Q}_{CC8abs} = \dot{m}_{31} \cdot (h_{32} - h_{31}) \quad (4.30)$$

$$\eta_{CC8} = \frac{\dot{Q}_{CC6abs}}{\dot{Q}_{CC6ced}} \quad (4.31)$$

Tabla 4.24: Eficiencia y calor intercambiado en el octavo calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC8ced}	2.297,58
\dot{Q}_{CC8abs}	2.296,1
η_{CC8} [%]	99,94

4.3.7. Séptimo calentador cerrado

Al igual que en el octavo calentador cerrado, el séptimo también actúa como calentador de agua condensada y nuevamente el aumento de temperatura y entalpía es muy bajo. El flujo principal sale hacia el sexto calentador cerrado, mientras que el fluido caliente proviene del tanque de drenaje y sale del calentador hacia el condensador. En la figura 4.14 se puede apreciar una ilustración básica y en la tabla 4.25 los estados termodinámicos, seguidos por las ecuaciones que se usaron para calcular los calores absorbidos y emitidos, junto con la eficiencia del calentador.

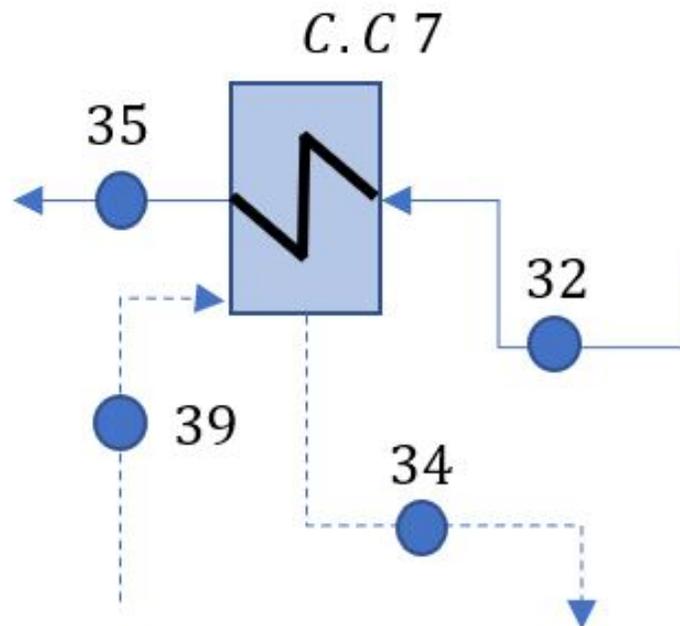


Figura 4.14: Esquema del séptimo calentador cerrado.

Tabla 4.25: Estados termodinámicos de cada punto cercano al séptimo calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
32	31,8634	42,61	líq. sub.	180,73	0,60594	0,00101
34	3,13569	48,167	líq. sub.	201,42555*	0,68001	0,00101
35	32,7068	47,89	líq. sub.	202,83	0,6751	0,00101
39	0,3923	75,39	0,0211	315,64	1,02198	0,00188

$$\dot{Q}_{CC7ced} = \dot{m}_{39} \cdot h_{39} - \dot{m}_{34} \cdot h_{34} \quad (4.32)$$

$$\dot{Q}_{CC7abs} = \dot{m}_{32} \cdot (h_{35} - h_{32}) \quad (4.33)$$

$$\eta_{CC7} = \frac{\dot{Q}_{CC6abs}}{\dot{Q}_{CC6ced}} \quad (4.34)$$

Tabla 4.26: Eficiencia y calor intercambiado en el séptimo calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC7ced}	28.411,98
\dot{Q}_{CC7abs}	28.411,98
η_{CC7} [%]	100

4.3.8. Calentadores cerrados de baja presión

Los calentadores cerrados de baja presión comprenden desde el tercer hasta el sexto calentador. Como se puede apreciar en la figuras 4.15, 4.16, 4.17 y 4.18 al fondo del calentador se ve un color azul que representa agua condensada que se va enviando constantemente al calentador siguiente; aunque sean de alta presión, lo mismo pasa en el calentador cerrado uno y dos. Al sexto equipo le llegan otros dos flujos además del principal, uno bifásico proveniente de la tercera turbina de baja presión y otro del tanque de drenaje; al quinto y al cuarto calentador le llegan distintos flujos provenientes de la segunda turbina de baja presión; y al tercer calentador cerrado le llegan flujos proveniente de la primera turbina de baja presión y otro de alta presión. Sin embargo, es importante mencionar que a diferencia de los calentadores 7 y 8, en este tipo de equipos del calentador cerrado 1 al 6, se asume que todo el flujo se encuentra a la misma presión, entalpía y temperatura gracias a una regulación que se lleva a cabo a la entrada del calentador. Para cada calentador se detallan los estados termodinámicos de cada uno de los puntos adyacentes, las ecuaciones de los calores absorbidos, cedidos y las eficiencias de los mismos junto con sus respectivos resultados en las tablas adjuntas.

Sexto calentador cerrado

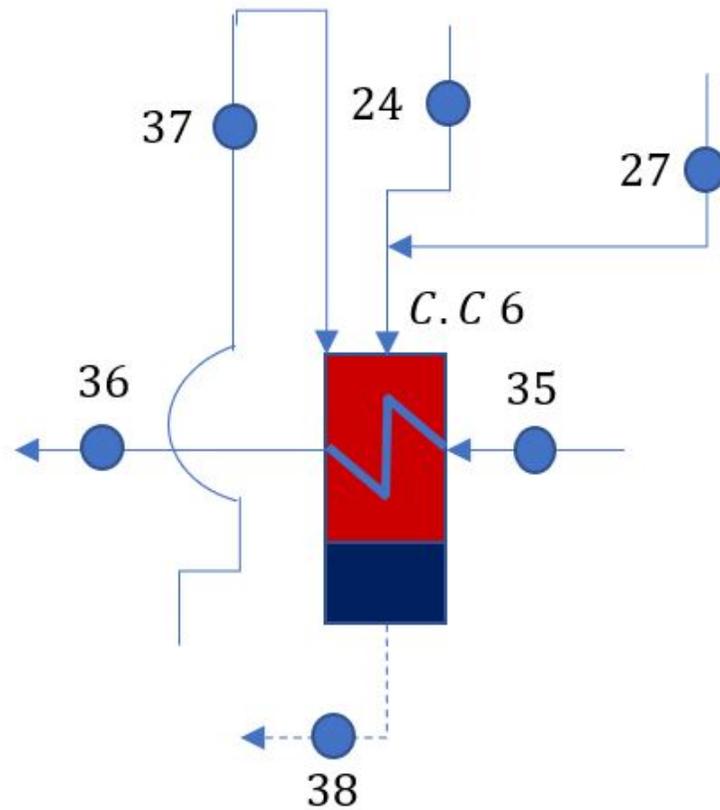


Figura 4.15: Esquema del sexto calentador cerrado.

Tabla 4.27: Estados termodinámicos de cada punto cercano al sexto calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
24 _v	0,405	76,123	92,9	2472,5	7,1962	3,667
24 _l	0,405	76,123	0,071	321,92	1,0387	0,00383
27	0,405	103,53	>100	2690,02	7,81321	4,26347
35	32,7068	47,89	líq. sub.	202,83	0,6751	0,00101
36	35,2705	73,17	líq. sub.	308,66	0,99161	0,00102
37	0,405	76,1802	99,969	2636,36	7,66249	3,94181
38	0,3923	75,39	0,0211	314,34*	1,02198	0,00188

$$\dot{Q}_{CC6ced} = \dot{m}_{37} \cdot h_{37} + \dot{m}_{24v} \cdot h_{24v} + \dot{m}_{24l} \cdot h_{24l} + \dot{m}_{27} \cdot h_{27} - \dot{m}_{38} \cdot h_{38} \quad (4.35)$$

$$\dot{Q}_{CC6abs} = \dot{m}_{35} \cdot (h_{36} - h_{35}) \quad (4.36)$$

$$\eta_{CC6} = \frac{\dot{Q}_{CC6abs}}{\dot{Q}_{CC6ced}} \quad (4.37)$$

Tabla 4.28: Eficiencia y calor intercambiado en el sexto calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC6ced}	136.056,17
\dot{Q}_{CC6abs}	136.056,11
η_{CC6} [%]	99,9995

Quinto calentador cerrado

Tabla 4.29: Estados termodinámicos de cada punto cercano al quinto calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m^3/kg]
23 _v	0,87	95,73	93,96	2532,1	7,036	1,8129
23 _i	0,87	95,73	0,078	404,26	1,2677	0,00255
36	35,2705	73,17	líq. sub.	308,66	0,99161	0,00102
40	34,012	92,56	líq. sub.	389,84	1,2201	0,00104
41	0,45014	78,72	0,0198	329,59	1.0618	0,00174
43	0,9477	98,11	0,0242	411,24	1,28596	0,00147
C.C.5	0,8391	94,78	>100	2666,75	7,41801	1,99601

$$\dot{Q}_{CC5ced} = \dot{m}_{41} \cdot (h_{CC5} - h_{41}) \quad (4.38)$$

$$\dot{Q}_{CC5abs} = \dot{m}_{36} \cdot (h_{40} - h_{36}) \quad (4.39)$$

$$\eta_{CC5} = \frac{\dot{Q}_{CC4abs}}{\dot{Q}_{CC4ced}} \quad (4.40)$$

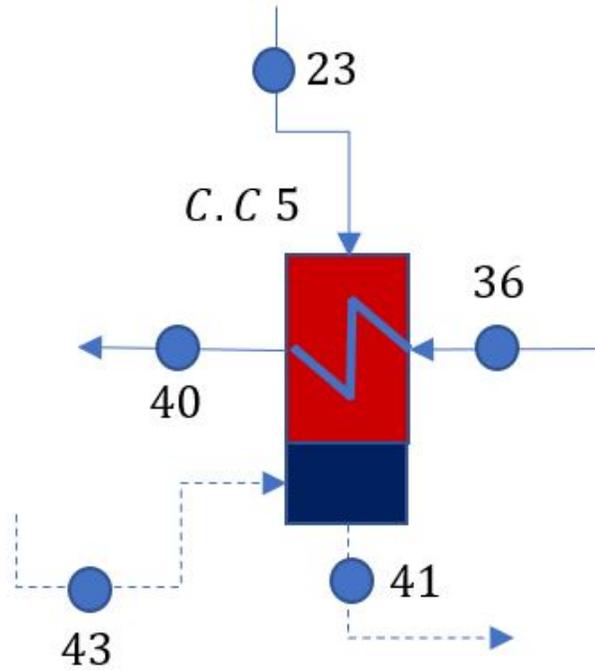


Figura 4.16: Esquema del quinto calentador cerrado.

Tabla 4.30: Eficiencia y calor intercambiado en el quinto calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC5ced}	388.295,76
\dot{Q}_{CC5abs}	104.365,82
η_{CC5} [%]	26,88

Cuarto calentador cerrado

Tabla 4.31: Estados termodinámicos de cada punto cercano al cuarto calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m^3/kg]
22	2,56	128,17	98,56	2686,3	6,9677	0,6927
40	34,012	92,56	líq. sub.	389,84	1,2201	0,00104
42	35,2742	125	líq. sub.	526,84	1,5786	0,00106
43	0,9477	98,11	0,0242	411,24	1,28596	0,00147
45	2,74802	130,56	0,0212	548,7	1,64064	0,00121
C.C.4	2,48211	127,22	>100	2715,75	7.05524	0.72361

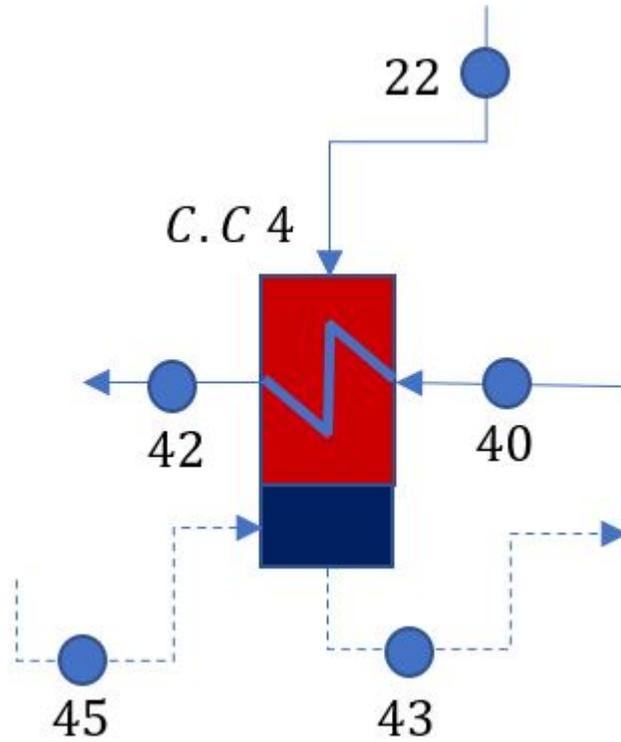


Figura 4.17: Esquema del cuarto calentador cerrado.

$$\dot{Q}_{CC4ced} = \dot{m}_{43} \cdot (h_{CC4} - h_{43}) \quad (4.41)$$

$$\dot{Q}_{CC4abs} = \dot{m}_{40} \cdot (h_{42} - h_{40}) \quad (4.42)$$

$$\eta_{CC4} = \frac{\dot{Q}_{CC4abs}}{\dot{Q}_{CC4ced}} \quad (4.43)$$

Tabla 4.32: Eficiencia y calor intercambiado en el cuarto calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC4ced}	272.623,53
\dot{Q}_{CC4abs}	148.616,52
η_{CC4} [%]	54,51

Tercer calentador cerrado

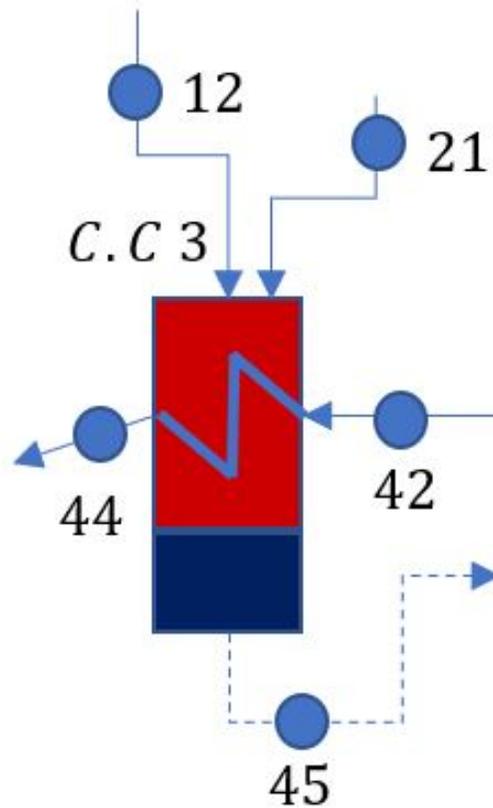


Figura 4.18: Esquema del tercer calentador cerrado.

