



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

DETERMINACIÓN DE PERJUICIOS POR INCUMPLIMIENTO DE CONTRATO EN LA
CONSTRUCCIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

GABRIEL MORA PÉREZ

PROFESOR GUÍA
ADOLFO OCHOA LLANGATO

PROFESOR CO-GUÍA
NAZRE EL HUREIMI FACUSE

COMISIÓN
EZEQUIEL CAMUS HAYDEN

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
POR: GABRIEL MORA PÉREZ
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: ADOLFO OCHOA LLANGATO

DETERMINACIÓN DE PERJUICIOS POR INCUMPLIMIENTO DE CONTRATO EN LA CONSTRUCCIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Durante la década de los noventa, Chile tuvo un despegue en términos del desarrollo de infraestructura y ejecución de grandes obras de ingeniería, esto suscitado por la necesidad de inversión y la activa participación del sector privado a través del modelo de concesiones diseñado para tal efecto. Así entonces capitales nacionales y extranjeros, vieron en el país una buena oportunidad para diversificar su portafolio de inversiones y obtener retornos atractivos desde el punto de vista económico. No obstante lo prometedor del escenario, las empresas también enfrentaron cronogramas muy exigentes y se sometieron a altas exigencias contractuales. Esta situación ocasionó, en algunos casos incumplimientos o fallas no sólo por parte de los contratistas, sino que también por parte de sus mandantes.

La situación antes descrita generó una serie de juicios arbitrales, que corresponden a los mecanismos de resolución de conflictos definidos por contrato en este tipo de casos, en los cuales mandantes y contratistas solicitaban compensaciones por los perjuicios ocasionados, derivados de los incumplimientos demandados.

El presente trabajo expone uno de estos casos, y propone un enfoque metodológico para la valorización de perjuicios producto de retrasos en la construcción de centrales hidroeléctricas. Lo expuesto en este trabajo es un caso real, pero se ha guardado reserva del nombre de los involucrados. En su oportunidad, el Tribunal Arbitral respectivo solicitó un peritaje independiente que valorizara una serie de eventuales perjuicios que habría sufrido la Hidroeléctrica H debido a los retrasos experimentados por la Constructora C durante la construcción de la central. Este trabajo se enmarca dentro del desarrollo del citado peritaje. El equipo de trabajo constituido para la ocasión estaba formado por el Sr. Alejandro Jadresic Marinovic, ex Ministro de Energía y por el autor del presente documento.

Adicionalmente se ha incorporado una sección en la que se analiza la ejecución de las principales obras que conforman la central y sobre las cuales también se presentan las mayores diferencias, entre el mandante y el contratista, en relación al cumplimiento del contrato de ejecución de dicha obra.

El trabajo concluye que es posible replicar los procedimientos y metodologías usados en este caso particular para abordar otras situaciones similares.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de forma muy especial y con profundo amor a mi esposa Ingrid, quién me ha permitido llegar hasta aquí y quién muchas veces se ha postergado para que yo pueda alcanzar las metas que me he propuesto en la vida: ¡Lo logramos!

También lo dedico a mis hijos Daniela y Rodrigo. Espero que esto les sirva de ejemplo e inspiración para que concluyan con éxito sus procesos formativos: ¡Se puede!

Finalmente le dedico este trabajo a mis padres María Eugenia y Gabriel por ser quienes iniciaron este camino conmigo y tuvieron la paciencia necesaria y la confianza de que este momento llegaría: ¡Para ustedes con especial cariño!

AGRADECIMIENTOS

Muchas personas vienen a mi mente en este momento y quisiera, a través de estas breves líneas, agradecerles por incentivar, influir o colaborar de una u otra forma en la concreción de este trabajo.

En primer término quiero agradecer a mi familia: mi esposa Ingrid y mis hijos Daniela y Rodrigo por ser un motor permanente en cada una de las cosas que he emprendido en mi vida. También por su colaboración, paciencia y contención en los momentos más difíciles.

Agradezco también a mis padres que estuvieron conmigo los primeros años. Ellos me han apoyado en todo momento y ahora puedo brindarles la satisfacción de verme llegar al final del camino.

Muchas gracias Alfredo y Yasna por ser parte de una maravillosa familia y tener siempre una palabra sabia y bienintencionada. Gracias también por servirme de inspiración para concluir este proceso.

De forma especial agradezco a Alejandro Jadresic Marinovic (Q.E.P.D.) con quien desarrollé este trabajo y quien fue mi mentor profesional por más de 14 años. Un día de trabajo a su lado era siempre un aprendizaje. ¡Gracias Alejandro por creer en mí y por confiar en mis capacidades!. Desearía haber compartido este momento contigo.

Agradezco también a mi profesor guía, Adolfo Ochoa y a mi profesor coguía, Nazre El Hureimi por formar parte de este cierre de ciclo y apoyarme e impulsarme a concluirlo.

Finalmente, pero no menos importante, quiero agradecer infinitamente a los pocos, pero excelentes amigos quienes han estado conmigo incondicionalmente en todo momento: Miguel (T), Cristian (T), Cristian (P), Pablo (G) y Natre. ¡Gracias por estar ahí siempre!

Tabla de Contenido

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Antecedentes Generales	1
1.1.1	Matríz energética de Chile	1
1.1.2	Energía hidráulica	2
1.1.3	Marco regulatorio e institucional del sector eléctrico en Chile	5
1.2	Documentos de Referencia	9
1.2.1	Informe pericial del perito sr. Roberto Araya Barckhahn – 29 de febrero de 2016	9
1.2.2	Informe pericial del perito Prof. François Avellan – 27 de julio de 2016	11
1.2.3	Informe pericial de los peritos Sres. Fernando Romero Veloso y Alfonso Ugarte Soto – octubre de 2014	11
1.2.4	Informe pericial del perito Sr. Javier Godoy Silva – 29 de febrero de 2016	11
1.2.5	Informe pericial encargado a la firma Bitrán & Asociados – 21 de Diciembre de 2012	12
1.3	Normativas y Regulaciones	13
1.3.1	Lo establecido en el contrato	13
1.3.2	Reglamento de arbitraje de la CNUDMI	13
2	MARCO GENERAL DEL TRABAJO	15
2.1	Objetivo General	15
2.2	Objetivos Específicos	15
2.3	Metodologías Empleadas en la Estimación de Perjuicios	15
2.3.1	Metodología general	15
2.3.2	Enfoque metodológico específico	16
3	CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN	18
3.1	Construcción Proyecto: Central Hidroeléctrica de Pasada “H”	18
3.2	Revisión del Contrato	20
3.2.1	Naturaleza del contrato	20
3.2.2	Redacción del contrato	20
3.2.3	Elección del consorcio electromecánico	20
3.2.4	Hitos, etapas y plazos contractuales originales	21
3.2.5	Modificación de los hitos, etapas y plazos en el CA4	21
4	ORIGEN DE LA DISPUTA E INCUMPLIMIENTO	23
4.1	Diferencias Respecto de los Atrasos en las Obras	23
4.2	Diferencias en la Interpretación de Extensión del Plazo del Contrato	24
4.2.1	Constructora C	24
4.2.2	Hidroeléctrica H	24
4.2.3	Refutación de fundamentos	24
5	ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES OBRAS EJECUTADAS	27
5.1	Análisis de las Obras Ejecutadas como parte de la Construcción de la Subestación “T”	27
5.1.1	Identificación de los hitos clave del CA4 para el control de avance o lo que cada parte entendía debía cumplirse para alcanzar cada etapa	27

5.1.2	Fechas indicadas por cada una de las partes para el cumplimiento de dichos hitos	27
5.1.3	Listado priorizado de las causas del retraso	28
5.1.4	Postura de la constructora y posición de la hidroeléctrica	30
5.1.5	Análisis del experto	32
5.2	Análisis de las Obras Ejecutadas como parte de la Construcción de la Casa de Máquinas	34
5.2.1	Identificación de los hitos clave del CA4 para el control de avance o lo que cada parte entendía debía cumplirse para alcanzar cada etapa	34
5.2.2	Fechas indicadas por cada una de las partes para el cumplimiento de dichos hitos	34
5.2.3	Listado priorizado de las causas del retraso en cada caso	35
5.2.4	Postura de la constructora y posición de la hidroeléctrica:	36
5.2.5	Análisis del experto	39
5.3	Análisis de las Obras Ejecutadas como parte de la Construcción de la Línea de Transmisión	40
5.3.1	Identificación de los hitos clave del CA4 para el control de avance o lo que cada parte entendía debía cumplirse para alcanzar cada etapa.	40
5.3.2	Fechas indicadas por cada una de las partes para el cumplimiento de dichos hitos	40
5.3.3	Listado priorizado de las causas del retraso	41
5.3.4	Postura de la constructora y posición de la hidroeléctrica:	41
5.3.5	Análisis del experto	43
5.4	Conclusiones respecto de la construcción de las obras principales de la central	44
6	VALORIZACIÓN DE PERJUICIOS	46
6.1	Descripción del Estudio de Modelamiento Eléctrico	46
6.1.1	Diferencia de ingresos por venta de energía	47
6.1.2	Modelo de cálculo	47
6.1.3	Supuestos del modelo	47
6.1.4	Diferencia de ingresos por venta de potencia	49
6.1.5	Cálculo de pago de peajes	51
6.1.6	Cálculo de costos de regulación de frecuencia y otros servicios complementarios (SSCC)	51
6.2	Perjuicios Identificados y su Valorización	52
6.2.1	Definición de los escenarios para la determinación de los perjuicios	52
6.2.2	Perdidas por ventas de energía antes del RTC	52
6.2.3	Perdidas por ventas de energía después del RTC	54
6.2.4	Pérdidas de pago de potencia firme	55
6.2.5	Pérdida en créditos de reducción de emisión de carbono (CERS)	56
6.2.6	Perdida por menor eficiencia de las turbinas de la central	57
6.2.7	Costos para completar la Subestación T	59
6.2.8	Diferencias entre primas de seguros	60
6.2.9	Mayor interés pagado en virtud del contrato de crédito con la IFC	60
6.2.10	Mayores gastos generales y costos del propietario	61
6.2.11	Costos para terminar y reparar las obras de la central	61
6.2.12	Intereses sobre las sumas demandadas	61
6.2.13	Montos totales de daños e intereses	65
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
8	BIBLIOGRAFÍA	73

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes Generales

1.1.1 Matriz energética de Chile

Se entiende por matriz energética a la suma de todas las fuentes energéticas con las que dispone un territorio o país, para llevar a cabo los procesos productivos que lo sustentan. Dentro de ella, se clasifican en Energías Primarias y Secundarias, y así mismo se distingue entre Energías No Renovables y las Energías Renovables.

A raíz de obtener una visión hacia el futuro de la energía eléctrica en Chile, el Ministerio de Energía realizó un informe con los antecedentes de la matriz energética del país utilizando datos entregados por la CNE, con datos obtenidos hasta el año 2010. De este informe se obtiene la siguiente información relevante: Chile en el año 2010 tenía una capacidad instalada de energía eléctrica de 14.878 MW (el SIC y el SING en conjunto) y tuvo una generación de electricidad de 58.257 GWh, donde la capacidad instalada estaba compuesta en su mayoría por centrales hidroeléctricas, representando un 35% del total, y por plantas termoeléctricas, siendo dividida según el combustible fósil utilizado para su funcionamiento (Gas Natural, Carbón y Petróleo).

Actualmente en Chile se cuenta con cuatro sistemas eléctricos interconectados que cumplen la función de trasportar y distribuir la energía a todos los rincones del país, en las cuales cuenta con aportes de diferentes empresas que trabajan generando dicha energía.

1. Sistema Interconectado del Norte Grande

Comprende centrales de generación y líneas de transmisión interconectadas que suministran Electricidad a los XV (Arica y Parinacota), I (Tarapacá) e II (Antofagasta), cubriendo 185,142km², es decir, 24.5% del territorio nacional. En diciembre de 2012, se representó 25,10% (4,600 MW) de la capacidad instalada total, siendo principalmente de energía termoeléctrica proveniente de carbón, diésel y plantas de gas natural.

Abastece a la industria minera, y se basa principalmente en energía térmica. A finales de 2015 este sistema mostró una red instalada potencia de 3953 MW y su extensión incluye las regiones XV, I y II.

2. Sistema Interconectado Central

Cubre la región de Atacama, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana, Libertador General Bernardo O'Higgins, Maule, Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, cubriendo el 74.11%(13,545MW) de la capacidad instalada. Ésta consiste en termal, hidro y también con aporte de renovables no convencionales.

3. Aysén y Magallanes

Por último, se encuentran dos sistemas de menor capacidad, el de Aysén y Magallanes que son dos sistemas interconectados más pequeños con 0.27% (50MW) y 0.55% (101MW) respectivamente. Recientemente fue puesta en marcha la conexión entre el SIC

y SING, llamándose Sistema Eléctrico Nacional. La interconexión fue impulsada por años, para aportar seguridad al sistema y disminuir los precios de la tarifa eléctrica. Esto se traduce en 3.100 km de estructura, desde Arica a Chiloé, abasteciendo de electricidad a más del 97% de la población nacional. Su capacidad, una vez instalada, es de aproximadamente 24.000 MW y una demanda de 11.000 MW, representando el 99% de la capacidad de generación del país. Es el resultado de la Interconexión de los Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING).

1.1.2 Energía hidráulica

En los cursos naturales de agua, la energía hidráulica se disipa en remolinos, erosión de las riberas y cauces, choques y arranque de material de las rocas sueltas y en los ruidos del torrente etc. Para extraer esta energía y convertirla en energía mecánica utilizable, es preciso eliminar las pérdidas naturales creando un cauce artificial donde el agua fluya con pérdidas mínimas y finalmente, convertir la energía potencial disponible en energía mecánica por medio de máquinas apropiadas como turbinas o ruedas hidráulicas.

En muchos aprovechamientos es posible reducir a un mínimo estas pérdidas hidráulicas, y la altura de salto así recuperada aprovecharse en la central hidroeléctrica. Para ello existen fundamentalmente dos métodos:

- Primer método: desviación de la corriente
- Segundo método: interceptación de la corriente con un dique o presa

El primer método consiste en derivar el caudal del río desde el punto A a lo largo de la ladera siguiendo un recorrido con una ligera pendiente respecto de las líneas de nivel hasta el punto B en donde arrancan unas tuberías que llevan el agua hasta la central situada en el punto C. El recorrido del agua en este caso va desde el punto A a través de la superficie del lago hasta la toma de agua situada cerca de la presa en el punto B', y de aquí a las turbinas que se encuentran en la casa de máquinas o central (punto C).

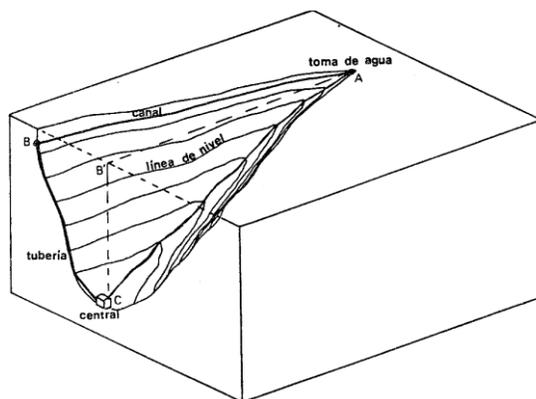


Figura 1-1. Método de desviación de la corriente

El segundo método de aprovechamiento consiste en interceptar la corriente del río mediante una presa, con lo que se eleva el nivel del río, disminuyen la velocidad media de la corriente y las

perdidas. La construcción de la presa se hace aprovechando las zonas angostas del cauce, para cerrar el valle, logrando de esta forma obtener un reservorio, embalse o lago artificial.

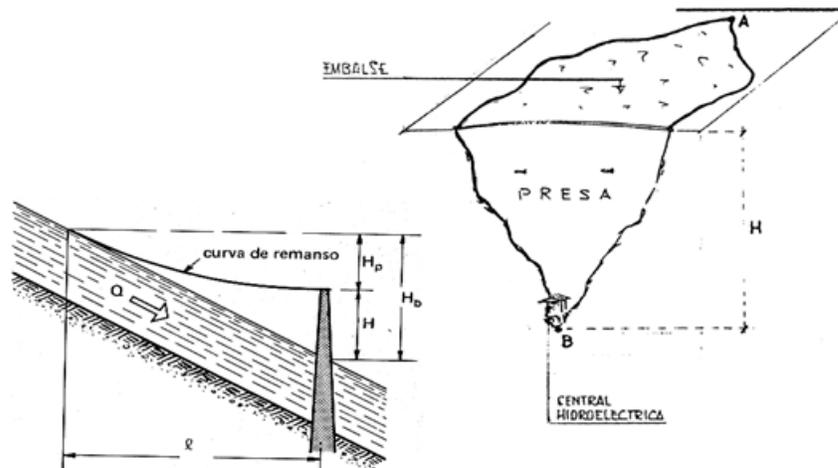


Figura 1-2. Método de interceptación de la corriente

Una central hidroeléctrica es una instalación que aprovecha la energía potencial gravitatoria contenida en la masa de agua transportada por los ríos para convertirla en energía eléctrica, mediante turbinas acopladas a alternadores. El proceso tiene un alto nivel de eficiencia energética, con grados de eficiencia de hasta un 90%. Son las más rentables en comparación con otros tipos de centrales eléctricas. El agua se utiliza para accionar las turbinas, que a su vez mueven los generadores que transforman la energía mecánica en eléctrica. Las plantas hidroeléctricas aprovechan los caudales y caídas de agua.

Para aprovechar la energía del agua, se seleccionan causes de ríos que tienen algunas características importantes, como amplio caudal de agua y diferencias importantes de altura en corta distancia. El agua en los ríos tiene una enorme cantidad de energía mecánica potencial, que se puede aprovechar para obtener trabajo útil y obtener energía eléctrica. Los componentes principales de una central hidroeléctrica incluyen la presa, las tomas de agua, la sala de máquinas, las turbinas, los transformadores, el alternador o generador y las conducciones.

Componentes principales de una central hidroeléctrica:

- i. Presa: se encarga de la contención del agua de un río y el almacenamiento a través de la formación de un embalse.
- ii. Tomas de agua: se encargan de recoger el agua embalsada para llevarla hasta las turbinas por medio de un canal o tubería forzada. Las tomas de agua presentan unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas y unas rejillas filtradoras para impedir el paso a elementos extraños (troncos, ramas, etc).
- iii. Sala de máquinas: construcción donde se sitúan las máquinas y los elementos de regulación y control de la central

- iv. Turbina: elementos que transforman la energía cinética de una corriente de agua en energía mecánica. Existen tres tipos principales la rueda Pelton, la turbina Francis y la turbina Kaplan (o de hélice).
- v. Transformadores: son dispositivos eléctricos que sirven para aumentar o disminuir la tensión de un circuito eléctrico de corriente alterna manteniendo la potencia.
- vi. Alternador o generador: tipo de generador eléctrico destinado a transformar la energía mecánica en eléctrica.
- vii. Conducciones: la alimentación del agua a las turbinas se hace a través de un sistema complejo de canalizaciones.

