

Identificación de barreras institucionales, regulatorias y de mercado asociadas al desarrollo de la núcleo electricidad en mercado eléctrico chileno

Informe Final

Noviembre 22, 2018

Preliminary Disclaimer

A través de este documento se hace uso de estudios que han sido previamente realizados o licitados en estas materias por parte de la Comisión Chilena de Energía Nuclear, la Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Energía, siendo varios de estos concluyentes en una misma vía y manteniéndose vigentes muchos de los conceptos que han sido introducidos en forma previa. Por tanto, son citados estudios previos contratados por la Comisión Chilena de Energía Nuclear y sus contenidos presentados en forma mezclada pudiendo ser citada una o múltiples fuentes. Por otra parte, conceptos de carácter general o ideas fuerza de común conocimiento podrían no contar con una cita explícita debido a la dificultad de asociarla a un único contexto, persona, estudio, Ley o elemento particular.

CONTROL DE VERSIONES

Versión	Fecha	Redacción	Revisión	Aprobación	Comentarios
0	21/06/2018	Víctor Martínez Aranza	Bárbara Nagel Araya	Bárbara Nagel Araya	Definición de contenidos mínimos y títulos a incorporar
1	01/08/2018	Víctor Martínez Aranza	Bárbara Nagel Araya	Bárbara Nagel Araya	Presentación de avances y ajuste de contenidos
2	11/10/2018	Víctor Martínez Aranza	Bárbara Nagel Araya	Bárbara Nagel Araya	Primer Informe de Avance
3	13/11/2018	Víctor Martínez Aranza	Oscar Álamos (MEN)*	Bárbara Nagel Araya	Informe final preliminar con revisión externa **
4	30/11/2018	Víctor Martínez Aranza	Bárbara Nagel Araya	*	Informe Final

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN	6
DESARROLLO DE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA NUCLEAR.....	9
ENERGÍA NUCLEAR DE POTENCIA Y CAMBIO CLIMÁTICO	15
RECOMENDACIONES DE LA IAEA PARA EL CUERPO REGULADORIO NUCLEAR CHILENO.....	26
REGULACIÓN NUCLEAR, SEGURIDAD Y MERCADO ENERGÉTICO	29
FLEXIBILIDAD OPERACIONAL DE LAS CENTRALES NUCLEARES Y ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE.....	34
DESARROLLO NUCLEAR EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	38
ACUERDOS INTERNACIONALES Y COOPERACIÓN EN MATERIAS DE SEGURIDAD NUCLEAR Y PROTECCIÓN RADIOLÓGICA	40
DESARROLLO DE PROYECTOS Y PROCEDIMIENTOS SECTORIALES Y TÉCNICOS	42
GUÍAS Y MANUALES DE PROCEDIMIENTOS	43
<i>Caso especial: Normativa ambiental y guías para el desarrollo de proyectos.....</i>	<i>44</i>
ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS Y MECANISMOS DE GARANTÍA DE SUMINISTRO.....	47
ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	50
GENERALIDADES DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	51
SEGMENTO GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	53
SEGMENTO TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	53
SEGMENTO DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	56
CLASIFICACIÓN DE CLIENTES LIBRES Y REGULADOS	56
OPERACIÓN FÍSICA Y ECONÓMICA DEL MERCADO ELÉCTRICO	57
OPERACIÓN COMERCIAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	58
ENTIDADES REGULATORIAS VINCULADAS AL SECTOR ENERGÍA	59
MINISTERIO DE ENERGÍA	60
MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE (MMA)	60
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE).....	60
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES (SEC).....	61
PANEL DE EXPERTOS.....	61
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL	62
MODIFICACIONES RECIENTES (MAYORES) AL MARCO REGULADORIO ELÉCTRICO CHILENO	65
LEY DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO –LEY N° 20.220.....	67
ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES EN LA MATRIZ, LEYES 20.257 Y 20.698.....	67
NUEVA LEY DE LICITACIONES DE SUMINISTRO PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE PRECIOS (LEY 20.805).....	69
NUEVA LEY DE TRANSMISIÓN Y CREACIÓN DEL COORDINADOR ELÉCTRICO INDEPENDIENTE, LEY N°20.936	70
<i>Polos de Desarrollo.....</i>	<i>72</i>
<i>Definición de Trazados.....</i>	<i>73</i>
<i>Acceso Abierto.....</i>	<i>73</i>
<i>Remuneración del Sistema</i>	<i>73</i>
<i>Compensaciones por Indisponibilidad de Suministro</i>	<i>73</i>
<i>Servicios Complementarios, SSCC</i>	<i>74</i>

LEY 20.987: NUEVO ROL DE ENAP EN EL MERCADO ELÉCTRICO	74
BARRERAS ESTRUCTURALES AL DESARROLLO NUCLEAR DE POTENCIA EN CHILE.....	76
ACTUALIDAD TECNOLÓGICA Y COMPETENCIA.....	88
GESTIÓN DE LOS RIESGOS OBSERVABLES EN TECNOLOGÍAS NUCLEARES.....	96
DE NATURALEZA REGULATORIA, RIESGO POLÍTICO E INSTITUCIONAL	101
<i>Rol como inversionista de estado en el sector eléctrico: Oportunidades para el desarrollo del sector nuclear a través de ENAP.....</i>	<i>103</i>
DE NATURALEZA DE MERCADO Y RIESGO FINANCIERO.....	109
<i>Acceso a contratos de suministro regulado como mecanismo de estabilización de ingresos</i>	<i>111</i>
<i>Oportunidades de contratación en el mercado de clientes libres.....</i>	<i>117</i>
<i>Riesgos financieros: Costos de inversión de las tecnologías nucleares.....</i>	<i>119</i>
<i>Oportunidades de contratación de un proyecto nuclear.....</i>	<i>128</i>
SÍNTESIS DE LOS DESAFÍOS REGULATORIOS Y MERCADO: ¿CÓMO SEGUIMOS?	133
<i>Insuficiencias del marco regulatorio de la CCHEN: Independencia orgánica, funcional y estructural</i>	<i>139</i>
<i>Las nuevas tecnologías, rechazo social y educación</i>	<i>142</i>
<i>Aceptación Pública</i>	<i>144</i>
<i>Seguro de responsabilidad civil:.....</i>	<i>144</i>
BIBLIOGRAFÍA	145

Tabla de Ilustraciones

Figura 1: Desafíos en etapa temprana para el desarrollo de un Programa Nuclear de Potencia [5]	10
Figura 2: Diseño del programa nuclear de potencia. Primera Fase. Elaboración Propia	12
Figura 3: Estimaciones de incremento de temperatura global al 2100 y escenarios de reducción [13].....	16
Figura 4: China, el gran actor para la mitigación del cambio climático.....	16
Figura 5: Emisiones mundiales de gases de efecto invernadero por fuente principal entre 1990-2014 basadas en el potencial de calentamiento global de 100 años. Fuente de datos OECD, 2017 [20].	17
Figura 6: Emisiones globales de CO ₂ relacionadas al sector energía por sector y combustible. Fuente: OEC, 2017 [20]	18
Figura 7: Ciclo vital de emisiones de GEI de tecnologías de generación de electricidad	19
Figura 8: Breakdown de la energía renovable variable en la matriz mundial de generación de electricidad. Fuente: IRENA 2050 RoadMap, 2018.....	21
Figura 9: Proyecciones del empleo producidos por el sector energía [27].....	22
Figura 10: Emisiones totales de GEI por unidad de electricidad producidas a lo largo de todo el ciclo de vida de las distintas tecnologías de generación de electricidad [22]	22
Figura 11: Incorporación de flexibilidad en diseño y licenciamiento [35].....	30
Figura 12: Proceso simplificado del licenciamiento genérico	31
Figura 13: Perfil de generación de la Unidad CATTENOM 2 (reactor), Agosto 15/08/14. Data provista por RTE [39].	34
Figura 14: Capacidad instalada en Chile al 1 de Mayo de 2018. Fuente: CNE, Coordinador, 2018	51
Figura 15: Evolución histórica de la demanda por sistema eléctrico. Fuente: CNE, 2018	52
Figura 16: Proceso de determinación de las obras de expansión del sistema de transmisión.	54
Figura 17: Proceso de caracterización de instalaciones de transmisión para el proceso de valorización de instalaciones.	54
Figura 18: Elementos fundamentales y procedimiento de Valorización de las instalaciones de transmisión	55
Figura 19: Ejemplo del orden de mérito del despacho económico en el antiguo SIC. Fuente: Coordinador.....	58
Figura 20: Esquema de operación del mercado eléctrico chileno - Elaboración propia	59
Figura 21: Entidades regulatorias y organismos involucrados en la cadena de suministro eléctrico	59
Figura 22: Ciclo del combustible nuclear y etapas del negocio nuclear. Fuente: © IDOM-CCHEN, 2018.....	80
Figura 23: Producción de Shale Gas en US. Fuente: ©Bloomberg BNEF Summit, Octubre 2018.....	89
Figura 24: US Permian Oil production. Fuente: ©Bloomberg BNEF Summit, Octubre 2018.....	90
Figura 25: Evolución de los precios promedio de las licitaciones globales adjudicadas a fuentes renovables.	92
Figura 26: Esquema de una central CSP de torre con sistema de almacenamiento. Fuente: SAM 2017, ©NREL [65]	93
Figura 27: Comparación de opciones de suministro respecto al escenario regulado tradicional.....	95
Figura 28: Tipos de Riesgos que debe enfrentar un nuevo proyecto de infraestructura energética en Chile	96
Figura 29: Identificación de los riesgos y criticidades en el desarrollo de un programa nuclear de potencia.	97
Figura 30: Overnight Cost de las tecnologías de generación de electricidad. Fuente: MIT, 2018	98
Figura 31: Toma de decisión de contratación en la fase previa de búsqueda de financiamiento	100
Figura 32 Ofertas en proceso de Licitación 2015/01 en donde participa ENAP con un proyecto a GNL.	106
Figura 33: mecanismos de resguardo para asegurar la concreción de las ofertas	112
Figura 34: Cronograma de licitaciones propuesto por CNE a fines de 2017 (previo a actual postergación de procesos hasta la próxima revisión de requerimientos durante 2019). Fuente: CNE, 2017	114
Figura 35: Oportunidades de contratación en el mercado regulado.....	115
Figura 36: algunos de los criterios a considerar en el desarrollo de una política de alternativas de suministro para clientes sujetos a regulación de precio.....	116
Figura 37: mecanismos de flexibilización de licitaciones de suministro regulado	116
Figura 38: Evolución de las ventas en el SEN (2017 -2018). Fuente: CEN, 2018.....	118
Figura 39: Escenarios de costo marginal en las principales barras del sistema entre el 2019 - 2037.....	119
Figura 40: Costos de inversión Overnight (2010US\$/kW) de reactores nucleares en US y duración del periodo de construcción[75].	120

Figura 41: Costos (2010US\$) de construcción Overnight de reactores nucleares a nivel globales corregidos por GDP. ...	120
Figura 42: Costos de inversión de proyectos y sus componentes base [77]	121
Figura 43: Fuentes de financiamiento a través del desarrollo de un proyecto nuclear. Fuente: KPMG, 2017	122
Figura 44: Estructura de financiamiento de Hinkley Point C en UK. Fuente: KPMG, 2017	123
Figura 45: Costos Overnight para una central nuclear para distintas tasas de interés (WACC).....	124
Figura 46: Relaciones entre generadores y la demanda.....	128
Figura 47: Evolución de precio medio de adjudicación (ofertado) vs. Niveles de energía	129
Figura 48: Evolución de los costos marginales del SIC y el SEN y el precio medio de mercado para el periodo 2006 - 2018	130
Figura 49: Microgramos de Material Particulado (MP 2.5) por metro cúbico promedio anual en el territorio chileno [91].	133
Figura 50: Evolución histórica de la generación eléctrica en Japón [TWh]. Fuente: EIA, 2018	136
Figura 51: Pilares del Plan Estratégico de Energía Japonés	138

Introducción

Los mercados energéticos en el mundo entero se encuentran bajo un proceso de cambios sin precedentes, los que son conducidos por la innovación tecnológica, el empoderamiento de la sociedad civil, el aumento de las exigencias de los consumidores, junto con el desarrollo de compromisos en materia de cambio climático y el fomento a las energías renovables; todos ellos, temas que desafían el diseño de las políticas públicas, el rol de los reguladores del mercado, las empresas eléctricas y consumidores en el mundo entero.

La energía es el motor del desarrollo de cualquier país, especialmente de uno que busca alcanzar el desarrollo y cumplir con los desafíos de ser un país OECD. En efecto, la inversión en el sector energía se constituye como buena noticia para los ciudadanos y las comunidades, generando oportunidades de desarrollo económico local, que faciliten una distribución equitativa de los costos y beneficios asociados al desarrollo energético del país.

Sin embargo, son diversos y complejos los desafíos que Chile aún deberá seguir enfrentando en miras a cumplir los objetivos que la agenda política, el cuidado y protección del medio ambiente junto a una sociedad cada vez más empoderada le han impuesto directa e indirectamente al sector energético. Entre los más relevantes se destacan [1]:

- El desarrollo de una economía y matriz energética capaz de enfrentar restricciones crecientes a las emisiones de CO₂ como consecuencia de la amenaza del Cambio Climático, basada en los acuerdos internacionales suscritos por el país; junto con las exigencias de la sociedad y consumidores por mitigar y reducir las emisiones de GEI. Logrando al mismo tiempo, que la matriz energética no sea un obstáculo y que, por el contrario, estimule el crecimiento y permita un desarrollo competitivo de nuestra economía a nivel internacional.
- Una sociedad civil más exigente en los estándares ambientales y sociales de diseño, y de desarrollo y operación de los proyectos e infraestructura energética, lo que se constituye en nuevas restricciones y mayores exigencias en materia ambiental y desarrollo sustentable.
- La imperativa necesidad de transformar la matriz energética de distintas ciudades de Chile que actualmente han sido clasificadas como zonas saturadas y enfrentan altos niveles de contaminación del aire.
- Brindar acceso a servicios energéticos a aquellos ciudadanos que aún no cuentan con servicios básicos de energía, y que por lo general están en lugares remotos, así como aquellos que viven en una situación de pobreza energética dado sus exiguos niveles de ingreso[2].
- Garantizar la seguridad energética en una economía global más integrada, pero con una competencia aún más intensa por el control de los recursos energéticos.

El desarrollo de una infraestructura energética que reconoce las visiones y necesidades regionales y locales, siendo al mismo tiempo capaz de potenciar un desarrollo coherente con la gestión del territorio; es aquel que incorpora a todos los actores y en donde el estado tiene un rol clave en la planificación del territorio. Lo anterior, es un elemento esencial para el segmento generación-transmisión especialmente en un escenario de futuro en donde la energía nuclear de potencia sea considerada como una de las alternativas de diversificación de la matriz energética.

La factibilidad de un escenario en donde la tecnología nuclear de potencia sea una alternativa válida, sólo podrá ser posible a partir del desarrollo de una clara voluntad política en materia nuclear que desarrolle la

institucionalidad necesaria y trace un plan estratégico de largo plazo que no deje de lado los avances realizados en el pasado. En cambio de ello, debe ser aquel que retome las cartas de navegación (lecciones aprendidas) que han sido dejadas, sean estas de carácter nacional o internacional y que además considere los avances y tecnologías de futuro en materia nuclear como parte del marco de la política energética.

En la Política Energética Nacional al 2050 se establecieron cuatro pilares en los que la energía nuclear de potencia sería capaz de aportar y ser clave en su cumplimiento. El apoyo a la seguridad y calidad de suministro; una costo efectiva operación del sistema eléctrico nacional, la diversificación de la matriz energética y el fomento a la participación de combustibles bajos en emisiones de GEI y contaminantes atmosféricos¹; en todos ellos, la opción nuclear, vinculada a proyectos energéticos, traza parte del camino para desarrollar dichos lineamientos y alcanzar las metas propuestas a 2050; especialmente en un escenario de des-carbonización de la matriz energética nacional.

El éxito de éstas iniciativas requiere fortalecer los lazos entre las empresas y comunidades relacionadas al momento de considerar potenciales emplazamientos o el desarrollo de inversiones en materia energética a través de un proyecto energético, con acercamientos en forma temprana y considerando criterios de sustentabilidad ambiental abordando apropiadamente las externalidades, sean positivas como negativas y que incidan en el desarrollo local. Todos temas actualmente en revisión y estudio por parte de la Oficina Asesora de Desarrollo Estratégico y Energía Nuclear Potencia.

En este sentido, la reciente Política Energética de Chile ha sido foco de la atención del mundo entero por la novedad en su metodología y su éxito al ser capaces de plasmar distintas visiones en un Proceso de Planificación energética con líneas de acción y directrices claras. En efecto el desarrollo de un proceso de participación pública que incorpora a diversos actores relevantes que incluyen la Academia, la ciudadanía, el sector privado, las comunidades indígenas y organizaciones no gubernamentales, es una muestra un nuevo rol del estado; uno que es capaz de reunir y crear oportunidades para el diálogo sobre políticas públicas. Una muestra de lo que se necesita para enfrentar los desafíos de una sociedad empoderada que busca tener un rol protagónico en este tipo de procesos.

En el caso específico del sector eléctrico, uno de los mayores desafíos en esta medida está orientado al desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica de gran envergadura junto con aquellos asociados a infraestructura energética de red; ambos casos ven aumentada su criticidad cuando están directamente asociados a potenciales desarrollos en energía nuclear de potencia.

El cambio climático es otro de los temas que esta sobre la mesa cuando se habla de desafíos en materia energética. 195 países firmaron en 2015 el primer acuerdo vinculante mundial sobre el clima, con el objetivo de desarrollar acciones que frenen y reduzcan las emisiones de GEI². A nivel global la quema de combustibles

¹ El lineamiento 7, 18, 19, y 23 con sus respectivas metas. Ver también en *Energía 2050. Política Energética de Chile*. 2015. P: 51-80 y 99 – 106.

² El Acuerdo establece un plan de acción mundial que busca poner un límite al calentamiento global muy por debajo de 2°C. Se reconoce que la mayor fuente humana de emisiones de dióxido de carbono proviene de la combustión de combustibles fósiles, las que explican el 87% de las emisiones de dióxido de carbono humano, 17 y donde un 4% se atribuye a procesos industriales y un 9% a cambios en el uso de suelo

fósiles es responsable del 41% de las emisiones de CO₂ producidas por la quema de combustibles fósiles está asociada al sector eléctrico y un 22% al sector transporte³

La comunidad internacional ha puesto el acento en los esfuerzos necesarios para frenar el crecimiento de CO₂ en la atmósfera, a través de la sustitución de tecnologías del sector energético y de transporte, promoviendo el uso de energías limpias, especialmente una de mayor penetración de energías renovables, mayores niveles de eficiencia energética, y de prácticas agrícolas sostenibles⁴.

En el caso particular de Chile existe un compromiso al 2030 de reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB, sin considerar el sector forestal, en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007 (intensidad de emisiones de GEI por unidad de PIB), cifra que podría aumentar a 45% si se accede a financiamiento internacional.

La opción nuclear ha tomado fuerza como uno de los mecanismos factibles para enfrentar los desafíos globales como el cambio climático y los procesos de descarbonización de las matrices de generación. Se busca mantener y mejorar la sustentabilidad, suficiencia, seguridad y costo efectividad operacional del sistema eléctrico, siendo al mismo tiempo una potente medida para lograr un buen desempeño que combinado con energías renovables variables permite mantener el sincronismo de los sistemas eléctricos. Sin embargo, recuperar la confianza pública, fortalecer los lazos con las comunidades en forma temprana junto con trabajar en temas de formación en materia nuclear derribando mitos sobre el ciclo de combustibles, la radiación y la contaminación producida por residuos nucleares son materias que deben ser desarrolladas y trabajadas en profundidad.

La dramática reducción de los costos de inversión, el acceso a tasas sin precedentes de financiamiento, les ha permitido a las tecnologías de generación variable (principalmente Solar PV y Eólicos) competir con la generación convencional en los distintos esquemas de contratación; más aún, la expectativa de una reducción más dramática en sus costos de inversión, ha gatillado la adjudicación de importantes contratos de suministro de largo plazo a precios altamente competitivos. Estos menores costos han permitido el desarrollo de proyectos incurriendo en menores costos financieros.

Junto a la fuerte caída en los precios de las fuentes de generación de energías renovables, como la solar y eólica, también se ha dado en los últimos años una caída significativa en los costos de los sistemas de almacenamiento, como baterías. En este sentido, el interés en la tecnología nuclear como mecanismo de mitigación del cambio climático se contrapone a sus altos costos de inversión, resultando poco atractiva y en algunas economías puede llegar a ser considerado prohibitivo como es el caso de los países emergentes con altas tasas de crecimiento (ej. Zona Asia-Pacífico).

Lo anterior ha llevado a que la investigación y desarrollo de tecnologías nucleares de futuro se haya dirigido al diseño de reactores modulares de pequeña y mediana escala que aprovechan la reducción del tamaño del sistema, la estandarización del diseño, la modularización y otros métodos avanzados, que facilitan su

³ El carbón es el combustible fósil más intensivo en carbono. Por cada tonelada de carbón quemado, se producen cerca de 2,5 toneladas de CO₂e*, y de todos los combustibles fósiles es el que produce la mayor cantidad de dióxido de carbono. El carbón representa un tercio de la participación de los combustibles fósiles en el suministro mundial total de energía primaria, pero es responsable del 43% de las emisiones de dióxido de carbono del uso de combustibles fósiles.

⁴ Fuente: The World Bank Group. Turn down the Heat: Why a 4°C Warmer World Must be Avoided. Report No. 1, November 2012; the World Bank Group. Turn Down the Heat: Climate Extremes, Regional Impacts, and the Case for Resilience. Report No. 2, June 2013; the World Bank Group. Turn down the Heat: Confronting the New Climate Normal. Report No. 3, November 2014

construcción y futura comercialización. Al construir reactores más pequeños en lugar de unos pocos grandes, la producción en serie podría aplicarse para compensar la desventaja de la economía de escala de las tecnologías de gran tamaño incorporando además mayor flexibilidad a la operación de dichas centrales.

Los más recientes estudios en materia del desarrollo en energía nuclear de potencia en Chile, surgen de las recomendaciones realizadas en 2015 por el Comité de Energía Nuclear de Potencia - CENP (coloquialmente llamado - Comisión Zanelli), cuyos principales hallazgos y recomendaciones se encuentran contenidas en el estudio, *“Generación Nucleoeléctrica en Chile: hacia una decisión racional”*.

El mencionado estudio llama a desarrollar una profunda revisión del marco regulatorio del sector eléctrico y de seguridad nuclear así como los cambios necesarios en la orgánica de la CCHEN de manera que sea acorde a los desafíos de un estado moderno; elementos tales como la independencia de las funciones de regulación e investigación y fomento de programas y tecnología nuclear, son temas que han sido planteados como estratégicos y que deben trabajarse en paralelo [3].

En efecto, dentro de los resultados y recomendaciones propuestas de este estudio, está la necesidad de crear una Comisión Reguladora de Asuntos Nucleares y una Agencia de Investigación y fomento del desarrollo Nuclear que absorbe las demás funciones de la actual Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN), siendo aquella alternativa que mitiga los desafíos de un proceso de reestructuración de una organización robusta, cuya estructura puede ser simplificada y su orgánica desarrollada acorde a los desafíos transversales de modernización del estado liderados por la actual administración de estado, meta que es parte de la Ruta Energética 2018 -2022 presentada por el Presidente de la República el pasado mes de Mayo de 2018 [4].

En este sentido, parte del estudio regulatorio se enmarca en el levantamiento y actualización de todos aquellos aspectos de carácter institucional, normativo y sectorial, tanto en el mercado eléctrico como en su normativa de seguridad y calidad de servicio asociada necesarios para la incorporación de un programa nuclear de potencia; cuyo punto de partida es la incorporación de un escenario nuclear como parte de los escenarios de una planificación energética de largo plazo como todos aquellos criterios y desafíos en términos de mercado, técnicos, comerciales y de coordinación para su operación y efectiva remuneración.

Se requiere un análisis comparado con la experiencia internacional y mejores prácticas a través de los países que cuentan con un programa nuclear de potencia activo, así como el desarrollo de todas las competencias necesarias, especialmente en aquellos países que por primera vez se embarcan en el desarrollo de un proyecto de estas características.

Desde la creación de la CCHEN, Chile ha considerado en al menos tres ocasiones dar inicio a un Programa Nuclear de Potencia; sin embargo y debido a distintas razones (las que serán abordadas a través de este documento), siempre ha quedado relegado el desarrollo en sus etapas más tempranas. Lo anterior, lleva a repensar la forma de abordar este desafío, conociendo en primera instancia las razones fundadas que han postergado su desarrollo, así como entender cuáles son sus mayores desafíos. Por tanto, resulta necesario conocer de primera mano los desafíos y dar un vuelco completo a la forma en la que se ha abordado el tema en los últimos años.

Desarrollo de una política energética nuclear

El desarrollo de tecnología nuclear de potencia en Chile es sin duda un tema de política pública en materia energética para el que más allá de las condiciones técnicas, ambientales y económicas deben existir claros elementos de sustentabilidad social que cumplan las condiciones de valoración dadas por la sociedad desde

una mirada ecológica, social, cultural, ambiental y económica; todas ellas como parte de la planificación estratégica territorial asociada a un futuro emplazamiento de infraestructura nuclear en Chile. En este sentido, determinar la conveniencia de adoptar un programa Nuclear de Potencia – en adelante PNP, requiere superar un número no menor de brechas y desafíos; los que en forma macro y en una etapa muy temprana están descritos en la Figura 1.

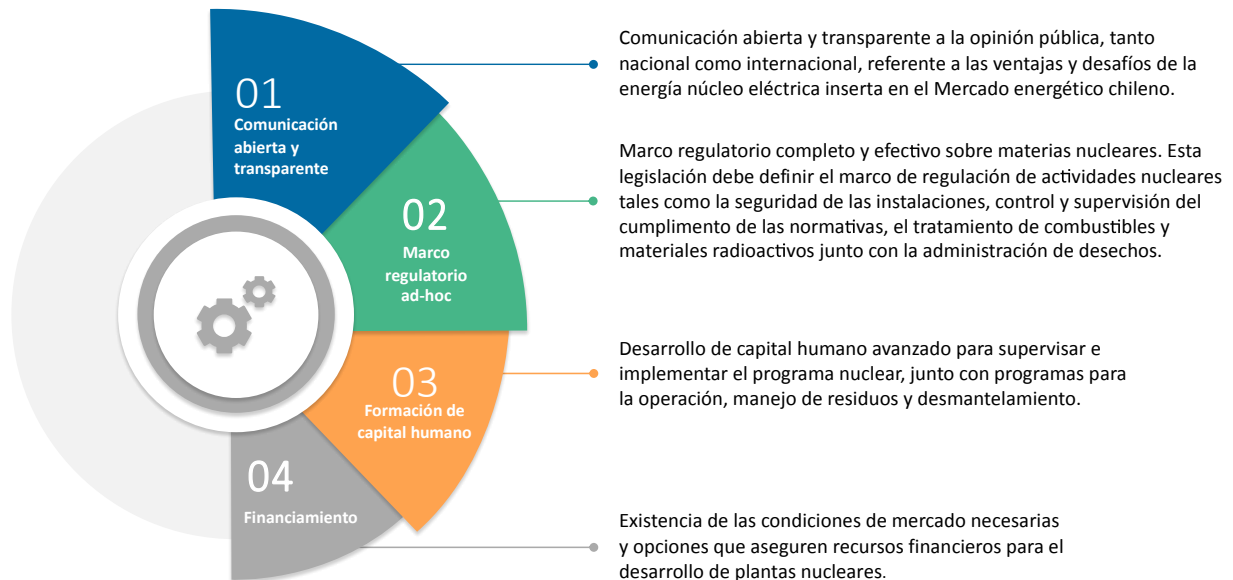


Figura 1: Desafíos en etapa temprana para el desarrollo de un Programa Nuclear de Potencia⁵ [5]

Superar estas barreras no es un hecho aislado y exclusivo de un PNP, en cambio de ello, son muchos los objetos de valoración ya han sido desarrollados en el marco de la promoción y el fomento de otras políticas públicas. Este es el caso de la hidroelectricidad sustentable, la Política Energética Nacional al 2050, los Planes Energéticos Regionales, el desarrollo de programas y normativas para el fomento de las energías renovables variables e inclusive en los *roadshows* que fomentan la inversión en el sector energético chileno, como es el caso de las licitaciones de suministro eléctrico que han sido desarrollados en los últimos años.

Todos éstos permiten contar con una plataforma base con modelos e insumos que facilitan o apoyan el desarrollo de un buen diagnóstico previo a un debate público-privado en donde la participación ciudadana sea clave, como sería el caso de un eventual PNP en Chile.

En definitiva, para lograr avanzar en el desarrollo de un programa nuclear de potencia se requiere contar con una infraestructura adecuada junto a un completo y claro marco normativo en materia de seguridad que garantice “que la utilización de esta forma de energía no conllevará riesgos inaceptables por la sociedad” [3].

En efecto, si bien no existe un escenario nuclear previo y como es parte de los resultados preliminares del estudio, los avances en el desarrollo de centrales nucleares en Chile han sido variables en los últimos 50 años, logrando siempre avances en términos de pre-factibilidad y formación de capital humano avanzado; sin embargo, han sido detenidos por distintos factores que pudiesen o no tener un sustento pleno u obedecer a condiciones de naturaleza económica o política; en cualquier caso y, de acuerdo a todos los estudios que han

⁵ Considerations to Launch a Nuclear Power Programme, ©IAEA-OECD, Vienna 2007

sido desarrollados en la última década por parte de la CCHEN, hoy día es posible bajo los escenarios adecuados ver como factible (en el muy largo plazo) el desarrollo de PNP en Chile cuya carta de navegación inicia en 2020 con un nuevo marco regulatorio y orgánica en materia nuclear y con la puesta en servicio de un programa Nuclear de Potencia en un horizonte cercano y no menor a 20 años.

El presente informe se embarca en el marco del desarrollo de las conclusiones del estudio: “*Generación Nucleoeléctrica en Chile: hacia una decisión racional*” realizado en el 2015 por CENP, en el cual se recomienda realizar una revisión del marco regulatorio del sector eléctrico así como los cambios en la orgánica de la CCHEN de manera que este adecuada a los desafíos de un estado moderno así como con roles separados [3].

En efecto, a través del documento se mantienen y refuerzan conclusiones de los estudios previos en esta materia, esto es, la necesidad de crear una *Comisión Reguladora de Asuntos Nucleares* y una *Agencia de Investigación y fomentos del desarrollo Nuclear* que absorba las demás funciones de la actual CCHEN, siendo esto desde una perspectiva crítica y basado en la evidencia internacional y lecciones aprendidas, la mejor alternativa o aquella que mitiga los desafíos de un proceso de reestructuración de una organización compleja inorgánica y robusta; organización cuya estructura puede ser simplificada y su orgánica desarrollada acorde a los desafíos transversales de modernización del estado que actualmente son parte de la Ruta Energética y son una política liderada desde la Presidencia de la República y compromiso de estado para el periodo 2018-2022.

En una medida se busca responder al menos dos preguntas:

- *¿Son necesarios grandes cambios en el marco regulatorio vigente de manera que sea posible el desarrollo de un programa nuclear de potencia?*
- *¿Es necesaria una nueva institucionalidad, la creación de nuevos organismos, o solamente basta con la asignación de nuevos roles?*

Para responder a éstas preguntas resulta necesario dividir el análisis en al menos tres grandes subtemas. El primero guarda relación con el mercado eléctrico propiamente tal y la forma como éste interactúa con los distintos agentes, instituciones y actores del mercado; la segunda guarda relación con la institucional en materia nuclear propiamente, de la cual subyace el tercer tema asociado a los programas de certificación y licenciamiento de centrales nucleares de potencia. Estas temáticas serán abordadas a través de todo el documento en ocasiones de forma muy específica y en otros en forma mezclada debida esencialmente a la natural interacción de éstas a través de todo el ciclo nuclear.

Estas tres miradas sin embargo deben ser recogidas y aterrizadas a la realidad y principios de funcionamiento técnicos y económicos del mercado eléctrico chileno; especialmente porque gran parte de la experiencia nuclear a nivel mundial subyace en mercados actualmente regulados o que lo fueron en sus etapas iniciales⁶, lo que representa una clara diferencia con la realidad chilena y su mercado; en el que se experimentó hace casi cuatro décadas (1979 -1982) la desregulación del mercado eléctrico siendo pionero en la creación de un ecosistema competitivo en el segmento generación y en donde el Estado tiene un rol subsidiario fijando políticas y el marco normativo del sector [6].

Sin embargo, no hay que perder de foco que, en la práctica, únicamente si la primera barrera de cualquier programa nuclear ha sido superada, esto es, que exista un consenso nacional en materia de desarrollo de un programa nuclear de potencia y aplicaciones nucleares, dado por la aceptación pública alineada con una

⁶ Hace referencia al momento en que inició el programa nuclear de potencia.

voluntad política, sólo en ese escenario es posible proceder al desarrollo de infraestructura nuclear para generación de electricidad. Bajo esas condiciones, un programa nuclear de potencia debiese al menos contener las fases descritas en la Figura 2, en donde la primera de ellas (Política Energética Nacional al 2050), debiese reconocer que existen condiciones suficientes (sociales, técnicas, políticas y de mercado) para considerar la idea de incorporar una central nuclear en el sistema eléctrico nacional.



Figura 2: Diseño del programa nuclear de potencia. Primera Fase. Elaboración Propia

Los cambios regulatorios introducidos a través de la Ley 20.936, la que “establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico”, incluyen una visión más estratégica y de largo plazo, en donde el Estado adquiere un rol estratégico en el desarrollo de infraestructura energética; el que se logra a través de la incorporación de un proceso quinquenal de Planificación Energética de Largo Plazo – PELP – a cargo del Ministerio de Energía y que es realizado para un horizonte de 30 años.

La PELP cada 5 años debe entregar los lineamientos generales relacionados con los distintos escenarios de demanda, junto con las distintas visiones de la oferta de energía eléctrica que el país podría enfrentar en el futuro, los que debiesen incluir la ocurrencia de escenarios hidrológicos extremos y el enfrentamiento de contingencias y amenazas naturales y antropogénicas.

La forma de incorporar lo antes mencionado, es a través de análisis prospectivos respecto de las tecnologías de generación que están disponibles, así como aquellas que pueden ser factibles en el futuro. Se analiza y revisa su evolución durante el periodo de control establecido de 30 años y cómo éstas pueden ser utilizadas para el abastecimiento de la demanda⁷.

Como resultado de dicho proceso se obtienen distintas visiones de futuro que intentan vislumbrar un abanico lo suficientemente amplio para el desarrollo de la matriz de generación, así como lineamientos sobre el comportamiento del consumo, incluyendo políticas de eficiencia promoción de nuevas tecnologías, generación distribuida, nuevos tipos de formas de consumo, oportunidades y nuevos modelos de negocios,

⁷ Mayores detalles sobre la PELP, se encuentran disponibles en el sitio web <http://pelp.minenergia.cl/>. Explicaciones detalladas en un lenguaje sencillo también pueden encontrarse en el libro: Revolución Energética en Chile, Editado por Máximo Pacheco Matte ©Ediciones UDP, 2018 ISBN: 978-956-314-412-3

incorporación de inteligencia en las redes entre otros aspectos. Estos análisis gatillan un primer input de parte de la Planificación de Largo Plazo para el desarrollo de los planes de expansión de las redes de transmisión; proceso que es liderado por la CNE. En definitiva, estas medidas de política pública buscan:

- Minimizar el riesgo de desabastecimiento eléctrico.
- El desarrollo de las condiciones necesarias que promuevan el desarrollo de la oferta en generación sin discriminación y la facilitación de la competencia.
- Que la expansión de las redes de transmisión sea costo-efectivo, siendo económicamente eficientes y todas las necesarias para el adecuado desarrollo del sector eléctrico.
- Que los consumidores finales cuenten con un mercado competitivo a precios competitivos y que maximice el desarrollo de los recursos existentes en el territorio nacional o cualquier tipo de tecnología que maximice el bienestar y minimice el riesgo de pobreza energética en todo el territorio.

Finalmente, los cambios introducidos en esta Ley buscan que las redes de transmisión no sean una barrera para la competencia, en cambio de ello, busca que se creen señales de simplicidad y transparencia que conlleven a menores costos en el suministro eléctrico.

Gracias a los cambios regulatorios recientes, Chile ha avanzado en la primera etapa descrita en la Figura 2, esto es, la primera edición de la Política Energética Nacional al 2050. Sin embargo en su primera etapa, que fue realizada el periodo 2016 y 2017, la tecnología nuclear fue relegada, dejando el análisis de esta opción para su segundo proceso a realizarse en 2020 [7].

La decisión de no considerar la opción nuclear en una primera etapa tiene su sustento en los procesos de participación ciudadana y organizaciones civiles realizados en las etapas tempranas del proceso de diseño de la Política Energética Nacional 2050, la visión de los actuales agentes del mercado, los costos de inversión revisados para las distintas opciones de expansión de la matriz de generación disponibles, y el fuerte empoderamiento de las tecnologías renovables intermitentes o variables al interior de la matriz energética. El avance y seguimiento a los avances de tecnologías de generación nuclear, revisión de la institucionalidad chilena en materia nuclear, marco regulatorio y demás elementos descritos anteriormente son criterios clave para la futura revisión de la política a realizarse en 2020.

Resulta además relevante considerar la esencia del mercado eléctrico chileno y sus interacciones con los distintos agentes del mercado, de manera de lograr enmarcar apropiadamente la tecnología nuclear en éste y cuáles serían las necesidades potenciales de cambio sin alterarse los principios rectores del mercado y las garantías asociadas a su operación coordinada:

- (i) Preservar la seguridad de servicio del sistema eléctrico
- (ii) Garantizar la operación económica para el conjunto de sus instalaciones
- (iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión
- (iv) Principio de no discriminación arbitraria a ninguna tecnología o actor del mercado
- (v) Transparencia y libre competencia en los segmentos del mercado que apliquen

Finalmente hay que recordar que los distintos cambios normativos que han sido desarrollados a través de la historia de la Ley General de Servicios Eléctricos – LGSE, tienen como parte de su espíritu la creación de un marco institucional que promueva la competencia en el segmento generación e impulsar la llegada de nuevos actores a éste, tratándose de ir lo más a la par posible de los avances tecnológicos o dejando el espacio suficiente para que nuevos desarrollos puedan acceder en forma sencilla al mercado. Lo anterior con un claro

entendimiento de todas las tecnologías actualmente disponibles y aquellas en fase de desarrollo; y muy recientemente con un mayor énfasis en las tecnologías renovables variables y todas aquellas bajas en emisiones de carbono.

Energía Nuclear de Potencia y Cambio Climático

El acceso a una energía limpia, segura, confiable, accesible y costo-efectiva es crucial para alcanzar gran parte de los objetivos de desarrollo sostenible planteados por las Naciones Unidas en el marco de los “*Sustainable Development Goals – SDG*”, que van desde la erradicación de la pobreza hasta el avance en materias como salud y la educación, facilitando el desarrollo industrial y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. La energía nuclear, junto con todas aquellas tecnologías bajas en emisiones a través de su ciclo de vida, puede proporcionar la energía necesaria para alcanzar altos niveles de calidad de vida, buena salud, un medio ambiente limpio, así como el desarrollo de una economía sostenible.

Hoy en día el ser humano en sí mismo es uno de sus mayores desafíos. En efecto, el Cambio Climático antropogénico⁹ es ampliamente visto como la mayor amenaza para la humanidad, la preservación de los recursos naturales y el medio ambiente [8]. El Cambio Climático ha dominado la agenda de política ambiental global en las últimas dos décadas. Los cambios en las temperaturas, los patrones de precipitación y otros atributos climáticos están siendo fuertemente afectados por el aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera.

El dióxido de carbono (CO₂) emitido por la quema de combustibles fósiles en el sector energético y otras actividades industriales son el principal impulsor de este proceso. A luz de que la demanda de energía seguirá su tendencia al alza en las próximas décadas, resulta evidente que se requerirán todas las tecnologías y fuentes de energía bajas en carbono para enfrentar el doble desafío de mitigar el cambio climático y satisfacer las necesidades energéticas mundiales.

Las características antrópicas del calentamiento de la atmósfera, los océanos, en el aumento del nivel medio global del mar, las alteraciones en el ciclo global del agua y los cambios en algunos extremos climáticos han sido detectados y confirmados por múltiples líneas de evidencia [9]. La causa dominante del calentamiento observado en la segunda mitad del siglo XX fue la interferencia humana producida fundamentalmente por las emisiones de GEI. El aumento resultante en las concentraciones de GHG provocó un calentamiento de aproximadamente 0.5 - 1.3°C, mientras que otras acciones de naturaleza antrópica, incluido el efecto de enfriamiento de los aerosoles, contribuyeron entre -0.6°C y 0.1°C. En comparación, los efectos producidos por causas naturales jugaron un papel casi insignificante, contribuyendo entre -0.1°C y 0.1°C, al igual que el efecto de la variabilidad interna natural del sistema climático [10].

El acuerdo de París (*The Paris Agreement under the UNFCCC*¹⁰ [11]) tiene como objetivo mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C relación con los niveles preindustriales. Esto requiere una reducción rápida y radical de las emisiones de GEI en las próximas décadas y la eliminación de cantidades crecientes de GEI, especialmente CO₂, de la atmósfera en la segunda mitad de este siglo.

Múltiples escenarios han sido modelados buscando encontrar la mejor fórmula para mitigar los efectos [12] e identificar las necesidades de nuevas políticas para acelerar la implementación del cambio. Los resultados son

⁸ Uno de los 17 objetivos del SDG está explícitamente relacionado con el sector: “*Ensure Access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all*” [25]

⁹ **antropogénico** o **antrópico** (del griego *άνθρωπικός* anthrōpikós, 'humano', 'del hombre') se refiere a los efectos, procesos o materiales que son el resultado de actividades humanas, a diferencia de los que tienen causas naturales sin influencia humana

¹⁰ Paris Agreement, United Nations Framework Convention on Climate Change, Bonn (2015)

desafiantes, en efecto el IPCC recientemente ha encendido las alarmas indicando la necesidad a adelantar en una década los compromisos así como aumentar las exigencias a cada uno de los países comprometidos en el acuerdo [13].

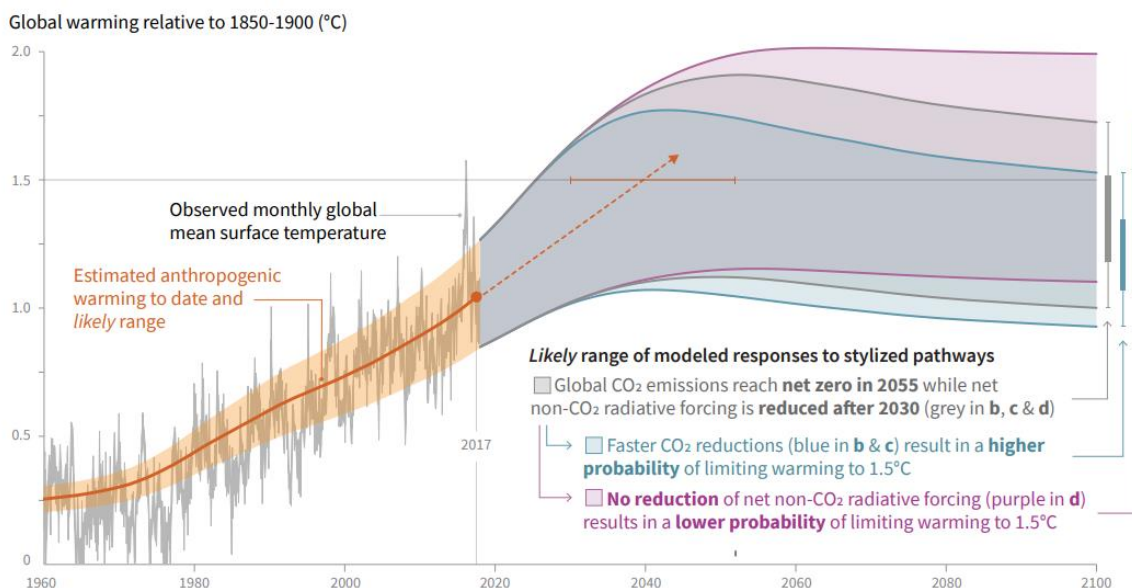


Figura 3: Estimaciones de incremento de temperatura global al 2100 y escenarios de reducción [13]

La energía nuclear es una fuente de energía eléctrica a gran escala y de bajo nivel de emisiones de gases de efecto invernadero que podría seguir contribuyendo de manera significativa al objetivo del Acuerdo de París 2°C, los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU y las recientes nuevas recomendaciones de limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5° al 2040 planteadas por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático – IPCC, en octubre de 2018 [13] [14].

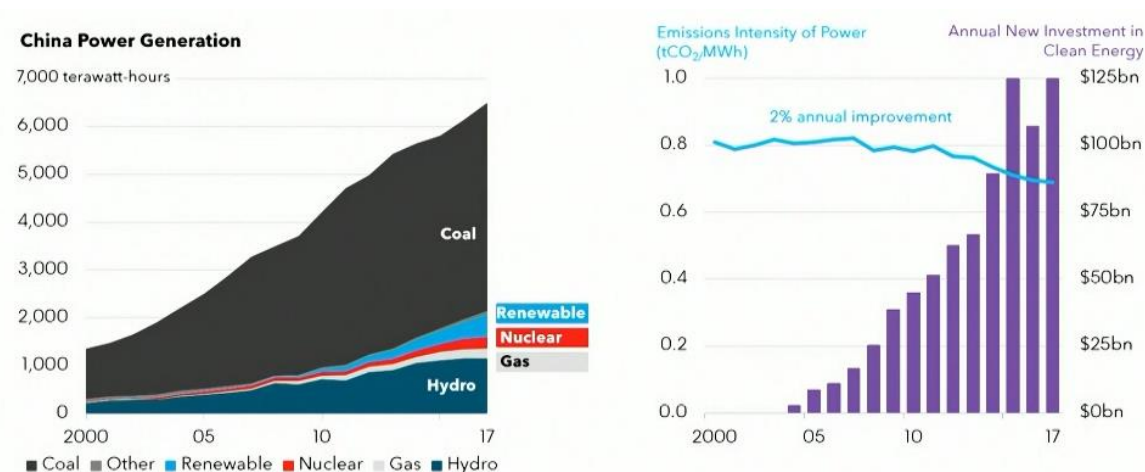


Figura 4: China, el gran actor para la mitigación del cambio climático.

Para aprovechar todo el potencial de la energía nuclear, se necesitan importantes inversiones de capital [15] [16]. Si bien existen estudios que reducen el rol de la energía nuclear, en los últimos 2 años han surgido interesantes investigaciones que plantean oportunidades para un rol más activo de la energía nuclear de potencia como mecanismo de mitigación del cambio climático [17] [18] [19], especialmente por el rol de China (véase Figura 4) y su expectativa de crecimiento económico y por consiguiente en consumo energético.

Sin embargo, el despliegue se ve obstaculizado por los elevados y altamente volátiles costos de capital, las condiciones desfavorables del mercado y las finanzas, y las preocupaciones de la sociedad respecto a la tecnología nuclear. El impulso del Acuerdo de París para que las economías se descarbonicen debería crear un entorno favorable para la expansión de la energía nuclear, sin embargo, está sujeta a las condiciones particulares de cada país. En esta medida, aquellos países que optan por la energía nuclear pueden detallar su papel en sus futuros envíos de contribuciones determinadas a nivel nacional.

El Rol de la Energía frente al cambio climático

La producción y el uso de energía representan casi dos tercios de las emisiones totales de GEI en el mundo (ver la Figura 5), lo que constituye al sector energía como un contribuyente significativo al cambio climático. Las emisiones de GEI relacionadas con la energía comprenden predominantemente CO₂ proveniente de la combustión de combustibles fósiles, junto con cantidades más pequeñas pero significativas de CH₄ liberadas principalmente durante la extracción de petróleo, gas natural y carbón, y N₂O formado durante el proceso de combustión[10].

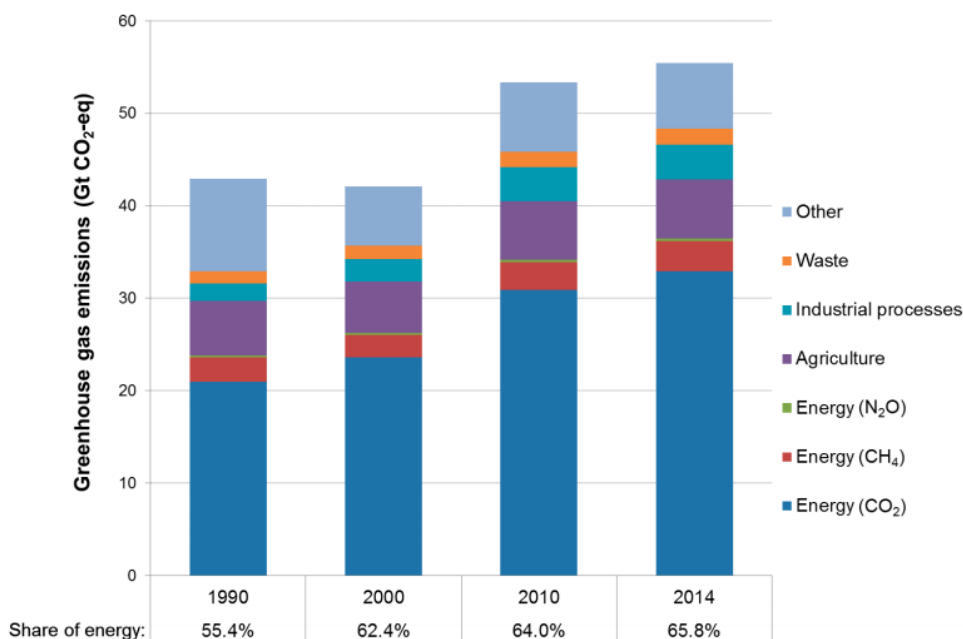


Figura 5: Emisiones mundiales de gases de efecto invernadero por fuente principal entre 1990-2014 basadas en el potencial de calentamiento global de 100 años. Fuente de datos OECD, 2017 [20].

El CO₂ generado por la producción y el uso de energía, se constituye como el mayor contribuyente al cambio climático cuyos sectores y actividades son diversos (véase Figura 6). La generación de energía eléctrica, el sector manufacturero y el sector transporte representan más del 75% de las emisiones directas de CO₂, mientras que los servicios, la agricultura (incluida en "Otros sectores" en la Figura 6) y el sector residencial en conjunto contribuyen solo alrededor del 10%. Estos últimos tres sectores, sin embargo, consumen alrededor del 55% de la electricidad suministrada [21] y, por lo tanto, representan indirectamente una parte importante de las emisiones de CO₂ producidas por la generación de electricidad [10].

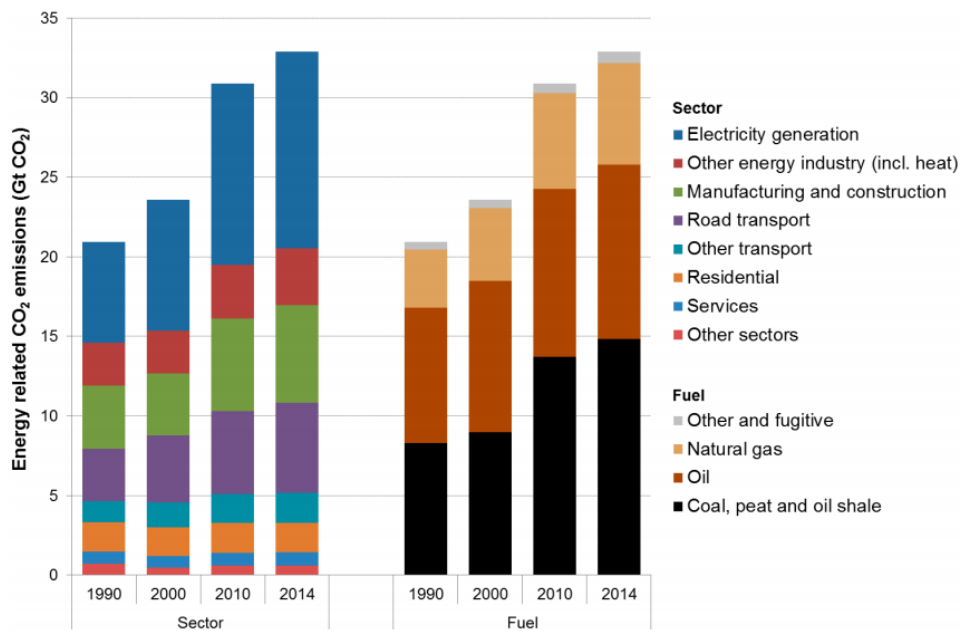


Figura 6: Emisiones globales de CO₂ relacionadas al sector energía por sector y combustible. Fuente: OEC, 2017 [20]

Un aumento en el consumo energético en una familia, es una clara muestra de mejora en la calidad de vida, es señal de desarrollo y de aumento de acceso a la electrificación. Con la mejora en la calidad de vida de las personas, el incremento del poder adquisitivo asociado viene de la mano con el aumento de compra de bienes de consumo que en el mundo moderno y con gran desarrollo tecnológico requiere el acceso a algún tipo de energético, mayoritariamente electricidad y combustibles. Esto trae como externalidad negativa la generación de emisiones de GEI y emisiones de tipo local en forma directa e indirecta, lo que gatilla en la necesidad del desarrollo de políticas que mitiguen y controlen su crecimiento especialmente en aquellos países que aun presentan altas tasas de crecimiento en términos de intensidad energética.

Junto a esto, resulta de la mayor relevancia considerar al momento de comparar tecnologías no solo las emisiones de naturaleza directa, sino que también las emisiones indirectas asociadas con la construcción de centrales eléctricas, la fabricación de materiales, el transporte de equipos de generación, la exploración, explotación y producción de combustible, el procesamiento y el transporte, la eliminación de desechos y el desmantelamiento de la planta de energía y la descontaminación del sitio.

Al tomar en cuenta tanto las emisiones directas como las indirectas a lo largo de este ciclo de vida completo, es decir, desde la "cuna hasta la tumba", las diferentes tecnologías de generación de electricidad se pueden comparar consistentemente y así evitar distorsiones o favorecer algún tipo de tecnología de generación.

Todas las tecnologías de generación de electricidad generan algún tipo de impacto y todas ellas sin excepción producen emisiones de GEI durante su ciclo de vida [22]. La energía nuclear, junto con la hidroelectricidad y la energía eólica, emiten la menor cantidad de GEI por energía generada, mientras que las emisiones son sustancialmente más altas para las tecnologías fósiles, incluidas las plantas equipadas con instalaciones de CCS (véase Figura 7).

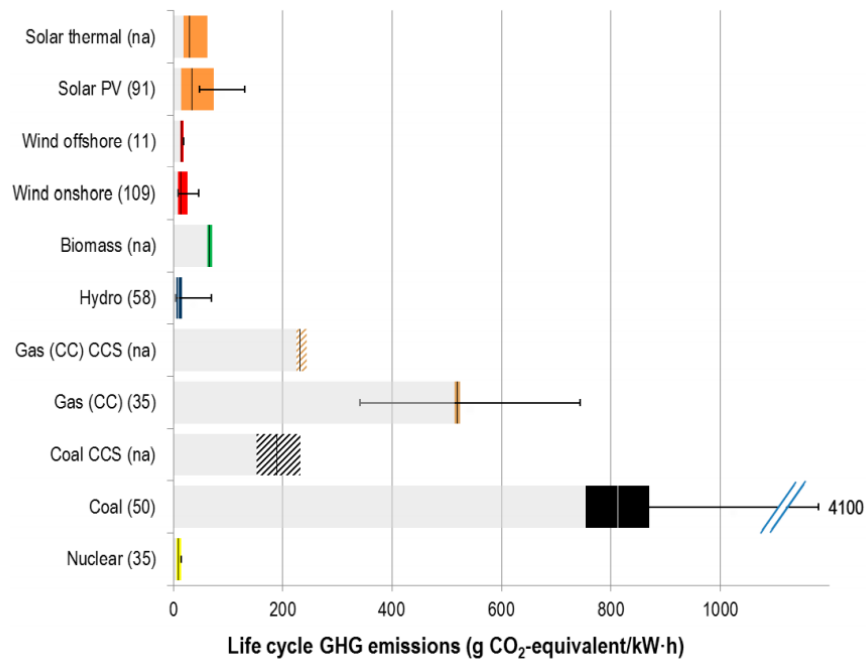


Figura 7: Ciclo vital de emisiones de GEI de tecnologías de generación de electricidad¹¹

Como tecnología baja en carbono, la energía nuclear ha demostrado que puede contribuir a reducir las emisiones de GEI relacionadas al sector energía, las que actualmente representan cerca de dos tercios de las emisiones totales de GEI [23]. Por otra parte, la IAEA ha destacado las potenciales contribuciones de la energía nuclear de potencia para alcanzar el objetivo de mitigación especificado en el Acuerdo de París [24] y al mismo tiempo fomentó la aplicación de varios SDG adoptados por las Naciones Unidas [25].

Dada la ventana de tiempo existente para el cumplimiento del acuerdo de París existen posibilidades para que aquellas tecnologías que tienen altos costos de inversión pero bajos costos operacionales puedan ser parte del proceso, entregando de esta forma energía limpia, baja en carbono, y por tanto apoyando a la mitigación de GEI en el largo plazo. Las tecnologías con estas características se incluyen la energía nuclear de potencia, la energía hidroeléctrica, las tecnologías de concentración solar (CSP), e inclusive (aunque con costos operativos mucho más altos) la captura y almacenamiento de CO₂ (CCS). Sin embargo las características de mercado así como técnico operacionales son fundamentales para la incorporación de éstas.

Las dos primeras son tecnologías descritas en el inciso anterior, son del tipo convencional, maduras, aunque políticamente controvertidas en varios de los países de los que son parte. En el caso de Chile, es bien conocido el rechazo a mega proyectos hidráulicos, debido al impacto que generan en el territorio y su ecosistema, siendo las centrales hidráulicas del proyecto HidroAysén uno de los más emblemáticos. Sin perjuicio de ello, las actuales centrales hidráulicas de gran envergadura han sido objeto de amplio rechazo, como es el caso del proyecto Alto Maipo la que finalmente y luego de casi triplicar su costo de inversión se materializaría en 2020. En el caso de los CSP, existen grandes expectativas en la baja de sus costos de

¹¹ Los rangos de colores muestran estimaciones regionales bajas, promedio y altas para tecnologías representativas disponibles recientemente (2010). Las barras de error indican la variación en una muestra de centrales eléctricas existentes (en función del número de plantas indicadas entre paréntesis). Fuente: © OECD, 2017[95]

desarrollo y Chile siendo un lugar privilegiado en radiación solar directa se constituye en una gran oportunidad para gatillar bajas aún mayores.

Las variantes de CCS aún están en desarrollo, los prototipos son pocos y los proyectos de demostración a escala industrial aún son sujetos de importantes desafíos. El papel de estas tecnologías bajas en carbono en la implementación del Acuerdo de París dependerá de cómo avancen las negociaciones sobre las reglas para operacionales, los instrumentos de flexibilidad y hasta qué punto las reglas acordadas permiten o excluyen el uso de tecnologías específicas en la cooperación voluntaria para la mitigación del cambio climático.

Durante 2017, the *International Ministerial Conference on Nuclear Power in the 21st Century*, concluyó lo siguiente:

“...for many countries, nuclear power is a proven, clean, safe and economical technology that will play an increasingly important role in achieving energy security, reducing the impact of volatile fossil fuel prices and mitigating the effects of climate change and air pollution. For many countries, nuclear power will have an important role to play in achieving the Sustainable Development Goals and meeting the targets in the Paris Agreement. Governments should ensure that their national energy policies support their development and climate goals...” [26].