Tabla 4.33: Estados termodinámicos de cada punto cercano al tercer calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
12	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
21	4,27	160,37	>100	2773,5	6,951	0,4526
42	35,2742	125	líq. sub.	526,84	1,5786	0,00106
44	36,7824	142,61	líq. sub.	601,97	1,76284	0,00108
45	2,74802	130,56	0,0212	548,7	1,64064	0,00121
C.C.3	4,13685	144,83	>100	2747	6.8844	0.44799

$$\dot{Q}_{CC3ced} = \dot{m}_{45} \cdot (h_{CC3} - h_{45}) \quad (4.44)$$

$$\dot{Q}_{CC3cedv} = \dot{m}_{12} \cdot h_{12} + \dot{m}_{21} \cdot h_{21} - \dot{m}_{45} \cdot h_{45} \quad (4.45)$$

$$\dot{Q}_{CC3abs} = \dot{m}_{42} \cdot (h_{44} - h_{42}) \quad (4.46)$$

$$\eta_{CC3} = \frac{\dot{Q}_{CC3abs}}{\dot{Q}_{CC3ced}} \quad (4.47)$$

$$\eta_{CC3v} = \frac{\dot{Q}_{CC3abs}}{\dot{Q}_{CC3cedv}} \quad (4.48)$$

Tabla 4.34: Eficiencia y calor intercambiado en el tercer calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC3ced}	95.369,58
$\dot{Q}_{CC3cedv}$	96.758,05
\dot{Q}_{CC3abs}	96.587,88
η_{CC3} [%]	>100
η_{CC3v} [%]	99,82

Los intercambiadores cerrados 3,4,5, y 6 son más comúnmente conocidos como calentadores de agua de alimentación, que para estos equipos son de baja presión. Actualmente se está construyendo la segunda unidad PWR para la planta Watts Bar en Estados Unidos, este reactor [50] tiene una potencia de salida de 1164 MWe, por lo que es comparable al AP1000. De los documentos asociados a la NRC para este reactor se pudo extraer que varios de los calentadores de agua de alimentación de baja presión fueron manufacturados por la compañía Foster Wheeler Energy, que a día de hoy pertenece al Wood Group, que sigue entregando servicios de fabricación de intercambiadores. Los intercambiadores son de son de tubo y carcasa con los tubos en forma de U (también para el AP1000), algunas especificaciones que se pudieron extraer del documento demuestran que son aplicables a estos 4 calentadores necesitados (aunque en los calentadores 5 y 6 sería necesario disminuir la presión de diseño de la carcasa), y se detallan en las tablas y , mientras que en la figura se deja un esquema general de estos equipos.

Tabla 4.35: Datos del calentador de agua de alimentación de baja presión aplicables al 3er calentador cerrado del reactor 2 de Watts Bar [50].

Datos	Valor
Material	Acero inoxidable SAE 304
Presión de diseño de tubos [bar]	49,99
Presión de diseño de carcasa [bar]	15,99
Temperatura de diseño de tubos [°C]	193,33
Temperatura de diseño de carcasa [°C]	193,33

Tabla 4.36: Datos del calentador de agua de alimentación de baja presión aplicables al 4to, 5to y 6to calentador cerrado del reactor 2 de Watts Bar [50].

Datos	Valor
Material	Acero inoxidable SAE 304
Presión de diseño de tubos [bar]	49,99
Presión de diseño de carcasa [bar]	5,17
Temperatura de diseño de tubos [°C]	148,89
Temperatura de diseño de carcasa [°C]	193,33

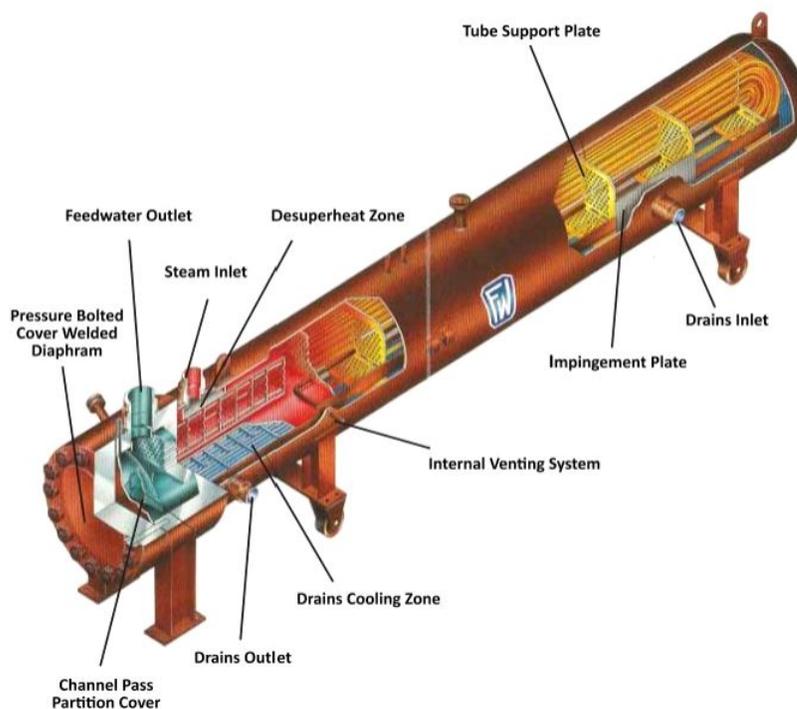


Figura 4.19: Esquema de un calentador cerrado de baja presión [51].

4.3.9. Segunda bomba y calentador abierto

Como su mismo nombre lo sugiere, la gran diferencia entre este tipo de calentadores y los cerrados, es que acá todos los flujos se mezclan hasta lograr un punto de equilibrio con el que solo hay una salida del calentador que va hacia la segunda bomba, que termina de elevar la presión por encima de los 70 [bar] antes de los dos últimos calentadores. El punto 44 representa el flujo principal proveniente del tercer calentador cerrado y los flujos 11 y 16 son los que se utilizan para calentar el flujo principal. El punto 11 proviene de la turbina de alta presión y el 16 del separador de humedad. La figura 4.20 muestra un esquema general y los puntos cercanos, mientras que la tabla 4.37 señala los estados termodinámicos de estos puntos.

Tabla 4.37: Estados termodinámicos de cada punto cercano a la bomba y calentador abierto, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
11	11,33	185,36	87,85	2540	6,0156	0,1517
16	11,21	184,89	líq. sat	785,54	2,1893	0,00113
44	36,7824	142,61	líq.sub	601,97	1,76284	0,00108
46	10,9847	184	0,0414	781,07	2,17984	0,00121
47	87,8636	185,39	líq. sub.	790,14	2,1807	0,00113
48	12,8143	375,7	0,0442	349,1	2,24652	0,00121

$$\dot{Q}_{CAin} = \dot{m}_{11} \cdot h_{11} + \dot{m}_{16} \cdot h_{16} + \dot{m}_{44} \cdot h_{44} + \dot{m}_{48} \cdot h_{48} \quad (4.49)$$

$$\dot{Q}_{CAout} = \dot{m}_{46} \cdot h_{46} \quad (4.50)$$

$$\eta_{CA} = \frac{\dot{Q}_{CAout}}{\dot{Q}_{CAin}} \quad (4.51)$$

$$\dot{W}_{bom2} = \frac{\dot{m}_{47} \cdot h_{47} - \dot{m}_{46} \cdot h_{46}}{\eta_{bom2}} \quad (4.52)$$

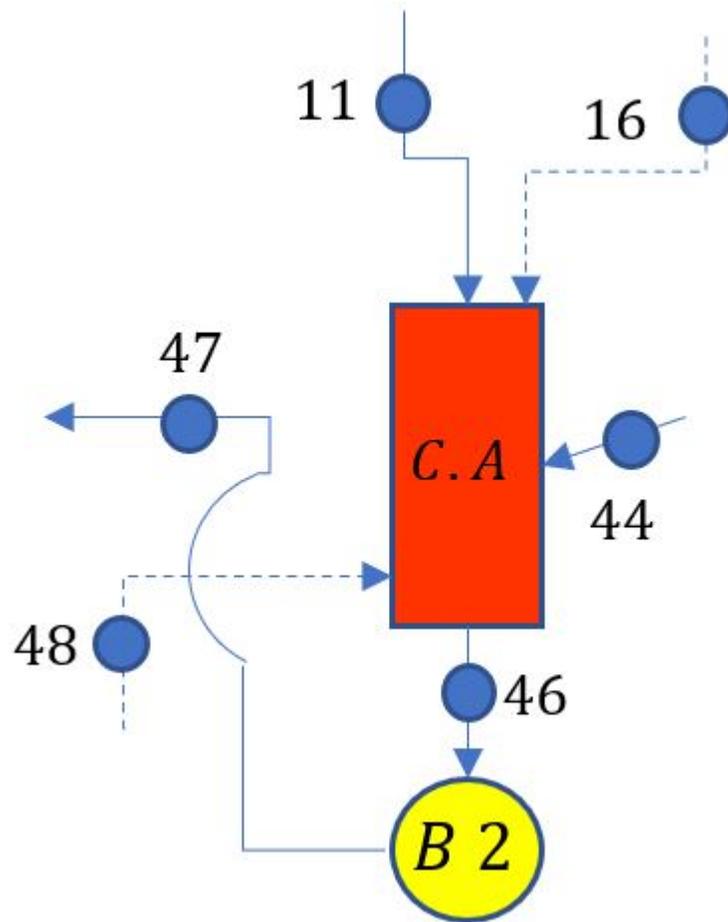


Figura 4.20: Esquema de la segunda bomba y calentador abierto.

Tabla 4.38: Eficiencia y calor intercambiado en la bomba y calentador abierto.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CAin}	1.562.441,83
\dot{Q}_{CAout}	1.473.808,8
η_{CA} [%]	94,33
η_{bom2} [%]	85
\dot{W}_{bom2} [KW]	20.201,04

El calentador abierto también se debe mandar a fabricar a la medida del ciclo y no hay modelos específicos generales. En este equipo el líquido subenfriado proveniente del tercer calentador cerrado debe ser calentado hasta un estado muy cercano al de saturación; cualquier gas disuelto en este flujo es liberado por la parte superior del calentador para evitar que después genere algún tipo de daño en el generador de vapor. Todo el resto del flujo libre de gases queda acumulado en el tanque de almacenamiento que se puede esquematizar como

el fondo del calentador. En la figura 4.21, se puede apreciar un esquema general de un calentador abierto para un reactor nuclear, por su parte, en la tabla 4.39 se pueden apreciar 2 calentadores abiertos distintos que fueron fabricados por la empresa Stork para una central de potencia convencional en Alemania [52] y otro para el tercer reactor de Olkiluto [53] en Finlandia, que también es un PWR pero de 1600 [MWe] de potencia. En caso de considerar un calentador como el primero, se necesitarían 3 unidades ajustando un poco el caudal en cada uno de ellos aumentándolo aproximadamente 20 [kg/s] con lo que el calor transferido se ajustaría simultáneamente. Por otro lado, en caso de usar el segundo tipo de calentador, solo sería necesario considerar 1 unidad si se pudieran mejorar las condiciones aumentando su capacidad en aproximadamente 230 a 240 [kg/s] y probablemente la presión de diseño, aunque esto último no es seguro ya que en la información entregada por Stork esta no es la presión de diseño si no la de operación, por lo que existe la posibilidad de que la diseño permita trabajar con la presión requerida que es de casi 11 [bar].

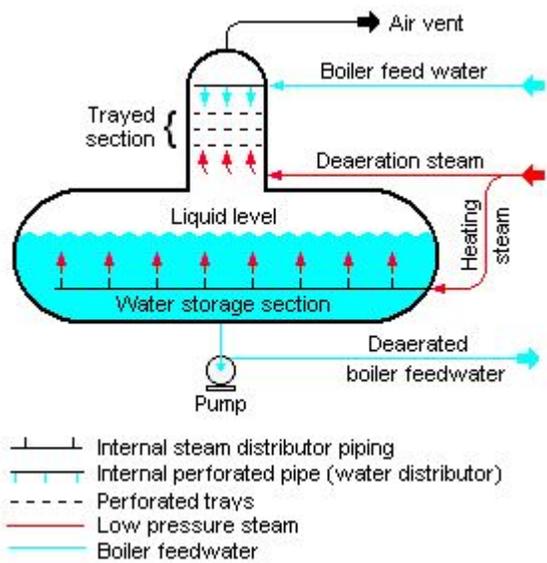


Figura 4.21: Esquema del calentador abierto [54].

Tabla 4.39: Datos de calentadores abiertos de Stork usados en la central de Lunen y Olkiluto respectivamente [53] [52].

Datos	Central de Lunen	Reactor nuclear de Olkiluto
Caudal [kg/s]	616	1670
Presión de diseño [bar]	11,14	9,25
Calor transferido [MW]	500	2 X 880
Peso total [ton]	174	137
Largo [m]	39	30,8
Diámetro [m]	4,1	4

En el caso de la segunda bomba, si bien en el esquema se ve como si fuera una, en la realidad son dos, ya que el cambio de presión en esta etapa es demasiado grande y antes de entrar en la bomba principal se necesita una de refuerzo. En base a las condiciones mostradas en la tabla 4.37 y los caudales de la tabla 4.5 se decide optar nuevamente por la marca Sulzer [55], usando la “Bomba HZB de voluta y doble aspiración” como bomba de reforzamiento y la “Bomba HPTd monoetapa de doble aspiración” como bomba principal. Estas bombas quedan ilustradas en las figuras 4.22 y 4.23 , y sus datos de operación en las tablas 4.40 y 4.41.



Figura 4.22: Esquema de la bomba de reforzamiento HZB de la marca Sulzer [55].

Tabla 4.40: Datos de la bomba de la bomba de reforzamiento HZB de Sulzer [55].

Datos	Valor
Alturas [m]	Hasta 340
Caudal [kg/s]	Hasta 1.527,78
Presiones [bar]	Hasta 48
Temperatura [°C]	Hasta 220



Figura 4.23: Esquema de la bomba principal HPTd de la marca Sulzer [55].

Tabla 4.41: Datos de la bomba de la bomba principal HPTd de Sulzer [55].

Datos	Valor
Alturas [m]	Hasta 800
Caudal [kg/s]	Hasta 1.388,89
Presiones [bar]	Hasta 150
Temperatura [°C]	Hasta 220

4.3.10. Calentadores cerrados de alta presión

El ciclo de generación de potencia del AP1000 termina con los dos primeros calentadores cerrados antes de que el flujo principal vuelva al generador de vapor. En estos calentadores cerrados el flujo principal ya se encuentra a una alta presión pero sigue siendo líquido subenfriado; el flujo principal ingresa al segundo calentador proveniente de la segunda bomba, y el fluido caliente proviene de una extracción previa en la turbina de alta presión; por su parte en el primer calentador cerrado se reciben 3 flujos calientes para entergarle calor al flujo principal, estos son los flujos provenientes del primer y segundo recalentador que se encuentran entre la turbina de alta presión y las de baja presión, y otra extracción de la turbina de alta presión. Al igual como se ha hecho con los demás equipos, se entrega para cada calentador un esquema general, una tabla con los estados internos de cada punto, las ecuaciones para los cálculos pertinentes y otra tabla con los resultados.