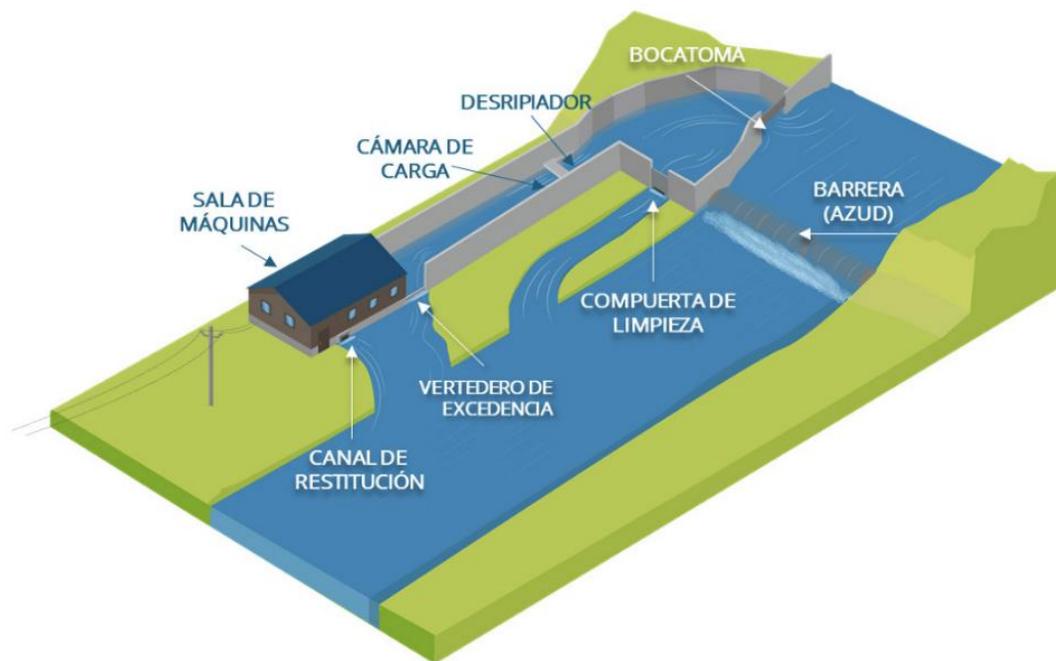


Figura 1-3. Esquema de partes de una central hidroeléctrica de pasada

Etapas básicas del funcionamiento de una central hidroeléctrica de pasada:

- i. Aledañas al cauce de agua, se construyen una barrera y una bocatoma; por medio de la barrera se desvía una fracción del caudal de agua original hacia la bocatoma.
- ii. El agua pasa por un desripiador (también llamado “desarenador”) que capta los sedimentos que acompañan naturalmente al agua.
- iii. Posteriormente, pasa a la cámara de carga, que es donde se prepara el flujo que se hará circular a través de la turbina hidroeléctrica ubicada en la sala de máquinas.

- iv. Al llegar a las salas de máquinas, el agua actúa sobre las paletas de la turbina transformando su energía cinética en mecánica de rotación.
- v. El eje de la turbina está unido al generador eléctrico lo que hace que al girar convierte la energía rotatoria en electricidad.
- vi. Una vez el agua ha cedido su energía es conducida río abajo a través de un canal de desagüe.

La energía eléctrica no se puede almacenar, debe ser consumida en el mismo instante en el que se produce. Esto significa que se debe conocer en todo momento la cantidad en la que va a ser requerida, o al menos tener una previsión lo más aproximada posible, para estar en condiciones de generarla. La evolución de la demanda de energía eléctrica en función del tiempo se denomina curva de demanda, presentando máximos y mínimos que corresponden a las horas de mayor y menor consumo, respectivamente, denominados horas punta y horas valle. La forma de la curva se puede generalizar para los distintos días del año, aunque la cifra asociada a los puntos que representan la misma, lógicamente, varía de un día a otro. Independientemente del mes y del día, siempre hay que ajustarse a la demanda y producir, con los diferentes tipos de centrales que se dispongan, la energía solicitada en cada instante.

En este ajuste continuo de la producción a la demanda es necesario disponer de centrales cuya potencia pueda ser fácilmente regulable, con una gran flexibilidad de operación. Las centrales hidroeléctricas presentan estas características jugando un papel muy importante en el conjunto del parque de centrales de generación de energía eléctrica de cualquier país. Son instalaciones con una alta velocidad de respuesta ante los cambios de demanda, lo que quiere decir que en unos minutos (2 - 3 en los grupos más modernos) pasan de estar paradas a dar la potencia nominal. Esto no ocurre con las centrales de combustible fósil o nuclear, que necesitan desde 6 - 8 horas hasta más de 18, dependiendo de las condiciones en las que se produzca el arranque de las mismas. Por todo esto, las centrales hidroeléctricas se convierten en instalaciones más adecuadas para cubrir las puntas de demanda, así como para cubrir las bajas imprevistas de otras centrales.

La función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica.

1.1.3 Marco regulatorio e institucional del sector eléctrico en Chile

En Chile, las actividades de generación, transmisión, subtransmisión y distribución se encuentran principalmente en manos del sector privado. El estado participa en este sistema, solo como ente promotor del desarrollo y fomento del sector y en su rol de regulador y fiscalizador, tomando así consideración en el resguardo del cumplimiento de leyes, reglamentos y normas técnicas que constituyen el marco regulatorio del sector eléctrico.

Respecto del marco normativo, los principales cuerpos legales que regulan el sector eléctrico son los siguientes:

- Ley General de Servicios Eléctricos: Corresponde a la Ley N° 20.018, que fue promulgada el 12 de mayo de 2006 y que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982.

Esta ley establece el marco regulatorio para la prestación del servicio eléctrico en Chile, incluyendo la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Además, establece normas para garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico, y para promover la eficiencia energética y el uso de energías renovables.

La Ley General de Servicios Eléctricos también establece la estructura institucional encargada de regular el sector eléctrico Chileno, la cual está compuesta por el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Por último, es importante mencionar que la Ley General de Servicios Eléctricos ha sido objeto de numerosas modificaciones a lo largo de los años, siendo la última la realizada el 21 de noviembre de 2022, según consta en la página web del Diario Oficial de Chile.

- Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos: El reglamento citado establece las normas para el suministro y la distribución de energía eléctrica, así como las obligaciones y derechos de las empresas eléctricas y los consumidores. Además el reglamento fija los criterios para la aprobación de planes y proyectos en el sector eléctrico y establece las sanciones en caso de incumplimiento de las normas.
- Adicionalmente a los documentos antes mencionados existen un sinnúmero de otros Reglamentos y Normas Técnicas que establecen exigencias y estándares para distintos aspectos del mercado eléctrico y para las diferentes prestaciones de servicio existentes. Entre otras es posible mencionar: Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos, Normas Técnicas de Continuidad y Calidad de Servicio, normas técnicas de la Dirección de Operación y de la Dirección de Peajes del Coordinador Eléctrico Nacional, etc.

En cuanto a la institucionalidad relevante del sector eléctrico, en la siguiente figura es posible apreciar los principales organismos participantes.

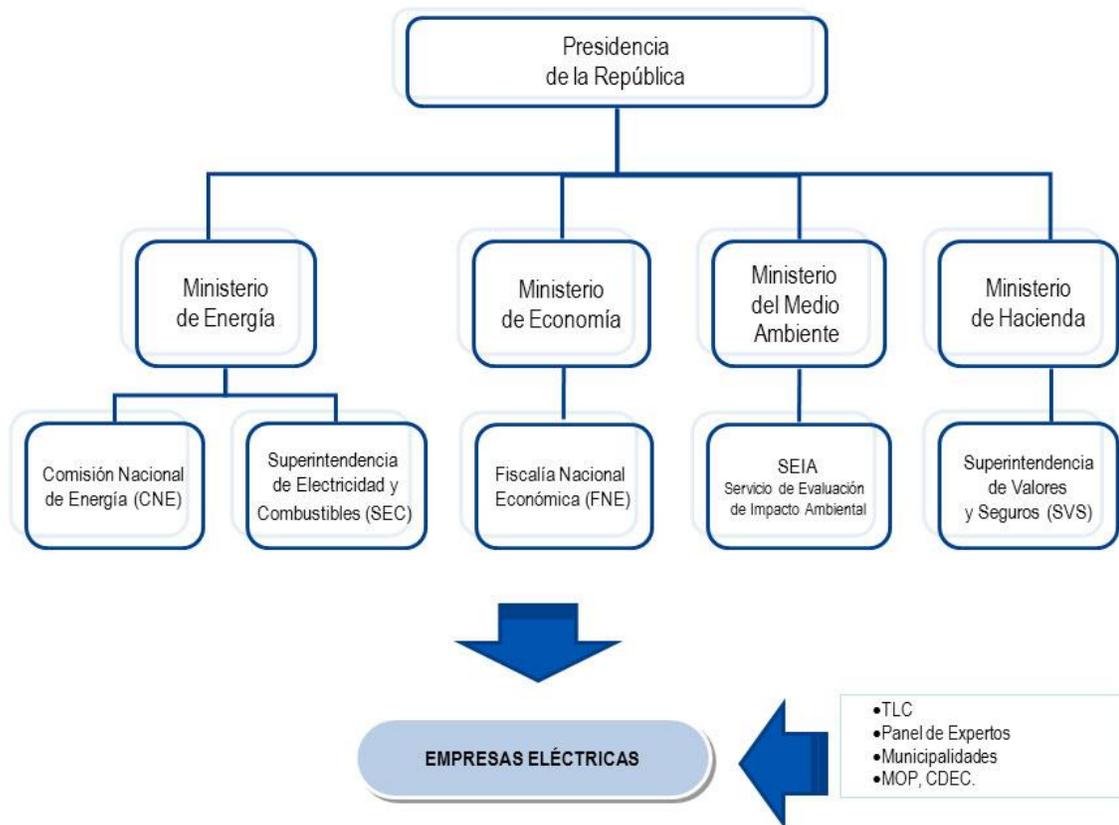


Figura 1-4. Principales organismos de la institucionalidad del sector eléctrico en Chile

A continuación se describe brevemente el rol que cumplen los principales actores del mercado eléctrico:

- **Ministerio de Energía:** Es un órgano superior de colaboración directa con el Presidente de la República en las funciones de Gobierno y administración del sector eléctrico. El objetivo general del ministerio es elaborar y coordinar planes, políticas y normas para obtener un óptimo funcionamiento y desarrollo del sector energético. El sector de la energía abarca todas las actividades de estudio, explotación generación, transmisión, almacenamiento, distribución, consumo, y cualquier otra que concierna a la electricidad, carbón, petróleo, gas y sus derivados; como así también, otras fuentes energéticas. (Ministerio de Energía, 2015)
- **La Comisión Nacional de Energía (CNE):** Es un organismo público y descentralizado, el cual cuenta con patrimonio propio y con una plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones. La comisión es un organismo encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben amoldarse las empresas que contribuyen con la producción, generación, trasmisión y distribución de energía, con el objetivo de disponer de un servicio más seguro y de calidad, y que a su vez sea compatible con la operación económica (Comisión Nacional de Energía ,2015)

- Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Este organismo fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Además, entrega concesiones temporales e informa al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas de distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones de electricidad y líneas de transmisión. También es responsable de verificar la calidad de los servicios que prestan las empresas a cargo de la energía.
- Coordinador Eléctrico Nacional: El 01 de enero de 2017 entró en operación esta entidad encargada de administrar el Sistema Eléctrico Nacional de Chile y que resultó de la unificación de dos centros de despacho económicos que funcionaban desde la década del noventa. Estos centros de despacho económico eran el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) y el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING).

El Centro de Despacho económico de Carga del Sistema interconectado Central (CDEC-SIC)¹ es un organismo que se encuentra encargado de determinar y coordinar diversas operaciones del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico central, incorporando así diversas centrales de tipo generadora, adicionando líneas de transmisión a nivel troncal, sumando subestaciones eléctricas, entre otras. Este organismo permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo de abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible. El CDEC-SIC está integrado por las empresas propietarias de las instalaciones correspondientes a centrales eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, interconectadas al SIC. (Centro de Despacho Económico de Carga Del sistema Interconectado central, 2015)

- Organismos de Defensa de la Libre Competencia: En Chile, el sistema de defensa de la libre competencia está compuesto por varios organismos encargados de proteger la competencia en el mercado y prevenir conductas anticompetitivas.

La principal función de estos organismos es la promoción y protección de la libre competencia en el mercado, a través de la aplicación de la ley de defensa de la competencia y la sanción de prácticas anticompetitivas.

Entre los organismos encargados de la defensa de la competencia en Chile se encuentran el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), la Fiscalía Nacional Económica (FNE) y la Comisión Nacional de la Competencia (CNC).

El TDLC es un tribunal especializado en defensa de la competencia que tiene por objeto resolver controversias relacionadas con el abuso de posición dominante, acuerdos anticompetitivos, prácticas colusorias, entre otros.

¹ Al momento de ejecutar el presente trabajo aún no estaban unificados los centros de despacho económicos de carga, razón por la cual se incluyó una breve descripción del CDEC-SIC, ente desde dónde se rescató información relevante para el desarrollo posterior de los análisis presentados.

Por su parte, la FNE es un organismo autónomo que tiene como función principal investigar, fiscalizar y sancionar las prácticas anticompetitivas en el mercado, y promover la competencia en beneficio de los consumidores y la economía en general.

Finalmente, la CNC es una entidad adscrita al Ministerio de Economía, que tiene como objetivo prevenir y corregir las prácticas que limiten o distorsionen la competencia en los mercados, y promover la libre competencia en beneficio de los consumidores.

- Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos: El Panel de Expertos es un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, 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 de servicios de gas que las empresas eléctricas, de servicios de gas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento.

1.2 Documentos de Referencia

Para el correcto desarrollo del presente trabajo de título se han tenido en consideración las opiniones, análisis, resultados y conclusiones de los siguientes informes periciales de acuerdo a las solicitudes específicas del Tribunal Arbitral:

1.2.1 Informe pericial del perito sr. Roberto Araya Barckhahn – 29 de febrero de 2016

El peritaje encargado al Sr. Araya determinó y abordó cada uno de las siguientes materias:

- Costo de las reparaciones y trabajos que el contratista dejó pendientes en la Central, tanto aquellos ya ejecutados por la Hidroeléctrica H como los que reste por ejecutar, entre los referidos en el número 10 del capítulo IV de la demanda reconventional de la Hidroeléctrica H y el costo de reemplazar las turbinas de la central.
- Fecha en que se cumplieron las condiciones establecidas en el Contrato de construcción de la central Hidroeléctrica H para los hitos denominados Second Unit Operation, Completion Date y Reliability Test Completion.
- En relación a la aplicación de una membrana de Sarnafil en el túnel de la Central: (i) Si la Constructora C aplicó una membrana de Sarnafil² en el túnel. En la afirmativa, costos adicionales soportados por la Constructora C- respecto a los contemplados en el Contrato de construcción de la central Hidroeléctrica H y fecha en qué la Constructora C los habría soportado, (ii) Antecedentes técnicos que permitan determinar si la aplicación de la membrana de Sarnafil en el túnel se encontraba fuera del alcance de las obligaciones de la Constructora C bajo-el Contrato de construcción de la central Hidroeléctrica H.

² La membrana Sarnafil F610-12 es una membrana polimérica para impermeabilización de cubiertas, en base a PVC de calidad superior. Posee las siguientes cualidades: alta impermeabilidad aún en inmersión permanente, elevada elasticidad y flexibilidad, levada durabilidad, estabilidad dimensional y elevada resistencia a la tracción, adaptable a cualquier tipo de cubierta.

- En relación a los efectos del terremoto de 27 de febrero de 2010 sobre la casa de máquinas de la Central: (i) Estado de avance en que se debían encontrar al 27 de febrero de 2010 las obras de la casa de máquinas de acuerdo a los programas de obras y estado de avance real de las obras al día 27 de febrero de 2010, previo al terremoto. (ii) En caso de haberse encontrado atrasadas las obras en la casa de máquinas atrasos debidos al terremoto no se habrían producido en caso que las obras no se hubieran encontrado atrasadas.
- En relación a la construcción de la casa de máquinas: (i) Fecha en que la casa de máquinas quedó en condiciones de comenzar a operar, (ii) Estado en que se encontraban las obras de la casa de máquinas a la fecha en que terminaron las obras de la subestación T, (iii) Estado en que se encontraban las obras de la casa de máquinas a la fecha en que concluyó la conexión de la subestación T al SIC, (iv) Estado en que se encontraban las obras de la casa de máquinas a la fecha en que la línea de transmisión quedó en condiciones de ser energizada, y (v) Estado en que se encontraba la casa de máquinas a la fecha en que se conectó la Central al SIC.
- En relación a los trabajos pendientes incluidos en el Punch-List general de la Central: (i) Naturaleza de los trabajos y relevancia de los mismos para el funcionamiento de la Central, (ii) Si la Central presentaba al 10 de junio de 2011 y al 8 de julio de 2011, defectos de diseño o construcción, o trabajos pendientes. En la afirmativa, naturaleza, causa y relevancia de los defectos o trabajos pendientes para el funcionamiento de la Central.
- En relación al cumplimiento de los requisitos para la emisión del Taking Over Certificate³: (i) Si al 10 de junio de 2011 o al 8 de julio de 2011 se habían cumplido las condiciones establecidas en la cláusula 10.1.1 del Volumen II del Contrato de construcción de la central Hidroeléctrica H para la emisión del Taking Over Certificate. (ii) Si la Constructora C entregó a la Hidroeléctrica H los pertinentes repuestos, planos as-built, manuales, garantías y demás documentos requeridos en virtud del Contrato. En la afirmativa, fecha en que Constructora C entregó tales documentos. (iii) En caso de haberse cumplido los requisitos para el otorgamiento del Taking Over Certificate de la Central, fecha en que tales requisitos se cumplieron.
- En caso del otorgarse a la Constructora C una extensión del plazo de cumplimiento de los hitos contractuales, antecedentes de hecho que permitan determinar los perjuicios, costos o montos a que tiene derecho la Constructora C en razón de la extensión, y fecha en que habrían debido ser pagados por la Hidroeléctrica H: (i) El terremoto de 27 de febrero de 2010 y sus réplicas, (ii) La construcción de la línea de transmisión, (iii) Modificaciones de la subestación T, y (iv) Trabajos adicionales en el túnel. En la afirmativa, naturaleza de los costos, causa, monto y fechas en que habrían sido soportados por la Constructora C y

³ Taking Over Certificate: Equivale al certificado de recepción provisional, el cual se refiere a “obras permanentes” y debe ser extendido por el propietario cuando se hubiesen cumplido las siguientes condiciones: a) Las obras se hubiesen terminado según lo establecido en el contrato; b) Las “obras permanentes” pudiesen ser usadas de forma segura y confiable por el propietario; d) Todos los repuestos, planos as-built, manuales, garantías y otros documentos contractuales hubiesen sido despachados por el propietario.

antecedentes de hecho que permitan inferir si deben ser soportados por la Hidroeléctrica H.