Como ha sido mencionado anteriormente, la energía nuclear de tiene un potencial significativo para contribuir a la reducción de emisiones de GEI. La energía nuclear ha evitado una cantidad significativa de emisiones de CO₂ en las últimas décadas. En ausencia de energía nuclear, y suponiendo que las tecnologías de combustibles fósiles hayan producido la cantidad correspondiente de electricidad de acuerdo con su participación histórica en la combinación de electricidad, las emisiones de CO₂ habrían sido considerablemente más altas. Durante el período 1970-2015, la energía nuclear evitó alrededor de 68 Giga Ton de CO₂ en total, cerca de todas las emisiones reales del sector de energía durante 2010-2015.

El desarrollo futuro de la industria nuclear y su respectiva mitigación de GEI dependerá de muchos factores: el desempeño de la propia industria nuclear y su capacidad de mejorar sus procesos de gestión y cumplimiento de en la puesta en servicio y costos de las futuras unidades actualmente en construcción, junto con incluidas las innovaciones tecnológicas, la competitividad económica de las tecnologías avanzadas, especialmente los SMR. A lo anterior se le suma los efectos de las políticas en materia de seguridad implementadas posterior al incidente de Fukushima Daiichi.

Sin embargo, una variable más relevante es el desarrollo del sector energía, especialmente de las tecnologías renovables; cada vez más competitivas lo que incluye el desarrollo de CSP y almacenamiento, tecnologías que se constituyen en una competencia directa a la energía nuclear de potencia. Por otra parte, la agenda económica y las políticas energéticas del largo plazo también afectan el futuro y decisiones sobre el uso de la tecnología nuclear. Las decisiones políticas junto con el rol de los gobiernos, resultan particularmente importantes, especialmente para los potenciales *newcomers* (aquellos países que por primera vez tienen la intención de desarrollar un programa nuclear de potencia) como es el caso chileno.

Las últimas estimaciones de la IAEA (a mediados de 2018) proyectan una capacidad nuclear significativamente más baja para 2050 si se compara con la previsión del año anterior: 26 GWe menos bajos en los escenarios conservadores y 126 GWe menos con respecto a la proyección del escenario más optimista. Estas proyecciones decrecientes de capacidad nuclear plantean serias preocupaciones sobre las perspectivas de la industria nuclear y la pérdida de oportunidades de mitigación del cambio climático.

De acuerdo a los estudios de la IAEA, dependiendo de qué tecnologías llenan la brecha abierta por esta menor capacidad nuclear, las emisiones acumuladas de GEI entre 2018 y 2050 podrían ser hasta 12 GTon equivalentes de CO₂ más altas, comprometiendo los esfuerzos para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París. También plantean que las estimaciones muestran que el reemplazar esta capacidad de energía nuclear con capacidad de generación renovable baja en carbono aumentará los gastos de inversión y financiamiento en energías renovables variables en aproximadamente US\$ 1 billón en 2018-2050 y podría aumentar los precios de la electricidad y provocar la pérdida de empleo [10]. Sin embargo los estudios por parte de IRENA¹² plantean resultados contrarios que realizan una completa transformación de la matriz energética y una reducción significativa del peso de la energía nuclear llegando a una participación del 4% [27].

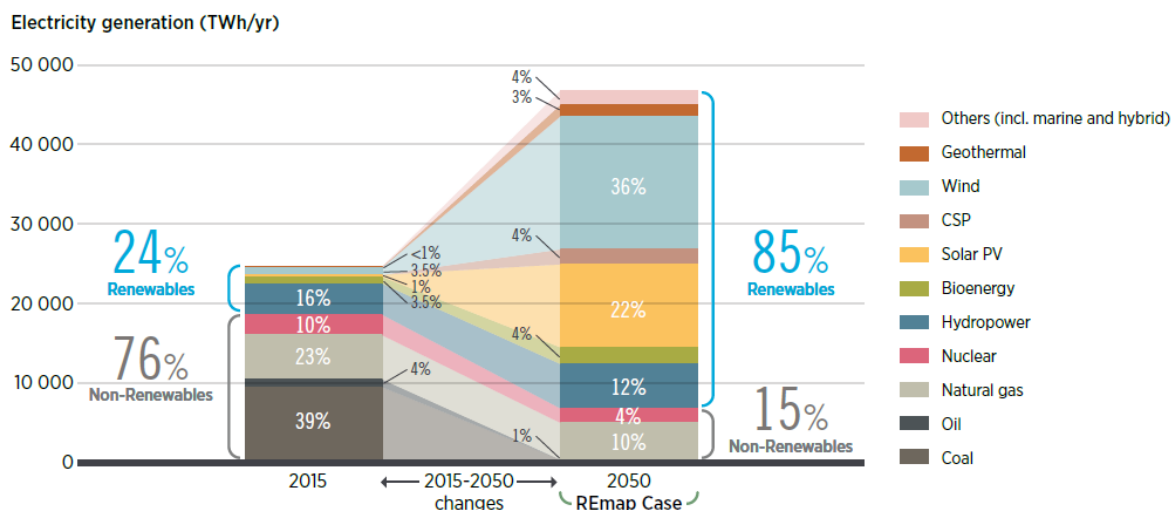


Figura 8: Breakdown de la energía renovable variable en la matriz mundial de generación de electricidad. Fuente: IRENA 2050 RoadMap, 2018

En materia de empleo la tesis de la IAEA también ha sido recientemente rebatida. En efecto, las proyecciones de IRENA plantean que durante el periodo de transición energética desde el predominio de los combustibles fósiles hacia una generación baja en carbono se generarán 11 millones de empleos adicionales en el mundo entero [27]. Lo que sí es evidente es el recambio en los tipos de trabajo requeridos, lo que sin duda golpeará fuerte el mercado laboral y requerirá el desarrollo de nuevas habilidades en los profesionales del sector energía.

¹² IRENA: International Renewable Energy Agency

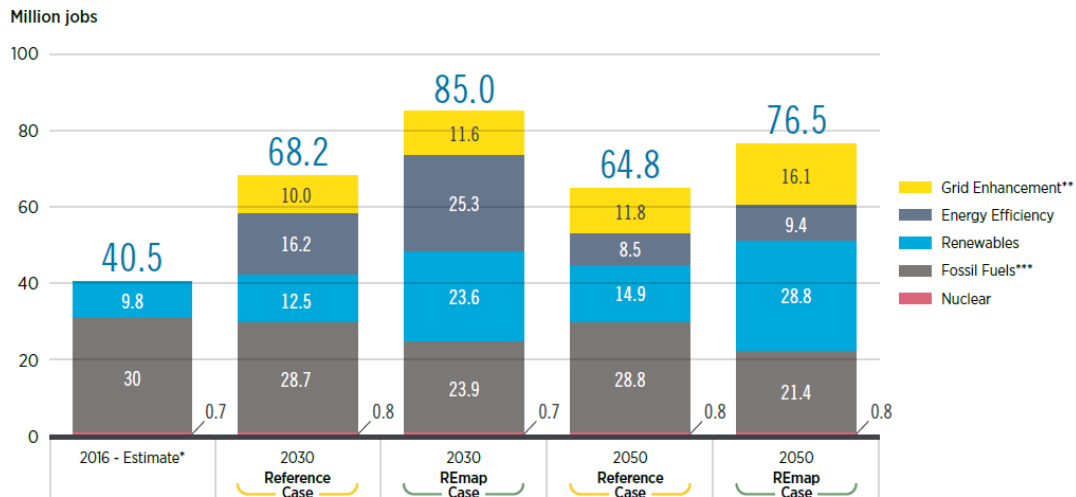


Figura 9: Proyecciones del empleo producidos por el sector energía¹³ [27]

Las emisiones totales de GEI por unidad de electricidad producida a lo largo de todo el ciclo de vida de diferentes tecnologías muestran sus potenciales reales de mitigación del cambio climático. Las emisiones del ciclo de vida medio de la energía nuclear están en el rango de 5 a 20 gramos de CO₂ por kWh, valores que se encuentran en el mismo rango que la energía hidroeléctrica y eólica. Dichas emisiones provienen de la minería y extracción de mineral de uranio y el proceso de enriquecimiento. Las expectativas de reducción de estos niveles son posibles a través del uso de mejores tecnologías para la preparación del combustible y utilizando diseños de reactores con períodos de operación más prolongados y mayores niveles de eficiencia.

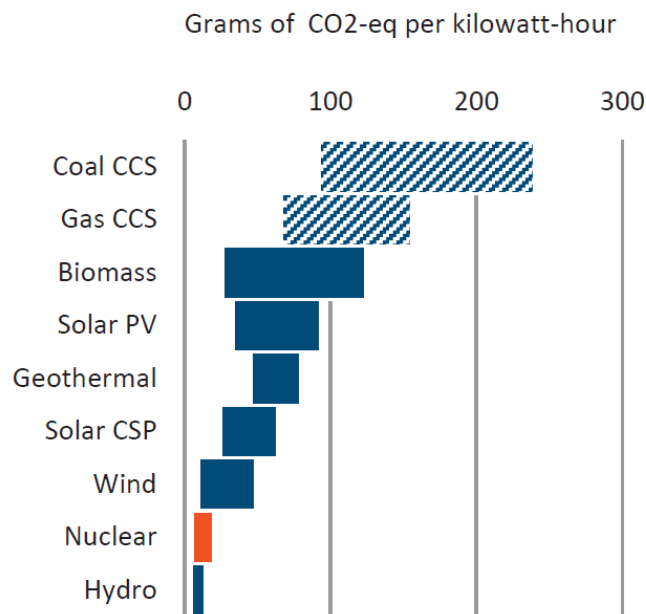


Figura 10: Emisiones totales de GEI por unidad de electricidad producidas a lo largo de todo el ciclo de vida de las distintas tecnologías de generación de electricidad [22]

¹³ ** Los trabajos en la mejora de la red hacen referencia a los trabajos en las redes de transmisión y distribución e incorporación de energía flexible en la red, así como aquellos creados en el desarrollo, operación y mantenimiento de infraestructura para permitir la integración de energía renovable en la red.

*** Incluye todos los trabajos de la industria de combustibles fósiles, incluyendo extracción, procesamiento y consumo.

Mejoras a la eficiencia y reducción de las emisiones también son posibles a través de la maximización del uso del potencial nuclear. Junto con el mercado eléctrico, la venta de calor al sector industrial, el mercado de calor industrial, que actualmente está casi completamente abastecido por combustibles fósiles, también podría ser apoyado por la energía nuclear. Alimentar procesos intensivos de energía (electricidad y calor de proceso) con energía nuclear puede dar lugar a reducciones significativas en las emisiones de GEI asociadas. Las posibles aplicaciones no eléctricas de la energía nuclear incluyen la desalinización de agua de mar, la calefacción urbana, la producción de hidrógeno, la extracción de petróleo y otras aplicaciones petroquímicas, y la propulsión de grandes camiones cisterna y contenedores. Las plantas de desalinización actualmente instaladas y operativas en todo el mundo están alimentadas principalmente por fuentes de energía fósil y emiten alrededor de 76 Mt de CO₂/año. Esto podría casi triplicarse a 218 Mt CO₂/año para 2040. El uso de plantas de energía nuclear como fuente de energía para los sistemas de desalinización podría reducir significativamente las emisiones de CO₂ asociadas.

Si bien es cierto que la energía nuclear tiene un potencial significativo para contribuir a la mitigación del cambio climático, esta tecnología aún tiene que hacer frente a importantes desafíos entre los que destacan el debate público sobre la exposición a la radiación, los desechos radiactivos, los efectos externos de los accidentes nucleares y sus altos costos de capital.

Es importante dejar y establecer en forma explícita que la exposición de la radiación al público por el funcionamiento normal de las centrales nucleares y la infraestructura del ciclo del combustible nuclear es insignificante en comparación con la radiación de fondo que ocurre naturalmente. La exposición a la radiación debida a actividades humanas, — que, además de la generación de energía nuclear, también incluye la producción y el uso de radioisótopos para uso médico e industrial, y la extracción y procesamiento de minerales y desechos, — está sujeta a una regulación y control estrictos destinados a mantener las exposiciones a la radiación dentro de los límites establecidos para los trabajadores y miembros del público.

Si bien el devastador terremoto y el tsunami en 2011 en Japón causaron 20.000 víctimas, ninguna se relacionó con la liberación de material radiactivo en el accidente de la central nuclear de Fukushima Daiichi. Los niveles de exposición a la radiación provocados por el accidente fueron similares a los niveles medios globales de radiación y no se esperan efectos de salud relacionados con la radiación entre los miembros del público expuestos y sus descendientes [10].

La producción de energía eléctrica a partir de centrales nucleares genera combustible nuclear gastado y residuos radiactivos. El combustible nuclear gastado puede ser considerado como un recurso y, por lo tanto, reprocesarse para extraer material fisionable utilizable (uranio y plutonio) y reciclarse como combustible nuevo (las actividades de reprocesamiento generan un alto nivel de desechos radiactivos), o pueden considerarse desechos después de algunas décadas de almacenamiento. El progreso hacia la apertura de combustible gastado y las instalaciones de alto nivel para la eliminación de residuos está respaldado por extensos estudios de ingeniería y una revisión rigurosa por parte de reguladores independientes. Otros posibles desarrollos futuros pueden reducir el volumen y la longevidad de los residuos altamente radiactivos. Se están realizando investigaciones sobre la partición y la transmutación, que son técnicas para convertir elementos radiactivos de larga vida en especies de vida media más cortas. También existe la posibilidad de

que los ciclos de combustible nuclear estén completamente cerrados en el futuro, utilizando reactores rápidos para reciclar y quemar continuamente todos los actínidos¹⁴.

Dependiendo de su composición de combustible, los diseños de reactores rápidos pueden operarse como "breeders" altamente eficientes en combustible o como "burners", alimentándose del combustible gastado de otros reactores. Una menor necesidad de combustible reduciría claramente las emisiones de GEI de la etapa de minería y enriquecimiento del ciclo de vida de la energía nuclear por KWh generado. El uso de reactores rápidos también disminuiría la radioactividad del combustible nuclear gastado restante al nivel del uranio original en aproximadamente 300 años. Otro diseño alternativo para abordar el problema de los residuos son los reactores de sales fundidas.

Uno de los mayores desafíos que presenta el desarrollo de programas nucleares de potencia en forma masiva, es el alto costo de inversión de las centrales nucleares. Son altamente costosas en términos de inversión si se comparan con las plantas de carbón y gas e inclusive con varias de alternativas de desarrollo de concentración solar con almacenamiento en sales fundidas. Sin embargo, los costos de combustible, operación y mantenimiento, desmantelamiento y eliminación de desechos representan solo una pequeña parte de sus costos totales de generación. A ello se le suman los constantes retrasos de la mayoría de los proyectos así como su incremento en costo con respecto a los valores que fueron definidos en el Budget inicial del proyecto. Lo anterior dificulta procesos de financiamiento y afecta la operación económica de los mercados en donde se insertan estas nuevas unidades de generación.

En términos del costo de desarrollo de la tecnología se puede decir que la energía nuclear es una fuente de energía económicamente competitiva en comparación con otras tecnologías de generación de electricidad, excepto cuando se dispone de combustibles fósiles de bajo costo, como el gas de esquisto (*shale-gas*). En el caso chileno la reactivación de las exportaciones de gas desde argentina iniciada por los excedentes del Yacimiento de Vacas Muertas ha devuelto la expectativa de contar con precios de gas más bajos, además de reducir el costo de transporte si se compara con las exportaciones de GNL. Contar con niveles de precio de gas natural puesto en Chile de 3.5 US\$/MMBtu con precios techos de 4.5 US\$/MMBtu¹⁵ hace aún más competitiva esta tecnología.

Ha esto hay que sumar que las ofertas en subastas de tecnologías solares 24/7 son cada vez más competitivas. En una licitación en Chile realizada en 2016, SolarReserve presentó su proyecto Copiapó, con una capacidad de 240 MW y 14 horas de almacenamiento térmico, al precio de CSP históricamente bajo de 63US\$/MWh. Este nivel de precio resulta posible ya que Chile goza de mayores niveles de radiación directa normal (DNI, por sus siglas en inglés), lo que, junto con las reservas locales de sal y la eficiencia de la cadena de suministro, ha contribuido a la oferta récord de SolarReserve. En otros países con menores características de eficiencia, igualmente se han presentado precios record, estiman que el portafolio de proyectos en california podrá estar

¹⁴ **actínidos:** Grupo de elementos químicos cuyo número atómico está comprendido entre el 89 y el 103, ambos incluidos; son metales pesados y radiactivos, como el actinio, el uranio o el neptunio. Estos elementos presentan características parecidas entre sí. Tienen un alto número atómico, y algunos como el Uranio se encuentran en ínfimas cantidades en la naturaleza y tienen un tiempo de vida medio corto; todos sus isótopos son radiactivos.

¹⁵ Detalles de los precios de cierre de los contratos de suministro de gas desde la República de Argentina visitar el sitio web: <https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural>

en 2020 a menos de 90 US\$/MWh¹⁶ y con fuertes expectativas a la baja en el mediano plazo. Este nivel de precios deja a la tecnología nuclear fuera de competencia frente a tecnologías 24/7, con alta flexibilidad debida a que incluyen sistemas de almacenamiento y bajas en emisiones.

En este sentido, una valoración que incluya variables distintas al mínimo costo, como los costos para la salud y el medio ambiente de los combustibles fósiles, dejaría a la energía nuclear en una posición más competitiva. Sin embargo, esto aplica para cualquier otra tecnología baja en carbono.

En este sentido, los altos costos de inversión de las tecnologías clásicas nucleares resultan poco atractivos y en algunas economías pueden llegar a ser prohibitivos, la atención se ha dirigido a reactores modulares, pequeños o medianos, que aprovechan la reducción del tamaño del sistema, la estandarización del diseño, la modularización y otros métodos avanzados de construcción. Al construir reactores más pequeños en lugar de unos pocos grandes, la producción en serie podría aplicarse para compensar la desventaja de la economía de escala de las tecnologías de gran tamaño.

Los costos de capital podrían extenderse por un período de tiempo más largo, permitiendo la adición de módulos a medida que la demanda crece y mientras se recuperan los costos de los módulos que ya están en funcionamiento. Los reactores modulares a pequeña escala ofrecen una alternativa de baja emisión de carbono a la generación de electricidad con combustibles fósiles y pueden ser compatibles con aplicaciones no eléctricas, como la desalinización de agua de mar y la calefacción urbana.

¹⁶ <http://newenergyupdate.com/csp-es/sandstone-csp-brindara-almacenamiento-menos-de-90-mwh-las-operadoras-de-california>

Recomendaciones de la IAEA para el cuerpo regulatorio nuclear chileno

Durante los meses de enero y febrero de 2018, la Agencia (IAEA) envió una misión de expertos en seguridad nuclear y radiactiva a Chile (*Integrated Regulatory Review Service* - IRRS) para la revisión de instalaciones nucleares de investigación y aplicaciones industriales y médicas así como una revisión al estatus para la respuesta ante emergencias.

La misión del IRRS cubrió todas las instalaciones y actividades civiles nucleares y de radiación reguladas en Chile. La revisión comparó el marco regulatorio chileno para la seguridad contra las normas de seguridad del IAEA como el punto de referencia internacional para la seguridad. La misión también fue la oportunidad para intercambiar información y experiencias entre los miembros del equipo de IRRS y las contrapartes chilenas en las áreas de experiencia cubiertas por el IRRS.

La misión del IRRS incluyó dos discusiones sobre desafíos de diseño de políticas sobre la independencia del organismo regulador nuclear y la educación y capacitación en materia de seguridad nuclear y radiológica. En este sentido, el documento incluye recomendaciones globales asociadas al marco regulatorio que son de carácter general y que además se consideran extensibles a otras áreas como lo es la generación nucleoelectrónica; siendo además del mayor interés aquellas asociadas a la independencia del ente regulador y cómo este interactúa con otros entes involucrados.

En efecto, los dos desafíos más importantes identificados por parte del IRRS son, la falta de independencia efectiva del organismo regulador frente a la misma CCHEN (en aquellas áreas en donde es juez y parte) y el Ministerio de Salud – MINSAL y la insuficiencia de marco regulatorio para la seguridad nuclear y radiológica.

La autoridad regulatoria se constituye como un elemento esencial en materia de seguridad, toda vez que es la entidad responsable de velar por que toda actividad nuclear o radiactiva se realice conforme a estándares de seguridad tecnológica y física que garanticen la protección de las personas, los bienes y el cuidado del medio ambiente. Esta responsabilidad se ejerce a través de un marco regulador que comprende procesos tales como de reglamentación, autorización, fiscalización y coerción, los cuales en conjunto permiten la prevención y control de los riesgos derivados del desarrollo de un programa nuclear o el uso de radiaciones ionizantes en aplicaciones industriales o médicas.

El estricto cumplimiento de los objetivos establecidos por el órgano regulador en materia de seguridad nuclear junto con aquellos establecidos por la firma de los acuerdos y compromisos adquiridos a través de instrumentos jurídicos internacionales buscan asegurar que las actividades relacionadas con los usos pacíficos de la energía nuclear sean llevadas a cabo de una forma segura, y basado en principios claros: independencia, competencia técnica, participación y transparencia [28].

El equipo de IRRS identificó ciertos problemas que merecen atención o necesitan una mejora y cree que su consideración mejoraría el desempeño general del sistema regulatorio. Desde la mirada del diseño de política pública y modificaciones al marco regulatorio, el gobierno debiese [29]:

- Realizar una revisión detallada del actual marco legal y reglamentario para la seguridad nuclear, radiológica, de transporte y de desechos para garantizar completa coherencia y consistencia con las más recientes normas de seguridad y recomendaciones establecidas por la IAEA;
- Modificar el cuerpo legal que crea el organismo regulador para que sea efectivamente independiente en la toma de decisiones relacionadas con la seguridad y que exista una real separación funcional de las

entidades que tienen responsabilidades o intereses que pudiesen influir indebidamente en su toma de decisiones;

- Proporcionar mecanismos que garanticen que la existencia de una coordinación efectiva entre la CCHEN y MINSAL para evitar cualquier omisión y duplicación indebida o requisitos conflictivos que se impongan por parte de cualquiera de éstos.
- Asignar y administrar sus recursos suficientes que permitan a las entidades cumplir con sus responsabilidades y desempeñar sus funciones reglamentarias de manera efectiva;
- Desarrollar y actualizar las reglamentaciones y guías relacionadas con la seguridad para que sean coherentes con las últimas normas de seguridad del IAEA dentro de las respectivas responsabilidades reglamentarias.

Cuando se habla de independencia esta debe entenderse en términos políticos, técnicos y financieros. Éste principio rector se logra a través de un diseño institucional que desvincule al órgano regulador de aquellas entidades gubernamentales responsables de promover los usos de toda tecnología nuclear o radiactiva [30].

A nivel internacional no existe un único diseño para el diseño de un órgano regulador nuclear. En general depende del ordenamiento jurídico de cada país, de modo tal que en algunos casos podrá estar compuesto por una única entidad con alto grado de autonomía y en otros casos, exhibir una o múltiples dependencias ministeriales. De acuerdo con el análisis del comité experto y luego de revisar todo el cuerpo legal chileno en materia de seguridad nuclear y protección radiológica, el IRRS concluye que:

- el marco legal no establece un organismo regulador efectivamente independiente;
- no incluye disposiciones de seguridad para adquirir y mantener la competencia necesaria a nivel nacional para garantizar la seguridad;
- no establece responsabilidades y obligaciones con respecto a la provisión financiera para la gestión de desechos radiactivos y combustible gastado, tampoco para el desmantelamiento de instalaciones y la terminación de actividades, y criterios para una liberación del control reglamentario [29], [31].

El avanzar en esta materia resulta de la mayor relevancia ya que su marco es extensible al eventual desarrollo de un programa nuclear de potencia; en efecto, su criticidad se ve ampliamente aumentada.

En esta medida, el marco regulatorio en materia nuclear y protección radiológica debiese contar con una base y contenidos mínimos que garanticen que los cuerpos regulatorios futuros puedan ser extendidos en la medida que nuevas tecnologías o programas aterricen a la realidad chilena; por tanto, debe evitarse la creación de barreras a la disrupción de nuevas tecnologías en el mediano o largo plazo, como lo podrían ser los pequeños reactores modulares (SMR) los que se estima serán comercializables a mediados de la próxima década (2025).

El IRRS mantiene su posición respecto al hecho que Chile aún no cuenta con una política o estrategia nacional para la seguridad y protección de las personas y el medio ambiente contra los efectos nocivos en la utilización de la radiación ionizante. La legislación existente data de 2016 (Decreto Nº 47/2016) y prevé la regulación de las instalaciones y actividades que utilizan radiación ionizante para proteger al público y a los trabajadores de la radiación. Sin embargo, las leyes y regulaciones no establecen el objetivo fundamental de seguridad para cumplir con los requisitos de los Principios Fundamentales de Seguridad establecidos por la IAEA, y no existe una política y estrategia documentadas. Los elementos esenciales, incluido el compromiso a largo plazo con la seguridad y la promoción del liderazgo y la gestión para la seguridad, incluida la cultura de seguridad, no están cubiertos en el marco regulatorio existente.

En este sentido, el organismo internacional ha hecho un urgente llamado a establecer una política y estrategia nacional para la seguridad, cuya implementación debe seguir un enfoque gradual, que permita lograr el objetivo fundamental en seguridad nuclear y protección radiológica aplicando los principios fundamentales de seguridad y para expresar como país un compromiso real y de largo plazo con la seguridad.

En el marco del desarrollo nuclear resulta relevante indicar que la CCHEN tiene la función de proponer planes nacionales al Gobierno para la investigación, utilización y control de la energía nuclear y ejecutar esos planes. En efecto, CCHEN ha construido y está operando instalaciones tales como un reactor de investigación, un ciclotrón, una instalación de fabricación de combustible nuclear y una instalación de almacenamiento provisional para residuos radiactivos y fuentes radiactivas usadas. CCHEN también tiene la función de promover el uso civil de la energía nuclear y las fuentes radiactivas.

El desafío detrás de lo antes expuesto es el hecho que al contar con un compromiso para promover el uso de fuentes de radiación y ser los encargados de la autorización de instalaciones, sumado al hecho que en la junta directiva de CCHEN, hay representantes de los ministerios que operan instalaciones reguladas, se ve comprometida la independencia efectiva en la toma de decisiones regulatorias y la conducción efectiva de sus funciones en su rol como regulador. Este hecho se constituye una enorme barrera al momento que un eventual programa nuclear de potencia, llevando a un incremento del rechazo de la sociedad civil al mismo tiempo que aumenta el nivel de riesgo e incertidumbre desde la mirada de un potencial inversionista.

En este sentido el IRRS ha recomendado que el gobierno garantice que las autoridades reguladoras nacionales sean efectivamente independientes en su toma de decisiones relacionadas con la seguridad y que tengan una separación funcional de las entidades que tienen responsabilidades o intereses que podrían influir indebidamente en su toma de decisiones [29].

Si bien la regulación vigente en principio no impide el desarrollo de un programa nuclear de potencia, presenta vacíos regulatorios que generan gran incertidumbre y requieren un fuerte trabajo en materia regulatoria. A modo de ejemplo, actualmente el marco regulatorio no establece explícitamente políticas gubernamentales ni estrategias en materia de seguridad relacionadas con los desechos radiactivos y la gestión del combustible gastado, el que incluye la clausura de las instalaciones. Sin embargo, la Ley de Seguridad Nuclear y el Decreto Supremo N° 133/1984 emitido por MINSAL que reglamenta la autorización de instalaciones radiactivas, establece que el desmantelamiento y el cierre de las instalaciones nucleares y radiactivas de las categorías 1 y 2 requieren una autorización de desmantelamiento por parte del organismo regulador. En esa misma línea, el marco regulatorio actual no proporciona garantías financieras ni para la clausura ni para la gestión de fuentes radiactivas en desuso o generadores de radiación¹⁷.

En esta medida las decisiones respecto a la actualización al marco regulatorio que norma a las aplicaciones nucleares disponibles en la industria chilena son del mayor interés en el marco de un futuro programa nuclear de potencia sus alcances y debilidades son una señal que puede constituirse con una barrera regulatoria a la entrada de la núcleo-electricidad a Chile, especialmente la ausencia de regulación detallada en materia de seguridad nuclear y gestión a través del ciclo de combustible así como la independencia del regulador nuclear. Todos estos temas deberán ser zanjados antes de considerar el inicio de un programa nuclear de potencia o estar considerado en el marco del proceso conducente a ello (ver Figura 2).

¹⁷ Actualmente la CCHEN se encuentra trabajando en un borrador de reglamento en esta materia y es parte de la agenda legislativa de la Ruta Energética 2018 – 2022.

Regulación Nuclear, Seguridad y mercado energético

El diseño de un apropiado marco regulatorio para la incorporación de un programa nuclear de potencia tiene muchas aristas a considerar. En esta sección se abordarán los principios rectores de seguridad nuclear que deben ser considerados para ello junto con los elementos asociados en materia de licenciamiento necesarios para la incorporación de reactores al mercado eléctrico chileno. Lo anterior desde la mirada de las buenas prácticas y recomendaciones surgidas desde los mercados internacionales y en especial desde la regulación norteamericana¹⁸.

Los reactores nucleares deben diseñarse con características basadas en sistemas de seguridad que sean capaces de superar todos los criterios necesarios que garanticen su operación segura. Esto incluye el diseño, la operación y el mantenimiento de los sistemas de soporte (energía eléctrica, refrigeración, aire presurizado, etc.) que se requieren para cumplir las funciones de seguridad.

Los diseños de reactores también deben proporcionar, cuando sea apropiado, separación física, independencia, diversidad y redundancia en los sistemas de seguridad para reducir la probabilidad de fallas de causa común o de un solo punto que podrían conducir a fallas en la ejecución de una función de seguridad. Finalmente, los diseños deben utilizar la defensa en profundidad y los márgenes de ingeniería para cubrir la posibilidad de que los desafíos a las funciones de seguridad puedan surgir de una comprensión incompleta del comportamiento del sistema del reactor. El objetivo de estos principios de diseño es garantizar que todas las funciones de seguridad se completen con éxito y que el sistema general del reactor sea seguro.

Una de las funciones de la regulación en seguridad nuclear y licenciamiento, es que las instituciones encargadas (generalmente gubernamentales) revisen y verifiquen de manera independiente que el diseño de un sistema de reactor nuclear determinado cumple con las funciones necesarias de seguridad con criterios/niveles de seguridad razonables para proteger la salud y seguridad pública y el medio ambiente.

El marco actual de reglamentación y licencias de seguridad para plantas de energía nuclear comercial es el producto de la evolución de la política que ha sido impulsada por las fuerzas sociales y políticas, el aumento del conocimiento del diseño y operación de la energía nuclear y los principales eventos de la industria con lecciones aprendidas asociadas. Si bien los diferentes países tienen diferentes procesos regulatorios basados en sus experiencias históricas y sistemas económicos y políticos, los principios básicos de la regulación nuclear son muy similares en todo el mundo.

De acuerdo al último informe del MIT [32] sobre el futuro de la energía nuclear y basado en las mejores prácticas internacionales, los marcos regulatorios utilizados para revisar la seguridad de las plantas de energía nuclear y autorizar nuevas plantas generalmente se pueden describir en términos de tres características:

Tecnología: Esta característica busca responder a la siguiente premisa: *¿Es posible usar el marco normativo para regular cualquier tecnología genérica de reactor nuclear o son necesarios elementos o características específicas de la tecnología?*

El marco regulatorio puede ser diseñado para trabajar con tecnologías de reactor específicas (o características de tecnología específicas) o para permitir una regulación más amplia de cualquier tecnología de reactor (tecnología neutral). En cualquiera de los casos es la normativa de naturaleza reglamentaria y operacional, la

¹⁸ Estados Unidos y Canadá.

que debe ser refinada y adaptada a las particularidades propias de una tecnología de reactor particular. Esto reduce la incertidumbre para los *stakeholders* porque proporciona requisitos de rendimiento específicos con los que se evaluarán las aplicaciones (ej. licenciamiento) y ayuda a garantizar una aplicación coherente de la regulación [33].

Junto a estos, los requisitos específicos de la tecnología pueden reducir los esfuerzos de licencias repetidas (solicitadas más de una vez) y ayudar a garantizar la implementación y el cumplimiento coherente de la Ley y normas asociadas. Pese a ello, el desarrollo de normativas con extrema especificidad puede traer desafíos a las nuevas tecnologías, especialmente aquellas que se encuentran en fases previas a sus desarrollos comerciales. Esto podría traer como consecuencia retrasos y desincentivos al desarrollo de innovación en temas nucleares. Esto aplica principalmente en países que investigan y desarrollan tecnología, no en aquellos que son tomadores de tecnología. Ejemplos de ello pueden ser, el reactor de alta temperatura enfriado por gas (HTGR), o conceptos que son una variación significativa de las tecnologías existentes, como el reactor integral de agua a presión (iPWR)[34].

En este sentido, las nuevas tecnologías que no tienen un precedente regulatorio pueden enfrentar importantes desafíos de licencias en un marco regulatorio específico de la tecnología. Por otro lado, la principal ventaja de un marco regulatorio neutral respecto a la tecnología es que los nuevos conceptos de reactores pueden acomodarse más fácilmente. En este sentido se hace un llamado a la incorporación de flexibilidad dentro del licenciamiento [35], permitiendo e incorporando distintas visiones y configuraciones que puedan existir en los procesos.

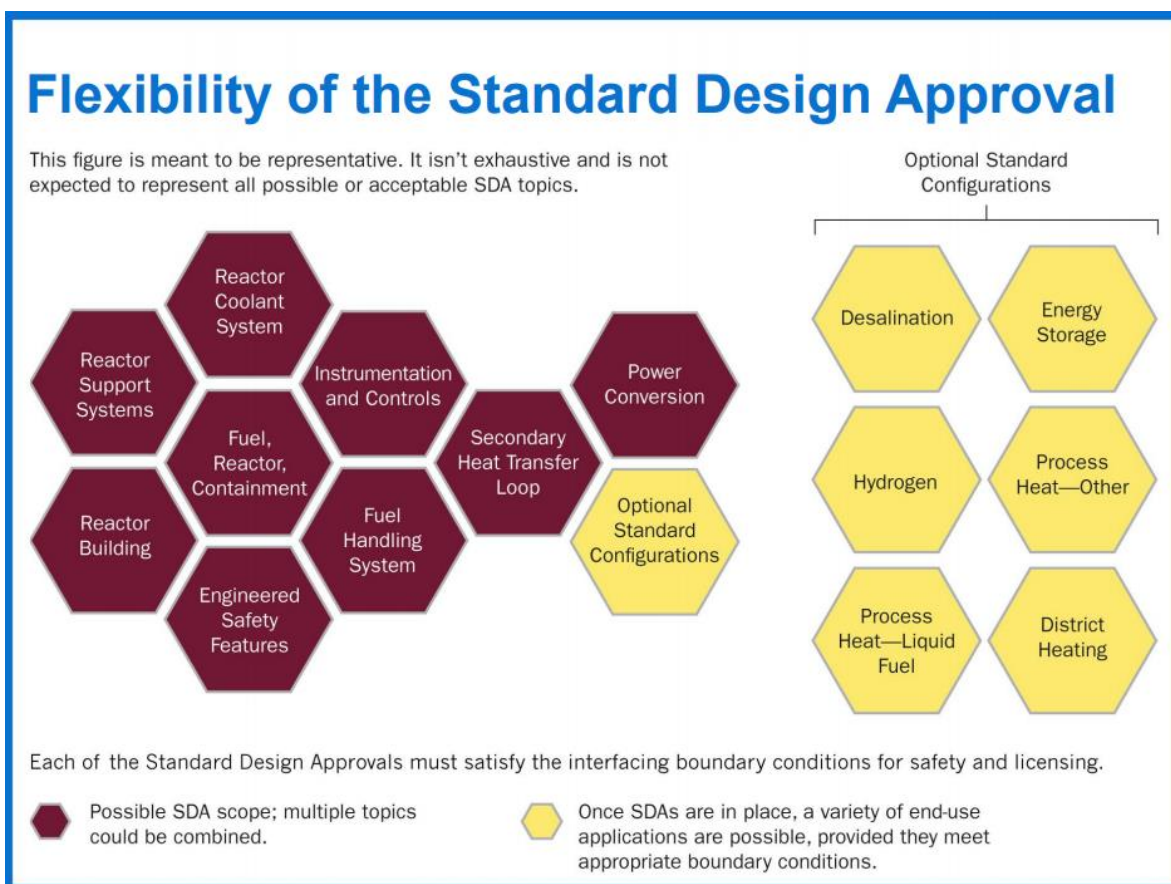


Figura 11: Incorporación de flexibilidad en diseño y licenciamiento [35]

En un marco regulatorio tecnológicamente neutral, los requerimientos deben ser presentados de una manera que permita su aplicación a cualquier tecnología de reactor. Sin embargo, estos requisitos a menudo carecen de la especificidad necesaria para garantizar interpretaciones coherentes y uniformes por parte del personal regulador y los solicitantes [36].

Si bien esta adaptabilidad puede ser valiosa para las nuevas tecnologías, puede ralentizar el proceso de concesión de licencias. Un marco de licencia neutral a la tecnología puede proporcionar orientación para desarrollar y aplicar los criterios específicos de tecnología necesarios.

En cualquier caso, existe consenso en aquellos elementos mínimos en términos de las fases asociadas al proceso de licenciamiento (véase Figura 12), en donde la principal novedad subyace en la incorporación de criterios de flexibilidad en el proceso de aprobación (SDA – Standard Design Approval).

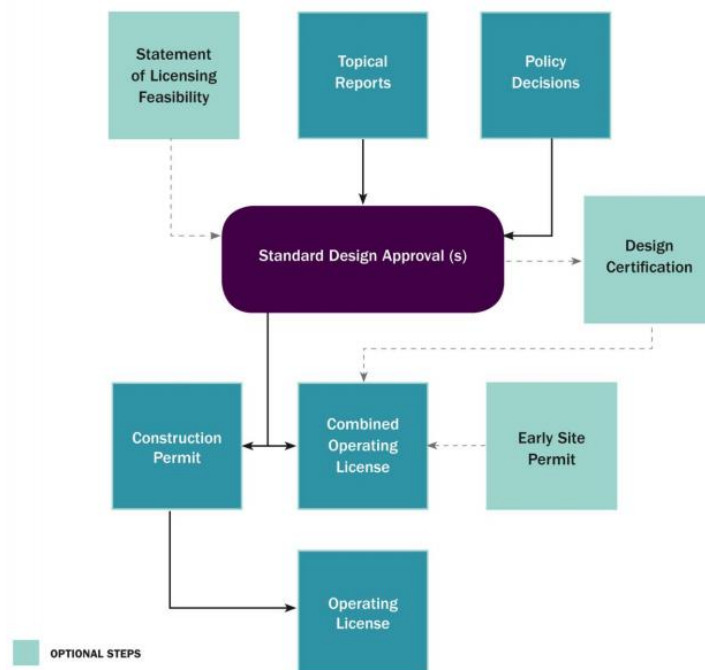


Figura 12: Proceso simplificado del licenciamiento genérico

En definitiva, un marco mixto podría respaldar la licencia de cualquier tecnología de reactor pero también capturar las lecciones aprendidas y permitir la licencia expedita para los solicitantes que hacen referencia e incorporan precedentes regulatorios establecidos[35][36].

Riesgo: ¿cómo considerar los riesgos asociados al desarrollo nuclear (probabilidad y consecuencia) al momento de determinar los requisitos para su licenciamiento?

El marco regulatorio también puede ser analizado y diseñado en función de cómo considera los riesgos específicos junto con las posibles secuencias de accidentes específicas. En la literatura, el riesgo general se define, para los fines de esta discusión, por el "tripleto de riesgo" [37]:

- (1) qué puede salir mal (definición de la secuencia del evento),
- (2) qué probabilidad hay de que salga mal (la probabilidad de la secuencia), y

(3) Cuáles son las consecuencias de la secuencia.

Comúnmente se han utilizado tres enfoques para evaluar los riesgos de seguridad para las centrales nucleares, según se caracteriza por el "triple de riesgo"[37]:

- *Determinísticos*— Los requisitos reglamentarios son basados en la definición de secuencia de eventos y las consecuencias producidos por la secuencia de eventos. La probabilidad de secuencia de eventos no se considera explícitamente al establecer requisitos deterministas.
- *Risk-Based*— Los requisitos reglamentarios se basan en la probabilidad de secuencia de eventos y las consecuencias utilizando los mejores valores de estimación. Las suposiciones conservadoras de fallos o condiciones no se consideran, pero las incertidumbres son consideradas.
- *Risk-Informed*— Los requisitos reglamentarios se basan en requisitos deterministas derivados de probabilidades de secuencia de eventos dominantes. Las secuencias de eventos elegidas para los análisis de seguridad se basan en el riesgo, pero se pueden realizar análisis de seguridad limitantes que incluyen análisis de incertidumbre o definiciones de secuencias de eventos conservadoras que puedan ocurrir.

Cada una de estas estrategias de evaluación de riesgos tiene diversos beneficios y desafíos, los que están estrechamente relacionados con el desarrollo histórico de la regulación nuclear de cada país. Si bien un enfoque regulatorio determinista puede enfocarse en eventos de consecuencias extremadamente altas con una probabilidad cercana a cero, los enfoques *Risk-based* o *Risk-Informed* pueden enfocarse en un evento gatillador (initiating event) con una consecuencia/efecto menor pero una probabilidad más alta porque el riesgo total de tales eventos es mayor sería mayor[37].

Los diseños de marco regulatorio basado (*Risk-Informed*) han tomado fuerza debido a la que este incorpora una evaluación probabilística a la gestión del riesgo (probabilistic risk assessment – PRA) ya que pueden guiar las decisiones de diseño, los análisis de seguridad y ayudar a desarrollar criterios de seguridad específicos. Este tipo de marco regulatorio reconoce los beneficios potenciales de seguridad y diseño de la incorporación de la gestión del riesgo basada en *Risk-informed*, al tiempo que explica las incertidumbres inherentes a la PRA y además considera el actual del estado del arte y el uso de principios deterministas como el *defence-in-depth* en donde son exigidos por ejemplo objetivos de seguridad social[36].

Finalmente resulta relevante revisar cómo se adapta este tipo de mecanismo de gestión del riesgo a el marco regulatorio a los para diseños de reactores avanzados cuya experiencia operativa es limitada; en este sentido, el uso de PRA permite una mayor comprensión del riesgo relativo de diferentes secuencias de eventos y las características de diseño de las funciones de seguridad críticas.

Requisitos prescriptivos o basados en el rendimiento: este criterio trata de responder a la pregunta si ¿acaso la seguridad de una planta nuclear se determina al implementar las características operativas y de diseño prescritas o al momento de evaluar el rendimiento general de la planta/instalaciones?

La literatura en esta materia establece que los requisitos técnicos pueden ser prescriptivos o basados en el rendimiento. Los requisitos prescriptivos especifican las características de diseño, las técnicas de análisis o las prácticas operativas que un solicitante debe usar para satisfacer un objetivo de seguridad. Un ejemplo sería el mantenimiento, prueba e inspección específicos de los generadores diésel de emergencia en intervalos de tiempo específicos para garantizar la confiabilidad

Por el contrario, los requisitos basados en el rendimiento presentan un objetivo de seguridad general o una métrica que debe cumplir el diseño, pero permiten al solicitante seleccionar las características de diseño específicas, las técnicas de análisis o las prácticas operativas que pueden satisfacer el objetivo [38].

En resumen, los requisitos prescriptivos especifican cómo deben cumplirse los objetivos de seguridad, mientras que los requisitos basados en el rendimiento especifican qué objetivos de seguridad deben cumplirse. La principal ventaja de los requisitos prescriptivos es que reducen la incertidumbre regulatoria y proporcionan a los solicitantes criterios claros para la concesión de licencias; se requiere mucho menos juicio de ingeniería durante las evaluaciones por parte del personal regulador. La principal desventaja de los requisitos prescriptivos es que se centran en el método utilizado para lograr el objetivo de seguridad y no en el objetivo final en sí. Esta desventaja tiene dos implicaciones [32].

Primero, desalienta las soluciones innovadoras de seguridad porque la necesidad de buscar excepciones y crea una barrera para la implementación [35]. En segundo lugar, centrarse en el método y no en el resultado puede resultar en un menor énfasis en garantizar que el objetivo final de seguridad se cumpla con los métodos prescritos. Los requisitos basados en el rendimiento especifican qué objetivos de seguridad deben cumplirse y hacen hincapié en que los solicitantes deben demostrar cómo su diseño cumple con los objetivos de seguridad. La principal ventaja de este enfoque es que puede permitir el diseño y la flexibilidad operativa y puede adaptarse a cualquier tecnología de reactor si los objetivos de seguridad especificados son lo suficientemente amplios (por ejemplo, límites de dosis fuera del sitio para condiciones de accidente).

La principal desventaja de una metodología basada en rendimiento es que los criterios de evaluación en la ingeniería de diseño deben usarse para evaluar las incertidumbres y determinar si se han cumplido los requisitos, y dichos criterios podrían ser objeto de interpretación por parte de los solicitantes, el personal y otros organismos de revisión, así como interventores y tribunales. La flexibilidad puede generar incertidumbre normativa y retrasar los proyectos si se requieren análisis, experimentos o rediseños significativos para que el solicitante demuestre que el diseño del reactor cumple satisfactoriamente los objetivos de seguridad.

Si bien los diferentes marcos regulatorios pueden tener el mismo objetivo final, es decir, la protección adecuada de la salud y seguridad públicas, la elección de un marco particular tendrá un impacto en la forma en que se regulan las tecnologías y en cómo la industria piensa y aborda la seguridad

Un marco regulatorio en materia de seguridad basado en el rendimiento también introduce requerimientos específicos de la tecnología solo cuando dichos requisitos son realmente necesarios y proporcionan a los solicitantes la máxima flexibilidad para innovar en los diseños y características del reactor al tiempo que garantiza una protección adecuada de la salud y seguridad pública. En esta medida las buenas prácticas recomiendan el uso limitado de requerimientos específicos de tecnología como mecanismo de ayuda a mejorar la transparencia normativa.

Si bien los diferentes marcos regulatorios pueden tener el mismo objetivo final, es decir, la protección adecuada de la salud y seguridad pública, la elección de un diseño normativo particular tendrá un impacto en la forma en que se regulan las tecnologías y en cómo la industria piensa y aborda la seguridad nuclear.

Flexibilidad Operacional de las centrales nucleares y energía renovable variable

Históricamente, las plantas de energía nuclear han operado en un modo de "carga base" que se traduce en una operación continua (24/7) cercana a la capacidad máxima nominal de la central. Sin embargo, las plantas de energía nuclear son técnicamente capaces de una operación flexible, que incluye variaciones en la inyección de electricidad al sistema eléctrico a lo largo del tiempo, como rampas no programadas u operar en modo seguimiento de carga; proporcionando regulación de frecuencia y reserva operacional.

Esta capacidad resulta relevante ya que la flexibilidad se vuelve más valiosa a medida que los sistemas eléctricos en el mundo están en pleno proceso de transición hacia sistemas de energía con bajas emisiones de carbono y con una mayor participación de fuentes de energía renovables variables; como la energía eólica o la solar.

La alta penetración de las energías renovables en algunos mercados ha ido creciendo de la mano al mayor uso de las centrales eléctricas de gas natural para proporcionar una capacidad de respaldo flexible, que ha ido reemplazado a las centrales eléctricas tradicionales de carga base (mayoritariamente carbón). En aquellos mercados, que cuentan con centrales nucleares (ejemplo. LWR) esta puede ser forzada al modo de seguimiento de carga (como es el caso en Francia y en ciertas regiones de los Estados Unidos). Sin embargo, esta operación se constituye en una penalización económica asociada por no operar a plena capacidad todo el tiempo, reduciendo sus ingresos operacionales.

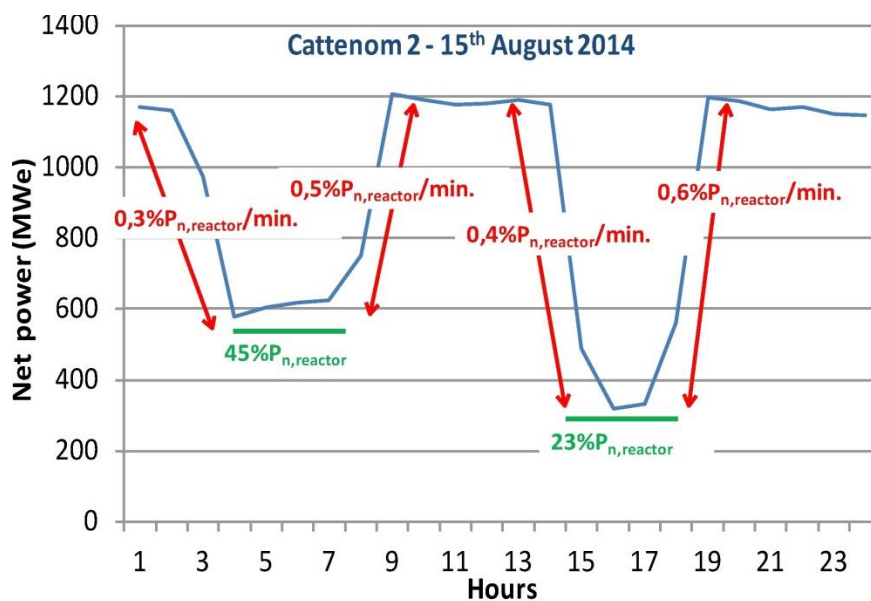


Figura 13: Perfil de generación de la Unidad CATTENOM 2 (reactor), Agosto 15/08/14. Data provista por RTE [39].

Tanto las turbinas diésel como a gas natural son diseñadas para ser flexibles a fin de proporcionar rápidamente rampas de alta potencia. Por su parte las centrales térmicas a carbón y las plantas nucleares muestran características similares, siendo menos eficientes que las turbinas a gas, especialmente operando en frío. Aunque la rampa de potencia máxima es significativamente menor para las plantas nucleares

comparada con la de una turbina a gas que opera en ciclo abierto, su potencial de flexibilidad¹⁹ es más significativo debido a su alta potencia nominal (más del doble que para las turbinas a gas – véase Figura 13).

Al combinar la capacidad de rampa y la potencia nominal de la planta, el potencial de flexibilidad de una planta nuclear se puede evaluar como *65 MWe/min* frente a *30 MWe/min* para una planta de gas. Este efecto es tanto más importante en la medida que aumenta el número de unidades nucleares en operación cuya gestión de operación flexible puede ser maximizada ante una alta presencia[40].

En este sentido, varios estudios muestran novedosas modelaciones para representar con mayor precisión las distintas limitaciones técnicas operativas de las centrales nucleares, incluidos los impactos de los transitorios (*xenon transients in the reactor core*) y la reactividad del núcleo cambiante durante el ciclo de irradiación del combustible.

Por ejemplo, en [41] se utiliza datos reales de las *utilities* del suroeste de los Estados Unidos, para investigar posibles impactos producidos por la operación flexible de centrales nucleares en un sistema de energía con una penetración significativa de energía solar y eólica. Los resultados mostraron que la operación nuclear flexible reduce los costos operativos del sistema, aumenta los ingresos de las unidades de generación nuclear (reactor) y se reduce el vertimiento (*curtailment*) de energía renovable.

También han surgido estudios que buscan eliminar una idea errónea común sobre la energía nuclear, considerada como un activo no flexible en un contexto de creciente necesidad de flexibilidad debida esencialmente al incremento de generación de energía variable, particularmente mayores participaciones de energía eólica y solar. En este sentido resulta clave el escenario francés como claro ejemplo práctico de la flexibilidad nuclear, considerando los perfiles de generación horaria de reactores nucleares durante los últimos años, disponibles en el sitio web del TSO francés.

En [40] se logra demostrar que, a pesar del pensamiento común, la energía nuclear es flexible y actualmente se opera en Francia como tal. Además, existe un potencial significativo para aprovechar aún más las características flexibles de la energía nuclear. Esto se puede lograr incrementando el número de operaciones de seguimiento de carga de cada reactor y aumentando el número de reactores involucrados en el seguimiento de carga. De acuerdo a los estudios realizados por los autores junto con un trabajo conjunto con el TSO francés concluyen que los límites técnicos están lejos de ser desafiados hoy. Desde el punto de vista económico, el costo de la flexibilidad se debe principalmente a la disminución del factor de carga, siendo cualquier otro aspecto un elemento secundario.

Este cambio en la operación de los reactores nucleares puede llegar a ser crítico en la economía de una central nuclear de potencia si el factor de carga es sustancialmente reducido[42]. En efecto, bajo factor de planta podría poner en peligro la economía nuclear, especialmente porque es una tecnología intensiva en costos de capital.

Para resolver los desafíos en materia económica de la energía nuclear, la flexibilidad nuclear también se podría lograr mediante el desarrollo de negocios complementarios adicionales a la operación de la central. Un buen ejemplo es la producción de hidrógeno [43]. Ya sea gracias a sus propias características de flexibilidad, o a través de nuevos productos y servicios ofrecidos como parte de su producción, hoy día es posible afirmar y

¹⁹ Medida en potencia instantánea en MWe.

demostrar que la tecnología nuclear es capaz de proveer un suministro de energía flexible, incluso considerando las tecnologías más clásicas.

En este sentido, la transición energética debe llevarse a cabo considerando toda la cartera de tecnologías de baja emisión de carbono disponibles y aprovechando las posibles sinergias que pueden surgir de las características complementarias de las fuentes de energía de baja emisión de carbono.

Adicional a la entrega de nuevos productos dentro del portafolio ofrecidos por las centrales nucleares (producción de hidrógeno o desalinización), cualquiera de los sistemas nucleares avanzados que funcionan a alta temperatura podría proporcionar una combinación variable de energía y calor (u otros productos energéticos), tanto para adaptarse a la intermitencia de las energías renovables como para proporcionar energía cuando las fuentes renovables no están disponibles (p. ej., en días nublados o sin viento), con lo que el reactor funcionaría a un rendimiento térmico constante del 100%.

Es importante tener en cuenta que un reactor que produce múltiples productos de energía, en términos variables por definición sería más caro de construir que uno que produce un solo producto, porque las dos líneas de productos deben incluirse en el diseño. Sin embargo, si el segundo producto tiene más valor que la electricidad, que es un producto de bajo valor, puede ser posible compensar el costo de inversión adicional. Esto que significa, que el cálculo de las compensaciones debiese determinar el mínimo valor de los productos adicionales o bien valorizar las compensaciones por efecto del producto flexibilidad en un escenario mono-producto. Cualquiera sea el caso, se requeriría un análisis económico detallado para evaluar estas compensaciones y así determinar el óptimo trade-off [32].

Alternativamente, en algunos mercados se ha propuesto un ciclo de cobertura a gas natural para proporcionar potencia variable, nuevamente con el reactor funcionando a una salida térmica estable del 100%. El MIT recomienda un FHR que utiliza un Ciclo Combinado de Aire-Brayton Nuclear como un ciclo de cobertura[44] [45].

Este tipo de tecnologías ofrece la creación de un potencial nuevo mercado para reactores avanzados además de la generación tradicional de electricidad de carga base. Si bien se podría esperar un mayor ingreso de este sistema debido a su mayor eficiencia térmica general (si se compara con una planta de gas natural de ciclo combinado), las implicaciones en términos de costos aún no son claras. Además, bajo una restricción estricta de carbono (cero carbono post 2050), los diseños que utilizan gas natural no serían viables.

Existen muchas otras estrategias para abordar los desafíos de la flexibilidad en centrales nucleares, todas ellas a incorporarse en tecnologías de generación avanzadas. Por ejemplo, usar el almacenamiento de calor (a través de sales fundidas) y luego modular la salida eléctrica del reactor y el depósito de almacenamiento de calor según la necesidad. Muchas de estas ideas aún se encuentran en una etapa conceptual y es necesario un análisis económico adicional para determinar su potencial viabilidad de mercado

Finalmente se podría destacar otros productos como el hidrógeno o la desalinización. En el caso del agua desalinizada esta se constituye como un producto cada vez más importante en las regiones áridas del mundo que tienen acceso limitado a los recursos de agua dulce, como el Medio Oriente[46]. En el caso chileno podría destacarse la zona centro y norte, la que ha presentado desafíos importantes en esta materia. En efecto se han desarrollado importantes proyectos de desaladoras por parte de la minería así como las centrales térmicas que requieren este producto como es el caso de las de AES Gener.

La desalinización se puede lograr mediante ósmosis inversa, que requiere solo electricidad o una variedad de procesos de baja temperatura basados en el calor. Sin embargo, el tamaño del mercado es bastante pequeño: satisfacer la demanda mundial actual de energía para el agua desalinizada requeriría aproximadamente 16 GW de capacidad de generación eléctrica, suponiendo una producción de 100 millones de metros cúbicos de agua desalada por día usando ósmosis inversa con un requisito de energía de 3.5 kWh por metro cúbico y un factor de capacidad del 90% para la central eléctrica.

Esta demanda se puede satisfacer fácilmente mediante reactores nucleares que generan electricidad y / o están equipados con un circuito de extracción de calor a baja temperatura adecuado. El negocio de desalación podría ser un producto complementario que inyectaría recursos importantes al proyecto, además de entregarle un atractivo adicional al proyecto que eventualmente reduciría su potencial rechazo social producto de entregar beneficios alternativos como lo podría ser el agua potable o agua para uso en procesos industriales.

Desarrollo nuclear en el mercado eléctrico chileno²⁰

El mercado eléctrico chileno tiene sus inicios a finales del siglo XIX, con la electrificación de la Plaza de Armas de Santiago en 1883, solo un año después de la primera instalación de alumbrado eléctrico del mundo (Lane Fox, Londres 1882)[47]. En sus inicios el desarrollo energético estuvo marcado por centrales hidráulicas tema que se proyecta en el tiempo lo que profundiza el carácter y vocación renovable de la matriz energética chilena.

En 1939 aparece el Plan General de Electrificación, el que puede ser considerado la primera “Política Energética Chilena”. La aparición de CORFO en 1939 y la entonces estatal ENDESA se crea un 1943 con un ambicioso plan de electrificación, además de introducir los primeros conceptos de eficiencias técnico-económicas en un contexto de evaluación social²¹.

Entre el periodo 1940 – 1955 aparecen los primeros sistemas regionales e inicia la exploración del desarrollo hidráulico a gran escala. Es así como se construye Rapel (1968) seguidas por El Toro, Antuco y Colbún. Aquí el estado adquiere un rol protagónico con la Creación de Chilectra en 1970.

En paralelo a estos desarrollos, a fines de esa misma década (1960), ENDESA (la Empresa Nacional de Electricidad) a través de un acuerdo de cooperación existente con Francia, envía a varios profesionales al exterior para estudiar y capacitarse en temas nucleares. A su regreso, estos profesionales crearon una Oficina Nacional Nuclear cuya misión era establecer una planta de energía nuclear en Chile. Se decidieron por un reactor de 100MW, que estaría ubicado en la región de Antofagasta (en el norte de Chile) e incluiría una planta de desalinización con una capacidad de alrededor de 20.000 m³/mes. También comenzaron a buscar un sitio apropiado, contratando a la empresa estadounidense *NUS Corporation* para esta tarea. El plan era tener el reactor funcionando en 1975. La única tarea restante era hacer un viaje por Europa para visitar varios reactores y conocer las propuestas de los vendedores para elegir un proveedor y firmar un contrato.

En octubre de 1970, Salvador Allende fue elegido presidente y, con su partido en el poder, se anuló el plan para implementar un programa de energía nuclear. ENDESA clausuró la Oficina Nacional Nuclear y reasignó a los profesionales a otras áreas.