Segundo calentador cerrado

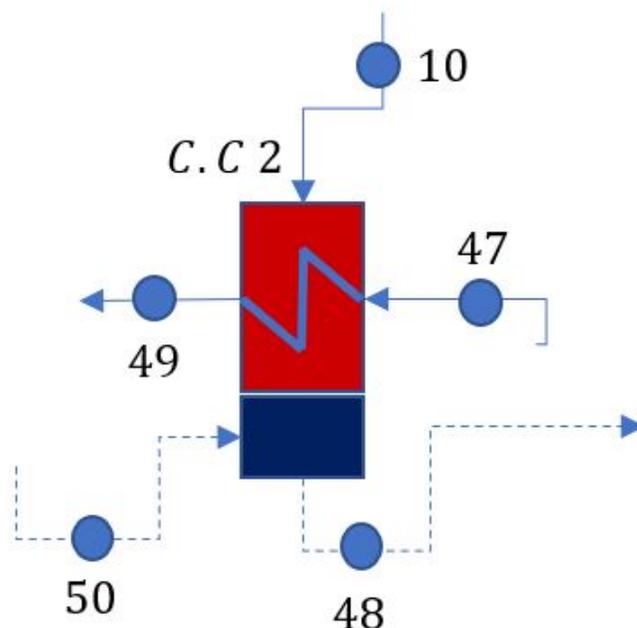


Figura 4.24: Esquema del segundo calentador cerrado.

Tabla 4.42: Estados termodinámicos de cada punto cercano al segundo calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
10	17,86	206,72	90,27	2610,5	5,9954	0,1005
47	87,8636	185,39	líq. sub.	790,14	2,1807	0,00113
48	12,8143	190,94	0,0442	812,01	2,24652	0,00121
49	91,003	203,0556	líq. sub.	868,5284	2,3476	0,00115
50	18,5529	208,61	0,0404	891,5558	2,41327	0,00121
C.C.2	17,3058	205,28	>100	2794,72	6,39247	0.114710

$$\dot{Q}_{CC2ced} = \dot{m}_{48} \cdot (h_{CC2} - h_{48}) \quad (4.53)$$

$$\dot{Q}_{CC2abs} = \dot{m}_{47} \cdot (h_{49} - h_{47}) \quad (4.54)$$

$$\eta_{CC2} = \frac{\dot{Q}_{CC2abs}}{\dot{Q}_{CC2ced}} \quad (4.55)$$

Tabla 4.43: Eficiencia y calor intercambiado en el segundo calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC2ced}	748.090,7
\dot{Q}_{CC2abs}	147.911,86
η_{CC2} [%]	19,72

Primer calentador cerrado

Tabla 4.44: Estados termodinámicos de cada punto cercano al primer calentador cerrado, los datos en azules son los obtenidos del documento de referencia y los demás son los calculados.

Punto	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Título [%]	Entalpía [KJ/kg]	Entropía [KJ/kgK]	Volumen [m ³ /kg]
9	28,27	230,58	93,48	2685,6	5,9769	0,06622
49	91,003	203,0556	líq. sub.	868,5284	2,3476	0,00115
50	18,5529	208,61	0,0404	891,5558	2,41327	0,00121
51	97,3477	226,67	líq. sub.	975,76	2,5659	0,00119
C.C.1	27,3722	228,889	>100	2802,48	2599,37	0,07308

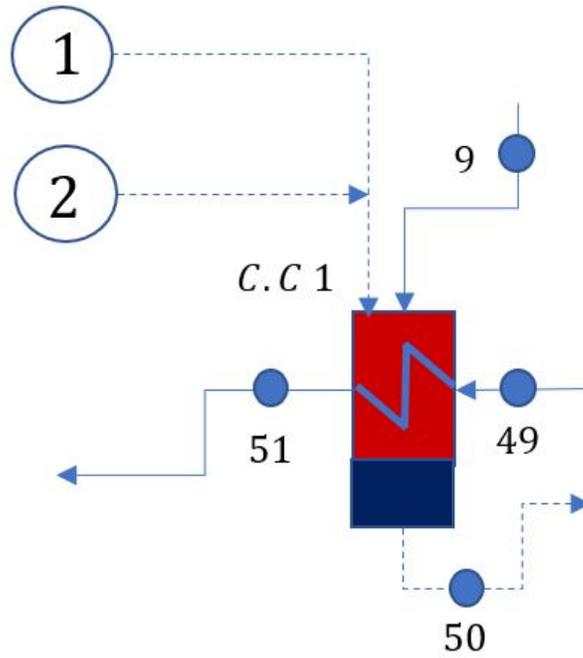


Figura 4.25: Esquema del primer calentador cerrado.

$$\dot{Q}_{CC1ced} = \dot{m}_{50} \cdot (h_{CC1} - h_{50}) \quad (4.56)$$

$$\dot{Q}_{CC1abs} = \dot{m}_{51} \cdot (h_{51} - h_{49}) \quad (4.57)$$

$$\eta_{CC1} = \frac{\dot{Q}_{CC1abs}}{\dot{Q}_{CC1ced}} \quad (4.58)$$

Tabla 4.45: Eficiencia y calor intercambiado en el primer calentador cerrado.

Calor	[KW]
\dot{Q}_{CC1ced}	447.481,112
\dot{Q}_{CC1abs}	202.336,38
η_{CC1} [%]	45,08

En el caso de los calentadores de agua de alimentación de alta presión, estos fueron seleccionados en base al mismo documento donde se entregan detalles del reactor 2 de Watts Bar en Estados Unidos, aunque en este caso los fabricantes eran de Yuba Heat Transfer, empresa que hoy pertenece a Godrej Americas y que sigue entregando esta clase de servicios para centrales de potencia convencionales y nucleares [50]. Los datos de los intercambiadores que

serían aplicables al primer y segundo calentador cerrado respectivamente se entregan en las tablas 4.46 y 4.47.

Tabla 4.46: Datos del calentador de agua de alimentación de alta presión del reactor 2 de Watts Bar aplicables al primer calentador cerrado del reactor [50].

Datos	Valor
Material	Acero inoxidable SAE 304
Presión de diseño de tubos [bar]	137,89
Presión de diseño de carcasa [bar]	37,58
Temperatura de diseño de tubos [°C]	248,89
Temperatura de diseño de carcasa [°C]	248,89

Tabla 4.47: Datos del calentador de agua de alimentación de alta presión del reactor 2 de Watts Bar aplicables al segundo calentador cerrado del reactor [50].

Datos	Valor
Material	Acero inoxidable SAE 304
Presión de diseño de tubos [bar]	137,89
Presión de diseño de carcasa [bar]	24,48
Temperatura de diseño de tubos [°C]	226,67
Temperatura de diseño de carcasa [°C]	226,67

4.3.11. Eficiencia del ciclo secundario

Como se pudo apreciar al principio de esta sección, la eficiencia del ciclo secundario era en teoría negativa considerando todo como un simple ciclo de Rankine. El verdadero esquema del ciclo permite recalcularse ese valor para tener una aproximación mucho más realista, las ecuaciones son las que se usan para calcular los valores de la tabla .

$$\dot{Q}_{in} = 3400[MW] \quad (4.59)$$

$$\dot{W}_{in} = \dot{W}_{bom1} + \dot{W}_{bom2} \quad (4.60)$$

$$\dot{W}_{out} = \dot{W}_{tot} \quad (4.61)$$

$$\eta = \frac{\dot{W}_{out} - \dot{W}_{in}}{\dot{Q}_{in}} \quad (4.62)$$

Tabla 4.48: Potencias y eficiencia del ciclo secundario.

Dato	Valor
\dot{Q}_{in} [MW]	3.400
\dot{W}_{out} [MW]	1.199,503
\dot{W}_{in} [MW]	26,681
η	34,495

4.3.12. Análisis parcial: Ciclo de generación de vapor

Si bien anteriormente el cálculo del número de reactores se llevó a cabo con 1064 [MW] en vez de 1199 [MW], puede que eso al fin y al cabo sea factible; el motivo por el que se hizo eso fue porque en el documento científico “Westinghouse AP1000 advanced passive plant” la potencia neta entregada a la red es de 1064 [MW], algo que tiene sentido si se considera que a la potencia generada por el sistema de turbinas y generador, hay que restarle la potencia de las bombas y todo el consumo los equipos del ciclo primario y terciario. Durante el proceso de calcular los balances térmicos en ciertos equipos del ciclo, habían casos donde los datos entregados por el documento de referencia generaban resultados que no parecían ser correctos. Para empezar, en el generador de vapor, el calor absorbido por el flujo principal (ver tabla 4.8) es muy levemente superior al que supuestamente entrega el ciclo primario, siendo de 3425 [MW] el calor absorbido y 3400 [MW] el entregado. Esto solamente es factible, si la entalpía a la salida del generador de vapor no es la correcta, aunque aún asignándole la entalpía entregada justo antes de las válvulas previas a la turbina de alta presión, el resultado del calor absorbido sigue siendo superior. Con esto lo que queda claro, es que en el documento de referencia de la NRC de Estados Unidos, algunos de los valores no fueron entregados correctamente, ya sea en el esquema del ciclo secundario o en el valor de la potencia térmica que se adquiere del ciclo primario en el generador de vapor. El problema es que aún suponiendo que el calor entregado es superior a los 3400 [MW], la diferencia no debería ser mucha, lo que significa que el generador de vapor tendría que tener en la realidad una eficiencia casi del 100% y ser casi perfectamente adiabático, algo que se antoja muy difícil, por lo que tiene más sentido que algunos de los valores del esquema no se encuentren correctos.

En todo el sistema de turbinas, incluyendo recalentadores y el generador, los resultados no presentan contradicciones; lo único que podría ser mejorable es considerar una eficiencia mecánica de turbinas un poco inferior, aunque la que se uso para los cálculos fue utilizada en un documento científico que se mencionó en esa parte del estudio. Ahora bien, cabe mencionar que para la selección de equipos, tanto para las turbinas, recalentadores y separador de humedad, generador y condensador, se propusieron equipos de la marca General Electric, algo que podría ser controversial dado que el reactor se planea construir con las bases de Westinghouse, sobre todo para el ciclo primario pero asumiendo cierta independencia en la selección de los equipos del ciclo secundario. Se entiende que si se hace el estudio del ciclo secundario es porque se busca que el propietario local se encargue de toda esta parte del reactor, sin alterar ni en lo más mínimo todos los trabajos asociados a equipos estrictamente nucleares; y asumiendo eso, el propietario debería estar en su libertad de elegir para el reactor

los equipos más convenientes, tanto desde una perspectiva de calidad como de precio. En ese aspecto, se vuelve muy difícil no considerar equipos de la marca General Electric, ya que como su propio catálogo lo indica, el sistema de turbinas de esta compañía (que por lo general suelen incluir el separador de humedad, el recalentador y el generador) se encuentran presentes en más del 50 % de todos los reactores nucleares del mundo, independientemente de la tecnología que usen.

En el condensador, había varios datos que directamente no fueron entregados en el documento de referencia, por lo que se entiende que debieron ser asumidos para poder realizar los balances. El primero de estos puntos sin data fue el punto 30, el que se encuentra justo a la salida del condensador y antes de la primera bomba, acá se asumió que el condensador es perfectamente isobárico y que la presión a la que entran los flujos es la misma a la que salen. Por su parte, el punto 31, que se encuentra a la salida de la primera bomba, tampoco daba información sobre la presión de salida del flujo; esto significó un momento crucial en esta sección, ya que el estudiante tuvo que hacer los cálculos de estados termodinámicos desde el primer calentador cerrado hasta la primera bomba, todo eso para tener una mejor idea del orden de la presión a la que esta elevaba al flujo, de lo que pudo concluir que asumir una elevación de presión de 30 [bar] (tabla 4.19) podía ser bastante cercano a la realidad.

Los balances térmicos en los calentadores de agua de alimentación también llevaron a la conclusión de que ciertos datos podían ser erróneos. Esto se intuye a partir de que hay 5 calentadores donde la eficiencia de estos es superior a un 90 %, casi llegando a un 100 %, estos son el calentador abierto, y los calentadores cerrados 3, 6, 7 y 8; en particular, como se puede ver en la tabla 4.34, en el tercer calentador cerrado la eficiencia inicialmente daba superior a un 100 % hasta que se decidió utilizar las entalpías de cada flujo a la entrada en vez de la entalpía resultante (como se hizo en los demás casos) en el intercambiador de calor. Respecto a los equipos para este estudio, estos deben mandarse a hacer para que sus rangos de operación encajen de la mejor forma con todo el ciclo, esto quiere decir que en estricto rigor no hay un catálogo para calentadores de agua de alimentación cuando los caudales son tan elevados, por lo que se puede afirmar que los intercambiadores propuestos solamente se encuentran a modo de referencia ya que estos por lo menos siempre se parecen en el tipo (tubo con forma de U y carcasa) y los tamaños son muy semejables cuando se trata de flujos másicos similares. Finalmente, los resultados recién obtenidos en la tabla 4.48 muestra que la eficiencia del ciclo, considerando como calor de entrada los 3400 [MW] que aparecen en los documentos oficiales, es de un 34,495 %, lo que está muy cerca del 32 % que se plantea en las especificaciones del reactor, aunque en ese cálculo también se cree que los consumos de los equipos del ciclo primario y terciario también están considerados. Este ciclo permite valorar la importancia de la regeneración en cualquier ciclo de Rankine, claramente el ciclo pasó de tener eficiencia negativa a positiva porque las bombas no tuvieron que asumir ninguna diferencia de entalpía considerable, y eso se debe al trabajo de los calentadores de agua de alimentación, cuyos flujos calientes provenían de extracciones previas en las turbinas.

Capítulo 5

Estimaciones Financieras

En la sección 2.10 del presente informe, se presentaron dos fuentes distintas para el estudio de la economía nuclear, la primera fue según el Nuclear Engineering Handbook y la segunda según un informe presentado por la CCHEN. Para el presente estudio, la mayoría de los elementos de costos se van a extraer del estudio de la CCHEN porque sus consideraciones de precios son mucho más actualizados, además las consideraciones respecto a la participación de la mano de obra e industria local son datos de vital importancia para hacer un estudio lo más certero posible. Por parte del Nuclear Engineering Handbook, lo único que se utilizará para el estudio, dado la gran utilidad de la información, son los métodos de financiamiento y amortización de costos.

5.1. Consideraciones importantes y datos actualizados

Para el estudio financiero es importante detallar todos los supuestos y elementos que se van a considerar tanto para la creación del flujo de caja. Estas consideraciones son las siguientes:

- Los costos y supuestos de todos los elementos se van a considerar tal cual como se encuentran en el informe de la CCHEN pero adaptados al número de reactores, plantas, potencia de cada una de ellas y considerando factores de sismicidad, mano de obra e industria local.
- El estudio se realiza con de flujo de caja de desarrollo propio, ya que no se cuenta con la aplicación o documento de Excel que haya utilizado la CCHEN, por lo que los resultados de rentabilidad obtenidos deberían diferir más allá de que el número de reactores y la potencia sean distintas.
- Se va a llevar a cabo un análisis de sensibilidad modificando valores importantes como el tiempo de vida útil de los reactores, el precio de la energía y potencia, la tasa de descuento e interés bancaria. También se entregará un análisis de escenarios para evaluar los casos de propiedad estatal y privada, con diferentes porcentajes de préstamos, subsidios, aportes de inversionistas y gastos propios.
- Dada la falta de información necesaria para un buen desarrollo, no se considerará el IVA en la inversión ni en los costos y ganancias, por consecuencia no se considerará el capital de trabajo tampoco, pero si la amortización de varios de los equipos.

5.1.1. Costos calculados

Datos de las plantas

Se considerará para el estudio la construcción de dos plantas con 2 y 4 reactores AP1000 respectivamente, sumando 6 reactores en total. Hay que aclarar que en la subsección anterior se diseñó el ciclo secundario para 1199 [MW], pero en otros estudios la potencia final entregada al sistema por algún motivo resultó ser mucho menor.

Tabla 5.1: Datos de las plantas y reactores.