- Efectividad que la Constructora C haya empleado un sistema de tratamiento de aguas durante la construcción del túnel correspondiente a residuos industriales líquidos. En la afirmativa, antecedentes de hecho que permitan inferir si la Constructora C no debía soportar su costo conforme al Contrato, costos inirridos por la Constructora C en virtud de tal sistema y fecha en que la Constructora C los habría soportado.
- Causas de la detención de la Central ocurrida entre el 12 y el 14 de julio de 2011.

1.2.2 Informe pericial del perito Prof. François Avellan – 27 de julio de 2016

El peritaje encargado al Sr. Avellan determinó y abordó cada uno de las siguientes materias:

- La eficiencia real alcanzada por las turbinas hidráulicas de la Central en contraste con la eficiencia mínima de las turbinas hidroeléctricas establecida por los requisitos del titular del contrato.
- Si la Constructora C hizo sus mejores esfuerzos para lograr la eficiencia mínima de las turbinas hidroeléctricas establecida en la cláusula 3.5.7 de la parte A del tomo III del Contrato.

1.2.3 Informe pericial de los peritos Sres. Fernando Romero Veloso y Alfonso Ugarte Soto – octubre de 2014

El peritaje encargado a los Sres. Romero y Ugarte determinó y abordó cada uno de las siguientes materias:

- En este informe pericial, se determinó la generación potencial de la central considerando los denominados escenarios de hidrología 1 y 2. Para cada uno de ellos se obtuvo la generación potencial considerando la eficiencia de las turbinas según el Variation Order⁴ N°1 del 29/11/2005 y la del informe del profesor Francois Avellan del 06/06/2014; en ambos casos se definió la pérdida de carga según se calculó en el documento correspondiente al informe N°3 anexo al informe pericial

1.2.4 Informe pericial del perito Sr. Javier Godoy Silva – 29 de febrero de 2016

El peritaje encargado al Sr. Godoy determinó y abordó cada uno de las siguientes materias:

- Cantidad y naturaleza de los trabajos que estaban pendientes en la subestación T a la fecha de emisión por parte de la Hidroeléctrica H del Taking Over Certificate (TOC) (9 de marzo de 2010).

⁴ Variation Order: Las variation order eran documentos que contenían acuerdos técnicos o especificaciones técnicas acordadas que debían ser cumplidas por el Contratista.

- Si los trabajos ejecutados a partir del 9 de marzo de 2010 fueron necesarios para cumplir con las normas técnicas chilenas y los estándares de ingeniería que son aplicables y exigibles a las instalaciones que integran el sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central.
- Costo de ejecutar los trabajos referidos en el punto anterior y plazo estimado de ejecución.
- Naturaleza de los trabajos contenidos en la Orden de Variación N°4 emitida por la Hidroeléctrica H y si esos trabajos eran necesarios para cumplir con las normas técnicas chilenas y los estándares de ingeniería que son aplicables y exigibles a las instalaciones que integran el sistema de transmisión troncal del Sistema Interconectado Central.
- Antecedentes técnicos que permitan determinar la distribución de responsabilidades acordada entre las partes en relación a las actividades necesarias para conectar la central y la subestación T al Sistema Interconectado Central.
- Fechas en que la Hidroeléctrica H completó las actividades bajo su responsabilidad necesarias para la conexión de la central y la subestación T al Sistema Interconectado Central (SIC).
- Fechas en que la Constructora C completó las actividades bajo su responsabilidad necesarias para la conexión de la central y la subestación T al Sistema Interconectado Central.
- Fecha en que la subestación T cumplía las condiciones necesarias para su conexión al SIC.
- Fecha en que la línea de transmisión quedó en condiciones de ser energizada.
- Causas en virtud de las cuales la conexión de la central al Sistema Interconectado Central a través de la subestación T no se realizó antes del 14 de septiembre de 2010.

1.2.5 Informe pericial encargado a la firma Bitrán & Asociados – 21 de Diciembre de 2012

El estudio de abogados que representó a la Hidroeléctrica H, encargó a la firma Bitrán & Asociados un estudio de valorización de perjuicios, el cual fue presentado como parte de los documentos del caso. En este documento, se abordan los mismos perjuicios identificados por el Tribunal Arbitral como controversiales. Se debe dejar en claro que debido a que el documento fue presentado y pagado por una de las partes en controversia, se hizo necesario contar con una opinión imparcial, no sesgada, razón por la cual el Honorable Tribunal solicitó un peritaje independiente, que es justamente la base del presente trabajo.

Según lo señalado en este informe, para su elaboración se empleó información pública, antecedentes facilitados por Hidroeléctrica H y/o sus asesores legales externos, así como consultores de la Hidroeléctrica en materia de proyección de precios mayoristas de la energía eléctrica (“costos marginales” o “precios spot”).

Si bien este informe puede tener cierto sesgo en el resultado de sus estimaciones, constituye un punto de referencia en cuanto a resultados se refiere, para los valores que es posible esperar de los análisis que serán desarrollados como parte del presente trabajo.

1.3 Normativas y Regulaciones

1.3.1 Lo establecido en el contrato

De acuerdo a lo registrado en el punto 20. “Claims, Disputes and Arbitration”, página 114 del contrato suscrito entre las partes, y de forma más específica según lo definido en el punto 20.4 “Arbitration”, es posible encontrar las siguientes reglas:

Cualquier disputa, controversia o reclamación que surja o esté relacionada con este Contrato (incluyendo esta cláusula), o el incumplimiento, terminación o invalidez del mismo: será resuelta por arbitraje de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la CNUDMI vigente.

La autoridad nominadora será Secretario General de la Corte Permanente de Arbitraje de La Haya; (b) El número de árbitros será tres: (c) El lugar del arbitraje será Santiago, Chile: (d) El idioma(s) que se utilizará en el procedimiento arbitral será el inglés; (e) la ley aplicable será la chilena.

Cada parte nombrará un árbitro y ambos árbitros así nombrados nombrarán al tercer árbitro, que actuará como presidente del tribunal arbitral.

En caso de que no haya acuerdo en relación con el nombramiento del tercer árbitro, dicho nombramiento será realizado por la Autoridad Nominadora.

Cada árbitro será totalmente independiente y no tendrá conflicto de intereses con las partes (o sus accionistas, directores, empleados o consultores). Todos los árbitros serán abogados calificados para ejercer en Chile. Una vez nombrado el tribunal arbitral, las partes reconocen al tribunal arbitral competencia exclusiva para dictar medidas cautelares y previas al juicio que en ningún caso podrán afectar a impedir o suspender el cobro y pago de las fianzas de garantía bancaria, seguro o retención contemplado en este documento para asegurar el cumplimiento fiel del Contratista del Contrato.

La sede del Arbitraje será Santiago. El laudo arbitral será definitivo y vinculante para las Partes.

Cada una de las empresas que forman parte del Contratista designa recíproca e irrevocablemente a la otra como su agente de proceso para que cualquier notificación o notificación de proceso hecha a cualquier empresa que forme parte del Contratista se considere hecha a ambas empresas al mismo tiempo.

1.3.2 Reglamento de arbitraje de la CNUDMI

El Reglamento de Arbitraje de la CNUDMI es un conjunto de normas que regulan el proceso de arbitraje, el cual es una alternativa a la solución de controversias a través de los tribunales. A continuación, se presenta un resumen de los aspectos más importantes del citado Reglamento.

El Reglamento de Arbitraje de la CNUDMI se aplica a los casos de arbitraje comercial internacional, es decir, aquellos en los que al menos una de las partes es de un país distinto al de la otra parte o en los que el lugar del arbitraje, el lugar donde se debe cumplir el laudo arbitral o el lugar donde se celebra el contrato son distintos del país de alguna de las partes (artículo 1).

El proceso arbitral se rige por los principios de igualdad de las partes, independencia e imparcialidad de los Árbitros, respeto al debido proceso y al derecho a ser escuchado (artículo 14). El Reglamento establece los plazos y formalidades que deben cumplirse en cada etapa del proceso, desde la solicitud de arbitraje hasta la emisión del laudo arbitral (artículos 3 a 33).

Las partes pueden acordar la elección de uno o más Árbitros, así como el idioma del arbitraje y el lugar donde se llevará a cabo (artículos 7 y 17). En caso de que las partes no lleguen a un acuerdo en estos aspectos, el Reglamento prevé las reglas para su designación (artículos 9 a 15).

El laudo arbitral es la decisión final del proceso, y debe ser emitido dentro del plazo establecido por el Reglamento o acordado por las partes (artículo 31). El laudo es vinculante y definitivo, salvo en casos excepcionales en los que se puede solicitar su anulación o revisión ante los tribunales competentes (artículo 34).

Así entonces, el Reglamento de Arbitraje de la CNUDMI es un conjunto de normas que regula el proceso de arbitraje comercial internacional, estableciendo los derechos y obligaciones de las partes, así como las formalidades y plazos que deben cumplirse en cada etapa del proceso. El objetivo del Reglamento es asegurar un proceso justo e imparcial, que permita la resolución eficiente y efectiva de las controversias comerciales internacionales.

2 MARCO GENERAL DEL TRABAJO

2.1 Objetivo General

El objetivo general planteado en este trabajo corresponde al desarrollo de un procedimiento basado en un conjunto de metodología y tratamientos de información de diverso origen, que permitan valorizar perjuicios derivados del retraso en el cumplimiento de un contrato de construcción, para el caso de una central hidroeléctrica.

Adicionalmente se busca que tanto el procedimiento como las metodologías, puedan ser replicables en el futuro de forma tal que permitan valorizar perjuicios en casos de similares características.

2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos se busca lo siguiente:

1. Aplicar los procedimientos y metodologías antes mencionados en la determinación del monto de los daños que habría experimentado “Hidroeléctrica H”, y que fueron incluidos en su demanda reconvencional del 30 de noviembre de 2011, en los términos y períodos descritos en dicha demanda.
2. Realizar un juicio crítico de los principales argumentos presentados por cada una de las partes en sus respectivas demandas/contestaciones y que se relacionan con la construcción de la central hidroeléctrica “H”.

2.3 Metodologías Empleadas en la Estimación de Perjuicios

2.3.1 Metodología general

La metodología general consta de las siguientes actividades:

- I. Recopilar, sistematizar y analizar la información que resulte relevante y que haya sido puesta a disposición por el Tribunal Arbitral.
- II. Recopilar, sistematizar y analizar nueva información que resulte relevante y que no haya sido puesta a disposición por el Tribunal Arbitral.
- III. Establecer para cada uno de los puntos definidos en los objetivos específicos, las metodologías y análisis que resulten más apropiados para dar cumplimiento con la correcta determinación de los perjuicios definidos.
- IV. Definir los escenarios de valorización apropiados para dar cumplimiento con la correcta valorización de los perjuicios identificados.
- V. Realizar, en los casos en los cuales sea necesario, los ajustes pertinentes, para que los resultados de los peritajes contratados puedan ser incorporados a la valorización de los perjuicios.

2.3.2 Enfoque metodológico específico

Si bien cada una de las tipificaciones de los perjuicios considerados en el presente trabajo, son de naturaleza distinta, ellas tienen en común un mismo tratamiento metodológico para la cuantificación de los perjuicios. Primeramente se explican brevemente cada una de las tipologías identificadas para los perjuicios a valorizar:

- Pérdidas en ventas de energía y pagos por potencia firme: Corresponden a los perjuicios percibidos por menores ventas tanto de energía como de potencia firme por parte de la Hidroeléctrica H, derivado de situaciones tales como menores eficiencias en las turbinas instaladas o cualquier otra circunstancia que impidiera un nivel de generación normal de la central y por ende ingresos por venta mayores a los obtenidos.
- Costos para completar obras faltantes: Se refiere a los costos o sobrecostos en los cuales debió incurrir la Hidroeléctrica H debido a la terminación o ejecución de obras que quedaron incompletas o que debieron realizarse y que aún siendo cargo del contratista, ellas no fueron ejecutadas o su ejecución no se llevó a cabo de forma completa.
- Costos de oportunidad: Corresponden a los ingresos que dejaron de percibirse durante los períodos de tiempo en los cuales, según el calendario del proyecto, se debiera haber percibido remuneración por venta de energía y potencia firme, pero ello no ocurrió debido a que la central no estaba en condiciones de generar.
- Costos financieros: Se refiere a los costos de intereses, capital inmovilizado y otros costos que debieron cubrirse debido a la extensión en el plazo de construcción de la central.

Si bien los perjuicio no se clasifican de acuerdo a esta tipología, ellos permiten entender e identificar a cavidad las distintas componentes de los perjuicios percibidos.

Respecto del enfoque metodológico empleado en la valorización, ella obedece a una homologación de la clásica metodología de evaluación de proyectos sociales (usando precios privados), en la cual los proyectos evaluados no generan utilidades o flujo de ingresos a favor. En esos casos, los proyectos son evaluados comparando los costos de dos situaciones diferentes: una situación sin proyecto y otra en la que el proyecto está implementado. Los beneficios en estos casos corresponden al ahorro en términos de costo de cada una de las situaciones evaluadas.

En el caso particular del presente trabajo, el monto de cada perjuicio corresponde al sobrecosto identificado en cada caso, producto de evaluar los costos reales en los cuales se incurrió vérsus los costos esperados que se habrían obtenido si se hubiese cumplido el cronograma de ejecución de obras del proyecto.

En el esquema siguiente es posible apreciar gráficamente el enfoque antes descrito.

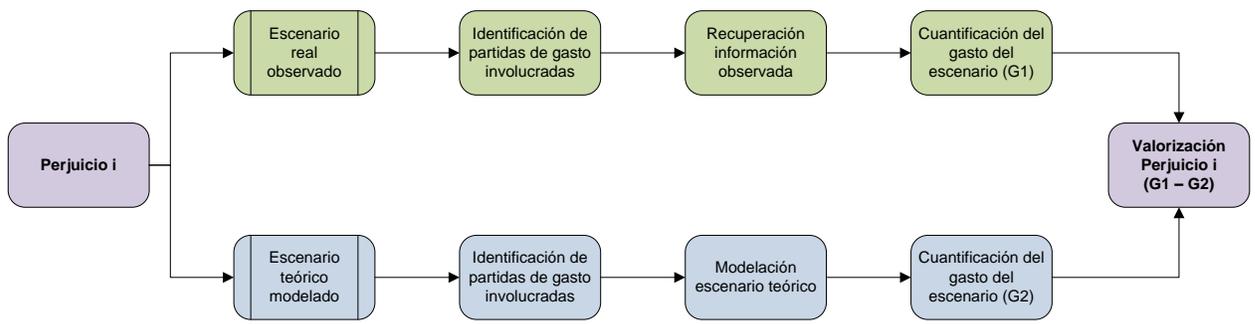


Figura 2-1. Enfoque metodológico empleado en la valoración de los perjuicios

3 CONTRATO DE CONSTRUCCIÓN

3.1 Construcción Proyecto: Central Hidroeléctrica de Pasada “H”

El proyecto Central Hidroeléctrica H fue diseñado para el aprovechamiento hidroeléctrico de las aguas de los ríos Tinguiririca, el Azufre y Portillo y de los esteros Los Helados, La Gloria, El Ciruelo y Riquelme, mediante dos centrales generadoras de pasada, Hidroeléctrica H e Hidroeléctrica C con una caída bruta de 372 y 344 metros, respectivamente, lo que permitirá aportar un total de 300 MW al Sistema Interconectado Central (SIC) a través de la Subestación de conexión que se ubica en las cercanías de San Fernando.

La Hidroeléctrica C capta las aguas de los ríos Portillo, Del Azufre y Tinguiririca a una elevación de 1.430 m.s.n.m. La Casa de Máquinas está ubicada en el río Del Azufre aproximadamente un kilómetro aguas arriba de su confluencia con el río Tinguiririca, restituyendo las aguas a la cota 1.100 m.s.n.m. El caudal de diseño de la central es de 50 m³/s y su potencia instalada de 145 MW.

La Hidroeléctrica H capta las aguas de los ríos Del Azufre y Tinguiririca, aguas arriba de su confluencia, a una elevación aproximada de 1.100 m.s.n.m. Desde la bocatoma Tinguiririca el agua se conduce, por la ribera sur del río del mismo nombre, hasta la casa de máquinas, situada próxima al río Tinguiririca a la cota 728 m.s.n.m. El caudal de diseño de la central es de 50 m³/s y la potencia instalada de 155 MW.

Las obras de construcción del proyecto tendrían una duración total estimada en 48 meses, de acuerdo a la Carta Gantt, que se adjunta en el Anexo II del EIA⁵. El tiempo total de construcción para cada una de las centrales del proyecto sería de 36 meses. El inicio de las obras estuvo programado para el mes de marzo de 2004, partiendo con la central Hidroeléctrica H. Un año después, en marzo de 2005 se iniciarán las obras correspondientes a la central Hidroeléctrica C. Para ambas centrales, la primera actividad consiste en la instalación de los campamentos para los trabajadores las plantas de áridos y hormigón y el mejoramiento y construcción de los caminos de acceso.

Una vez resuelto el acceso a los sitios de ubicación de las obras se inician las faenas en los desarenadores, bocatomas, estanque de regulación (pond), tubería forzada (Penstock) y Casa de máquinas, siguiendo una secuencia lógica y equilibrando las demandas de personal, equipos y materiales de manera de mantener niveles de actividad estables. En el caso de las bocatomas y desarenadores, por ejemplo, se desvía el río, se ejecutan las excavaciones, se construyen las obras de hormigón y rellenos, se restituye el cauce y se finaliza con la instalación de compuertas y stoplogs.

La secuencia para el pondage se inicia con las excavaciones del estanque y obras de conexión, continúa con la construcción del muro y finaliza con las obras de hormigón e impermeabilización. Para el penstock se considera el diseño y suministro de las planchas de acero, excavaciones, fabricación y montaje de la tubería, terminando con la construcción de la sala de válvulas y la instalación de las mismas. Una vez ejecutadas las excavaciones de la tubería forzada se inician las obras correspondientes a la Casa de Máquinas, para la que se ejecutan las

⁵ Documento disponible en el link: https://seia.sea.gob.cl/archivos/EIA/2013102801/EIA_6289_Anexos.pdf

obras de hormigón, se instala el puente grúa y estructuras metálicas y techumbre y finaliza con la instalación de los equipos, (turbinas y generadores) y la construcción del canal de descarga.