A mediados de la década de 1970, cuando el gobierno militar llegó al poder, se relanzó la opción nuclear. Esta vez, el proyecto consideró la implementación de un reactor de 600 MW, que estaría ubicado en la región central. El estudio de selección del sitio fue realizado por la empresa estadounidense *Dames & Moore*. El proyecto no parecía factible desde una perspectiva económica; la planta nuclear no solo tenía altos costos de construcción y mantenimiento, sino que también requería un sistema eléctrico robusto. Además, se percibió una ambigüedad entre el uso pacífico y militar de la energía nuclear, por lo que también hubo oposición interna a esta opción. Finalmente, la opción nuclear fue descartada en 1982.

Entre 1978 y 1982 se introduce un cambio relevante con la introducción de competencia y la creación del mercado eléctrico propiamente tal. Se produce la separación en tres segmentos de la cadena de suministro (generación, transmisión y distribución), se realiza la privatización de cada uno de éstos segmentos y el estado se define bajo un rol subsidiario pasando a ser el regulador en los segmentos monopólicos del mercado eléctrico (transmisión y distribución), con una planificación indicativa en el segmento generación.

²⁰ ©OIEA-OECD, Chilean Nuclear Overview

²¹ Rudnick, H & Palma, R; *Evolución Histórica del Desarrollo Eléctrico Chileno*, 2018.

El desarrollo de la infraestructura eléctrica se realiza ahora en un ambiente competitivo, respondiendo a criterios económicos que en principio debiesen estar alienados a los objetivos sociales. Es en este ambiente de competencia que se gatilla la postergación del desarrollo nuclear. El debate nuclear resurgió fuertemente con la crisis energética iniciada por el corte de suministro de gas argentino en 2004 cuyo momento más complejo se produce entre 2007-2008.

Es así que, durante 2007, se forma el Grupo de Trabajo de Energía Nuclear para estudiar la viabilidad de la implementación y el uso de la energía nuclear en Chile. Este estudio concluyó que, de acuerdo con la experiencia internacional y a pesar de los riesgos de los terremotos que enfrenta Chile y los posibles problemas de gestión de desechos, la energía nuclear es una opción viable, pero se necesitaban más estudios antes de tomar una decisión.

En 2010, el estudio "*Núcleo-Electricidad en Chile, Posibilidades, Brechas y Desafíos*" afirmó que el desarrollo de la energía nuclear en Chile debería tender a cerrar las brechas identificadas: "... conocimiento tecnológico, institucional y fundamental, como una información geológica completa de la economía, modificar la corriente instituciones legales y reguladoras, implementar un plan para satisfacer las necesidades de recursos humanos y finalizar otros estudios complementarios". El estudio también concluyó que la aprobación pública no es solo un requisito fundamental sino también *el mayor desafío al que se enfrenta antes de considerar la energía nuclear como una alternativa energética*. Si estos problemas se resolvieron a mediados de la década de 2010, el estudio estimó que las centrales nucleares podrían incluirse como parte de la matriz energética de Chile. Una de las principales conclusiones de este estudio fue que la energía nuclear sería un "seguro estratégico que garantizaría un suministro de energía sostenible a largo plazo". El estudio predijo que la energía nuclear podría formar parte de la matriz energética de Chile a partir de 2030 [48].

En marzo de 2010, el Gobierno del Presidente Sebastián Piñera anunció que continuaría estudiando la opción nuclear en estrecha cooperación con la IAEA. Sin embargo, durante este gobierno se produjeron dos eventos importantes que tuvieron un impacto negativo en los planes nacionales para evaluar una opción de energía nuclear: el terremoto de magnitud 8,8 de Chile (2010) y el terremoto de Japón y el accidente de Fukushima (2011). Además de la tragedia que el terremoto de Chile trajo al país, el evento aumentó la conciencia pública sobre la naturaleza altamente sísmica de Chile y suscitó temores de que el país podría no estar lo suficientemente preparado para soportar este tipo de eventos. Luego, el accidente de Fukushima se produjo un año después y contribuyó a poner definitivamente en suspenso el proceso de evaluación de la energía nuclear. Durante los siguientes 4 años, no se realizó ningún trabajo relevante sobre este tema.

En enero de 2015, bajo la presidencia de Michelle Bachelet el Gobierno decidió volver a examinar si las conclusiones de estudios anteriores seguían siendo válidas a la luz de los nuevos acontecimientos, y qué debería hacer el país si decidía reanudar el proceso de evaluación, por lo que el Comité de Energía Nuclear se creó para preparar el informe "Generación de energía nuclear en Chile: hacia una decisión racional". Este informe concuerda con el informe anterior de 2010 de que el país debe continuar trabajando para cerrar las brechas que inhiben la implementación adecuada de la energía nuclear. Además, el informe señala que la posibilidad de usar energía nuclear no debe descartarse sin un "análisis racional y exhaustivo y teniendo en cuenta todos los aspectos relevantes de esta tecnología y la viabilidad de su uso en Chile". Finalmente, el informe concluye que la aprobación social es crucial para comenzar cualquier proyecto que involucre el desarrollo de la energía nuclear en Chile.

En diciembre de 2015, el Gobierno publicó el documento Energía 2050: la Política Energética de Chile, como una política energética a largo plazo con un mapa claro del sector energético chileno hasta 2050.

La Política Energética Nacional al 2050 establece que la energía nuclear no es una opción para Chile en este momento, y su aceptación depende de más investigaciones sobre seguridad y racionalidad económica, así como de la aceptación de la comunidad.

A pesar de la exclusión de la energía nuclear de la agenda energética, su posible uso en el futuro no ha sido descartado. De hecho, se ha reconocido la necesidad de estudios adicionales relacionados con tecnología, ubicación, gestión de residuos y aprobación pública y se ha designado a la CCHEN para dirigir estos estudios, de modo que en la próxima revisión de la política energética (2020) esta opción podría ser discutida.

A través de este mandato, la CCHEN crea en marzo de 2016 la Oficina Asesora de Desarrollo Estratégico y Energía Nuclear Potencia, la que tiene como función y atribuciones, liderar los estudios corporativos estratégicos asociados al desarrollo de la Energía Nuclear de potencia, así como coordinar y servir de contraparte en los estudios relevantes técnicos necesarios en materia de núcleo-electricidad.

Actualmente esta oficina se encuentra abocada en el desarrollo de los estudios y análisis respecto de la conveniencia de considerar a la energía nuclear de potencia dentro de las opciones de diversificación de la matriz de generación chilena, junto con todas las aristas que surgen respecto a esta decisión (Licenciamiento, normativa ambiental, emplazamiento, nuevo marco regulatorio, mejoras en las leyes orgánicas y de seguridad nuclear y demás materias relacionadas. Estos estudios se entregarán como antecedente al Ministerio de Energía para el proceso de revisión de la Política Energética al 2020. Son las conclusiones que surjan de la próxima evaluación de la planificación de largo plazo la que probablemente marcará el futuro en materia de energía nuclear de potencia en Chile.

Acuerdos internacionales y cooperación en materias de seguridad nuclear y protección radiológica

A través de la historia el Gobierno de Chile ha participado en todos los acuerdos internacionales relevantes para la mejora de la seguridad mundial, suscribiéndose a los convenios internacionales pertinentes, al Código de conducta sobre seguridad y protección de las fuentes radiactivas y la guía complementaria sobre la importación y exportación de fuentes radiactivas.

Chile se adhirió a los siguientes acuerdos multilaterales del régimen de seguridad global:

- Acuerdo sobre los privilegios e inmunidades del IAEA
Aceptación (**1987**);
- Convención de Viena sobre responsabilidad civil por daños nucleares,
Firmado(**1988**) y ratificado (**1989**);
- Convención sobre la protección física de los materiales nucleares,
Adhesión (**1994**);
- Enmienda a la Convención sobre la protección física de los materiales nucleares,
Aceptación(**2009**);
- Convención sobre la notificación temprana de accidentes nucleares,
Firmado (**1986**) y ratificado (**2005**);
- Convención sobre asistencia en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica,
Firmado(**1986**) y ratificado (**2004**);
- Protocolo conjunto relativo a la aplicación del Convenio de Viena y el Convenio de París,
Firmado (**1988**) y ratificado (**1989**);

- Convención conjunta sobre la seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre la seguridad en la gestión de desechos radiactivos, Adhesión (2011);
- Convención sobre Seguridad Nuclear, Firmado(1994) y ratificado (1996);
- Código de conducta sobre la seguridad y la protección de las fuentes radiactivas, suscripción de apoyo (2004).

CCHEN también ha firmado los siguientes acuerdos bilaterales:

- Acuerdo administrativo entre la Comisión Canadiense de Seguridad Nuclear y la Comisión Chilena de Energía Nuclear para Importación y Exportación de Fuentes Radiactivas, Acuerdo (2011);
- Declaración de intenciones entre el Departamento de Energía de los Estados Unidos y la Comisión Chilena de Energía Nuclear relacionada con la Gestión de Emergencias Nucleares y de Radiación y la Capacidad de Respuesta, Acuerdo (2012).

Por otra parte se ha sometido a evaluaciones de toda su infraestructura nuclear recibiendo evaluaciones en 2005 (RaSSIA²²); (ORPAS²³) en 2017; y el IRRS en 2018.

²² Evaluación de Infraestructura de Seguridad y Protección Radiológica

²³ Servicio de Evaluación de Protección contra Radiación Ocupacional

Desarrollo de proyectos y procedimientos sectoriales y técnicos

El Estado chileno ha trabajado en el desarrollo de mecanismos que permitan un impulso a la inversión en forma transversal; y el sector energético no ha sido la excepción. Se han realizado grandes transformaciones al marco legal de los sectores electricidad e hidrocarburos con nuevas leyes, regulaciones que han sido logradas a través de la participación de los distintos actores involucrados. Sin embargo la recuperación de la confianza no solo yace en un marco regulatorio propicio, requiere también que las instituciones se empoderen y salgan a buscar y apoyar a quienes quieren y pueden invertir en Chile. La creación de un ambiente de confianza en un elemento fundamental.

Uno de los grandes desafíos para el desarrollo de los proyectos energéticos descansa en la complejidad en los procesos hacia el desarrollo de proyectos de infraestructura energética para los segmentos de generación y transmisión eléctrica sumado a la judicialización de los proyectos, que si bien se ha visto disminuida aún persiste en el segmento transmisión (Caso Cardones - Polpaico), lo que en una medida se produce por el hecho de contar con una suerte de “ventanilla única” que puso a disposición de la institucionalidad pública y de los privados un espacio para transparentar el diálogo, y a la vez, trabajar cara cara con sus contrapartes que finalmente logra reducir, facilitar y apoyar los procesos de gestión de los proyectos, a través de cada una de las etapas que tiene el desarrollo de una infraestructura energética particular.

En este sentido, junto a los avances en materia regulatoria, el estado chileno ha trabajado en el proceso de apoyo y guía de los inversionistas en el mercado eléctrico, facilitando su relación con los distintos entes del estado, comunidades, eficiencias, solicitud de permisos sectoriales. Para este efecto han surgido diferentes iniciativas de las que cabe destacar por su gran relevancia a las oficinas asesoras y gestoras de infraestructura energética. Es así como una de las primeras acciones que es realizada a principios de 2014 y bajo la dirección de Máximo Pacheco Matte, el Ministerio de Energía crea la Unidad de Gestión de Proyectos, como una unidad adjunta que dependía en forma directa del Ministro de Energía, además de ser incluida como uno de los pilares²⁴ de la agenda de energía para el periodo 2014-2017.

Esta unidad surge como una instancia coordinadora tanto entre los distintos órganos de la Administración del Estado vinculados al otorgamiento de autorizaciones y permisos de proyectos de inversión energética como entre órganos y el o los titulares de dichos proyectos de inversión, pudiendo al efecto **reunir antecedentes, solicitar y realizar estudios y proponer medidas para hacer más eficientes los procedimientos de autorización de los señalados proyectos de inversión**. El acompañamiento por parte de esta unidad se extiende hasta que la inversión en seguimiento se encuentre materializada. El apoyo de esta unidad fue bastante exitoso para destrabar muchos procesos y avanzar en proyectos estratégicos en el segmento de transmisión, así como un avance en el desarrollo de la hidroelectricidad de pequeña escala.

La iniciativa evolucionó en forma posterior a la promulgación de la Ley 20.396 con la creación de la División de Infraestructura Energética, cuya función es *Velar por el adecuado desarrollo de la Infraestructura Energética del País*. Aquí se mantuvo la unidad de gestión de proyectos como dependiente de esta nueva División y se incorporó la Unidad de Franjas. El concepto de las Franjas es nuevo en la Ley y básicamente es un proceso mediante el cual se desarrolla cierto tipo de líneas de transmisión que son estratégicas para el desarrollo energético del país, especialmente para potenciales polos de desarrollo energético. La planificación

²⁴ Pilar 6: Impulso a la inversión en infraestructura energética

energética y la posterior planificación de la transmisión que es desarrollada por la CNE para un horizonte de 20 años, es la que define que segmentos, líneas y demás elementos de la transmisión son categorizados en este segmento.

La creación de este tipo de espacios de interacción entre la institucionalidad y el sector privado, es un ejemplo claro del tipo de apoyos con los que deberá contar un eventual desarrollo de infraestructura nuclear. En efecto, el acompañamiento por parte de la Unidad de Gestión de Proyectos, o la instancia que la pudiese reemplazar podría ser clave para la materialización del proyecto, dadas las complejidades y barreras sociales existentes a este tipo de tecnología (sean válidas o no); ya que el rol de la oficina ayudaría al acceso a los permisos, autorizaciones y demás requerimientos en el territorio, lo que requerirá acciones coordinadas con otros equipos de trabajo como es el caso de la División de participación y Diálogo del Ministerio de Energía. En esta medida, se puede indicar que existen instancias de apoyo al desarrollo de los proyectos que pueden facilitar a los inversionistas su interacción y entendimiento del mercado eléctrico chileno y las distintas barreras que deberán ser superadas.

En este punto, también podría ser clave el nuevo rol de Enap en el mercado eléctrico chileno. La Ley 20.987 de 2016 le entrega nuevas facultades a Enap y sus filiales permitiéndole entre otros, participar en el negocio eléctrico. El cambio de Ley incluye dentro de las facultades de Enap, el desarrollo de estudios y evaluaciones técnicas y comerciales, gestionar y obtener los permisos y autorizaciones requeridos para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con sus respectivas instalaciones de transmisión, así como el completo desarrollo de proyectos de generación eléctrica. Esta nueva facultad puede adquirir gran relevancia

Guías y manuales de procedimientos

Sumado a los desarrollos institucionales, también existen otras herramientas que han sido creadas para el apoyo a los proyectos; dentro de las más efectivas se encuentran las guías para el entendimiento del marco legal y normativo así como en los procesos más complejos asociados a ciertos servicios de la administración del estado. Estas guías han sido especialmente desarrolladas para el entendimiento y las relaciones con la autoridad ambiental como el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental – SEIA, las comunidades y autoridades locales, relaciones con el Coordinador Eléctrico Nacional – CEN así como el acercamiento y gestión de proyectos de forma conjunta con las comunidades.

En general cada una de éstas guías tiene como objetivo el entendimiento de las bases regulatorias, de información y de otorgamiento de permisos y autorizaciones, para las relaciones y participación sólidas con las comunidades; todas estas buscando un desarrollo energético con mayor sustentabilidad ambiental y legitimidad social.

Algunas de las guías que han surgido en los últimos años son:

- Política de Desarrollo local, sostenible y asociativo - Vinculada a Proyectos de Energía
- Orientaciones para el desarrollo de proyectos de energía en contextos indígenas
- Guía para la descripción de Proyectos de Centrales Solares de generación de energía eléctrica en el SEIA
- Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Biomasa y Biogás
- Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Eólicas de Generación de Energía Eléctrica

- [Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Geotérmicas de Generación de Energía Eléctrica](#)
- [Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales de Generación de Energía Hidroeléctrica de Potencia Menor a 20 MW](#)
- [Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de la Fase de Construcción de Proyectos](#)
- [Evaluación Ambiental Estratégica en la Política Energética Nacional al 2050](#)
- [Valor Paisajístico en el SEIA](#)
- [Guía de Buenas Prácticas en el uso de agua para Refrigeración de centrales Termoeléctricas](#)

En general los esfuerzos del estado han estado enmarcados en el apoyo y acceso a permisos, en la gestión territorial, ambiental, cambio climático y desarrollo hidroelectricidad de pequeña escala.

Finalmente, las políticas de Desarrollo Local complementan estos procesos antes descritos ya que promueven el relacionamiento entre todos los actores que participan en el desarrollo de proyectos energéticos, incentivando la vinculación empresa-comunidad-gobierno local, de forma tal de fomentar un trabajo colaborativo que permita la concreción de iniciativas que incidan en el desarrollo local de las comunidades.

Caso especial: Normativa ambiental y guías para el desarrollo de proyectos

La obtención de la Resolución de Calificación Ambiental – RCA, es uno de los elementos más relevantes para el desarrollo de cualquier tipo de infraestructura energética. Según lo establecido por el marco legal vigente, la evaluación de impacto ambiental es el procedimiento orientado a determinar si el impacto ambiental de un proyecto o actividad se ajusta a las normas vigentes. El procedimiento por tanto, debe contemplar mecanismos a través de los cuales se predicen los impactos en el área de influencia y se evalúan para determinar si son o no significativos; así como el cumplimiento de las normas ambientales aplicables. La Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente - Ley N° 19.300, establece que dicho procedimiento está a cargo del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

En términos generales, la evaluación de impacto ambiental – EIA que se realiza en el marco del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) se basa en el análisis de las partes, obras y acciones de un proyecto o actividad a ejecutarse y cómo éstas alteran los componentes del medio ambiente (impactos). Tal ejercicio se realiza previo a la ejecución del proyecto o actividad y, por tanto, se basa en una predicción de la evolución de los componentes ambientales en los escenarios con y sin proyecto.

Independiente de la estructura de propiedad de un proyecto, el titular debe analizar si éste se encuentra en el listado de tipologías susceptibles de causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases, que deben presentarse al SEIA, según lo establecido en el artículo 10 de la Ley N° 19.300 y artículo 3 del Decreto Supremo N° 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el Reglamento del SEIA (Reglamento del SEIA).

Si el proyecto o actividad debe ser presentado al SEIA, es responsabilidad del titular definir la modalidad de ingreso, ya sea a través de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA). Para ello, le corresponde analizar el artículo 11 de la Ley N° 19.300, donde se establece que los proyectos que se presentan al SEIA requieren la elaboración de un EIA si generan o presentan a lo menos uno de los siguientes efectos, características o circunstancias:

- a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos.

- b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire.
- c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos.
- d) Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos y glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
- e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.
- f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

De acuerdo a lo anterior, la generación o presencia de uno de estos efectos, características o circunstancias hace necesario que el titular del proyecto o actividad elabore un EIA, el cual debe considerar las materias contenidas en el artículo 12 de la Ley N° 19.300 y los artículos 12 al 18 del Reglamento del SEIA.

En este sentido, la nueva normativa ambiental ante la presencia de un proyecto nuclear deberá incluir uno o varios incisos asociados a los riesgos tanto de potencial contaminación, como aquellos asociados a radiación ionizante por potencial riesgo radiactivo, en el artículo 11° de la Ley así como la normativa reglamentaria asociada.

Por el contrario y de acuerdo al artículo 18 de la Ley N° 19.300, si el proyecto o actividad no genera ninguno de los efectos, características o circunstancias antes señalados, se debe presentar una DIA, la que debe considerar las materias contenidas en el artículo 12 bis de la Ley N° 19.300 y los artículos 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 19 del Reglamento del SEIA. En cualquier caso, dada la naturaleza de un eventual proyecto nuclear es altamente improbable que sea sometido a DIA; así que directamente deberá elaborar un EIA.

Cabe recordar que la evaluación de impacto ambiental es el procedimiento mediante el cual debe demostrarse que un proyecto o actividad cumple con las normas ambientales aplicables y acreditar que se hace cargo de los efectos, características o circunstancias que genera o presenta, mediante la definición e implementación de medidas y justificar la inexistencia de los demás efectos, características o circunstancias enunciados en el artículo 11 de la Ley N° 19.300. A partir de ello, la autoridad, debe verificar y certificar el cumplimiento de la normativa ambiental aplicable, incluido los requisitos de carácter ambiental contenidos en los permisos ambientales sectoriales y calificar la pertinencia, efectividad e idoneidad de las medidas ambientales propuestas

Este tipo de guías son de gran utilidad debido a que, en el caso particular de las asociadas a proyectos de generación, se considera la descripción del proyecto con la respectiva identificación de sus partes, obras y acciones, así como sus emisiones y residuos; permisos ambientales sectoriales e identificación de impactos ambientales más frecuentemente generados. Y si bien no existen ejemplos particulares asociados al escenario nuclear, su lectura se constituye en un buen acercamiento a los requerimientos ambientales. En efecto, el eventual desarrollo de un proyecto nuclear de potencia en Chile, es un hecho que nunca ha sido considerado como altamente probable y la legislación no se ha hecho cargo de recoger todos los resguardos necesarios para el efectivo desarrollo de un proyecto de esta naturaleza en el territorio nacional.

En una medida se traducen en un marco de referencia y orientación a la evaluación ambiental de los proyectos presentados, lo que es sin duda un avance en la tecnificación del SEIA y una reducción de los márgenes de discrecionalidad en la toma de decisiones. Por lo anterior resulta esperable que al momento de iniciarse un programa nuclear de potencia, al igual que lo ocurrido con cualquier nueva tecnología que ingresa al mercado, el SEIA desarrollará guías y procedimientos similares a los expuestos en este apartado.

Las ventajas de las guías preparadas por el SEIA es que permite orientar a los desarrolladores en la compleja tramitología ambiental chilena. Sin duda aquí habrán dos líneas: la primera asociada a la central, lo que será prácticamente igual al proceso de una central térmica; y otra asociada a los riesgos combustibles. Aquí, subyace uno de los desafíos de la coherencia regulatoria así como la asignación de responsabilidades y facultades al organismo regulador nuclear y los requerimientos asociados a la normativa ambiental. La forma de aprobar dependerá de cómo será abordado el proceso de licenciamiento. Esta es una diferencia fundamental con las centrales tradicionales. Aquí es probable que la RCA sea solo la etapa preliminar del proceso de RCA, o que la RCA definitiva sea facultada a la autoridad nuclear o sea un proceso multietapa.

Es decir, en un proyecto tradicional la RCA entregada por el SEA, es una etapa crítica que despeja el desarrollo del proyecto ya que cuando esta resulta en calificación favorable ningún organismo del estado podría denegar autorizaciones ambientales correspondientes. Aquí la nueva autoridad nuclear podría eventualmente denegar una autorización, siendo esta última la que entrega el licenciamiento para la construcción, operación y desmantelamiento de infraestructura nuclear. Todo el sustento al proceso deberá ser elaborado e incorporado como parte de la nueva Ley Orgánica de Seguridad Nuclear, sus reglamentos y toda aquella norma y procedimiento que emane del órgano regulador nuclear cuando corresponda.

Uno de los temas que surge aquí, es la necesidad de revisar la normativa internacional, en específico aquellos tratados internacionales que Chile ha firmado o ratificado en temas de seguridad nuclear²⁵, de forma de establecer si las Leyes y los reglamentos los contienen así como si existe o no coherencia regulatoria. En secciones posteriores serán revisados en forma general los tratados existentes y el grado de vínculo y vigencia que estos presentan. Sin perjuicio de ello, es claro que toda una nueva línea regulatoria deberá ser realizada para los procesos de licenciamiento y aprobación de permisos y concesiones para un programa nuclear de potencia ya que el actual cuerpo legal está diseñado para el desarrollo de aplicaciones de la tecnología nuclear en otras ramas del conocimiento como lo son la medicina, la minería o la agricultura.

²⁵ En general atención a la convención de París (1960, 2004), la convención de Vienna (1963, 1997), la convención de Bruselas, el protocolo conjunto OECD/NEA – IAEA (1988) y la convención suplementaria de 1997. La armonización regulatoria con las Leyes propias de cada país así como la bajada de los convenios firmados debe ser revisado de forma que se garantice la efectiva implementación y aplicación de estas reglas cuando sea necesario.

Estructura de los mercados eléctricos y mecanismos de garantía de suministro

La teoría de mercados eficientes nos dice que la transformación del sistema eléctrico y sus reglas hacia un esquema estándar de mercado permite, en principio, una convergencia hacia un sistema eficiente en muchos aspectos; en particular respecto a la operación y expansión. Esto es posible mediante la libre competencia de quienes participan en dicho mercado, tanto en la generación como en la comercialización de energía a los usuarios finales. En este esquema las empresas de redes de transmisión y distribución se mantienen como monopolios, permitiéndoles a las últimas participar también en el negocio de la comercialización, compitiendo con otros agentes.

Esta estructura estándar intenta que el mercado converja hacia un nivel de eficiencia y suficiencia adecuado, logrando cumplir el objetivo de satisfacer la demanda de electricidad al mínimo costo posible teniendo en cuenta criterios de seguridad, suficiencia y calidad de suministro.

Las transacciones realizadas por los generadores y comercializadores se llevan a cabo en forma total o parcial a través de mercados de largo y corto plazo. El mercado de largo plazo consiste en **contratos físicos o financieros negociados en forma bilateral** entre los agentes²⁶.

Los mercados de corto plazo están divididos por una instancia de transacciones previas al despacho, ej. Día previo, y una liquidación de saldos en tiempo real (mercado spot). El mercado del día previo es una instancia en la cual se calcula el costo marginal de suministro en bloques generalmente horarios para la generación del día siguiente, basados en ofertas de precio y cantidad por parte de los generadores y demanda.

En el corto plazo, las transacciones son más estandarizadas y con mecanismos anónimos de casación de la oferta y la demanda. Así, tanto generadores como comercializadores participan activamente de ambos mercados. La literatura clasifica los mecanismos de transacción en el corto plazo, generalmente, en dos grandes grupos: bilateral y *pool*.

Los mercados de largo y corto plazo están relacionados por una variable en común: el costo marginal de producción de la energía. Asimismo, el mercado *spot* mediante la determinación de una señal marginal, refleja el verdadero costo de oportunidad de producción de energía durante el despacho real y sirve como referencia para la determinación de los precios en los mercados de corto y largo plazo.

El arbitraje entre todos estos mercados crea una conexión robusta y provee señales de eficiencia tanto para la operación como la expansión. De hecho, las expectativas del precio *spot* son las que se reflejan con anticipación en los precios de la energía del mercado de corto plazo y en los precios de los contratos. A su vez, los precios contenidos en los contratos dan las señales de largo plazo para la incorporación de nueva inversión en generación. Por ende, en teoría y en una situación ideal, todas las transacciones tienden a converger a un sólo valor tal que permite cubrir tanto los costos operacionales como capitales de todos los productores de un sistema eficiente, incluso los asociados a la unidad más cara (unidad de punta).

La incertidumbre del precio de corto plazo de la energía en el mercado *spot* y de otras variables relevantes de la operación del sistema eléctrico, genera incentivos para que generadores y consumidores de electricidad

²⁶ En una primera definición, no se consideran los contratos regulados ya que se asume la existencia de competencia en condiciones ideales.

acuerden contratos bilaterales en el mediano y largo plazo. El objetivo es mitigar o cubrir los riesgos originados tanto de la incertidumbre operativa como de parámetros relevantes que condicionen la evolución de precios (combustibles, disponibilidad hidrológica, etc.). Uno de los riesgos que típicamente es mitigado mediante un contrato de suministro eléctrico es el de la volatilidad del precio. El volumen de energía comprado también puede acotarse, ya sea definiendo valores techo o, en algunos casos, definiendo niveles mínimos, con cláusulas *Take-or-Pay* (ToP), entre otros mecanismos.

Dentro de los desafíos de los sistemas eléctricos competitivos se encuentra el garantizar la inversión en nueva capacidad de generación. Teóricamente, si existe un mercado *spot* eficiente y competitivo donde, sin intervención regulatoria, se forman precios de equilibrio que en todo momento reflejan los costos marginales del suministro (incluidas, cuando así lo impone la situación del mercado, las rentas de escasez), los precios que allí se forman dan el incentivo adecuado para la expansión de la capacidad²⁷. Estos precios, denominados precios *spike*²⁸ o precios de punta, permiten remunerar las plantas que atienden las puntas de demanda operando sólo algunas horas al año

También existe una visión económica, apoyada en planteamientos de economistas de Electricité de France en los años 50²⁹, que afirma que bajo condiciones de óptimo (cuando la estructura del parque generador está permanentemente optimizada Frente a la demanda) se cumple que los ingresos obtenidos por la venta de toda la energía al costo marginal instantáneo, más los ingresos obtenidos por venta de toda la potencia (capacidad) al costo de desarrollo de unidades apropiadas para dar punta, son iguales al costo de capital más los costos totales de operación del parque generador. Lo anterior se cumple bajo la hipótesis de optimización permanente lo que implica la inexistencia de economías o des-economías importantes de escala.

En la operación real de los mercados existen imperfecciones de mercado tales como: barreras tecnológicas y políticas que impiden una correcta respuesta de la demanda; poder de mercado local debido a restricciones de transmisión; implementación de precios techo para evitar precios *spike* por parte del regulador; entre otros, que restringen el libre comercio de energía y haciendo necesario incorporar mecanismos adicionales de garantía de suministro de manera de entregar la suficiencia necesaria al sistema eléctrico³⁰.

En términos generales, lograr garantía de suministro en cualquier sistema eléctrico tiene como objetivo final **incentivar la inversión de modo de asegurar la existencia de suficiente capacidad de generación disponible**, protegiendo así al sistema de posibles riesgos de racionamiento en el corto, pero especialmente en el mediano y largo plazo. Además, en países con una fuerte presencia estatal en su mercado eléctrico la garantía de suministro se alcanza a través de una planificación centralizada alineada fuertemente con la política energética del país, lo cual incentiva tecnologías particulares, como puede ser el caso de las energías renovables.

²⁷ Caramanis, M. C., Bohn, R. E., & Schweppe, F. C. (1982). Spot pricing of electricity: practice and theory. *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, 101, 3234-3245.

²⁸ Spike price: Precio que generalmente son observados en las horas de mayor demanda, cuyas características principales son su alto nivel y corta duración.

²⁹ Boiteux, M. (1949). La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal. Place Henri-Bergson.

M. Boiteux, "Peak-Load Pricing", *The Journal of Business*, Vol. 33, No. 2 (Apr., 1960), pp. 157-179

³⁰ Oren, Shmuel S. Generation adequacy via call options obligations: safe passage to the Promised Land. *The Electricity Journal*, 2005, vol. 18, no 9, p. 28-42.

La discusión conceptual a nivel mundial sobre mecanismos de garantía de suministro sigue presente en círculos económicos y regulatorios, existiendo visiones encontradas sobre las bondades de uno u otro mecanismo, y los distintos países eligen distintas herramientas. En cualquier caso, son cada vez más los mercados que incorporan esquemas de incentivos que permitan asegurar las inversiones, incluso en aquellos mercados que clásicamente han sido puros de energía; lo que en definitiva marca una tendencia global en esta materia.

En efecto, actualmente existen dos componentes a la hora de asegurar abastecimiento:

- El uso de instrumentos financieros de cobertura de riesgo, que en general se les exige estar asociados a una unidad física de generación.
- A través de la contratación del 100% de la demanda, sea esta libre o regulada.

Este punto también ha sido objeto de discusión y actualmente existen visiones encontradas sobre su real efectividad. Una de las posturas para dar solución a esta discusión es el desarrollo de nuevos productos en el mercado y una segmentación de la demanda en conformidad a su real disposición a pagar e incertidumbre asociada [49]. Así, un cliente libre podría tener una demanda compuesta por múltiples niveles de confiabilidad, en donde solamente su demanda base debe estar 100% contratada y su demanda con incertidumbre se contrata en la medida que el precio a pagar por ésta cubra los riesgos asociados a su incertidumbre³¹.

Por otra parte, en algunos sistemas eléctricos competitivos como el Nord-Pool o el neozelandés no existen mecanismos específicos para incentivar la inversión en nueva capacidad. Estos mercados son conocidos como **mercados puros de energía** (*Energy Only Markets*); los cuales carecen de precios techo y la recuperación de los costos de inversión de las plantas que satisfacen la punta son recuperados a través de precios *spike*.

En estos mercados los consumidores se cubren de la volatilidad del precio spot a través del establecimiento de contratos de largo plazo. Sin embargo, en la actualidad varios de los mercados carentes de estos mecanismos han iniciado una fuerte discusión en esta materia, por lo que se espera una eventual incorporación de esquemas de incentivos a la inversión en capacidad. Por ejemplo, mercados como el del Reino Unido se encuentran analizando cómo mejorar los elementos regulatorios que permitan asegurar suficiente inversión que garantice un adecuado suministro³². Por su parte, la aplicación en América Latina de esquemas de garantía de capacidad tiene un extenso desarrollo y logros, aunque no ha estado exenta de dificultades [50]. Los mercados latinoamericanos con mayor experiencia en la aplicación de mecanismos para asegurar suministro han hecho uso de subastas de opciones (Colombia) o contratos de energía firme (Brasil) o capacidad (Chile).

Según la naturaleza propia de cada país, existen arquitecturas y modificaciones a estos esquemas básicos que hacen cada mercado diferente a otro. Dichas modificaciones apuntan a mejorar el desempeño del sistema y

³¹ Oren S. S., "Generation Adequacy via Call Option Obligations: Safe Passage to the Promised Land," *Electricity Journal*, November, 2005

Oren Shmuel S., "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets," VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Curitiba, Brazil, (May 21-26, 2000)

Oren Shmuel, S., "Ensuring Generation Adequacy Through Centrally Procured Call Options Obligations," *Proceeding of the IEEE PES Annual Meeting*, San Francisco, CA June 12-16, 2005

³² Department of Energy & Climate Change (DOE-2013). Electricity market reform: Capacity market - detailed design proposals. Retrieved from www.gov.uk

sus agentes reconociendo la realidad de cada jurisdicción. En la práctica, variables que condicionan el diseño son típicamente: composición de la matriz de generación, recursos energéticos (ej. hidroelectricidad, núcleo-electricidad), lejanía entre centros de consumo y de generación, topología y regulación de redes, lograr suficiencia del sistema, necesidad de evitar la colusión o acción coordinada de los participantes para manipular precios, evitar el poder de mercado, mitigar condiciones oligopólicas o presencia de agentes que mediante su producción pueden alterar el precio, superar asimetrías de información del regulador, etc.

Estructura del mercado eléctrico chileno

En Chile, las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica operan como negocios separados, que son desarrollados por el sector privado. El gobierno desempeña un papel regulador, supervisor y subsidiario.

En la década de los 80, los segmentos de generación y transmisión estaban integrados en una sola empresa estatal. Chile fue pionero en la separación de estas actividades, creando varias empresas independientes para cada uno de los segmentos antes indicados, que fueron privatizadas posteriormente.

Desde principios de 1978 se inicia el proceso de desregulación del mercado eléctrico chileno, cuyo primer gran hito es la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 de 1982) en 1982, la cual fija las bases de la estructura del sector eléctrico chileno. Las normas operacionales y los detalles regulatorios que se derivan de la ley son tratados en el Reglamento de Electricidad DS N°327 y sus enmiendas. En esta ley, el mercado eléctrico chileno pasa a manos privadas y se divide en tres actividades o segmentos:

- Segmento generación
- Segmento transmisión
- Segmento distribución de energía eléctrica

Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas actualmente en su totalidad por capitales privados aunque recientemente se extendió el derecho a empresas de carácter público³³, mientras que el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

Las empresas eléctricas privadas tienen libertad para decidir sobre sus inversiones y la comercialización de sus servicios. Sin embargo, también tienen que cumplir con algunas obligaciones establecidas por la ley, los reglamentos y las normas técnicas que forman parte del marco regulatorio eléctrico.

Por ejemplo, las empresas de generación y transmisión tienen la obligación de coordinar la operación de sus centrales y sus líneas, con el fin de preservar la seguridad del sistema y garantizar el funcionamiento a un costo mínimo. Por otra parte, los propietarios de líneas de transmisión que utilizan los bienes públicos están obligados a permitir el uso de sus instalaciones por parte de terceros, y tienen derecho a recibir un pago por parte de aquéllos que utilizan sus líneas.

La operación de las instalaciones de generación y transmisión está coordinada por un grupo de las principales empresas de generación, transmisión y clientes no regulados, que se organizan en el Coordinador Eléctrico

³³ En 2016 la Ley 20.987 le otorgó al estado la posibilidad de participar en el sector eléctrico a través de Enap y sus empresas filiales.

Nacional - Coordinador. Este organismo valoriza las transferencias de energía entre todas las empresas de generación a través del costo marginal horario. En cuanto a las tarifas, la legislación actual establece como premisa básica que éstas deben representar los actuales costos de generación, transmisión y distribución de la electricidad, asociados a una operación eficiente a fin de proporcionar señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, con el fin de obtener un desarrollo óptimo de los sistemas eléctricos.

La legislación actual considera que los clientes que tienen una demanda superior a 5 MW (denominados clientes libres) no se encuentran sujetos a regulación de precios, por lo cual deben negociar sus contratos de suministro directamente con proveedores de energía (empresas generadoras o distribuidoras) o autogenerar su energía. Por otra parte, los clientes con una demanda inferior a 5 MW (denominados clientes regulados) que estén conectados a redes de empresas de distribución de electricidad se encuentran sujetos a un precio regulado denominado Precio de Nudo de Largo Plazo, el cual es determinado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en base a los resultados de licitaciones públicas de suministro de energía llevadas a cabo por las empresas distribuidoras. Por otra parte, cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW este podrá optar a un régimen libre (no regulado) si así lo desea.

Como resultado de lo anterior, las empresas generadoras tienen diferentes alternativas para comercializar su energía y capacidad:

- Suministrar a grandes consumidores en el mercado a precios no regulados.
- Establecer contratos de suministro a largo plazo con las empresas de distribución a través de procesos de licitación competitivos
- Vender su energía en el mercado spot a costos marginales establecidos por hora por el organismo de despacho.

Generalidades del mercado eléctrico chileno

La red de energía eléctrica chilena hasta noviembre de 2017 estuvo organizada en 5 grandes sistemas independientes de norte a sur: está el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), y tres grandes sistemas que agrupan los nueve sistemas de tamaño mediano (Aysén y Magallanes los más grandes) en el extremo sur del país.

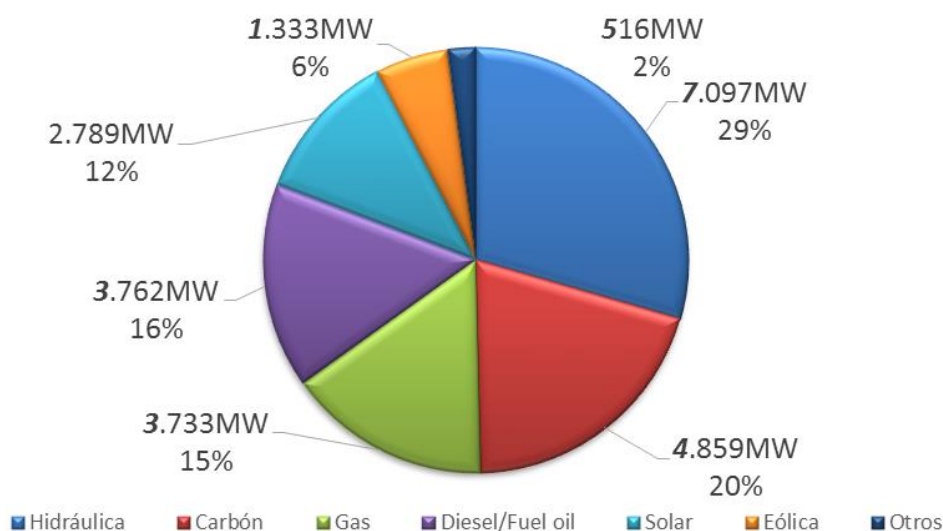


Figura 14: Capacidad instalada en Chile al 1 de Mayo de 2018. Fuente: CNE, Coordinador, 2018

En noviembre de 2017 se inició la operación conjunta de los dos más grandes sistemas creándose el Sistema Eléctrico Nacional – SEN cuya capacidad neta de generación eléctrica al mes de junio de 2018 asciende a 22.822 MW, de los cuales 22.655 MW corresponden al SEN. Los sistemas medianos correspondientes a Aysén y Magallanes tienen aproximadamente 63 MW y 117 MW de capacidad instalada respectivamente.

La Ley Nº 19.940, o Ley Corta I, estableció un nuevo régimen de tarifas para los sistemas eléctricos medianos - SSMM, definidos como aquellos sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW. Actualmente existen 9 SSMM, a saber, los sistemas de Cochamó, Hornopirén, Aysén, General Carrera, Palena, Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams, los que se agrupan en los siguientes 3 grandes sistemas:

- El sistema de Los Lagos, que agrupa a los sistemas medianos de Cochamó y Hornopirén, suministra electricidad a las zonas aisladas de la X Región y cuenta con una capacidad instalada de 6,9 MW distribuida en un 8 unidades diésel (89% de la capacidad instalada) y una unidad hidráulica de pasada (11% de la capacidad instalada). El sistema de Palena se encuentra físicamente localizado en la X región, pero es operado por la empresa Edelaysén y para efectos tarifarios se agrupa en los sistemas de Aysén.
- El sistema de Aysén, que agrupa a los sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera, suministra a los consumidores situados en la XI Región y tiene una capacidad instalada de 63 MW distribuida en 8 unidades diésel (58% de la capacidad instalada), 3 unidades hidráulica de pasada (36% de la capacidad instalada) y 2 unidades eólicas (6% de la capacidad instalada).
- El sistema de Magallanes, que agrupa a los sistemas medianos de Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams, suministra a los consumidores en la XII Región. Este sistema tiene una capacidad bruta instalada de 117 MW distribuida en 18 unidades a gas natural (82% de la capacidad instalada), 21 unidades diésel (15% de la capacidad instalada) y una unidad eólica (2% de la capacidad instalada).

La demanda máxima del SEN en lo que va de 2018 asciende a los 10.416 MW. La tecnología de generación (2017) es hidrotérmica, con un 39% hidroeléctrica, 52% térmica, solar 4% y 5 % eólica en 2012. En el SEN cerca del 49,4% de la generación es consumida por los clientes regulados a través de las empresas de distribución. La evolución histórica de la demanda se observa en la Figura 15

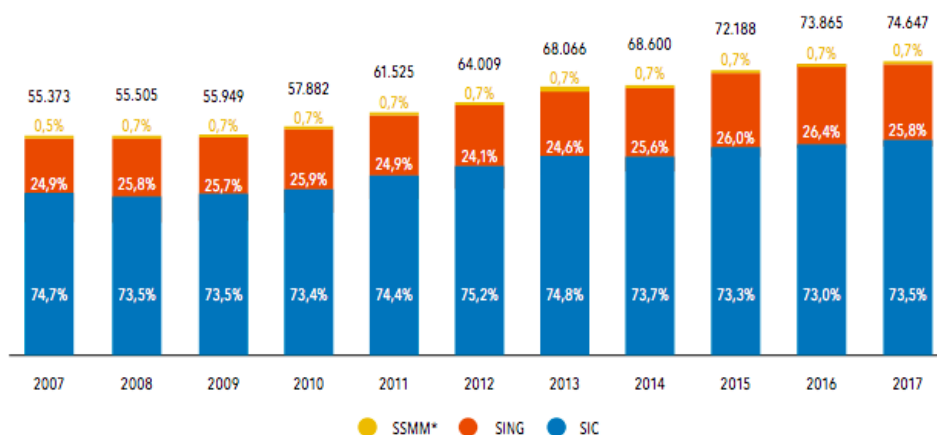


Figura 15: Evolución histórica de la demanda por sistema eléctrico. Fuente: CNE, 2018

Segmento generación de energía eléctrica

En Chile, el segmento de generación se caracteriza por ser un mercado competitivo en el que varias empresas generadoras ofrecen energía a diferentes precios, en función de sus costos de producción y sus estrategias comerciales. El operador del sistema (Coordinador) tiene que equilibrar el mercado con el objetivo de satisfacer la demanda de electricidad a un costo mínimo, preservando los niveles de seguridad del sistema. Se debe destacar que el despacho se realiza en forma centralizada, por lo que el Coordinador decide en forma autónoma los niveles de generación de todas las centrales del sistema como si fuese virtualmente el propietario de cada una de ellas.

Chile importa casi todo el combustible fósil que utiliza el segmento de generación de electricidad, lo que hace al país dependiente de proveedores externos de estos recursos. De 1997 a 2004, el gas natural desde Argentina fue el principal combustible importado para la generación eléctrica; sin embargo, desde 2004 el gobierno de Argentina aplicó restricciones y aumentó los impuestos a las exportaciones de gas natural. Hoy en día, han sido reanudados el suministro de gas desde Argentina debido a los excedentes de producción en el verano del yacimiento Vaca Muerta y se ha aumentado en forma relevante el consumo de gas natural licuado, así como los esquemas de transferencia de este combustible desde Chile hacia Argentina y viceversa. Por otra parte se ha dado un desarrollo masivo de las fuentes de energía variables fundamentalmente eólica, solar, geotérmica, lo que lo ha llevado a representar el 18,3% de la capacidad instalada del SEN; en forma aún incipiente y de desarrollo el mercado de almacenamiento a través de baterías y potencialmente a través de centrales de bombeo, el primero de ellos actualmente tiene una baja tasa de penetración en Chile y el segundo con un marco regulatorio reciente.

Segmento transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión en Chile se define como el conjunto de líneas, subestaciones y equipos de tensión nominal superior a 23 kV, que se utiliza para el transporte de electricidad desde centrales de generación hacia instalaciones de distribución, o directamente a los grandes clientes.

La actividad de transmisión en Chile se concibe como un monopolio regulado, y se define como un servicio público. Lo anterior, tienen como consecuencia, que para las empresas de transmisión es obligatorio proporcionar el servicio de transporte y acceso abierto a todos los clientes que lo soliciten (se exceptúan las líneas utilizadas por clientes no regulados o generadores y que no hagan uso de bienes nacionales de uso público). Los generadores de energía están autorizados a utilizar toda la capacidad de transmisión disponible.

Los sistemas de transmisión se clasifican de la siguiente forma:

- **Sistema de Transmisión Nacional³⁴**: se refiere a la red de transporte principal que conecta las plantas de generación con los principales centros de consumo u otros sistemas de Transmisión (zonal y dedicados).

³⁴ Se define como el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas necesarias para satisfacer la demanda del sistema eléctrico bajo diferentes escenarios de disponibilidad de las centrales de generación (incluyendo contingencias y fallas) y teniendo en cuenta el abastecimiento con determinadas condiciones de calidad de servicio. Hoy en día el sistema troncal se compone de líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV.

- **Sistema de Transmisión Zonal:** permite la transmisión de energía desde el sistema troncal a las empresas de distribución o grupos de clientes finales no regulados.
- **Sistema de Transmisión para Polos de desarrollo**³⁵: Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional
- **Sistema de Transmisión Dedicado:** permite a las empresas de generación inyectar su producción al sistema troncal o un sistema de transmisión zonal. Asimismo, los sistemas de transmisión adicional permiten a grandes clientes finales obtener el suministro de energía directamente desde el sistema troncal u otro sistema. Como caso general, las líneas de transmisión adicionales se dedican exclusivamente a un sólo agente (de generación o demanda).

La planificación de la transmisión y desarrollo de los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo es un proceso regulado por ley e inicia con el Decreto de Planificación energética resultante del proceso realizado por el Ministerio de Energía. Dicho documento es un insumo que se suma al informe anual del coordinador que recomienda nuevas obras y ampliaciones de red. Con ello la CNE realiza el proceso de planificación anual, previa revisión de las recomendaciones realizadas por el Coordinador. Resultado de este proceso se emite el decreto que fija las obras anuales de expansión del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo así como aquellas que son objeto del estudio de franjas.



Figura 16: Proceso de determinación de las obras de expansión del sistema de transmisión.

La calificación de las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión son determinadas cuatrienalmente por la Comisión Nacional de Energía cuyo procedimiento general está descrito en la Figura 17. Este proceso deberá incluir las obras que ingresen en operación en el cuatrienio en evaluación.



Figura 17: Proceso de caracterización de instalaciones de transmisión para el proceso de valorización de instalaciones.

³⁵ Son aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en regiones en las que se emplaza el SEN en donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables cuyo aprovechamiento utilizando un sistema único de transmisión resulta de interés público por ser económicamente eficiente para el suministro eléctrico.

La nueva Ley de transmisión estableció que la tarificación y remuneración de las instalaciones de transmisión depende del segmento al que pertenecen:

- se regula el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.
- La remuneración es acordada entre el propietario y los usuarios respecto de los sistemas de transmisión dedicados (lo que no es usado por clientes regulados).

Los pagos por el uso de los sistemas de transmisión nacional, zonal y de polos de desarrollo están regulados y las empresas transmisoras percibirán anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente a cada uno de dichos sistemas; cada uno de ellos es remunerado a través de los ingresos tarifarios reales y los pagos realizados por el usuario final a través del Cargo Único de Transmisión – CUT.

En el caso de los sistemas de transmisión dedicados cuando son utilizados por clientes no sometidos a regulación de precios, los pagos por sistemas dedicados son el resultado de acuerdos bilaterales entre el propietario y terceros.

Cada cuatro años, la CNE determina el valor anual de las instalaciones de transmisión reguladas, en base a la valorización que establece la ley. Dicho procedimiento es de alta complejidad y tiene en consideración múltiples variables y cuenta con procesos participativos así como instancias para resolver sus controversias. La Figura 18 describe las generalidades del proceso, desde sus estudios previos hasta la emisión del decreto por parte del Ministerio de energía que fija el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo e instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.



Figura 18: Elementos fundamentales y procedimiento de Valorización de las instalaciones de transmisión

Segmento distribución de electricidad

Los sistemas de distribución en Chile están constituidos por líneas, equipos de transformación y subestaciones en tensiones nominales iguales o menores a 23 kV. Estas instalaciones ofrecen el servicio de distribución de electricidad para los clientes residenciales, comerciales y grandes clientes finales.

La distribución de energía eléctrica es un monopolio natural, por lo tanto, las empresas de distribución operan con un modelo de concesión del servicio público de distribución. Esto significa que el Estado otorga a la empresa de distribución los derechos de explotación en una zona geográfica específica (la "zona de concesión"). Esta concesión permite al distribuidor utilizar los espacios públicos, pero al mismo tiempo establece las siguientes obligaciones:

- Proporcionar el servicio eléctrico en el interior de la zona de concesión para todos los consumidores que lo requieran.
- Permitir el acceso libre a la red a Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).
- Las ventas a clientes regulados deben cumplir con tarifa regulada (venta de energía, capacidad y servicios asociados).

Los servicios prestados por la empresa de distribución se pueden separar en tres actividades: venta de energía y capacidad a minoristas, distribución de electricidad y servicios asociados. Los servicios asociados también están sujetos a la regulación de precios, e incluyen diferentes actividades relacionadas, tales como la instalación, alquiler y mantenimiento de las conexiones y medidores, alumbrado público, y el soporte físico de los cables de telecomunicaciones.

Los pagos por el uso de las redes de distribución son determinados en un estudio de cálculo del "Valor Agregado de Distribución" (VAD), el cual corresponde al monto que cobran las empresas de distribución por la prestación del servicio de distribución de electricidad. Este valor se calcula sobre la base de un esquema de regulación por incentivos, donde se utiliza una empresa teórica eficiente como referencia para ajustar la tarifa de las empresas de distribución reales.

Clasificación de clientes libres y regulados

Los clientes representan el lado de la demanda de energía eléctrica, y se clasifican en regulados y no regulados en función de su demanda máxima:

- **Clientes regulados:** aquéllos cuya capacidad instalada conectada es menor o igual a 5 MW. Estos consumidores son suministrados por las empresas de distribución con tarifas que son reguladas por la Comisión Nacional de Energía.
- **Clientes no regulados:** consumidores cuya capacidad instalada conectada es superior a 5 MW. En este caso, el precio y la calidad de suministro se negocian directamente con los proveedores.

No obstante, los usuarios cuya capacidad instalada conectada es superior a 500 kW pueden elegir entre una tarifa regulada o no regulada³⁶.

³⁶ Artículo N° 147 del DFL N° 4 (2007)

Operación física y económica del mercado eléctrico

En Chile la operación del sistema eléctrico se hace conjuntamente tanto la operación física como la económica. El objetivo de la operación físico-económica es garantizar la operación segura y económica del sistema.

La agencia a cargo de coordinar la operación física y económica del sistema de generación-transmisión es el Coordinador Eléctrico Nacional. En los sistemas de Aysén y Magallanes la coordinación se encuentra centralizada en la empresa de servicios públicos que opera cada sistema.

El coordinador debe operar físicamente el sistema eléctrico, asegurando que la demanda eléctrica se pueda suministrar continuamente. En caso de falla de un generador o una instalación de transmisión, el sistema debe permanecer operativo, evitando un apagón total o parcial. Además, el Coordinador debe procurar que el sistema eléctrico opere a mínimo costo, teniendo en cuenta todos los elementos que determinan los costos de generación (previsión de carga, costos de combustible, eficiencia de unidades termoeléctricas, disponibilidad de recursos hídricos, programas de mantenimiento preventivos y correctivos tanto para las unidades generadoras y las líneas de transmisión, entre otras), sin considerar ningún acuerdo comercial entre las empresas generadoras y sus clientes.

Todos los generadores conectados al sistema eléctrico deben seguir las instrucciones operativas dadas por el Coordinador. Sin embargo, como se indicó anteriormente, los generadores pequeños (con menos de 9 MW de capacidad instalada) están exentos de esta obligación. Las concesionarias de servicio público que sean parte del SEN también están sujetas a coordinación.

Los costos variables de generación son informados por las empresas de generación al Coordinador. La prioridad en el despacho de las unidades eléctricas se define de acuerdo a los costos variables informados; por lo tanto, las unidades de menor costo son despachadas primero hasta satisfacer la demanda instantánea. La unidad de generación despachada más cara corresponde a la unidad marginal y fija el costo marginal del sistema.

La Figura 19 muestra el orden de mérito teórico en el despacho económico de diferentes tecnologías de generación disponibles en el anterior SIC. En orden de menor a mayor costo se despachan centrales hidroeléctricas, térmicas de carbón, de gas y finalmente diésel. Como referencia se muestra también la demanda máxima observada en enero de 2013.

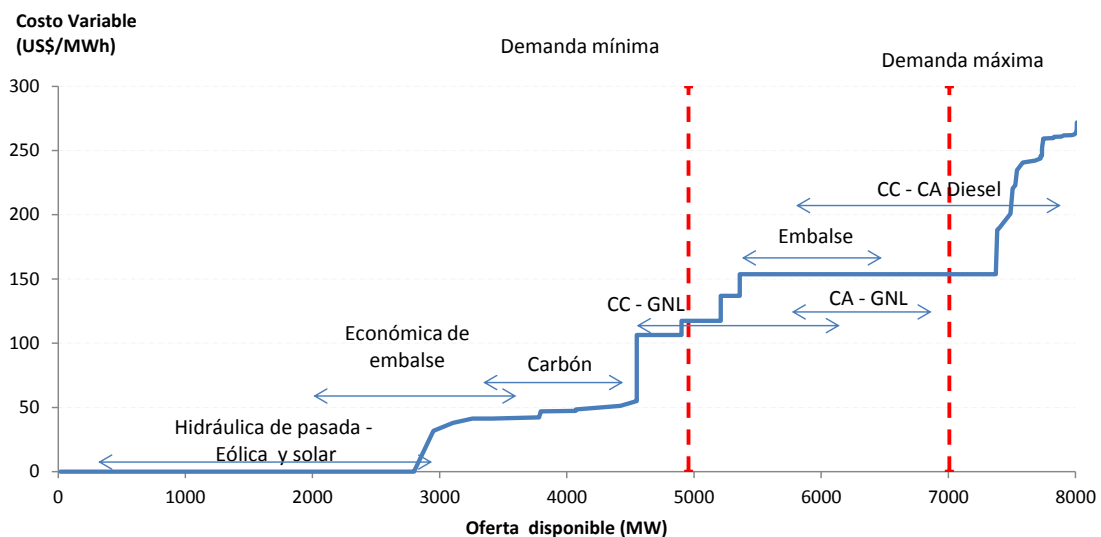


Figura 19: Ejemplo del orden de mérito del despacho económico en el antiguo SIC. Fuente: Coordinador

Operación comercial del sistema eléctrico

La operación comercial del sistema se basa en un balance de energía por hora, que es realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional – CEN. Dado que la operación físico-económica no considera los compromisos comerciales para el despacho, las empresas generadoras pueden producir más (o menos) energía de la que se han comprometido con sus clientes, lo que significa que algunas empresas tienen déficit de generación (es decir, comprometieron más energía de la que generaron) y otros tienen un superávit (es decir, generaron más energía que la de sus compromisos contractuales). Esos desbalances energéticos se liquidan en el mercado spot horario, y el CEN presenta la liquidación mensual en un reporte que especifica los pagos de transferencias entre generadores (balance de energía), donde los excedentes y los déficits son balanceados.

La Figura 20 muestra la coexistencia de las operaciones físico-económicas y comerciales en el mercado eléctrico. Como la operación físico-económica del sistema no considera los compromisos entre los generadores y sus clientes, la política comercial de las empresas de generación es irrelevante para la operación del sistema, que sólo se basa en las restricciones económicas y de seguridad.

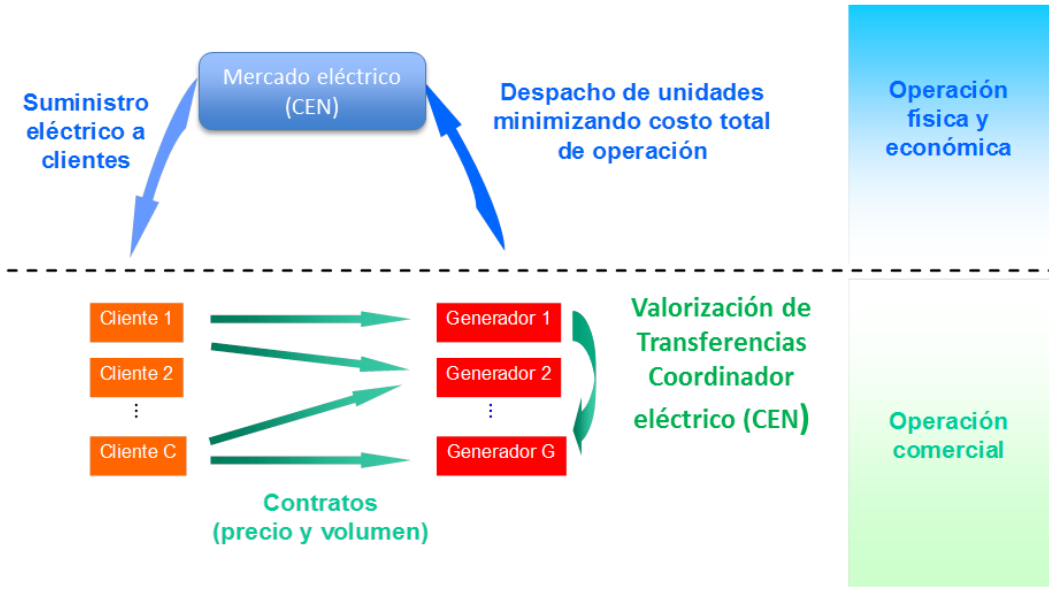


Figura 20: Esquema de operación del mercado eléctrico chileno - Elaboración propia

Entidades regulatorias vinculadas al sector energía

El sector eléctrico en Chile se caracteriza por una estructura institucional jerárquica con roles claramente definidos. Si bien existen instituciones de relación directa, existen también un número importante de organismos relacionados



Figura 21: Entidades regulatorias y organismos involucrados en la cadena de suministro eléctrico

Ministerio de Energía

Institución rectora en materia energética en Chile, siendo responsable de la formulación de políticas, programas y normas orientadas a promover un buen funcionamiento y el desarrollo del sector energético. Además, el ministerio debe garantizar el cumplimiento de los estándares del sector y asesorar al Gobierno en todas las cuestiones relacionadas con energía, incluida la investigación, exploración, producción, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra relativa a electricidad, entre ellas combustibles y medios de generación. Además fija las tarifas correspondientes a los precios de los clientes eléctricos sujetos a regulación de precios, otorga las concesiones eléctricas definitivas, entre otras materias legales dispuestas en la Ley general del Servicios Eléctricos - LGSE. Del ministerio de Energía dependen la CNE, la SEC y la Comisión Chilena de Energía Nuclear. El marco institucional del Ministerio es la Ley 20.402 de 2009. Se desempeña como organismo autónomo desde el 1 de febrero de 2010, ya que previamente se encontraba anexo al Ministerio de Minería.