Datos	Planta 1	Planta 2
Potencia de cada reactor [MW]	1064	1064
Número de reactores	2	4
Factor de planta [%]	90	90
Energía generada al año [MWh]	16.777.152	33.554.304

Costos de inversión

En base a los datos de costos detallados en la subsección 2.10.2, y recalculando los costos con los factores de sismicidad, mano de obra e industria local, se entregan los costos de inversión para ambas plantas.

Tabla 5.2: Costos de inversión de la planta 1 en \$ USD.

Pre-construcción [\$]	302.000.000
Construcción overnight [\$/KWe]	4.412,01
Mano de obra	852,29
Materiales de construcción	545,36
Equipos del sistema nuclear	670
Equipos eléctricos y de generación	668,89
Equipos de instrumentación y control	441,88
Equipos mecánicos	775,78
Ingeniería y project management	457,82
Puesta en marcha [\$/KWe]	228,5
Costos de interconexión con la red eléctrica [\$]	273.000.000

Tabla 5.3: Costos de inversión de la planta 2 en \$ USD.

Pre-construcción [\$]	302.000.000
Construcción overnight [\$/KWe]	3.675,58
Mano de obra	710,03
Materiales de construcción	454,33
Equipos del sistema nuclear	558,17
Equipos eléctricos y de generación	557,24
Equipos de instrumentación y control	368,12
Equipos mecánicos	646,29
Ingeniería y project management	381,41
Puesta en marcha [\$/KWe]	228,5
Costos de interconexión con la red eléctrica [\$]	273.000.000

Tabla 5.4: Costos de inversión total en millones de \$ USD.

Costos de inversión totales	
Total inversión planta 1 [M\$]	10.450,2
Total inversión planta 2 [M\$]	17.190,77
Total inversión [M\$]	27.640,79

Costos fijos y variables

De la misma forma en que se recalcularon los costos de inversión, se hizo lo propio con los costos fijos y variables.

Tabla 5.5: Costos fijos y variables de la planta 1 en \$ USD.

Costos de operación fijos [\$/MW]	120.552,65
Personal	37.717,67
Contratos de O&M	45.501,25
Materiales	3.047,12
Inversiones	34.286,61
Costos de operación variables [\$/MWh]	1,99
Contratos de O&M	1,99
Costos de combustible ciclo abierto [\$/MWh]	7,2
Minería y conversión	3
Enriquecimiento	1,9
Fabricación	0,9
Back-end	1,4
Costos de combustible ciclo cerrado [\$/MWh]	9
Minería y conversión	3
Enriquecimiento	1,9
Fabricación	0,9
Back-end	3,2
Seguros [\$/MW]	4.375

Tabla 5.6: Costos fijos y variables de la planta 2 en \$ USD.

Costos de operación fijos [\$/MW]	100.058,7
Personal	31.305,67
Contratos de O&M	37.766,04
Materiales	2.529,11
Inversiones	28.457,88
Costos de operación variables [\$/MWh]	1,65
Contratos de O&M	1,65
Costos de combustible ciclo abierto [\$/MWh]	7,2
Minería y conversión	3
Enriquecimiento	1,9
Fabricación	0,9
Back-end	1,4
Costos de combustible ciclo cerrado [\$/MWh]	9
Minería y conversión	3
Enriquecimiento	1,9
Fabricación	0,9
Back-end	3,2
Seguros [\$/MW]	4.375

Tabla 5.7: Costos costos fijos totales en millones de \$ USD.

Costos fijos totales	
Costo fijos totales planta 1 [M\$]	265,85
Costos fijos totales planta 2 [M\$]	444,47
Costo fijos totales [M\$]	710,32

Tabla 5.8: Costos variables totales usando ciclo de combustible abierto (C.C.A) y cerrado (C.C.C) en millones de \$ USD.

Costos variables con C.C.A	
Costos variables planta 1 [M\$]	154,13
Costos variables planta 2 [M\$]	296,93
Costos variables totales [M\$]	451,06
Costos variables con C.C.C	
Costos variables planta 1 [M\$]	184,33
Costos variables planta 2 [M\$]	357,32
Costos variables totales [M\$]	541,65

Costos de desmantelamiento

Los costos de desmantelamiento también se recalcularon y se utilizarán durante 5 años después de cumplir los años de operación del reactor.

Tabla 5.9: Costos de desmantelamiento para la planta 1 en \$ USD.

Desmantelamiento [\$/KWe]	25,75
Mano de obra	8,62
Equipamiento	2,65
Disposición	5
Otros	9,47
Desmantelamiento total planta 1 [M\$]	54,79

Tabla 5.10: Costos de desmantelamiento para la planta 2 en \$ USD.

Desmantelamiento [\$/KWe]	21,45
Mano de obra	7,18
Equipamiento	2,21
Disposición	4,17
Otros	7,89
Desmantelamiento total planta 2 [M\$]	91,28

5.1.2. Depreciación legal

La depreciación legal se utiliza para valorizar la pérdida del valor de algunos activos a lo largo de los años, para las empresas es una reducción que se encuentra permitida para el cálculo de los impuestos, es por ello que en el flujo de caja por cada período aparece como un valor negativo antes de impuesto y después como un valor positivo después de impuestos. Para poder valorizar esos activos se toma en consideración la vida útil de ellos según la categoría que aplique en la “Tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado” del Servicio de Impuestos Internos. De los costos que pertenecían a la inversión, los activos físicos con la categoría según la cual son depreciados y sus respectivas vidas útiles quedan detallados en las siguientes tablas [56].

Tabla 5.11: Activos, categoría y períodos de depreciación legal [56]

Activos físicos	Categoría	Vida útil (acelerada) en años
Equipos del sistema nuclear	Maquinarias y equipo en general	15 (5)
Equipos eléctricos y de generación	Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación	10 (3)
Equipos de instrumentación y control	Maquinarias y equipo en general	15 (5)
Equipos mecánicos	Otras instalaciones técnicas para energía eléctrica - Equipos	10 (3)
Equipos de interconexión con la red eléctrica	Líneas de distribución de alta tensión y baja tensión, líneas de transmisión, cables de transmisión, cables de poder	20 (6)

Tabla 5.12: Depreciación legal de la planta 1 en \$ USD.

Activos físicos	Depreciación anual [\$]	Depreciación acelerada [\$]
Equipos del sistema nuclear	95.050.39	8 285.151.194
Equipos eléctricos y de generación	142.339.220	474.464.068,1
Equipos de instrumentación y control	62.687.521,4	188.062.564,2
Equipos mecánicos	165.085.628	550.285.426,2
Equipos de interconexión con la red eléctrica	13.650.000	45.500.000
Depreciación de 10 (3) años planta 1 [M\$]	307,42	1.024,75
Depreciación de 15 (5) años planta 1 [M\$]	157,74	473,21
Depreciación de 20 (6) años planta 1 [M\$]	13,65	45,5

Tabla 5.13: Depreciación legal de la planta 2 en \$ USD.

Activos físicos	Depreciación anual [\$]	Depreciación acelerada [\$]
Equipos del sistema nuclear	158.370.050	475.110.149,2
Equipos eléctricos y de generación	237.161.231	790.537.437,3
Equipos de instrumentación y control	104.448.020	313.344.060,2
Equipos mecánicos	275.060.596	916.868.652,1
Equipos de interconexión con la red eléctrica	13.650.000	45.500.000
Depreciación de 10 (3) años planta 2 [M\$]	512,22	1707,41
Depreciación de 15 (5) años planta 2 [M\$]	262,82	788,45
Depreciación de 20 (6) años planta 2 [M\$]	13,65	45,5

Para mayor claridad, es importante mencionar que estos valores en el flujo de caja se usan sumando los valores dependiendo del período en el que se encuentra. Osea, para los flujos comprendidos entre el período 1 y 10, la depreciación total es la suma de la depreciación de 10, 15 y 20 años ya que hasta el período 10, todos los equipos aún se están depreciando. Por otro lado, para los flujos entre el período 11 y 15, solo hay que sumar las depreciaciones de 15 y 20 años, pues las de 10 ya se encuentran totalmente depreciadas; lo mismo ocurre para los períodos entre el año 16 y 20, donde solamente se consideran las depreciaciones de 20 años, y a partir del año 21, ya no se consideran depreciaciones legales.

5.1.3. Ingresos

Para el cálculo de los ingresos, lo primero que hay que hacer es definir el precio del dólar en el que se va a trabajar, este proceso puede resultar crucial debido a que el precio de la electricidad y potencia se encuentran en pesos chilenos y es necesario hacer la conversión a dólares ya que todos los costos fueron calculados en esa moneda. El problema es que el precio del dólar puede ser fundamental en el flujo de caja debido a la gran diferencia que genera en los ingresos dependiendo de su valor. El precio del dólar en Chile ha aumentado mucho en los últimos años, a finales del 2019 el precio comenzó a aumentar debido al estallido social ocurrido a partir de octubre; después de eso con la llegada de la pandemia en el mundo, en el año 2020 el precio del dólar siguió en aumento la mayoría de los meses. Por estas razones, se decidió utilizar el precio del dólar promedio desde el mes de enero de 2018 hasta el mes de julio de 2021, de esta manera se cubre un rango donde el precio del dólar se encontraba estable bajo circunstancias normales (sin pandemia principalmente) y también se toma en consideración para una buena parte del promedio, el precio del dólar bajo el período de la pandemia. Esto es importante ya que para el cálculo de los ingresos, el precio de la potencia y electricidad permanecerán constantes, y considerando que se dispondrá de un horizonte de evaluación de mínimo 40 años, resulta mejor que ese precio del dólar se promedie entre períodos con condicionales favorables y adversas. El precio histórico del dólar entre enero 2018 y julio de 2021 fue revisado en la página “Investing.com” y el valor promedio para 1 dólar fue de 716,77 CLP (pesos chilenos) [57].

Los ingresos se calculan sumando lo que se vende de electricidad al año con lo que se tiene de potencia instalada durante el año. De la página web de la CNE se obtuvo un documento de Excel que entrega el precio medio de mercado de electricidad [$\text{\$CLP/KWh}$] del SEN mensualmente entre abril de 2018 y julio 2021 [58]. Por el mismo motivo que con los precios del dólar, también se promedió el precio de la electricidad en base a todos estos meses. De todas formas, es importante mencionar que el precio de la electricidad puede aumentar o disminuir con el pasar de los años pero eso se va a considerar en el análisis de sensibilidad. El precio de venta de potencia se va a considerar tal cual como lo hizo la CCHEN en su estudio financiero y en la tabla 5.14 se resumen todos estos valores.

Tabla 5.14: Datos para el cálculo de los ingresos.

Precio	Valor
Precio del dólar [$\text{\$CLP}$]	716,77
Precio de mercado de la electricidad [$\text{\$CLP/KWh}$]	67,688
Precio de mercado de la electricidad [$\text{\\$USD/MWh}$]	94,435
Precio de la potencia [$\text{\\$USD/KW/mes}$]	8,2

5.1.4. Financiamiento de la inversión y tipo de propiedad

Como la inversión inicial es muy grande, es muy necesaria la participación de inversionistas, la solicitud de préstamos bancarios y subsidios estatales para ayudar con el precio capital de este proyecto. En el caso del préstamo bancario, el porcentaje del préstamo se considerará del mínimo 35 % de la inversión y máximo un 60 %, con plazo de pago de la mitad de la vida útil a una tasa de interés anual de un 4 % a un 6 % (siendo un 5 % lo más probable, utilizando como fuente el dato del Nuclear Engineering Handbook) con distintos períodos de gracia; por su parte, el subsidio estatal para darle un mayor realismo no superará el 5 % de la inversión. La participación de otros inversionistas suele ser necesario aunque sea para dividir el proyecto, ya que aunque a veces no lo vuelve más rentable, si lo hace más factible al ayudarle con el costo capital inicial. Lo importante es ver en aquellos casos donde no se divida el proyecto, las condiciones que ayudarían a que esto sea rentable para esos inversionistas, retribuyéndoles parte de las ganancias después de impuestos.

El tipo de propiedad define si los reactores serán privados o estatales, pagando un 27 % de impuesto en caso de ser privados, lo que favorecería el ingreso de inversionistas; o un 67 % en caso de ser estatal, lo que haría muy probablemente que el estado y el préstamo bancario respectivo se hagan cargo de toda la inversión inicial.

5.2. Estructura del flujo de caja

El flujo de caja del proyecto de va a construir considerando la suma de ingresos y restándole los costos fijos, costos variables, interés del préstamo, depreciación legal y las pérdidas del ejercicio anterior; todo eso conforma las utilidades antes de impuestos (UAI). El flujo de caja

operacional (FCO) se consigue sumándole a las utilidades después de impuestos (UDI) las pérdidas del ejercicio anterior y la depreciación legal. En el flujo de caja de capitales (FCC) en el año 0, se resta la inversión y se suman el préstamo, la inversión privada ajena y el aporte estatal; por otro lado, a partir del año 1 hasta que se termine la construcción solo se sigue restando la inversión restante que no se alcanzó a gastar en el año 0; y desde el primer año de operación en adelante se consideran solamente las amortizaciones y el pago al inversionista como flujos negativos, ya que además de no haber capital de trabajo, evidentemente no habrá ganancia o pérdida de capital ya que los activos de la planta tendrán una vida útil tan largo, que imposibilita su venta posterior. Para concluir, el flujo de caja privado (FCP) se obtiene sumando el FCO con el FCC, ya que si los valores del FCC se consideraron negativos, sumarlos implica restar los valores.

Tabla 5.15: Flujo de caja referencial, espacios con n.a significa que no aplican, con (-) significa que restan, con (+) que suman.

Períodos	Año 0	Resto de períodos
Ingresos	n.a	(+)
Costos Fijos	n.a	(-)
Costos Variables	n.a	(-)
Interés	n.a	(-)
Depreciación Legal	n.a	(-)
Pérdidas del Ejercicio Anterior	n.a	(-)
Utilidad Antes de Impuestos (UAI)	n.a	Suma y resta total
Impuesto	n.a	(-)
Utilidad Después de Impuestos (UDI)	n.a	UAI - impuestos
Pérdidas del Ejercicio Anterior	n.a	(+)
Depreciación Legal	n.a	(+)
Flujo de Caja Operacional (FCO)	n.a	UDI + p.e.a + d.l
Inversión	(-)	(-)
Pago a Inversionista	n.a	(-)
Préstamo	(+)	n.a
Inversión Privada Ajena	(+)	n.a
Subsidio Estatal	(+)	n.a
Amortizaciones	n.a	(-)
Flujo de Caja Capitales (FCC)	Suma desde préstamo	Inversión y amortizaciones
Flujo de Caja Privado (FCP)	FCC	FCO+FCC

5.3. Caso general y resultados

El caso general del análisis financiero hace referencia a una serie de condiciones que son aplicables a varios escenarios, de esa forma, no habrá un único resultado asociado al caso general. Las condiciones que se deben cumplir en el caso general son las siguientes:

- Los ingresos se calculan suponiendo constantes en el tiempo los valores entregados en la tabla 5.14.
- Para un tipo de propiedad privada, se solicita un 50 % de préstamo bancario a pagar durante la mitad de años de operación más 9 períodos de gracia, que consideran el tiempo de construcción del reactor, a una tasa de interés del 5 % anual. En el caso de ser propiedad de una empresa pública, se cumplen las mismas condiciones pero con un 45 % de préstamo del total.
- El año 0 comprende el período de tiempo en el que se inyecta el dinero al proyecto y se financia el 70 % de la inversión, el resto se lleva a cabo durante los años de construcción, gastando el 4,5 % de la inversión en cada uno de los primeros 2 años y un 3 % durante los restantes.
- El caso general va a considerar un 5 % de aporte estatal para un tipo de propiedad privada, y un 15 % para un tipo empresa estatal.
- La inversión privada ajena será de un 10 % del total de inversión con una devolución de un 17 % del flujo de caja operativo.
- Se da un tiempo de desmantelamiento de 7 años.
- La rentabilidad se va a calcular con un 6,5 % de tasa de descuento.