A continuación se presenta una descripción de las actividades de la central Hidroeléctrica H y su desarrollo en el tiempo:

PERIODO	ACTIVIDADES
Semestre 1 Mar-Sep 2004	<ul style="list-style-type: none"> - Instalaciones de terreno - Construcción y mejoramiento de caminos - Desarenadores: Inicio de excavaciones y hormigonado - Pond: Excavación de adit - Tubería Forzada: Diseño, inicio de excavaciones y abastecimiento de planchas de acero - Casa de Máquinas: Ingeniería y cálculo de equipos EM - Túneles: Inicio de excavación túnel HT2
Semestre 2 Sep 2004 – Mar 2005	<ul style="list-style-type: none"> - Bocatoma Azurre: Desvío del río, excavaciones fase 1 e inicio de hormigonado - Bocatoma Tinguiririca: Desvío de río, excavaciones y rellenos fase 1 y hormigonado. - Desarenadores: Finalización de excavaciones, rellenos y hormigonado. - Pond: Inicio de excavaciones Tubería forzada: Finalización de excavaciones y hormigones de la primera fase - Casa de máquinas: Excavación e inicio de fabricación de equipos EM - Túneles: Excavaciones HT2 e inicio HT3
Semestre 3 Mar – Sep 2005	<ul style="list-style-type: none"> - Bocatoma Helados: desvío río excavaciones e inicio hormigonado Bocatoma Azurre: Finalización de hormigonado, construcción de nucleo y pantalla impermeable, desvío de río de fase 2 - Bocatoma Tinguiririca: Excavaciones y rellenos fase 2, pantalla impermeable y núcleo. - Desarenadores: Finalización con instalación de compuertas y stoplogs. - Pond: Finalización de excavaciones e inicio de enrocado y muros Tubería forzada: Fabricación e inicio del montaje - Casa de Máquinas: Hormigonado Túneles: Excavaciones HT2 y HT3
Semestre 4 Sep 2005 – Mar 2006	<ul style="list-style-type: none"> - Bocatoma Helados: Finalización de rellenos, hormigones e instalación de compuertas y stoplogs - Bocatoma Azurre: Finalización del núcleo de presa, rellenos e instalación de compuertas - Bocatoma Tinguiririca: Finalización con instalación de compuertas y stoplogs - Construcción del canal Los Helados - Pond: Enrocado, muros y estabilización de taludes - Tubería Forzada: Finalización del montaje y hormigones de la segunda etapa - Casa de Máquinas: Finalización de hormigones, instalación de puente grúa, estructuras de acero y techumbre - Construcción del patio de alta tensión - Túneles: Inicio del túnel HT1 continuación de excavaciones de túnel HT2, finalización de túnel HT3, y construcción del túnel HT4 y chimenea de equilibrio
Semestre 5 Mar – Sep 2006	<ul style="list-style-type: none"> - Finalización de canal Helados - Pond: Enrocado, muros, hormigones rellenos y compuertas - Tubería forzada: Finalización con hormigones de 2ª etapa y construcción de sala de válvulas - Casa de Máquinas: Canal de descarga Instalación de turbinas y generadores terminaciones de arquitectura y compuertas - Patio de AT: Finalización con la instalación de equipos y hardware Túneles: Inicio construcción Túnel Azufre, finalización de túneles HT1, HT2 y revestimientos

PERIODO	ACTIVIDADES
Semestre 6 Sep 2006 – Mar 2007	<ul style="list-style-type: none"> - Finalización de túnel Azufre - Finalización del Pond con instalación de membrana de impermeabilización - Finalización de casa de máquinas con instalación de equipos auxiliares e instalaciones eléctricas - Túneles: Hormigonado de portales y cierre de adits - Pruebas y puesta en servicio <p>Finalización de obras Central Hidroeléctrica H</p>

Tabla 3-1. Calendario de Actividades Ejecutadas en la Construcción de la Central H

3.2 Revisión del Contrato

El contrato fue suscrito con fecha 21 de julio de 2005 y en virtud de él la Constructora C se obligó a diseñar y construir una central hidroeléctrica de pasada de 155 MW ubicada 70 km al Este de San Fernando, VI Región, dentro de un plazo de 30 meses a cambio de un precio de US\$141.833.200. El contrato fue modificado por las partes en cuatro oportunidades, la última de las cuales corresponde al Contract Addendum 4 (CA4)

3.2.1 Naturaleza del contrato

La Hidroeléctrica H sostiene que el Contrato es de tipo EPC, a suma alzada y llave en mano, en virtud del cual el Contratista asumió la responsabilidad y los riesgos de las obras desde el diseño hasta las pruebas, obligándose a responder de un estándar de culpa levísima en el cumplimiento de los hitos del programa.

La Constructora C sostiene que el Contrato es a suma alzada ajustable, pues contempla cláusulas de ajuste de precio. Agrega además que contiene cláusulas que entregan responsabilidades y participación a la Hidroeléctrica H y que en la aplicación práctica que las partes han hecho del contrato ha existido una participación muy activa de la Hidroeléctrica H en cuanto a deberes, riesgos y obligaciones se refiere.

3.2.2 Redacción del contrato

La Constructora C sostiene que el Contrato fue redactado por la Hidroeléctrica H y que en consecuencia en caso de duda debe interpretarse a favor de la Constructora C.

La Hidroeléctrica H no controvierte específicamente la afirmación anterior en sus escritos del período de discusión, pero sí en el escrito de observaciones presentado el 27 de julio de 2012 (en que señala que lo habría controvertido junto a todas las afirmaciones de la Constructora C respecto a la redacción del Contrato). Señala que si bien el borrador inicial, sobre la base de modelo FIDIC, fue propuesto por la Hidroeléctrica H, la versión final fue revisada y discutida con la Constructora C.

3.2.3 Elección del consorcio electromecánico

La Constructora C sostiene que los subcontratistas Power Machines y Energy Power (el Consorcio Electromecánico) le fueron impuestos por la Hidroeléctrica H. Las especificaciones

técnicas y comerciales habrían sido acordadas directamente entre esos subcontratistas y la Hidroeléctrica H.

La Hidroeléctrica H sostiene que antes de la firma del contrato sugirió a la Constructora C las empresas que habrían de encargarse de suministrar los equipos electromecánicos, pero agrega que en el contrato la Constructora C asumió todos los riesgos de los trabajos ejecutados por esos subcontratistas.

3.2.4 Hitos, etapas y plazos contractuales originales

Originalmente el Contrato contemplaba las siguientes etapas:

- i. El Completion Period, en que se ejecutan los Test on Completion que son todas las pruebas que deben ser ejecutadas una vez que las turbinas han entrado en operación. Los Test on Completion incluyen los Reliability Tests y los Performance Tests.
- ii. El Completion Date, que corresponde a la fecha de terminación de todas las obras.
- iii. El Owners's Taking-Over Certificate, que es el certificado que entrega el Propietario, recibiendo las obras y dando fe de que éstas han sido terminadas correctamente y entregadas por el Contratista.
- iv. El Contract Completion Date que es la fecha en que el Contratista debe terminar y entregar las obras. Así, para que el Contratista cumpla dentro de plazo, el Completion Date debe ocurrir en o antes del Contract Completion Date.
- v. El Defects Liability Period, que es el período que comienza después del Completion Date, durante el cual deben terminarse los detalles pendientes y en que el Contratista responde de manera especial por todos los defectos y daños que presente la obra.

3.2.5 Modificación de los hitos, etapas y plazos en el CA4

La Hidroeléctrica H señala que en el CA4 las partes flexibilizaron los hitos, acordando que la entrega provisoria tendría lugar antes del Completion Date, con lo que se denominó el Reliability Test Completion, que debía ocurrir a más tardar el 22 de mayo de 2010. En particular, argumenta lo siguiente:

- i. La cláusula 1.1 (a) del Schedule 1 del CA4 define como nuevo Contract Completion Date el 7 de mayo de 2010.
- ii. El 7 de mayo de 2010 debía entrar en funcionamiento la segunda Unidad (Unidad N°1) , esto es, ocurrir el Second Unit Operation.
- iii. El Reliability Period se encuentra definido como un período de 15 días que se inicia con el Second Unit Operation. Durante el Reliability Period debían ejecutarse los Reliability Tests y se suspendía el derecho de la Hidroeléctrica H a demandar daños por atrasos.

- iv. El Reliability Test Completion se debía obtener el 22 de mayo de 2010 y correspondía a una recepción provisoria de las obras. Para esto era necesario (a) que la Central estuviera completa; (b) que los sistemas estuvieran operando normalmente; y, (c) que se hubiera logrado un nivel aceptable de confiabilidad.
- v. Alcanzado el Reliability Test Completion cesaría el derecho de la Hidroeléctrica H para demandar daños por atraso.

Agrega que si bien la cláusula 1.1 (a) del Schedule 1 del CA4 señala que el nuevo Contract Completion Date sería el 7 de mayo de 2010, esa fecha dejó de ser la fecha en que debían entregarse las obras y pasó a corresponder sólo a la fecha en que la Constructora C debía poner en servicio la segunda Unidad (Unidad N°1), esto es, alcanzar el Second Unit Operation. Sostiene que el hito relevante es el Reliability Test Completion, que se debía obtener el 22 de mayo de 2010.

La Constructora C sostiene que el Second Unit Operation, esto es la notificación de inicio de los Reliability Tests en la segunda Unidad (Unidad N°1) que estaba fijada para el 7 de mayo de 2010 en el CA4, coincide con el Contract Completion Date en virtud de lo establecido en la cláusula 1.1(a) del CA4, en que se reemplaza la definición del Contract Completion Date por el 7 de mayo de 2010.

4 ORIGEN DE LA DISPUTA E INCUMPLIMIENTO

4.1 Diferencias Respecto de los Atrasos en las Obras

La discusión legal que derivó en la demanda principal presentada por la Constructora C en contra de Hidroeléctrica H, situación que generó una contestación por parte de Hidroeléctrica H y la interposición de una demanda reconvenzional de la misma hidroeléctrica en contra de la Constructora C y la posterior contestación de esta última.

En primer término se debe registrar el hecho que con fecha 21 de julio de 2005 fue suscrito un contrato, denominado “H Hydro Power Project” en virtud del cual la “Constructora C” se obligó a diseñar y construir una central hidroeléctrica de pasada de 155 MW ubicada en San Fernando, VI Región, dentro de un plazo de 30 meses a cambio de un precio de US\$141.833.200.

El Contrato fue modificado por las partes en cuatro oportunidades, la última de las cuales dio origen al “Contract Addendum 4” (CA4). Hidroeléctrica H señala que en el CA4 las partes flexibilizaron los hitos y acordaron nuevas fechas para la ocurrencia de dichos hitos. La central se conectó al Sistema Interconectado Central (SIC) y comenzó a generar energía, con una unidad, el 14 de septiembre de 2010. La Constructora C señala que habría alcanzado el Second Unit Operation el 21 de octubre de 2010 y la Hidroeléctrica H señala que lo habría obtenido el 14 de noviembre de 2010.

La Hidroeléctrica H emitió el Reliability Test Completion el 30 de mayo de 2011, pero según la Constructora C lo habría obtenido el 21 de diciembre de 2010. Hidroeléctrica H sostiene que la causa de los atrasos es la negligencia de Constructora C en la construcción de la subestación T, la línea de transmisión y sobre todo la casa de máquinas, que lideraba la ruta crítica. La Constructora C sostiene que los atrasos corresponden a hechos de responsabilidad de Hidroeléctrica H, que le otorgan derecho a una extensión de plazo que demanda. Sostiene que al otorgarse la extensión de plazo a que tiene derecho, Constructora C ha cumplido sus obligaciones dentro de plazo. Por su parte Hidroeléctrica H señala que no procede ninguna extensión y para ello expone los argumentos en su escrito.

Las situaciones antes expuestas, se presentan de forma extensa en la numerosa documentación que acompañaron y sostuvieron cada una de las posiciones de las partes. Como es posible anticipar existe una gran cantidad de aspectos y antecedentes que deben ser tenidos en cuenta para poder deliberar. Adicionalmente a lo antes mencionado, se suma la complejidad de un juicio arbitral en el que se presenta una demanda principal y posteriormente una demanda reconvenzional, cada una con argumentos y documentos de respaldo a las posiciones.

La configuración de este escenario obligó al Tribunal Arbitral a requerir la opinión experta de un perito neutral que pudiera analizar de forma íntegra y acabada todos los antecedentes presentados y emitir una opinión técnica en relación a la valorización de perjuicios sufridos por la Hidroeléctrica H debido, en primer término, a la imposibilidad de iniciar sus operaciones según su planificación original y posteriormente debido a los sobrecostos incurridos para iniciar de forma normal la operación de la central.

4.2 Diferencias en la Interpretación de Extensión del Plazo del Contrato

4.2.1 Constructora C

La Constructora C fundamenta su solicitud de extensión de plazo en base a ciertas cláusulas que permitiría al contratista exigir una extensión del plazo del contrato, si este es retrasado por:

- Variaciones dentro de las actividades (salvo que se haya acordado no extender el plazo)
- Incumplimiento de las obligaciones del propietario, en este caso de la Hidroeléctrica H.
- Fuerza mayor (el cual solo es posible utilizar cuando se concurren cuatro requisitos, retraso no sea por el incumplimiento del contratista, impacto material y adverso en la ruta crítica haciendo que el contratista si este retrasado, que la cláusula 8.3.4 no prohíba la extensión y que el contratista haya tomado las medidas necesarias para prevenir y mitigar cualquier imprevisto.

Tomando en cuenta lo anterior, se señalaron cuatro conjuntos de circunstancias que cumplen con los requisitos y habilitan la extensión del plazo en 223 días.

- Atraso de la Hidroeléctrica H en ejecutar modificaciones de su responsabilidad a la subestación T, lo que demoró la conexión al SIC.
- El atraso de la Hidroeléctrica H en otorgar acceso a los terrenos de la línea de transmisión y entregar los documentos de autorización.
- Peticiones de trabajos adicionales no contemplados.
- Atrasos por el terremoto de 27 de febrero del 2010

4.2.2 Hidroeléctrica H

La Hidroeléctrica H por su parte señala que no es posible la petición de extensión por las siguientes razones:

- La Constructora C no cumplió los requisitos para solicitar la extensión.
- La causa del atraso fue negligencia de la Constructora C en la construcción.
- Ninguno de los hechos alegados tuvo impacto material y adverso a la ruta crítica.
- La Constructora C renunció al derecho de extensión, por una transacción en el CA4.

4.2.3 Refutación de fundamentos

- a) Cumplimiento por parte de la Constructora C de los requisitos formales para solicitar y obtener la extensión.

- Se inicia con la Hidroeléctrica H presentando el proceso regular de petición de extensión de plazos que debía entregar la Constructora C que era dar noticia de la circunstancia ocurrente tan pronto sea posible dentro de un plazo de 7 días con una conservación de los registros del evento, la adopción de medidas necesarias y el envío detallado del reclamo dentro de 28 días siguientes a la primera notificación, incluyendo un programa actualizado con el análisis de la ruta crítica; Lo señalado por la Hidroeléctrica H es que no se cumplieron estos requisitos por lo tanto se entiende que renuncio al derecho de extensión

La Constructora C por su parte señala que las partes habían acordado no seguir los procedimientos regulares de extensión, de lo cual existe una carta con fecha 7 de mayo del 2010 que sostiene un comunicado de la intención de exigir una extensión de plazo por los retrasos, proporcionando antecedentes necesarios por los problemas de acceso al terreno de la línea de transmisión; además la Hidroeléctrica H tenía conocimiento de los eventos de atraso ya que contaba con personal técnico permanentemente informado y finalmente se señala que el no ejercicio de un derecho no opera como renuncia (clausula 24.3)

La Hidroeléctrica H en respuesta señalo que en la carta existía un acuerdo de una discusión sobre una extensión de plazo que debía ser diferida hasta la etapa de generación de la Central que fue en septiembre de 2010, pero ese acuerdo no excusaba el incumplimiento de los requisitos del contrato, pero la Constructora C sostiene que entrego los antecedentes necesarios del reclamo en las fechas indicadas.

La Hidroeléctrica H señalo que para solicitar una extensión se debía entregar un análisis de ruta crítica, tal análisis debía mostrar con suficiente detalle la relación y lógica entre la finalización de las actividades más relevantes y el uso de los recursos, de lo cual la Constructora C sostiene que acompañó el análisis de la ruta crítica a la demanda principal con la premisa de que la Hidroeléctrica H siempre estuvo permanentemente informada de cómo se afectó la ruta crítica, pero no era suficiente para la Hidroeléctrica H el análisis porque no mostraba el estado de avance y no muestra la relación entre los eventos y las fechas reales de las construcciones.

- b) Atraso de la Hidroeléctrica H en ejecutar modificaciones de su responsabilidad a la subestación T y demoras en la conexión al SIC

El conflicto entre la Hidroeléctrica H y La Constructora C sobre la construcción de una subestación en Tinguiririca. La Constructora C afirma que la Hidroeléctrica H vendió la subestación a Transelec y asumió exigencias adicionales, lo que resultó en un retraso en la conexión de la subestación al Sistema Interconectado Central (SIC). La Constructora C sostiene que la Hidroeléctrica H es responsable del retraso y exige una extensión del plazo del contrato. La Hidroeléctrica H afirma, por una parte, que La Constructora C no especifica qué modificaciones se realizaron y por otra parte, que no fueron responsables del retraso. También afirma que emitieron la Variation Orden 4 para reemplazar equipos que no cumplían con las normas y así ajustar la subestación a los requerimientos de Transelec. La Hidroeléctrica H tomó el control de las obras debido al atraso y logró completarlas y entregarlas al control de Transelec el 19 de mayo de 2010.

- c) Atraso de la Hidroeléctrica H en otorgar acceso a los terrenos de la línea de transmisión y entregar los documentos que lo autorizaban

La Constructora C argumenta que la Hidroeléctrica H incumplió su obligación de proporcionar acceso a los predios necesarios para la construcción de la línea de transmisión, lo que causó un retraso en la finalización del proyecto. Señala que las cláusulas del contrato contemplaban la extensión del plazo en caso de incumplimiento de la Hidroeléctrica H y que, por lo tanto, debería extenderse dicho plazo. En cambio, la Hidroeléctrica H afirma que no corresponde extender el plazo y que las obras de la línea de transmisión eran responsabilidad exclusiva de la Constructora C.

- d) Atraso por realización de trabajos adicionales

La Constructora C argumenta que la Hidroeléctrica H solicitó trabajos adicionales que impactaron en la ruta crítica del proyecto y, según las cláusulas del contrato, debería ajustar el plazo y el precio del contrato en consecuencia. Los trabajos adicionales incluyen la aplicación de una membrana de Sarnafil en el túnel y trabajos adicionales en la Subestación T según la VO4.

- e) Atrasos causados por el terremoto y sus réplicas

La Constructora C argumenta que el terremoto y sus réplicas retrasaron el proyecto en 63 días debido a diversos problemas, y que esto constituye un evento de fuerza mayor que justifica una extensión del plazo del Contrato. La Hidroeléctrica H cuestiona la falta de detalles en la demanda sobre los eventos que causaron el retraso y afirma que no existe evidencia que justifique la extensión. También señala que La Constructora C afirmó que el terremoto había demorado el proyecto solo un mes, más de dos meses después del evento.