Ministerio de Medio Ambiente (MMA)

El Ministerio del Medio Ambiente de Chile, es el órgano del Estado encargado de colaborar con el presidente de la República en el diseño y aplicación de políticas, planes y programas en materia ambiental, así como en la protección y conservación de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables e hídricos, promoviendo el desarrollo sustentable, la integridad de la política ambiental y su regulación normativa.

Este ministerio fue creado en enero de 2010 para reemplazar a la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), y entró en operación el 1 de octubre del mismo año.

Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía - Comisión o CNE, es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Su Ley Orgánica Institucional corresponde al DL N° 2.224, de 1978, modificado por Ley Núm. 20.402 que crea el Ministerio de Energía.

La CNE es el órgano regulador y rector nacional en materias energéticas. Su principal función es la de preparar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el funcionamiento y el desarrollo del sector energético del país. Además, la CNE verifica el cumplimiento de todos los aspectos relacionados con la energía, tanto en términos de su producción como de su uso, y promueve su uso eficiente. Las obligaciones de la CNE incluyen la definición de las políticas y estrategias de desarrollo de energía, y el estudio y propuesta de las normas económicas y técnicas.

La CNE será un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica". Mientras que sus funciones son:

- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.

- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

La administración de la CNE corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.

Además, la CNE es la entidad que calcula los precios regulados (precios de nudo) para la venta de energía a clientes regulados, así como el Valor Agregado de Distribución (VAD), de donde se obtiene la tarifa regulada para las redes de distribución.

La Ley Corta I tuvo como objetivo central regular el mercado de la transmisión, definiéndole el carácter de servicio público, e introducir mejoras que garantizaran la continuidad y seguridad del servicio eléctrico. En ella se estableció que la CNE era la encargada de dirigir y coordinar el proceso de elaborar los Estudios de expansión de la Transmisión, para el cálculo de los costos de transmisión y la planificación centralizada de la expansión de las redes nacionales.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Entidad cuya misión es velar por el adecuado funcionamiento de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio. Su objetivo es supervisar y verificar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, junto a las normas técnicas sobre la generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

La SEC está relacionada con el Gobierno central a través del Ministerio de Energía. La SEC también procesa solicitudes de concesiones y establece el Costo de Operación y del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para la actividad de distribución de energía eléctrica, información relevante para el proceso de fijación de tarifas realizado por la CNE.

Panel de Expertos

El Panel de Expertos ha sido introducido en la Ley General de Servicios Eléctricos a través de la Ley Nº19.940 de 2004; es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento.

Como tribunal especializado, el Panel estará compuesto por siete profesionales, cinco de ellos deberán ser ingenieros o graduados en economía, extranjeros o nacionales, y dos abogados, de una vasta carrera profesional o académica, demostrando dominio en aspectos técnicos, económicos y jurídicos de sector eléctrico, con un mínimo de tres años de experiencia laboral. Su objetivo es resolver cualquier discrepancia que pueda surgir entre las empresas eléctricas. En concreto, se han de presentar al Panel de Expertos las discrepancias relacionadas con:

- Determinación de las bases técnicas y administrativas del Estudio y Planes de Expansión de la Transmisión Nacional, Zonal, polos de desarrollo y el informe técnico resultante de este estudio.
- Establecimiento de los peajes zonales y de distribución.

- Bases de los estudios para determinar el valor anual de los sistemas eléctricos entre 1,5 MW y 200 MW de capacidad instalada.
- Establecimiento de los precios de aquellos servicios que no consisten de suministro energético.
- Determinación de los costos de operación de las empresas distribuidoras.
- Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.
- Aquellas discrepancias propias de un régimen de acceso libre a líneas dedicadas.
- Cualquier discrepancia que las compañías eléctricas presenten debido a la aplicación de las leyes del sector eléctrico.
- Conflictos respecto a temas regulatorios impuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Las decisiones tomadas por el Panel de Expertos son definitivas y obligatorias, y no pueden ser refutadas en ninguna otra instancia (tribunales de justicia incluidos). En cualquier conflicto entre dos partes, el Panel de Expertos debe decidir a favor de una sola de ellas, sin opción de soluciones intermedias.

Coordinador eléctrico Nacional

El Coordinador Eléctrico Nacional – conocido como Coordinador o CEN, es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí.

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. La organización, composición, funciones y atribuciones se rigen según lo establecido en la Ley N° 20.936 y su Reglamento.

El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. No obstante, a los Consejeros, al Director Ejecutivo y a su personal se les extenderá la calificación de empleados públicos sólo para efectos de aplicarles el Artículo 260 del Código Penal.

- El Coordinador realiza la operación de las instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí, con el fin de:
- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la ley.

En función de lo establecido en la N° Ley 20.396 (ver detalles de la ley más adelante), las principales funciones de este organismo son:

- Coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la CNE, la Ley y la reglamentación pertinente, para lo cual sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación.
- Realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la Ley, el reglamento y las normas técnicas.
- Requerir a los Coordinados la entrega y actualización en forma oportuna, cabal, completa y veraz de toda la información que considere necesaria para el cumplimiento de sus funciones, así como realizar auditorías a dicha información.

- Formular los programas de operación y mantenimiento para el cumplimiento de sus funciones.
- Emitir las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada.
- Exigir a los Coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que el Coordinador instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios definidos por la CNE.
- Elaborar el informe de servicios complementarios y demás funciones relativas a dichos servicios, en conformidad con la Ley.
- Solicitar a los Coordinados la realización de ensayos a sus instalaciones o la certificación de la información proporcionada o de sus procesos, de modo que se verifique que el funcionamiento de sus instalaciones o aquellas operadas por él, no afecten la operación coordinada del sistema eléctrico.
- Definir la realización de auditorías e inspecciones periódicas de las instalaciones.
- Definir los Procedimientos Internos necesarios para su funcionamiento.
- Coordinar y determinar las transferencias económicas entre Coordinados, así como adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación, informando en tiempo y forma a la SEC cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena.
- Autorizar la conexión a los sistemas de transmisión por parte de terceros, verificando el cumplimiento de los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, e instruyendo las medidas necesarias para asegurarla dentro de los plazos definidos en la respectiva autorización, determinar fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados y autorizar el uso de dicha capacidad.
- Implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación, y verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información.
- Monitorear permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, y, en caso de detectar indicios de actuaciones que pudieran llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia en conformidad con la ley, ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.
- Ser responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional, debiendo sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo pertinente del Ministerio.
- Realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética con el objetivo de mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico.
- Elaborar reportes periódicos, al menos anuales, del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, y comunicar dichos reportes a la CNE y a la SEC.
- Comunicar a la SEC las instalaciones sujetas a coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la normativa técnica a que hace referencia la Ley.
- Solicitar a la CNE la elaboración o modificación de normas técnicas.
- Elaborar los Informes de Estudio de Análisis de Falla, de acuerdo con los formatos que al respecto defina la SEC, el cálculo de las compensaciones por indisponibilidad de suministro a usuarios finales y

las demás funciones a que alude la Ley en el caso de una falla que provoque indisponibilidad de suministro.

- Elaborar anualmente una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión.
- Elaborar las Bases de Licitación para obras nuevas y expansiones del sistema de transmisión nacional y zonal, y efectuar los correspondientes procesos de licitación.
- Informar sobre los impactos de las propuestas de la CNE sobre expansión de la interconexión internacional de servicio público e informar sobre todo proyecto de interconexión internacional de interés privado nuevo o que corresponda a la ampliación de uno ya existente.
- Reasignar la componente de ingresos tarifarios por retraso o indisponibilidad de entrada en operación de instalaciones de transmisión.
- Realizar todos los cálculos necesarios para la repartición de los ingresos facturados por concepto de cargo semestral por uso e ingresos tarifarios reales.
- Prestar apoyo administrativo al Comité de Nominaciones para su debido funcionamiento.

Las nuevas atribuciones que tiene el Coordinador (con las que antes no contaban los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) son planificar la expansión para los distintos segmentos de transmisión; colaborar con el monitoreo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico; adoptar medidas pertinentes para monitorear la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a coordinación; coordinar los intercambios internacionales de energía; realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética para mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico; y licitar las obras de expansión del sistema de transmisión.

Con las nuevas atribuciones el Coordinador deberá enviar a la CNE, dentro de los primeros quince días de cada año, una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que deberá considerar al menos un horizonte de veinte años.

Los proyectos presentados al Coordinador por sus promotores deberán contener como requisitos mínimos la descripción del proyecto e identificación de generadores, los cuales deben ser validados por el Coordinador. Por su parte, la CNE deberá, mediante un medio de difusión pública, convocar a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión.

Estas nuevas facultades buscan contar con un sistema más robusto y preparado para la futura demanda energética, evitando las situaciones de desacople existentes por falta de capacidad de transmisión. Por otra parte, también se plantea un monitoreo permanente de las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico, con el objetivo que el Coordinador garantice la seguridad del servicio, la operación económica y el acceso abierto al sistema eléctrico. Para ello el Coordinador podrá realizar auditorías a la información que están obligados a proporcionar los Coordinados, conformados por los propietarios de centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres que se interconecten al sistema³⁷.

En el caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser contrarias a la libre competencia, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.

³⁷ Editorial Reporte Systep, Agosto de 2016.

La nueva Ley define los Sistemas de Interconexión Internacional, los cuales estarán constituidos por líneas y subestaciones destinadas a exportar o importar energía desde y hacia sistemas en territorio nacional. Será deber del Coordinador el coordinar la operación ante la existencia de interconexiones eléctricas internacionales. Esto frente a los posibles planes de interconexión en el futuro como, por ejemplo, futuras interconexiones eléctricas con Perú o Argentina.

Por otra parte, al Coordinador le corresponderá adoptar las medidas pertinentes para garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación. El Coordinador deberá informar a la Superintendencia, cuando estime conveniente, cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena. Con respecto al desarrollo en el ámbito energético, el Coordinador podrá disponer de recursos para realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética, con el objetivo de mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico. Esto significa que podrá efectuar análisis críticos de su quehacer, analizar e incorporar nuevas tecnologías al sistema eléctrico, promover la interacción con centros académicos y de investigación, y promover la investigación a nivel nacional.

El desarrollo de estas nuevas facultades ayuda a que el nuevo Coordinador se mantenga a la vanguardia en temas de eficiencia y desarrollo en materia energética, por lo que promoverá una integración correcta entre los sistemas interconectados actuales, y entre el sistema de transmisión y los nuevos polos de desarrollo, generando un sistema de transmisión robusto y con la holgura suficiente para posibilitar la incorporación de nuevos actores, en particular ERNC.

Finalmente cabe mencionar que estas nuevas funciones que han sido introducidas por efectos de la Ley 20.936, permita no solo una administración eficiente de los recursos y buscando una transición a una red eficiente con menores emisiones de carbono sino que también la oportunidad de ayudar a proveer un mercado atractivo para las inversiones en infraestructuras energética, como es el caso de las centrales nucleares de potencia, en donde el contar con una holgura suficiente para su ingreso, reduce una de las tantas barreras a su óptimo ingreso en un mercado.

Modificaciones recientes (mayores) al marco regulatorio eléctrico chileno

Desde principios de 1978 se inicia el proceso de desregulación del mercado eléctrico chileno, cuyo primer gran hito es la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 de 1982) en 1982, Desde su promulgación, se han introducido varias modificaciones importantes a esta ley.

Sin duda los dos hitos más destacables en materia regulatoria que impactaron en forma el desarrollo del sector fueron la Ley Corta I del 2004 que introdujo una planificación centralizada de la transmisión y un desarrollo competitivo de ella, y la Ley Corta II del 2005 que introdujo las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. A pesar que la historia da cuenta que dichas reformas no fueron suficientes y fueron efectivamente perfeccionadas en 2016 con la ley de transmisión y la ley de licitaciones del 2015, ellas destacan por haber sido pioneras en introducir más mercado al desarrollo del sector.

También en el 2005 fue muy relevante la promulgación de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio que creó las bases técnicas y operativas del sector, ausentes desde el inicio de la reforma de 1982.

La primera fue presentada en marzo de 2004 (Ley N° 19.940 - también conocida como Ley Corta I). Esta ley regula el sistema de transmisión y establece un nuevo régimen tarifario para sistemas medianos,

promoviendo por primera vez el uso de energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno.

Más tarde, en mayo de 2005, la autoridad emitió una modificación a la ley eléctrica (Ley N° 20.018 - también conocida como Ley Corta II), la cual define el proceso de licitación de contratos de suministro a largo plazo de las empresas de distribución. El objetivo de esta modificación fue promover nuevas inversiones en el segmento de generación mediante licitaciones de contratos a largo plazo con las empresas de servicios públicos de distribución. Esta ley también define el marco jurídico para el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC) y las fortalezas del marco regulatorio para hacer frente a contingencias y diversificar las fuentes de combustible externas³⁸.

Posteriormente la ley N° 20.220, promulgada en septiembre de 2007, modificó la LGSE para salvaguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos. Para ello introduce mecanismos legales para evitar problemas de suministro debido a la quiebra de empresas de generación.

Cerrando este ciclo de reformas, en abril de 2008 se promulgó la ley N° 20.257 y la ley N° 20.698 que definen valores mínimos porcentuales de la energía de largo plazo que debe ser suministrada por fuentes de energía renovables no convencionales. La ley establece que en 2010 el 5% de la energía total suministrada debe ser generada a través de fuentes ERNC incrementándose gradualmente hasta alcanzar el 10% en 2024. Dicha exigencia fue aumentada en la Ley 20.698 incrementando los mínimos desde el 2015 y hasta el 2025 con el objeto de llegar al 20% en 2025.

En los 80s y 90s, con las tecnologías existentes de carbón, gas e hidroelectricidad, el mercado de generación se había concentrado en muy pocos actores, con pocas oportunidades para nuevos entrantes. La Ley de licitaciones de las distribuidoras, en un periodo muy corto, abrió un espacio importante para que se eliminaran barreras de entrada, lo que ha permitido el ingreso de nuevos inversionistas, con variadas tecnologías y logrando una mayor competencia en el mercado mayorista. La Ley Corta I por otra parte introdujo una saludable competencia en la expansión del sistema de transmisión.

A partir de la publicación de la ley N° 20.018 en mayo de 2005, las compañías distribuidoras deben realizar licitaciones para asegurar el suministro eléctrico a los clientes regulados ubicados en su área de concesión.

Este cambio legal buscó resolver las incertidumbres de abastecimiento eléctrico futuro a través de un nuevo esquema regulatorio de definición de precios de mediano y largo plazo, no basado en los precios spot, sino que en un esquema de subastas públicas reguladas convocadas por las distribuidoras. Estas subastas licitarán contratos *forward* obligatorios con respaldo físico, que aseguran a los inversionistas una fuente de ingresos estables vía precios indexados, independiente de la incertidumbre del precio spot. Los precios promedios de las licitaciones podrán ser usadas como precios referenciales de futuros contratos de suministro considerando otras variables que determinan la evolución de los precios del sistema eléctrico, como la tasa de crecimiento de la demanda y los precios de los combustibles.

La Ley Corta II permitió además que las ERNC tengan un trato no discriminatorio en el mercado regulado, brindándoles el derecho de participar en licitaciones de suministro y asegurar niveles de precios competitivos. A continuación se detallan las reformas que introducen mejoras a los mecanismos de suficiencia del sistema,

³⁸ Reporte de Mercado, SysteP Ingeniería 2016.

el fomento a las energías renovables no convencionales, las mejoras al mecanismo de licitaciones, la nueva ley de transmisión y la creación del rol de Enap en el mercado eléctrico.

Ley de seguridad de suministro –Ley N° 20.220

Promulgada en septiembre de 2007, esta ley introdujo los Artículos 146° bis, 146° ter y 146° quarter que impiden poner en peligro los sistemas de energía en términos de suficiencia, seguridad del suministro y/u operación económica en caso de quiebra de cualquiera de las empresas de generación, transmisión o distribución .

67

Esta ley establece que en caso que una empresa se enfrente a la quiebra, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Nacional de Energía determinarán si la seguridad, el funcionamiento económico y/o la suficiencia del sistema se ven comprometidos. En tal caso, la SEC nombrará a un administrador provisional sólo para la disposición de los activos necesarios para mantener una condición segura, suficiente y económica del sistema, dejando el resto de activos para ser vendidos por el síndico de quiebra de acuerdo a los procedimientos normales de mercado. La venta de los activos comprometidos debe llevarse a cabo en un plazo de 18 meses.

Además de los Artículos mencionados, esta ley introduce dos modificaciones transitorias importantes. La primera de ellas establece que en caso de la finalización anticipada de un contrato activo acordado entre una empresa de generación y otra de distribución para el suministro de los clientes regulados (debido, por ejemplo, a un fallo judicial), las actuales condiciones del contrato han de mantenerse por 18 meses o hasta que la empresa distribuidora contrate el suministro correspondiente a través de un nuevo proceso de licitación. Si la empresa distribuidora no alcanza a contratar el suministro en el período de 18 meses, los clientes regulados involucrados deberán pagar el precio de nudo vigente y las diferencias entre el costo marginal de extracción y precio del contrato será pagada por los agentes generadores en proporción a sus retiros de energía.

La segunda modificación transitoria corresponde a una condición similar, pero para el caso que un generador se declare en quiebra y tenga compromisos de suministro a clientes regulados.

Estas modificaciones fueron introducidas tras la crisis del gas Argentino, que causó que la compañía generadora GasAtacama enfrentase a la compañía distribuidora EMEL en un juicio arbitral para finalizar anticipadamente el contrato de suministro, argumentando que la reducción en la disponibilidad de gas natural había forzado a GasAtacama a generar con diésel, con el consecuente incremento en sus costos, evento no considerado en el contrato. La autoridad elaboró esta ley para salvaguardar la seguridad de suministro de los clientes regulados y las condiciones económicas para cualquiera que fuese el caso: un término anticipado del contrato o la quiebra de GasAtacama. Las modificaciones transitorias dejaron de ser válidas en 2011.

Energías renovables variables en la matriz, Leyes 20.257 y 20.698

A inicios del 2008 se promulgó la Ley 20.257 más conocida como Ley ERNC. Esta ley introduce a la LGSE una obligación de inyecciones por medios de generación renovables no convencionales - ERNC, que se aplica a las empresas eléctricas que efectúan retiros de electricidad. Así, en los sistemas eléctricos que tienen una capacidad superior a los 200 MW, un 10 % del mix energético debía provenir de ERNC. A partir del 1 de enero de 2010 entraron en vigencia las exigencias impuestas por la mencionada Ley.

Dicha norma legal, además de introducir la definición de Energías Renovables No Convencionales y establecer las tecnologías que son englobadas por esta categoría, define una exigencia respecto de los retiros realizados por empresas de generación para servir sus contratos de suministro, ya sean estos con un cliente libre o con empresas de distribución, teniendo que acreditar un porcentaje de inyección ERNC en el origen de dicha energía. .

En específico, la obligación se aplica en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, y se aplica a cada empresa eléctrica que efectúa retiros de energía a fines de comercializarla con distribuidoras o con clientes finales. Se consideran todos los retiros de energía destinada a ser comercializada con distribuidores o con clientes finales, pero se excluyen los retiros vinculados con contratos suscritos antes del 31/08/2007, y también los retiros por los cuales los procesos de licitación fueron iniciados antes de la fecha de publicación de la ley.

La obligación de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC fue inicialmente definida como un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015 hasta alcanzar un 10% el año 2024.

Para cumplir con el requerimiento legal, las empresas podrán respaldar la inyección ERNC a partir de centrales propias bajo esta categoría o las de terceros, teniendo en cuenta que se considerarán solo aquellas que se hayan interconectado a uno de los sistemas eléctricos mayores con posterioridad al 01 de enero de 2007 o, bien, que hayan realizado ampliaciones en la capacidad instalada de la central a partir de la fecha señalada.

Los generadores deben cumplir con este requisito ya sea si generan esta energía por sí mismos, o si la compran en el mercado. Hay un cargo de 0,4 UTM³⁹ a 0,6 UTM por MWh no suministrado con fuentes de ERNC. Con las tasas de cambio actuales esto equivale a US\$ 31,76 y US\$ 47,64 por MWh respectivamente.

En octubre de 2013, se introduce una modificación a la ley 20.257, más conocida como Ley 20/25 de manera de lograr un 20% para el año 2025.

La obligación anterior de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC queda igual para los contratos adoptados entre el 01/09/2007 y el 01/07/2013. Para los retiros vinculados con contratos adoptados después del 01/07/2013, la obligación se ve modificada de la siguiente forma: se mantiene la condición de un 5% para hasta el año 2013; luego incrementándose en un 1% anual a partir del año 2014 hasta alcanzar un 12% en el año 2020 aumentándose en un 1,5% anual a partir del año 2021 hasta alcanzar un 18% en el año 2024 para finalmente incrementarse en un 2% el año 2025 logrando con ello cumplir con la meta de llegar al 20%.

La ley 20/25 también crea en el DFL n°4 el artículo 150 ter, que impone que el Ministerio de Energía realiza licitaciones públicas a fines de cumplir con la obligación de inyección de ERNC introducida por la ley ERNC I. Esta medida no pretende reemplazar el sistema de certificados emitidos por las empresas obligadas, sino complementarlo. Estas licitaciones públicas estarán destinadas a proveer bloques anuales para la parte de los retiros que no cumplen con la obligación exigible el tercer año después del año de inicio de la licitación. El artículo establece las bases de los procesos de establecimiento y de adjudicación de estas licitaciones, e indica las condiciones con las cuales deben cumplir los proponentes. En particular, se nota que las licitaciones se

³⁹ La Unidad Tributaria Mensual una unidad monetaria utilizada en Chile para fines tributarios, generalmente en el pago de impuestos, multas o derechos de aduana. Tiene una cantidad equivalente en pesos chilenos, que se determina por la ley y que se actualiza cada mes, según el índice de precios al consumidor chileno.

pueden realizar juntando o separando los distintos sistemas eléctricos. Por último, la ley indica que se deben adjudicar las ofertas con menores precios

Nueva Ley de Licitaciones de Suministro para clientes sujetos a regulación de precios (Ley 20.805)

El 22 de enero de 2015 es promulgada la Ley 20.805 que “*Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precio*”, como una respuesta a las necesidades de desarrollo de inversiones en el segmento generación, que permitan:

- asegurar suministro bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados;
- Obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo;
- y garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico⁴⁰.

Lo anterior se traduce en que las licitaciones de suministro eléctrico constituyan un mecanismo que garantice el suministro contratado de clientes regulados “a precios competitivos, asegurando condiciones de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, conforme la ley”. Este cambio de Ley se constituye en una de las medidas clave que da vuelta al alza sostenida en los procesos de licitación.

Uno de los mayores cambios introducidos por el cambio de Ley es el aumento del rol del estado en el proceso a través del traspaso de esta responsabilidad desde las empresas distribuidoras a la CNE. El segundo mayor cambio guarda relación en la flexibilización de los procesos de licitación en donde es posible identificar 3 tipos de licitaciones [51]:

- **Licitación de Largo Plazo:** Adjudicación cinco años antes del inicio de suministro, con contratos de 20 años de duración. El objetivo primordial detrás de ésta política es lograr reducir precios de las ofertas y posibilitar el ingreso de nuevos actores al mercado eléctrico.
- **Licitación de Corto Plazo:** se estimó beneficioso contemplar licitaciones de corto plazo, pero bajo un régimen flexible, con plazos de antelación y duración de contratos determinados por la CNE, según la contingencia que se tratara de abordar.
- **Licitación Excepcional de Corto Plazo:** En escenario que la CNE prevea en sus proyecciones de demanda, prevea que para el año siguiente el suministro contratado de energía será inferior que el consumo efectivo de una distribuidora. En este caso y dada la excepcionalidad referida, se estableció que la antelación fuese de un año o menos y con contratos con duración de no más de tres años, pero en todo caso con precios regulados en la propia ley⁴¹.

También fueron introducidos mecanismos que permiten gestionar los riesgos propios adjudicación, los que incluyen las boletas de garantía, los hitos constructivos y las auditorías técnicas. Así mismo se establecieron

⁴⁰ Apartados del Mensaje del proyecto de Ley 20.805

⁴¹ Además, estas licitaciones de cortísimo plazo se incorporaron como una manera de evitar que la CNE se pudiera ver tentada a no realizar licitaciones o establecer condiciones de precio máximo que llevaran a declarar la licitación desierta, forzando a utilizar el mecanismo de suministro sin contrato. En estos casos la CNE está obligada a hacer el proceso de licitación [51].

mecanismos de traspaso de excedentes y el suministro sin contrato. Otros elementos relevantes incluidos en el proceso son:

- Se introduce el diseño de bloques (Bloques horarios y mensuales)
- Precio máximo es oculto
- La evaluación de las ofertas es realizadas considerando su fórmula de indexación
- Mecanismo de revisión de precio del contrato ante cambios regulatorios
- Opción de postergación o término anticipado de contrato
- Opción de cesión de contrato a terceros, previa aprobación de CNE
- Se mantiene el criterio de neutralidad tecnológica

Se permite la participación de sociedades chilenas o extranjeras, en forma individual o Consorcio y se introdujeron mayores exigencias:

- .
- Exigencia de contar con una clasificación de riesgo mínima (BB+).
- Garantía de Seriedad de la oferta.
- Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato
- Garantía de constituirse como empresa generadora (S.A. o SpA)
- Seguro por daños a terceros.
- Seguro de Catástrofe.
- Auditoría Técnica del proyecto

La propuesta legal proporciona un marco de acción al mecanismo de traspaso de clientes libres a regulados, estableciéndose una transición en la materia. De esta forma, sólo podrán optar por el traspaso a un régimen de tarifa regulada, en los primeros cuatro años de publicada la ley, aquellos usuarios cuya potencia esté entre 2MW y 5MW.

Sin embargo, en este último punto, el proceso fue inverso. Entre 2016 y 2018 de más de 6.000 GWh de consumo de energía anual se han traspasado desde el mercado de clientes regulados al mercado de clientes libres, de manera de aprovechar una ventana de bajos precios existente en el corto plazo, que en el caso del mercado regulado solo será visible a inicios de la próxima década.

Nueva Ley de Transmisión y creación del Coordinador eléctrico independiente, Ley N°20.936

El perfeccionamiento del marco legal en materia de cómo se expande el sistema de transmisión y sus mecanismos de remuneración, junto con la creación del Coordinador Eléctrico Nacional, es una de las cirugías mayores que se ha realizado a la ley eléctrica desde su creación.

Por una parte se encuentra la creación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional establecido como el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga, especificando sus atribuciones y obligaciones.

Por otro, se reestructura completamente los sistemas de transmisión eléctrica definiendo un nuevo esquema de tarificación basado en el estampillado. Finalmente, la ley dispone de una serie de artículos transitorios para

hacer el traspaso total de funciones al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, así como también para determinar la evolución que tendrá la metodología actual de asignación de peajes para migrar completamente al estampillado al año 2034[52]

Esta Ley fue promulgada el 20 de julio de 2016, y su principal propósito es la eliminación del segmento transmisión como barrera de entrada a la generación, a su vez incrementar la competencia en el sector eléctrico, y potenciar el desarrollo de las energías renovables no convencionales. La nueva ley introdujo cambios de relevancia a la regulación eléctrica LGSE y en la Ley N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. A continuación se comentan los principales cambios que han sido realizados en la LGSE por efectos de la aplicación de esta nueva Ley.

Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

La Ley 20.936 introduce un nuevo y único Coordinador del sistema eléctrico, en reemplazo de los Centros de Despacho Económico de Carga existentes en los dos más grandes sistemas que existían hasta la fecha. El nuevo Coordinador es ente independiente de los actores del mercado, cuya administración y dirección estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por cinco consejeros que serán elegidos separadamente, en procesos públicos y abiertos por el Comité Especial de Nominaciones⁴², en base a una propuesta entregada por una empresa especializada e independiente y cuyos candidatos cumplan y acrediten la experiencia y experticia que defina el comité. Este organismo no tendrá fines de lucro, estará dotado de personalidad jurídica propia y no será parte de la administración del Estado.

La nueva ley mantiene en el Coordinador las responsabilidades que recaían en los antiguos CDEC's de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Asimismo, le impone obligaciones y otorga facultades respecto del monitoreo de la competencia en el sector y la cadena de pagos. También le da un rol central en la planificación de la expansión de la transmisión, en la coordinación de los intercambios internacionales de energía, y las autorizaciones para conexiones al sistema de transmisión, entre otros⁴³.

Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión

La Ley de Transmisión introdujo una redefinición del conjunto de instalaciones, líneas y subestaciones eléctricas que forman parte del sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución los segmentos de transmisión así como discriminación particular hacia aquellos que son de interés nacional y estratégicos para el desarrollo es la redefinición de los sistemas de transmisión:

- (i) el Sistema de Transmisión Troncal pasa a ser el **Sistema de Transmisión Nacional**;
- (ii) el Sistema de Sub-transmisión, pasa a ser el **Sistema de Transmisión Zonal** y;
- (iii) el Sistema Adicional pasa a ser el **Sistema de Transmisión Dedicado**.

⁴² El artículo 212°-7 de la LGSE establece que el Comité Especial de Nominaciones estará compuesto por: (i) El Secretario Ejecutivo de la CNE, (ii) un consejero de la Alta Dirección Pública, (iii) El Presidente del Panel de Expertos y (iv) el Presidente del Tribunal de Libre Competencia.

⁴³ Detalles específicos del funcionamiento del CEN están descritos en la sección de Entidades regulatorias y entes independientes asociados al sector eléctrico

- (iv) Se crea el nuevo Sistema de **Transmisión para Polos de Desarrollo** de Generación que está destinado a evacuar la producción de la generación de dichas zonas geográficas²².
- (v) Adicionalmente se introduce el concepto de Sistema de Interconexión Internacional

Asimismo, la Ley de Transmisión consideró en su regulación los intercambios internacionales de energía, creándose el concepto de “Sistemas de Interconexión Internacional”.

El Coordinador tendrá la obligación de ejercer su coordinación técnica y económica sobre ellos. En cuanto a la planificación del sistema, Ministerio estará a cargo de desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, con al menos treinta años de anticipación. Para ello, deberán considerarse escenarios de proyección de oferta y demanda energética (en particular, eléctrica). Dichos escenarios deberán tener en cuenta la identificación de Polos de Desarrollo de generación, generación distribuida (*net-billing*), intercambios internacionales de energía, políticas medioambientales y objetivos de eficiencia energética, entre otros.

La CNE deberá llevar, por su parte, un proceso anual de planificación de la transmisión, que considerará un horizonte de veinte años. La planificación anual abarcará las obras de expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, del Sistema de Transmisión Zonal y de los Sistemas de Transmisión Dedicados utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

Polos de Desarrollo

El Ministerio, dentro de su planificación energética de largo plazo, deberá identificar las áreas donde puedan existir Polos de Desarrollo⁴⁴. A través de éstos podrá, previa Evaluación Ambiental Estratégica⁴⁵, determinar formalmente la existencia de zonas con alto potencial de generación de energías renovables dentro del Sistema Eléctrico Nacional, cuyo aprovechamiento resulte de interés público. Al respecto, resulta interesante la obligación impuesta por la nueva ley que requiere que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales de los Polos de Desarrollo, cada año calendario, deba ser inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales⁴⁶.

La CNE podrá considerar en su plan de expansión anual de la transmisión, sistemas de transmisión para dichos Polos de Desarrollo, en caso de existir problemas de coordinación entre propietarios de proyectos de generación, de modo tal que impliquen que la totalidad o parte de la capacidad de producción de uno o más de los Polos de Desarrollo ya determinados no pueda llegar a materializarse. Podrá para ello incorporar líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, como Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo de Generación.

⁴⁴ Según el artículo 85 de la LGSE, se entenderá por polos de desarrollo “aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplace el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y ordenamiento territorial”

⁴⁵ Se entiende por Evaluación Ambiental Estratégica, según el artículo 2, letra i) bis de la Ley 19.300, que establece las Bases Generales del Medio Ambiente, como el procedimiento realizado por el ministerio sectorial respectivo, para que se incorporen las consideraciones ambientales del desarrollo sustentable, al proceso de formulación de las políticas y planes de carácter normativo general, que tengan impacto sobre el medio ambiente o la sustentabilidad, de manera que ellas sean integradas en la dictación de la respectiva política y plan, y sus modificaciones sustancial

⁴⁶ La Ley N° 20.698 propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Ésta establece que cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o clientes finales, deberá acreditar que una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada por medios de generación renovables no convencionales

Definición de Trazados

En el esquema actual de definición de trazado, una vez que se decide la expansión del sistema de transmisión a través de una nueva línea, el operador llama a una licitación para su construcción, con información mínima para los participantes. Además, es responsabilidad del adjudicatario privado la definición del trazado, la obtención de la resolución de calificación ambiental y la presentación de la solicitud de concesión definitiva. Adicionalmente, se definen plazos de puesta en marcha y se aplican penalidades en casos de incumplimiento. De acuerdo a la Ley de Transmisión, el Estado tendrá un nuevo rol en el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional, involucrándose en la definición de trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión. La nueva ley crea un nuevo procedimiento de Estudio de Franja por parte del Ministerio para trazados de transmisión eléctrica de interés público. Éste será sometido a evaluación ambiental estratégica y al proceso de Consulta Indígena contenido en el Convenio N° 169 de la Organización Internacional del Trabajo, en caso de ser necesario, y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad⁴⁷.

Acceso Abierto

Por acceso abierto se entiende el atributo por el cual las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico pueden ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas que no resulten discriminatorias entre los usuarios. A cambio, dichos terceros deben pagar la remuneración del uso del sistema de transmisión que corresponda.

Si bien el concepto de acceso abierto ya era conocido de forma previa a esta ley, a través de ésta se incorpora la posibilidad de acceso abierto a los Sistemas de Transmisión Dedicados en caso de cumplirse los requisitos impuestos por la ley (i.e. la existencia de capacidad técnica disponible, entre otros). Antes de este cambio, sólo era posible tener acceso abierto a los Sistemas Adicionales en caso de que aquellas instalaciones hubieren hecho uso de concesiones eléctricas o bienes nacionales de uso público. Corresponderá al Coordinador establecer los pagos que se deban hacer por concepto de conexión, estudios, análisis de ingeniería o derechos de uso de las instalaciones, y los plazos para establecer la conexión.

Remuneración del Sistema

En un cambio profundo respecto al modelo anterior, la nueva ley traspasa a los clientes finales (tanto libres como regulados) el pago de los costos de los Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios⁴⁸. Con la entrada en vigencia de la nueva ley se establece un sistema de transporte con cargos de acceso único, que ha sido denominado “estampillado”. La Ley de Transmisión establece un artículo transitorio para definir el régimen de recaudación, pago y remuneración del Sistema de Transmisión Nacional. Dicho régimen estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2034, con el objeto de mantener invariable el pago del transporte de los actuales contratos de suministro, de modo que deberá compensarse el pago efectuado por clientes finales, si correspondiere bajo tales contratos.

Compensaciones por Indisponibilidad de Suministro

Con la nueva ley, se incorpora un nuevo sistema de compensaciones por indisponibilidades de suministro que se produzcan en zonas de generación y transmisión. Este nuevo sistema permitirá garantizar el cumplimiento

⁴⁷ El Consejo de Ministros para la Sustentabilidad es presidido por el Ministro del Medio Ambiente, y se compone además, de los Ministros de Agricultura; de Hacienda; de Salud; de Economía, Fomento y Reconstrucción; de Energía; de Obras Públicas; de Vivienda y Urbanismo; de Transportes y Telecomunicaciones; de Minería, y de Planificación, según lo establece el artículo 71 de la Ley 19.300, que establece las Bases Generales del Medio Ambiente

⁴⁸ Con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley de Transmisión, el sistema de transmisión troncal era financiado conjuntamente por empresas de generación y los clientes de acuerdo a la prorrata establecida en la LGSE

de los estándares de desempeño exigidos en la normativa eléctrica, sin perjuicio de las sanciones que sea correspondiente aplicar por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Bajo este nuevo esquema, se compensarán las interrupciones por indisponibilidad de suministro de instalaciones eléctricas al equivalente de la energía no suministrada, valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad de suministro para el caso de clientes regulados. En el caso de los clientes libres, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio nudo de corto plazo vigente durante dicho evento. No obstante, no procederá el pago de compensaciones a éstos si en sus contratos de suministro se contemplaren cláusulas especiales en relación a estas materias.

Por último, se establecen valores máximos por concepto de compensaciones por evento, el cual será el menor valor entre el 5% de los ingresos en el año calendario, o 20.000 UTA. La empresa pagadora de la compensación podrá reclamar del pago de ésta ante la Superintendencia, la cual deberá iniciar un proceso administrativo para determinar la procedencia o no de la compensación. Finalizado el proceso de reclamo ante la Superintendencia, el afectado podrá iniciar las acciones judiciales que correspondan.

Servicios Complementarios, SSCC

Los servicios complementarios son todos aquellos servicios necesarios para mantener la calidad y seguridad del suministro eléctrico, control de tensión y de frecuencia, gestión de demanda, y que, además, tienen por objeto mantener una constante actualización tecnológica en el sistema.

La nueva ley establece un esquema en que la CNE determina anualmente, luego de una propuesta entregada por el Coordinador que señale los servicios que el sistema eléctrico requiera, la definición de los servicios complementarios y sus categorías, vía resolución exenta. La implementación de los servicios complementarios se realizará mediante procesos de licitación competitivos.

Como todo cambio regulatorio de gran envergadura, La nueva Ley de Transmisión cuenta con un extendido periodo transitorio en el que actualmente rigen y se están aplicando una serie de artículos transitorios para hacer el traspaso total de funciones al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, la elaboración de los reglamentos mandados en la Ley, el desarrollo de los procesos licitatorios y definiciones asociadas a los SSCC, así como también para determinar la evolución que tendrá la metodología actual de asignación de peajes para migrar completamente al esquema de pago estampillado al año 2034.

Ley 20.987: Nuevo Rol de Enap en el mercado eléctrico

A inicios del 2016, se promulgó la Ley 20.987; ley que le permite al estado a través de ENAP ingresar a la industria de la generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica, sustentada en la búsqueda de viabilizar las inversiones en capacidad de generación de base (como lo sería una central nuclear de potencia) así como aquellas obras de transmisión estratégicas y necesarias para el desarrollo del sector productivo y la economía del país.

El nuevo marco normativo modificó el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1986 que Crea la Empresa Nacional del Petróleo estableciendo que ENAP y/o sus filiales podrán tener una participación social que no les permita

aprobar con su solo voto las materias señaladas en el inciso segundo del artículo 67 de la ley N°18.046, sobre Sociedades Anónimas, con una o más sociedades en actividades relacionadas con este sector eléctrico.

En dicho sentido, ENAP podrá producir, transportar y comercializar energía y potencia eléctrica, y en general, desarrollar todos los proyectos y actividades comerciales e industriales relacionadas o necesarias para ello. Las sociedades que se constituyan para ejecutar el objeto referido estarán sujetas a las normas que rigen a las sociedades anónimas y abiertas contempladas en la ley N°18.046. Para estos efectos, la Empresa deberá dar estricto cumplimiento a lo establecido en el artículo 3° del decreto ley N°1.056, de 1975, del Ministerio de Hacienda, que Determina Normas Complementarias Relativas a la Reducción del Gasto Público y al Mejor Ordenamiento y Control de Personal; a lo dispuesto en el artículo 11 de la ley N°18.196, Sobre Normas Complementarias de Administración Financiera, Personal y de Incidencia Presupuestaria, así como al artículo 44 del decreto ley N°1.263, de 1975, Orgánico de Administración Financiera del Estado.

Para el cumplimiento de lo establecido en este nuevo marco regulatorio, le corresponde al Ministerio de Energía emitir *informes de evaluación económica y financiera de las iniciativas por desarrollar*, sin perjuicio de que el Ministerio de Hacienda efectúe evaluaciones adicionales o las encargue a entidades nacionales o extranjeras, para efectos de fundamentar la viabilidad económica y financiera de dichas iniciativas.

En cualquier caso, el informe del Ministerio de Energía será requisito para la autorización que el Ministerio de Hacienda pueda otorgar conforme al referido artículo 3° del decreto ley N°1.056, de 1975, cuando la participación social de ENAP y/o de sus filiales sea igual o superior al cincuenta por ciento. Asimismo, la Empresa y/o sus filiales podrán obtener, adquirir y explotar concesiones y servirse de las mercedes o derechos que obtenga. Además, la Empresa y/o sus filiales podrán realizar estudios y evaluaciones técnicas y comerciales, gestionar y obtener los permisos y autorizaciones requeridos para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con sus respectivas instalaciones de transmisión, así como el completo desarrollo de proyectos de generación eléctrica, actividades para lo que no se considerarán las limitaciones de la participación social, la obligación de someterse a las normas de las sociedades anónimas abiertas y los informes previos de los Ministerios de Energía y/o Hacienda.

Para efectos de la constitución y funcionamiento de las sociedades antes señaladas, la Empresa deberá velar, tanto respecto de sus inversiones como financiamiento, por el cumplimiento de las obligaciones de responsabilidad fiscal y la debida evaluación económica y financiera que sustenten los proyectos a impulsar.”

Barreras estructurales al desarrollo nuclear de potencia en Chile

El marco regulatorio que se aplica al sector eléctrico chileno ha sido diseñado y perfeccionado a través del tiempo para ser abierto, competitivo, de carácter no discriminatorio a ninguna tecnología utilizada para la producción de energía eléctrica y centrado en la coordinación de un sistema en el que prima la seguridad del servicio, con una operación económica de sus instalaciones en la que se garantiza el acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión en conformidad a la Ley sus reglamentos.

La Ley eléctrica no hace discriminación o explicita las tecnologías de generación en principio; sin embargo para el efecto de la aplicación de normativas ambientales o en materia de concesiones así como la aplicación de beneficios introducidos en la Ley eléctrica, fue necesaria la definición de tecnologías como la hidroelectricidad (centrales hidráulicas) de los pequeños medios de generación PMG, los medios de generación renovables no convencional – ERNC, los sistemas de almacenamiento de energía y los sistemas de bombeo. Por otra parte para la aplicación del impuesto a las emisiones se definieron los conceptos de fuentes fijas, calderas y turbinas. Sin embargo los conceptos de centrales térmicas y las tecnologías asociadas y sus tipos no están contenidos en ningún cuerpo legal; aunque han sido especificados procedimientos diferenciados para la remuneración de actividades como es el caso del pago por potencia de suficiencia.

Dadas las características generales de una central nuclear de potencia en principio no existen fundamentos de peso que permitan concluir que resulte necesario realizar una distinción particular para las centrales nucleares. Sin embargo, la gestión del combustible y los criterios asociados a su uso hacen que resulte necesaria una definición y marco regulatorio⁴⁹ desde el punto de vista de seguridad durante las fases de diseño, construcción, operación y desmantelamiento de los reactores en términos seguridad, criterios de diseño de instalaciones, proceso de licenciamiento así como todos aquellos asociados al ciclo de combustible, independiente de cuales elementos del ciclo de vida sean incorporados en un eventual desarrollo de una central nuclear de potencia.

En la actualidad el mercado eléctrico cuenta con un reglamento de seguridad de instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica⁵⁰. Este reglamento tiene como objeto establecer los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones eléctricas destinadas a los propósitos antes mencionados en materias de diseño, construcción, puesta en servicio, operación, mantenimiento, reparación y termino definitivo de operaciones, así como las obligaciones de personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades a objeto de desarrollarlas en forma segura.

Dada la existencia del reglamento mencionado en el inciso anterior y llegado el momento, deberá establecerse la incorporación y nexos con el reglamento y/o norma técnica sobre instalaciones nucleares y radiactivas y demás disposiciones normativas que sean emanadas de la futura Ley General de Seguridad Nuclear. Es importante recordar que este tipo de materias son en general de potestad reglamentaria, es decir, que básicamente es posible dictar disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, así como generar todas las disposiciones necesarias que sean coherentes y armónicas entre sí que complementen o perfeccionen la normativa existente.

⁴⁹ que dada su tecnicidad y variabilidad debiese ser de carácter normativo y reglamentario.

⁵⁰ Decreto 109, Publicado el 12 de Junio de 2018. Cuya vigencia es a partir del 09 de diciembre del 2018.

En este caso, la incorporación de nuevas disposiciones asociadas a una nueva tecnología de producción de electricidad es una materia que desde la mirada eléctrica puede regularse de esta manera. A modo de ejemplo, es requerido modificar los pliegos técnicos normativos asociados a centrales de producción, e incorporar exigencias especiales para la construcción de centrales, elevando el criterio de las zonas sísmicas 1 en la Norma NCh 2369-2003 a un estándar que suponga al menos una aceleración máxima efectiva de 0.8g. Sin embargo, el detalle y definición de estos valores requiere análisis más detallados que escapan a este estudio. En efecto, el valor numérico indicado es de carácter referencial y guarda relación a las conversaciones con expertos del organismo (IAEA) y consultores especializados sobre el nivel de exigencias en esta materia. Aquí se deja solo claridad que los pliegos técnicos y normativa de seguridad y calidad de servicio deberá elevarse y revisarse en el minuto que exista una real necesidad de desarrollar normativa técnica específica en esta materia, la que resulta de potestad reglamentaria.

En cualquier caso, tal como fue descrito en la sección de recomendaciones realizadas por el IRRS, las disposiciones de seguridad nuclear y gestión de combustibles son materias que requieren cambios en la Ley de Seguridad Nuclear vigente así como la elaboración de los reglamentos que las regulan. Algunas de las materias que deberán ser enlazadas al reglamento descrito en el inciso anterior, debiesen ser al menos aquellas asociadas a:

El ciclo de combustible

- **Minería y fabricación de concentrados**, esto es la fase asociada a la extracción del mineral y producción de concentrados de uranio.
- **Proceso de conversión**, esto es básicamente el proceso de purificación del óxido U_3O_8 presente en el concentrado y transformación en compuesto gaseoso (UF_6) necesario para la separación isotópica.
- **Fase de enriquecimiento**, el cual es el proceso que permite aumentar la concentración isotópica del isótopo fisible del uranio (U^{235}) alcanzando un valor en torno al 3-4%.
- **La Fabricación del combustible**, es la etapa en la que se tiene lugar la conversión química de UF_6 enriquecido en polvo de óxido UO_2 , la fabricación de las pastillas de combustible y la producción y ensamblado de las barras de combustible.
- **Fase de Operación**, es la etapa que comprende el proceso de quemado del combustible, recarga y almacenamiento en piscinas.
- **Almacenamiento del combustible nuclear** (fase de Ciclo Abierto) en la que el combustible nuclear irradiado se considera como residuo y se gestiona almacenándolo de manera definitiva.
- **Reprocesado del combustible nuclear** (fase de Ciclo Cerrado) en la que es recuperado el material fisible presente en el combustible gastado para volver a utilizarlo en la fase de operación.

Las fases de la vida útil de una central nuclear

- **Fase de Diseño y Construcción**, ésta etapa cubre el conjunto de tareas que engloban la selección del emplazamiento, la planificación, el desarrollo de la obra civil, construcción y montaje de equipos y sistemas, instalación eléctrica y procesos de gestión y control de calidad de las instalaciones, junto con los procesos de licenciamiento asociados.
- **Etapa de Operación de la central**, durante esta etapa, los ítems más relevantes guardan relación con la quema del combustible nuclear para la obtención de energía eléctrica a través de reacciones de fisión en el núcleo del reactor nuclear. En esta fase tiene lugar la recarga del combustible en cada ciclo de operación y el almacenamiento en piscinas del combustible irradiado. En materia específica a la

normativa eléctrica se requiere el desarrollo de procedimientos y normas asociadas al control y operación del reactor y declaración de disponibilidad de combustibles.⁵¹

- **Desmantelamiento**, esencialmente es la clausura de la central nuclear incluyendo todas aquellas tareas de descontaminación y gestión de residuos radiactivos generados.

Asociadas a la gestión del riesgos y emergencias

- Planes básicos de emergencias
- Directrices de información a la ciudadanía, éstos guardan relación a la forma de informar los planes de emergencia en las zonas de riesgo
- Diseño de protocolos y estrategias de comunicación entre los agentes y la ciudadanía
- Establecimiento de un consejo de seguridad nuclear
- Sostenibilidad energética
- Seguridad y protección física de las instalaciones

Por otra parte, los estudios realizados durante la última década por parte de la CCHEN, han planteado que el actual marco regulatorio existente en la Ley de Seguridad Nuclear, su reglamento y demás disposiciones asociadas, resultan insuficientes en la medida que éstos guardan relación al desarrollo de aplicaciones nucleares y no al desarrollo de un programa nuclear de potencia; luego sus alcances son insuficientes en esta materia y por tanto se constituyen en una barrera regulatoria que debe ser resuelta como una etapa previa al desarrollo de cualquier programa nuclear de potencia.

Sin embargo, es importante dejar en claro que prácticamente la totalidad de los cambios requeridos en el marco Legal y normativo escapan a los alcances del mercado eléctrico y a todo lo que se refiere la LGSE y los cuerpos legales asociados. En efecto, salvo la excepción de la elaboración de procedimientos y normas en materia de control y operación de los reactores nucleares y declaración de precios y disponibilidad de combustibles, en principio no serían requeridos nuevos cambios en el marco legal eléctrico propiamente tal. Ahora bien, lo que sí existe son recomendaciones en términos de estratégicos, como en el desarrollo de concesiones para uso y usufructo de terrenos y servidumbres para el desarrollo de centrales nucleares de potencia que están definidos en el Título I de la LGSE.

En este sentido, el nuevo mapeo del marco regulatorio nuclear, es esencialmente el desarrollo de una nueva Ley General de Seguridad Nuclear, la que se constituye en una Ley transversal y multisectorial que se engloba en lo que a nivel internacional es la regulación en seguridad nuclear (reactores, instalaciones y fuentes radiactivas), el licenciamiento y reglamentación de instalaciones nucleares y radiactivas así como la gestión segura de elementos combustibles, fuentes radiactivas y residuos. A ello se le suman todos los planes de emergencias, directrices de información ciudadana y responsabilidad civil.

Por su parte, la Ley eléctrica es clara en indicar que podrán establecerse exigencias distintas en función de la capacidad, tipo de tecnología, disponibilidad, impacto sistémico entre otros criterios técnicos de manera de mantener la integridad del sistema y su operación, segura, suficiente y económicamente adaptado.

⁵¹ En el minuto que sean necesarias, se deberán realizar las modificaciones a los reglamentos emanados de la Ley General de seguridad nuclear así como su correspondencia en el mercado eléctrico en términos de la operación segura y costo efectiva de las centrales nucleares.

Por todo lo anterior, resulta válido indicar que en principio no se observa la necesidad de realizar cambios en la Ley eléctrica ya que la LGSE no se constituye como un impedimento ni barrera al desarrollo de un programa nuclear de potencia. A través de sus 225 artículos, permanentes, sus disposiciones transitorias y reglamentación general asociada se ha creado un ambiente competitivo para el segmento generación, una profunda y detallada reglamentación propia del rol subsidiario en donde se regula la transmisión y distribución, así como reglas claras para la tarificación de los sistemas eléctricos; todo ello en un ambiente propicio para la innovación tecnológica, con acceso no discriminatorio a las tecnologías.

Así mismo y como se ha esbozado en incisos previos, resulta relevante considerar la posibilidad de establecer condiciones particulares en materia de concesiones. Esencialmente se busca realizar un modelo similar al utilizado en el caso de las centrales hidráulicas o la exploración geotérmica. Sin embargo, el estado ha desarrollado otros esquemas como lo es la asignación de terrenos fiscales en el pasado con un foco en el fomento de las energías renovables no convencionales sin necesidad de cambios en la LGSE⁵². Sin embargo, el escenario nuclear presenta desafíos de naturaleza técnica, social, política y económica de un nivel de complejidad sustancialmente más elevado que el escenario solar y eólico, que actualmente está ampliamente validado por la sociedad y por tanto su tratamiento debiese contar con un mayor nivel de rigurosidad.

Por su parte en 2010 el estudio realizado por Barros & Errázuriz Abogados recomendó el diseño de un estatuto normativo autónomo o complementario para el desarrollo de proyectos de generación nucleoelectrónica en cada una de sus distintas etapas, las que incluyen la gestión del ciclo de vida combustible, descartando el uso de la Ley de Concesiones de Obra Pública vigente siendo riesgosa para el óptimo diseño institucional de un programa nuclear de potencia [53]. Estudios previos como el realizado por la Universidad Adolfo Ibáñez en 2008, da cuenta de conclusiones similares, aunque su visión establece un rol mucho más activo del estado así como la necesidad de establecer todo un marco regulatorio nuevo, nueva institucional en materia de regulación y fiscalización y esquemas de participación público privados como estrategia para el desarrollo de un programa nuclear de potencia [54].

En esta medida, resulta recomendable que el proceso de pre-selección de los sitios factibles para el desarrollo de una planta nuclear en Chile, sea coordinado y validado por o a través del Estado, considerando la elaboración y preparación de estudios detallados de emplazamiento, realizados por equipos técnicos altamente especializados e independientes.

Con el objeto de garantizar la seguridad de las instalaciones nucleares, se recomienda que estos estudios sean realizados por al menos dos o tres grupos de trabajo distintos. Una vez que sean validados los sitios factibles, se recomienda la creación de una unidad de apoyo a la gestión del proyecto en sus fases futuras. En el caso del emplazamiento dependerá del tipo de financiamiento y esquema de negocio permitido. Aquí pueden existir concesiones, compras de terreno, gestión de los permisos sectoriales, así como las futuras licencias de sitio o emplazamiento de instalaciones para fines nucleares pacíficos.

Ahora bien, en el escenario de ser un proyecto liderado por el Estado, el proceso podría resultar similar a un proceso de licitación de un embalse que incluye un negocio de generación (ej. embalse Punilla); esto es, un

⁵² En el pasado se ha realizado la asignación de terrenos fiscales para proyectos de generación como un mecanismo de fomento de las ERNC en conformidad al Decreto 1.939 de 1977 y las órdenes ministeriales N1/2012 y OM N°6 de 2013 en donde se Imparten normas en materia de Concesión de inmuebles fiscales para el desarrollo de proyectos de ERNC, y establece formatos de bases y contrato para otorgamiento de concesiones. Se suman además algunos convenios con el Ministerio de Bienes Nacionales y las bases de los procesos de licitación asociados

proceso de licitación que defina quien se hará cargo de la construcción y operación de la planta nuclear. Sobre las instalaciones encargadas de la elaboración de los elementos combustibles las soluciones pueden ser mixtas y dependerán de la política de gestión de combustibles que se defina en la futura Ley Orgánica de Seguridad Nuclear así como la estrategia más conveniente para el constructor/operador/desmantelador de la central.

En general los proyectos desarrollados por *newcomers* llamados FOAK (del inglés *First of a Kind*) son del tipo llave en mano (Turnkey Projects) y se incluye el control de toda la cadena y ciclo de vida de la central (véase Figura 22). Esto incluye desde la elaboración y compra de material, la minería de uranio, la elaboración de elementos combustibles, el proceso de enriquecimiento, el almacenamiento de los desechos, junto con todas las actividades propias a la operación de la central.

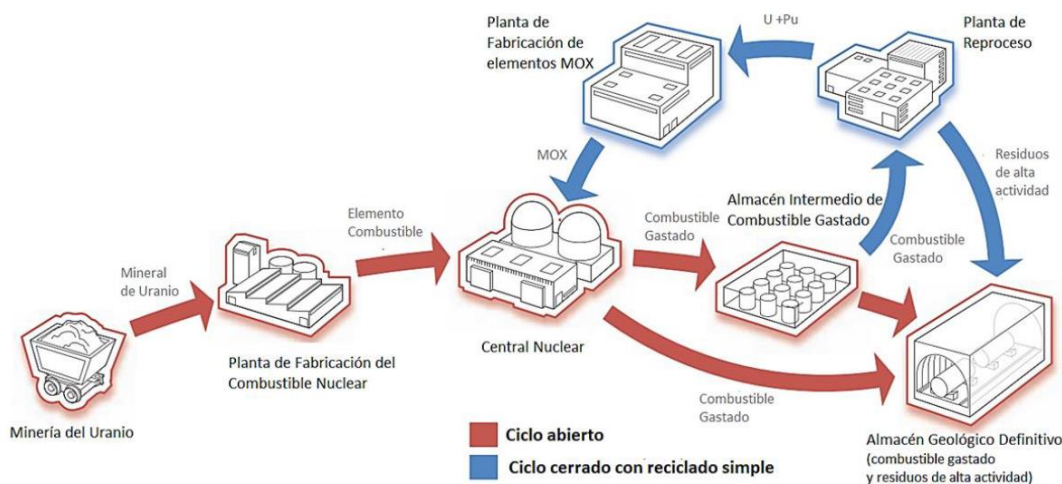


Figura 22: Ciclo del combustible nuclear y etapas del negocio nuclear⁵³. Fuente: © IDOM-CCHEN, 2018

El contar con un esquema ad-hoc de concesiones para instalaciones puede ser necesario, dada la necesidad de otorgar concesiones a perpetuidad o de muy larga duración (al menos 100 años), lo anterior dado el ciclo de vida de las instalaciones, la duración del proceso de diseño de un programa nuclear más el periodo de construcción del proyecto en particular. Sin perjuicio a todo lo antes explicado, podrían entonces ser incorporadas algunas mejoras o hacer explícitos algunos elementos en materia de concesiones, pero ello dependerá del tratamiento que se le quiera dar a las instalaciones nucleares, por criterios asociados la seguridad nacional y resguardo del combustible para fines pacíficos más que a consideraciones asociadas a la operación de las instalaciones.

En específico, más que cambios en la LGSE lo que resulta esencial para un eventual desarrollo de un programa nuclear de potencia es una señal de compromiso de largo plazo por parte del estado, en donde la tecnología nuclear sea una opción a ser considerada en la expansión y diversificación de la matriz eléctrica. Una herramienta más en el proceso de descarbonización de la matriz a través de energía sincrónica que permite además un balance entre la alta penetración de energías variables y energía eléctrica disponible 24/7.

⁵³ 1399 – © IDOM- CCHEN – Estudio para identificación y evaluación efectos e impactos ambientales de generación nuclear en Chile, Julio 2018

El acompañamiento a un proyecto de esta naturaleza es clave y eventualmente una participación del estado en el negocio, que permita un control estricto del ciclo del combustible nuclear, como mecanismo de resguardo de seguridad nuclear. Con ello si un proyecto de generación nuclear es costo efectivo, cumple con la normativa ambiental, hace una adecuada gestión territorial, es sostenible, amigable con el medio ambiente, reconoce el empoderamiento de la sociedad civil, el aumento de las exigencias de los consumidores, junto con el desarrollo de compromisos en materia de cambio climático, entonces debiese ser capaz de materializarse al interior del mercado eléctrico chileno.