Los valores más importantes que aún no han sido calculados en su totalidad precisamente porque era necesario ponerle las condiciones ya mencionadas, quedan detallados en la tabla 5.16 .

Tabla 5.16: Valores restantes a calcular en millones de dólares [M\$USD].

Elementos	Valor [M\$USD]
Ingresos anuales	5.318,42
Inversión total	27.640,79
Préstamo para empresa privada	13.820,39
Préstamo para empresa estatal	12.438,35
Inversión privada ajena	2.764,08

Bajo este caso general, se calcularon el VAN y TIR tanto para el proyecto como para el inversionista para diferentes horizontes, osea, con 40, 50 y 60 años de operación de las plantas, tanto para tipo de propiedades privadas y estatales. En las tablas 5.17 y 5.18 se pueden detallar los resultados de rentabilidad.

Tabla 5.17: Rentabilidad del proyecto para distintos años y propiedades con el caso ideal.

Elementos	Privado 40 años	Estatad 40 años	Privado 50 años
VAN del Proyecto [M\$USD]	4.907,82	-581,16	6.278,15
TIR del Proyecto [%]	9,3	5,9	9,9
Período de VAN>0 del Proyecto	26 Años	Nunca	22 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.057,52	-473,87	1.132,97
TIR del Inversionista [%]	8,1	5,5	8,1
Período de VAN>0 del Inversionista	28 Años	Nunca	29 Años

Tabla 5.18: Rentabilidad del proyecto para distintos años y propiedades con el caso ideal.

Elementos	Estatad 50 años	Privado 60 años	Estatad 60 años
VAN del Proyecto [M\$USD]	509,6	7.177,88	1.316,47
TIR del Proyecto [%]	7	10,4	7,7
Período de VAN>0 del Proyecto	46 Años	20 Años	31 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	-564,79	1.142,82	-427,42
TIR del Inversionista [%]	5,7	8,1	5,7
Período de VAN>0 del Inversionista	Nunca	29 Años	Nunca

5.4. Cambios de Escenarios

Para esta subsección se considerará cambiar ciertas condiciones del caso general, pero esto se llevará a cabo solamente con los dos escenarios de 60 años de vida útil. Se seleccionaron esos dos escenarios porque en uno de los documentos de reporte de estado del AP1000 para la NRC de Estados Unidos, se menciona explícitamente que la planta tiene una vida útil de diseño de 60 años. Las condiciones que variarán son más de carácter general, es decir, la variación de los ingresos, períodos de gracia, tasa de interés y descuento se van a estudiar en la subsección siguiente que es el análisis de sensibilidad. Este proceso se hace para medir el impacto de estos aspectos generales, y así facilitar el análisis de sensibilidad y en esa subsección medir resultados más realistas.

Algunas aclaraciones previas que deben ser tomadas en cuenta a la hora de evaluar los resultados:

- Dentro de los casos que se van a proponer, existen algunos que no contemplan inversión ajena, esos casos van referidos a que no se considerará ninguna inyección de dinero en el año 0 ni tampoco se pagará ningún porcentaje del flujo de caja operacional. Esto sin embargo, no significa que no puedan haber otros inversionistas que sean dueños de un cierto porcentaje del proyecto para facilitar el pago de la inversión que de todas maneras siempre será muy alta; pero eso implicaría hacerse cargo en ese porcentaje de todas las ganancias y costos, tanto operativos como de capitales, por lo que el VAN final para cada propietario solo se tendrá que dividir en la proporción en la poseen la propiedad, el TIR será el mismo independientemente de cuantos dueños tenga el proyecto y lo mismo ocurrirá con el período en el que el VAN acumulado de vuelva positivo.
- Para los casos de propiedad estatal, el ítem de aporte estatal seguirá siendo mayor al de la propiedad privada, ya que si fuera una empresa estatal la que se hiciera cargo del proyecto, se entiende que cuente con un aporte inicial mayor del estado aunque después deba hacerse cargo del funcionamiento y administración de manera completamente autónoma.

Como se puede ver en los resultados de las tablas 5.17 y 5.18 con propiedad estatal, el VAN del inversionista es negativo, lo que implica que habría que modificar las condiciones de retorno de las ganancias o simplemente intentar llevar a cabo el proyecto sin la inversión ajena (algo que en la teoría funciona pero en la práctica no tanto). Por otro lado, los resultados con propiedad privada son alentadores tanto para el inversionista como para el proyecto, pero para tener un mayor espectro de resultados, se van a modificar algunas condiciones del escenario para ver su impacto en la rentabilidad. Lo que está claro, es que el retorno de ganancias al inversionista debe ser mayor en el caso de propiedad estatal. Para las siguientes tablas con resultados, se modificará constantemente el porcentaje de préstamo, inversión ajena con retorno y el subsidio estatal; todos los casos que comiencen con PP significa que son de propiedad privada, y todos los que comiencen con PE significa que son propiedad estatal.

Los resultados de rentabilidad para los distintos casos evaluados son los siguientes:

Tabla 5.19: Rentabilidad del proyecto de escenarios con propiedad privada.

Elementos	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5
Préstamo bancario [%]	45	55	55	60	60
Aporte estatal [%]	5	0	5	5	0
Inversión privada ajena [%]	0	20	10	0	10
Pago de ganancias a inversionista [%]	0	30	20	0	20
Inversión en año 0 [%]	55	80	75	70	75
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	9.028,57	5.546,78	6.787,68	9.347,7	6.008,24
TIR del Proyecto [%]	10,2	10,5	10,7	11,2	10,2
Período de VAN>0 del Proyecto	21 Años	19 Años	19 Años	18 Años	20 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	1.232,72	1.743,17	n.a	1.654,07
TIR del Inversionista [%]	n.a	7,4	8,8	n.a	8,7
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	37 Años	25 Años	n.a	26 Años

Tabla 5.20: Rentabilidad del proyecto de escenarios con propiedad estatal.

Elementos	PE1	PE2	PE3	PE4	PE5
Préstamo bancario [%]	40	55	55	60	60
Aporte estatal [%]	15	15	10	10	10
Inversión privada ajena [%]	5	0	10	5	0
Pago de ganancias a inversionista [%]	18	0	25	18,5	0
Inversión en año 0 [%]	65	75	80	80	75
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	-440,26	2.280,32	-42,51	234,57	1.655,9
TIR del Proyecto [%]	6,2	8,5	6,5	6,8	8
Período de VAN>0 del Proyecto	Nunca	22 Años	Nunca	58 Años	26 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.128,32	n.a	571,48	1.049,02	n.a
TIR del Inversionista [%]	9,7	n.a	7,4	9,5	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	19 Años	n.a	34 Años	20 Años	n.a

5.4.1. Análisis parcial: Estudio de escenarios

En las tablas 5.19 y 5.20 se evaluaron 5 casos para cada tipo de propiedad y la intención para la subsección siguiente es seleccionar 2 escenarios de cada modelo de propiedad. Con el fin de tener un mejor espectro de resultados, de cada tabla se va a tomar un escenario que incluya inversión ajena con pago a partir de los flujos operacionales y otro escenario que no lo incluya.

En la primera de las tablas se puede ver que los escenarios con mayor rentabilidad son el PP1 y PP4, sin embargo, estos escenarios son muy similares ya que no incluyen la inversión ajena, con lo que sus resultados de rentabilidad tienen mucho sentido ya que para hacer el negocio rentable al inversionista, es necesario devolverle un porcentaje bastante más alto respecto a lo que invierte, lo que vuelve más rentable (aunque no necesariamente más factible) el proyecto. De esos dos casos, el que se elegirá para la siguiente etapa es el PP4, debido a que por rentable que parezca, es muy complicado para cualquier propietario financiar el 50 % de la inversión total en los años de construcción, por lo que se entiende que se necesita un préstamo más alto que disminuya el impacto de ese gasto inicial.

Al comparar los resultados del PP2, PP3 y PP5, se puede medir el gran impacto que tiene en la rentabilidad el aporte estatal, que se considera como un bono que se recibe al principio de la construcción. Si se comparan los resultados entre el PP2 y PP5, en ellos no se considera ningún aporte del estado, y el PP5 tiene una mayor rentabilidad por pedir un 5 % más de préstamo y ofreciéndole menos ganancias al inversionista aunque eso haya venido acompañado de un menor aporte de su parte en el año 0, lo que evidencia nuevamente que el trato de retorno al inversionista no mejora la rentabilidad del proyecto. Por otra parte, en el caso del PP3, el porcentaje de inversión y retorno al inversionista es el mismo que en el PP5, además, el porcentaje de la inversión que se tiene que gastar en el año 0 también es la misma, siendo la única diferencia la presencia de un 5 % de aporte estatal teniendo ese porcentaje menos en el préstamo bancario. Ese 5 % de la inversión equivale a más de 1.300 millones de dólares, entonces al recibir eso por parte del estado en vez de pedirlo prestado genera un VAN mayor en más de 700 millones de dólares. El segundo caso del modelo de propiedad privada elegido para la siguiente etapa es el PP3, ya que si bien es complicado recibir un aporte del estado tan alto en proyectos energéticos en Chile, también es cierto que hacer estas dos plantas significaría un avance sin igual en la descarbonización del sistema eléctrico nacional, y al tener un mayor VAN que las otras dos opciones, tiene una mayor probabilidad de poder sobrellevar atrasos en la construcción o los problemas para alcanzar el factor de planta de diseño en los primeros períodos.

En la segunda tabla, se puede ver que todos los casos tienen mínimo un 10 % de aporte estatal, lo que implica un aporte de más de 2.700 millones de dólares, algo que si bien es muy elevado, se entiende que vale la pena para el estado, ya que no solamente a nivel social se entrega un aporte muy grande al medio ambiente generando una enorme cantidad de electricidad de manera limpia, si no que la rentabilidad de estos modelos son muy limitadas precisamente por la alta tasa tributaria a la que están sometidas, lo que de al final de cuentas se refleja en ganancias estatales.

Para estos modelos de propiedad estatal, son el PE2 y PE5 los que no consideran un inversionista ajeno, y si bien el VAN y TIR del proyecto son superiores en el caso PE2,

también es cierto que considerar un 15 % de inversión estatal puede ser muy optimista, aunque se trate de una empresa pública. Por eso se decide agregar el caso PE5 como el primero de este modelo de propiedad en seguir a las siguientes partes del estudio, y se entiende que con un 10 % de la inversión siendo financiada por el estado ya se hace un aporte muy significativo que al mismo tiempo se considera factible de hacer. Entre los otros escenarios que sí tienen inversión ajena, se elige el caso PE4 por ser el único cuyo VAN del proyecto da positivo, aunque se entiende que el margen es tan bajo, que ante cualquier mínima variación en las condiciones se puede volver negativo y no rentar.

5.5. Análisis de Sensibilidad

Para esta subsección, se van a estudiar 2 casos en cada tipo de propiedad, para los eventos de propiedad privada se van a estudiar los casos PP3 y PP4; mientras que para los eventos de propiedad estatal los casos son el PE4 y PE5. Con estas primeras aproximaciones, se van a formar sub-casos en los que las variables serán un porcentaje aumento o reducción en el precio de la electricidad, la tasa de interés del préstamo bancario y la tasa de descuento. Para el aumento o caída en el precio de la electricidad, se usa como fuente el informe de proyección de demanda de la energía para 2038 del Coordinador Eléctrico Nacional [7], donde se puede ver que el costo marginal de la electricidad proyectado para la década del 2030 se encuentra entre los 80 y 100 [USD/MWh]. Dicho esto, debido a la gran diferencia que hay entre ambos rangos, se tomo la decisión de considerar reducciones y aumentos que abarquen todo el rango de precios. Lo que busca este análisis es acercar los casos anteriores que siguen sujetos a condiciones muy ideales hacia un aspecto más realista. Ahora bien, a estos resultados les faltaría estar condicionados situaciones mucho más especiales que deben ser analizados en la subsección siguiente con mayor profundidad.

Casos de propiedad privada

Los resultados con las variaciones respectivas son los siguientes:

Tabla 5.21: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP3.

Elementos	PP3	PP3.1	PP3.2	PP3.3	PP3.4
Variación precio electricidad [%]	0	5,89	-4,7	-9,9	-15,2
Precio electricidad [USD/MWh]	94,43	100	90	85,09	80,08
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	6.787,68	8.182,11	5.674,97	4.443,89	3.189,14
TIR del Proyecto [%]	10,7	11,4	10,1	9,4	8,6
Período de VAN>0 del Proyecto	19 Años	18 Años	21 Años	23 Años	28 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.743,17	2.091,78	1.464,99	1.157,22	843,54
TIR del Inversionista [%]	8,8	9,2	8,5	8,1	7,7
Período de VAN>0 del Inversionista	25 Años	23 Años	27 Años	30 Años	34 Años

Tabla 5.22: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP4.

Elementos	PP4	PP4.1	PP4.2	PP4.3	PP4.4
Variación precio electricidad [%]	0	5,89	-4,7	-9,9	-15,2
Precio electricidad [\$USD/MWh]	94,43	100	90	85,09	80,08
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	9.347,7	11.090,74	7.956,82	6.417,97	4.849,53
TIR del Proyecto [%]	11,2	12	10,6	9,9	9,2
Período de VAN>0 del Proyecto	18 Años	17 Años	20 Años	22 Años	25 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

Tabla 5.23: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP3.2.

Elementos	PP3.2	PP3.2.1	PP3.2.2	PP3.2.3	PP3.2.4
Tasa de interés [%]	5	4,5	4,5	5,5	5,5
Tasa de descuento [%]	6,5	6	7	6	7
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	5.674,97	7.894,84	5.052,37	6.337,84	3.776,55
TIR del Proyecto [%]	10,1	10,4	10,4	9,6	9,6
Período de VAN>0 del Proyecto	21 Años	19 Años	21 Años	21 Años	24 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.464,99	2.155,54	1.142,46	1.825,24	863,89
TIR del Inversionista [%]	8,5	8,7	8,7	8,3	8,3
Período de VAN>0 del Inversionista	27 Años	24 Años	28 Años	26 Años	32 Años

Tabla 5.24: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PP4.2.

Elementos	PP4.2	PP4.2.1	PP4.2.2	PP4.2.3	PP4.2.4
Tasa de interés [%]	5	4,5	4,5	5,5	5,5
Tasa de descuento [%]	6,5	6	7	6	7
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	7.956,82	10.842,58	7.176,32	8.783,71	5.480,62
TIR del Proyecto [%]	10,6	11,1	11,1	10,2	10,2
Período de VAN>0 del Proyecto	20 Años	18 Años	19 Años	20 Años	22 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

Casos de empresa estatal.

Tabla 5.25: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE4.