- f) Negligencia de La Constructora C como causa de los atrasos

La Hidroeléctrica H argumenta que la única causa del retraso en el proyecto fue la negligencia de la Constructora C, quien no cumplió con los plazos en varios frentes de obra, especialmente en la Casa de Máquinas. Además, señala que su intervención durante la obra fue mínima y solo se enfocó en acelerar o corregir trabajos específicos. Por otro lado, La Constructora C sostiene que los atrasos no fueron causados por su incumplimiento y, por lo tanto, cumplirían con la cláusula 8.4.1 (a) del contrato.

- g) Impacto material y adverso en la ruta crítica

La Constructora C sostiene que cada uno de los atrasos por los que demanda una extensión de plazo tuvo un impacto material y adverso en la ruta crítica, lo que otorga derecho a la extensión de plazo. La Hidroeléctrica H argumenta que no se ha demostrado el impacto de los atrasos en la ruta crítica y que los cronogramas presentados no permiten analizar los supuestos impactos. También sostiene que la ruta crítica estuvo siempre en la Casa de Máquinas, por lo que los supuestos atrasos no tuvieron incidencia alguna. Las discusiones previas respecto al impacto de cada evento y la suficiencia de información se han abordado en secciones anteriores.

5 ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES OBRAS EJECUTADAS

Este capítulo presenta un análisis de los principales hitos constructivos y/o contractuales en los cuales se basan las argumentaciones de las partes para sostener sus respectivas posiciones en relación a las responsabilidades que les correspondería a cada una y que derivó en el retraso evidente de los plazos de ejecución de la construcción de la central.

Dada la especificidad y diversidad de las temáticas aquí consideradas, los análisis se apoyan en la opinión de expertos neutrales, los cuales abordaron en profundidad dichas temáticas.

Se presentan a continuación los análisis correspondientes a la construcción de la Subestación T, la casa de máquinas y la línea de transmisión. En cada caso se desarrollan aspectos tales como los plazos contractuales definidos, los hitos daban cumplimiento a ciertas fases del contrato, la posición de las partes respecto de los argumentos centrales presentados, la opinión del experto neutral y una conclusión basada en el análisis de los antecedentes antes mencionados.

5.1 Análisis de las Obras Ejecutadas como parte de la Construcción de la Subestación “T”

5.1.1 Identificación de los hitos clave del CA4 para el control de avance o lo que cada parte entendía debía cumplirse para alcanzar cada etapa

A continuación se presentan las fechas asociadas a los hitos relevantes de acuerdo al Contract Program:

Hito	Inicio	Final
1.143.66 T SWITCHYARD	01-08-09	18-02-10
1.143.66.3 Obras Civiles	01-08-09	21-12-09
1.143.66.4 Obras Electromecánicas	07-08-09	18-02-10

Tabla 5-1. Hitos asociados a la Subestación T consideradas en el Contract Program

5.1.2 Fechas indicadas por cada una de las partes para el cumplimiento de dichos hitos

En el peritaje se explican las fechas de forma secuencial, por lo que se detallan de la misma forma. La principal discrepancia entre las partes nace de las obras incluidas en el VO4 (orden de variación N°4) y las realizadas después de la recepción parcial (Taking-Over Certificate - TOC).

La VO4 fue una orden de variación de los trabajos, instruida el 15 de octubre de 2009, con objeto de que el diseño de control cumpliera los requerimientos de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTCyCS). A juicio de “H”, el diseño de control desarrollado por “C” no cumplía dicha norma

A continuación se presentan algunos hitos relevantes, correspondientes a la entrega de información por parte de “H”, vinculada a etapas del proyecto eléctrico:

- 09-02-09: “H” informa a “C” mediante carta H 02086 los requerimientos que debe cumplir para poder conectar la Central al SIC y que de acuerdo a los documentos del contrato serían de responsabilidad de “C”.

- 13-04-09 “H” informa a “C” mediante carta H 021642 que asignó a Electronet los estudios de impacto del sistema de transmisión, sin que esto libere a “C” de sus responsabilidades contractuales.
- 09-06-09: Los estudios de impacto sistémico son presentados al CDEC.
- 20-08-09: “H” comunica al CDEC que el 15-01-10 la subestación entrará en operación.
- 09-09-09: La Dirección de Operaciones CDEC-SIC comunica los antecedentes requeridos para la puesta en servicio de la subestación T.

Luego de la comunicación entre “H” y las autoridades pertinentes, “H” envía la VO4 a “C”:

- 15-10-2009: “H” envía a “C” la VO4 correspondiente al cambio del diseño de control y protecciones necesarios para dar cumplimiento a la estampa de tiempo requerido por la NTCyCS.
- 20-02-10: “H” envía el primer Punch-List a “C”.
- 24-02-10: “H” entrega la última versión del estudio de ajustes de protecciones desarrollado por Electronet.
- 09-03-10: “H” emite un certificado de recepción parcial (TOC) de la Subestación T, con actividades pendientes en el Punch-List. Lo anterior con objeto de traspasar el control de la subestación a Transelec. (esta acción no constituye una recepción contractual).
- 15-03-10: “H” formalizó la emisión del Punch-List acordado entre las partes con 1.169 observaciones.
- 22-06-10: “H” informa a “C” mediante carta que los trabajos de conexión de la subestación al SIC fueron ejecutados el 19 y 20 de junio de 2010, y que la línea de transmisión quedó en condiciones para ser energizada a partir del 21-06-10.
- 29-06-10: La Subestación T se incorporó al SIC.
- 15-07-10: “C” informa a “H” de una serie de pendientes en los trabajos de la línea de transmisión que condicionan la conexión al SIC de la central. Se menciona un estudio de ajuste de protecciones enviado el 12-07-10.
- 09-09-10: Transelec, envía informe de estudio de ajuste de protecciones (EAP) N°40/2010, con las modificaciones al estudio de ajuste desarrollado por Electronet.
- 09-09-10: La subestación estuvo en condiciones de entrar en operación para conectar la Central “H”, con la entrega del estudio de protecciones.
- 14-09-10: Se sincroniza la unidad 2.

5.1.3 Listado priorizado de las causas del retraso

A continuación se presenta un listado con las principales causas del retraso en la construcción de la Subestación T:

1. Retraso en las obras detalladas en el Punch-List del 15 de marzo de 2010:

Algunas de las obras que quedan pendientes de ejecución y que forman parte del Punch-List son entre otras:

- Trabajo de obras civiles, correspondientes a construcción del cierre perimetral, reparaciones de las trincheras de cables para asegurar un drenaje adecuado, y otros no mencionados en el documento.
- Trabajos de montajes de estructuras metálicas: Adecuado aterrizamiento⁶ de las estructuras metálicas y equipos de alta tensión, verificación de verticalidad de equipos de alta tensión (interruptor de poder). De acuerdo al Punch-List, el montaje de las estructuras metálicas de responsabilidad de “C” ya estaba completamente terminado. Los temas pendientes involucraban solo revisión de torque de pernos, detalles menores y aseo. El marco de línea, cuyo montaje no se había completado, estaba a cargo de “H” y no es parte del alcance o responsabilidad de “C”. La verificación de verticalidad de acuerdo a las recomendaciones del fabricante ya estaba completa, encontrándose pendiente a la fecha del TOC sólo la entrega de los respectivos protocolos
- Tendido y conexiónado de cables: Entre los equipos instalados en el patio de alta tensión y los gabinetes de control y protección al interior de la sala eléctrica: algunos equipos de patio no tenían su conexiónado completo, otros no coincidían con los planos de diseño y faltaba la entrega de los protocolos de las pruebas punto a punto de los cables. De acuerdo al Punch-List, los cables faltantes a la fecha del TOC corresponden a los cables que eran adicionales, lo que ocurrió a raíz de la nueva ingeniería desarrollada por SDI. Todos los cables previstos en el diseño original de “C” ya estaban debidamente instalados. El conexiónado inconcluso en algunos equipos de patio, en igual forma, se encontraba en esta condición a raíz de los cambios relacionados a la nueva ingeniería desarrollada.
- Trabajos de terminación de montajes de los equipos de patio, como por ejemplo interruptores, desconectores, bornes, placas de identificación.
- Pruebas de montaje para verificar el adecuado comportamiento de los equipos: De acuerdo a lo indicado en el Punch-List, con excepción de las pruebas en los interruptores y en siete de los 26 desconectores. Todas las actividades de pruebas en equipos ya estaban terminadas al momento del TOC. En el caso de los interruptores, “C” había contratado al fabricante Siemens para realizar las pruebas, pero “H” contrató a IMELSA para que realizase dichas pruebas bajo supervisión de Siemens. Finalmente, las pruebas pendientes en los siete seccionadores fueron

⁶ El aterrizamiento, o también conocido como puesta a tierra, se trata de la conexión de las superficies conductoras expuestas (estructuras metálicas) a algún punto no energizado, comúnmente el suelo, en donde se funda la estructura. Esta conexión se realiza por razones de seguridad, para que cualquier corriente dañina que alcance la estructura pueda salir hacia el suelo, evitando daños hacia las personas o hacia los equipos.

realizadas por IMELSA, de mutuo acuerdo entre las partes y a costa de “C”.

2. Nuevo diseño de ingeniería desarrollada por SDI a petición de “H” para cumplir con los requerimientos de Transelec. Estas nuevas obras debían estar totalmente terminadas para realizar las pruebas de puesta en servicio.

Del Punch-List del TOC Subestación T, se desprende que las pruebas en el paño A3 son sólo posibles tras el término del reconexión de los tableros de protección y control, esto debido al cambio en el diseño realizado por SDI a petición de “H” para cumplir con Transelec⁷. Adicionalmente, se traslada esta actividad a Transelec por acuerdo entre “H” y “C”. Por lo tanto, se establece que los cambios en el sistema de control y protecciones corresponden a la nueva ingeniería desarrollada por SDI, y que estos cambios no eran exigidos en el contrato original. Incluso la VO4 no contemplaba que estas pruebas quedasen bajo responsabilidad de “C”. En estas circunstancias, la responsabilidad por la ejecución de las pruebas de puesta en servicio fueron transferidas a “H”, las cuales solo serían válidas una vez terminados todos los cambios.

5.1.4 Postura de la constructora y posición de la hidroeléctrica

- “H” sostiene que la constructora era responsable de un grave nivel de atraso al 9 de marzo de 2010. “C” debía terminar las obras el 17 de enero de 2010, y conectarse a la línea de transmisión respectiva el 10 de febrero de 2010.
- “H” afirma que proyectando el ritmo de avance mostrado, las obras de la subestación no se habrían terminado antes de agosto de 2010, y probablemente “C” había decidido disminuir su rendimiento debido a que sabían que la casa de máquinas estaba retrasada.
- “C” sostiene que durante la construcción, “H” vendió la subestación a Transelec, y que esta realizó exigencias superiores a las establecidas en el contrato. “H” asumió estas exigencias, y encargó parte de ellas a “C” mediante la VO4.
- “C” dice que el VO4 había prorrogado la fecha de finalización al 16 de marzo de 2010, por lo que no existirían atrasos en el cumplimiento de las actividades programadas. “C” afirma que terminó las actividades el día 9 de marzo de 2010.
- “C” asegura que las proyecciones estaban equivocadas, ya que “H” recién terminó las obras de su responsabilidad el 14 de septiembre de 2010. y señala que las proyecciones no consideran que “C” no estaba obligado a ejecutar todas las modificaciones, sino solo aquella parte que le fue encomendada en la VO4.
- Respecto al cumplimiento de la normativa chilena en el diseño de la Subestación T, “C” afirma que usó los mismos diseños y equipos que en la Subestación L, respecto a la cual “H” no alega ningún tipo de incumplimiento.
- “H” señala que no es posible comparar ambas subestaciones, debido a que la Subestación T era una subestación troncal del SIC, mientras que la Subestación LH era una subestación

⁷ Las actividades 402 a 412 del Punch List corresponden a pruebas en el sector A3 de transformadores, interruptores, desconectores, y sistema SCADA.

Las actividades 422 a 433 del Punch List corresponden a verificaciones y pruebas en el sector A3 de transformadores, interruptores, desconectores, protecciones y sistema de telecontrol.

de un sistema adicional, muy sencilla. De todos modos, “H” afirma que “C” tuvo que efectuar algunos cambios en la Subestación LH para cumplir con la normativa chilena.

- “H” señala varios incumplimientos de distintas normas chilenas en varios elementos de la subestación:

a) Requisitos sísmicos:

- “H” sostiene que las instalaciones no cumplían los requisitos sísmicos, lo que obligó a reemplazar equipos primarios de alta tensión (220 kV). Agrega que se realizaron pruebas a los equipos de marca Compton Greaves por un experto contratado por Energ (subcontratista de “C”) y que ninguno de los equipos logró pasar las pruebas. Señala que si bien los equipos se reemplazaron, “C” no modificó la ingeniería de la subestación para adaptarla a los nuevos equipos, obligando a “H” a rehacer la ingeniería.
- “C” sostiene que no es efectivo lo anterior, ya que el cambio de proveedor de los equipos se debió a que las pruebas sísmicas retrasarían la entrega, por lo que en su lugar ordenó la compra de equipos Siemens y Areva, lo que no generó ningún retraso, pues los transformadores de corriente y potencial se instalaron en septiembre de 2009 y los interruptores y pararrayos, en diciembre de 2009.

b) Requisitos de la NTSyCS:

- “H” sostiene que las instalaciones no cumplían los requisitos de la NTSyCS para los sistemas de control, de protección, de supervisión y de medidas, lo que se tradujo en la necesidad de adquirir e instalar nuevos equipos y rehacer el cableado de la subestación. Agrega que asumió el costo del reemplazo de los equipos mediante la VO4 y que se modificó la ingeniería, pero que “C” no ejecutó a tiempo esos cambios pese a haberse obligado a hacerlo mediante la VO4.
- “C” sostiene que el suministro original cumplía con la NTSyCS. Señala que “H” no realiza imputaciones específicas, de modo que no es posible realizar una defensa adecuada. Agrega que las modificaciones realizadas fueron trabajos incluidos en la VO4.

c) Requisitos de la NSEG:

- “H” sostiene que la sala de baterías no cumplía con los requisitos de la NSEG 5.E.n.71.
- “C” señala que la sala de baterías sí cumplía con la normativa técnica. Agrega que solamente se tuvo que aplicar un impermeabilizante

resistente al ácido en el piso para evitar cualquier tipo de duda, pues el cemento ya tenía una característica antiácida. Agrega que fue un trabajo menor que se realizó un fin de semana de enero de 2010.

d) Requisitos del DS 160 de 2008:

- “H” sostiene que el grupo diesel de emergencia y el estanque de combustible no cumplían con las exigencias del DS 160 de 26.05.08 y reglamentaciones medioambientales chilenas.
- “C” sostiene que sólo se realizó una pequeña modificación en la ubicación de un tubo de escape, que en nada afecta el normal funcionamiento y que fue realizada en pocas horas.

e) Requisitos de diseño del marco de línea:

- “H” sostiene que el diseño original no consideraba que la subestación se ubica a piedemonte y existía una probabilidad muy alta de cortocircuitos por efecto del viento, obligando a “H” a asumir el diseño y costo de un nuevo marco de línea de estructura metálica que atraviesa toda la subestación.
- “C” sostiene que el diseño original consideraba la topografía existente y que la subestación fue debidamente diseñada, construida y entregada al propietario. El diseño consideraba además los efectos del viento y la probabilidad de un cortocircuito era nula.

Respecto a la emisión del Taking-Over Certificate:

- “H” sostiene que tomó el control de las obras mediante el TOC el día 9 de marzo de 2010, motivada por el atraso y los incumplimientos normativos en que habría incurrido “C”. Prueba de esto sería el Punch-List acordado, en el cual el 95% de las actividades pendientes correspondían a “C”.
- “C” sostiene que la emisión del TOC se debió a que las obras estaban terminadas, restando solo detalles menores. Así se entiende de la cláusula 10 del contrato, la cláusula 17 del CA4 y del texto del TOC. Respecto a la existencia del Punch-List, señala que es común en todas las obras, y que se trataba de ajustes menores, la mayoría de responsabilidad de “H”.

5.1.5 Análisis del experto

De la revisión de los antecedentes disponibles, el experto sostiene que:

1. Las obras pendientes al momento del TOC (09-03-10) que originalmente eran de responsabilidad de “C”, constituían partes esenciales de las instalaciones, montaje de equipos y pruebas para la puesta en servicio, y por lo tanto, la subestación no estaba en condiciones de entrar en operación.
2. Las obras comprendidas en el VO4 en su mayoría se habrían originado por las exigencias de Transelec, y no por exigencias de la NTSyCS.
3. Respecto a las obras ejecutadas a partir del TOC, no se justifican por la NTSyCS, sino que responden a requerimientos propios de la empresa Transelec. Además, no todos los trabajos realizados luego del TOC estaban incluidos dentro del alcance del VO4.
4. Las actividades pendientes definidas en el TOC como de responsabilidad de “H” (tanto individualmente como en conjunto con “C”) no permitían la puesta en servicio de la subestación.
5. Ambas empresas (“H” y “C”) habrían cumplido con sus obligaciones al día 15 de mayo de 2010. La subestación entró en funcionamiento como seccionadora del SIC el día 29 de Junio de 2010. Por otra parte, la función de la subestación de interconexión de la Central con el SIC solo pudo completarse el día 11 de septiembre de 2010, con los ajustes definitivos de las protecciones (posterior a la entrega del estudio de protecciones por parte de Transelec el 9-9-10).
6. La línea de transmisión comenzó su operación de forma parcial en septiembre de 2010, pero quedó totalmente terminada el 24 de mayo de 2011.
7. Se analizaron las causas debido a las cuales la central no pudo conectarse al SIC antes del 14 de septiembre de 2010. Estas causas son principalmente las siguientes:
 - 7.1 Modificaciones al diseño de control y protecciones para cumplir con los estándares de Transelec.
 - 7.2 Retrasos en la puesta en servicio de la casa de máquinas, debido a fallas y problemas varios, como por ejemplo falla en una válvula de mariposa, problemas en los descansos de los generadores, secuencias de automatismos del sistema de control, y otros.
 - 7.3 Retraso en el montaje de la línea de transmisión por falta de suministros (separadores) y problemas con la fibra óptica.
 - 7.4 La compra de la Subestación T por parte de Transelec causó que algunos estudios debieran contar con la debida aprobación de este último.

5.2 Análisis de las Obras Ejecutadas como parte de la Construcción de la Casa de Máquinas

5.2.1 Identificación de los hitos clave del CA4 para el control de avance o lo que cada parte entendía debía cumplirse para alcanzar cada etapa

Dos de los hitos más significativos considerados dentro de la ejecución de esta obra, corresponde a la puesta en operación de las unidades 1 y 2. Dichas fechas serían las siguientes:

- First unit operation: 31 de marzo de 2010.
- Second unit operation: 7 de mayo de 2010.