Pese a esto, hay otros temas de fondo que escapan al sector eléctrico y que es necesario que sean abordados para el efectivo desarrollo de un programa nuclear de potencia en Chile; temas que solo pueden ser resueltos a través de la elaboración de una nueva Ley General de Seguridad Nuclear, en donde, los reglamentos asociados al diseño de instalaciones nucleares y radiactivas, la selección de emplazamientos, seguridad radiológica, los planes de emergencia y protocolos de seguridad, gestión de riesgos ante emergencias energéticas, acciones coordinadas y materias de naturaleza reglamentaria que afectan en forma particular al sector eléctrico y sus instituciones asociadas al sector eléctrico deberán ser abordados. Todos temas que guardan relación con una nueva Ley Orgánica de Seguridad Nuclear y que pueden ser desarrollados en forma gradual y en paralelo a un eventual proceso de instauración de un programa nuclear de potencia.

Sumado a lo anterior, se mantiene presente la necesidad de entregar certezas **jurídicas e institucionales a través de la creación de un organismo independiente**, encargado de la regulación del segmento nuclear en Chile. Este hito resulta de la mayor relevancia y su temporalidad es clave ante una real oportunidad comercial de un proyecto nuclear en Chile.

Cuando se cuenta con una sólida institucionalidad y se conocen todas las vías y procesos que deben cumplirse para el desarrollo de un proyecto en el segmento generación, aumenta el interés por participar en el mercado, así como la posibilidad de acceder a mecanismos de financiamiento en un ambiente de mercado competitivo. Sin embargo, la realidad es que hoy existe una profunda incerteza regulatoria en temas de seguridad, otorgamiento de permisos y autorizaciones para centrales nucleares de potencia en Chile así como múltiples frentes para propósitos similares. La creación del marco regulatorio ad-hoc, la definición del rol del estado, la responsabilidad y control sobre ciclo de combustible, la armonización regulatoria, las reglas de licenciamiento para el emplazamiento y la simplificación de los procesos para conseguir permisos son algunos de los elementos claves y fundamentales de cara a abordar un real programa nuclear de potencia.

El desarrollo de programas y procesos de licitación de energía base y de muy larga duración, o el apoyo de la minería al desarrollo de un proyecto de generación (como ocurría en el antiguo SING, que cada nuevo emplazamiento minero, gatillaba el desarrollo de proyectos- Caso BHP con las centrales Angamos (carbón) y Kelar (CCGT), puede ser clave cuando se trata del acceso a contratos de suministro en un mercado como el chileno, el cual es un mercado de contratos y el acceso a financiamiento requiere cierto nivel de certezas; en donde contar con un PPA o adjudicarse un proceso licitatorio de suministro regulado es un hecho esencial en el proceso de acceso a financiamiento cuando se trabaja en un esquema *Project Finance*.

Reglamentos específicos y modificaciones de carácter reglamentario, así como a la norma de seguridad y calidad de servicio deberán ser modificadas de forma similar a lo realizado cuando ingresaron al sector eléctrico las tecnologías solares, fotovoltaicas y demás ERNC serán necesarias; sin embargo esto en ninguna medida se constituye como una barrera, es simplemente parte de las materias que deberán ser abordadas cuando en forma efectiva y con la suficiente información respecto a la tecnología que finalmente se

materialice, siendo probablemente una actividad de última milla que se realice con una antelación de algunos años, o en paralelo con los hitos del primer proyecto en particular.

Las razones fundamentales para ello son que en la práctica la instalación de una central Nuclear de Potencia vista en una forma muy simplificada es una central térmica. Es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir del uso de materiales fisionables mediante reactores nucleares que proporcionan calor. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional utilizado para producir energía eléctrica, es decir en forma similar a cualquier unidad térmica convencional que hace uso de combustibles fósiles que existe en el segmento de generación chileno. Pese a ello una de las mayores diferencias resulta en que la utilización de combustibles requiere estándares de seguridad por sobre los que son requeridos para una central a carbón o gas natural.

En este sentido, el funcionamiento de una central de generación nuclear sigue el principio básico de otras tecnologías de producción termoeléctrica: calentar un volumen de agua, producir un cambio de fase en dicho volumen, accionar los álabes de una turbina mediante el vapor producido y transformar la energía mecánica en energía eléctrica a través de un transformador; luego, La diferencia entre las distintas tecnologías termoeléctricas radica en la manera de obtener el calor que produce ese cambio de fase [55].

En el caso de la energía nucleoelectrica, el calor proviene de reacciones de fisión en el núcleo del reactor cuya materia prima base el uranio. El combustible necesario para dicha reacción nuclear es el isótopo ^{235}U . El ciclo mediante el cual se produce la extracción, procesado, consumo y gestión de la materia prima o combustible varía de una tecnología a otra. En esta medida resulta necesario a la hora de comparar los impactos de las distintas tecnologías de generación, conocer en detalle el proceso por el cual un recurso natural se transforma en materia prima para la generación eléctrica, es decir, un análisis de ciclo de vida en el que está contenido el ciclo de combustible⁵⁴.

Una característica fundamental de la producción de energía nuclear es la necesidad de preservar la función de seguridad de refrigeración del núcleo del reactor. Para ello, toda central nuclear debe emplazarse en un punto geográfico con acceso a grandes volúmenes de agua ya sean ríos, embalses o el mar. Esta necesidad supone un consumo de recursos del entorno así como un impacto directo sobre los volúmenes de agua. La central nuclear toma agua del embalse, río o mar y, tras su utilización, la devuelve con el consiguiente efecto sobre el medio ya que la temperatura del canal de descarga suele ser mayor que la de la extracción [55].

En cuanto al consumo de recursos químicos, para el correcto funcionamiento de las centrales nucleares resulta necesario el empleo de ciertos productos químicos con el fin de llevar a cabo funciones de mantenimiento, control, operación y alimentación de equipos. Se estima que una central nuclear puede llegar a utilizar unas 200 Ton-año de distintos productos químicos [56].

Uno de los usos principales de estos productos químicos está destinado al tratamiento de las aguas de planta como, por ejemplo, la desalinización y acondicionamiento del agua empleada en los sistemas de circulación de la planta. Por otro lado, es frecuente el empleo de productos químicos durante la limpieza de los equipos y las tuberías de las líneas de vapor. Además, como parte de la operación del núcleo de reactor, es necesario contar con reservas de ácido bórico para controlar la reactividad en algunos reactores tipo LWR. Las bases y

⁵⁴ El ciclo de combustible nuclear comprende todas las fases del proceso, desde la extracción del mineral de uranio para la fabricación del combustible nuclear hasta la gestión definitiva de los residuos radiactivos generados por las centrales nucleares

ácidos utilizados con mayor frecuencia son, entre otros, hidróxido de sodio, ácido sulfúrico y ácido bórico y se almacenan en tanques con volúmenes de 20-50 m³. Finalmente, la planta necesitará contar con reservas de determinados gases como hidrógeno, oxígeno o nitrógeno para realizar ciertas operaciones [56].

Además de los productos químicos anteriormente nombrados, se necesitan ciertas cantidades combustible para alimentar los equipos diésel de emergencia así como aceites para lubricar la maquinaria de rotación. Las reservas de combustible para la alimentación de los equipos diésel de emergencia son de 1.000-2.000 toneladas al año [57].

Por otro lado, la operación normal de la planta conlleva la generación de una serie de efluentes líquidos y gaseosos que son liberados de forma controlada al medioambiente a través del canal de descarga en caso de efluentes líquidos y a través de la chimenea en caso de efluentes gaseosos. Los efluentes se pueden clasificar atendiendo a su naturaleza en cuatro grandes grupos: gases nobles, tritio, halógenos y partículas [58].

Dichas emisiones están controladas por los organismos reguladores de cada país y se encuentran siempre por debajo de unos márgenes de seguridad establecidos en la normativa de seguridad nuclear aplicable. Una vez sea decidida la implementación de un programa nuclear de potencia en Chile, deberán incorporarse todas aquellas restricciones y registros asociados a las emisiones sean estas de tipo líquido o gaseoso, así como el desarrollo de estudios con su evolución y mecanismos de control.

En las centrales nucleares se generan residuos radiactivos que pueden en forma general clasificarse o asociarse a:

- Aquellos relacionados al combustible usado y **residuos de alta actividad**⁵⁵. Este tipo de residuos están constituidos esencialmente por el combustible gastado generado durante la operación de las centrales nucleares, en forma de elementos combustibles [59].
- Residuos de **baja y media actividad**⁵⁶. Estos residuos radiactivos de baja y media actividad (vida corta o media) se originan fundamentalmente en la operación y en el desmantelamiento de las centrales nucleares y otras instalaciones nucleares. También se generan pequeñas cantidades en las instalaciones médicas e industriales que utilizan materiales radiactivos [59].

En la operación normal de la central nuclear los residuos de alta actividad generados provienen del combustible irradiado que, tras cumplir el ciclo de quemado correspondiente, se extrae del núcleo del reactor para su almacenamiento en piscinas.

El origen de los residuos radiactivos de baja y media actividad durante la operación de las centrales nucleares está en la radiactividad contenida en el refrigerante del núcleo del reactor. Los productos de fisión y de activación escapan inevitablemente, en cantidades moderadas, del circuito primario a través de diferentes puntos y mecanismos concretos, dando lugar a la aparición de residuos radiactivos en diferentes sistemas y zonas de una central nuclear. En esta materia han sido realizados importantes avances que han permitido una reducción de los volúmenes de residuos finalmente producidos al interior de las centrales.

⁵⁵ Los residuos de alta actividad son aquellos que contienen concentraciones apreciables de radio nucleídos emisores alfa de vida larga y/o emisores beta-gamma con periodos de semi-desintegración superiores a 30 años, que pueden generar calor por efecto de la desintegración radiactiva, dada su elevada actividad específica.

⁵⁶ Son aquellos cuya actividad se debe principalmente a la presencia de radio nucleídos de periodo de semi-desintegración corto o medio (inferior a 30 años), y cuyo contenido en radio nucleídos de vida larga es muy bajo y se encuentra limitado

Es importante destacar en esta etapa **del ciclo que la propia operación de la planta no genera emisiones de gases de efecto invernadero**, lo que se constituye en el claro criterio diferenciador con respecto a las otras tecnologías de generación energética basadas en combustibles fósiles.

Como consecuencia de todo lo anterior, las diferencias en la gestión del combustible así como la gestión de los distintos tipos de residuos, así como la operación de una central de generación de energía nucleoelectrónica requiere recursos y mecanismos de seguridad que aumentan la complejidad de la operación de éstas unidades si se comparan con una central térmica tradicional, lo que conlleva al desarrollo de una rigurosa normativa, asociada casi en su totalidad a la gestión del ciclo combustible.

Actualmente la LSN en su artículo 45º establece la necesidad de obtener licencias para el desarrollo de una central nuclear de potencia. Complementariamente, el mismo artículo determina que este tipo de centrales requieren de autorización mediante Decreto Supremo, documento que es expedito por intermedio del Ministerio de Minería. Pese a ello, los resultados de la revisión regulatoria y así coinciden los estudios previos, en que actualmente no existe en el país un sistema de licencias que sea aplicable a centrales nucleares de potencia, ni las acciones asociadas a los combustibles [60].

En esta materia la Convención sobre Seguridad Nuclear - CSN (Art 8.1º) ha insistido en la necesidad de contar con un órgano regulador independiente así como organismos que sean promotores de las tecnologías nucleares, responsables de instalaciones y/o actividades nucleares; antes que deberán estar dotados de autoridad y facultades apropiadas, disponiendo de capital humano y financiero suficiente para cumplir su tarea[53]. En este sentido resulta necesario además que durante el proceso de modificación de la Ley de Seguridad Nuclear sean revisadas todas las potestades y facultades de la actual CCHEN y todas aquellas recomendaciones indicadas por la IAEA en referencia a la separación de roles y asignación de facultades, insuficiencia de independencia, asignaciones de funciones que generen interferencia respecto al ejercicio regulador y fiscalizador, compatibilidad y coordinación interinstitucional [53].

Resulta además necesario definir un conjunto de tecnologías factibles a partir de las cuales sea posible establecer condiciones mínimas a ser consideradas, así como las exigencias mínimas en términos de seguridad vinculadas al proceso de licenciamiento y localización de las instalaciones nucleares. En efecto, el definir un conjunto de tecnologías como factibles, permite establecer tanto los requerimientos como exigencias mínimas del sistema, así como también la adecuación de los recursos humanos que son requeridos para la operación segura y a mínimo costo del sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente, las tecnologías permitidas para el uso dentro del territorio nacional debiesen estar respaldadas por acuerdos bilaterales de cooperación tecnológica, de capital humano experto y de suministro de insumos. En materia de emplazamiento, resulta de la mayor relevancia el estudio de todos aquellos factores que puedan afectar la seguridad de las instalaciones: terremotos, tsunamis, eventos meteorológicos de gran intensidad, deslizamientos de tierra, así como aquellos de naturaleza antropogénica; la eventual dispersión de materiales radiactivos en la atmósfera, superficie y cursos de agua; uso estratégico de tierra, gestión territorial entre otros son algunos de los mínimos que hacen parte de las materias a revisar para la obtención de las licencias para el desarrollo del proyecto. En la actualidad en Chile no existe un marco normativo para el proceso de licenciamiento de una central nuclear de potencia. Esta es una materia que deberá ser incluida en las futuras modificaciones a la Ley de Seguridad Nuclear, la normativa ambiental, las leyes que otorgan concesiones junto con la respectiva coherencia regulatoria de manera que el proceso sea simplificable, evitando dobles esfuerzos o solapamiento de funciones entre instituciones.

Uno de los mayores desafíos de en la última década en Chile, ha sido el rechazo social al emplazamiento de infraestructura energética de cualquier tipo, llevando a un constante rediseño de los proyectos que no se localizan donde es más eficiente su desarrollo, si no en donde es posible localizarlo. Este escenario ha sido una constante en el segmento transmisión especialmente, que dadas las características del territorio chileno se requiere negociar y trabajar con comunidades a través de todo el territorio nacional, una detallada revisión de los impactos en el territorio así como aquellos de naturaleza ambiental y social.

En este escenario se vuelve muchísimo más crítico ante el desarrollo de una central nuclear de potencia. Las mismas problemáticas que han sido levantadas para el desarrollo del concepto de Franjas, en el cual existe un rol empoderado del estado y en donde el privado interviene solo en la etapa final.

En este sentido, el eliminar las barreras asociadas al territorio, considerando un equilibrio económico, social y ambiental, el desarrollo de estudios de emplazamiento de potenciales centrales nucleares de potencia y la delimitación de éstos territorios con una visión centralizada en sus primeras etapas (desde la evaluación del estado hasta la entrega de concesiones), podría reducir los riesgos de las empresas licitantes y operadores de una futura central

En este sentido, el desarrollo por parte del Estado de estudios y zonas factibles para el emplazamientos de instalaciones nucleares resulta clave para reducir las barreras de acceso a un programa nuclear de potencia, así como la definición de roles y controles sobre la gestión, control y operación del combustible, siendo materia de seguridad nacional y proteger que el compromiso del uso de la tecnología nuclear para fines pacíficos.

Esto va de la mano con el desarrollo de un detallado y estricto modelo de licenciamiento. En efecto, la exigencia de autorización previa al desarrollo de infraestructura, es un principio característico de la regulación nuclear. En general se pueden observar dos visiones asociadas al desarrollo de proyectos de larga envergadura como es el caso de las centrales nucleares de potencia:

- **Modelo de licenciamiento único**, que representa un escenario, en donde existe un único proceso de aprobación aplicable a todo el ciclo de vida de la infraestructura y proyectos (desde su diseño, pre-factibilidad, construcción hasta su cierre y desmantelamiento).
- **Modelo de licenciamiento por etapas**, que es un sistema que distingue varias licencias graduales, que en general va pareado con los avances del proyecto y cumplimiento de los estándares en las principales etapas sucesivas que conlleva su desarrollo, operación y desmantelamiento.

En general se observa que, en la mayoría de países, el modelo predominante ha sido el desarrollo por etapas, lo que permite un mejor monitoreo de los hitos del proceso. Esto resulta de la mayor relevancia, especialmente en países que aún no cuentan con un programa nuclear de potencia. El desarrollo de un programa independiente aumenta la competencia, permite incorporar al proceso los avances tecnológicos y disrupciones tecnológicas así como realizar una mejor adaptación del proceso tanto técnico como regulatorio.

Esta flexibilidad dentro del proceso, permitiría inclusive el empaquetamiento de licenciamiento, o ajustarse a los modelos de negocio que los desarrolladores tengan en el minuto que se deban tomar estas decisiones, otorgando licencias más acordes a la realidad del mercado o aquello que brinde mejor seguridad y control sobre los procesos. Pudiendo ser estas de naturaleza transitoria o permanente, o permitiendo que la incorporación de la tecnología vaya a la par con el desarrollo y avance del programa nuclear de potencia.

En ese sentido resulta recomendable, la concepción de un sistema de licencias divididas o entregadas a través de hitos y etapas, así como permitir la realización de procesos en paralelo (como la solicitud de permisos), agilizando el procedimiento de entrega de licencias., así como que estas sean acordes al tipo de tecnología que finalmente será incorporada al mercado eléctrico.

La actual versión borrador del “Reglamento sobre las Instalaciones, plantas, centros, laboratorios, establecimientos y equipos nucleares” que ha sido preparada por CCHEN y enviada al Ministerio de Energía en el mes de octubre de 2018, cubre dentro de las instalaciones que reglamenta las centrales nucleares de potencia, las plantas de enriquecimiento, las plantas de reprocesamiento y los depósitos de almacenamiento de desechos radiactivos, siendo estas clasificadas como instalaciones radiactivas del ciclo de combustible nuclear.

Pese a ello, el espíritu del reglamento tiene más bien un enfoque y especificidades en las instalaciones radiactivas con fines científicos, médicos, agrícolas, comerciales o industriales; para luego abordar temáticas relacionadas a la inspección de instalaciones y las licencias otorgadas a personas para éstos efectos junto con la reglamentación de otras actividades reguladas tales como equipos, aparatos, accesorios que incorporen materiales radiactivos.

El problema que se plantea en su redacción y posiblemente en la sobre clasificación de instalaciones con el único objeto de enfocarse en aquellas instalaciones que no clasificadas como radiactivas del ciclo de combustible nuclear. En definitiva se da una suerte de referencia cruzada a través del artículo 37° de dicho reglamento así como a múltiple interpretación respecto a la adaptación de las exigencias para la entrega de autorizaciones para este efecto.

En cualquier caso, la potestad debiese en principio ser dada por el Ministerio de Energía quien otorgaría dichas licencias mediante Decreto Supremo. Surgen muchas dudas respecto al proceso junto con la relación entre agentes del estado como el SEIA a través de dichos procesos. Todos estos temas escapan al objeto central del presente estudio, pero se planean como una fuerte barrera que crea una mayor incertidumbre regulatoria en el marco de un potencial desarrollo de un programa nuclear de potencia. Lo importante aquí es buscar que los cambios que se realicen permitan avanzar o ser facilitadores a un eventual programa y no un obstáculo más a superar.

Otro tema que resulta importante relevar, es el de las tecnologías factibles hoy para el desarrollo de programas nucleares de potencia en el largo plazo. Aquí cabe entonces destacar que las tecnologías más probables a desarrollar en Chile hasta el momento son la que se mencionan a continuación⁵⁷:

- **Reactores Modulares o Small Modular Reactor (SMR).** Este tipo de reactores avanzados son capaces de producir hasta 300 MWe de potencia. Sus características principales son su reducido tamaño y la versatilidad que ofrecen en la fase de construcción. La planta se divide en varios módulos que se construyen de forma separada y se transportan a los emplazamientos en cuestión donde surge la demanda. Una vez allí, tiene lugar la integración de cada módulo y la instalación completa de la

⁵⁷ Las descripciones tecnológicas han sido extraídas del *Estudio para la identificación y evaluación de posibles efectos e impactos ambientales producidos por la generación de energía nuclear de potencia en Chile*. Realizado por ©IDOM Consulting, Engineering, Architecture, S.A.U para la CCHEN en agosto de 2018.

planta. Hoy en día, ningún país del mundo cuenta con un reactor SMR en operación. Aun así, existen alrededor de 50 diseños de SMR en todo el mundo dentro de los cuales se distinguen diferentes tecnologías que se diferencian en aspectos de diseño como el moderador, el refrigerante, las energías de los neutrones que inducen la fisión, el combustible, etc. Para el presente estudio se ha tomado como referencia escalada los reactores SMR que adoptan el diseño de los reactores LWR.

- **Reactores de Agua Ligera o Light Water Reactor (LWR).** Este tipo de reactores constituyen la tecnología de generación nucleoelectrónica dominante en todo el mundo. La característica básica de un LWR consiste en el empleo de agua ligera como refrigerante y moderador. Dentro de este tipo de reactores, se distinguen, a su vez, dos diseños diferentes: los Reactores de Agua a Presión o Pressurizer Water Reactor (PWR) y los Reactores de Agua en Ebullición o Boiling Water Reactor (BWR), siendo los PWR los más comunes. La característica básica de los PWR es que el agua, que actúa como refrigerante, permanece líquida a su paso por el reactor gracias a un componente fundamental: el presionador. Los reactores PWR más comunes son capaces de alcanzar una potencia unitaria de 3000 MW térmicos.
- **Reactores de Agua Pesada o Heavy Water Reactor (HWR)** son un tipo de reactores nucleares diseñados para utilizar uranio natural como combustible y agua pesada como moderador de neutrones. Los Reactores de Agua Pesada más globalmente extendidos son los Reactores de Agua Pesada a Presión canadienses (CANDU) y los HWR indios. Estos reactores disponen de unos generadores de vapor en los cuales se produce la transferencia de calor, al igual que en los PWR. Sin embargo, en los HWR el reactor está contenido en una gran calandria o tanque de agua pesada fabricado en acero inoxidable austenítico⁵⁸. Este tanque se ve atravesado por los canales donde se aloja el combustible. Estos canales van refrigerados también por agua pesada, aunque en este caso no se mezcla con la que constituye la masa de moderador. Este reactor emplea varios cientos de tubos de presión en lugar de una vasija de presión única. En este tipo de reactores se produce la recarga del combustible de modo continuo (online). La pastilla de combustible y los elementos combustibles son similares a los de los reactores tipo PWR.

Por todo lo antes expuesto en esta sección, se evidencia la necesidad de legislar en materia de seguridad nuclear, siendo ésta la barrera regulatoria prima al desarrollo de un programa nuclear de potencia. A su vez, se evidencia, la necesidad de un profundo trabajo regulatorio de carácter reglamentario y normativo multisectorial de manera de contar con una plena coherencia regulatoria así como evitar doble regulación o duplicidad de funciones, requerimientos y demás disposiciones que afecten el libre desarrollo de los proyectos en el mismo nivel de exigencia y competencia con las otras tecnologías de generación candidatas.

Se destaca la necesidad de contar con un Estado altamente involucrado en el proceso, que permita entregar certezas a inversionistas sobre el futuro y éxito de un potencial programa, al mismo tiempo que resguarda los intereses y principios rectores de robustez, flexibilidad, seguridad, eficiencia económica, planificación de largo plazo, calidad de servicio y sostenibilidad. Garantizando de esta forma un adecuado uso del territorio, el desarrollo de proyectos amigables con el medio ambiente y que son capaces de reconocer el entorno social en el que se encuentran insertos. La armonía de estos intereses es la columna rectora que garantizará el éxito de un potencial programa nuclear de potencia.

⁵⁸ Los aceros austeníticos forman el grupo principal de aceros inoxidable; la composición más habitual es 18% Cr y 8% Ni (por ejemplo, aceros 18/8, tipo 304). Se consigue un acero con mejor resistencia a la corrosión añadiendo un 2-3% de molibdeno, que se suele denominar "acero a prueba de ácidos": (tipo 316).

Finalmente cabe destacar que las principales materias a considerar en el marco del diseño de un nuevo marco regulatorio para la adopción de un programa nuclear de potencia debiesen ser al menos:

- Criterios claves para la elaboración de la Nueva Ley General de Seguridad Nuclear⁵⁹
 - Establecimiento de un Consejo de Seguridad Nuclear
 - Reglamento sobre instalaciones nucleares, radiactivas y otras aplicaciones específicas relacionadas con la aplicación de radiaciones ionizantes
 - Metodología de diseño y selección de emplazamientos
 - Seguridad Radiológica y control de fuentes radiactivas (encapsuladas y huérfanas)
 - Normativa de protección física de instalaciones y los materiales nucleares y de las fuentes radiactivas
 - Gestión del ciclo de combustible
 - Plan general de residuos radiactivos
 - Mecanismos de sostenibilidad energética de materias nucleares
 - Gestión segura de combustible y residuos
 - Perfeccionamiento de la normativa de responsabilidad y civil
 - Planes básicos ante emergencias nucleares
 - Directrices de información a la ciudadanía sobre materias nucleares y gestión de emergencias
 - Procedimientos de operación de centrales nucleares
 - Licenciamiento de centrales nucleares
 - Formalizar y estandarizar metodologías técnicas de evaluación ambiental
 - Guías de aprobación de proyectos nucleares e incorporación en la Ley ambiental de la tecnología nuclear de potencia

En este sentido tanto la modificación a la Ley Orgánica de la CCHEN como las modificaciones a la Ley Orgánica de la SEC y la creación de la nueva institucionalidad resultan elementos relevantes que entregarán mejores certezas jurídicas y un mejor marco regulatorio base a potenciales inversionistas en tecnología nuclear.

Actualidad tecnológica y competencia

En los siguientes apartados se revisa lo que está pasando en el mundo en materia energética en términos de competencia de tecnologías y se introducen la cadena de potenciales barreras y riesgos que desde esta arista podrían ser observables en el desarrollo de un eventual programa nuclear de potencia. Los riesgos descritos se revisan desde la mirada de un proyecto de generación y sus relaciones con distintos entes a través de los distintos hitos del desarrollo de un proyecto de generación. Los alcances son desde una mirada del mercado eléctrico y su funcionamiento como potencial barrera, una dimensión económica, junto con aquellas limitaciones de carácter más político e institucional.

En las últimas décadas la industria de la energía ha venido experimentando profundos cambios tecnológicos que están redefiniendo la industria, ello es tanto en los combustibles fósiles como petróleo y gas, como también en las tecnologías y costos de las energías renovables y sistemas de almacenamiento, siendo estas

⁵⁹ desde la mirada del desarrollo de centrales nucleares de potencia e infraestructura asociada; aunque considerando las necesidades propias de las aplicaciones nucleares que actualmente son desarrolladas en Chile.

últimas las de mayor proyección y apoyo por parte de los gobiernos como parte de los programas de descarbonización, mitigación y metas de reducción de emisiones de naturaleza global y local.

Las nuevas tecnologías de perforación horizontal y fractura de roca, y las mejoras de eficiencia de las empresas petroleras de EE.UU., le han permitido aumentar la producción de petróleo y gas, donde la producción de petróleo aumentó en más de 80% entre el año 2009 y 2015, y la de gas natural en más de 50% entre 2006 y 2015, y ello ha llevado a que Estados Unidos comience a exportar cantidades crecientes de gas natural y petróleo, logrando en 2015 ser el principal productor de petróleo en el mundo⁶⁰. Canadá también logró importantes avances tecnológicos para extraer petróleo de arenas bituminosas, colocando a ese país como el cuarto principal productor de petróleo en el mundo por debajo de EE.UU., Arabia Saudita y Rusia[1].

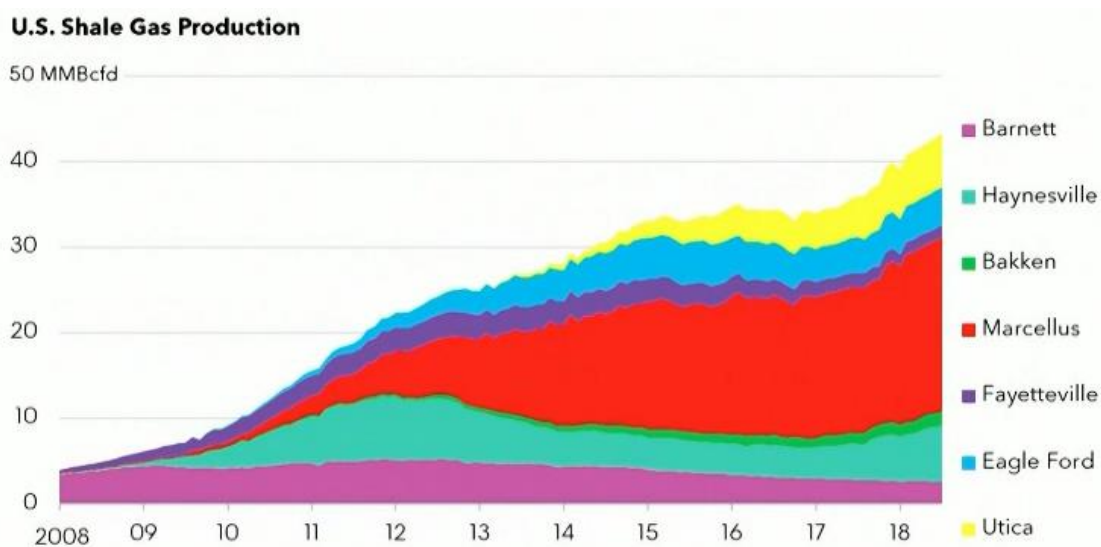


Figura 23: Producción de Shale Gas en US. Fuente: ©Bloomberg BNEF Summit, Octubre 2018

Los avances tecnológicos en materia de perforación de pozos en el fondo marino, han permitido llegar a más de 3.000 metros bajo el nivel del mar y aprovechar recursos como los del pre-sal en las costas Brasileñas, frente a Sao Paulo y Rio de Janeiro. En la industria del Gas Natural Líquido (GNL) también han ocurrido grandes e importantes avances en la tecnología y reducción de costos lo que ha dado un fuerte impulso al desarrollo del mercado de GNL a nivel global. El GNL permite disponer de gas natural de fuentes lejanas a los lugares de consumo sin tener que depender de gas natural importado por gasoductos. Hoy 35 países adquieren gas natural en forma de GNL y 18 son exportadores; además, si bien cerca de un 70% del gas natural se consume donde se produce, hoy un 10% se comercia como GNL y alcanza a ser la mitad de lo que se transa por gasoductos. Por su parte Chile ha reactivado sus exportaciones de gas natural desde Argentina, gracias a los importantes excedentes existentes en Vacas Muertas y se prevé un aumento significativo de la importación, dado su precio competitivo y el actual proceso de descarbonización de la matriz energética chilena.

Los grandes e importantes cambios que han ocurrido en las tecnologías para la extracción de petróleo y gas han permitido aumentar la producción de estos combustibles, a pesar del crecimiento de la demanda mundial y de las restricciones por parte de la OPEP, sin que hayan aumentado significativamente los precios, dando

⁶⁰ Apartados del desarrollo del sector hidrocarburos en U.S. han sido extraídos parcialmente del estudio “Transición Energética: Una verdad Incómoda” realizado por Ricardo Raineri y CLAPES UC en diciembre de 2017.

cuenta así de la resiliencia que ha mostrado la industria del *Shale Oil* y *Shale Gas* (petróleo y gas de esquisto) a los menores precios observados desde mediados del año 2014.

Por ello, y junto con seguir anotándose nuevos descubrimientos de yacimientos convencionales de petróleo y gas, en regiones distintas a las tradicionales generalmente vinculadas a la OPEP, y de yacimientos no convencionales como son el gas y petróleo de esquisto, y de las arenas bituminosas de Canadá, ha sido principalmente el cambio tecnológico, los incrementos en los niveles de eficiencia y reducción de los costos de las nuevas tecnologías, las que han hecho posible la explotación de estos recursos fósiles de más difícil acceso y que un par de décadas atrás no eran técnica ni económicamente posibles de explotar. Estos cambios en su conjunto han llevado a un importante cambio en el mapa geopolítico a nivel internacional, donde la capacidad de influenciar en los precios de los combustibles por parte de los países de la OPEP y de sus asociados como Rusia, se ha visto reducida y EE.UU ha aumentado las presiones para aumentar la producción por parte de los carteles de la OPEP[1].

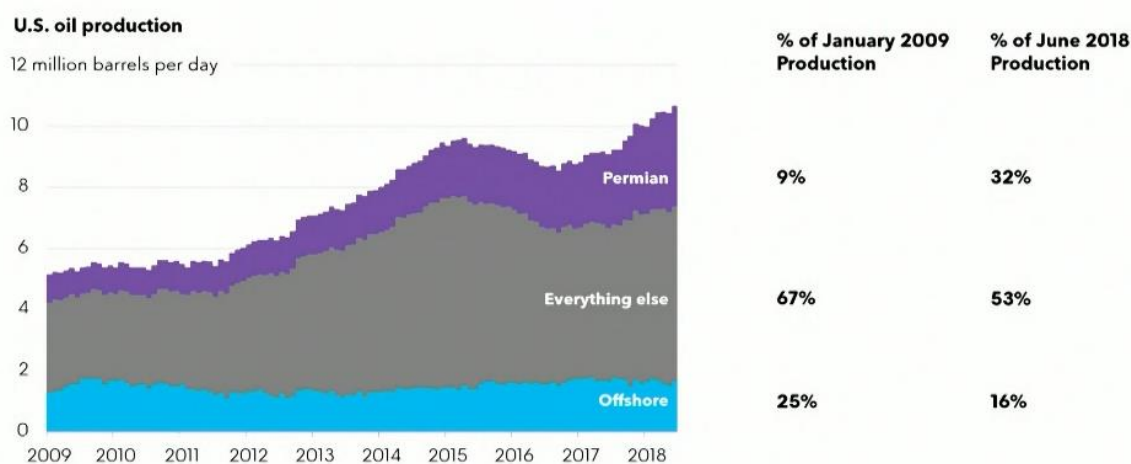


Figura 24: US Permian Oil production. Fuente: @Bloomberg BNEF Summit, Octubre 2018

Además del importante cambio en las tecnologías para la extracción de combustibles fósiles, el cambio tecnológico y la reducción de costos que han experimentado las tecnologías que permiten la explotación de recursos renovables como son la eólica y la solar, y de sistemas de almacenamiento como las baterías, entre otras, están generando un profundo cambio disruptivo en la forma como nos proveemos de energía. Hoy, si bien las energías renovables representan cerca del 10% de la energía primaria consumida a nivel global, en términos de sus proyecciones y crecimiento son las que más se han expandido, principalmente en el ámbito de la generación eléctrica, y también en el transporte en que, gracias al avance de los sistemas de almacenamiento, los vehículos híbridos y eléctricos [61] son cada día de un costo más competitivo con los vehículos de combustión interna⁶¹

Pese a estos avances en materia de combustibles fósiles, el mercado energético global se encuentra en pleno proceso de rediseño removiendo y cuestionando incluso las bases mismas que estructuran un mercado en particular. La innovación tecnológica, el empoderamiento de la sociedad civil, el aumento de las exigencias de los consumidores, junto con el desarrollo de compromisos en materia de cambio climático y el fomento a las

⁶¹ A fines del año 2016 los autos eléctricos circulando en el mundo alcanzaron los 2 millones, duplicando la cifra que existía a fines del año 2015. Global EV Outlook 2017: Two million and counting. IEA 2017

energías renovables son el desafío de los reguladores del mercado, empresas eléctricas y consumidores en el mundo entero

Chile no es la excepción a dichos procesos. Más aún, históricamente ha sido pionero en el desarrollo de innovación en el diseño de estructuras de mercado y laboratorio constante de nuevas ideas. Muchos de éstos cambios se han centrado en el desarrollo de reformas que entregan incentivos al desarrollo de inversiones de largo en términos de generación de energía, redes de transmisión e inclusión de mecanismos de flexibilidad en la operación del segmento de generación. Estas medidas en materia de política energética han llevado al desarrollo de una matriz más limpia manteniendo las condiciones de seguridad y costo efectividad, elementos asociados a la segunda ola de la desregulación de los mercados energéticos.

Uno de los desafíos que surge ahora, es como acoplar este boom disruptivo de nuevas tecnologías, negocios, opciones de suministro a la realidad de los clientes finales en mercado eléctrico chileno. En efecto, la tercera ola de la desregulación de los mercados (*market 3.0*) en sencillas palabras consiste en colocar al consumidor en el centro del mercado con soluciones que responden a sus necesidades y les entregan valor. En este sentido, el marco regulatorio debiese siempre anticiparse a la llegada de estos cambios y ser capaz de permitir las transiciones/evoluciones venideras en el mercado de energía.

Los recientes cambios introducidos desde el inicio de esta década, han permitido que el sector eléctrico se proyecte como un mercado que cuenta una política energética consensuada, con nuevas regulaciones que buscan desarrollar un mercado que responde a la dinámica del sector, mejora las condiciones de competencia sin dejar de lado la confiabilidad técnico-económica, lo que se traduce en mejores condiciones de precio en el mercado mayorista y la llegada de nuevos inversionistas al sector.

La creciente incorporación a la matriz energética de tecnologías renovables tales como la solar y eólica, han logrado una dramática reducción de precios en el mercado de corto plazo, muy a pesar de las condiciones hidrológicas adversas de los últimos años.

La dramática reducción de los costos de inversión, el acceso a tasas sin precedentes de financiamiento, les ha permitido a las tecnologías emergentes competir con la generación convencional en los distintos esquemas de contratación; más aún, la expectativa de una reducción más dramática en sus costos de inversión, ha gatillado la adjudicación de importantes contratos de suministro de largo plazo a precios altamente competitivos. En el escenario chileno el último proceso licitatorio adjudicado en noviembre de 2017, las empresas presentaron precios que partieron en los 21,48 US\$/MWh y que finalmente se adjudicó a un precio promedio de 32,5 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado eléctrico, de los cuales la mayoría pertenece al mundo de las energías renovables.

La caída en costos de las energías renovables, y del desarrollo de infraestructura en general, se ha beneficiado en los últimos años con mejores condiciones de acceso al financiamiento. Al revisar los mercados internacionales, se observa que, entre enero de 2009 y octubre de 2014, la tasa Libor⁶² cae desde valores de 1,4% a 0,22% en mayo de 2014, para empezar a subir en octubre de 2015 y llegar a fines de septiembre de 2015 a valores de 1,3%.

⁶² LIBOR: Es la tasa de interés interbancaria ofrecida a 3 meses plazo (corto plazo) en Londres la cual es calculada a través de las tasas en que los bancos que participan en el mercado de Londres, se ofrecen entre ellos para depósitos a corto plazo. La Libor se utiliza para determinar el precio de instrumentos financieros como por ejemplo derivados, y futuros.

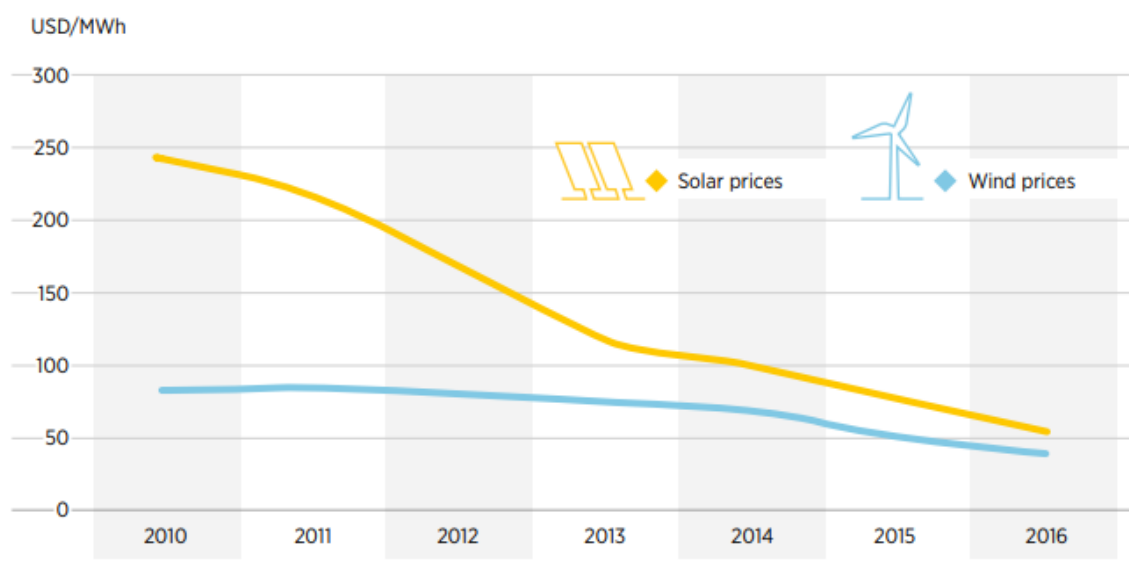


Figura 25: Evolución de los precios promedio de las licitaciones globales adjudicadas a fuentes renovables⁶³.

Estos menores costos han permitido el desarrollo de proyectos incurriendo en menores costos financieros. Pero, estos menores costos financieros, y que permiten, por ejemplo, ofertar menores tarifas (US\$/MWh) en licitaciones para el desarrollo de proyectos solares o eólicos, no es algo que haya beneficiado exclusivamente al desarrollo de proyectos de energías renovables, es algo que ha sido transversal para el desarrollo de todo tipo de proyectos

Los estudios realizados por IRENA⁶⁴ los costos de la generación eólica y solar han caído significativamente. En efecto, durante el 2010 los PPA para energía solar tenían un precio medio global de cercano a los 250 USD/MWh. A finales de 2016 este precio se contrajo a un precio medio de 50 USD/MWh. Por su parte, en el caso eólico, los precios cayeron, aunque a un ritmo más lento dado que la tecnología en el año 2010 ya era más madura, cayendo desde aproximadamente 85 USD/MWh a 40 USD/MWh. Estos costos son accesibles en aquellos países que tienen recursos renovables abundantes, y que además gozan de un buen clima de negocios y de señales claras hacia los inversionistas, que se desarrollen con vigor las energías renovables, las que hoy son en muchas regiones más competitivas que las fuentes de generación convencionales como carbón y petróleo[62].

Las reducciones de costos de las energías renovables han continuado, y, es así, como en los primeros días de octubre de 2017 se conoció de los resultados de una subasta para construir la planta solar fotovoltaica Sakaka en Arabia Saudita, con una capacidad cercana de 300 MW. Los resultados de la licitación marcaron un nuevo récord a nivel internacional, con un precio de 17.9 US\$/MWh, traspasando el umbral mundial de 20 US\$/MWh en la que será la primera planta solar fotovoltaica a escala comercial en ese país.

La tecnología de Concentración Solar de Potencia de Torre o CSP de torre, es una tecnología de generación eléctrica termosolar, actualmente en amplio desarrollo en el mundo. Su principio de funcionamiento se basa en la concentración de la radiación solar normal directa o DNI (por su sigla en inglés Direct Normal Irradiation) mediante un campo heliostático de espejos con seguimiento en dos ejes que refleja la radiación en un punto

⁶³ IRENA June 2017, [Renewable Energy Auctions: Analyzing 2016](#).

⁶⁴ Fuente: IRENA (2017), 'Renewable Energy Auctions: Analysing 2016'. IRENA, Abu Dhabi.

sobre una torre receptora, donde la energía térmica de la radiación es transferida a un fluido caloportador⁶⁵ o HTF (Heat Transfer Fluid), el cual posteriormente alimenta un bloque de potencia para la producción de energía eléctrica (véase Figura 26). Esta tecnología puede funcionar con sistemas de almacenamiento térmico – TES (Thermal Energy Storage), en los cuales se utilizan comúnmente sales fundidas en sistemas de doble tanque (sales frías y sales calientes), para almacenar energía térmica y utilizarla para generar electricidad fuera del periodo en donde existe radiación solar[63][64].

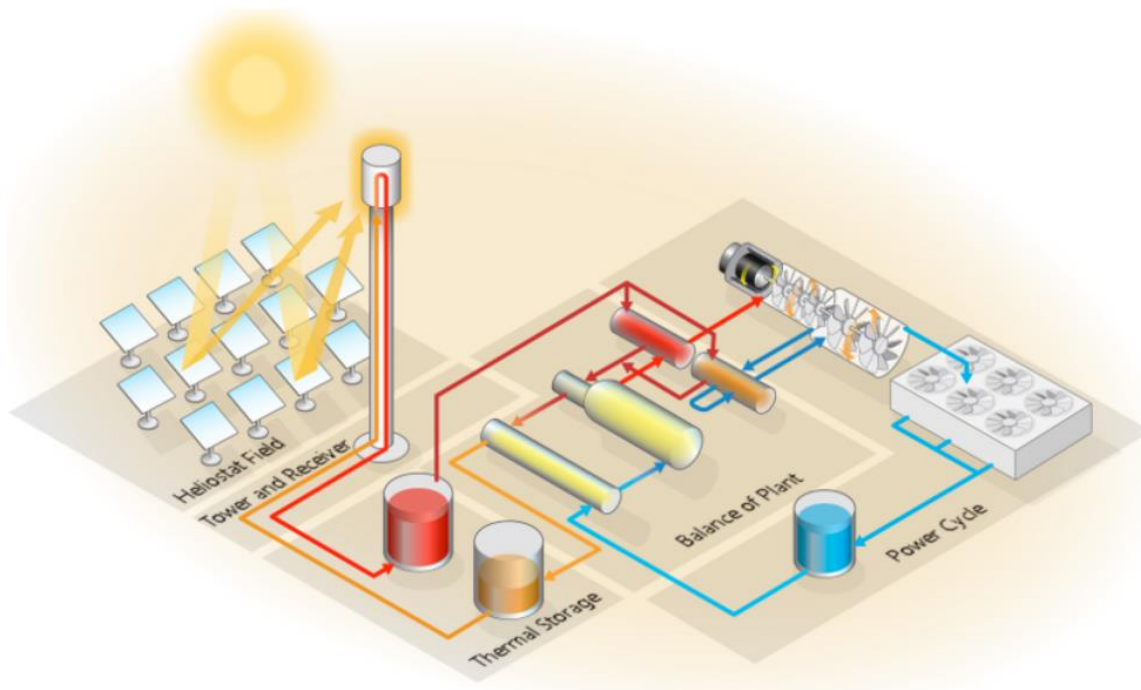


Figura 26: Esquema de una central CSP de torre con sistema de almacenamiento. Fuente: SAM⁶⁶ 2017, ©NREL [65]

Los avances de las plantas de concentración solar de torre, la muestran como una de las tecnologías más relevantes en la próxima década como mecanismo de mitigación al cambio climático. A fines de 2017 el proyecto Aurora de cuyo costo asciende a los AU\$ 650 millones y que usará la tecnología de CSP de torre cuyo desarrollador SolarReserve e incluirá ocho horas de almacenamiento usando la tecnología de sales fundidas, le fue otorgado un acuerdo de suministro de energía a 20 años a un precio máximo de AU\$ 78/MWh (55 US\$/MWh). Se estima que la puesta en servicio de la unidad será a finales de 2020 [66]. En el escenario chileno han existido ofertas de suministro a través de CSP en los últimos procesos de licitación con un valor histórico de 48 US\$/MWh, lo que evidencia las potenciales oportunidades que tendrá esta tecnología en el mercado eléctrico chileno durante la próxima década.

Junto a la fuerte caída en los precios de las fuentes de generación de energías renovables, como la solar y eólica, también se ha dado en los últimos años una caída significativa en los costos de los sistemas de almacenamiento, como baterías. Existe una gran multiplicidad de sistemas que se han desarrollado para el

⁶⁵ El fluido *caloportador* pasa a través del absorbedor y transfiere a la parte del sistema de aprovechamiento térmico acumulador la energía. Los tipos más usados son el agua y la mezcla de anticongelante, pueden ser también aceites de silicona o líquidos orgánicos sintéticos.

⁶⁶ El System Advisor Model (SAM) es un modelo de análisis de desempeño y financiero diseñado para facilitar la toma de decisiones para las personas involucradas en la industria de las energías renovables.

almacenamiento energético y eléctrico y que son usadas en diferentes aplicaciones en el sector eléctrico, de transporte e industrial. Hay sistemas mecánicos (hidráulico bombeado, ruedas volantes, aire comprimido), electromecánicos (baterías de plomo ácido - Inundado / VRLA -, de alta temperatura - NaNiCl / NaS -, de flujo - flujo de Vanadio / ZnBr Flujo Híbrido -, y de iones de litio - NMC / NCA / LFP / Titanate), eléctricos (condensadores, bobina magnética de superconductor), térmicos (sales fundidas, enfriadores), y químicos (hidrógeno y metano)[1].

Durante el 2016 se instalaron 221 MW en baterías en Estados Unidos. El mayor crecimiento de esta capacidad está concentrado en proyectos de almacenamiento en California, siendo su objetivo principal ayudar a proveer energía en horas de alta demanda, compensando la energía que no pueden generar las centrales con falta de disponibilidad de gas natural [17]. En Japón, durante el 2016 se construyó la planta de baterías (Mitsubishi Electric Corp.) más grande en el mundo hasta el momento⁶⁷, con capacidad de 300 MWh y una potencia despachable de 50 MW durante 6 horas.

De acuerdo al Bloomberg New Energy Finance⁶⁸, se espera que el costo de inversión de las baterías de litio este en torno a los 350 USD/kWh en el año 2025, incluyendo un costo por el “battery pack” de 109 US\$/kWh que se reduciría a 73 USD/kWh para el año 2030. El desarrollo de las baterías de litio estará fuertemente impulsado por las aplicaciones de transporte, donde la producción a escala masiva impulsará los precios fuertemente a la baja.

Por su parte, el desarrollo de la tecnología en materia de recursos distribuidos, el empoderamiento de la sociedad civil junto a la necesidad de una mejora importante en la competencia de los sectores productivos, ha llevado a quienes históricamente han contado con menores capacidades de negociación a buscar nuevas opciones de suministro; las que se traducen en el acceso a nuevos suministradores distintos a las concesionarias, esquemas de gestión interna (Eficiencia energética, auditorías técnicas) y externa (nuevos PPA, generación distribuida, PMG, etc.) que les permitan elevar su eficiencia económica y productiva.

Actualmente han surgido nuevos modelos de negocios que aprovechan la existencia de asimetrías de información, más las oportunidades que en el corto plazo existen para la industria, el comercio y la minera chilena a través del acceso a opciones de suministro tanto convencionales como no convencionales, lo que evidencia la existencia de cierto grado de valor por parte de los sectores productivos a los recientes cambios.

Hoy día el consumo de energía eléctrica en Chile es realizado en un 55% (36.293 GWh) por los clientes regulados, que son los hogares y las pymes, y cuyas tarifas son fijadas por el Estado, en donde el 95,6% de éstos clientes son esencialmente clientes residenciales y representan el 77,9% del total de la energía que compra el estado a través de las licitaciones de suministro del mercado regulado.

El desarrollo de recursos distribuidos a nivel residencial, la modificación a la ley de generación ciudadana, la electrificación de la movilidad (electromovilidad), la incorporación de alternativas de almacenamiento, techos inteligentes y demás tecnologías emergentes constituyen una potencial opción de cambio de aquellos clientes que han sido históricamente pasivos ya que éstas tecnologías en el mediano y largo plazo estarán al alcance

⁶⁷ Electronics 360, «Mitsubishi Installs 50MW Energy Storage System to Japanese Power Company, » March 2016. <http://electronics360.globalspec.com/article/6402/mitsubishi-installs-50mw-energy-storage-system-to-japanese-power-company>.

⁶⁸ Lithium-ion Battery Cost and market: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>

de todos; lo que implica sin duda un proceso en donde el cliente manteniendo o aumentando su nivel realiza una gestión activa de su consumo, lo que requerirá un marco regulatorio, institucional y agentes nuevos en el mercado de energía.

Pero ¿cuándo se gatilla el cambio?, ¿cuándo se vuelve costo efectivo?, ¿existe valor desde la perspectiva del cliente regulado? Y a la luz de esto, ¿en qué posición quedan las tecnologías convencionales como la tecnología nuclear?

Existen una serie no menor de atributos que pueden gatillar cambios de comportamiento en un cliente que son observables pero de complejísima cuantificación. De manera de contextualizar el concepto, en la Figura 27 se muestra una línea de tiempo esperable en el proceso de masificación de los sistemas fotovoltaicos distribuido y cuando un cliente optaría a un cambio tecnológico/tarifario. Este mismo concepto aplica a las inversiones en mediana escala. En este sentido para un escenario convencional no es suficiente igual el precio de su tecnología competitiva, debe existir una marca diferenciadora, la que puede de ser de tipo económico o técnico, como también puede serlo desde una mirada social (aceptación ciudadana) o política: ¿es el impulso de esta tecnología favorable a la visión y diseño de políticas públicas del momento?

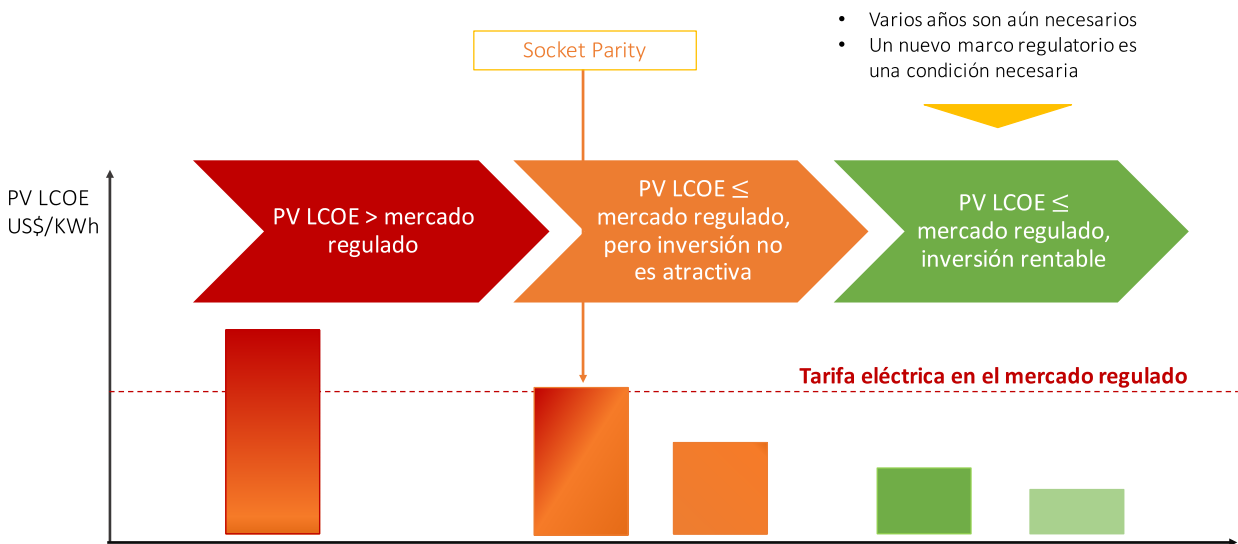


Figura 27: Comparación de opciones de suministro respecto al escenario regulado tradicional

Gestión de los riesgos observables en tecnologías nucleares

Las tendencias internacionales y los cambios en la mayoría de los mercados internacionales se orientan a facilitar el acceso a las distintas alternativas de suministro, sin embargo, resulta relevante identificar quienes son los que optan al uso de éstas y como esto se contrapone a la garantía de un suministro seguro, confiable, sostenible en el largo plazo y costo efectivo. Aquí surge por ejemplo el desafío a la alta penetración de energías variables tanto a gran escala como a nivel distribuido y los procesos de descarbonización de las matrices energéticas en los países.

Es importante volver a destacar que todos estos procesos hace décadas dejaron de ser un problema de mínimo costo; son problemas con múltiples dimensiones y en donde las componentes territoriales, ambientales y la visión de una sociedad altamente empoderada son factores esenciales en la toma de decisiones.

La función de utilidad de un consumidor (cliente final del suministro eléctrico) o de cualquier agente, es una caja negra que no tiene solución única y que obedece a realidades tan diversas que unificarlas o evaluarlas se transforma en un problema no resoluble en un tiempo prudencial y que difícilmente tendrá una solución única. En este sentido la cadena de valor para un cliente contiene componentes cuantificables y observables en cierta ventana de tiempo y bajo un set acotado de supuestos y que representan el costo (utilitario) final comparable que tiene una opción por sobre otra.

Si se traspasan estos componentes al marco del desarrollo de un proyecto de generación junto con sus riesgos, que son aquellos definidos/producidos al ser parte de un mercado competitivo y con las particularidades propias de la realidad chilena (territoriales, regulatorias y ambientales), resulta posible identificar una cadena de riesgos del proyecto de infraestructura energética, en este caso particular aquellos asociados al segmento generación. Si a lo anterior le sumamos lo que nos dice la teoría de *Project finance*, es posible tener en consideración los criterios de toma de decisión para el desarrollo de un proyecto de generación junto con el diseño de su política de contratación podrían ser definidos considerando al menos 6 niveles de riesgo:

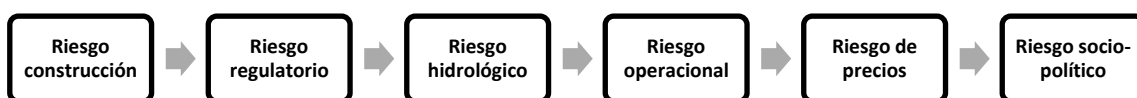


Figura 28: Tipos de Riesgos que debe enfrentar un nuevo proyecto de infraestructura energética en Chile

A partir de cada uno de los criterios identificados en la Figura 28 se realiza la evaluación y estudios de factibilidad de los proyectos, los que van desde la consideración de los criterios técnicos de los proyectos, pasando por el diseño de políticas de contratación hasta la estimación de niveles mínimos de ingreso que permitan controlar el riesgo de default o el no pago de deuda en un número específico de periodos.

En este informe se revisan aquellos asociados al marco regulatorio e institucionalidad, sin embargo, todos los riesgos están muy correlacionados entre sí, es por ello que a través del documento son revisados conceptos de naturaleza técnica, de mercado, de realidad política, social y por supuesto la realidad financiera y económica de la tecnología inserta en un mercado.

Ésta última se constituye en un pilar que afecta la toma de decisión ya que ésta es tan potente como barrera o gatillador al momento de iniciar un programa nuclear de potencia como lo es la necesidad de voluntad política o la aceptación social. Sin embargo, cada una de estas barreras se encuentra localizada en una etapa distinta de un programa nuclear de potencia.

La adaptación de estos riesgos a un proyecto nuclear es ejemplificada en la Figura 29; la que coloca en el centro, el mayor desafío desde la evaluación de proyectos: el acceso a financiamiento. Este tipo de riesgo se transforma en el principal obstáculo una vez han sido superadas las barreras sociales fundamentales (aceptación pública y voluntad política) y el país ha optado por el desarrollo de un programa nuclear de potencia.

Por otra parte, la elección de tecnología ante el eventual desarrollo de un programa nuclear de potencia se encuentra condicionada por distintos aspectos estratégicos tales como: tamaño, tipo combustible requerido, tecnología seleccionada, tecnología refrigerante (ej. agua pesada), expectativa de puesta en servicio, capital humano, tipo de inversionista, tipo de mercado en el que se participa, mantenimientos, economías de escala, normas de seguridad, procesos de licenciamiento y autorizaciones ambientales, entre otros aspectos lo que gatillan variaciones en los costos de inversión, operación del proyecto y desmantelamiento del proyecto.