Elementos	PE4	PE4.1	PE4.2	PE4.3	PE4.4
Variación precio electricidad [%]	0	5,89	-4,7	-9,9	-15,2
Precio electricidad [\$USD/MWh]	94,43	100	90	85,09	80,08
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	234,57	879,75	-274,86	-841,81	-1.419,67
TIR del Proyecto [%]	6,8	7,4	6,2	5,5	4,8
Período de VAN>0 del Proyecto	58 Años	45 Años	Nunca	Nunca	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.049,02	1.194,79	932,7	804	672,83
TIR del Inversionista [%]	9,5	9,8	9,2	8,9	8,5
Período de VAN>0 del Inversionista	20 Años	19 Años	20 Años	22 Años	23 Años

Tabla 5.26: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE5.

Elementos	PE5	PE5.1	PE5.2	PE5.3	PE5.4
Variación precio electricidad[%]	0	5,89	-4,7	-9,9	-15,2
Precio electricidad [\$USD/MWh]	94,43	100	90	85,09	80,08
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	1.655,9	2.443,85	1.027,14	331,5	-377,52
TIR del Proyecto [%]	8	8,6	7,4	6,8	6,1
Período de VAN>0 del Proyecto	26 Años	22 Años	44 Años	56 Años	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

Tabla 5.27: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE4.2.

Elementos	PE4.2	PE4.2.1	PE4.2.2	PE4.2.3	PE4.2.4
Tasa de interés[%]	5	4,5	4,5	5,5	5,5
Tasa de descuento [%]	6,5	6	7	6	7
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	-274,86	627,77	-300,87	-293,25	-1.036,91
TIR del Proyecto [%]	6,2	6,6	6,6	5,7	5,7
Período de VAN>0 del Proyecto	Nunca	50 Años	Nunca	Nunca	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	932,7	1.266,43	766,81	1.115,76	639,74
TIR del Inversionista [%]	9,2	9,4	9,4	9	9
Período de VAN>0 del Inversionista	20 Años	19 Años	21 Años	20 Años	23 Años

Tabla 5.28: Rentabilidad del proyecto con sensibilidad en el caso PE5.2.

Elementos	PE5.2	PE5.2.1	PE5.2.2	PE5.2.3	PE5.2.4
Tasa de interés [%]	5	4,5	4,5	5,5	5,5
Tasa de descuento [%]	6,5	6	7	6	7
Rentabilidad					
VAN del Proyecto [M\$USD]	1.027,14	2.239,99	858,09	1.168,3	-5,03
TIR del Proyecto [%]	7,4	7,8	7,8	7	7
Período de VAN>0 del Proyecto	44 Años	24 Años	43 Años	46 Años	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a

5.5.1. Análisis parcial: Estudio de sensibilidad

Claramente lo primero que se hizo fue evaluar la rentabilidad de los casos ante la variación en el precio de venta de la electricidad. Era evidente que ante un mayor precio la rentabilidad sería mayor en todos los casos, y si era menor entonces también lo sería el VAN. Sin embargo, para todos los casos evaluados se tomó como opción a seguir el "sub-caso" donde el precio de la electricidad fuera de 90 [\$/MWh], esto se hizo porque como el rango en el que se va a mover el costo marginal en toda la década del 2030 será entre los 80 y 100, al tomar el valor promedio se considera que el proyecto estará más cerca de la realidad, aunque implique una rentabilidad menor.

Para los estudios siguientes, los casos a evaluar son los ya mencionados con la correspondiente reducción en los ingresos, aunque de todas maneras se vieron otros casos donde se variaba la tasa de interés del préstamo y la tasa de descuento. Esto se hizo netamente para medir el impacto que pueden tener estos valores, pero los casos generales con un 5% de tasa de interés y un 6,5% de tasa de descuento se consideran de todas formas los más aceptables. Ahora bien, respecto al impacto de las tasas en la rentabilidad, al ver las tablas 5.23, 5.24, 5.27 y 5.28, se puede apreciar que cuando uno compara la variación de la tasa de interés ante una misma tasa de descuento, el efecto en la rentabilidad del proyecto es menor que al variar la tasa de descuento ante una tasa de interés constante. Por ejemplo, en la tabla 5.23 al comparar los casos PP3.2.1 y PP3.2.3, donde ambos tienen una tasa de descuento de 6% pero tasas de interés de un 4,5% y 5,5% respectivamente, la diferencia de VAN del proyecto entre ambos escenarios es de aproximadamente 1.500 [M\$USD]; mientras que al comparar el caso PP3.2.1 con el PP3.2.2, o sea con la misma tasa de interés de 4,5% pero con tasas de descuento de un 6% y 7% respectivamente, la diferencia en el VAN es superior a 2.800 [M\$USD]. Si bien es cierto que en cada tabla las diferencias serán numéricamente distintas, la tendencia se mantendrá en todas.

Hay un punto que es importante analizar, que es el período en el que el VAN se convierte positivo para el proyecto y para el inversionista, que son muy distintos dependiendo del tipo de propiedad. Para el caso privado, se puede ver que todas las variaciones del PP3.2 y PP4.2 rondan los 20 años hasta recuperar la inversión, algo que es bastante positivo considerando que la vida útil de la planta es de 60 años. Por su parte, en el caso de propiedad estatal, para el escenario PE4.2 la rentabilidad del proyecto casi siempre es negativa pero la del inversionista es positiva y el tiempo de recuperación del capital ronda los 20 años, eso ocurre por la gran diferencia que hay respecto a lo que paga al principio el inversionista y lo que se le devuelve de manera anual, de cierta forma se ofrece un trato en el que el inversionista se mantiene rentable pero el proyecto no. En el caso del PE5.2, el escenario es bastante más complejo, ya que solamente mejora cuando la tasa de interés es de 4,5 % y la tasa de descuento de un 6 %, osea disminuyendo ambas tasas respecto al valor general, algo que no se ve factible; en todas las demás circunstancias el tiempo de recuperación de capital se sostiene cerca de los 45 años o en el caso más pesimista el proyecto no logra rentar.

5.6. Retraso en la construcción o disminución del factor de planta

Los primeros años de vida del cualquier reactor son los más importantes en su rentabilidad, por eso es crucial cumplir con los períodos de construcción que fueron estipulados en un principio y también operar con el factor de planta con el que los reactores fueron diseñados. Lograr un factor de planta según el diseño del reactor, que en este caso es de un 90 %, puede ser un problema para los reactores, por lo menos según el historial que comparte en su página web la WNA, los 4 reactores AP1000 que fueron inaugurados en China lograron operar desde el primer año con factores de planta muy cercanos al 90 %. El factor de planta es así de importante porque puede tener un impacto considerable en los ingresos anuales, es cierto que con un menor factor de planta varios de los costos de vida operativa también van a disminuir, pero el impacto en los ingresos es considerablemente mayor; además, varios de los costos de inversión se calculan considerando la potencia del reactor, por lo tanto si se gasta una cierta cantidad de dinero pensando en una determinada potencia, es imperativo operar con una potencia lo más cercana posible para evitar sobre costos.

Con respecto al tiempo de construcción de las plantas, no se considerará la necesidad de aumentar la inversión por ello, si no más bien se atrasará el primer año de operación del reactor, lo que en principio implicaría tener que costear el pago de intereses y amortizaciones del préstamo durante esos períodos, independientemente de no estar produciendo electricidad. Además de considerar casos de simple atraso, también se darán los cálculos de rentabilidad, suponiendo una intervención estatal que permita pagar las cuotas del préstamo durante un máximo de 2 períodos sin operar.

El estudio de estos casos no se consideró como análisis de sensibilidad ya que implica hacer modificaciones mucho más considerables en la estructura del flujo de caja. Los casos que se van a estudiar son los mencionados en el análisis de la subsección anterior, osea el PP3.2, PP4.2, PE4.2 y PE5.2. Para evitar mayores confusiones respecto a lo que indica cada caso, estos se van a resumir en la tabla que se presenta a continuación.

Tabla 5.29: Rentabilidad del proyecto para los casos seleccionados.

Elementos	PP3.2	PP4.2	PE4.2	PE5.2
Tipo de propiedad	Privada	Privada	Estatal	Estatal
Préstamo bancario [%]	55	60	60	60
Aporte estatal [%]	5	5	10	10
Inversión privada ajena [%]	10	0	5	0
Pago de ganancias a inversionista [%]	20	0	19	0
Inversión en año 0 [%]	75	70	80	75
Tiempo de desmantelamiento [años]	7	7	7	7
Variación precio electricidad [%]	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7
Precio de electricidad [\$USD/MWh]	90	90	90	90
Tasa de interés [%]	5	5	5	5
Tasa de descuento [%]	6,5	6,5	6,5	6,5
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	5.674,97	7.956,82	-274,86	1.027,14
TIR del Proyecto [%]	10,1	10,6	6,2	7,4
Período de VAN>0 del Proyecto	21 Años	20 Años	Nunca	44 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.469,99	n.a	932,7	n.a
TIR del Inversionista [%]	8,5	n.a	9,2	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	27 Años	n.a	20 Años	n.a

Para cada uno de estos casos se van a estudiar las mismas condiciones respecto al atraso en la construcción; el primer caso será suponiendo un atraso de 2 años sin ayuda del estado para el financiamiento de la cuota del préstamo; el segundo caso será con un atraso del mismo tiempo pero suponiendo que el estado financia ese préstamo durante esos periodos (de esto no se tiene constancia de que se haya realizado en algún reactor, solo forma parte de una propuesta del estudiante para que el proyecto pueda ser rentable y todas las partes se puedan beneficiar del mismo); y para concluir, el tercer y cuarto caso tendrán las mismas condiciones pero con 4 años de atraso, y manteniendo la ayuda estatal en máximo 2 cuotas.

Por otra parte, para evaluar el impacto del factor de planta en los primeros años, se supondrán nuevamente 4 casos en los que se evalúa el factor de planta a un 80, 70, 60 y 50 % respectivamente durante los primeros 3 años de operación. A continuación se muestran los resultados para todos casos evaluados.

Tabla 5.30: Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PP3.2.

Elementos - PP3.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Tiempo de construcción	11	11	13	13
Períodos de gracia	9	9	9	9
Ayuda estatal	No	Si	No	Si
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	2.939,75	4.524,46	493	2.077,7
TIR del Proyecto [%]	8,1	9,1	6,7	7,6
Período de VAN>0 del Proyecto	35 Años	25 Años	60 Años	43 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.083,17	1.083,17	729,25	729,25
TIR del Inversionista [%]	7,9	7,9	7,4	7,4
Período de VAN>0 del Inversionista	32 Años	32 Años	38 Años	38 Años

Tabla 5.31: Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PP3.2.

Elementos - PP3.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Factor de planta primeros 3 años [%]	80	70	60	50
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	5.178,19	4.681,41	4.176,88	3.653,86
TIR del Proyecto [%]	9,7	9,3	8,9	8,6
Período de VAN>0 del Proyecto	22 Años	24 Años	26 Años	29 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	1.340,8	1.216,6	1.090,47	959,72
TIR del Inversionista [%]	8,3	8,1	7,9	7,7
Período de VAN>0 del Inversionista	28 Años	30 Años	32 Años	34 Años

Tabla 5.32: Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PP4.2.

Elementos - PP4.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Tiempo de construcción	11	11	13	13
Períodos de gracia	9	9	9	9
Ayuda estatal	No	Si	No	Si
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	4.834,63	6.563,4	2.020,01	3.748,78
TIR del Proyecto [%]	8,7	9,6	7,3	8,1
Período de VAN>0 del Proyecto	29 Años	23 Años	46 Años	36 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a

Tabla 5.33: Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PP4.2.

Elementos - PP4.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Factor de planta primeros 3 años [%]	80	70	60	50
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	7.335,84	6.714,86	6.079,06	5.422,24
TIR del Proyecto [%]	10,2	9,8	9,4	9
Período de VAN>0 del Proyecto	21 Años	23 Años	24 Años	27 Años
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a

Tabla 5.34: Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PE4.2.

Elementos - PE4.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Tiempo de construcción	11	11	13	13
Períodos de gracia	9	9	9	9
Ayuda estatal	No	Si	No	Si
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	-2.040,67	-311,91	-3.715,87	-1.987,1
TIR del Proyecto [%]	4,7	6,2	3,7	4,8
Período de VAN>0 del Proyecto	Nunca	Nunca	Nunca	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	831,02	831,02	706,1	706,1
TIR del Inversionista [%]	8,8	8,8	8,4	8,4
Período de VAN>0 del Inversionista	23 Años	23 Años	25 Años	25 Años

Tabla 5.35: Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PE4.2.

Elementos - PE4.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Factor de planta primeros 3 años [%]	80	70	60	50
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	-503,65	-732,43	-991,21	-1.292,46
TIR del Proyecto [%]	5,9	5,7	5,5	5,2
Período de VAN>0 del Proyecto	Nunca	Nunca	Nunca	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	880,77	828,83	770,09	701,71
TIR del Inversionista [%]	9	8,9	8,7	8,5
Período de VAN>0 del Inversionista	21 Años	22 Años	23 Años	24 Años

Tabla 5.36: Rentabilidad del proyecto con atraso de construcción para el caso PE5.2.

Elementos - PE5.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Tiempo de construcción	11	11	13	13
Períodos de gracia	9	9	9	9
Ayuda estatal	No	Si	No	Si
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	-840,35	888,42	-2.640,46	-911,7
TIR del Proyecto [%]	5,9	7,3	4,8	5,8
Período de VAN>0 del Proyecto	Nunca	46 Años	Nunca	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a

Tabla 5.37: Rentabilidad del proyecto con menor factor de planta en primeros años para el caso PE5.2.

Elementos - PE5.2	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Factor de planta primeros 3 años [%]	80	70	60	50
Rentabilidad				
VAN del Proyecto [M\$USD]	746,43	465,71	148,2	-221,45
TIR del Proyecto [%]	7,2	6,9	6,6	6,3
Período de VAN>0 del Proyecto	48 Años	53 Años	62 Años	Nunca
VAN del Inversionista [M\$USD]	n.a	n.a	n.a	n.a
TIR del Inversionista [%]	n.a	n.a	n.a	n.a
Período de VAN>0 del Inversionista	n.a	n.a	n.a	n.a

5.6.1. Análisis parcial: Retraso de la construcción o disminución del factor de planta

En los casos de atrasos en la construcción sin importar si el Estado extiende una ayuda o no, siempre habrá una pérdida en la rentabilidad. En la evaluación se consideró que si llegase a haber un atraso entonces no se pagará (o cobrará, al ser el flujo operacional negativo) al inversionista, esto quiere decir que a este no le afecta si el estado entrega o no algún tipo de ayuda, en esos casos su VAN simplemente disminuye al retrasar el primer año de sus ganancias.

El caso PP3.2 pierde aproximadamente la mitad de las utilidades cuando hay un retraso de 2 años y prácticamente toda cuando son 4 años sin ayudas. Al obtener un VAN de 493 [M\$USD] está claro que si el atraso llegase a ser superior a 4 años, el proyecto dejaría de ser rentable para el propietario, a menos que el estado entregue esos dos años de ayudas. En caso de recibir esos aportes del estado, el VAN disminuye pero no tanto en el caso de atrasarse 2 años, pero si el atraso es de 4 años entonces de todas maneras habrá una disminución muy significativa debido a que solo se proponen 2 años para que el estado pueda prestar ayudas. Por otro lado, para el PP4.2 el VAN era de por sí lo suficientemente alto como para resistir los atrasos en la construcción, inclusive para un atraso de 4 años sin ayudas el VAN resulta ser de 2.020 [M\$USD].