A continuación se presentan las fechas asociadas a los hitos relevantes de acuerdo al Contract Program:

Hito	Inicio	Final
1.143.64 HPH - LH POWERHOUSE	01-08-09	25-03-10
1.143.64.6 Obras de Hormigón	16-09-09	07-03-10
1.143.64.7 Obras Electromecánicas	02-08-09	25-03-10
1.143.64.7.5 Unidad 02	27-08-09	23-02-10
1.143.64.7.6 Unidad 01	02-08-09	25-03-10
1.143.64.8 Sistemas (Electromecánicos y auxiliares)	01-08-09	17-01-10

Tabla 5-2. Hitos asociados a la Casa de Máquinas en el Contract Program

5.2.2 Fechas indicadas por cada una de las partes para el cumplimiento de dichos hitos

Para retratar adecuadamente las fechas de terminación de la casa de máquinas, es de gran ayuda tomar las fechas de los hitos representativos estudiados en el informe pericial, descritos en el capítulo 2.2.2 del Informe pericial Sr. Roberto Araya Barkchain:

- **Second Unit Operation:** Este término se define en el Contract Addendum 4, página 7, como “La etapa en la ejecución de las obras, asociadas a la Segunda Unidad, en la cual el Contratista notifica al Dueño que comienza las Reliability Tests, de acuerdo a la Sección 2 del Anexo 6 del CA4”.
- **Completion date:** Este término se define en el Contrato EPC del 21 de julio de 2005, Volume II, página 6 como “La fecha indicada en el Taking-Over Certificate (certificado de Recepción Provisional) como la fecha en la cual se hayan recibido todas las obras por parte del Dueño bajo la Cláusula 10.1.1 o la Cláusula 10.1.3, después de haberse finalizado con éxito las pruebas de Recepción Provisional”. Específicamente el Contrato establece que el Taking-Over Certificate se refiere a las “obras permanentes” y que debe ser extendido por el Propietario cuando se han cumplido las siguientes condiciones:
 - a) Las obras han sido terminadas de acuerdo al contrato.
 - b) Las obras permanentes han pasado satisfactoriamente los Tests on Completion (Pruebas de Recepción).

- c) Las obras permanentes pueden ser utilizadas de forma segura y confiable por el Propietario.
- d) Todos los repuestos, planos as-built, manuales, garantías y otros documentos contractuales han sido despachados al Propietario.

De acuerdo a los peritos, este hito nunca se completó, puesto que “H” nunca extendió el TOC respectivo.

- **Reliability test completion:** Este término se define en el Contract Addendum 4, página 6, como “La finalización con éxito por el Contratista de las Pruebas de Confiabilidad, tanto para la Primera como para la Segunda Unidad”. Según el Schedule 6, Sección 2, punto 1.4, las Pruebas de Confiabilidad corresponden a la última etapa de pruebas antes del traspaso de las unidades por parte del Contratista al Dueño. Incluye las pruebas de operación normal (“continuous operation and peaking operation”) para demostrar que la central está completa y con todos los sistemas operando normalmente, y que la central ha alcanzado un nivel aceptable de confiabilidad. En el mismo Anexo 6 del CA4 se establecen una serie de condiciones mínimas que deben haberse alcanzado para comenzar con los Reliability Tests.

La homologación entre los hitos contenidos en el Contract Program del CA4 y los hitos detallados anteriormente, sería la siguiente:

- Second Unit Operation: Homólogo a la fecha final de la actividad 1.143.64.7.6 Unidad 01 (25-03-10).
- Completion date: Homólogo a la fecha final de la actividad 1.143.64 HPH – LH POWERHOUSE (25-03-10).

Finalmente, las fechas indicadas por ambas partes para el cumplimiento de los hitos son las siguientes:

Empresa	Second Unit Operation	Reliability Test Completion
“H”	13-11-10	30-05-11
“C”	21-10-10	21-12-10

Tabla 5-3. Fechas consideradas por las partes para los hitos Second Unit Operation y Reliability Test Completion

5.2.3 Listado priorizado de las causas del retraso en cada caso

A continuación se presenta un listado con las principales causas del retraso en la construcción de la casa de máquinas:

- 1º Negligencia de “C”: La constructora debió haber tenido prácticamente terminada la Casa de Máquinas el día del terremoto (27 de febrero de 2010). Como se explica en el capítulo 2.4.3.1 del informe pericial Sr. Roberto Araya Barkchain, la casa de máquinas debió haber estado terminada a la fecha del terremoto, quedando pendientes solo las actividades de puesta en servicio de la unidad 01 y la sincronización del generador 1. Es por esto que las argumentaciones de “C”

respecto de la ocurrencia del terremoto y de que esto haya retrasado la construcción de la Casa de Máquinas, no serían correctas. El retraso se debió fundamentalmente a negligencia en la programación de las obras, no detallándose hechos puntuales que justificaron el nivel de atraso experimentado.

En el capítulo 2.4.3.1 del informe pericial Sr. Roberto Araya Barkchain, letra b), se detalla que algunas de las obras de la Casa de Máquinas que se estaban realizando al momento de ocurrido el terremoto eran las siguientes:

- Instalación de tuberías (con las válvulas de protección de turbinas parcialmente montadas).
- Cableado y conexiones de la unidad 1.
- Instalación de las turbinas 1 y 2.

2º Defectos y fallas, que ocasionaron retrasos en la obtención del Reliability Test Completion (p.32-33).

Se documentan varias fallas que retrasaron la obtención del Reliability Test Completion:

- Detenciones de las turbinas sucesivas y fuera de los parámetros normales.
- Rotura de pernos fusibles.
- Desprendimiento del sello inferior del rodete de la Unidad 01.

De acuerdo con “H” estas fallas retrasaron la obtención del Reliability Test Completion hasta el día 30 de mayo de 2011.

5.2.4 Postura de la constructora y posición de la hidroeléctrica:

- “C” sostiene que el terremoto de 27 de febrero de 2010 y sus réplicas afectaron el plazo del Contrato en 63 días, debido a: (a) problemas en comunicaciones y caminos; (b) baja en la productividad y eficiencia de la fuerza de trabajo; (c) suspensiones por réplicas; (d) desalineación de los ejes de las turbinas que se encontraban montadas; y (e) revisión detallada de todo el proyecto y reparaciones. Señala que procede la extensión pues el terremoto de 27 de febrero de 2010 y sus réplicas son eventos de fuerza mayor.
- “C” sostiene que debido al terremoto fue necesario chequear si se habían desalineado los ejes de las turbinas (aún cuando no se hubieran desplazado), lo que demoró más tiempo que el indicado por “H”. También afirma que efectivamente esto último ocurrió.
- “H” señala que el subcontratista Energ informó el 31 de marzo de 2010 que no existió desplazamiento de las turbinas. Sostiene que el impacto total en los trabajos de la Casa de Máquinas no excedió los nueve días.

- “H” afirma que la demanda no precisa mayormente en qué habrían consistido los eventos que causaron el retraso. Agrega que no existe evidencia alguna que justifique el atraso de 63 días. Señala que el 5 de mayo de 2010 (más de dos meses después del terremoto) “C” habría señalado que el terremoto había demorado el proyecto “al menos un mes”.
- “H” sostiene que los atrasos se debieron a la negligencia de “C”, que incurrió en atrasos en todos los frentes de obra, y principalmente en la Casa de Máquinas. Además, plantea que las intervenciones de “H” en las obras fueron excepcionales y acotadas a aspectos específicos que no causaron ningún atraso.
- “C” sostiene que los atrasos no tuvieron origen en incumplimientos de su responsabilidad.
- “H” asegura que “C” fue negligente en la construcción de la Casa de Máquinas, que mantuvo siempre atrasadas las obras, en circunstancias que era la ruta crítica del proyecto, y que debido a esa construcción negligente se vio afectada por distintas fallas.
- “C” sostiene que no actuó con negligencia en la construcción de la Casa de Máquinas, la que hasta el terremoto del 27 de febrero de 2010 estaba siendo construida conforme a lo programado. Señala que lo anterior es sin perjuicio de la extensión de plazo a la que tiene derecho en razón del terremoto.
- “H” sostiene que los trabajos en la Casa de Máquinas se desarrollaron según la siguiente secuencia:
 - i) Según el programa, el 28 de febrero de 2010 “C” debió haber terminado todas las actividades de montaje previas a la puesta en servicio, lo que suponía que ambas turbinas habrían pasado los runout completos, lo que no ocurrió⁸.
 - ii) En la versión del programa de trabajo preparado por “C” el 18 de febrero de 2010, se concluirían los trabajos en la Casa de Máquinas previos a la puesta en servicio, el 22 de abril de 2010, lo que no ocurrió.
 - iii) En la versión del programa de fecha 14 de abril de 2010, “C” volvió a modificar la fecha de término de los trabajos en la Casa de Máquinas previos a la puesta en servicio. La nueva fecha propuesta correspondió al 5 de junio de 2010.
 - iv) En la minuta de la reunión sostenida el 19 de mayo de 2010, “C” volvió a prorrogar las fechas señalando que el primer giro de la Unidad N°2 se efectuaría el 15 de julio de 2010 y la primera sincronización al SIC el 1 de

⁸ De acuerdo con la carta Gantt del CA4, la Unidad 2 debía entrar en servicio sin agua el 07-02-2010 y la Unidad 1 debía entrar en servicio sin agua el 09-03-2010.

agosto de 2010, lo que no ocurrió.

- v) Al 27 de junio de 2010, fecha en que se energizó la Subestación T, la Casa de Máquinas registraba decenas de actividades pendientes.
 - vi) La Casa de Máquinas sólo estuvo en condiciones de comenzar a operar y generar energía en condiciones muy precarias el 14 de septiembre de 2010.
- “H” explica que los atrasos se debieron a la llegada tardía de ciertas piezas y/o partes al sitio, a retrasos e ineficiencias de “C” en resolver los defectos que aparecieron durante el montaje, a trabajos incorrectamente efectuados que debieron ser rehechos, y a fallas y detenciones forzadas por problemas con los proveedores de los equipos, entre otros.
 - “C” sostiene que a la fecha del terremoto los trabajos se estaban ejecutando conforme al programa que estaba previsto y que éstos terminarían dentro de los plazos programados. Agrega que los atrasos en la Casa de Máquinas se debieron al terremoto, pero que en cualquier caso ésta estuvo lista para conectarse al SIC antes que “H” terminara las obras que asumió en la Subestación T.
 - Respecto al inicio de los Reliability Tests, “C” sostiene que obtuvo el Second Unit Operation el 21 de octubre de 2010, lo que dio inicio a los Reliability Tests. Agrega que éstos se reiniciaron a solicitud de “H” el 14 de noviembre de 2010 y se terminaron el 21 de diciembre de 2010. Indica que incluso la fecha reconocida por “H” para el Second Unit Operation, 14 de noviembre de 2010, es anterior a la fecha en que debió haber obtenido ese hito considerando las extensiones a que tiene derecho.
 - “H” sostiene que “C” inició los Reliability Tests el 14 de noviembre de 2010. Además explica que:
 - (a) El 8 de octubre de 2010 ambas partes acordaron que se debía completar el sistema de protección contra incendios de la Casa de Máquinas y dotar a ambos generadores con equipos computacionales de respaldo como condición para iniciar los Reliability Tests;
 - (b) El 4 de noviembre de 2010 “C” señaló que la Segunda Unidad (Unidad N°1) estaba operando normalmente desde el 21 de octubre de 2010, dando por comenzados los Reliability Tests para esa unidad, sin perjuicio de reconocer que no había completado el sistema de protección contra incendios de la Casa de Máquinas, ni los equipos computacionales de respaldo;
 - (c) El 8 de noviembre de 2010 “H” señaló que la central había presentado un número anormal de fallas que impedía considerar una operación mínimamente normal de la planta, y reiteró los acuerdos del 8 de octubre de 2010;
 - (d) El 15 de noviembre de 2010 “H” le notificó que con fecha 13 de noviembre a “C” que se había completado el sistema de protección contra incendios y los

equipos computacionales de respaldo, por lo que podía notificar la operación de la segunda Unidad y reiniciar los Reliability Tests;

(e) El 22 de noviembre de 2010 “C” notificó a “H” que había iniciado los Reliability Tests con fecha 14 de noviembre de 2010, aunque “H” sostiene que, en rigor, los comenzó el 22 de noviembre de 2010.

5.2.5 Análisis del experto

Respecto a la definición de las fechas de los hitos «Second Unit Operation» y «Reliability Test Completion», el perito concluye que ellas fueron alcanzadas en:

- **Second Unit Operation:** 13-11-10.
- **Reliability Test Completion:** 21-12-10.
- **Completion Date:** No tiene fecha de término, ya que “H” nunca extendió el TOC respectivo (condición establecida en el contrato para definir el hito «Completion Date»).

El análisis que realiza el perito se basa en las interacciones entre “H” y “C” durante ese periodo, según lo cual, la fecha del hito «Second Unit Operation», está dada por el reconocimiento de “H” de que se cumplieron los requisitos mínimos acordados para iniciar los Reliability Tests.

Para definir la fecha de los Reliability Tests, el perito realiza un análisis técnico que considera que los argumentos de “H” no invalidan los test realizados por “C” hasta el día 21 de diciembre de 2010. Si bien ocurren fallas técnicas posteriores a ese día, las pruebas realizadas cumplen con las condiciones establecidas en el Contrato (Owner’s Requirement) y en el CA4.

Respecto al avance de las obras a la fecha de ocurrido el terremoto, se concluye que de haber seguido el programa del CA4, la Casa de Máquinas debió haber tenido un avance del 99,5% al 27 de febrero de 2010.

El día del terremoto, todas las actividades principales de la Casa de Máquinas estaban atrasadas, con impacto directo sobre el término del proyecto y su puesta en servicio. Esto es válido incluso en el caso que el resto de las obras del proyecto hubieren cumplido con las fechas y plazos establecidos en el CA4, lo que efectivamente no se aconteció.

Respecto a los efectos del terremoto en el avance de las obras, no hubo daños a consecuencia del terremoto del 27 de febrero de 2010 y de no haber estado atrasadas las obras, tampoco hubieran ocurrido. No obstante, en ambos casos, es posible comentar que se podrían haber producido desalineamientos (como habría ocurrido según los reportes) que era necesario revisar y ajustar si se requería. Cabe destacar que durante la revisión y ajuste, se produjo una réplica que habría obligado a rehacer las actividades realizadas hasta el 11 de marzo de 2010, con los consecuentes impactos sobre la ejecución del proyecto. Según el reporte del subcontratista, esta réplica habría provocado desalineamientos y daños a elementos provisorios de soporte de las turbinas, pero no en los equipos en sí; es decir, aún en condición desfavorable no se produjeron daños a los equipos permanentes. Los realineamientos de las unidades habrían tomado un plazo total comprendido entre 2 a 3 semanas, trabajos que se efectuaron en conjunto con otras labores propias de los procesos de montaje.

5.3 Análisis de las Obras Ejecutadas como parte de la Construcción de la Línea de Transmisión

5.3.1 Identificación de los hitos clave del CA4 para el control de avance o lo que cada parte entendía debía cumplirse para alcanzar cada etapa.

A continuación se presentan las fechas asociadas a los hitos relevantes de acuerdo al Contract Program:

Hito	Inicio	Final
1.143.67 TRANSMISSION LINE	01-08-09	25-02-10
1.143.67.8.2.12 Liberation towers (“H” responsibility)	18-08-09	15-11-09
1.143.67.9 Civil works	01-08-09	18-12-09
1.143.67.10 E&M	31-08-09	25-02-10
1.143.67.10.9 Erection	31-08-09	14-01-10
1.143.67.10.9.2 Erection of structures 77 towers	31-08-09	14-01-10
1.143.67.10.10 Erection of cables/accesories	18-10-09	06-02-10
1.143.67.10.11 Comisioning T.L.	07-02-10	16-02-10

Tabla 5-4. Hitos asociados a la Línea de Transmisión consideradas en el Contract Program

5.3.2 Fechas indicadas por cada una de las partes para el cumplimiento de dichos hitos

De acuerdo al informe “Análisis de los atrasos en la construcción de la Central H”, elaborado por POCH, las fechas reales del cumplimiento de los hitos fueron las siguientes:

- Término del montaje de las torres: 18-12-09 (adelanto de 28 días).
- Término del tendido de los cables: 01-07-10 (retraso de 144 días).
- Comisionamiento L.T. sin energía: 03-09-10 (retraso de 198 días). No obstante, en días posteriores al 3 de septiembre de 2010, se detectó que uno de los conductores de la línea quedaba instalado a una distancia inferior a la reglamentaria en relación con la línea de 500 kV de Transelec (Ancoa - Alto Jahuel), por lo que “C” solo fue autorizada a energizar uno de los dos circuitos.

En el informe pericial del Sr. Roberto Araya Barkchain, se definen las siguientes:

- Término de la instalación de las estructuras de las torres de la LT: 19-04-10
- Término del tendido y tensado de conductores: 30-07-10
- Fecha de terminación física de la L.T.: 03-09-10
- Realización de pruebas: entre el 3 y el 8 de septiembre de 2010.

Finalmente, en el mismo informe pericial se menciona que uno de los circuitos construidos presentaba una interferencia. Dicha observación solo quedó resuelta el 24 de abril de 2011, y la línea habría quedado completamente operativa y terminada el 24 de mayo de 2011. No obstante este hecho, el circuito que sí estaba operativo, permitió la puesta en servicio y las pruebas de la central a partir de septiembre de 2010.

En el documento encargado por “C” al IDIEM, no se hace referencia a los plazos en que la constructora dice haber cumplido los hitos antes referidos.

5.3.3 Listado priorizado de las causas del retraso

A continuación se presenta un listado con las principales causas del retraso en la construcción de la línea de transmisión:

- 1° Problemas debidos a errores constructivos: Se constata la existencia de un problema durante la construcción de la línea de transmisión, debido a un problema de diseño entre las torres 42 y 43.
Este error consistió en que la altura mínima de los conductores al suelo entre las torres 42 y 43 se encontraba fuera de norma. Este problema fue resuelto alrededor del 21 de julio de 2010, y se estima que producto de esta situación, se produjo un retraso de 106 días.
- 2° Problemas de suministro y fallas en cable OPGW: Se evidencia la existencia de problemas en el suministro de separadores, y fallas en el cable OPGW.
Estos problemas se suscitaron por fallas en el suministro de las grampas de suspensión y los separadores de cables, los cuales fueron adquiridos en Brasil por “C”. Por otra parte, el cable de fibra óptica presentó fallas en 16 de las 24 fibras, de acuerdo a TL-PLN°16 del 29-07-10. Finalmente, el cable OPGW tuvo sus últimas pruebas el 27 de agosto de 2010.
En cuanto a los plazos, estos problemas habrían hecho imposible tener lista la línea de transmisión antes del 31 de mayo de 2010.
- 3° Problemas en el acceso a los predios donde están emplazadas las torres: La constructora tuvo varios problemas para ingresar a la faja de servidumbre, debido al cierre de los accesos por parte de los propietarios. Específicamente, tuvo problemas para acceder a las torres 27 a la 33.