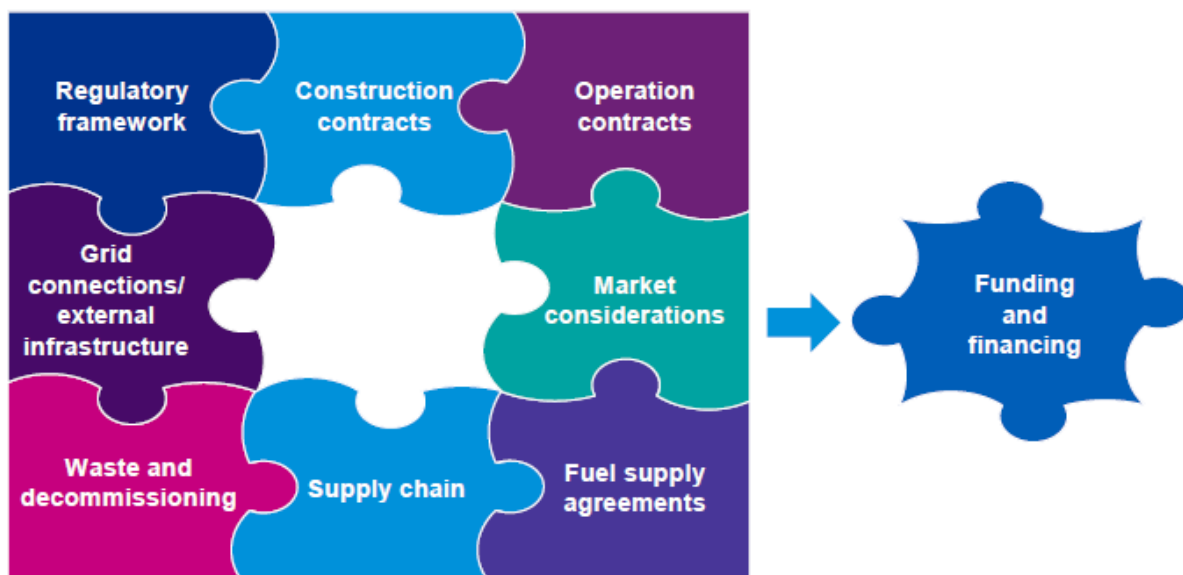


Figura 29: Identificación de los riesgos y criticidades en el desarrollo de un programa nuclear de potencia.

El tamaño del mercado y la flexibilidad de las tecnologías han sido restricciones técnicas que en el pasado ha sido una barrera fundamental que sumadas al alto costo de desarrollo de la tecnología frente a las alternativas disponibles en el mercado han hecho inviable el desarrollo de un programa nuclear de potencia. esta barrera se traduce en la dificultad de acceso a financiamiento para los proyectos, traduciéndose en uno de los ejes centrales a considerar al momento de iniciar un programa nuclear de potencia[67]–[69].

Los resultados de la Política Energética Nacional al 2050 dejaron fuera la tecnología nuclear como una opción por diversas razones, sin embargo la componente costo y la aceptabilidad social fueron dos elementos críticos que gatillaron esta decisión. Sin embargo, las actuales previsiones y expectativas de costos futuros junto con desarrollo de tecnologías del tipo modular y de pequeña escala hacen previsible un escenario futuro más favorable en donde es previsible contar con la tecnología nuclear como una opción viable que podría ser

considerada como candidata, especialmente en un escenario de descarbonización de la matriz energética que busca mantener la competitividad y costo efectividad de la energía siendo esta el motor de desarrollo de la economía de los países.

Para entender de mejor manera la discusión que surge respecto a los costos de las tecnologías de generación, vale la pena considerar aquellos conceptos que gatillan el desarrollo de proyectos de generación en mercados competitivos.

Históricamente el costo de desarrollo de centrales nucleares ha sido alto restringiendo significativamente el crecimiento de la energía nuclear especialmente en mercados competitivos que hacen uso de las tecnologías más costo-efectivas, luego las inversiones han estado lideradas por las tecnologías a carbón y gas natural. En los mercados eléctricos actuales aquellos mercados en donde la huella de carbono no es una componente estratégica y se prioriza el crecimiento económico este escenario de expansión seguirá marcado por estas dos tecnologías, siendo el carbón la menos amigable ambientalmente. En estos escenarios las posibilidades de expansión de la tecnología nuclear son altamente improbables. En efecto, las nuevas plantas nucleares no son una inversión rentable en los Estados Unidos y Europa occidental en la actualidad. El costo de capital de la construcción de estas plantas es demasiado alto, incluso considerando impuestos al carbono de 30 US\$/Ton de CO₂ generada [32].

A modo de referencia en la Figura 30 se presenta una Tabla comparativa de los costos unitarios de inversión de las principales tecnologías de generación disponibles hoy en el mercado [32].

	Cost (\$/kW)	OCGT	CCGT	Coal IGCC	Nuclear	Wind	Solar	Battery Storage	Coal ICGT+CCS	Gas CCGT+CCS
United States	Low				4,100	1,369	551	429		
	Nominal	805	948	3,515	5,500	1,553	917	715	5,876	1,720
	High				6,900	1,714	1,898	1,430		2,215
China	Low				2,094	1,117	404	429		
	Nominal	421	496	1,160	2,796	1,267	671	715	1,940	900
	High					1,398	1,389	1,430		1,159
United Kingdom	Low Cost				6,070	1,887	484	429		
	Nominal	865	953	3,515	8,142	2,142	804	715	5,875	1,434
	High					2,363	1,665	1,430		1,847
France	Low				5,067	1,511	481	429		
	Nominal	890	980	3,515	6,797	1,715	801	715	5,876	1,475
	High				8,496	1,892	1,657	1,430		1,899

Figura 30: Overnight Cost de las tecnologías de generación de electricidad. Fuente: MIT, 2018

Los 5.500 US\$/kW indicados como costo de inversión unitario se contrarrestan con los asociados a los ciclos combinados a gas como tecnología que compite directamente, haciendo a la tecnología nuclear una de las más intensivas en términos de costo de capital (*up-front cost*), la cual es incluso comparable con los costos de inversión observados en tecnologías renovables 24/7 como son los CSP de torre con almacenamiento a través de sales fundidas. Con los actuales niveles de precio de combustible, se estima que el costo de inversión de la tecnología nuclear debiese reducirse a un rango de 2.000 a 4.000 US\$/kWe si el precio de combustible está entre 3.5 y 4.75 US\$/MMBtu [32].

El costo de desarrollo se podría definir en forma simple como aquel nivel de remuneración conjunto de los productos que entregue una unidad de generación⁶⁹ necesarios para cubrir todos los costos de una central a través de su ciclo de vida, independiente de su tecnología.

$$C_d := \frac{AVI + COMA}{Q} \quad \left[\frac{US}{MWh} \right]$$

En donde,

- C_d , Es el costo de desarrollo de la tecnología
- AVI , Es la anualidad del valor de la inversión
- $COMA$, Son los costos de operación, mantención y administración
- Q , Es la energía anual generada por la unidad de generación

Bajo este nivel de inversión los costos de desarrollo de las tecnologías serían de:

- US\$97/MWh para el escenario nuclear
- US\$90/MWh para los ciclos combinados a gas que incluyen captura de CO2 (CCGT-CCS)
- US\$87/MWh; para ciclos (OCGT)
- US\$64/MWh; para ciclos combinados a gas sin captura CCGT
- US\$77/MWh para los IGCC
- US\$125/MWh para los IGCT-CCS

Es importante considerar que los costos de las tecnologías renovables (Solar y Eólica) son mayores en el mercado norteamericano debido a las características de irradiación solar directa y bajo factor de planta eólico (34% eólico y 25% solar), un escenario lejano a la realidad chilena, por lo que en lo referente a los costos asociados a estas tecnologías Chile es un auto referente.

Pese a esto, resulta relevante considerar que en la medida que aumenta la participación de las energías renovables variables, existe una cadena de costos incrementales significativos. Ello aumenta en la medida que las exigencias de descarbonización sean mayores o se decida realizarse en forma acelerada. En esa medida, y bajo ese escenario, el desarrollo de un programa nuclear de potencia puede volverse más costo efectivo.

Finalmente, desde la mirada del inversionista, los criterios de contratación que maximicen la utilidad de la empresa/inversión son una piedra angular en la toma de su decisión de inversión, así como el acceso a contratos de suministro de largo plazo que permitan un nivel de garantía del pago de deuda, sin la exposición a la volatilidad del mercado. Es así como maximiza su expectativa de ingresos a través del mercado de contratos y su exposición al mercado spot. Incorporando en sus análisis de flujos los costos asociados a todo el ciclo de vida e incluyendo los sobrecostos y premios por riesgo asociados a los distintos desafíos que pueda presentar el proyecto. El análisis además considera la expectativa de rentabilidad del inversionista junto con la tasa asociada a la deuda en el mercado (tasa WACC).

⁶⁹ en Chile los dos productos fundamentales son la energía y la potencia y la suma de estas componentes en términos unitarios se conoce como precio monómico de la electricidad

$$MP_j = \frac{\sum_{n=0}^N \left[\frac{Gen_{j,n} \cdot (CMg_{inyecci3n}) + Ene_{ppA}(PPA Price - CMg_{retiro})}{(1 + WACC)^n} \right] - \left[\frac{Costo Combustible + Costos fijos O\&M + CAPEX}{(1 + WACC)^n} \right]}{\left[\frac{Gen_{j,n}}{(1 + WACC)^n} \right]}$$

El MP_j es el m3nimo pago requerido que la planta debe recibir en orden de evitar p3rdidas durante el periodo en consideraci3n [70]. En general el an3lisis se realiza por un periodo m3nimo de 25 a3os y se realiza mediante un an3lisis de escenarios que puede utilizar t3cnicas con Montecarlo para modelar escenarios de precio, o sorteos de condiciones hidrol3gicas a trav3s del periodo si el sistema es hidro-t3rmico con es el caso chileno.

El an3lisis por tanto que realiza el inversionista resulta en maximizar el valor presente de los flujos (*free cash flow*) ante distintos escenarios de costo en el mercado y dados distintos niveles de contrataci3n. A partir de ello es posible definir la oferta eficiente para una licitaci3n de suministro. En un escenario perfecto (sin riesgo) el costo de desarrollo de la tecnolog3a calculado con una tasa WACC es igual al m3nimo valor de la oferta. En un mercado con precios nodales (a pesar que los costos de transmisi3n se traspasan 100% a la demanda) el inversionista maximiza las utilidades sujetas a las variaciones en la expectativa de precio futuro. En dicho an3lisis considera los riesgos de inyecci3n y retiro, en funci3n de su nivel de exposici3n al mercado (% *merchant*) vs la cantidad de energ3a que est3 sujeta a un PPA y debe ser retirada en distintos puntos del sistema. Este 3ltimo riesgo, es considerado en condiciones de corto o mediano plazo, seg3n el nivel de riesgo existente en el segmento transmisi3n; esto es, la posibilidad de retrasos en la infraestructura de redes que pudiese causar desacoples; los que pueden entregar mayores riesgos o beneficios en algunos casos, lo que eventualmente ayuda a decidir los niveles de contrataci3n y las estrategias de ofertas en licitaciones o proceso de negociaci3n con grandes clientes (v3ase Figura 31).

$$max_x U(\tilde{\pi}) = max_{\tilde{\pi}} E[\tilde{\pi}] - \gamma \cdot Var[\tilde{\pi}]$$

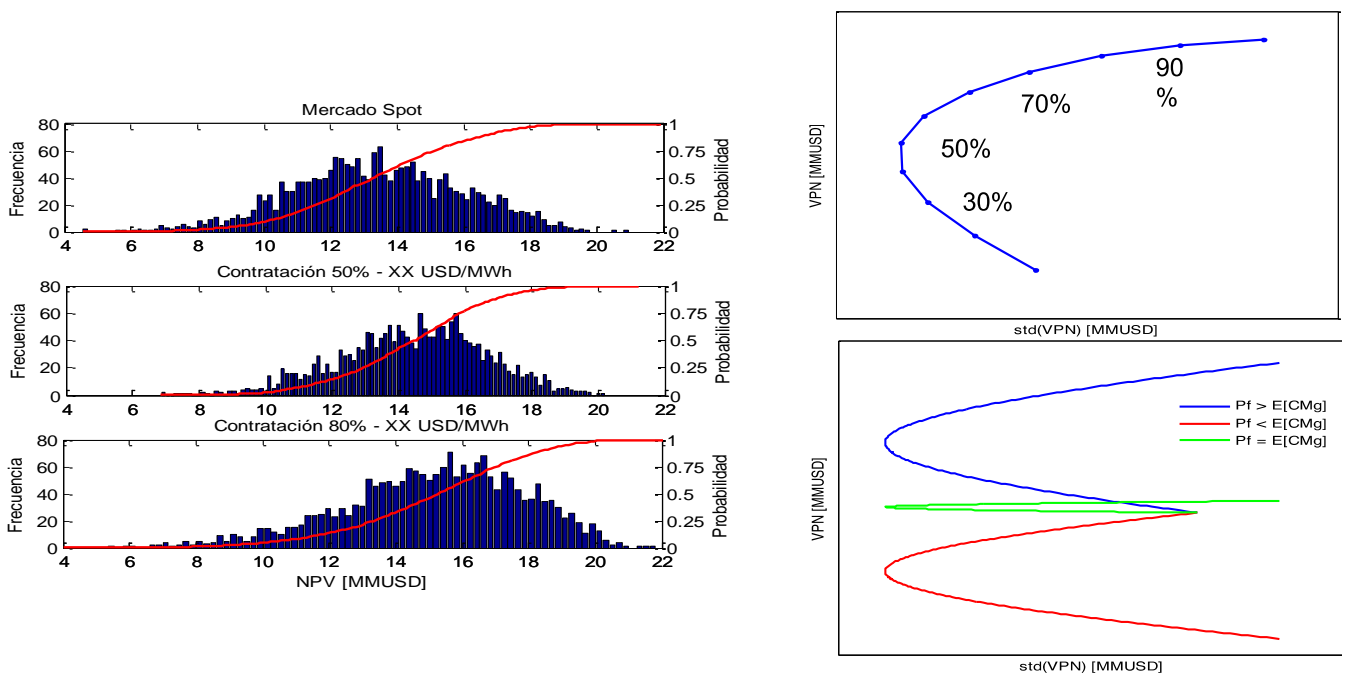


Figura 31: Toma de decisi3n de contrataci3n en la fase previa de b3squeda de financiamiento

Aquí es importante recordar que:

- Los contratos de suministro buscan asegurar que el proyecto reciba ingresos suficientes para cubrir un porcentaje de los costos de operación y de las obligaciones de deuda, lo que despeja incertidumbres de quienes invierten el proyecto.
- Para desarrollos basados en *Corporate Finance* la firma de un contrato de suministro es esencial para el acceso a financiamiento. En base a las expectativas de ingresos por contrato, sumado a las expectativas de ingresos en el mercado mayorista son estimados los niveles de financiamiento así como la rentabilidad exigida al proyecto. El modelo PF en la actualidad es ampliamente usado por la gran mayoría de los nuevos agentes en el mercado.
- Si bien en Chile han sido financiados proyectos en la modalidad 100% *merchant* (ingresos exclusivos del mercado *spot*), la realidad del mercado ha cambiado y el volumen de proyectos en dicho esquema se ha reducido quedando solo para pequeños proyectos renovables que en general acceden al precio estabilizado de la energía cuyo actual nivel de precio oscila entre los 65 - 68 US\$/MWh.

Los apartados anteriores han esbozado distintos desafíos estructurales generales que podrían ser caracterizados como una barrera al desarrollo de un programa nuclear de potencia; éstos a su vez podrían clasificarse en al menos las siguientes categorías:

- Aquellos de naturaleza regulatoria, requerimientos de marco legal sujetos a criterios de seguridad, riesgo político e institucional, el rol del estado y sus funciones.
- Aquellos de naturaleza de mercado y riesgo financiero producido al estar inserto en un ambiente de mercado particular
- Aquellos de naturaleza comercial y desarrollo de negocio producidos por las características propias de la tecnología y la gestión de mejoras y eficiencias internas.
- Aquellos relacionados con la aceptación pública, educación, la responsabilidad civil de las empresas interesadas en conformidad a las exigencias establecidas por la comunidad internacional y tratados firmados y ratificados por el gobierno chileno.

Estas componentes están ampliamente interrelacionadas en el desarrollo de potenciales cambios al marco regulatorio y resultan necesarias de revisar en el marco de las barreras que potencialmente deberá enfrentar el desarrollo de un proyecto de generación térmica nuclear. En los siguientes apartados se revisaran elementos propios de cada una de estas categorías adicionales a los esbozados en forma general en los apartados previos.

De naturaleza regulatoria, riesgo político e institucional

El marco legal que constituye el desarrollo del mercado eléctrico se enmarca en la Ley General de Servicios Eléctricos, en los reglamentos, normas y demás procedimientos que emanan de ésta.

Estudios previos han sido desarrollados y algunos de ellos han realizado en distintos niveles de profundidad, varias propuestas de adecuaciones al marco regulatorio, para la correcta implementación de un programa nuclear de potencia en Chile.

Tal como se mencionó al inicio de este capítulo, el elemento más relevante a mencionar es que desde el punto de vista legal eléctrico; no existen restricciones de ninguna medida que impidan el desarrollo de un programa nuclear de potencia en el mercado eléctrico chileno. Sin embargo, podría resultar necesaria la incorporación de ciertas normativas y procedimientos que sean conducentes a la adecuada operación en el

sistema cumpliendo con criterios de seguridad y calidad de servicio; elementos que sin duda pueden ser elaborados y revisados durante los casi 20 años necesarios para la puesta en servicio de un programa de esta naturaleza; especialmente, porque muchos de los cambios a introducir en un nuevo marco regulatorio, guardarán relación con la tecnología particular que desee conectarse al sistema eléctrico nacional, así como aquellas materias relacionadas con el ciclo del combustible y los requerimientos que emanen de una futura Ley General Orgánica de Seguridad Nuclear.

En esta medida, la Ruta Energética 2018 – 2022 trae como parte de sus compromisos la reforma a la Ley Orgánica de la CCHEN, lo que sin duda se constituye en un avance significativo en dicha materia. Sin embargo, los alcances de dicho proceso aún no están disponibles, luego es prematuro trabajar en esa medida o establecer análisis sobre ello. El licenciamiento y las concesiones para el desarrollo de unidades generadoras que usen fuentes nucleares como combustible son dos temas esenciales que sin duda serán trabajados en el marco de dicha reforma.

La IAEA como los estudios que han sido realizados en forma previa precisan que hay mucho que avanzar en materia de gestión de combustibles, Ley de Seguridad Nuclear y separación de roles regulador, investigador y desarrollador que actualmente están confinados en un único organismo, como los demás ítems descritos al inicio de esta sección (Barreras estructurales) en materia de los elementos globales que debiese contener la presente reforma.

Resulta prioritario primero trabajar en el desarrollo de un marco normativo óptimo para el desarrollo de la energía nuclear, lo que no es un desafío en términos de la LGSE; en cambio de ello, es un desafío en términos de Seguridad Nuclear. Para la IAEA uno de los primeros pasos consiste en la creación de una nueva institucionalidad dotada de las *“facultades legales y la competencia técnica necesaria para velar porque los explotadores de instalaciones nucleares y los usuarios de materiales nucleares y radiación ionizante lleven a cabo sus actividades con seguridad tecnológica y física”*.

En este sentido, el artículo 8.1 de la Convención sobre Seguridad Nuclear (CSN), dispone que cada parte contratante debe constituir o designar un *“órgano regulador que se encargue de la aplicación del marco legislativo y reglamentario relativo a la seguridad de las instalaciones nucleares”*, velando porque éste se encuentre dotado de autoridad, competencia y recursos financieros y humanos adecuados para cumplir las responsabilidades que se le asignen.

La incorporación de mejoras y ratificaciones de los convenios de Viena, así como su extrapolación al cuerpo legal chileno, resultan esenciales en términos de mejoras en las definiciones de incidentes nucleares, daños en materia nuclear (daño ambiental. Lucro cesante, entre otros), responsabilidades civiles, exoneraciones y demás temas descritos en la convención

En la actualidad no existe un sistema de licencias que pueda ser aplicable a centrales nucleares de potencia[60]. En este sentido la reforma a la Ley orgánica de la CCHEN requiere una revisión y adecuación a Ley 18.302 del Ministerio de Energía o Ley de Seguridad Nuclear. Es importante considerar, que el ciclo del negocio nuclear descrito en la Figura 22 permite darse cuenta que la etapa propiamente tal de la generación nucleoelectrónica no tiene un tratamiento muy distinto al de cualquier otra central; en términos operacionales muy generales esto se traduce en que es una central de tipo térmico con un ciclo de vapor que permite generar electricidad. Lo que sí es diferente y requiere un tratamiento especializado, es el combustible. Esto significa que el nuevo marco legal se encarga de cumplir normas y estándares internacionales de seguridad así como entregarle certezas jurídicas al licenciamiento, uso y gestión de la minería de uranio, elaboración de

elementos combustibles, transporte, operación para propósitos de generación, ciclos de reciclado, plantas de reciclaje y gestión de desechos.

El avance en dicha reforma nos lleva al tercer punto relevante en esta materia: riesgo político. La reforma a la Ley Orgánica de la CCHEN, permitirá conocer los intereses y voluntades de los legisladores en avanzar o no en programas de esta naturaleza. En efecto, dada la larga duración del proceso de puesta en servicio de un programa nuclear de potencia, se requiere una política de estado que traspase gobiernos; de esta manera, se podrán entregar adecuadas señales a los inversionistas y certezas que el desarrollo jurídico será desarrollado en los plazos establecidos.

Para el cumplimiento de las condiciones antes descritas, la IAEA ha señalado una serie de condiciones necesarias para la seguridad de las instalaciones y actividades nucleares, las que deberán estar cubiertas por el marco legal de carácter nacional y en términos generales son las siguientes:

- Debe establecerse y mantenerse un órgano regulador que sea efectivamente independiente de las entidades u órganos encargados de promover las tecnologías nucleares o responsables de las instalaciones o las actividades;
- Debe encomendarse al órgano regulador las tareas de autorización, examen y evaluación reglamentarias, inspección y aplicación coercitiva, así como de establecer principios, criterios, reglamentos y guías de seguridad;
- Debe dotarse al órgano regulador de la autoridad y facultades apropiadas y debe velarse para que dicho órgano disponga de recursos humanos y financieros suficientes para cumplir las tareas que se le hayan asignado; y
- No debe asignarse al órgano regulador ninguna otra tarea que pueda comprometer o estar en conflicto con sus funciones de reglamentación de seguridad⁷⁰.

Con los anteriores criterios una vez establecidos es posible avanzar en temas de carácter más específico, los que podrían ser acogidos en forma directa de las recomendaciones de las convenciones, especialmente aquellos asociados a seguridad de combustibles.

En algunos estudios se ha propuesto además que el proyecto nuclear a desarrollar en el país, se lleve a cabo a través de un levantamiento de capital que provenga de la conformación de un consorcio en el que compartan intereses y derechos de propiedad tanto el Estado como privados. Por otro lado, han considerado recomendable que el Estado establezca garantías para mitigar los riesgos o incluso aportar parte del financiamiento directo para los primeros proyectos desarrollados en el país. Esto último supone el mayor desafío especialmente en un escenario de alta eficiencia en donde el privado presenta menores costos de transacción y el costo alternativo y riesgo país no está en la ecuación, como sería el caso de un eventual desarrollo por parte de ENAP, o aquella empresa que en el futuro cumpliera con las condiciones que actualmente tiene ENAP, por efecto del reciente cambio de Ley que modificó su giro.

Rol como inversionista de estado en el sector eléctrico: Oportunidades para el desarrollo del sector nuclear a través de ENAP

Si bien recientemente La Ley 20.987 del 2016, realizó el cambio de giro en Enap permitiendo al estado participar en forma directa en el sector generación; en general en el mercado eléctrico chileno la

⁷⁰ IAEA, *Infraestructura legal y estatal para la seguridad nuclear, radiológica de los desechos radioactivos y del transporte*. Serie de normas de seguridad IAEA N° GS-R-1, Viena, 2000, p. 3 y ss.

participación del Estado en el segmento de generación se concentra básicamente en aspectos regulatorios y de fiscalización. La administración del estado a través de la CNE, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), La Dirección General de Aguas, y los Ministerios de Energía, Medio Ambiente, y Economía, han concentrado sus esfuerzos en la operación segura, sostenible, sustentable y costo efectiva de las centrales de generación de energía eléctrica, resguardando que exista un ambiente competitivo en el sector.

A septiembre de 2018 El Estado de Chile no es propietario de ninguna instalación de generación eléctrica en forma directa; siendo el sector privado el encargado de decidir donde, cuando y como realizarán las inversiones en el sector. Sin embargo, se destaca el desarrollo de concesiones de terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos de generación en base a energías renovables no convencionales (Solares y Eólicas), así como las adecuaciones a los procesos de licitaciones de forma de emparejar la cancha y facilitar la participación de tecnologías de energía variable en los procesos de licitación de suministro.

Si bien la CNE debe determinar periódicamente planes de obra en generación, estos sólo tienen carácter referencial, siendo utilizados oficialmente sólo para el cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo y como base para el diseño de los planes de expansión de los sistemas de transmisión. Por su parte el Ministerio de Energía cada cinco años realiza el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo.

El proceso de Planificación Energética de Largo Plazo se encuentra regulado en el Decreto Supremo Nº 134, de 2016 del Ministerio de Energía, que Aprueba el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo – PELP, dictado en conformidad a los artículos 83° y siguientes de la LGSE. Dicho proceso posee un carácter quinquenal, y considera la determinación de escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo en un horizonte de al menos treinta años. Estos escenarios energéticos deben incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y, en particular, eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, políticas medio ambientales que tengan incidencia y objetivos de eficiencia energética, entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo.

El sentido del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo es proporcionar escenarios de desarrollo futuro del sector energético nacional, con las respectivas tendencias generales de las variables relevantes de éste, para orientar la expansión de la transmisión eléctrica a nivel del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La definición de escenarios está intrínsecamente ligada a las variables y tendencias generales que marcan el entorno energético nacional, donde la cantidad y calidad de recursos son parte de las variables a analizar y, por tanto, la PELP reconoce los potenciales que pueden existir en Chile, en particular en lo que a recursos renovables se refiere.

Una de las funciones de la PELP, es orientar el ejercicio de planificación de la transmisión, sin conferirle un carácter vinculante a los escenarios energéticos establecidos en ella. De esta forma, los escenarios energéticos que la PELP contiene deben ser considerados en el análisis, mas no existe una obligación de utilizarlos forzosamente, tal como se encuentran contenidos en dicho instrumento, para la determinación de las obras que componen el plan de Expansión de la transmisión. Dicho de otra forma, lo expuesto no significa que los escenarios contenidos en la PELP deban ser reproducidos íntegramente en el ejercicio de planificación de la transmisión, sino que deben ser analizadas las tendencias y grandes conclusiones que la primera arroja, de manera de orientar el desarrollo de la transmisión y sus distintos escenarios

De aquí la importancia que los futuros procesos consideren un potencial escenario nuclear, en donde la expansión de la matriz de generación considera la participación de la tecnología nuclear en la matriz, en donde su localización resulta clave para la evaluación de los potenciales requerimientos en términos de redes de transmisión, así como el efecto que esta tendría en la operación económica del sistema eléctrico nacional.

El caso de ENAP

Enap ha sido un elemento clave en el pasado en la respuesta ante emergencias producidas en el mercado energético. Una de las crisis más cercanas y de mayor memoria es el corte de suministro de gas argentino y la posterior tormenta perfecta (hidrologías secas, aumento de demanda, restricciones de transmisión, profundo rechazo social al desarrollo de proyectos, altos precios de combustibles fósiles) que afectó profundamente al mercado y llevó a la toma de decisiones que afectaron la estructura de la matriz pero que permitieron que el desarrollo económico siguiera su camino evitando entre otros, cortes de suministro eléctrico.

Si bien es cierto que vivimos en una época en donde toda gira en el diseño de políticas ambientalmente amigables, en el 2008 lo que estaba en juego era el racionamiento eléctrico y una crisis económica producto de indisponibilidad de electricidad. Aquí ENAP tal como lo relata Marcelo Tokman [71] quien fue el encargado de superar la etapa más crítica durante la emergencia producida por el del corte de suministro trasandino.

En ese minuto se desarrollaron reacondicionamientos de centrales para que operaran a diésel y se instalaron un número no menor de unidades a Diésel. En efecto durante el primer gobierno de Michelle Bachelet se aprobaron 42 centrales Termoeléctricas y se le dio el empuje a la altamente discutida central al Carbón Campiche.

Pese a esos esfuerzos, ENAP ha estado siempre varias de las medidas que han sido desarrolladas han sido realizadas sin los suficientes resguardos. Un ejemplo de ello fue el proceso de cobertura de combustibles líquidos para la operación segura del sistema eléctrico en 2008, que no contó con los resguardos necesarios ni los traspasos de costos adecuados gatillando en una sola pasada una pérdida de US\$1.000 millones [71].

Sin embargo las crisis también permiten explorar nuevos mercados y la apertura al GNL se gatilla con la construcción de GNL de Quintero, lo que redujo en forma importante la vulnerabilidad e incluso la posibilidad de crear un nuevo mercado de contratos swaps, en donde ahora, Chile tiene un rol exportador cuando se presentan las condiciones propias para ello, como es el caso de los contratos de abastecimiento de gas a argentina durante el periodo invernal a través de gasoductos que en algún minuto fueron de exclusiva unidireccionales.

La Agenda de Energía dentro de sus iniciativas propuestas en 2014 incluyó el cambio de giro de Enap entregando la facultad de competir de igual a igual en el mercado eléctrico. En ese minuto, el proyecto de Ley tenía como finalidad la viabilizar nuevos proyectos de generación que pudiesen contribuir en los procesos licitatorios.

Desde Enap se creía que con un nuevo rol se podría apoyar el ingreso de grandes actores internacionales que aún tenían cierta incertidumbre en el desarrollo de proyectos convencionales y renovables producto de los rechazos sociales tan marcados entre del 2008 y 2014 a prácticamente todos los tipos de tecnologías de generación y transmisión.

De esta manera sumarse como socio minoritario, facilitando además la experticia en la realidad del mercado de manera de mitigar riesgos en procesos de tramitación ambiental, adquisición de terrenos, etc. En dicha oportunidad fue el grupo Mitsui⁷¹ quien mostro mayor interés en ser parte de este tipo de alianza. Sin embargo, los niveles de deuda de Enap y las prioridades de uso de los recursos del estado en ese minuto, no dan pie a una participación competitiva de la Estatal en un proceso licitatorio, especialmente con los niveles de precio de las tecnologías que se estaban observando.

Como resultado, la oferta presentada por ENAP fue la más cara en su tecnología tipo, con un precio base de 83.6 US\$/MWh; el que se encontraba muy por sobre los precios de las tecnologías más competitivas (Solar, eólica, y el mix de tecnologías existentes (hidráulica – gas – Carbón)).

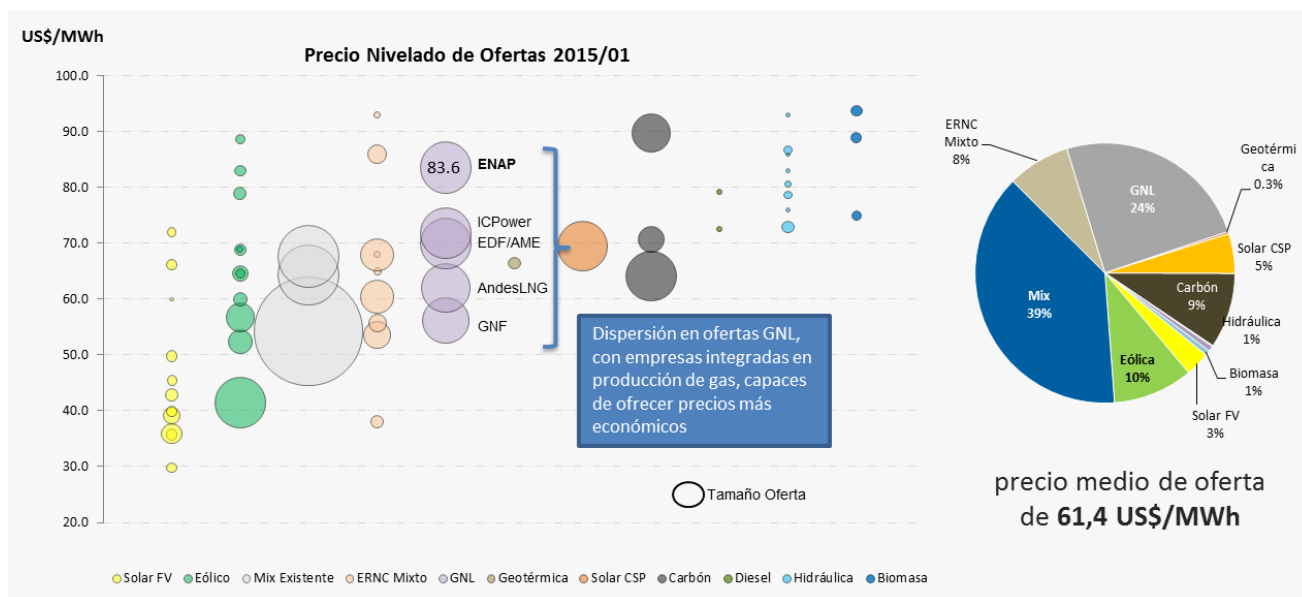


Figura 32 Ofertas en proceso de Licitación 2015/01 en donde participa ENAP con un proyecto a GNL.

Son distintas las configuraciones posibles en términos de estructura societaria para el desarrollo de un proyecto de generación nuclear de potencia, ya sea a través de una participación total en la propiedad y gestión de toda la cadena de desarrollo de un programa nuclear para la generación de energía eléctrica o con un porcentaje de participación de generación.

En la práctica, las empresas públicas han estado en retirada en los últimos años en el mundo occidental. Han abandonado la prestación directa de bienes y servicios, concentrándose en la regulación de la actividad de los privados. El desarrollo de mercados y ambientes de competencia y la regulación de las actividades monopólicas y la sana competencia parece ser el camino que ha seguido un número importante de estados en el mundo entero. Este es el caso chileno, en donde existe plena competencia en el segmento generación en donde a pesar de un nivel de concentración en manos de las empresas más antiguas, la mayoría de nuevos desarrollos provienen de nuevos agentes. El rol del estado resulta entonces, el desarrollo de un marco regulatorio que promueva un ambiente de competencia en las actividades que requieren regulación.

⁷¹ Alianza para la participación en el proceso licitatorio durante 2016 <http://www.revistaei.cl/2016/06/17/enap-y-mitsui-se-presentarian-a-las-licitaciones-electricas-solo-con-nueva-era-en-concon/>

Pese a ello, en 2015 hubo gran debate con respecto a la necesidad de garantizar energía de base ante la presencia de un alto nivel de energía renovable variable, y se observaron algunas ventajas de ingresar al negocio eléctrico para que el estado compita como uno más dentro del mercado. En este contexto, más algunas líneas argumentativas adicionales, hizo posible la incorporación de Empresa Nacional de Petróleo - Enap al negocio eléctrico.

Si bien es cierto que los estados mantienen la propiedad y gestión de ciertas actividades, el sector energético, en específico el segmento generación en la gran mayoría de países está enmarcada en un ambiente competitivo privado o con participación mixta. Existen excepciones a esta regla pero la desregulación del mercado eléctrico es un estándar y buena práctica.

Lo anterior no significa que el estado quede fuera en escenarios particulares como el nuclear; aquí existe vínculo del estado en alguna de las etapas ya sea de carácter parcial o total; muy especialmente en el caso de los combustibles.

Sin embargo, en un FOAK el rol del estado en cualquier parte del ciclo de un programa nuclear de potencia, resulta esencial. Esto incluye la elaboración desde la compra de material, la minería de uranio, la elaboración de elementos combustibles, enriquecimiento, almacenamiento, junto con las actividades propias de los segmentos del sector eléctrico.

En lo específico y haciendo referencia al marco regulatorio chileno, a inicios del 2016, se promulgó la Ley 20.987; ley que le permite al estado a través de ENAP ingresar a la industria de la generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica. Las razones que motivaron en su momento esta decisión se sustentan en la búsqueda de viabilizar las inversiones en capacidad de generación de base (como lo sería una central nuclear de potencia) así como aquellas obras de transmisión que están detenidas o retrasadas producto de la incertidumbre que los proyectos enfrentan, tanto por aspectos institucionales como por la creciente oposición de las comunidades que deben compartir el territorio con las inversiones de infraestructura localmente molestas necesarias para el desarrollo. Aunque en este segundo aspecto la Ley 20.396 del 2016 realiza importantes mejoras y cambios en la estructura de tarificación del sector Transmisión, así como la creación de mecanismos que viabilizan el desarrollo de infraestructura energética crítica a través del desarrollo de franjas de transmisión.

Sin embargo, gran parte de la discusión que se dio en su momento guardó mayor relación en la estructura de propiedad que deberían tener las inversiones que se realicen en virtud a las nuevas atribuciones de ENAP. En particular, si ENAP debiera mantener o no el control de las sociedades que se creen al efecto.

Finalmente, el nuevo marco normativo modificó el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1986 que Crea la Empresa Nacional del Petróleo, en el siguiente sentido para aquellas materias asociadas a la participación en el sector eléctrico:

- ENAP y/o sus filiales podrán tener una participación social que no les permita aprobar con su solo voto las materias señaladas en el inciso segundo del artículo 67 de la ley N°18.046, sobre Sociedades Anónimas, con una o más sociedades en actividades relacionadas con este sector.
- ENAP podrá producir, transportar y comercializar energía y potencia eléctrica, y en general, desarrollar todos los proyectos y actividades comerciales e industriales relacionadas o necesarias para ello. Las sociedades que se constituyan para ejecutar el objeto referido estarán sujetas a las normas que rigen a las sociedades anónimas y abiertas contempladas en la ley N°18.046. Para estos efectos, la Empresa deberá

dar estricto cumplimiento a lo establecido en el artículo 3° del decreto ley N°1.056, de 1975, del Ministerio de Hacienda, que Determina Normas Complementarias Relativas a la Reducción del Gasto Público y al Mejor Ordenamiento y Control de Personal; a lo dispuesto en el artículo 11 de la ley N°18.196, Sobre Normas Complementarias de Administración Financiera, Personal y de Incidencia Presupuestaria, así como al artículo 44 del decreto ley N°1.263, de 1975, Orgánico de Administración Financiera del Estado.

Para el cumplimiento de lo establecido en este nuevo marco regulatorio, le corresponde al Ministerio de Energía emitir informes de evaluación económica y financiera de las iniciativas por desarrollar, sin perjuicio de que el Ministerio de Hacienda efectúe evaluaciones adicionales o las encargue a entidades nacionales o extranjeras, para efectos de fundamentar la viabilidad económica y financiera de dichas iniciativas.

En cualquier caso, el informe del Ministerio de Energía será requisito para la autorización que el Ministerio de Hacienda pueda otorgar conforme al referido artículo 3° del decreto ley N°1.056, de 1975, cuando la participación social de ENAP y/o de sus filiales sea igual o superior al cincuenta por ciento. Asimismo, la Empresa y/o sus filiales podrán obtener, adquirir y explotar concesiones y servirse de las mercedes o derechos que obtenga. Además, la Empresa y/o sus filiales podrán realizar estudios y evaluaciones técnicas y comerciales, gestionar y obtener los permisos y autorizaciones requeridos para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica con sus respectivas instalaciones de transmisión, así como el completo desarrollo de proyectos de generación eléctrica, actividades para lo que no se considerarán las limitaciones de la participación social, la obligación de someterse a las normas de las sociedades anónimas abiertas y los informes previos de los Ministerios de Energía y/o Hacienda.

Para efectos de la constitución y funcionamiento de las sociedades antes señaladas, la Empresa deberá velar, tanto respecto de sus inversiones como financiamiento, por el cumplimiento de las obligaciones de responsabilidad fiscal y la debida evaluación económica y financiera que sustenten los proyectos a impulsar.”

Cualquiera sea el escenario, en el marco de un programa nuclear de potencia, la decisión respecto a cuál esquema de negocio resulta más propicio para el desarrollo de la tecnología nuclear de potencia, dependerá del momento en el cual se tome en forma efectiva dicha decisión. Actualmente son posibles escenarios en donde el estado participa en el negocio eléctrico o aquel en donde esta 100% en manos de privados.

Sin embargo, se destaca que dentro de los estudios previos acerca del estado del arte y origen de los programas nucleares, se ha recogido el hecho que la mayoría de países han iniciado sus programas nucleares bajo un modelo y gestión de propiedad público. En ellos, el Estado financió los estudios, construcción, operación, explotación y desmantelamiento de las primeras centrales nucleares, sin perjuicio de su posterior privatización[53]

De naturaleza de mercado y riesgo financiero

El mercado eléctrico chileno ha sido pionero en la desregulación de los mercados eléctrico y ha realizado en momentos críticos cambios fundamentales en el marco regulatorio de manera de mantener la competencia, costo efectividad así como asegurar un suministro confiable, seguro y sustentable.

Chile es sin duda el país que genera mayores niveles de confianza a los inversionistas en América Latina, es el segundo país en la región (el primero es México en el lugar 54) y actualmente se encuentra en la posición 56° entre los 190 países que conforman el ranking. Las razones que explican el interés de los inversionistas en Chile radican entre otros en la sencillez de su sistema financiero, usos de plataformas electrónicas para las declaraciones de impuestos y creación de empresas, junto a las facilidades para establecer negocios e invertir en el país. En esta dinámica de competencia ha sido posible en forma única una revolución energética en energía renovable variable, que a diferencia de lo ocurrido en Europa, aquí logra realizarse sin ningún tipo de subsidio cruzado. En una medida las tecnologías que ingresan a la matriz energética chilena han sido en su minuto, las más competitivas.

Este ambiente de competencia, que en un principio y como usualmente ocurre en los mercados, presentó altos niveles de concentración; sin embargo, en la actualidad, el mercado cuenta con un portafolio diversificado de empresas y tecnologías que invierten en el sector desde todas las esferas del planeta. Más aún, hoy en día el 100% del mercado está en manos de privados, y los intentos de empresas como Enap en ingresar al segmento generación en esquemas *joint-venture* para el desarrollo de ciclos combinados a gas licuado no han sido exitosos. Sin embargo, es importante reconocer que la posibilidad de participar en el mercado data de 2016, aunque los proyectos en cartera llevan más tiempo.

La principal barrera aquí subyace en la competencia de la tecnología. Hoy, el desarrollo de unidades generadoras en base a tecnología nuclear en el mundo entero se caracteriza por una alta volatilidad de costos de inversión, excesivos tiempos de construcción, continuos retrasos en su puesta en servicio, sin contar con un alto rechazo social, lo que incrementa los costos asociados a educar, formar, derribar mitos, más demás detalles de responsabilidad social.

El mercado eléctrico chileno está basado en un esquema marginalista en base a costos auditados, en donde los costos variables determinan la operación económica del mercado. Esto en un ambiente de mercado competitivo en donde si el costo de desarrollo de las tecnologías es competitivo, es decir, si el proyecto es capaz de recuperar sus costos bajo cierto nivel rentabilidad exigida; bajo estas condiciones los proyectos tienden a tener acceso a financiamiento, en donde contar con acuerdos comerciales de suministro sean en el mercado regulado o en el mercado libre, es condición casi necesaria para su financiamiento.

Por su parte, existen proyectos particulares que pueden optar a un precio estabilizado a sus inyecciones de energía, lo que les permite cubrirse del riesgo spot y así conseguir financiamiento; este es el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos o PMGD. Estos proyectos son menores a 9 MW y tienen un pequeño portafolio de incentivos dado su tamaño que facilita su desarrollo. Salvo esta particularidad, el mercado es bastante libre, sin discriminación tecnológica y es el mercado el que decide en qué tecnología y cuando es óptimo invertir.

Lo anterior resulta relevante y en alguna medida es el centro del desafío nuclear. En efecto, si todas las barreras de naturaleza estructural logran derribarse, se logra producto de las exigencias frente al cambio climático derribar los mitos y temores frente a la tecnología nuclear y existe la voluntad política, para que esta

sea parte de la planificación energética de largo plazo, la única limitación que queda es la de naturaleza económica. En esta medida se evidencia el desafío histórico de la tecnología nuclear de potencia: reducir los costos de capital necesarios para el desarrollo de un proyecto, de forma que este sea capaz de desarrollarse por sí solo y en un ambiente de mercado competitivo.

Acceso a contratos de suministro regulado como mecanismo de estabilización de ingresos

La Ley Corta II, se buscó “fortalecer la seguridad de suministro frente a incertidumbres externas en el abastecimiento de combustibles de difícil sustitución inmediata en los mercados internacionales”, lo que se tradujo en nuevas inversiones en el segmento generación. A ello se suma la necesidad de satisfacer las necesidades de corto plazo a través de un ambiente competitivo.

En ese sentido, los cambios introducidos por la Ley 20.018⁷², permitieron el acceso a un suministro costo-efectivo durante los primeros procesos licitatorios (2006-2007) con valores por debajo de los 55 US\$/MWh para luego iniciar un proceso de alza sostenida hasta llegar a niveles de 128 y 139 US\$/MWh entre el 2012 y 2013 (ver Tabla 1), gatillado por la falta de nuevos actores en una condición que se acercaba a un carácter casi oligopólico que se fundamentaba en la estructura del mercado en dicha época (2010).

La nueva ley de licitaciones (Ley 20.805) tuvo como propósito disminuir el alza sostenida en los procesos de licitación, junto con aumentar la competencia en el sector, así como eliminar las barreras a la entrada al segmento generación buscando la diversificación de actores y fuentes. Este cambio en el marco de la LGSE se produce además en un momento histórico en donde las energías renovables de naturaleza variable empezaron a mostrar niveles de precio competitivos lo que sin duda favoreció su gran impacto en nuestra matriz.

Este punto es relevante en el marco de un programa nuclear en la medida que este cambio legal incorporó elementos fundamentales tales como:

1. Antelación de las licitaciones: este cambio recoge el llamado por parte de los inversionistas y desarrolladores para contar con suficiente tiempo para el desarrollo de un apropiado proceso de financiamiento, mitigando el riesgo de acceso a financiamiento o que los tiempos sean muy justos si se comparan con el tiempo que se tarda en desarrollar todas las etapas de un proyecto de generación. En este sentido se aumentó de 3 a 5 años el periodo de antelación para el desarrollo de las licitaciones a la fecha de inicio de suministro. Esta temporalidad sigue siendo muy baja para el desarrollo de un proyecto nuclear especialmente por la probabilidad de atrasos por causas imputables o no imputables a los titulares.
2. De manera de contrarrestar parcialmente los riesgos de atraso, la reforma a la Ley considero la posibilidad de postergar el inicio de suministro, así como poner término anticipado a los contratos. Aquí la Comisión Nacional de Energía juega un rol relevante, ya que los detalles asociados a estos procesos (multas, hitos, seguimiento de proyectos).

Las bases de licitación siempre contendrán los detalles asociados a la postergación de inicio de suministro en función de los plazos y demás elementos contemplados en el artículo 135° ter de la LGSE. En la Figura 33 se presentan los cuatro tipos de elementos que fueron perfeccionados en la nueva ley de licitaciones.

⁷² Ley 20.018 es más conocida por la Ley Corta II

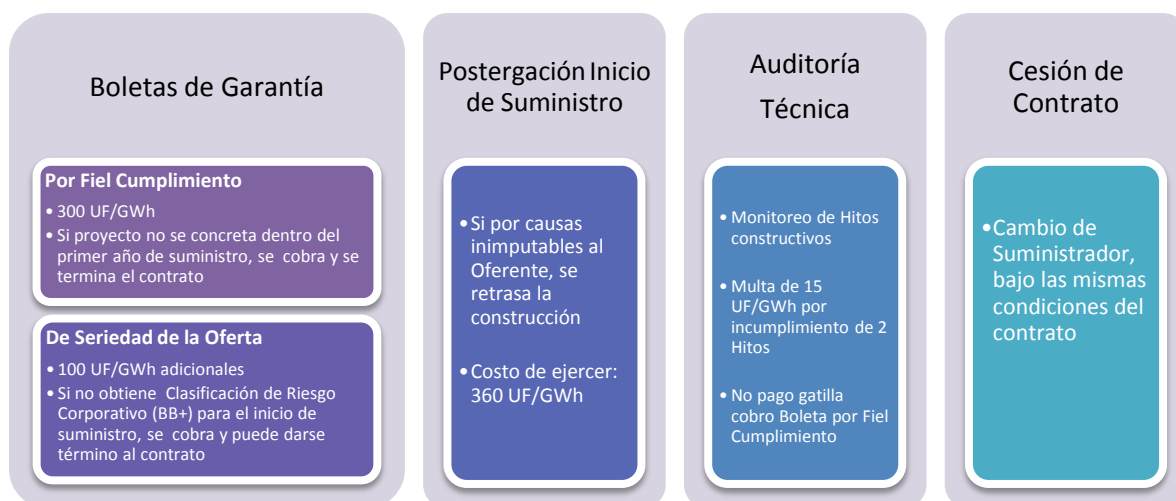


Figura 33: mecanismos de resguardo para asegurar la concreción de las ofertas

Adicionalmente se incorporaron medidas de resguardo ante eventuales términos anticipados, de manera de garantizar la estabilidad en el costo futuro de la electricidad, el que incluye la holgura en los contratos, traspasos de excedentes, el desarrollo de licitaciones de corto plazo hasta mecanismos de operación sin contrato de suministro para caso extremadamente excepcionales una vez todas la demás opciones ya hayan sido consideradas.

- Un aumento en la duración de los contratos de suministro de manera de tener una garantía mínima de flujos que amorticen la inversión y que garanticen/faciliten el acceso a financiamiento.

Contar con un PPA⁷³ es una de las estrategias más efectivas para garantizar ingresos estables por un periodo determinado para un generador. Por tanto, contar con un periodo de hasta 20 años de flujos es sin duda una reducción a las barreras de entrada al mercado y consecuentemente disminuir los precios de las ofertas, reduciendo el premio por riesgo de la oferta por efecto de la duración del contrato. Para el desarrollo de un programa nuclear de potencia contar con un escenario de contratación de muy largo plazo resulta clave para gatillar financiamiento ya que este puede ser prorrateado en un mayor horizonte durante la vida que le entregue certeza a los inversionistas un retorno.

Los 20 años es una suerte de punto de no retorno en términos de duración de contratos. La premisa básica detrás de esto es que asegurar suministro a través de una fuente por un muy largo periodo dificulta el ingreso al mercado de disrupciones tecnológicas que favorezcan costo efectividad del mercado. En este sentido la premisa de flexibilidad en el mercado es el paso siguiente; por tanto, imaginar procesos regulados con periodos de contratación mayores no es una medida que se vea como estratégica para el mercado.

- Riesgo ante cambios regulatorios. El diseño de una oferta económica en un proceso licitatorio considera todos los elementos que puedan ser un riesgo que se transforme en sobre costos, así como aquellos que son en alguna medida proyectables. Sin embargo, en un horizonte de largo plazo resulta altamente complejo prever todas las posibles acciones que puedan cambiar durante la vida útil del contrato. Un ejemplo concreto son los cambios en el marco regulatorio propio del sector o normativas sectoriales que afecte al segmento generación. La reforma tributaria es un caso práctico. Esta incorporó un impuesto a

⁷³ Power Purchase Agreement – PPA, acuerdo de suministro de electricidad entre un generador/distribuidora/comercializador y un cliente final.

las emisiones, medida que en el actual gobierno se encuentra nuevamente en revisión. En este sentido, se incorporaron mecanismos de revisión de precios, cuando “cambios sustanciales y no transitorios a la normativa sectorial eléctrica provocasen un excesivo desequilibrio económico de las prestaciones mutuas de las partes”.

5. Otros temas incorporados es la flexibilización de oferentes, y la incorporación de criterios adicionales al precio. Aquí se estableció la posibilidad de incorporar otros criterios siempre y cuando se encuentren alineados con los objetivos dispuestos en Ley en el artículo 131° bis: (i) eficiencia económica, (ii) competencia, (iii) seguridad y (iv) diversificación del sistema eléctrico. Adicionalmente, ante la existencia de algún riesgo para la seguridad del sistema, es posible gatillar el desarrollo de bases de licitación ad-hoc que privilegien la adjudicación de proyectos a que permitan mitigar dicho riesgo.

Un posible escenario futuro podría ser, que en el marco del proceso de descarbonización de la matriz se desarrollara un fomento al desarrollo de tecnologías que mantengan la estabilidad y minimicen los riesgos sistémicos producidos por una alta participación de energía variable y la salida de operación de unidades sincrónicas del sistema. En este escenario y de encontrarse a precios competitivos, las tecnologías como las nucleares podrían tomar un rol relevante, dadas las mejoras que pueden entregar en esta materia al sistema eléctrico.

Tabla 1: Evolución de los procesos de Licitación de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios en el mercado eléctrico chileno

PROCESO DE LICITACIÓN	% Desierto	Precio Ofertado	Energía adjudicada	Energía Licitada
		[US\$/MWh]	[GWh]	[GWh]
LICITACIONES SIC				
2006/01	11%	52.9	12,076	13,568
2006/01-2	0%	54.5	1,130	1,130
2006/02	61%	59.8	5,700	14,615
2006/02-2	80%	65.8	1,800	9,000
2008/01	11%	104.3	7,821	8,788
2008/01-2	0%	99.5	935	935
2010/01	18%	90.3	2,200	2,696
2012/01	0%	129.5	924	924
2012/03-2	85%	138.9	248	1,650
2013/01	22%	128.9	3,900	5,000
Proceso 2014	85%	112	750	5,000
Proceso 2014- 2º llamado	8%	108.2	11,955	12,995
Proceso 2015	0%	79.3	1,200	1,200
Proceso 2016	0%	47.6	12,430	12,430
Proceso 2017	0%	32.5	2,200	2,200
Total SIC	29%	77.5	65,269	92131
LICITACIONES SING				
SING 2008/01	0%	90	2 530	2 530

Si bien se han indicado algunos de los elementos que dan pie a afirmar que existen oportunidades para la participación de la tecnología nuclear en futuros procesos de licitación, también se debe tener en cuenta las fechas en las que los futuros procesos podrían llegar a materializarse.

Lo primero que hay que recordar es que tal como se mencionó anteriormente, los procesos de licitación de suministro regulado se realizan con una antelación de al menos 5 años y para contratos de suministro de hasta 20 años. A modo de ejemplo en diciembre de 2017 la CNE esperaba licitar cerca de 17.000 GWh en cuatro procesos a realizarse entre el 2017 y 2020 con inicio de suministro a partir de 2024. Este volumen de energía representa un 52% de la demanda regulada al que si le sumamos la energía licitada en los últimos 2 procesos representa más del 90% de la demanda regulada, la que estaría cubierta prácticamente hasta el año 2046. Lo anterior permite descartar el mercado regulado como oportunidad de contratación para un proyecto nuclear durante los próximos 25 años. Especialmente si las expectativas y esfuerzos están focalizados en el desarrollo de un proyecto modular cuya expectativa de comercialización es a finales de la próxima década.

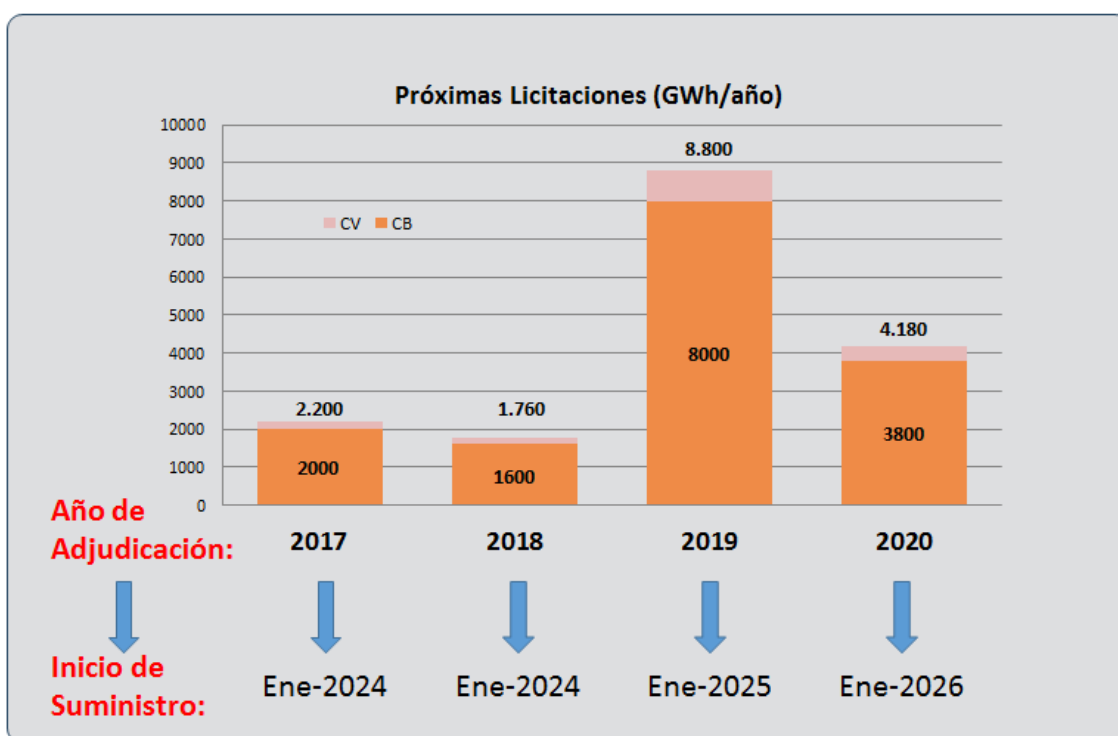


Figura 34: Cronograma de licitaciones propuesto por CNE a fines de 2017 (previo a actual postergación de procesos hasta la próxima revisión de requerimientos durante 2019). Fuente: CNE, 2017

Si bien es cierto que los procesos de licitación han sido recientemente (julio 2018) postergados en al menos un año, lo cierto es que el grueso de la energía que se requiere para los próximos 25 años en el mercado regulado será licitada durante el actual gobierno. En la Figura 35 se muestra el actual nivel de contratación hasta el año 2034. Con este se puede observar que hay 15.000 GWh totalmente cubiertos en el largo plazo y que como mencionamos se espera que se licite un volumen similar de aquí al 2022, lo que se constituye en la una barrera natural/temporal del mercado a la tecnología nuclear.