Para los casos estatales, un eventual atraso genera escenarios muy pesimistas. El PE4.2 de por sí venía con un VAN menor a 0 debido a la reducción de ganancias y por lo tanto todos los escenarios de atrasos siguen siendo aún menos rentables, aunque el inversionista sigue con valores positivos y con tiempos de recuperación de capital cercanos a los 25 años. Sin embargo, el caso PE5.2 que venía con un VAN de 1.027 [M\$USD], solo puede seguir siendo rentable cuando el atraso es de 2 años y se recibe ayuda estatal.

El aspecto más positivo a destacar es que en todos los escenarios, el tener un factor de planta inferior en los primeros 3 años, no tiene un impacto tan significativo, salvo que ese factor llegue al 50 % lo que es bastante poco probable de ocurrir.

5.7. Valor del LCOE

El costo nivelado de energía (LCOE) permite comparar el costo de producir energía por unidad monetaria en distintas fuentes, potencias y años operativos. La fórmula para el cálculo del LCOE es la siguiente [59]:

$$LCOE = \frac{\sum \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5.1)$$

Donde:

- I es la inversión se asume que solo en el primer período tendrá un valor.
- M son los costos operativos.

- F Es el costo de combustible.
- E Es la energía generada anualmente.
- r Es la tasa de descuento, que para este caso será de un 6 %.
- El subíndice t representa cada año de operación.

Para este cálculo no se consideró el pago al inversionista como un costo operativo, ya que se busca el valor del LCOE sin influencias ajenas. Considerando esto, se llegó a un valor de 76,585 [USD/MWh].

5.7.1. Análisis parcial: Valor del LCOE

El LCOE determinado es bastante aceptable en comparación a los valores que prevee la WNA [60], además, demuestra que la energía nuclear es económicamente muy competitiva en comparación a las otras fuentes energéticas que más se usan en la actualidad y que se espera que se sigan usando en el futuro. En la tabla , se pueden apreciar los LCOEs para estas principales fuentes según el Consejo para la Defensa de Recursos Naturales (NRDC) para el año 2030 [61], de ellos se puede ver que las plantas solares o de carbón, solo en sus escenarios más optimistas tendrán un LCOE comparable al obtenido con la energía nuclear; por su parte, otras fuentes como la geotérmica, eólica y biomasa podrán tener un LCOE inferior, pero no podrán generar la misma potencia que entregarán en conjunto ambas centrales nucleares.

Tabla 5.38: Costo nivelado de la energía para distintas fuentes de energía en [USD/MWh] para el 2030 según la NRDC [61].

Fuentes	LCOE [USD/MWh]
Solar PV	75 - 115
Solar CSP	87 - 106
Grandes Hidroeléctricas	32 - 137
Geotérmica	56 - 108
Eólica	52 - 105
Biomasa	35 - 179
Carbón	78 - 172

Capítulo 6

Conclusiones

El presente estudio contempló la construcción e implementación de la energía nuclear para poder cumplir con el 30 % de la demanda eléctrica en 2060, sin embargo, se propone el inicio de la construcción para la década del 2030 y la operación para la del 2040. Todos los objetivos específicos que se propusieron fueron cumplidos, en esta propuesta se consideraron 6 reactores de agua presurizada (PWR) del modelo AP1000 de la Westinghouse Electric Company distribuidos en dos plantas, la primera de ellas con dos unidades y la segunda con cuatro. Cada unidad está diseñada para entregar 1064 MWe de potencia, con un factor de planta de un 90 %, lo que se traduce en una generación anual de 16.777 [GWh] de electricidad por parte de la primera planta, y 33.554 [GWh] por parte de la segunda. Considerando el proyecto completo, este tiene un costo de inversión total de 27.640 millones de dólares, con un costo nivelado de energía de 76,59 [USD/MWh], que la confirma como una fuente energética con un alto costo capital pero con una capacidad de producción energética de gran magnitud.

La elección de la tecnología PWR para los reactores es considerada la más acertada, de haber utilizado la tecnología CANDU, el número de reactores necesarios para cumplir con la demanda hubiera sido de 10 en vez de 6; además, en esos reactores lograr el factor de planta de diseño es más difícil por las complejidades para dominar la tecnología de la mejor manera. En términos de seguridad, el AP1000 posee sistemas pasivos, lo que significa que en caso de una persona no active manualmente algún sistema, la planta lo hará sin la necesidad de intervención de terceros. Además, las localizaciones elegidas en las regiones de Antofagasta y Coquimbo, al encontrarse dentro de los espacios disponibles según el estudio ordenado por la CCHEN, cumplen con todos los requisitos para que sumados a las medidas de seguridad de los reactores, puedan prevenir incidentes.

Desde un punto de vista técnico, la construcción y posterior operación de las plantas nucleares significarían un enorme desafío para los profesionales de este país y sin lugar a dudas mejoraría el nivel de la ingeniería que se hace a día de hoy, obviamente sin desmerecer los trabajos que se hacen en los distintos rubros. Los 9 años que se consideraron para la construcción son bastante aceptables por el historial de los otros 4 reactores de este modelo que han sido construidos en China y que se encuentran en construcción en Estados Unidos. En el ciclo primario se ve casi imposible que se pueda aportar algo de manera local, al no tener ninguna experiencia con reactores nucleares, la decisión más responsable es dejar eso en

manos de una empresa que tenga probada experiencia pero que permita a los profesionales locales desarrollarse, de tal manera que para futuras construcciones, los ingenieros de este país tengan los conocimientos para poder ser un aporte en toda esa etapa.

Para el ciclo de generación de vapor, la eficiencia obtenida fue de 34,495 %, los equipos se pueden dividir principalmente en la mitad superior, que son todos los que están antes e incluyendo al condensador; y los de la mitad inferior, que son los calentadores de agua de alimentación, bombas y calentadores del condensado. Los equipos de la mitad superior son accesibles de encontrar ya que General Electric o Siemens los puede proporcionar todos y los presentan en catálogos como modelos predeterminados, mientras que los de la mitad inferior se fabrican para que estén perfectamente adaptados al ciclo y no suelen ser buscados en catálogos, más precisamente porque los intercambiadores de catálogo son para caudales mucho más limitados y no para valores cercanos a los 1880 [kg/s].

Con el estudio financiero, se puede afirmar con seguridad que esta tecnología es bastante arriesgada, principalmente porque el costo capital es muy elevado, siendo del orden de 27.000 millones de dólares para las dos plantas. Además, los costos operativos también son elevados y las ganancias están muy sujetas al precio de venta de la electricidad. La rentabilidad de las plantas depende enormemente de que no haya contratiempos y que la planta opere tal como fue diseñada. El LCOE calculado para las plantas es de 76,585 [\$USD/MWh], valor que se encuentra dentro de rangos muy aceptables de acorde a las estimaciones de la WNA [60], con tasas de 7 % este valor es algo superior a los 82 [\$USD/MWh] en los distintos países con factores de planta de un 85 %.

De los resultados obtenidos en la sección 5.6 del análisis financiero, se puede concluir que para un modelo de propiedad privada, los dos escenarios planteados al final sirven como solución. Si bien el caso PP4.2 (que no incluye una inversión ajena sujeta a un pago a partir del flujo operacional) tiene un VAN mayor (7.957 millones de dólares) al PP3.2 (5.675 millones de dólares), el segundo se posiciona en un escenario más realista ya que disminuye en un 5 % (poco más de 1.350 millones de dólares) el porcentaje de la inversión que debe pagar el propietario al principio de la construcción, lo que si bien no vuelve el proyecto más rentable, si lo vuelve más factible. En caso de usar la alternativa PP4.2, si el propietario no puede hacerse cargo de todo el gasto inmediato (aún con el préstamo y aporte estatal), siempre puede dividir la propiedad de las plantas con otro inversionista, aunque en ese caso el VAN será dividido para ambas partes con la misma proporción en la que está dividida la propiedad, lo que al final hará que el VAN del propietario principal disminuya y posiblemente termine siendo inferior al VAN del caso PP3.2

Para un modelo de propiedad estatal, el escenario PE5.2 entrega resultados viables con un VAN de 1.027 millones de dólares mientras que el PE4.2 entrega un VAN negativo. Por lo tanto, se puede desechar la opción de un modelo de propiedad estatal con inversión ajena, ya que las condiciones que habría que proponer al inversionista para favorecer su rentabilidad, son muy negativas sobre el propietario. Por otro lado, el escenario PE5.2 entrega una opción viable que no deja de ser muy arriesgada. Estos resultados junto con los del modelo de propiedad privada, permiten concluir que no es recomendable para el Estado hacerse cargo de las plantas como propietario, ya que si bien tiene una alternativa viable y todo el dinero recaudado en impuestos lo volvería muchísimo más rentable, el costo capital es muy alto como

para que el estado pueda asumirlo. Sin embargo, si se recomienda que el Estado entregue un aporte de un 5% para un proyecto de propiedad privada e inclusive que sirva de auxilio en caso de que se presenten atrasos; esto debido a que con la presencia de los reactores, tanto el Estado como los privados obtienen beneficios, el Estado tendría que aportar una menor cantidad de dinero que con los impuestos recaudados en 60 años de la propia planta, le permitirían acabar con utilidades positivas.

El motivo por el que las plantas fueron consideradas para ser construidas en la década del 2030 se debe a que Chile no tiene los organismos pertinentes que puedan servir de reguladores para la generación eléctrica por la vía nuclear, eso implica que en caso de considerar un proyecto de este estilo primero se debería crear un organismo equivalente a la NRC de Estados Unidos, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) de España o la “Office for Nuclear Regulation” (ONR) del Reino Unido, o sea un organismo que apruebe o rechace las licitaciones para la construcción de reactores, que supervise la seguridad en la operación de los mismos y que regule el uso del combustible y gestión de los residuos nucleares. Además, se debe cumplir con todas las regulaciones internacionales para poder construir reactores nucleares. Actualmente la Ley de Seguridad Nuclear mantiene a la CCHEN como ente regulador, pero no tiene unos estándares de seguridad en reactores ni tampoco un reglamento que indique los puntos que se deben cumplir para la construcción de alguno de ellos. Es una gran incógnita cuánto tiempo puede tomar la creación de un organismo de este estilo o entregarle las herramientas a la CCHEN para que se convierta en ese organismo, pero se asume que sería muy complicado aprobar la construcción de una planta antes del 2025, considerando que se comenzara de inmediato con todo el proceso legal.

De todas maneras los reactores nucleares se proponen como una solución muy efectiva a la generación eléctrica limpia, el cambio climático es una realidad que debe ser combatida en todos los países, incluyendo Chile. Es una solución que entrega una enorme cantidad de energía y potencia durante la mayor parte del día, y al mismo tiempo una de las fuentes de energía con menos emisiones de dióxido de carbono, siendo mejorada en ese aspecto solamente por la energía eólica. El aumento sostenido que experimentará la demanda eléctrica en el país, invita a tomar acciones lo más rápido posible para no depender de las centrales convencionales y mover la matriz hacia soluciones mucho más sustentables.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía Comisión Nacional de Energía. *Potencia Instalada*. Mayo de 2020. URL: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>
- [2] Secretaría del IPCC. *Comunicado de Prensa del IPCC*. Inf. téc. IPCC, ago. de 2021. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release-Final_es.pdf
- [3] Antonio Broto. “La ONU pide no excluir la energía nuclear de la lucha contra el cambio climático”. En: *Agencia EFE* (ago. de 2021). URL: <https://www.efe.com/efe/america/sociedad/la-onu-pide-no-excluir-energia-nuclear-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/20000013-4606103>
- [4] Comisión Nacional de Energía. *Informe preliminar de previsión de demanda 2019 - 2039, Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos*. Inf. téc. Ministerio de Energía, dic. de 2019
- [5] Comité Consultivo de Energía. *Hoja de ruta hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile 2050*. Inf. téc. Ministerio de Energía, sep. de 2015
- [6] Ministerio de Energía. *Energía 2050, Política Energética de Chile*. Inf. téc. Ministerio de Energía, dic. de 2015
- [7] Gerencia de Planificación de la Transmisión. *Proyección de Demanda Eléctrica 2018 - 2038*. Inf. téc. Coordinador Eléctrico Nacional, ene. de 2019
- [8] Elena Bellver. *Fisión Nuclear*. URL: <https://erenovable.com/fision-nuclear/>
- [9] Sayed A. El-Mongy. “Recent Verification Techniques of Fissile Nuclear Content in Nuclear Fuel”. En: (2006). URL: https://www.researchgate.net/publication/318281376_Recent_Verification_Techniques_of_Fissile_Nuclear_Content_in_Nuclear_Fuel
- [10] Raymond L. Murray. *An introduction to the concepts, systems, and applications of nuclear processes*. Ed. por Butterworth-Heinemann. Elsevier, 2009
- [11] World Nuclear Association. *Nuclear Fuel Cycle Overview*. 2020. URL: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/introduction/nuclear-fuel-cycle-overview.aspx>
- [12] World Nuclear Association. *How uranium is made into nuclear fuel?* 2021. URL: <https://www.world-nuclear.org/nuclear-essentials/how-is-uranium-made-into-nuclear-fuel.aspx>
- [13] Wikipedia. URL: https://es.wikipedia.org/wiki/Centrifugadora_de_gas
- [14] Foro Nuclear. *Etapas para la obtención del combustible nuclear a partir del uranio*. URL: <https://www.foronuclear.org/actualidad/a-fondo/etapas-para-la-obtencion-del-combustible-nuclear-a-partir-del-uranio/>

- [15] Universidad de Córdoba. *Instalaciones de gestión y tratamiento de residuos radiactivos en España*. URL: <https://www.catedraenresauco.com/instalaciones-de-gestion-y-tratamiento-de-residuos-radiactivos-en-espana/>
- [16] World Nuclear Association. *Uranium Markets*. URL: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/uranium-markets.aspx>
- [17] World Nuclear Association. *Nuclear Power Reactors*. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/nuclear-power-reactors.aspx>
- [18] World Nuclear Association. *Reactor Database Search*. URL: [https://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/reactor-database-search.aspx?source=%7B%22query%22:%7B%22match_all%22:%7B%7D%7D,%22size%22:25,%22sort%22:\[%7B%22index.sort_name.exact%22:%7B%22order%22:%22asc%22%7D%7D\]%7D](https://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/reactor-database-search.aspx?source=%7B%22query%22:%7B%22match_all%22:%7B%7D%7D,%22size%22:25,%22sort%22:[%7B%22index.sort_name.exact%22:%7B%22order%22:%22asc%22%7D%7D]%7D)
- [19] Neil E. Todreas Mujid S. Kazimi. *Nuclear Systems Volume I: Thermal and Hydraulic Fundamentals*. Ed. por CRC Press. 2011
- [20] Kenneth D. Kok. *Nuclear Engineering Handbook*. CRC Press, 2009
- [21] Pittsburgh Business Times. *Westinghouse nuclear power plant begins connecting to grid in China*. URL: <https://www.bizjournals.com/pittsburgh/news/2018/07/02/westinghouse-nuclear-power-plant-begins-connecting.html>
- [22] T.L. Schulz. "Westinghouse AP1000 advanced passive plant". En: *Nuclear Engineering and Design* (2006), págs. 1547-15557
- [23] Advanced Reactors Information System. *Status report 81 - Advanced Passive PWR (AP 1000)*. Inf. téc. IAEA, 2011. URL: <https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf>
- [24] U.S. NRC. *AP1000 Design Control Document, Steam and Power Conversion System*. Inf. téc. United States Nuclear Regulatory Commission, 2008
- [25] World Nuclear News. *Fourth Chinese AP1000 enters commercial operation*. Ene. de 2019. URL: <https://world-nuclear-news.org/Articles/Fourth-Chinese-AP1000-enters-commercial-operation>
- [26] Reactor Development Business Unit. *CANDU 6 Technical Summary*. Inf. téc. CANDU 6 Program Team, 2005
- [27] Centro Democracia y Comunidad. *Análisis de la Ley N°18.302 de Seguridad Nuclear y su Aplicabilidad Actual*
- [28] Ministerio de Minería. *Ley 18302, Ley de Seguridad Nuclear*. Feb. de 2010
- [29] World Nuclear Association. *Climate Change - The Science*. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/climate-change-the-science.aspx>
- [30] Think Geenergy. *Geothermal energy is least land-use intense source of the renewable energy technologies*. URL: <https://www.thinkgeoenergy.com/geothermal-energy-is-least-land-use-intense-source-of-the-renewable-energy-technologies/>
- [31] World Nuclear Association. *Nuclear Energy and Sustainable Development*. 2020. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/nuclear-energy-and-sustainable-development.aspx>
- [32] World Nuclear Association. *Radioactive Waste Management*. URL: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/radioactive-waste-management.aspx>