5.3.4 Postura de la constructora y posición de la hidroeléctrica:

- En la minuta del caso, “C” menciona errores y defectos en las torres 1-A, 16 y 73 a 80. En todos los casos, menciona que fueron reparaciones menores que no causaron retraso alguno. No se mencionan las torres 42 y 43.
- Por su parte, “H” afirma que un error en la torre 16 tuvo que ser reparada en agosto de 2010, y los defectos en la torre 1-A demoraron alrededor de 100 días en ser solucionados (en febrero de 2010). No menciona el defecto entre las torres 42 y 43 analizado por el perito.
- En la minuta se menciona el incumplimiento en el distanciamiento mínimo respecto a la línea Ancoa - Polpaico (referida en el informe de POCH como línea Ancoa - Alto Jahuel). “C” sostiene que ese problema no causó perjuicios ni retrasos, porque afectó a uno de dos circuitos, y la central puede funcionar con un solo circuito operativo. También sostiene que ambos circuitos cumplen con las normas internacionales, y que Transelec aprobó los planos respectivos.

- “H” sostiene que en el contrato pagó por una línea con dos circuitos, por lo que “C” no puede entregar la obra con sólo un circuito operativo. El cumplimiento de las normas internacionales es irrelevante si no se cumple la norma chilena. También se menciona que Transelec aprobó la distancia teórica, pero no la distancia real en donde quedó instalada la línea.
- En cuanto a la falla del cable de fibra óptica (OPGW), “H” sostiene que solo 21 de 24 fibras eran viables, y tales fibras comenzaron a quedar inutilizables. Los primeros cortes se detectaron en julio de 2010. Afirma que esas fallas se deben solo a una mala instalación.
- “C” sostiene que hasta el 10 de junio de 2011 no hubo pérdidas de comunicación por fallas en el cable OPGW. Señala que en abril de 2011 se detectaron algunas fibras defectuosas debido a que las condiciones medioambientales en que se desempeñaban son peores que las condiciones para las cuales fueron diseñadas. También indica que las fibras que fallaron no estaban siendo utilizadas, ya que el proyecto contempló más fibras de las necesarias. Finalmente, sostiene que la reparación necesaria es un trabajo menor, y que el reemplazo completo del cable es una decisión técnicamente incorrecta.
- Respecto a los problemas de suministro de materiales, “H” sostiene que “C” reconoció el problema en minutas de reunión, y que la falta de un análisis de ruta crítica dificultó la discusión y debe interpretarse como una falla cometida por “C”.
- “C” sostiene que ninguno de los suministros causó retrasos en la ejecución de las obras, ya que estas nunca se detuvieron por falta de suministro, y que la necesidad de comprar suministros adicionales, en particular los cables de aluminio se generó como consecuencia de los incumplimientos de “H”. No se mencionan explícitamente los separadores ni las grampas de suspensión.
- “C” también menciona negligencias por parte de “H”, respecto a los problemas de acceso a la faja de servidumbre, los cuales “H” se niega a reconocer. Además, el coordinador de “H” nunca accedió a acordar medidas de mitigación como lo establecía la cláusula 12.3(b) del CA4 para el caso que se notificara un atraso potencial.
- “H” sostiene que la única causa de los atrasos es la negligencia de “C”. Agrega que no es cierto que las medidas de mitigación hayan sido rechazadas por “H”. Lo que ocurrió, es que “C” fracasó en justificar la necesidad de las mismas. También indica que ordenó y pagó medidas de mitigación en casos debidamente justificados, como por ejemplo el uso de helicópteros en la torre 27.
- “H” además cita negligencias de “C”, las cuales incluyen: sobreestimación del

rendimiento en la instalación de los cables y subestimación de la duración de los trabajos de tendido de los cables.

- “C” sostiene que el rendimiento no fue sobreestimado, sino que “H” alteró la secuencia constructiva generando ineficiencias.
- Respecto del acceso a los terrenos de la línea de transmisión, “C” sostiene que según la cláusula 12.2 del CA4 y la cláusula 1.1 de los Land Access Documents del CA4, “H” debía proporcionar el acceso a los predios necesarios para la construcción de la línea, con los documentos que autorizaban el ingreso. El plazo establecido a “C” para terminar la línea era el 24 de febrero de 2010. “C” señala que durante la construcción “H” incumplió su obligación, lo que provocó una alteración en la planificación de las obras y un retraso de 179 días.
- Además, “C” agrega que el retraso se debe a un incumplimiento de “H” en la obligación contraída en la cláusula 12.2 del CA4 y que por otra parte, las cláusulas 19.4 (a) (3) y 12.2 (g) del CA4 contemplan expresamente la extensión de plazo por incumplimiento de “H” ante esta obligación, sumado lo anterior al ejercicio exitoso de acciones judiciales por parte de los propietarios de los predios que impedía el acceso a los terrenos de la línea.
- “H” sostiene que no corresponde extender el plazo del contrato por esta causal, pues: (a) existió una transacción al respecto (b) “C” asumió expresamente el riesgo de cualquier nuevo problema de acceso a los terrenos; y (c) los supuestos problemas de acceso no tuvieron ni la duración, ni los efectos que “C” les pretende atribuir. Agrega además que en virtud del carácter EPC, suma alzada y llave en mano del contrato, las obras de la línea de transmisión eran de cargo y responsabilidad exclusiva de “C”, y que la intervención de “H” estaba circunscrita a entregar los títulos legales a “C”.
- En la minuta del caso se detallan una serie de argumentos de carácter contractual, bajo los cuales ambas partes intentan justificar que el otro es el responsable de proveer acceso a los terrenos. “C” sostiene que ese problema es suficiente para ampliar el plazo del contrato, mientras que “H” sostiene lo contrario.

5.3.5 Análisis del experto

Respecto al cumplimiento del programa constructivo, el perito realiza simulaciones aislando los efectos de los errores y retrasos, eliminando los efectos de los problemas de acceso a la faja de servidumbre, y concluye que “C” no estuvo en condiciones de cumplir con los plazos fijados en el CA4 por causas que estuvieron bajo su completo y exclusivo control.

5.4 Conclusiones respecto de la construcción de las obras principales de la central

Al revisar y analizar los antecedentes presentados en las secciones anteriores es posible establecer ciertos juicios en relación a aspectos en la construcción de los elementos principales de la Hidroeléctrica H.

En cuanto a la construcción de la Subestación T, es posible concluir que:

1. Al momento de la emisión del TOC (09-03-10), existían obras pendientes en su ejecución las cuales eran esenciales para que la subestación pudiera entrar en operación. Algunas de estas obras eran de responsabilidad de la Constructora “C”.
2. “H” también incumplió en el desarrollo de actividades al emitirse el TOC, lo que contribuyó a la imposibilidad de puesta en servicio de la subestación.
3. Algunas de las obras pendientes de ejecución al momento de la emisión del TOC fueron incluidas en el VO4.
4. La mayoría de las obras que componían el VO4 se originaron por requerimientos de Transelec y no por exigencias en el cumplimiento de la NTSyCS.
5. Las principales causas que contribuyeron a la imposibilidad de conexión de la central al SIC fueron:
 - La compra de la Subestación T por parte de Transelec.
 - Los estándares definidos por Transelec al diseño de control y protecciones.
 - Retrasos en la puesta en servicio de la casa de máquinas y en el montaje de la línea de transmisión.

En relación a la construcción de la Casa de Máquinas, es posible sostener que:

1. De acuerdo a los análisis realizados y revisados los antecedentes proporcionados por las distintas fuentes, es posible establecer que la fecha de cumplimiento de los hitos Second Unit Operation y Reliability Test Completion y Completion Date, es la que se presenta a continuación:
 - Second Unit Operation: 13-11-10.
 - Reliability Test Completion: 21-12-10.
 - Completion Date: No tiene fecha de término, ya que “H” nunca extendió el TOC respectivo (condición definida en el contrato para definir el hito Completion Date).
2. El estado de avance de las obras asociadas a la Casa de Máquinas, debió haber alcanzado un 99,5% al 27 de febrero del 2010, situación que no fue cumplida por “C”.

3. En cuanto a los efectos del terremoto en el estado de avance de las obras, se concluye que no hubo daños a consecuencia de dicho evento y de no haber estado atrasadas las obras, tampoco hubieran ocurrido daños que retrasaran de forma significativa el término de la obra.
4. A consecuencia de la réplica del terremoto ocurrida con fecha 11 de marzo del 2010, se habrían producido desalineamientos y daños a elementos provisionales de soporte de las turbinas, pero no a los equipos en sí, lo que se considera un efecto menor en el normal desarrollo de las obras.

En relación a la construcción de la línea de transmisión, es posible sostener que:

1. “C” detuvo los trabajos de montaje de la línea por falta de materiales y por un error en el diseño de la misma.
2. Adicionalmente, el cable OPGW, que es parte esencial de la línea de transmisión, presentó fallas que retrasaron su disponibilidad.
3. Las situaciones antes descritas implicaron un retraso en torno a los 100 días.
4. En consecuencia, “C” no pudo haber cumplido con el término de la línea antes del 10 de junio de 2010 por razones de su exclusiva responsabilidad.

6 VALORIZACIÓN DE PERJUICIOS

Se determinan los daños que habría experimentado la Hidroeléctrica H que fueron incluidos en la demanda reconventional de fecha 30 de noviembre de 2016, en los términos y períodos descritos en dicha demanda. Los daños considerados son: i) pérdidas en ventas de energía antes del Reliability Test Completion (RTC), ii) pérdidas en ventas de energía después del RTC, iii) pérdidas por pagos de potencia firme, iv) pérdidas por menor eficiencia de las turbinas, v) pérdidas en créditos de emisión de carbono (CERs), vi) costos para completar la subestación T, vii) diferencias entre primas de seguro, viii) mayor interés pagado al International Finance Corporation (IFC), ix) mayores gastos generales y costos del propietario, x) costos para terminar y reparar las obras de la central, y xi) intereses sobre las sumas demandadas.

El cálculo de los daños se estimó respecto de siete escenarios, tres iniciales y cuatro derivados.

- Escenario A: Las turbinas deberían haber alcanzado la eficiencia “mínima” indicada en el contrato.
 - o Escenario A': equivalente al Escenario A, pero sin descontar la generación previa del período de pruebas.
 - o Escenario A'': equivalente al Escenario A, pero con reemplazo de las turbinas en cinco años en lugar de en tres,
- Escenario B: La eficiencia que las turbinas han exhibido en su operación real cumple los compromisos establecidos en el contrato.
 - o Escenario B': equivalente al Escenario B, pero sin descontar la generación previa del período de pruebas.
 - o Escenario B'': equivalente al Escenario B, pero con reemplazo de las turbinas por defectos de responsabilidad del constructor.
- Escenario C: Las turbinas deberían haber inyectado la energía indicada en el addendum 4 del contrato

Como anexos a la presente memoria se entregan antecedentes sobre los supuestos y criterios de cálculo de los escenarios de análisis, así como de otros casos con diversas condiciones hidrológicas y rendimientos de las turbinas.

6.1 Descripción del Estudio de Modelamiento Eléctrico

Una de las primeras tareas que deben ser ejecutadas corresponde al desarrollo de un estudio de modelamiento eléctrico. Como resultado de esta labor se tendrán estimaciones de los niveles de generación de la central, tanto en cantidades físicas como monetarias y una evaluación del impacto de la generación de la Central Hidroeléctrica H en los costos marginales del sistema.

La estimación de las pérdidas por el retraso en la puesta en operación de la central se determina como el resultado neto de los ingresos por venta de energía en el mercado Spot⁹, los ingresos por

⁹ En Chile se distinguen dos mercados en los cuales las empresas generadoras transan la potencia y la energía. Por un lado está el denominado mercado spot, caracterizado por las transacciones y precios marginalistas vigentes en

ventas de la potencia, los costos por pago de peajes y los costos derivados de la prestación de servicios complementarios.

Debido a la múltiple cantidad de variables que deben ser consideradas en esta estimación y tomando en consideración el hecho que no existe, por lo menos al momento del desarrollo del presente trabajo, una definición clara respecto de los valores que cada una tomará finalmente, se decidió establecer una serie de escenarios de modelación los cuales consideran conjuntos de valores o definiciones de criterios, los cuales permitieron fijar parámetros para las modelaciones y obtener resultados concretos de los modelos. De esta manera se debe tener presente que los valores presentados en las secciones siguientes variarán dependiendo del escenario del cual se trate, o dicho de otra manera, de los supuestos considerados para el cálculo en cada caso.

6.1.1 Diferencia de ingresos por venta de energía

Se calculan los ingresos que habría obtenido la central asumiendo que se cumple a cabalidad lo establecido en el respectivo contrato, versus los ingresos reales obtenidos. Para estimar los ingresos que habría obtenido la central, se debe modelar un re despacho horario de todas las centrales del sistema eléctrico, recalcular los costos marginales de la energía y determinar la valorización de la energía inyectada al sistema. La Figura 2-1 muestra el flujo del proceso considerado en el modelamiento eléctrico.

6.1.2 Modelo de cálculo

La menor generación de la central afecta hacia el alza los CMg's¹⁰ producto de la menor oferta de energía en el sistema. Por lo tanto, para hacer una evaluación económica de la menor energía aportada por la central se requiere tener disponible los CMg's en cada caso:

- El caso uno corresponde a los datos obtenidos del CDEC-SIC en lo referente al despacho de la central y los costos marginales del sistema y el caso dos corresponde a una situación teórica que debe ser simulada y en donde la central Hidroeléctrica H cumple con la generación pactada en la adenda 4 (“Contract Addendum 4”). Los casos del tres al seis son el resultado del cálculo de los caudales reales durante el periodo de evaluación con la determinación de la eficiencia en las turbinas.

La estimación de los menores ingresos por venta de energía se realiza a través de un modelo de despacho horario basado en información del CDEC.

6.1.3 Supuestos del modelo

el marco del funcionamiento del Coordinador Eléctrico Nacional, y por otro, el mercado de contratos en que los mismos agentes establecen transacciones con los denominados clientes libres y clientes regulados.

El mercado spot es aquel en que estrictamente hablando los precios marginalistas son aplicados. En él los generadores inyectan energía al sistema, por lo cual reciben los pagos correspondientes a los precios vigentes en cada momento del tiempo.

¹⁰ CMg: Es la sigla comúnmente empleada para denotar al costo marginal (CMg's, en plural costos marginales) que es el precio al que se paga la energía en el Mercado Spot.

El modelo de despacho realiza las siguientes suposiciones:

1. Cada hora tiene una sola central marginal.
2. No se consideran mínimos técnicos.
3. No se considera la optimización de las centrales de embalse.
4. Se consideró un despacho uninodal con los costos variables de las centrales y factores de penalización reales del sistema eléctrico.
5. Se consideraron los desacoples entre subsistemas del SIC.

El modelo requiere elaborar una lista con las centrales que pueden ser desplazadas por la mayor generación de la Hidroeléctrica H en una hora dada. Para determinar qué centrales podían ser desplazadas se consideró lo siguiente:

- Centrales realmente despachadas: La central Hidroeléctrica H genera en base, por lo que al aumentar su generación esta necesariamente desplazará a la central de mayor costo.
- Centrales operando en otros subsistemas: Este modelo de despacho considera que las centrales que operan en otros subsistemas pueden ser desplazadas siempre y cuando el CMg de dicho subsistema sea igual o menor al CMg del subsistema sistema de Tinguiririca o en su ausencia Quillota. Esto porque si el CMg del subsistema de la central a desplazar es mayor quiere decir que la generación de Tinguiririca no se podrá transmitir a dicho sistema por limitaciones en los sistemas de transmisión.
- Centrales operando fuera del orden económico: Este modelo considera que las centrales que operan fuera del orden económico no son desplazables por la generación de la central ya que se encuentran generando por motivos de seguridad del sistema o a mínimo técnico, etc.

Luego de tener la lista de centrales desplazables se procede a iterar hasta que la Hidroeléctrica H alcanza su máxima generación disponible según el escenario evaluado. De esta forma se obtiene la nueva central marginal junto con un nuevo CMg.

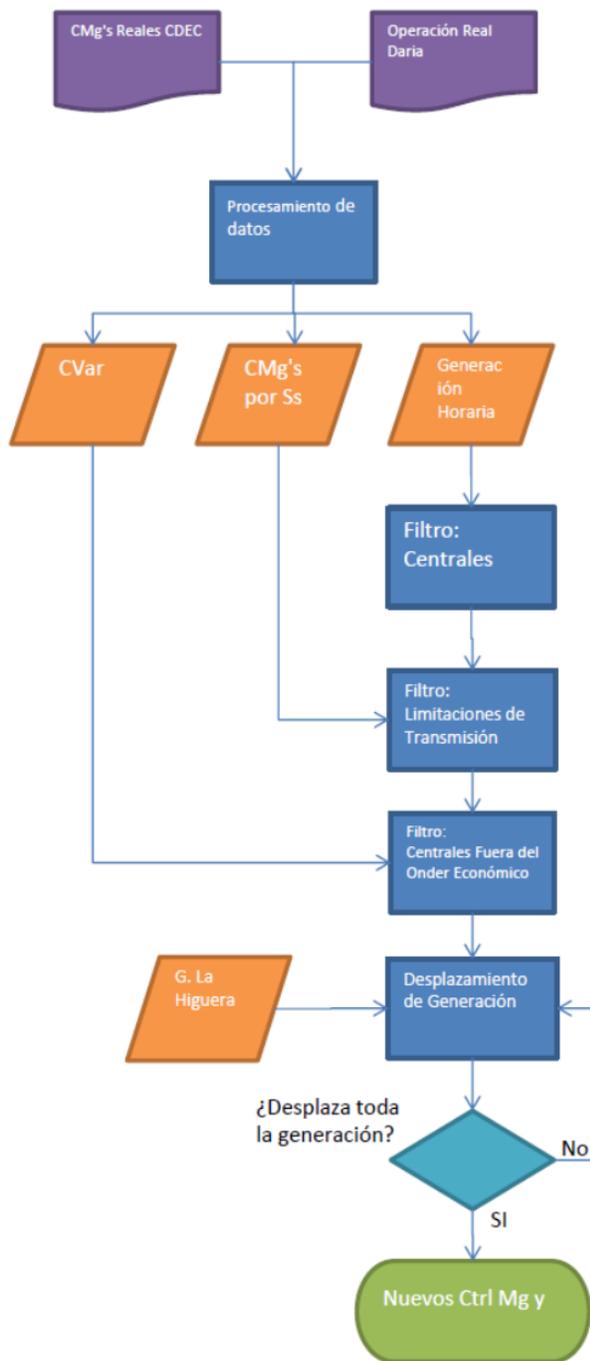


Figura 6-1. Diagrama de Flujo del Proceso de Cálculo de Costos Marginales

6.1.4 Diferencia de ingresos por venta de potencia

Para determinar la diferencia de ingresos por venta de potencia para los distintos casos se evalúa los dos periodos en los que el CDEC efectúa el cálculo de la potencia firme de cada central. Estos periodos van desde el 01 de mayo al 30 de septiembre de los años 2010 y 2011 respectivamente.