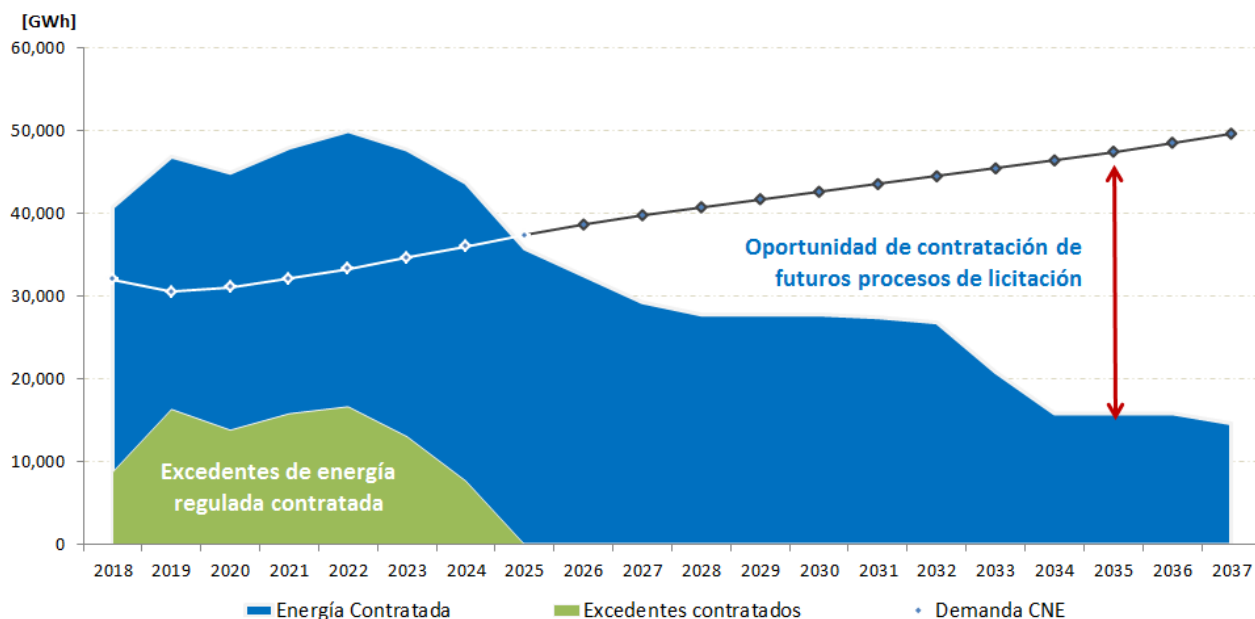


Figura 35: Oportunidades de contratación en el mercado regulado

Esta barrera obedece al hecho que el desarrollo de un programa nuclear de potencia tardaría en materializarse casi dos décadas, por tanto participar en procesos licitatorios que requieran un inicio de suministro antes del 2040 es impracticable. Sin embargo una nueva ventana en el mercado regulado debería abrirse durante el periodo 2040 - 2050. Solo hasta ése momento, en el que, dado un avance en el desarrollo de un programa nuclear de potencia, con una nueva institucionalidad que cuente con la normativa para el desarrollo de instalaciones nucleares y radiactivas, planes de emergencia, seguridad radiológica y demás elementos que podrá ser posible participar de un proceso en el mercado regulado.

Durante la última década, los mecanismos de licitación de clientes regulados han sido revisados en varias ocasiones, y han sido introducidas las distintas mejoras que han sido descritas en la presente sección. Sin embargo, el estado ha estado analizando una potencial modificación de la regulación de licitaciones de suministro de energía de las empresas distribuidoras, con el objeto de crear un esquema de suministro más amplio, tal que permita garantizar el suministro de energía a clientes regulados y a la vez entregue liquidez al mercado.

En general ha resurgido el modelo y esquema propuesto en estudios anteriores que contienen escenarios de flexibilidad en distintos horizontes de tiempo y es similar al desarrollado en el mercado eléctrico brasileño, y considera que distintas proporciones de consumo sean garantizadas para distintos horizontes de tiempo: largo plazo para garantizar suministro (20 años), mediano plazo para corregir proyecciones de demanda (5 años), y corto plazo para otorgar liquidez al mercado (1 año). Cabe igual recordar, que en la actualidad es posible realizar licitaciones de corto plazo, en aquellos escenarios en donde sean requeridas. Sin embargo la nueva mirada busca recoger las disrupciones tecnológicas y sus efectos en potenciales reducciones en el precio de la energía.

En este sentido la definición de una estrategia comercial para los proyectos nucleares requiere la consideración de los distintos drivers y gestión de potenciales componentes de riesgo, lo que implica considerar las alternativas que actualmente tienen los usuarios para comprar energía en el mercado convencional. Luego, resulta necesario considerar las distintas alternativas de suministro para los clientes

sujetos a regulación de riesgo, además de evaluar cómo éstos se acoplan a la política energética de largo plazo, la transición hacia un nuevo marco regulatorio y las externalidades negativas que puedan existir como resultado de incluir este tipo de alternativas al mercado de energía.

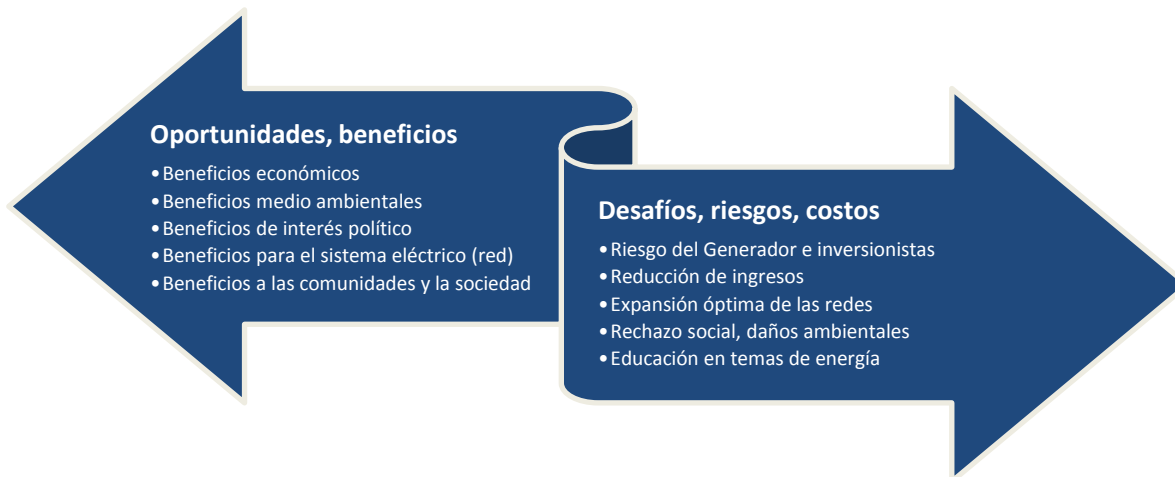


Figura 36: algunos de los criterios a considerar en el desarrollo de una política de alternativas de suministro para clientes sujetos a regulación de precio

El desarrollo de una segmentación en donde se hace una asignación de bajo riesgo a los bloques asociados a pequeños proyectos en donde estos puedan competir por energía de corto plazo, la que podría tener un premio por riesgo que gatille la rentabilidad mínima (similar a los mecanismos de estabilización, o las licitaciones tecnológicas de otros países) conjugado con la posibilidad de acoplar cierto volumen de energía a una licitación en base a tecnología nuclear que requiere contratos de al menos 20 años.



Figura 37: mecanismos de flexibilización de licitaciones de suministro regulado

La conjugación de esquemas resulta una condición necesaria que evita comprometer todo el volumen de energía regulada a condiciones de precio que en el largo plazo pudiesen ser desfavorables para los clientes finales, siendo éstos últimos incapaces de incorporar en el precio las nuevas disrupciones tecnológicas. Finalmente está claro que el cliente está en el centro y que las energías renovables variables, la generación distribuida o el netbilling llegaron para quedarse y que al final la lógica de incluir mecanismos de flexibilidad en el marco de los procesos de licitación, radica en reconocer distintas condiciones existentes en el mercado.

La primera es la dinámica de la demanda y el efecto que puede tener en un pequeño o mediano generador variaciones sustanciales a la baja de la demanda regulada. De adjudicarse un bloque y producirse un cambio en la demanda como los que hemos estamos enfrentando, la exposición de un pequeño generador en sus flujos puede ser significativa ya que los contratos en el mercado regulado no tienen cláusulas *Take or Pay* ya que el esquema es pague lo demandado y no pague lo contratado. El incorporar mecanismos de distinta duración y vigencia permite mitigar dichos riesgos y por otra parte contratos de largo plazo pueden ser adquiridos para garantizar suministro base en la medida que dicha energía sea competitiva y le otorgue flexibilidad y seguridad de suministro del sistema eléctrico.

Otro tema no menor es el riesgo de obsolescencia tecnológica al que se puede enfrentar el mercado cuando cubre toda su energía con contratos de largo plazo. La actual dinámica en materia de tecnologías que se incorporan en la matriz de generación está reduciendo sus costos de desarrollo en forma acelerada. Si se cubre el 100% de la demanda de largo plazo, solo se dejará cabida para energía nueva asociada a las desviaciones de la demanda, lo que conduce a una rigidez en la estructura de precios del mercado regulado y la minimización de la oportunidad de acceder a mejores precios en el mercado regulado que sean producidos por los avances tecnológicos.

Finalmente ello podría dejar fuera la oportunidad de participar a nuevos agentes de bloques atractivos que gatillen la llegada de nuevos agentes al mercado, o pequeñas comunidades/proyectos; ya que una vez que exista una tecnología competitiva sin importar su tamaño o niveles de participación, mientras sea costo efectivo, le sea posible ser parte del mercado

Oportunidades de contratación en el mercado de clientes libres

El mercado regulado es una alternativa que garantiza flujos estables y de larga duración en el mercado eléctrico. Sin embargo, es un mercado que ha estado creciendo a una menor tasa y que en la actualidad ha experimentado una salida de clientes, especialmente pequeñas y medianas empresas, quedando solo aquellos comercios e industrias con poca capacidad negociadora sumado al suministro residencial.

Mes	Ventas SEN 2017 [GWh]			Ventas SEN 2018 [GWh]***			Tasa de Crecimiento (%)**		
	Distribuidor	Libre	Total	Distribuidor	Libre	Total	Distribuidor	Libre	Total
Enero	3.083,1	2.787,4	5.870,5	2.881,2	3.126,7	6.007,9	(6,6%)	12,2%	2,3%
Febrero	2.758,5	2.480,4	5.239,0	2.617,1	3.011,8	5.628,9	(5,1%)	21,4%	7,4%
Marzo	2.962,6	2.714,5	5.677,1	2.778,2	3.186,8	5.965,0	(6,2%)	17,4%	5,1%
Abril	2.558,6	2.795,9	5.354,5	2.458,0	3.213,4	5.671,4	(3,9%)	14,9%	5,9%
Mayo	2.843,4	2.963,5	5.806,9	2.631,8	3.392,4	6.024,3	(7,4%)	14,5%	3,7%
Junio	2.908,2	2.838,8	5.746,9	2.803,1	3.268,0	6.071,0	(3,6%)	15,1%	5,6%
Julio	2.904,8	3.007,2	5.912,0	2.794,2	3.387,7	6.181,9	(3,8%)	12,7%	4,6%
Agosto*	2.881,7	3.079,8	5.961,5	2.750,3	3.328,4	6.078,6	(4,6%)	8,1%	2,0%
Septiembre	2.588,4	2.839,1	5.427,5						
Octubre	2.628,9	2.988,4	5.617,3						
Noviembre	2.637,0	3.033,1	5.670,1						
Diciembre	2.962,8	3.021,9	5.984,7						

Figura 38: Evolución de las ventas en el SEN (2017 -2018). Fuente: CEN, 2018

Este escenario ha sido producido por la disponibilidad de mejores precios en el mercado libre, logrando aprovechar las disrupciones de baja de precio en el corto plazo, frente al escenario regulado, en donde los beneficios de baja de precio, solo se verán reflejados al inicio de la próxima década.

Este fenómeno también ha cambiado el diseño de los contratos de suministro y su duración. Ha gatillado el desarrollo de contratos de corto y mediano plazo (4 a 6 años) de manera que los agentes sean capaces de capturar las disrupciones tecnológicas de largo plazo. Si bien existe el riesgo de alza de precio, producido por la dependencia de combustibles fósiles o las sequías, el aumento de la disponibilidad de energía renovable variable (solar, eólica), la reapertura de los gasoductos entre Argentina y Chile con niveles de precio entre los 3,5 US\$/MMBtu con precios techo de 4,5 US\$/MMBtu sumado al tren de proyectos en construcción; plantean un nivel de sobre oferta en el mercado que permite tomar este tipo de riesgo.

Otro elemento que sustenta la reducción de la aversión al riesgo por parte de los agentes es la expectativa de precios en el mercado mayorista. La mayoría de los estudios coinciden en expectativas de precio en el mercado mayorista cercanos a los 50 US\$/MWh, lo que marca una expectativa de precios de PPA con precios techo en dicho nivel para la componente de energía.

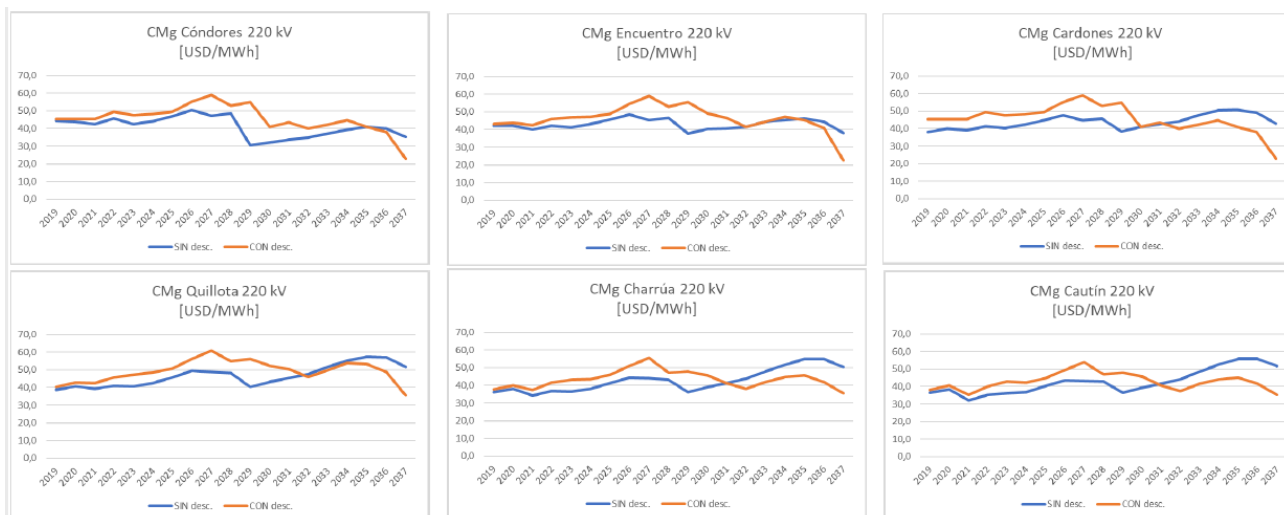


Figura 39: Escenarios de costo marginal en las principales barras del sistema entre el 2019 - 2037.

Si al punto anterior sumamos los potenciales escenarios de descarbonizaci6n y sus potenciales riesgos, lo que se observa es que en la ventana 2018 – 2040 los niveles de precios ante una salida de las centrales a carb6n con dificultad llegan a los 60 US\$/MWh en promedio anual, para observarse bajas significativas a partir del 2030 estabiliz6ndose los precios al costo variable de las centrales de ciclo combinado a gas natural m6s competitivas [72]. Ante escenarios de sequ6a se observa un incremento de los costos marginales de hasta 10 US\$/MWh durante la pr6xima d6cada; posteriormente el efecto hidrol6gico lo absorben las nuevas tecnolog6as en donde el CSP de torre y los ciclos combinados a gas son quienes cumplen un rol importante en el desarrollo de la matriz.

Bajo estos escenarios de costo, el desarrollo de un programa nuclear de potencia presenta importantes desaf6os desde el punto de vista de mercado. En la pr6ctica ni en el mercado mayorista ni en el mercado de contratos de suministro existen precios cercanos al costo de desarrollo de la tecnolog6a nuclear.

Riesgos financieros: Costos de inversi6n de las tecnolog6as nucleares

El costo de desarrollo de las tecnolog6as nucleares siempre ha sido una de las mayores barreras existentes a la puesta en servicio de un programa nuclear de potencia. A pesar de ser una tecnolog6a baja en carbono, sus altos costos de capital y sensibilidad a las tasas de inter6s le resultan desfavorables frente a los beneficios que esta puede ofrecer en un escenario de alta penetraci6n de energ6a variable o como driver de mitigaci6n de GEI; m6s a6n, la disrupti6n de nuevas tecnolog6as y la reducci6n y madurez de otras deja en evidencia un salto no menor entre ellas [73]. El desarrollo de la tecnolog6a no muestra una real captura de las reducciones de costos y la evidencia muestra un alto grado de dispersi6n (v6ase Figura 40), lo que hace que el uso de valores promedios para capturar o realizar an6lisis responsables de naturaleza econ6mica no sea la mejor alternativa para ello[74],.

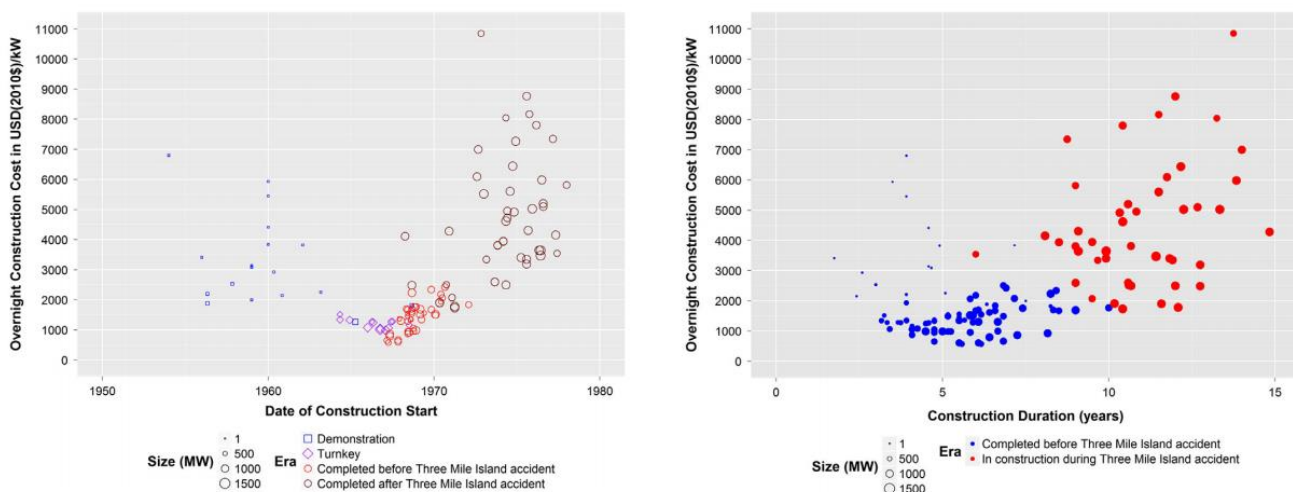


Figura 40: Costos de inversión Overnight (2010US\$/kW) de reactores nucleares en US y duración del periodo de construcción[75].

Otro elemento a considerar es el tiempo que tarda la construcción de infraestructura nuclear avanzada, especialmente ante el aumento de exigencias producto de accidentes. Que un proyecto de generación tarde más de una década en su construcción es una desventaja competitiva que aumenta el nivel de riesgo del inversionista y el costo de oportunidad de dicha inversión[76]. Especialmente en un escenario en donde las disrupciones tecnológicas y los cambios en el marco regulatorio de los países cambian en forma radical en menos de una década.

En cualquier caso, resulta positivo es la reducción en los costos que presentan los nuevos proyectos en varios países aunque Japón tiende a ser el referente más relevante dada la naturaleza sísmica para Chile, sin embargo, las nuevas exigencias para el desarrollo de proyectos nucleares aún no es observable en ningún proyecto comercial, por tanto la incertidumbre de su efecto es alta[75].

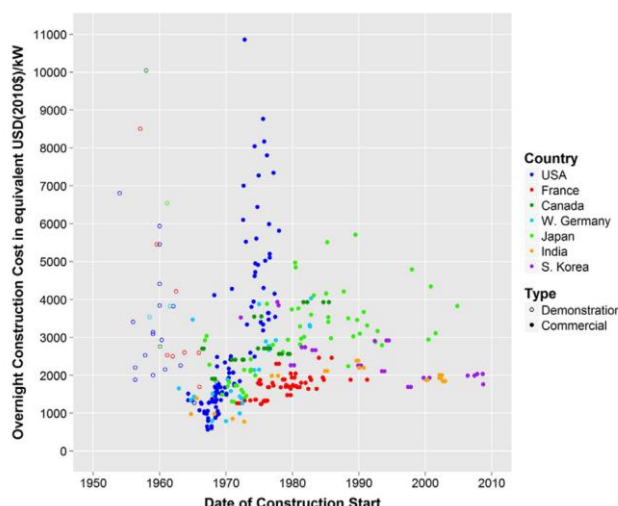


Figura 41: Costos (2010US\$) de construcción Overnight de reactores nucleares a nivel globales corregidos por GDP.

Si bien es cierto que las exigencias provenientes de combatir y mitigar el cambio climático resultan en una oportunidad única para el desarrollo nuclear, la realidad nuclear enfrenta un gran desafío; el acceso a financiamiento. Los niveles de riesgo de acceso a contratos de suministro, la existencia de tecnologías

alternativas con una mejor percepción social (reputación), la agresiva penetración de las energías renovables variables, las mejoras en eficiencia en la exploración y explotación de Shale gas, y las expectativas a la baja de los costos unitarios de tecnologías solares con almacenamiento y baterías hacen que los inversionistas y tomadores de decisión tiendan a optar por opciones distintas a la nuclear. Este escenario, relega o limita la opción nuclear a países de Asia y el norte de África en donde existe un profundo interés político del desarrollo de programas nucleares de potencia o la expansión de éstos.

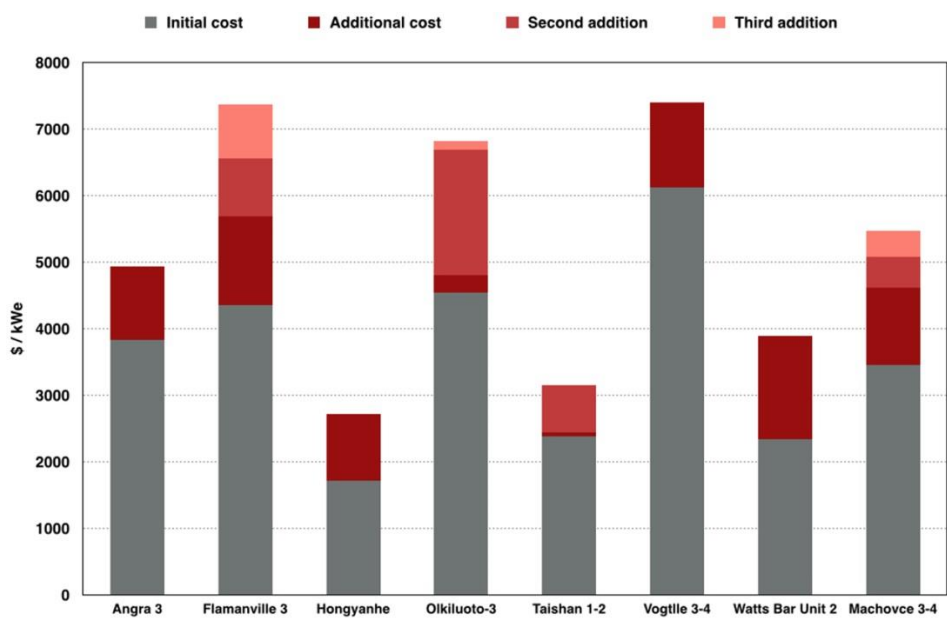


Figura 42: Costos de inversión de proyectos y sus componentes base [77]

Dado el escenario de riesgos de financiamiento resulta relevante conocer cuál es el actual mecanismo de financiamiento de los proyectos. El desarrollo de centrales nucleares dada la diversidad de riesgos que el proyecto enfrenta, cuenta con múltiples fuentes de financiamiento, las que van participando del negocio en la medida que este va superando las etapas más críticas. De la misma forma, los inversionistas que son parte del proyecto desde las etapas más prematuras del proyecto, tienen a ser quienes más altas tasas exigen a la rentabilidad del proyecto en desarrollo, o cuentan con potentes instrumentos de cobertura sumados a fondos soberanos o apoyos a través de garantías de suministro que son provistas generalmente por el estado. En cualquier caso, entre mayor sea el *equity* provisto mayor será la probabilidad de acceso a deuda a tasa preferente. De la misma forma los drivers que gatillan a un potencial participante en un proyecto (*equity*) son diversos pero el desarrollo de garantías a través de contratos de suministro y el respaldo son los mayores drivers. En cualquier caso para cada etapa es posible obtener diversos tipos de perfil de financiamiento e inversionistas (véase Figura 43).

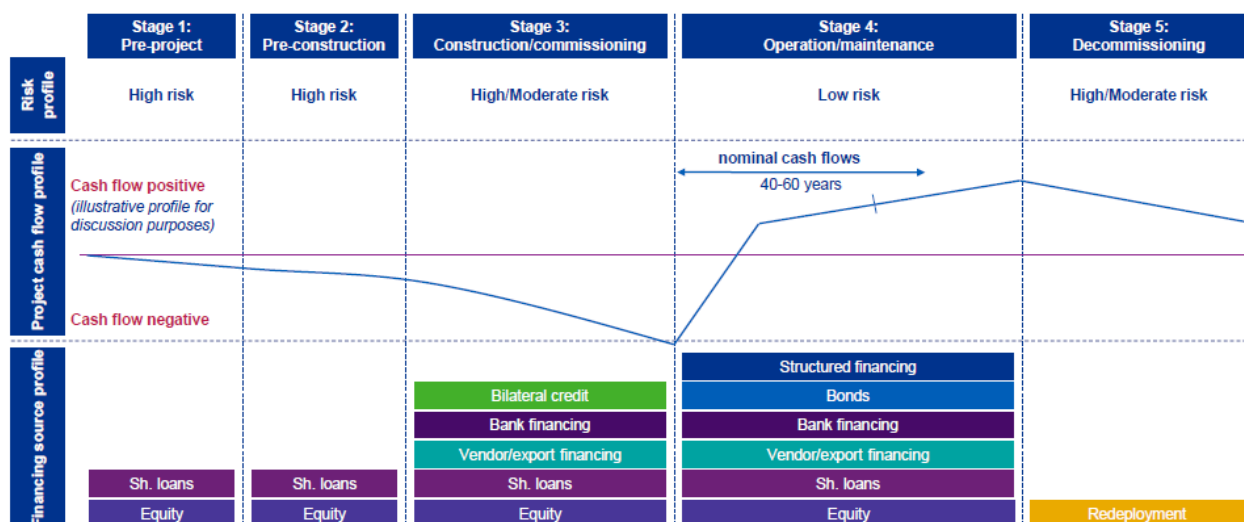


Figura 43: Fuentes de financiamiento a través del desarrollo de un proyecto nuclear. Fuente: KPMG, 2017

En la Tabla 2 se muestran 60 reactores que a marzo de 2017 estaban en construcción⁷⁴ [78], en 15 países con 22 reactores en construcción solo en China (actualmente 13 están en construcción y los restantes entraron en operación comercial). Aunque el interés de China en invertir en tecnologías bajas en carbono también se extiende a proyectos de energía solar y eólica siendo una política creciente a mayor escala que el desarrollo nuclear.

Es interesante observar que casi todas las plantas de energía nuclear que están actualmente en construcción operarán en mercados eléctricos regulados con un apoyo sustancial del gobierno [79]. El soporte puede ser en forma de contratos de compra de energía a largo plazo (PPA) o altas tarifas de electricidad, en aquellos casos que existe ausencia de subsidio gubernamental.

⁷⁴ Al mes de marzo de 2017. Fuente: IAEA-PRI

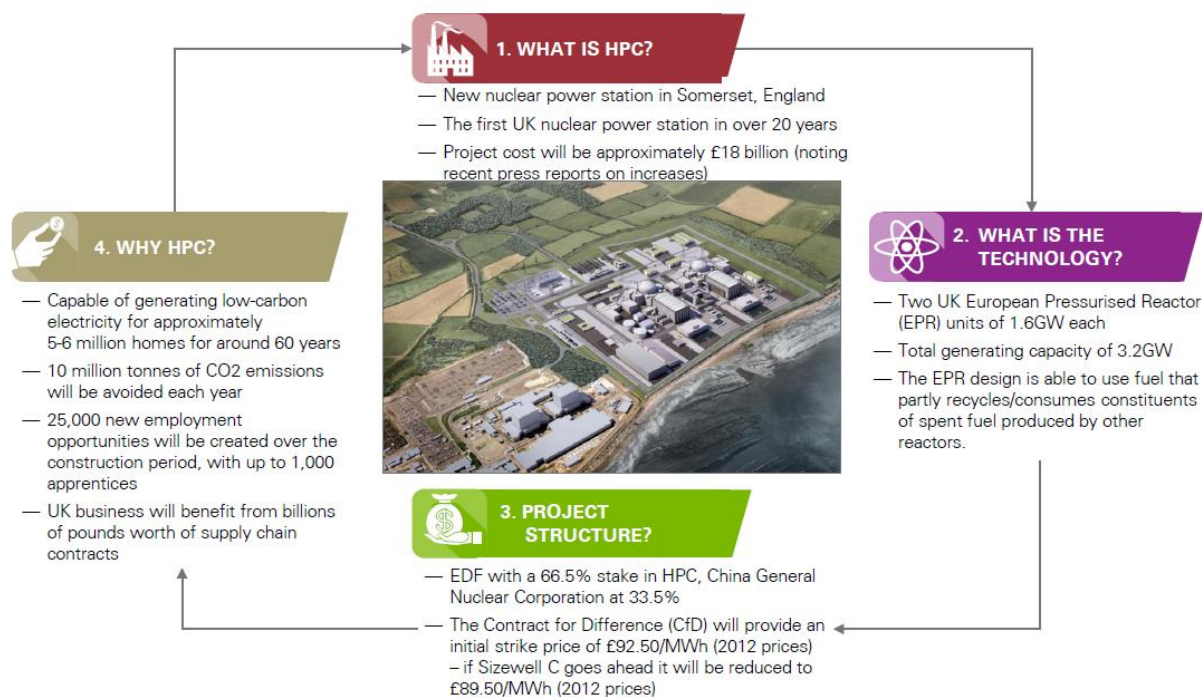


Figura 44: Estructura de financiamiento de Hinkley Point C en UK. Fuente: KPMG, 2017

Los ejemplos de diferentes formas de apoyo gubernamental incluyen la garantía de préstamo del US Department of Energy (DOE), para el proyecto de energía nuclear Vogtle de US\$6.500 millones [80], el CfD de 35 años del Gobierno del Reino Unido para Hinkley Point C y el acuerdo de cooperación con Hitachi y Horizon Nuclear Power para Promover la financiación externa para el proyecto de energía nuclear de Wylfa [68],[81].

Tabla 2: Reactores en construcción y su mecanismo de financiamiento a marzo de 2017. Fuente: IAEA-PRIS, N. (Barkatullah, A. Ahman et al, 2017)

País	Unidad (#)	MWe (netos)	Inicio de Construcción	Financiamiento/Modelo
China	22	20.500	2009–2015	Gubernamental/Vendor
Rusia	7	5520	1983–2010	Gubernamental
India	5	2990	2002–2011	Gubernamental/Vendor
USA	4	4468	1972–2013	Gubernamental/Vendor
UAE	4	5380	2012–2016	Gubernamental/Vendor
Corea	3	4020	2008–2013	Gubernamental
Pakistán	3	2343	2011	Gubernamental/Vendor
Belarus	2	2218	2013–2014	Gubernamental/Vendor
Japón	2	2683	2007–2010	Gubernamental/Otros
Eslovaquia	2	880	1985	Gubernamental/Financiamiento Corporativo
Ucrania	2	2068	1986–1987	En proceso de financiamiento
Argentina	1	25	2014	Gubernamental
Brasil	1	1245	2010	Gubernamental/Vendor
Finlandia	1	1600	2005	Gubernamental/Financiamiento Corporativo Project Finance (Mankala Model)
Francia	1	1600	2007	Financiamiento Corporativo

Un elemento que tuvo un efecto en el desarrollo de inversiones fue el accidente de Fukushima Daiichi en 2011. En efecto, el desastre de Fukushima fue otro revés importante para la industria nuclear. No solo afecta negativamente a la aceptación pública de la energía nuclear, sino que también aumenta los costos de inversión debido a las mejoras adicionales requeridas en materia seguridad [82]. El incidente sin embargo, trajo al interés público la necesidad de considerar y evaluar con mayores cuidados en los mecanismos de seguridad nuclear, particularmente los efectos potenciales de factores externos. En consecuencia, algunos países redujeron y pospusieron proyectos de energía nuclear. Otros países decidieron salir de sus programas nucleares (Alemania, por ejemplo). Mientras que otros como China, República de Corea, India, Reino Unido, Bielorrusia, Rusia, Emiratos Árabes Unidos y Pakistán, decidieron continuar con sus planes para construir reactores de energía nuclear. En el escenario chileno el avivado interés que se había generado producto de la crisis de gas argentino fue retraído totalmente posterior al incidente, quedando relegado a procesos de evaluación para una eventual consideración en la política energética que será desarrollada en 2020.

En algunos países, Fukushima también tuvo un impacto en la economía de la energía nuclear. La revisión de los procedimientos de concesión de licencias y la adopción de medidas de seguridad más estrictas, como la realización de más pruebas [83], llevaron a un aumento de los costos de capital y de operación así como una reducción de las expectativas de participación en la matriz energética. En los países donde la construcción nuclear sigue siendo una opción, los gobiernos cambiaron su interés por completo al reactor de Generación III o Generación III+ como resultado de la búsqueda de diseños que ofrezcan mejores características de seguridad. Sin embargo, el vaso medio lleno es que en algunos aspectos, Fukushima fue un claro recordatorio de que la seguridad nuclear es muy importante y que tales eventos en un país tendrían un impacto, en la sociedad y negativos efectos en la industria en general.

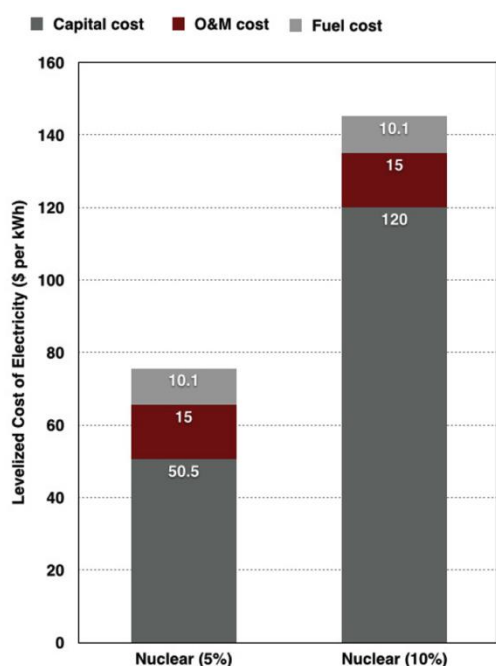


Figura 45: Costos Overnight para una central nuclear para distintas tasas de interés (WACC).

El costo de desarrollo en el caso de las centrales de energía nuclear está altamente influenciado por el alto costo inicial de capital. Dicha componente puede representar hasta un 80% del costo total anualizado. El 20% restante se distribuyen en el costo del combustible (incluido el enriquecimiento de uranio), el costo de operación y mantenimiento, y el costo de cierre y eliminación de desechos.

Existen múltiples razones para que las plantas de energía nuclear tengan altos costos de capital: el diseño en sitio de las estructuras, los que son complejo en su diseño y deben diseñarse y fabricarse con altos estándares de calidad para hacer frente a condiciones complejas de operación, como la operación a altas presiones o la irradiación. Otro elemento clave es la criticidad de la seguridad nuclear [68].

Los accidentes en las instalaciones nucleares, en particular los de gran impacto como *Three Mile Island*, *Chernobyl* y más recientemente, Fukushima Daiichi, han contribuido a mejorar los sistemas de seguridad agregando otra capa de defensa o

complejidad, lo que se ha traducido en un incremento en el costo de capital. Por ejemplo, los diseños de EPR⁷⁵ se basan en el concepto de "redundancia" donde existen múltiples "trenes" idénticos de componentes críticos para reducir el riesgo de falla. Esto resulta en un mayor número de componentes, complejidad y, eventualmente, costos de capital [84].

Sin embargo existe gran incertidumbre acerca si lo que se conoce como "*Overnight Cost*" realmente incluye todas las componentes de costo. Las dudas surgen principalmente por el costo de los proyectos actualmente en construcción en China y otros países asiáticos. Si bien se reconoce que las condiciones propias del país permiten la reducción de precios en varias componentes de costo, persisten dudas sobre su consistencia.

En materia de acceso a tasas preferentes de financiamiento, ellas dependen de las características propias del país [85], la realidad del mercado, el acceso a contratos y demás componentes discutidas en secciones anteriores. En el escenario chileno, si bien se goza de gran reputación, existen dudas razonables para brindar financiamiento a una iniciativa privada en materia nuclear.

Si bien este es un tema relevante, resulta prematuro pronunciarse sobre ello. Sin embargo, el efecto de un cambio de tasa desde la actual WACC de mercado (entre un 5.0% y 6.5%) para el sector generación (en un esquema *debt/equity* de 70/30) a una de dos dígitos, implica duplicar el costo de unitario de inversión. Esto es de la mayor relevancia debido a que dada la complejidad del desarrollo de un programa nuclear de potencia para un *newcomers* resulta altamente relevante que la tasa exigida a un proyecto sea más cercana a los dos dígitos que a la actual tasa ofrecida en el sector.

A lo anterior se le suman medidas de mitigación de riesgo adicionales en cada una de las fases, lo que lleva al desarrollo de proyectos llave en mano, la toma de instrumentos de cobertura (seguros), la solicitud de requerimientos de liquidez, boletas de garantía, PPAs, entre otros.

Si nos trasladamos al escenario nacional, ya en el año 1973 se comenzaba a escuchar la tecnología nuclear como una de las posibles alternativas para la diversificación de la matriz energética. En abril de 1974 se iniciaron los estudios en la materia por parte de la CCHEN y la CNE. Al Gobierno Supremo se le entregaron los decretos de esa época que incluían las posibilidades y necesidades que gatillaban la necesidad de la instalación y operación de centrales núcleo-eléctricas.

Los estudios dieron a su vez origen a una serie de actividades conducentes al desarrollo y construcción de una central nuclear de 900 MW de capacidad instalada. En ese momento fue considerado como un "objetivo nacional de importancia para el desarrollo y aprovechamiento de los recursos naturales actualmente en explotación" cuyos énfasis fueron el entrenamiento, estudios preliminares y evaluación de alternativas. Para lo cual en 1978 en los "Programas Ministeriales" el Supremo Gobierno asigna como tarea a la CCHEN la formación de personal especialista en centrales nucleares, realizar estudios en emplazamiento de centrales nucleares y actualizar estudios de factibilidad técnico-económica sobre la construcción de centrales nucleares

Sin embargo, parte de los resultados de los estudios realizados por la CNE en 1979 concluyeron la necesidad de postergar dicha decisión a 1985 lo que en términos prácticos llevaba a que su materialización fuese a fines

⁷⁵ El EPR (Evolutionary Power Reactor) es un diseño de reactor de agua presurizada de tercera generación (PWR). Ha sido diseñado y desarrollado principalmente por Framatome (parte de Areva entre 2001 y 2017) y Électricité de France (EDF) en Francia, y Siemens en Alemania.

de la época de los 90; lo anterior, debido al aumento escalonado de los costos de desarrollo de los proyectos de la época.

En ese entonces las proyecciones del costo de la energía para la época de los 90' estaban entre los 55 -60 US\$/MWh y la tecnología de expansión del sistema era el carbón y la condición de borde permitía el ingreso de centrales PWR de 900 MWe y CANDU de 850 MWe cuyo LCOE total (costos sísmicos, financieros, impuestos, transporte, subestaciones, conexión, construcción, operación, manejo de residuos y desmantelamiento) estaba en torno a los 60 US\$/MWh

También se consideraba el desarrollo del negocio de enriquecimiento de combustible de manera de aprovechar la disponibilidad del recurso (uranio natural) lo que llevaba a usar como alternativa de central la tecnología de agua pesada como moderador. De allí se direcciona una política asociada a la gestión de combustibles

- a) Desarrollar la tecnología de fabricación de combustible nuclear de óxido de uranio natural
- b) Capacidad de producir agua pesada para suplir las necesidades correspondientes al consumo por pérdidas de reactores de uranio natural y agua pesada
- c) Con el fin de producir y de probar adecuadamente el combustible producido, construir un reactor de ensaye de materiales de uranio natural y agua pesada de 10 MWt

A su vez y con el fin de ganar la experiencia requerida en tecnologías nucleares, se decidió en su minuto contratar consultores extranjeros para la evaluación de los detalles y potenciales desafíos que pudiesen presentarse.

La revisión de los distintos estudios que han sido realizados desde esa época hasta aquellos realizados en la última década han dejado un abanico de opciones que hace complejo identificar cual es la realidad de los costos detrás de esta tecnología, lo que sumado a desarrollo de simulaciones que promueven el desarrollo de sistemas y tecnologías particulares que podrían estar sobre estimado las expectativas de costos.

La experiencia de las últimas dos décadas en el mercado eléctrico, nos invita a reconocer la dinámica del mercado eléctrico y cómo éste ha sido capaz de responder a las distintas crisis que ha enfrentado, sumado a la profunda disrupción de nuevas tecnologías ha transformado la visión de los inversionistas. Son mucho más adversos al riesgo y al mismo tiempo más abiertos a nuevas tecnologías. También reconocen la necesidad de la sustentabilidad de los proyectos y su relación con una sociedad altamente empoderada.

Más aún es claro que la dinámica reciente del sector eléctrico nos invita a ser más cautelosos respecto al desarrollo futuro, ya que sus ciclos económicos son cada vez más cortos. En un hecho que en los últimos 15 años el mercado energético mundial se ha re-escrito por completo.

Resulta importante entonces direccionar los análisis en una medida que observe el costo de desarrollo comparativo frente a las tecnologías 24/7 con las que se competiría en la base del sistema

El boom de las energías renovables intermitentes y su llegada a la madurez es una gran noticia para el mundo, es un cambio de paradigma que ha llegado para quedarse. Así mismo el arribo de nuevas tecnologías y productos al interior del mercado. La tecnología nuclear también ha experimentado cambios y el desarrollo de nuevas formas de aprovechamiento y reducción de las unidades es una de ellas.

En cualquier caso, las tecnologías disponibles resultan una clara y competitiva opción para la diversificación de la matriz energética siendo está perfectamente competitiva con sus pares como la hidroelectricidad a larga escala, la concentración solar, los ciclos combinados a gas y las baterías; tecnologías que tendrán un rol activo durante el proceso de des-carbonización de la matriz energética siendo las centrales nucleares compatibles con los actuales desafíos frente al cambio climático

Los estudios previos han señalado que en términos de riesgos en materia regulatoria son menores en la medida que guardan relación con la incorporación de la tecnología nuclear al marco regulatorio y la necesidad de la modificación de la estructura organizativa de la institución existente. Más aún en un ambiente competitivo como el desarrollado en el segmento generación en el mercado eléctrico chileno, los desafíos a enfrentar por parte de un proyecto de esta naturaleza guardan mayor relación a dos grandes frentes:

- Competencia en términos de inversión frente a las tecnologías base no intermitentes (24/7)
- Aceptación pública y voluntad política
- Certeza regulatoria en materia de seguridad y procedimientos en materia de licenciamiento por parte del regulador de manera de mitigar los riesgos de retraso de los proyectos

La creación de una nueva Ley Orgánica para La Comisión Chilena de Energía Nuclear tiene varias implicaciones:

La primera de ellas guarda relación con su operación en al menos dos grandes entes. El Primero de ellos sería un nuevo ente regulador o Comisión Reguladora de Asuntos Nucleares la que se constituye en un ente transversal que incorporará al menos áreas como medicina, minería, energía, agricultura, gestión de desechos y combustibles. Debiese ser un ente que interactúa de manera similar a como lo hace la Comisión Nacional de Energía con la SEC.

El otro gran ente debiese ser una suerte de Agencia de Investigación y desarrollo estratégico en asuntos nucleares la que se enfocaría y tomaría las actuales funciones no regulatorias de la CCHEN sumado a su rol de monitorear, analizar la evolución de la tecnología nuclear de potencia identificando potenciales oportunidades de la generación nucleoelectrónica en el mercado eléctrico chileno. La creación de este nuevo organismo resulta en una sana metodología para la modernización institucional que se está desarrollando en forma transversal en todas las instituciones del estado. Esto entregaría la flexibilidad necesaria requerida en la modernización, creación de capital humano especializado y eliminar las múltiples normativas en materia de gestión organizacional que existen en instituciones de larga data. Sin duda habrá desafíos especialmente la gestión de personas por lo que será necesario un proceso de armonización organizacional que permita una sana transición especialmente con el capital humano de más larga tradición, cuyas metodologías de trabajo y formas de experiencia laboral estén lejos de las características más dinámicas del mundo moderno.

Desde el punto de vista del desarrollo del negocio energético la separación de los roles es clave para el ingreso de actores privados a un eventual mercado de energía nuclear, esto es esencial. El segmento generación del mercado eléctrico es 100% privado aunque con los recientes cambios legales resulta posible que el estado pueda participar de este segmento. Sin embargo, todos los actuales acercamientos al negocio de energía han sido descartados esencialmente por dos grandes razones:

- El uso estratégico de los recursos del estado en proyectos e inversiones que maximicen la rentabilidad del estado, minimicen sus riesgos, sean de extrema interés público y que, por razones diversas, los privados tengan incapacidad de participar en forma individual.

- En un ambiente altamente competitivo, el estado no es el mejor negociador ya que tomar posición implica reducir márgenes que en otros sectores pueden ser obtenidos minimizando el riesgo de pérdida de margen. El segmento generación ha experimentado reducciones sin precedentes en sus ofertas, lo que se transforma en un enorme desafío ya que los márgenes de las empresas del sector han sido corregidos a la baja en orden de ser competitivos. El estado sin experiencia y tomador de precio y tecnología tiene mayores costos de transacción lo que reduce enormemente sus posibilidades de acceder a contratos, ya sea en el mercado regulado como con los clientes no sujetos a regulación de precio.
- Chile se encuentra en una etapa en donde el volumen de inversión en el sector energía es elevado. Por otra parte las necesidades de nueva inversión de corto y mediano plazo son bastante bajas. En una medida estamos experimentando un fenómeno de sobre oferta de energía costo-efectiva de bajo costo de inversión y operación, esto sin duda se transforma en una barrera a la entrada de inversiones intensivas en costos de capital, escenario que probablemente se mantenga al menos una década.

Oportunidades de contratación de un proyecto nuclear

El cierre financiero de un proyecto de generación es sin duda uno de los mayores desafíos que enfrenta un proyecto de generación. En esa etapa existe una lucha constante entre el conseguir contratos de suministro que demuestren que el proyecto es sustentable por sí mismo y por otro lado la demostración que se cuenta con el financiamiento suficiente para desarrollar el proyecto y con ello generar la confianza suficiente para que una empresa decida comprar energía.

En el mercado eléctrico chileno como se indicó en apartados anteriores, es posible vender energía y potencia a través de contratos de suministro de electricidad, en el mercado mayorista y a través de la participación en licitaciones de suministro regulado.

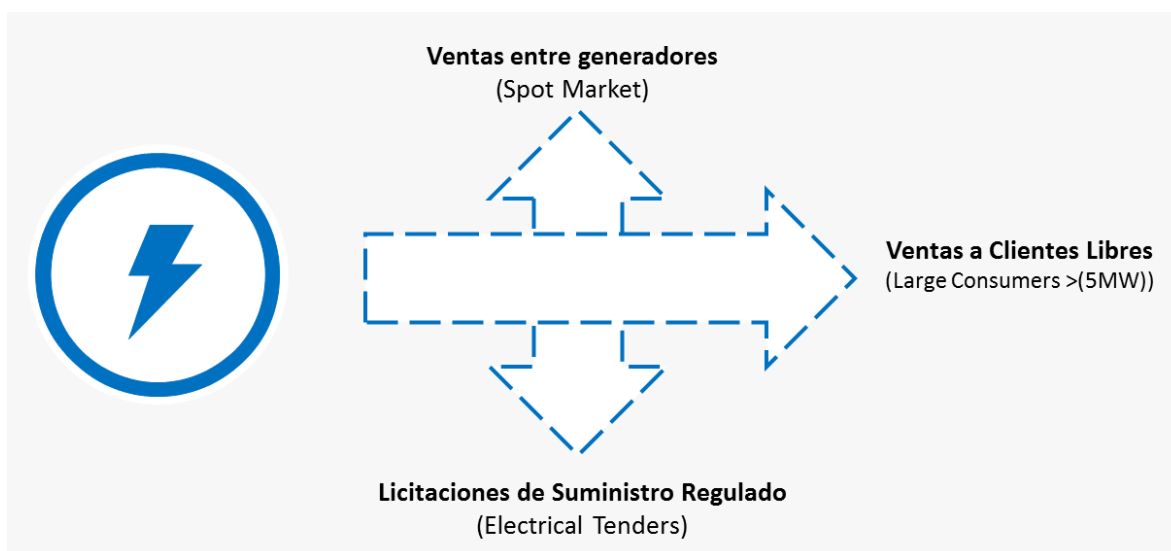


Figura 46: Relaciones entre generadores y la demanda.

En este sentido y dependiendo del tamaño del proyecto, los inversionistas siempre buscan asegurar el flujo de capital a través de contratos de suministro, de forma de evitar el riesgo spot y segundo que en la

actualidad la alta penetración de energías renovables ha reducido en forma relevante los niveles de precio en el mercado mayorista. En este sentido, una empresa que está expuesta en forma exclusiva al mercado spot no será capaz de recuperar sus costos a menos que el costo de desarrollo promedio de la tecnología asociada sea infra-marginal, es decir sea igual o menor al costo marginal.

En el pasado las licitaciones de suministro permitían garantizar el desarrollo de los proyectos ya que los precios medios de adjudicación permitían recuperar los costos asociados a dichas tecnologías. Sin embargo en los dos últimos procesos licitatorios los precios medios de adjudicación han estado marcados por las tecnologías ERV, particularmente solares y eólicas. Los mencionados niveles de precio, que son no solo altamente competitivos sino que además muy por debajo de los niveles de costo de desarrollo de tecnologías convencionales y muy lejos del *spread* de los costos de desarrollo de las distintas tecnologías nucleares.

Lo anterior no es un tema menor, ya que ha dejado varias dudas en el sector generación, respecto a si dichos niveles de precio son realmente suficientes para recuperar los costos de inversión asociados. Sin contar con los distintos desafíos asociados a los requerimientos adicionales para la segura y suficiente operación económica del mercado; lo que ha centrado los desafíos del sector a la valorización de la flexibilidad y los servicios complementarios.

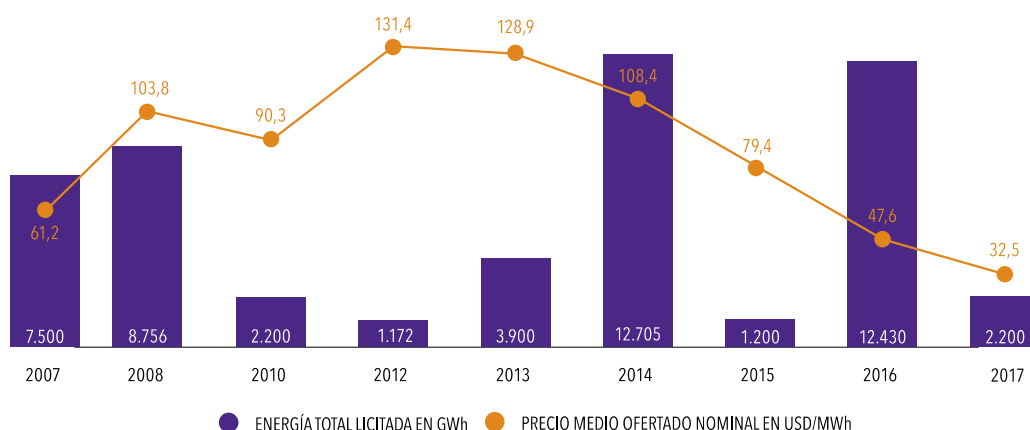


Figura 47: Evolución de precio medio de adjudicación (ofertado) vs. Niveles de energía

Este tema es de la mayor relevancia para el desarrollo de un programa nuclear de potencia, ya que incluso utilizando las mejores y más optimistas expectativas de reducción de costos de desarrollo de los proyectos nucleares, las diferencias en términos unitarios pueden ser de hasta 5 veces. Superar la barrera de los costos de desarrollo resulta fundamental para que exista una real oportunidad de desarrollo de un proyecto nuclear en un ambiente de mercado como el chileno.

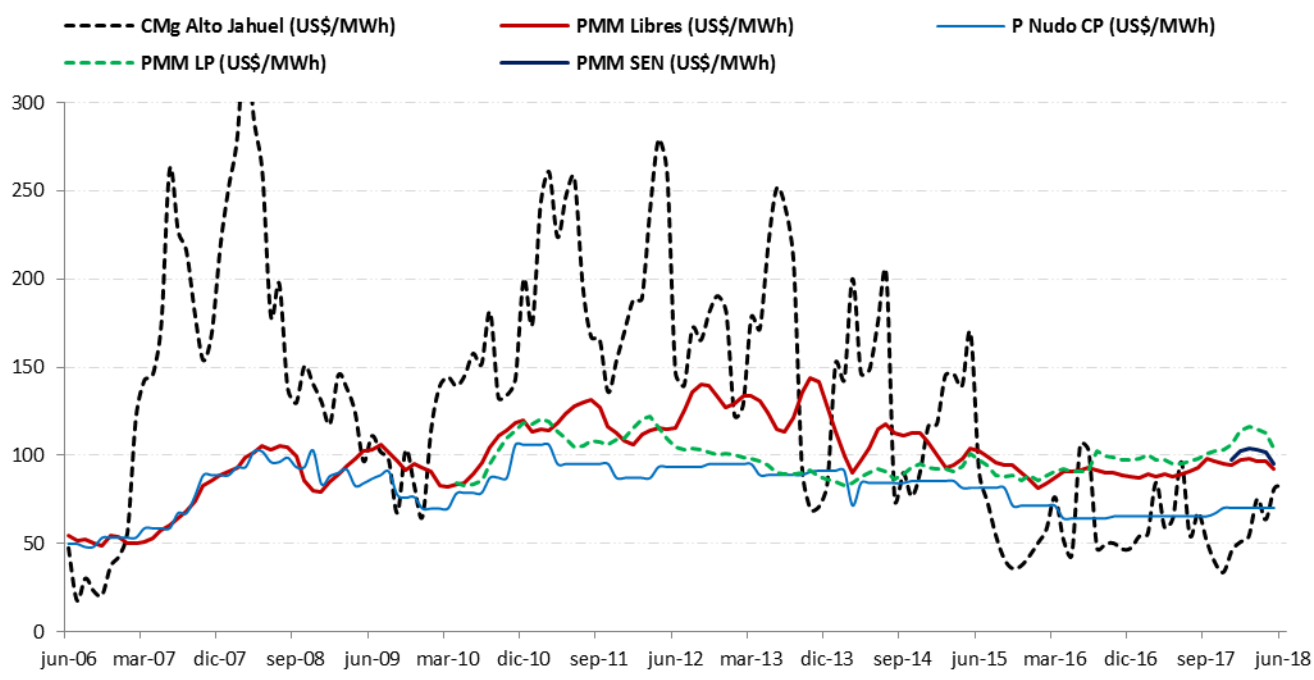


Figura 48: Evolución de los costos marginales del SIC y el SEN y el precio medio de mercado para el periodo 2006 - 2018

La situación es un tanto similar en el mercado de contratos, desde el 2015 el precio medio de los contratos (libres y regulados) ha estado por sobre el costo marginal del sistema, lo segundo es que desde el 2016 han comenzado a internalizarse las bajas en el costo de desarrollo de las tecnologías y la llegada de mayor competencia al sector, reflejándose además las condiciones de precio de las dos últimas licitaciones reguladas (que se verán reflejadas desde el 2022) en el mercado de corto plazo. En efecto, condiciones de precio de cierre de contratos de mediana duración (4 -8 años) sobre un a valor medio de 50 US\$/MWh en la componente de energía, lo que representa cerca de un 40% menos si se compara con los niveles actuales de los contratos de suministro regulado vigentes.

Este escenario trajo como consecuencia una migración masiva de clientes desde el mercado regulado al mercado libre. Entre 2016 y 2017 cerca de 3.000 GWh regulado se migraron al mercado libre. Y la CNE el pasado 24 de julio de 2018, estimo en 4.230 GWh adicionales para el periodo 2018-2019. Estos resultados llevaron a evidenciar un fenómeno de sobre contratación regulada de corto plazo; así como una reducción en la expectativa de ingresos de las empresas que suministran al mercado regulado, cuyos efectos más fuertes se reflejan en los nuevos actores que cuentan con menores volúmenes contratados. Como consecuencia sus niveles de ingreso se podrían reducir en cerca de un 30% ya que el fenómeno de migración se le suma un menor nivel de demanda si se compara con el proyectado al momento de adjudicarse la energía.

Este es un tema importante y representa uno de los principales riesgos de las licitaciones reguladas: Los contratos de suministro regulado carecen de cláusulas *Take or Pay*, por lo tanto, variaciones en los niveles de demanda son absorbidos o son parte del riesgo que deben experimentar los generadores, en cuyo caso, contar con niveles bajos de contratación, deja en un alto nivel de exposición los flujos del generador. Lo que podría traducirse en su incapacidad de pagar deuda. Este tipo de riesgos es internalizado por los bancos y fuentes de financiamiento a través de un aumento en la tasa.

El segundo punto que pesa mucho en términos de la participación en el mercado regulado guarda relación con el momento en el que se ingresa al mercado. Actualmente al interior del mercado eléctrico es posible firmar contratos de suministro regulado por una duración de hasta 20 años.

Otros elementos relevantes para el desarrollo nuclear en el mercado eléctrico

Uno de los elementos más relevantes que actualmente se encuentra en evaluación es la cuantificación de los costos más relevantes asociados a la prestación de servicios de flexibilidad por parte del sector generación, esto es, aquellos necesarios para la correcta y eficiente operación del sistema eléctrico determinados en función de las expectativas de grado de penetración de fuentes de energía variable (“ERV”) en el tiempo, entre otras variables. Pese a esto la mayoría de éstos análisis se realizan en un horizonte de mediano plazo, dada la necesidad de cierto grado de certezas y el alto grado de incertidumbre en el muy largo plazo.

En la actualidad y en el marco del mercado eléctrico chileno, el concepto de flexibilidad se debe entender como la capacidad del sistema eléctrico para responder a los cambios en el equilibrio de la oferta y la demanda de una manera eficiente en tiempo y costo; y cuyas fuentes de flexibilidad pueden ser:

- (i) tecnologías de generación que pueden ser encendidas, apagadas y controladas con frecuencia;
- (ii) respuesta de la demanda (*Demand response*);
- (iii) tecnologías de almacenamiento;
- (iv) interconexiones regionales.

La mayoría de los estudios y avances en esta materia se han concentrado en la flexibilidad que puede ser aportada por la generación; siendo esta aquella que en el corto y mediano plazo es mayormente accesible para el sistema.

En la actualidad se estima que de aquí al 2030 se proyecta una expansión dominada por las fuentes de generación variables alcanzando una capacidad instalada conjunta que fluctuaría entre los 9.000 MW – 16.000 MW a 2030 [86]; lo que representa niveles de inversión entre los US\$8.000 y US\$18.000 millones de dólares representando en términos de generación entre un 37 y hasta un 47% del suministro de energía al 2030⁷⁶.

Esto es relevante para el desarrollo nuclear en la medida que este aporte de generación ERV sumado a otras fuentes renovables (hidroeléctrica y otras), permitirían reducir el aporte termoeléctrico a un 25% del consumo (actualmente supera el 50% a nivel nacional) en condiciones de hidrología media. Considerando además que este escenario no considera el proceso de des-carbonización de la matriz. En dicho escenario además de verificado que la operación termoeléctrica flexible proyectada no excede la normativa de emisiones en la partida regulada mediante el DS13, que establece límites de emisiones de gases contaminantes (CO₂, NO_x y SO_x) y el porcentaje del tiempo en que estos límites pueden ser violados para cada tecnología y antigüedad. En el caso de la reforma tributaria no se observan mayores efectos en el despacho económico, ya que este tributo no es considerado dentro de los costos variables declarados al operador del sistema eléctrico nacional.