- [33] Wikipedia. *Residuo radiactivo*. URL: https://es.wikipedia.org/wiki/Residuo_radiactivo
- [34] Comisión Chilena de Energía Nuclear. *Consideraciones para el Emplazamiento de una Central Nuclear de Potencia (CNP)*. Inf. téc. Ministerio de Energía, 2018
- [35] IDOM Nuclear Services. *Informe Final: Modelo y estimación de costos para la implantación de una central nuclear en Chile*. Inf. téc. Comisión Chilena de Energía Nuclear, 2017
- [36] Wikipedia. *Accidente de Chernóbil*. URL: https://es.wikipedia.org/wiki/Accidente_de_Chern%C3%B3bil
- [37] National Geographic. *El desastre de Chernóbil: qué ocurrió y sus consecuencias a largo plazo*. URL: <https://www.nationalgeographic.es/historia/2019/05/el-desastre-de-chernobil-que-ocurrio-y-sus-consecuencias-largo-plazo>
- [38] Chernobyl WEL. *La historia de Chernóbil*. URL: <https://www.chernobylwel.com/es/la-historia-de-chernobil>
- [39] Comisión Chilena de Energía Nuclear. *Experiencia en Chernobyl*. URL: https://www.cchen.cl/?page_id=1592
- [40] Wikipedia. *Accidente Nuclear de Fukushima I*. URL: https://es.wikipedia.org/wiki/Accidente_nuclear_de_Fukushima_I
- [41] World Nuclear Association. *Fukushima Daiichi Accident*. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/fukushima-daiichi-accident.aspx>
- [42] BBC News. *Fukushima disaster: What happened at the nuclear plant?* URL: <https://www.bbc.com/news/world-asia-56252695>
- [43] NEI.org. *Land Needs for Wind, Solar Dwarf Nuclear Plant's Footprint*. URL: <https://www.nei.org/news/2015/land-needs-for-wind-solar-dwarf-nuclear-plants>
- [44] World Nuclear Association. *Cooling Power Plants*. 2020. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/cooling-power-plants.aspx>
- [45] Wikipedia. *Central Nuclear*. URL: https://es.wikipedia.org/wiki/Central_nuclear
- [46] Cheng Wang Changqi Yan Jianjun Wang Chungping Tian Shengzhi Yu. "Parametric optimization of steam cycle in PWR nuclear power plant using improved genetic-simplex algorithm". En: *Elsevier* (2017)
- [47] GE Steam Power. *Nuclear Power Product Catalog - Steam Turbine Product Portafolio*. Inf. téc. General Electric Company, 2019
- [48] GE Steam Power. *Nuclear Power Product Catalog - Turbine Generator Package*. Inf. téc. General Electric Company, 2019
- [49] Sulzer. *SJD (CEP) vertical multistage can pump for condensate extraction*. Inf. téc. 2019
- [50] U.S. NRC. *Watts Bar - Main steam and power conversion systems*. Inf. téc. United States Nuclear Regulatory Commission
- [51] Foster Wheeler. *Foster Wheeler Condensers and Feedwater Heaters*. Inf. téc. Foster Wheeler
- [52] a Fluor Company Stork. *Deaerator: Lünen Power Station - Coventional Power*. URL: <https://www.stork.com/en/client-cases/luenen-power-station-coventional-power>

- [53] a Fluor Company Stork. *Deaerator: Olkiluoto Nuclear Power Plant*. URL: <https://www.stork.com/en/client-cases/olkiluoto-nuclear-power-plant>
- [54] Thermal Engineering. *Qué es Deaerator – Principio de funcionamiento – Definición*. URL: <https://www.thermal-engineering.org/es/que-es-deaerator-principio-de-funcionamiento-definicion/>
- [55] Suzler. *Cutting-edge pumping solutions for the nuclear power industry*. Inf. téc. Sulzer, 2020
- [56] Servicio de Impuestos Internos. *Tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado*. URL: https://www.sii.cl/valores_y_fechas/tabla_vida_util_activo_inmovilizado_existente_4.html
- [57] Investing.com. *USD/CLP - Dólar Peso chileno*. URL: <https://es.investing.com/currencies/usd-clp-historical-data>
- [58] Comisión Nacional de Energía. *Precio Medio de Mercado*. URL: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>
- [59] Enérgya VM. *¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)?* 2020. URL: <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- [60] World Nuclear Association. *Economics of Nuclear Power*. 2020. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- [61] Tyler Tringas. *Costo Nivelado de Energía en Chile*. 2011. URL: https://www.nrdc.org/sites/default/files/ene_11052401b.pdf

Anexos

Apéndice A

Potencias Instaladas

Tecnología	[MW]
Biogás	63
Biomasa	359
Biomasa – Petróleo N°6	88
Carbón	4053
Carbón - Petcoke	702
Cogeneración	18
Eólica	2137
Fuel Oil N°6	143
Gas Natural	4332
Geotérmica	40
Hidráulica Embalse	3422
Hidráulica Pasada	2819
Mini Hidráulica Pasada	521
Petcoke	21
Petróleo Diesel	3019
Propano	14
Solar	2994
Total	24745

Figura A.1: Capacidad instalada del SEN por fuente de energía [1].

Tecnología	Potencia Neta [MW]
Petróleo Diesel	6.75
Hidráulica Pasada	1.45
Total	8.2

Figura A.2: Capacidad instalada del Sistema de Los Lagos por fuente de energía [1].

Tecnología	Potencia Neta [MW]
Petróleo Diesel	30.315
Hidráulica Pasada	22.64
Eólica	3.12
Total	56.1

Figura A.3: Capacidad instalada del SEA por fuente de energía [1].

Tecnología	Potencia Neta [MW]
Petróleo Diesel	4.3
Total	4.3

Figura A.4: Capacidad instalada del sistema de Isla de Pascua por fuente de energía [1].

Tecnología	Potencia Neta [MW]
Eólica	2.55
Gas Natural	88.75
Petróleo Diesel	16.09
Total	107.4

Figura A.5: Capacidad instalada del SEM por fuente de energía [1].

Apéndice B

Información adicional de reactores

Nuclear Power Plant Units by Nation							
Nation	# Units ^a	# PWR ^b	Mwe	# BWR ^c	MWe	# Other ^d	Total MWe
Argentina	3					2	935
Armenia	1	1					376
Belgium	7	7	5801				5801
Brazil	3	2	1901				1901
Bulgaria	4	2	1906				1906
Canada	22					22	15,164
China	31	11	6894				6894
China (Taiwan)	8	2	1780	4	3104		4884
Czech Republic	6	6	3472				3472
Finland	5	2	976	2	1680		2656
France	60	58	63,130			1	63,363
Germany	17	11	13,972	6	6457		25,829
Hungary	4	4	1759				1759
India	23			2	300	15	3732
Japan	58	23	18,425	32	29,164		47,589
Lithuania	1					1	1185
Mexico	2			2	1360		1360
Netherlands	1	1	485				485
Pakistan	3	1	300			1	425
Romania	5					2	1416
Russia	38	15	10,964			16	21,743
Slovakia	7	5	2838				2838
Slovenia	1	1	666				666
South Africa	2	2	1800				1800
South Korea	26	16	14,231			4	16,810
Spain	8	6	5930	2	1509		7439
Sweden	10	3	2705	7	6211		8916
Switzerland	5	3	1700	2	1520		3220
Ukraine	19	16	14,057				14,057
United Kingdom	19	1	1188			18	10,982
United States	105	69	67,693	35	34,364		102,057
	443	265	243,635	94	85,669	84	376,342

Figura B.1: Lista de todos los países con sus respectivos reactores operativos y en construcción para el año 2009, junto con las potencias generadas [20].

HTGR Plants Constructed and Operated

Feature	Dragon	Peach Bottom	AVR	Fort St. Vrain	THTR	HTTR	HTR-10
Location	UK	USA	Germany	USA	Germany	Japan	China
Power (MW(t)/Mwe)	20/ -	115/40	46/15	842/330	750/300	30/-	10/-
Fuel elements	Cylindrical	Cylindrical	Spherical	Hexagonal	Spherical	Hexagonal	Spherical
He temp (In/Out°C)	350/750	377/750	270/950	400/775	270/750	395/950	300/900
He press (Bar)	20	22.5	11	48	40	40	20
Pwr density (MW/m ³)	14	8.3	2.3	6.3	6	2.5	2
Fuel coating	TRISO ^a	BISO ^b	BISO ^b	TRISO ^a	BISO ^b	TRISO ^a	TRISO ^a
Fuel kernel	Carbide	Carbide	Oxide	Carbide	Oxide	Oxide	Oxide
Fuel enrichment	LEU ^c / HEU ^d	HEU ^d	HEU ^d	HEU ^d	HEU ^d	LEU ^c	LEU ^c
Reactor vessel	Steel	Steel	Steel	PCRV ^e	PCRV ^e	Steel	Steel
Operation years	1965–1975	1967–1974	1968–1988	1979–1989	1985–1989	1998–	1998–

Figura B.2: Comparativa de todas las plantas HTGR construidas y en operación [20].

Apéndice C

Especificaciones de equipos del ciclo primario del reactor AP1000

Reactor core

Active core height	4.267 m
Equivalent core diameter	3.04 m
Average linear heat rate	18.7 KW/m
Average fuel power density	40.2 KW/KgU
Average core power density	109.7 MW/m ³
Fuel material	Sintered UO ₂
Cladding material	ZIRLO™
Outer diameter of fuel rods	9.5 mm
Rod array of a fuel assembly	Square , 17x17,XL
Number of fuel assemblies	157
Enrichment of reload fuel at equilibrium core	4.8 Weight %
Fuel cycle length	18 Months
Average discharge burnup of fuel	60000 MWd/Kg
Control rod absorber material	Ag-In-Cd(Black), Ag-In-Cd /304SS(Gray)
Soluble neutron absorber	H ₃ BO ₃

Figura C.1: Especificaciones del núcleo del reactor [23].

Reactor pressure vessel

Inner diameter of cylindrical shell	4038.6 mm
Wall thickness of cylindrical shell	203 mm
Design pressure	17.2 MPa(a)
Design temperature	343.3 °C
Base material	Carbon Steel
Total height, inside	12056 mm

Figura C.2: Especificaciones de la vasija del reactor [23].

Steam generator or Heat Exchanger

Type	Delta-125, U-Tube, Vertical
Number	2
Total tube outside surface area	11477 m ²
Number of heat exchanger tubes	10025
Tube outside diameter	17.5 mm
Tube material	Inconel 690-TT
Transport weight	663.7 t

Figura C.3: Especificaciones del generador de vapor [23].

Reactor coolant pump (Primary circulation System)

Number of pumps	4
Pump speed	1800 rpm
Head at rated conditions	111.3 m
Flow at rated conditions	4.97 m ³ /s

Figura C.4: Especificaciones de las bombas de refrigeración del reactor [23].

Pressurizer

Total volume	59.47 m ³
Steam volume (Working medium volume): full power/zero power	31.14 m ³
Heating power of heater rods	1600 kW

Figura C.5: Especificaciones del presurizador [23].

Apéndice D

Resultados del estudio financiero de la CCHEN

Tabla D.1: Resultados de caso base para una planta con 2 LWR de dominio público [35]

Factor	Unidades	Escenario
Hipótesis generales		
Fecha de construcción	año	2028
Período de construcción	años	6
Período de operación	años	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70
Precio de potencia	US/KW/mes	8,2
Reactor LWR	MWe	1.200
Número de unidades	Unidades	2
Factor de planta	S/D	0,9
Tasa de descuento LCOE	%	6
Otras aplicaciones	n.a	No
Hipótesis avanzadas		
Propiedad	n.a	Pública
Financiamiento ajeno	%	60
Financiamiento propio	%	40
Resultados		
TIR proyecto	%	2,4
VAN proyecto con WACC	mill. USD	4.726
WACC	%	5,5
Payback proyecto	años	38
TIR inversionista	%	1,9
VAN inversionista con Ke	mill. USD	3.221
Costo de Capital (Ke)	%	6
Payback inversionista	años	52
Costo (sin IVA)	USD/KW	5.163
LCOE (sin IVA)	USD/KW	79,7

Tabla D.2: Resultados de caso base para una planta con 2 HWR de dominio público [35]

Factor	Unidades	Escenario
Hipótesis generales		
Fecha de construcción	año	2028
Período de construcción	años	6
Período de operación	años	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70
Precio de potencia	US/KW/mes	8,2
Reactor LWR	MWe	1.200
Número de unidades	Unidades	2
Factor de planta	S/D	0,9
Tasa de descuento LCOE	%	6
Otras aplicaciones	n.a	No
Hipótesis avanzadas		
Propiedad	n.a	Pública
Financiamiento ajeno	%	60
Financiamiento propio	%	40
Resultados		
TIR proyecto	%	2,1
VAN proyecto con WACC	mill. USD	5.512
WACC	%	5,5
Payback proyecto	años	41
TIR inversionista	%	1,4
VAN inversionista con Ke	mill. USD	3.693
Costo de Capital (Ke)	%	6
Payback inversionista	años	56
Costo (sin IVA)	USD/KW	5.660
LCOE (sin IVA)	USD/KW	84

Tabla D.3: Resultados de caso base para una planta con 2 LWR de dominio privado [35]

Factor	Unidades	Escenario
Hipótesis generales		
Fecha de construcción	año	2028
Período de construcción	años	6
Período de operación	años	60
Precio de la electricidad	US/MWh	70
Precio de potencia	US/KW/mes	8,2
Reactor LWR	MWe	1.200
Número de unidades	Unidades	2
Factor de planta	S/D	0,9
Tasa de descuento LCOE	%	6
Otras aplicaciones	n.a	No
Hipótesis avanzadas		
Propiedad	n.a	Privada
Financiamiento ajeno	%	60
Financiamiento propio	%	40
Resultados		
TIR proyecto	%	5,1
VAN proyecto con WACC	mill. USD	1.848
WACC	%	6,3
Payback proyecto	años	24
TIR inversionista	%	4,7
VAN inversionista con Ke	mill. USD	2.396
Costo de Capital (Ke)	%	8,2
Payback inversionista	años	34
Costo (sin IVA)	USD/KW	5.163
LCOE (sin IVA)	USD/KW	79,7