⁷⁶ Resultados del estudio Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes, desarrollado por PSR y Moray para la Asociación de Generadoras de Chile. Marzo de 2018

Ahora bien, en términos tecnológicos antes del 2030 no se observan valores competitivos para tecnologías de almacenamiento como baterías o centrales de bombeo, ni tan poco se esperan desarrollo de nuevas centrales hidráulicas de gran envergadura más allá de aquellas que se encuentran en construcción:

- Alto Maipo (531 MW , 5740 US\$/kW)
- Los Cóndores (150 MW, 4.400 US\$/kW)

Nótese que las centrales hidráulicas se encuentran en rangos de inversión similares a los de un desarrollo nuclear en donde dados los bajos costos variables nucleares, resultando posible que bajo ciertos escenarios futuros exista costo-eficiencia; especialmente porque la siguiente tecnología (ciclos combinados a gas licuado) podría presentar distintos escenarios de precio de combustible, dejando la tecnología nuclear en medio de estas dos alternativas tecnológicas. Sin embargo, tal y como fue revisado en la sección de actualidad tecnológica, con la tecnología de generación de electricidad que realmente podría competir una central nuclear de potencia son los concentradores solares de tipo torre con almacenamiento a través de sales fundidas.

En efecto, los recientes estudios realizados por el Coordinador[72], la academia[87], consultores[88] del sector y la industria eléctrica en general [86], son consistentes en términos de cuáles son las distintas opciones que existen para la expansión de la matriz de generación como complemento al desarrollo de o aquellas que pueden ser adoptadas en el proceso de descarbonización de la matriz y el cumplimiento de las metas establecidas en la Política Energética Nacional al 2050.

Síntesis de los desafíos regulatorios y mercado: ¿cómo seguimos?

Uno de los mayores desafíos para los mercados eléctricos en el mundo entero, es ser capaces de evitar dañar el medio ambiente ofreciendo al mismo tiempo el más alto nivel de seguridad, confiabilidad, competitividad, sostenibilidad y accesibilidad, avanzando así hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones.

El desarrollo de las distintas políticas energéticas a nivel mundial ha avanzado en esa dirección y de cierta forma han sido altamente permeados por los compromisos frente al cambio climático, la electromovilidad y la necesidad de mejorar la calidad del aire en las principales ciudades de mundo. Chile no es la excepción (véase Figura 49) a esta realidad, más aún, presenta serias complejidades en un número importante ciudades capitales en materia de calidad del aire [89], acondicionamiento térmico y contaminación [90].

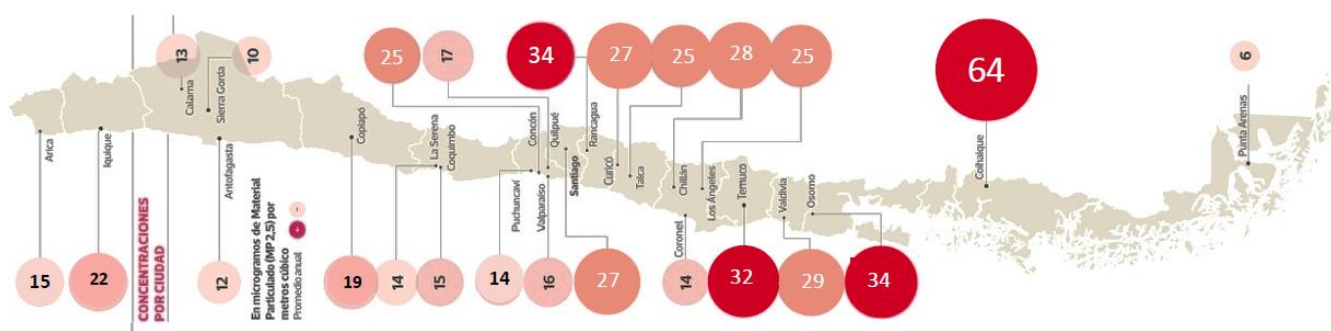


Figura 49: Microgramos de Material Particulado (MP 2.5) por metro cúbico promedio anual en el territorio chileno⁷⁷ [91].

Hoy todo nos lleva a pensar que los objetivos de reducción de carbono serán un factor clave, con políticas energéticas y climáticas nacionales e internacionales que brinden orientación para futuras decisiones de inversión. Si bien existe un acuerdo acerca de la necesidad de descarbonizar el sector de la energía eléctrica para mitigar el cambio climático, sigue habiendo una considerable incertidumbre y debate sobre la contribución relativa de varias tecnologías bajas en carbono en los sistemas de energía en el futuro.

Encontrar la combinación óptima o el portafolio óptimo de inversiones que permita en un ambiente de carbono restringido cumplir con los criterios o atributos de un mercado eléctrico moderno es un desafío aun en debate con múltiples opciones y estrategias para resolverse. La combinación óptima de tecnología en un entorno restringido de carbono dependerá de las características de las tecnologías energéticas individuales empleadas.

La tecnología nuclear es una opción factible para el avance en los procesos de descarbonización de las matrices de generación en el mundo entero. Es por tanto una herramienta más dentro del pool de estrategias de diversificación que pueden ser apoyadas a partir de las Políticas Energéticas de los países, brindando las condiciones adecuadas para su penetración; siempre y cuando se cumplan los criterios de desarrollo de la tecnología así como las condiciones propias de mercado.

Si bien las políticas gubernamentales y los modelos comerciales seguirán evolucionando, nuestro objetivo aquí es examinar el papel que la energía nuclear puede desempeñar en un mercado de la electricidad cero carbono al 2050, o sí consideramos el reciente informe de IPCC cómo limitar llegar a un 1.5° C de aumento de

⁷⁷ Infografía La Tercera 15 de febrero, 2015.

la temperatura del planeta en 2040, el desafío se vuelve aún más complejo y las oportunidades de la energía nuclear podrían aumentar.

En esta medida conocer las perspectivas a largo plazo para la energía nuclear en un mercado de electricidad descarbonizada bajo diferentes escenarios tecnológicos en el caso chileno resulta clave antes de abordar el marco para que ello sea posible. Lo que lleva de inmediato a una pregunta: ¿Cuál debería ser el costo de la tecnología nuclear para que la energía nuclear desempeñe un papel en la matriz energética chilena?

El costo de desarrollo de las tecnologías de generación (LCOE), es una medida ampliamente utilizada para comparar los costos de generación de electricidad, aunque no valora adecuadamente la producción de energía despachable y baja en carbono a nivel del sistema; y tampoco permite una adecuada métrica cuando resulta necesario evaluar los costos de integración del sistema. Sin embargo, en Chile tanto la academia, la industria, el operador del sistema realizan constantes análisis que entre otros consideran el efecto de la integración de energía renovable variable. Pese a esto el LCOE es una buena métrica exploratoria cuando se comparan tecnologías que proveen productos similares (ejemplo: CSP con almacenamiento, CCGT, Nuclear, hidroelectricidad)

Hoy en día, el mundo produce tanta electricidad a partir de la energía nuclear como la suma de todas las fuentes de generación a principios de la década de los 60s. Las centrales nucleares suministran el 11% de las necesidades globales de electricidad, con 450 reactores en ubicados en 32 países. La capacidad instalada de generación de energía eléctrica de los reactores nucleares comerciales en todo el mundo asciende a más de 392 GW. Cerca de 55 reactores de energía nuclear están en construcción, lo que equivale al 16% de la capacidad nuclear existente⁷⁸. Sin embargo, en algunos países (por ejemplo, Eslovaquia, Ucrania) la construcción de las nuevas plantas se ha retrasado durante muchos años, mientras que en los Estados Unidos, los planes para construir dos nuevos reactores en la V.C. *Summer Nuclear Generating Station* en Carolina del Sur fueron canceladas a fines de cancelaron en 2017.

Los anteriores son solo ejemplos acerca de la experiencia reciente en el desarrollo y construcción de proyectos de generación nuclear, son una muestra que resulta representativa en la realidad del mercado nuclear. En efecto, en los Estados Unidos y Europa se han demostrado fallas reiteradas en los procesos e hitos conducentes a la construcción de proyectos la mayoría de ellos asociados en términos de su capacidad para entregar productos a tiempo y dentro del presupuesto estimado para ello. La necesidad de reducir el tiempo de puesta en servicio de las unidades de generación, los que a su vez redundan en sobrecostos, junto con la necesidad de reducir en forma significativa los costos de capital de la tecnología nuclear de potencia son dos de los pilares más desafiantes de la industria nuclear.

En este sentido, resulta entonces necesario el uso de mejores y más sofisticadas prácticas en gestión de proyectos de manera de aumentar la probabilidad de éxito en la ejecución y entrega de nuevas plantas de energía nuclear, entre las recomendaciones realizadas en 2018 por el MIT⁷⁹ se encuentran[32]:

- a) Incremento en la ingeniería base y de detalle en las etapas previas al proceso de construcción.
- b) Mejoras en la trazabilidad en la cadena de suministro, a través de empresas debidamente certificadas y licenciadas junto con una mano de obra calificada que sea verificable;

⁷⁸ ©IAEA, Nuclear Power Reactors in the World, 2018 Edition

⁷⁹ <http://energy.mit.edu/research/future-nuclear-energy-carbon-constrained-world/>

- c) Incorporación de la industria (fabricantes y constructores) en equipos de diseño en las primeras etapas del proceso de diseño del proyecto para asegurar que los sistemas, estructuras y componentes de la planta estén diseñados para una construcción y manufactura eficiente a los estándares relevantes existentes en la industria;
- d) Definición clara del rostro visible del proyecto, con experiencia probada en proyectos anteriores, con un claro modelo jerárquico que gestiona y controla los procesos propios así como los múltiples subcontratistas independientes que surgen en proyectos de esta envergadura;
- e) Alineamiento de los incentivos en todo el proceso del proyecto. Establecer una estructura de contratación que garantice que todos los contratistas tengan un interés personal en el éxito del proyecto en los tiempos para los que este ha sido estimado.
- f) Creación y habilitación de un entorno regulatorio flexible que permita realizar pequeños e imprevistos cambios en el diseño y la construcción de manera oportuna y sin necesidades de cambios de naturaleza legal que impliquen atrasos en el proceso de construcción y puesta en servicio de futuros reactores. Aquí resulta necesario definir qué significa pequeño y cuáles son las condiciones que ameritan este tipo de flexibilidad sin que ello afecte la normativa ambiental y se seguridad nuclear que exista en su momento.

El análisis de la experiencia internacional en materia de diseño de marco regulatorio en temas nucleares es un tema de la mayor relevancia. La elección de aquellos países convenientes a considera o cuáles de ellos resultan más convenientes es sin duda compleja. Lo anterior radica en la naturaleza del mercado eléctrico chileno, la naturaleza sísmica de nuestro país, las vulnerabilidades propias de naturaleza antropogénica así como la resiliencia necesaria para enfrentar desastres naturales.

Es así como Rusia puede ser un candidato en temas de experiencia en procesos de licenciamiento, pero al mismo tiempo resulta poco conveniente para abordar temas de seguridad y diseño instalaciones nucleares en países sísmicos. Canadá destaca por sus flexibilidad y operación entre leyes de carácter global a que aquellas propias de las regiones en donde se emplazan los proyectos. El Reino Unido por su parte destaca por ser uno de los pocos países que cuenta con un programa nuclear muy activo así como el desarrollo de investigaciones en tecnologías avanzadas. Por su parte Japón resulta ser un país del mayor interés para Chile de cara al diseño de un marco regulatorio en materia nuclear con un fuerte foco en la seguridad, no solo por la similitud de este en referencia al tipo de riesgos frente a desastres naturales sino que además por las lecciones aprendidas por parte del más reciente accidente nuclear en Fukushima Daiichi. Sus investigaciones y causas fueron claves en una reforma que llevó al desarrollo de un regulador independiente que dentro de sus pilares busca:

- evitar presiones de naturaleza política y económica en la toma de decisiones, así como aquellas propias de los ciclos políticos;
- mantener independencia a pesar de tener relaciones profundas de naturaleza multisectorial y convivir con múltiples instituciones gubernamentales en donde en ocasiones los límites, responsabilidades y ordenes de prioridad no están suficientemente claros o pueden contraponerse
- el desarrollo de una institucionalidad transparente con claros accesos a la información, así como el diseño de metodologías especialmente en procesos de licenciamiento y relaciones con los proveedores de éstas tecnologías.
- armonización y coherencia regulatoria. En efecto, cuando existen de múltiples organizaciones relacionadas a un mismo proceso se producen problemas de coordinación, de responsabilidades y de definiciones acerca de cuál es el orden correcto para el desarrollo de una política determinada

Un elemento importante que es relevante destacar, representa el hecho de reconocer que aunque es de la mayor relevancia el contar con una sólida estructura regulatoria, ésta no necesariamente garantiza un adecuado desempeño ante potenciales accidentes y cómo estos son abordados. Por tanto, una adecuada

estructura regulatoria es sólo uno de los elementos de la larga lista a considerar en los complejos sistemas asociados con la seguridad nuclear.

Se observa que a nivel internacional, si bien existe aún una limitada pero potente inversión en el desarrollo de tecnología nuclear de potencia, también existe cierta prudencia respecto de los niveles de participación en la matriz de generación. Entre los países más relevantes para Chile en esta materia se encuentra Japón, el que presenta similitudes en referencia a los riesgos de origen natural (sismos, tsunamis, erupciones volcánicas, incendios forestales, lluvias intensas e inundaciones, sequías) más aquellos de origen antrópico que son transversales al sector ya que subyacen en el actuar y proceder del ser humano⁸⁰.

Similar a Chile, Japón es un país con recursos fósiles limitados, lo que lo lleva importar casi todos sus combustibles fósiles para sostener la actividad económica. La participación en la matriz energética por parte de fuentes amigables con el medio ambiente se vio reducida posterior al accidente de 2011, por la dramática caída de la generación en base a energía nuclear (véase Figura 50).

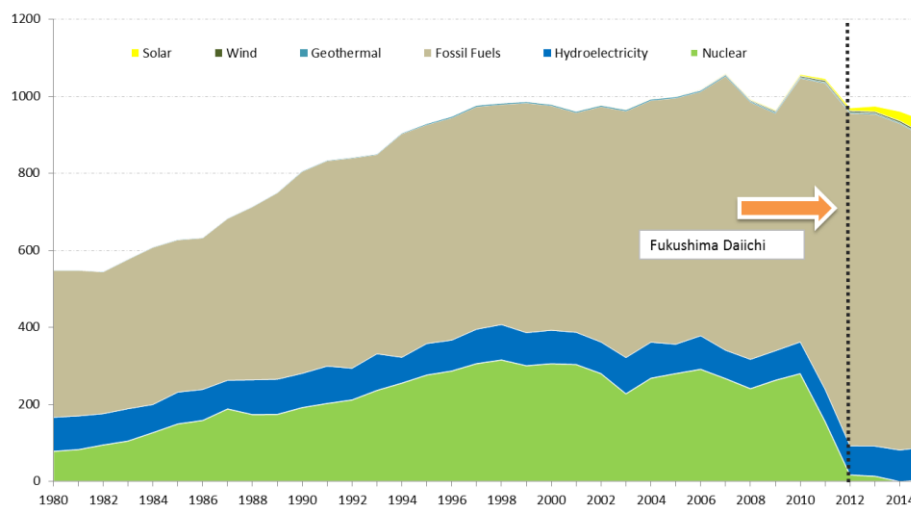


Figura 50: Evolución histórica de la generación eléctrica en Japón [TWh]. Fuente: EIA, 2018

Por su parte, la participación de las energías renovables, incluida la energía hidroeléctrica, solar, eólica y geotérmica, avanzó a un 17%. La generación de energía nuclear aumentó a 4,5 TWh (0,4% de la generación total) en 2015, lo que es un avance con respecto a los 0 TWh en 2014 debido al reinicio de las plantas de energía nuclear Sendai (dos unidades). En este sentido, la dependencia nuclear en Japón es la más baja de su historia. Previo al incidente los niveles de generación en base a energía nuclear superaban el 30%.

Resulta importante destacar que comparar las matrices de generación y las políticas energéticas asociadas y sus necesidades es algo complejo. Las razones detrás de esto obedecen a que, por ejemplo, Chile es pionero en nuestra región y el mundo en el desarrollo renovable en un ambiente competitivo y sin subsidios. Japón

⁸⁰ Los trabajos se enfocan fuertemente en la prevención, en la que subyacen todas aquellas actividades destinadas a intervenir en el Riesgo, vale decir, las acciones y gestiones previas a la ocurrencia del daño o del evento adverso, a fin de evitarlo o suprimirlo definitivamente y, de no ser posible, reducir al máximo los efectos que sobre las personas, los bienes y el medio ambiente puedan llegar a provocar los fenómenos naturales o antrópicos.

por su parte presenta un esquema de *Feed In Tariff*, lo que es un escenario de retroceso con respecto a nuestro mercado.

Tampoco somos comparables en términos de consumo energético. Japón es la sexta (6°) economía más intensiva en consumo de energía eléctrica del mundo y una de las más contaminantes (post Fukushima Daiichi) con un 83% de su generación basada en combustibles fósiles, lo que la lleva al desarrollo de planes mucho más agresivos de mitigación y descarbonización de la matriz frente al caso chileno; lo que por tanto, la obliga a hacer el mejor esfuerzo en consolidar el segmento nuclear como el vehículo más costo efectivo para reducir emisiones (dado un nivel de obras existentes relevante cuyas adecuaciones son menores con respecto a desarrollar un proyecto desde cero). En contraposición Chile goza de una matriz de generación de vocación renovable desde sus inicios, en donde siempre ha existido una fuerte componente renovable, que al principio estaba dada por la hidroelectricidad y posteriormente ha sido complementada con una fuerte penetración de energías renovables variables.

El país Nipón, en forma posterior al accidente de Fukushima Daiichi redujo a cero su generación Nuclear y en forma paulatina ha vuelto a reactivarse la carrera nuclear. Sin embargo, en el marco de su política 3E+S han limitado la participación de la generación nuclear y esperar que ésta no llegue a niveles que excedan 20% - 22% del total de la matriz de generación anual. En cambio de ello, se han propuesto y muy activamente aumentar los niveles de penetración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables especialmente solar, eólica, geotérmica y mareomotriz.

Los avances en el desarrollo de un nuevo marco regulatorio en Japón, han sido claves para el proceso de la re-incorporación de la tecnología nuclear en la matriz de generación eléctrica, la entrega de garantías a la ciudadanía y el empoderamiento de un organismo independiente sumado a un fuerte fomento a la incorporación de energías renovables al interior de la matriz energética a través de un esquema de *Feed In Tariffs* introducido en 2012.

En Japón el Ministerio de Economía, Comercio e Industria (METI) es responsable del diseño de la política energética Japonesa. Dentro de METI, la Agencia de Recursos Naturales y Energía está a cargo del desarrollo racional de los recursos minerales, asegurando un suministro suficiente y seguro de energía, promoviendo el uso eficiente de la energía así como ser la encargada de la regulación del sector energético. Con respecto a la seguridad nuclear, la Autoridad de Regulación Nuclear (NRA), que es una comisión independiente afiliada al Ministerio del Medio Ambiente (MOE), ha sido responsable de la seguridad nuclear desde septiembre de 2012[92]–[94].

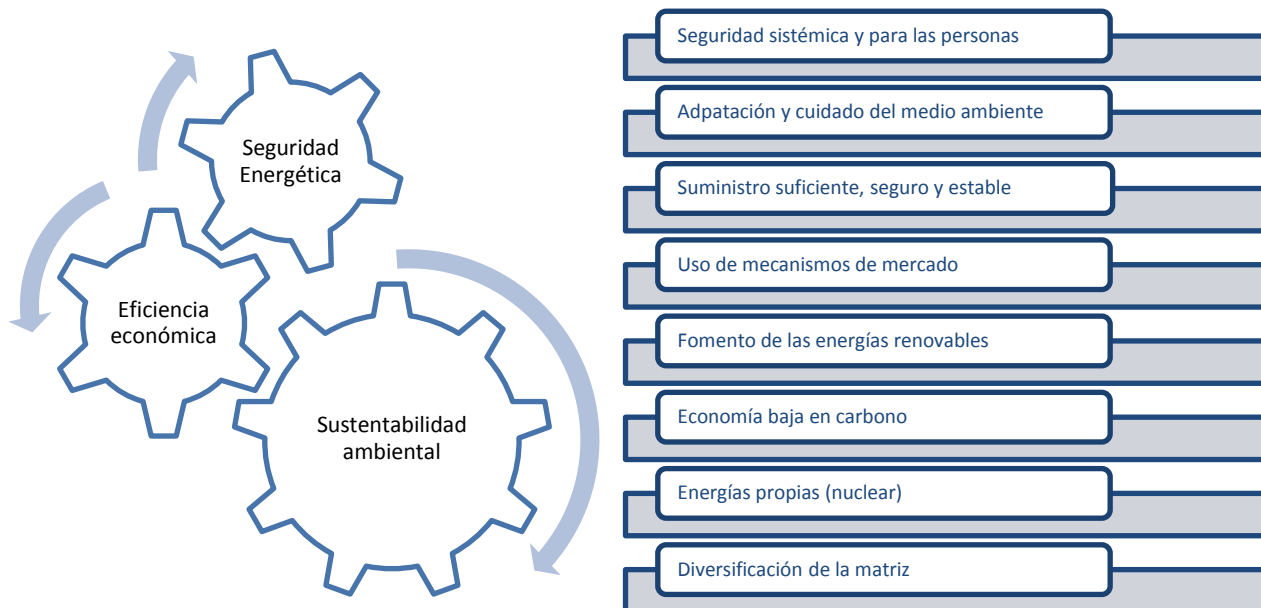


Figura 51: Pilares del Plan Estratégico de Energía Japonés

Antes del Gran Terremoto de Japón Oriental en marzo de 2011 y el posterior accidente de la central nuclear Fukushima Daiichi, el objetivo de la política energética de Japón se sustentaba en tres grandes pilares: 3E – *Energy Security* (seguridad energética), *Economic Efficiency* (eficiencia económica) y *Environment* (medio ambiente). Después de estos eventos, Japón apunta a lograr los objetivos '3E + S': el concepto 3E original más la seguridad (Safety) como la condición más importante (véase Figura 51).

Uno de los elementos más interesantes de la última versión del Plan Estratégico es la importancia de la energía nuclear como una fuente baja en carbono que además puede ser considerada una industria cuasi-nacional, sin embargo contralando su dependencia a través de la incorporación de tecnologías renovables, eficiencia energética así como introduciendo mejoras en la eficiencia de unidades térmicas de generación.

La Ley Básica de Política Energética de 2002 presenta los principios básicos de la política energética de Japón: garantía de un suministro estable, adaptación al medio ambiente y uso de los mecanismos del mercado. El Plan estratégico de energía se estableció en 2003. El plan debe revisarse al menos cada tres años y revisarse según sea necesario.

En definitiva, se busca un balance entre una reestructuración institucional bajo la premisa de construir seguridad energética, manteniendo una matriz energética diversa que incluya el desarrollo nuclear.

Una de las principales barreras en el diseño de las políticas de estado conducentes a la creación de un efectivo y programa nuclear de potencia en Chile, es dejar de hacer estudios que plantean condiciones demasiado ideales como supuestos. Existe una profunda abstracción entre la realidad y lo planteado en los estudios. También existe poca correlación entre ellos, es decir, no se aprovechan los elementos consignados previamente o presuponen derribadas barreras que existen. Más allá de hacer estudios y diagnósticos, es momento de realizar y establecer acciones conducentes al cumplimiento de los objetivos, en una medida, estar dispuestos a afrontar los desafíos de embarcarse en un programa nuclear. Para ello la definición de una clara carta de navegación resulta esencial; la que contrario a ser un sistema lineal puro, deberá realizar acciones en paralelo en los distintos frentes que permitan tener las respuestas en forma temprana y evitar

retrasos por que una de las líneas de acción presenta algún retraso; es momento de ser proactivos y diseñar políticas públicas de futuro y para el futuro.

En lo específico, los estudios asociados al negocio, regulación y mercado de la núcleo-electricidad; en general siempre se ha presupuesto que el estado tiene resueltos los temas asociados a la legislación nuclear (seguridad y gestión de combustibles), institucionalidad (creación del ente regulador), sistema de licencias o acceso a combustibles. Esto lleva a que éstos se han focalizado en cierta forma en la identificación y análisis de las barreras que debiese enfrentar el desarrollo de un proyecto de generación de electricidad abordado por un inversionista privado. Esta es sin duda la principal barrera, se ha postergado por casi 50 años el desarrollo de una estructura institucional acorde a los desarrollos y aplicaciones de tecnología nuclear en Chile, y se ha dejado de lado por completo el avance en materia regulatoria del desarrollo de una verdadera Ley Orgánica de Seguridad Nuclear.

Desde la creación de la CCHEN hasta nuestros días, siempre ha estado presente el desarrollo de un programa nuclear de potencia. Se podría decir que en al menos dos momentos históricos Chile se ha embarcado en el desarrollo de una política nuclear logrando avanzar en las etapas primarias al proceso. Sin embargo, restricciones técnico – económicas junto con la ocurrencia de incidentes nucleares han dado vuelta a estas intenciones, dejando el proceso siempre en la etapa más primaria.

Sin embargo, no es posible en el análisis separar del todo aspectos vinculados a proyectos de inversión con materias propias de un programa nuclear; ejemplo concreto de esto son la existencia de voluntad política por parte del Estado en acoger un desarrollo nuclear de potencia y por supuesto la aceptación pública de ésta iniciativa. Estos dos elementos se constituyen también como barreras naturales y estructurales a la eventual inversión; y si bien no son barreras regulatorias estrictas, si bloquean la definición y creación del marco necesario para su desarrollo.

Si bien se ha avanzado y desarrollado algunas medidas para reactivar la discusión en esta materia. Aún queda mucho por hacer. El trabajo a desarrollar en materias no regulatorias excede con creces, los desafíos de construcción de un marco. El desarrollo de modelos educativos, promoción y fomento de las aplicaciones nucleares y desmitificación de la tecnología es un trabajo que deber ser constante y desarrollado principalmente en las nuevas generaciones. Pareciere que los avances efectivos o las voluntades en el avance en estas materias son cíclicas y quedan en *espera* por mucho tiempo, lo que hace que cada avance no se materialice, llevando a un continuo retroceso en estas materias. Estas materias, aunque externas son trabajos que deben nacer desde la CCHEN, y son un trabajo conjunto con el Ministerio de Educación, Salud, Medio Ambiente, Energía, y demás entes relacionados

Los desafíos y las condiciones de mercado son diversas, van desde requerimientos de suministro por parte de la demanda, escenarios favorables de inversión en un ambiente competitivo, respuesta a procesos o políticas propias como lo es la descarbonización o acciones para garantizar el suministro seguro, suficiente, sustentable y a precios razonables. Todo lo anterior acompañado por supuesto de procesos de participación ciudadana y Evaluación Ambiental Estratégica que garanticen la participación de todos aquellos que se encuentren involucrados en el proceso.

Insuficiencias del marco regulatorio de la CCHEN: Independencia orgánica, funcional y estructural

Dentro de los hallazgos más relevantes que han sido identificados en los estudios previos y por los organismos internacionales, se encuentra el hecho que actualmente la CCHEN, en cuanto órgano regulador en Chile del uso pacífico de la energía nuclear, no satisface las exigencias establecidas por la Convención de Seguridad

Nuclear (CSN) y por la International Atomic Energy Agency (IAEA) en orden a generar una separación efectiva de funciones entre los órganos encargados de promover y fiscalizar el uso de energía nuclear [29][53].

La CSN establece en el art. 8.2: “Cada Parte Contratante adoptará las medidas adecuadas para velar por una separación efectiva entre las funciones del órgano regulador y las de cualquier otro órgano y entidad a los que incumba el fomento o la utilización de la energía nuclear”.

Por su parte, IAEA ha determinado la existencia de ciertas condiciones previas para la seguridad de las instalaciones y actividades nuclear. De ellas se derivan una serie de requisitos que deben cumplir los mecanismos legislativos y gubernamentales de los Estados, en lo que al organismo regulador se refiere, entre los cuales destaca la necesidad de establecer y mantener un órgano regulador **que debe ser efectivamente independiente de las entidades u órganos encargados de promover las tecnologías nucleares** o responsables de las instalaciones o las actividades.

El ejercicio dual de funciones que lo constituye como juez y parte, es un elemento que pesa fuertemente en la legitimidad de los procesos de cualquier desarrollo e inversión por parte de cualquiera de los actores. En este sentido, la CCHEN, de acuerdo a su ley orgánica, ostenta simultáneamente funciones de promoción o fomento y de regulación, fiscalización, ejecución y sanción de la energía nuclear con fines pacíficos; lo que puede prestarse para un inadecuado cumplimiento de estas últimas funciones.

Junto con la separación de funciones aparece una segunda arista, el grado de autonomía que cada país otorga al ente regulador nuclear. Esta es sin duda una decisión del tipo político. En cualquier caso las condiciones mínimas establecidas por la IAEA

- Debe ser independiente de las entidades u órganos promotores de las tecnologías nucleares o responsables de instalaciones o actividades nucleares.
- Debe tener encomendadas las tareas de autorización, examen, evaluación reglamentaria, inspección y aplicación coercitiva, y el establecimiento de criterios, reglamentos y guías de seguridad.
- Debe estar dotado de autoridad y facultades apropiadas, disponiendo de recursos humanos y financieros suficientes para cumplir su tarea.
- No debe tener asignadas funciones que entren en conflicto o comprometan sus potestades de reglamentación de seguridad.

En casos como el de Corea del Sur, la agencia reguladora nuclear depende directamente del Primer Ministro, situándola al más alto nivel gubernamental. En Estados Unidos, los miembros del directorio de la NRC son designados directamente por el Presidente, quién además elige al Director de la misma agencia. En España las responsabilidades de otorgamiento de licencias recaen en el Ministerio de Economía, mientras que en Francia la agencia reguladora reporta a tres ministerios: Industria, Salud, y Ecología.

En el caso Japonés, con respecto a la seguridad nuclear, es la Autoridad de Regulación Nuclear (NRA), que es una comisión independiente afiliada al Ministerio del Medio Ambiente (MOE), la que ha sido responsable de la seguridad nuclear desde septiembre de 2012 en forma independiente de todos los demás organismos de las que antes estaba controlada.⁸¹

⁸¹ APEC Energy Overview 2017

La CCHEN, conforme lo prescribe su el artículo 1 de la Ley N° 16.319, “Crea Comisión Chilena de Energía Nuclear” una persona jurídica de derecho público, de administración autónoma, y se relaciona con el gobierno por intermedio del Ministerio de Energía. Está dirigida y administrada por un Consejo Directivo y un Director Ejecutivo. Los miembros del Consejo Directivo y el Director Ejecutivo son elegidos entre personas que por su función, profesión u oficio, tienen vinculaciones con las funciones propias de la CCHEN (art. 9 Ley CCHEN).

Estudios previos han identificado contradicciones que aún se mantienen vigentes entre la estructura y las potestades así como las recomendaciones internacionales entre ellas se destacan⁸² [53]:

- Insuficiente independencia funcional del órgano regulador, no satisfaciendo las exigencias establecidas por la Convención de Seguridad Nuclear (CSN) y la IAEA, en orden a generar una separación efectiva de funciones entre los órganos encargados de promover y fiscalizar el uso de energía nuclear
- Insuficiente independencia personal del regulador, toda vez que la actual composición de los miembros del Consejo Directivo de la CCHEN y su Presidente, así como la forma de selección, designación y destitución, no garantizan que la idoneidad y autoridad que se establecen como necesarias o suficientes y la posibilidad de remoción por perder la confianza del Presidente de la República guarda algún grado de contradicción con la posibilidad de garantizar el contar órganos o administraciones independientes.
- Asignación de tareas que pueden interferir con el desarrollo de las actividades de fiscalización, toda vez que la CCHEN posee potestades muy diversas, algunas de ellas ajenas a las funciones de regulación, fiscalización, sanción, información y coordinación, que normalmente son aquellas que se observan en órganos reguladores del derecho comparado.
- Eventual incompatibilidad entre la función normativa con la participación del Estado como empresario en el ciclo nuclear toda vez que quien dicta los reglamentos en materia nuclear es el Presidente de la República, a través del Ministerio de Energía, previa proposición de la CCHEN.
- Deficiente desarrollo de la potestad de coordinación con organismos de otros estados y organismos internacionales, y escaso desarrollo en cuanto la potestad de información.
- Falta de independencia en cuanto al financiamiento del regulador, toda vez que el patrimonio de la CCHEN se forma principalmente por los aportes que le concede anualmente la Ley de Presupuestos de la Nación, circunstancia que atenta contra las sugerencias de la OIEA quien recomienda que el presupuesto del regulador no debería ser objeto de revisión y aprobación de los organismos del gobierno encargados de la explotación o promoción del desarrollo de tecnologías nucleares.
- Superposición de competencias con entidades ambientales, en particular respecto de proyectos sometidos al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

En esta medida se requiere la creación de un órgano regulador especializado, el que debe estar dotado de las facultades y recursos adecuados para asegurar el cumplimiento de las medidas de seguridad. Ello se traduce en competencias de regulación, fiscalización y sanción fortalecidas, las cuales deben ser ejercidas, además, de manera separada y sin interferencias de aquellos órganos que promuevan dicha energía. Este ejercicio relativamente autónomo en materias nucleares, debe ser respetado por las restantes entidades públicas de modo que no se vea afectado el cumplimiento de las normas de seguridad nuclear y radiológica.

⁸² Reproducción exacta de las recomendaciones del estudio de 2010, al mantenerse plenamente vigentes.

Por otro lado, algunas de las funciones o potestades de “ejecución”, debieran reordenarse, y salir de la esfera de competencias de la CCHEN, para trasladarse al Ministerio de Energía, por constituir funciones propias de ésta secretaria de Estado, como es la formulación de planes y políticas en materia nuclear.

En materia de dependencia institucional, el órgano regulador nuclear no debiera estar bajo la supervisión de la misma entidad que supervisa a los reguladores eléctricos / energéticos (CNE, SEC, CCHEN “sin funciones” de regulación y fiscalización), y que eventualmente participen en el proceso de licenciamiento, como pudiera ser el Ministerio de Energía, como órgano encargado del fomento y/o explotación, por sí o por órganos de su dependencia, en materia nuclear.

Por lo mismo, el regulador nuclear debiera ser autónomo e independiente de los reguladores de la energía eléctrica ya señalados. Idéntica recomendación se efectúa para el financiamiento del regulador nuclear, en relación con el cual no debiera tener injerencia el Ministerio de Energía. Las sugerencias en este sentido pudieran ser establecer la dependencia de éste de Ministerios como el de Salud, Medioambiente o como un órgano autónomo, relacionado con el Presidente de la República, dependiendo de la decisión política respecto de la autonomía del regulador nuclear.

La autoridad regulatoria se constituye como un elemento esencial en materia de seguridad, toda vez que es la entidad responsable de velar por que toda actividad nuclear o radiactiva se realice conforme a estándares de seguridad tecnológica y física que garanticen la protección de las personas, los bienes y el cuidado del medio ambiente. Esta responsabilidad se ejerce a través de un marco regulador que comprende procesos tales como de reglamentación, autorización, fiscalización y coerción, los cuales en conjunto permiten la prevención y control de los riesgos derivados del desarrollo de un programa nuclear o el uso de radiaciones ionizantes en aplicaciones industriales o médicas. Con base en estos procesos, resulta prioritario establecer una política y estrategia nacional para la seguridad nuclear, cuya implementación debiese seguir un enfoque gradual, incorporar todos los compromisos y recomendaciones por parte de la IRRS como principios fundamentales de seguridad y para expresar un verdadero compromiso a largo plazo con la seguridad, brindando garantías a futuros actores interesados en el desarrollo de un programa nuclear de potencia.

En definitiva los futuros cambios al marco legal en materia nuclear debiesen garantizar que las autoridades reguladoras nacionales sean efectivamente independientes en su toma de decisiones relacionadas con la seguridad y que tengan una separación funcional de las entidades que tienen responsabilidades o intereses que podrían influir indebidamente en su toma de decisiones; estableciendo además disposiciones para la coordinación efectiva de las funciones reglamentarias de la nueva autoridad reguladora, la entidad que reemplace a la CCHEN (en términos de investigación y desarrollo de aplicaciones) y MINSAL para evitar cualquier omisión o duplicación indebida y para evitar que se impongan requisitos que ralenticen los procesos o entre en conflicto entre instituciones.

En esa misma línea resulta necesario acortar las brechas regulatorias estableciendo una política y estrategia nacional para el cierre definitivo seguro de las instalaciones, la gestión y eliminación segura de los desechos radiactivos y la gestión segura del combustible gastado; estableciendo disposiciones legales, procedimientos y sanciones así como garantizar que los proyectos cuenten con la financiación suficiente, para la clausura segura de las instalaciones y la eliminación segura de los desechos radiactivos.

Las nuevas tecnologías, rechazo social y educación

Sin duda, más allá de los temas económicos, las reales barreras para el desarrollo de una central de potencia, es ella en sí misma. Los avances y retrocesos en materia tecnológica junto con el revés regulatorio y las

llamadas a la des-nuclearización son discursos contradictorios que hacen que la lectura del mercado sea de alto riesgo, lo que genera rechazo inclusive si son despejadas TODAS las condiciones técnicas y regulatorias.

Pese a ello, existe un liderazgo tecnológico por parte de Canadá y El Reino Unido en el desarrollo de una tecnología estandarizada que permita el avance de los proyectos nucleares de baja escala; constituyéndose éstos en un aporte contra el cambio climático y des-carbonización de las matrices energéticas en el mundo entero.

Como se ha revisado en las secciones anteriores, si bien son importantes cambios regulatorios; estos no guardan relación al mercado eléctrico. Guardan relación con la seguridad energética y con ponerse al día en la separación de los roles del regulador nuclear con los desarrollos de investigación y promoción de tecnologías nucleares.

La segunda gran barrera es de mercado. Si bien es posible imaginar un gran avance en las tecnologías de pequeña escala, estas seguirán siendo aún más costosas que la mayoría de tecnologías disponibles o que se esperan disponibles en el largo plazo. Si bien hay oportunidades a ser parte de la des-carbonización en Chile, salvo que exista una política explícita de fomento a un programa nuclear de potencia, este no será materializado en el mediano plazo.

Esto se hace aún más complejo ya que históricamente Chile ha sido un país neutral en términos tecnológico; inclusive bajo escenarios de presión al desarrollo de energía renovable variable. Dicho lo anterior, ha realizado algunos cambios en procesos licitatorios de manera de emparejar la cancha y permitir el desarrollo de cualquier tecnología sin importar su forma de inyectar energía a la red. En este sentido, una revisión a los mecanismos licitatorios para clientes sujetos a regulación de precio podría darse de forma de gatillar o facilitar el acceso a todas las tecnologías; en este caso energía nuclear de potencia.

Contrario al escenario de Enap que desde la modificación legal presenta explícitamente la posibilidad de invertir y desarrollar proyectos en el sector eléctrico, otras instituciones como CODELCO, ENAMI, presentan límites en su giro que hacen inviable el desarrollo de un proyecto nuclear de potencia[53].

Es bien conocida la necesidad de incorporar nuevas modificaciones a los procesos de licitación regulada de manera que estos sean capaces de recoger la dinámica del mercado y la revolución gatillada por los agresivos cambios en materia de tecnología. Los actuales mecanismos no son capaces de recoger estas realidades ya que comprometen toda la energía para el largo plazo, esto es, por un periodo de 20 años, dejando solo las variaciones de demanda sujetas a la posibilidad de aprovechar las ventajas producidas por las nuevas tecnologías o durante los cierres de ciclo.

Lo anterior lleva a que la mitad de la energía que se comercializa en Chile se encuentre sujeta a contratos de muy largo plazo, lo que disminuye la posibilidad de ingreso de nuevos agentes o el aprovechamiento de las disrupciones tecnológicas cuando estas ocurran en forma contra cíclica al dicho efecto.

En este sentido, se tiene claridad que más allá de las factibilidades políticas, económicas, estructurales o financieras, las mayores barreras para el desarrollo de un programa nuclear de potencia, son las nuevas tecnologías cada vez más costo-efectivas comercialmente, las que ya han superado las barreras del rechazo social, y están mayormente difundidas y reconocidas en forma positiva por la sociedad civil; lo que contrarresta al profundo rechazo y negativa percepción social acerca de la tecnología nuclear. La percepción social en extremo marcada en forma negativa es producida mayoritariamente es producto del desconocimiento acerca de cómo funciona esta tecnología y cuáles son los reales riesgos asociados a esta.

Más aun, incluso al interior del sector eléctrico y en los tomadores de decisión no existe claridad sobre las ventajas y desafíos en esta materia; así como los múltiples usos y mirada futura que existe actualmente acerca del uso de energías limpias como es el caso de la tecnología nuclear potencia.

La evidencia de un cambio climático potencialmente dañino provocado por el hombre ha resultado en un amplio acuerdo sobre la necesidad de descarbonizar el sistema energético, al tiempo que se mantienen los suministros de energía seguros al menor costo para los consumidores. El Gobierno se ha comprometido a cumplir los objetivos jurídicamente vinculantes para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 80% para 2050 y obtener el 15% de la energía de fuentes renovables para 2020.

Aceptación Pública

La incorporación de un programa nuclear de potencia dentro del mercado eléctrico sea el chileno o en cualquier país del mundo requiere un profundo trabajo con la ciudadanía. Luego la inversión en programas de educación y participación de la sociedad civil en las etapas tempranas de los procesos, es algo que resulta clave.

Resulta entonces la necesidad imperativa la creación de instancias y la entrega de los medios que resulten necesarios para que la población local participe dentro de los distintos procesos de decisión del proyecto. La participación ciudadana debe darse principalmente en la etapa temprana del proyecto, en la selección del sitio de entre los técnicamente factibles declarados por la autoridad, y principalmente a la hora de adoptar a la energía nuclear como un proyecto país. Sin embargo, para que la ciudadanía pueda participar a conciencia en estos procesos, resulta vital que sea previamente educada en todos los aspectos que involucren a la energía nuclear, permitiendo de esta manera que las personas puedan formarse una opinión propia, dejando de lado los prejuicios fundados en el desconocimiento o la publicidad adversa proveniente de otros sectores.

Seguro de responsabilidad civil:

Este es un tema pendiente y desafiante que hace parte de los cambios necesarios en la LSN, aquí las propuestas previas se mantienen vigentes. Esto es, la necesidad de definir nuevos montos distintos o asociados a tecnología nuclear de potencia, que difieran de los montos de cobertura vigentes que presenta la Ley N° 18.302 de Seguridad Nuclear. Aquí existen alternativas como acogerse a disposiciones descritas en los acuerdos y convenios internacionales.

Con ello definido, el inversionista podrá evaluar los costos asociados para contar con los seguros de responsabilidad civil necesarios. A la vez, se debe considerar el otorgamiento de beneficios a los primeros proyectos nucleares respecto a la cobertura que involucra los seguros, en virtud de mitigar los riesgos a los que se verán enfrentados.

Bibliografía

- [1] R. Raineri, "Transición Energética en Chile : Una Verdad Incómoda," Santiago de Chile, Documento de Trabajo N°39, 207AD.
- [2] S. J. Al-Herbish, "Uniting against poverty. OFID's Suleiman Jasir Al-Herbish and the fight for sustainable development," Vienna, 2017.
- [3] CENP and CCHEN, "Generación Nucleo-Eléctrica en Chile: Hacia una decisión Racional," Santiago de Chile, 2015.
- [4] Ministerio de Energía, "Ruta Energética 2018-2022: Liderando la modernización con sello ciudadano," Santiago de Chile, 2018.
- [5] IAEA, "Considerations to Launch a Nuclear Power Programme," Vienna, 2007.
- [6] R. Palma, "El sector eléctrico en Chile : Desafío para la Innovación y Desarrollo," *Rev. An.*, vol. 7, no. 5, pp. 99–111, 2014.
- [7] C. Ministerio de Energia, *Energía 2050: Política Energética De Chile*. Santiago de Chile, 2015.
- [8] A. . Butler and S. . Montzka, "THE NOAA ANNUAL GREENHOUSE GAS INDEX (AGGI)," 2018.
- [9] WMO, "WMO Greenhouse Gas Bulletin," *World Meteorol. Organ. Bull.*, no. 12, pp. 1–4, 2017.
- [10] IAEA, "Climate Change and Nuclear Power 2018," *Int. At. Energy Agency*, pp. 1–136, 2018.
- [11] Reuters, "France seeks short and long-lasting Paris climate change deal," in *The Guardian*, 2015, no. June, pp. 1–85.
- [12] J. Rogelj *et al.*, "Scenarios towards limiting global mean temperature increase below 1.5 °C," *Nat. Clim. Chang.*, vol. 8, no. 4, pp. 325–332, Apr. 2018.
- [13] IPCC, "Global Warming of 1.5°C. Summary for Policymakers," *IPCC Clim. Chang. Ser.*, vol. 1, no. October 2018, pp. 1–34, 2018.
- [14] A. Berger *et al.*, "How much can nuclear energy do about global warming?," *Int. J. Glob. Energy Issues*, vol. 40, no. 1/2, p. 43, 2017.
- [15] S. Hong, C. J. A. Bradshaw, and B. W. Brook, "Global zero-carbon energy pathways using viable mixes of nuclear and renewables," *Appl. Energy*, vol. 143, pp. 451–459, Apr. 2015.
- [16] M. Lehtveer and F. Hedenus, "How much can nuclear power reduce climate mitigation cost? – Critical parameters and sensitivity," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 6, pp. 12–19, Jan. 2015.
- [17] X.-J. Xiao and K.-J. Jiang, "China's nuclear power under the global 1.5 °C target: Preliminary feasibility study and prospects," *Adv. Clim. Chang. Res.*, vol. 9, no. 2, pp. 138–143, Jun. 2018.
- [18] A. Berger *et al.*, "Nuclear energy and bio energy carbon capture and storage, keys for obtaining 1.5°C mean surface temperature limit," *Int. J. Glob. Energy Issues*, vol. 40, no. 3/4, p. 240, 2017.
- [19] S. H. Kim, K. Wada, A. Kurosawa, and M. Roberts, "Nuclear energy response in the EMF27 study," *Clim. Change*, vol. 123, no. 3–4, pp. 443–460, Apr. 2014.
- [20] IEA, "CO2 Emissions from Fuel Combustion 2017 - Highlights," *Int. Energy Agency*, vol. 1, pp. 1–162, 2017.

- [21] IEA, "IEA World Energy Statistics and Balances (database)," *International Energy Agency*, 2016. [Online]. Available: <https://www.oecd-ilibrary.org/content/data/data-00512-en>. [Accessed: 27-Sep-2018].
- [22] IAEA, "Nuclear Power for Sustainable Development Booklet," *Int. At. Energy Agency*, no. November, pp. 1–10, 2017.
- [23] IAEA, "Climate change and nuclear power 2016," *J. Int. Aff.*, pp. 1–110, 2016.
- [24] IAEA, "Nuclear Power and the Paris Agreement Booklet," *IAEA*, p. 10, 2016.
- [25] IAEA, "Nuclear power and sustainable development," *J. Int. Aff.*, pp. 1–116, 2016.
- [26] IAEA, "International Ministerial Conference 'Nuclear Power in the 21st Century', Concluding Statement by the President of the Conference," *2017 International Ministerial Conference "Nuclear Power in the 21st Century"*, 2017. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/sites/default/files/cn-247-president-statement.pdf>.
- [27] IRENA, *Global Energy Transformation - A roadmap to 2050*. 2018.
- [28] IAEA, *Principios Fundamentales de Seguridad: Nociones Fundamentales de Seguridad*, STI/PUB/12. 2007.
- [29] IAEA and IRRS, "Integrated Regulatory Review Service (IRSS) Mission to Chile," 2018.
- [30] OECD, *The Characteristics of an Effective Nuclear Regulator*. Nuclear Regulation: NEA/CNRA/R(2014)3, 2014, pp. 1–34.
- [31] IAEA, *RELEASE OF SITES FROM REGULATORY CONTROL ON TERMINATION OF PRACTICES*. Vienna: International Atomic Energy Agency, 2006.
- [32] MIT, "The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World: an interdisciplinary MIT study," *MIT Futur. Ser.*, pp. 1–275, 2018.
- [33] J. S. Walker and T. R. Wellock, "A Short History of Nuclear Regulation, 1946–2009," 2010.
- [34] D. Petti *et al.*, "A Summary of the Department of Energy's Advanced Demonstration and Test Reactor Options Study," *Nucl. Technol.*, vol. 199, no. 2, pp. 111–128, 2017.
- [35] A. Finan, "Enabling Nuclear Innovation: Strategies for Advanced Reactor Licensing," in *DOE-NRC Advanced Non-LWR Workshop*, 2016, pp. 1–23.
- [36] USNRC and M. Drouin, "NRC: Feasibility Study for a Risk-Informed and Performance-Based Regulatory Structure for Future Plant Licensing, Volumes 1 and 2 (NUREG-1860)," 2007.
- [37] A. Vietti-Cook, "White paper on risk-informed and performance-based regulation," 1999.
- [38] N. P. Kadambi, "Guidance for Performance-Based Regulation," Washington, DC 20555-0001, 2002.
- [39] RTE and Eco2mix, "RTE - Portail clients - Production réalisée par groupe 2012 - 2016," 2018. [Online]. Available: https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/production_groupe.jsp. [Accessed: 19-Nov-2018].
- [40] C. Cany, C. Mansilla, G. Mathonnière, and P. da Costa, "Nuclear power supply: Going against the misconceptions. Evidence of nuclear flexibility from the French experience," *Energy*, vol. 151, pp. 289–296, May 2018.

- [41] J. D. Jenkins *et al.*, “The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy,” *Appl. Energy*, vol. 222, pp. 872–884, 2018.
- [42] C. Cany, C. Mansilla, G. Mathonnière, and P. da Costa, “Nuclear contribution to the penetration of variable renewable energy sources in a French decarbonised power mix,” *Energy*, vol. 150, pp. 544–555, May 2018.
- [43] C. Cany, C. Mansilla, P. da Costa, and G. Mathonnière, “Adapting the French nuclear fleet to integrate variable renewable energies via the production of hydrogen: Towards massive production of low carbon hydrogen?,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13339–13356, May 2017.
- [44] C. Forsberg, S. Brick, and G. Haratyk, “Coupling heat storage to nuclear reactors for variable electricity output with baseload reactor operation,” *Electr. J.*, vol. 31, no. 3, pp. 23–31, Apr. 2018.
- [45] MIT, “The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World,” Boston, USA, 2018.
- [46] MIT and GCWDA, “Low Carbon Desalination Status and Research, Development, and Demonstration Needs,” 1-138, 2016.
- [47] M. Pacheco, H. Rudnick, and R. Palma, “Contexto Nacional e Internacional en marzo de 2014,” in *Revolución Energética en Chile*, 1ra Edició., Ediciones UDP, Ed. Santiago de Chile: Universidad Diego Portales, 2018, p. 606.
- [48] M. Tokman R, J. J. Rivas, C. Huepe, F. Peralta, and CCHEN, “Núcleo-electricidad en Chile POSIBILIDADES, BRECHAS Y DESAFÍOS,” Santiago de Chile, 2010.
- [49] S. S. Oren, “Generation Adequacy via Call Options Obligations: Safe Passage to the Promised Land,” *Electr. J.*, vol. 18, no. 9, pp. 28–42, Nov. 2005.
- [50] UK Department of Energy & Climate Change, *Electricity market reform: policy overview*, no. November. 2012.
- [51] CNE, “Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico para clientes regulados: Un Caso de Exito,” Santiago de Chile, 2017.
- [52] C. G. Yáñez Bustos, “Análisis e impacto de la nueva ley de transmisión en el sector eléctrico chileno,” Universidad de Chile, 2017.
- [53] U. de C. Consorcio Fundación Facultad de Derecho and B. & E. Abogados, “Requerimientos de adecuaciones del marco legal ante la eventual incorporación de la Energía Nuclear de Potencia,” Santiago de Chile, 2010.
- [54] C. L. SENES and U. A. I. UAI, “Roles del Estado y del Sector Privado en la Generación Núcleo-eléctrica : Experiencia Internacional Aplicable a Chile,” pp. 1–495, 2008.
- [55] IDOM, “Estudio para la identificación y evaluación de posibles efectos e impactos ambientales producidos por la generación de energía nuclear de potencia en Chile . Informe N° 1 .” IDOM, Santiago de Chile, pp. 1–145, 2018.
- [56] Fennovoima Ltd., “Environmental Impact Assessment Report for a Nuclear Power Plant,” no. October, 2014.
- [57] IAEA, “Construction Technologies for Nuclear Power Plants - IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-2.5,” *Int. At. Energy Agency Nucl. Energy Ser. No. NP-T-2.5*, pp. 1–207, 2011.
- [58] M. Garcia, M. A. Jiménez, and J. M. Martín-Valdepeñas, “Estimación de las dosis a la población por la

- exposición debida al funcionamiento de las instalaciones nucleares y radiactivas del ciclo de combustible, y a la radiación natural,” *Colección Inf. Técnicos 25.2010, Cons. Secur. Nucl. - España*, pp. 1–372, 2015.
- [59] C. España, “Monografías del Consejo de Seguridad Nuclear: Residuos Radiactivos,” *Residuos Radiactivos*, 2018. [Online]. Available: <https://www.csn.es/residuos-de-alta-actividad1>.
- [60] H. Rudnick and I. y D. Systep, “Análisis y Propuesta de regulación Nucleoelectrica,” Santiago de Chile, 2009.
- [61] International Energy Agency, “Global EV Outlook 2017: Two million and counting,” *IEA Publ.*, p. 66, 2017.
- [62] D. Hawila *et al.*, *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*. 2017.
- [63] F. Rahimi and A. Ipakchi, “Overview of Demand Response under the Smart Grid and Market paradigms,” in *2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2010, pp. 1–7.
- [64] F. Gallardo Giacomozzi, “Factores críticos en diseño y operación de centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas en el desierto de Atacama - Informe de Pasantía,” Almería, 2017.
- [65] N. Blair *et al.*, “System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5),” 2018.
- [66] New Energy Updates, “SolarReserve to make Aurora heliostats in Australia; Miners poised to hunt renewables contracts: Fitch | New Energy Update,” 2018. [Online]. Available: <http://analysis.newenergyupdate.com/csp-today/solarreserve-make-aurora-heliostats-australia-miners-poised-hunt-renewables-contracts>. [Accessed: 05-Oct-2018].
- [67] NEA and OECD, “Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management.” OECD, Vienna, pp. 1–248, 2015.
- [68] N. Barkatullah and A. Ahmad, “Current status and emerging trends in financing nuclear power projects,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, pp. 127–140, Dec. 2017.
- [69] IAEA, “Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects,” *IAEA Nucl. Energy Ser.*, no. NG-T-4.6, pp. 1–93, 2017.
- [70] M. B. Roth and P. Jaramillo, “Going nuclear for climate mitigation: An analysis of the cost effectiveness of preserving existing U.S. nuclear power plants as a carbon avoidance strategy,” *Energy*, vol. 131, pp. 67–77, Jul. 2017.
- [71] M. Pacheco *et al.*, *Revolución Energética en Chile*, Ediciones. Santiago de Chile, 2018.
- [72] C. E. N. CEN, “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón,” Santiago de Chile, 2018.
- [73] J. R. Lovering, A. Yip, and T. Nordhaus, “Historical construction costs of global nuclear power reactors,” *Energy Policy*, vol. 91, pp. 371–382, Apr. 2016.
- [74] J. Riesz, C. Sotiriadis, P. Vithayasrichareon, and J. Gilmore, “Quantifying key uncertainties in the costs of nuclear power,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 41, no. 3, pp. 389–409, Mar. 2017.
- [75] J. R. Lovering, A. Yip, and T. Nordhaus, “Historical construction costs of global nuclear power reactors,” *Energy Policy*, vol. 91, pp. 371–382, Apr. 2016.
- [76] G. Harris, P. Heptonstall, R. Gross, and D. Handley, “Cost estimates for nuclear power in the UK,”

Energy Policy, vol. 62, pp. 431–442, Nov. 2013.

- [77] R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur, and K. R. Chevva, “Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1553–1560, 2010.
- [78] IAEA, “PRIS - Reactor status reports - Under Construction - By Country,” *PRIS, Power Reactor Information System*, 2018. [Online]. Available: <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx>. [Accessed: 10-Oct-2018].
- [79] S. Martínek, “Sovereign wealth funds – Driving growth of the nuclear power sector,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, pp. 141–149, Dec. 2017.
- [80] World Nuclear News, “Vogtle receives final loan guarantees - World Nuclear News,” 2015. [Online]. Available: <http://www.world-nuclear-news.org/NN-Vogtle-receives-final-loan-guarantees-2506157.html>. [Accessed: 10-Oct-2018].
- [81] S. Twidale, “Britain plays down media report of Hitachi nuclear deal | Reuters,” 2018. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/uk-britain-nuclear-hitachi/hitachis-u-k-nuclear-project-to-get-guarantees-from-government-media-idUKKBN1IA0IV>. [Accessed: 10-Oct-2018].
- [82] L. Chao-jun, Z. Chun-ming, C. Yan, Z. Jia-xu, and C. Jia-yun, “The Study on Safety Goals and Public Acceptance of Nuclear Power,” *Energy Procedia*, vol. 39, pp. 415–422, Jan. 2013.
- [83] M. Hayashi and L. Hughes, “The Fukushima nuclear accident and its effect on global energy security,” *Energy Policy*, vol. 59, pp. 102–111, Aug. 2013.
- [84] AREVA, “Design, Safety Technology and Operability Features of EPR Interregional Workshop on Advanced Nuclear Reactor Technology for Near Term Development (Wien),” Wein, 2011.
- [85] A. Gilbert, B. K. Sovacool, P. Johnstone, and A. Stirling, “Cost overruns and financial risk in the construction of nuclear power reactors: A critical appraisal,” *Energy Policy*, vol. 102, pp. 644–649, Mar. 2017.
- [86] Consorcio PSR-Moray, “Análisis de Largo Plazo para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile Considerando Fuentes de Energía Variables e Intermitentes Informe Final,” Santiago de Chile, 2018.
- [87] R. Moreno, “Análisis de escenarios de decarbonización Lecciones aprendidas,” Santiago de Chile, 2018.
- [88] Valgesta Energía, “Impacto del Plan de Cierre de Centrales a Carbón en el Sistema Eléctrico Nacional,” Santiago de Chile, 2018.
- [89] DESUC and ISUC, “Encuesta Nacional de Medio Ambiente,” Santiago de Chile, 2018.
- [90] MMA, *Planes de Descontaminación Atmosférica. Estrategia 2014 - 2018*. Santiago de Chile: Ministerio de Medio Ambiente, Gobierno de Chile, 2014.
- [91] C. Seebach, “El futuro de la electricidad en Chile,” *2nd Latin America Energy Summit*. Santiago de Chile, pp. 1–43, 2018.
- [92] APERC and APEC, “APEC Energy Overview 2017,” Tokyo, 2018.
- [93] M. Gail H, “Nuclear Regulation in Japan after Fukushima,” *Towar. Post-Fukushima - JANUS*, vol. 12, pp. 1–3, 2012.

- [94] V. Vivoda and G. Graetz, "Nuclear Policy and Regulation in Japan after Fukushima: Navigating the Crisis," *J. Contemp. Asia*, vol. 45, no. 3, pp. 490–509, Jul. 2015.
- [95] K. Larsen and U. Gunnarsson-Östling, "Climate change scenarios and citizen-participation: Mitigation and adaptation perspectives in constructing sustainable futures," *Habitat Int.*, vol. 33, no. 3, pp. 260–266, Jul. 2009.