A partir del cálculo efectuado por el CDEC se proyecta un nuevo ingreso por venta de potencia considerando la mayor disponibilidad de la central. Este cálculo toma la potencia inicial de la central a la que se le aplica una tasa de salida forzada (potencia de suficiencia) y luego se pondera con la potencia de tiempo de partida y la potencia de toma de carga como se muestra en la siguiente relación:

$$P_{firme} = P_{suficiencia} \cdot 0.8 + P_{tiempo\ de\ partida} \cdot 0.1 + P_{toma\ de\ carga} \cdot 0.1$$

Para rehacer el cálculo de potencia de suficiencia se tomó la participación estimada de la Central Hidroeléctrica H según el caso evaluado. Los parámetros de la central considerados fueron:

- Potencia máxima considerada: Esta potencia corresponde a la potencia máxima que puede entregar la central en un momento dado.
- Mínimo técnico considerado: Es la mínima potencia que puede entregar la central.
- Tiempo de partía en frío: Este valor representa el tiempo que demora la central en comenzar a tomar carga.
- Tasa de toma de carga: Este valor representa la rampa de carga de la central.
- Consumos propios: Este valor representa el consumo de los equipos de control, comunicación y otros equipos auxiliares de la central.
- Potencia inicial: Este valor representa la potencia que inicialmente reconoce el CDEC y se utilizar para determinar la potencia firme.

A partir de la potencia inicial de la central se puede aproximar la potencia de suficiencia como:

$$P_{suficiencia} = P_{inicial} \cdot (1 - Idisponibilidad) \cdot (1 - Consumos\ Propios)$$

La potencia de tiempo de partida se calcula como:

$$P_{Tiempo\ de\ partida} = P_{inicial} \cdot (1 - Consumos\ Propios) \cdot \left(1 - \frac{tiempo\ de\ partida}{10}\right)$$

La potencia de toma de carga se calcula como:

$$P_{toma\ de\ carga} = P_{inicial} \cdot (1 - Consumos\ Propios) \cdot \left(1 - \frac{P_{maxima} - P_{mínimo\ técnico}}{t_{ventana} \cdot 120 \cdot Tasa_{toma\ de\ carga}}\right)$$

La Tabla 6-1 muestra los valores reconocidos por el CDEC para la central hidroeléctrica H para el periodo del año 2011. Estos valores son extrapolados considerando diferente participación de la central dentro del periodo de estudio del CDEC según sea el caso evaluado.

ITEM	Periodo Mayo a Septiembre 2011
P máxima	160 MW
Mínimo técnico	30 MW
Consumos Propios	0.25 %
Indisponibilidad	0.0153
Tiempo de partida	0.25 hrs.
Tasa de toma de carga	12 MW/min
Tiempo de ventana	5 hrs.

Tabla 6-1. Parámetros Hidroeléctrica H reconocidos por el CDEC

Dependiendo de la fecha de entrada de la central se puede tener un diferente reconocimiento de potencia firme por parte del CDEC. Por esta razón, se procedió a replicar el cálculo del CDEC ingresando la central en diferentes sub periodos con el fin de obtener la razón en la que varía este reconocimiento. La Tabla 6-2 muestra el resultado de dicho proceso, en el que se puede apreciar una tendencia lineal en la variación del reconocimiento.

		Periodo 2010 (MW)	Periodo 2011 (MW)
01-may	24-may		60.6
25-may	24-jun	67.1	49.7
25-jun	24-jul	53.7	37.9
25-jul	24-ago	42.3	26.5
25-ago	24-sep	32.4	0
25-sep	30-sep	17.6	0

Tabla 6-2. Reconocimiento de Potencia Firme Para Diferentes Fechas de Entrada

6.1.5 Cálculo de pago de peajes

Para el cálculo de peajes se utiliza la información obtenida de los informes de peajes del CDEC-SIC, donde se entrega el pago de peajes para cada central y retiro del sistema. En dichos archivos se encuentran las prorratas y la generación de las centrales para cada tramo del sistema. Con esa información se realiza un modelo de regresión simple utilizando el historial de pago del año 2010 y 2011 luego de haber corroborado la relación entre las variables. La correlación es utilizada solamente cuando el R^2 es mayor a 0.8, en caso contrario se mantiene la prorrata calculada por el CDEC.

6.1.6 Cálculo de costos de regulación de frecuencia y otros servicios complementarios (SSCC)

Para calcular los costos por SSCC asociados a la central Hidroeléctrica H, solamente se consideran los costos asociados a inyecciones, de los cuales el único que le corresponde es el costo por regulación de frecuencia.

Los costos por regulación de frecuencia se calcularon para cada inyección en función de sus ventas de energía y su potencia instalada, ambos en relación 50/50 y prorrateados por las ventas de energía del sistema y potencia instalada del sistema respectivamente. Los detalles con las estimaciones realizadas pueden ser consultados en los anexos magnéticos vinculados al presente documento.

6.2 Perjuicios Identificados y su Valorización

6.2.1 Definición de los escenarios para la determinación de los perjuicios

Los daños se han estimado respecto de los tres siguientes escenarios básicos:

- Escenario A: Las turbinas deberían haber alcanzado la eficiencia “mínima” indicada en el contrato
- Escenario B: La eficiencia que las turbinas han exhibido en su operación real cumple los compromisos establecidos en el contrato
- Escenario C: Las turbinas deberían haber inyectado la energía indicada en el addendum 4 del contrato

Los perjuicios también se han valorizado considerando los siguientes cuatro escenarios:

- Escenario A#: equivalente al Escenario A, pero sin descontar la generación previa a quince días después del *Second Unit Operation*.
- Escenario B#: equivalente al Escenario B, pero sin descontar la generación previa a quince días después del *Second Unit Operation*.
- Escenario A#: equivalente al Escenario A, pero con reemplazo de las turbinas en cinco años en lugar de en tres,
- Escenario B#: equivalente al Escenario B, pero con reemplazo de las turbinas por defectos de responsabilidad del constructor.

La gran variedad de escenarios corresponde a la imposibilidad de contar con una definición previa respecto de condiciones de borde requeridas para la estimación de los perjuicios y que básicamente correspondían a determinaciones que debía tomar el Tribunal Arbitral respecto de temas en conflicto. De esta manera se diseñó el citado conjunto de escenarios que permitirá cubrir cualquier decisión que dicho Tribunal tome y valorizar de forma simple los perjuicios encargados.

6.2.2 Pérdidas por ventas de energía antes del RTC

Las pérdidas por ventas de energía desde el 23 de mayo de 2010 hasta el 30 de mayo de 2011, fecha en que se habría alcanzado el Reliability Test Completion (RTC), se han determinado para dos escenarios básicos de operación. Dichos escenarios y las pérdidas respectivas son los siguientes¹¹:

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas

¹¹ Las unidades consideradas para la presentación de los resultados corresponden a los millones de pesos chilenos (MM\$) y a los miles de dólares estadounidenses (MUS\$).

- Daños en moneda nacional:	MM\$	26.738
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0
Escenario B – Eficiencia real de las turbinas		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	23.082
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0

El cálculo de estas pérdidas considera los siguientes supuestos:

- a) Las pérdidas por venta de energía equivalen a la diferencia entre los ingresos que la Hidroeléctrica H habría obtenido entre el 23 de mayo de 2010 y el 30 de mayo de 2011 en cada escenario y los ingresos que la Hidroeléctrica H efectivamente obtuvo por dicho concepto en el mismo período.
- b) Los ingresos efectivos se obtuvieron de la información originada en el CDEC-SIC.
- c) El Escenario A considera la energía que se habría generado si la central hubiese entrado en operación en el plazo previsto con la “eficiencia mínima” de las turbinas indicada en el contrato¹², mientras que el Escenario B considera la energía que se habría generado en iguales circunstancias, pero con la “eficiencia real” de las turbinas.
- d) En cada escenario se considera el impacto a la baja que una mayor generación de la central La Hidroeléctrica H habría tenido en los costos marginales de la energía, según un modelo de despacho horario del sistema eléctrico.
- e) En cada escenario se descuentan los costos asociados al pago de peajes de transmisión.
- f) En cada escenario se descuentan los costos por servicios complementarios (regulación de frecuencia).
- g) Los escenarios consideran los caudales estimados por los peritos Romero y Ugarte, sobre la base de mediciones reales complementadas por la transposición de mediciones de otras estaciones.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo de los perjuicios, así como los resultados de las modelaciones del sistema eléctrico pueden ser consultados en los anexos magnéticos asociados al presente trabajo. En dichos documentos se incluyen también otros escenarios de análisis que consideran distintos supuestos sobre condiciones hidrológicas y eficiencia de las turbinas.

En atención a que, de acuerdo al contrato, podría no proceder descontar el valor de los ingresos asociados a la generación previa al 29 de noviembre de 2010, quince días después del *Second Unit Operation*, se ha decidido calcular el valor de las pérdidas sin descontar dicho monto, el cual

¹² Minimum Efficiency indicadas en el punto 3.5.7 del Contract Volume III: “Owner’s Requirements, Part A General Scope, Clause 3.5.7 Minimum Efficiency of Hydro Turbines”, pp. A-10-11, Execution Copy July 22, 2005.

asciende a MM\$ 6.316 millones. Los resultados para los escenarios básicos A y B deben ser reemplazados por los siguientes:

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	33.054
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0
Escenario B – Eficiencia real de las turbinas		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	29.398
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0

Se aclara que lo expuesto en el punto anterior implica una interpretación del contrato que excede el mandato realizado por el Tribunal Arbitral, le corresponderá a este resolver, en caso de que reconociera perjuicios a la Hidroeléctrica H, si procede o no descontar los ingresos por venta de energía antes del 29 de noviembre de 2016.

6.2.3 Pérdidas por ventas de energía después del RTC

Las pérdidas en ventas de energía desde el 31 de mayo de 2011, luego que se habría alcanzado el RTC hasta el 24 de agosto de 2011, en que se produjo un colapso del túnel de aducción de la central, se han estimado para tres escenarios básicos de operación. Dichos escenarios y las pérdidas respectivas son las siguientes:

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	1.229
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0
Escenario B – Eficiencia real de las turbinas		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	575
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0
Escenario C – Inyección contractual de energía		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	3.998
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0

Los principales supuestos utilizados en los cálculos son los siguientes:

- Las pérdidas en ventas de energía equivalen a la diferencia entre los ingresos que la Hidroeléctrica H habría obtenido entre el 31 de mayo de 2011 y el 24 de agosto de 2011 en cada escenario y los ingresos efectivos que la Hidroeléctrica H obtuvo por dicho concepto en el mismo período.
- Los ingresos efectivos se obtuvieron de la información del CDEC-SIC.
- El Escenario A considera la energía que se habría generado con la eficiencia *mínima* de las turbinas indicada en el contrato; el Escenario B considera la energía que se habría

generado con la eficiencia *real* de las turbinas; y el Escenario C considera la energía *contractual* indicada en el *Schedule 16* y *Schedule 17* del *Contract Addendum 4*".

- d) Todos los escenarios consideran el impacto a la baja que una mayor generación de la Hidroeléctrica H habría tenido en los costos marginales de la energía, según un modelo de despacho horario del sistema eléctrico.
- e) En los tres escenarios de generación se descuentan los costos asociados al pago de peajes de transmisión.
- f) En los tres escenarios de generación se descuentan los costos por servicios complementarios (regulación de frecuencia).

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo de los perjuicios, así como los resultados de las modelaciones del sistema eléctrico pueden ser consultados en los anexos magnéticos asociados al presente trabajo. En dichos documentos se incluyen también otros escenarios de análisis que consideran distintos supuestos sobre condiciones hidrológicas y eficiencia de las turbinas.

6.2.4 Pérdidas de pago de potencia firme

Las pérdidas en ventas de potencia firme entre el 23 de mayo de 2010 y el 24 de agosto de 2011 han sido estimadas para dos escenarios básicos de operación. Dichos escenarios y las pérdidas respectivas son los siguientes:

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas			
- Daños en moneda nacional:	MM\$	3.629	
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0	
Escenario B – Eficiencia real de las turbinas			
- Daños en moneda nacional:	MM\$	3.105	
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0	

El cálculo de estas pérdidas considera los siguientes supuestos:

- a) Las pérdidas en ventas de potencia firme equivalen a la diferencia entre el pago de potencia firme que la Hidroeléctrica H habría obtenido en cada escenario y el pago de potencia firme que la Hidroeléctrica H efectivamente obtuvo en el período considerado¹³.
- b) El pago de potencia firme efectivo se obtuvo de la información del CDEC-SIC. Sólo se consideraron los pagos mensuales entre enero y agosto de 2011, pues la Central la Hidroeléctrica H no tuvo pago de potencia firme en el año 2010.

¹³ El pago de potencia firme se realiza cada año mediante doce cuotas mensuales sobre la base de una estimación de la potencia firme aportada por cada central en el "período de punta" comprendido entre el 1 de mayo y el 30 de septiembre de ese año.

- c) Los pagos de potencia firme proyectados consideran la suma de los pagos mensuales que la Hidroeléctrica H habría obtenido entre mayo de 2010 y agosto de 2011 en cada escenario.
- d) El Escenario A considera la potencia firme que la Hidroeléctrica H habría aportado al sistema si la central hubiese entrado en operación en el plazo previsto con la eficiencia mínima de las turbinas consideradas en el contrato, mientras que el Escenario B considera la potencia firme aportada en iguales circunstancias, pero con la eficiencia real de las turbinas.
- e) No se ha explicitado un Escenario C, correspondiente a la inyección contractual de las turbinas, porque el pago de potencia firme no depende de la generación de energía. Sin embargo, si se escoge dicho escenario para valorar las pérdidas por venta de energía después del RTC, se recomienda considerar el Escenario A para valorar las pérdidas por pagos de potencia firme, pues se puede presumir que dicha inyección contractual es consistente con la “eficiencia mínima” de las turbinas indicada en el contrato.
- f) Los pagos de potencia firme proyectados se determinan corrigiendo el cómputo de potencia firme efectuado por el CDEC-SIC para el período de cálculo (1 de mayo a 30 de septiembre de cada año) considerando la disponibilidad y potencia máxima de la central reconocida por el CDEC en cada escenario.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo de los perjuicios, así como los resultados de las modelaciones del sistema eléctrico pueden ser consultados en los anexos magnéticos asociados al presente trabajo. En dichos documentos se incluyen también otros escenarios de análisis que consideran distintos supuestos sobre condiciones hidrológicas y eficiencia de las turbinas.

6.2.5 Pérdida en créditos de reducción de emisión de carbono (CERS)

Las pérdidas por menor venta de CERs entre el 23 de mayo de 2010 y el 24 de agosto de 2011 han sido estimadas para tres escenarios básicos de operación. Dichos escenarios y las pérdidas respectivas son los siguientes

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas			
- Daños en moneda nacional:	MM\$		0
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$		962
Escenario B – Eficiencia real de las turbinas			
- Daños en moneda nacional:	MM\$		0
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$		806
Escenario C – Inyección contractual de energía			
- Daños en moneda nacional:	MM\$		0
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$		1.064

Este cálculo considera los siguientes supuestos principales:

- a) La pérdida por menor venta de CERs se deriva de la menor venta de bonos de carbono por efecto del déficit de generación de energía de la Hidroeléctrica H en cada escenario, en el marco del contrato de reducción de emisiones (“Certified Emission Reduction Purchase Agreement”) suscrito entre la Hidroeléctrica H y GUNVOR.
- b) El déficit de generación equivale a la diferencia entre la energía que se habría generado en cada escenario y la generación efectiva de la central en el período considerado.
- c) Las pérdidas por menor venta de CERs se han determinado de la siguiente forma:
 - I. Se determinó los déficits de generación asociados a los escenarios A, B y C identificados anteriormente.
 - II. A los déficits de generación se les aplicó un factor de emisión, equivalente a 0,25 CER/MWh, según lo establecido en el texto de la demanda, como en el informe del perito Gabriel Bitrán.
 - III. Se consideró un precio de 9 euros por CER, más un 50% de la diferencia entre el precio de mercado y dicho precio, cuando el precio de mercado supere los 9 euros, según lo establecido en el contrato firmado entre la Hidroeléctrica H y GUNVOR.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo de los perjuicios, así como los resultados de las modelaciones del sistema eléctrico pueden ser consultados en los anexos magnéticos asociados al presente trabajo. En dichos documentos se incluyen también otros escenarios de análisis que consideran distintos supuestos sobre condiciones hidrológicas y eficiencia de las turbinas.

6.2.6 Pérdida por menor eficiencia de las turbinas de la central

La pérdida por menor eficiencia de las turbinas de la central ha sido estimada para dos escenarios básicos. Dichos escenarios y las pérdidas respectivas son las siguientes

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	11.704
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	7.526
Escenario B – Eficiencia real de las turbinas		
- Daños en moneda nacional:	MM\$	0
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	806

Estos cálculos consideran los siguientes supuestos:

- a) La pérdida por menor eficiencia de las turbinas representa el valor total de los menores ingresos por venta de energía y potencia que la Hidroeléctrica H habría tenido a partir del 24 de agosto de 2011 porque las turbinas no habrían alcanzado la eficiencia comprometida en el contrato.
- b) No se consideran las eventuales pérdidas que la Hidroeléctrica H habría tenido por este concepto con anterioridad al 24 de agosto de 2011, pues ellas ya están implícitamente consideradas en los cálculos efectuados en los puntos 6.2.2, 6.2.3 y 6.2.4 de este informe.

- c) El Escenario B supone que la eficiencia real de las turbinas es consistente con los compromisos establecidos en el contrato¹⁴. En este caso no hay pérdidas por menor eficiencia porque la eficiencia real es aquella que podía alcanzar la Hidroeléctrica H si su contratista hacía los mejores esfuerzos para alcanzar la eficiencia mínima indicada en el contrato. Por eso se asignó un valor nulo a las pérdidas por menor eficiencia de las turbinas.
- d) El Escenario A considera que la eficiencia mínima indicada en el contrato era obligatoria para el contratista. En este caso, la pérdida por menor eficiencia de las turbinas se obtiene de sumar los montos asociados a los siguientes ítems: (i) el valor total de la pérdida en ventas de energía y potencia por menor eficiencia de las turbinas después del 24/08/11, y (ii) el valor del costo asociado al reemplazo anticipado de las turbinas.
- e) El monto (i) de la letra d) se ha estimado en MM\$ 10.924 y equivale al valor total de las mayores ventas de energía y potencia que la Hidroeléctrica H habría obtenido entre el 24/08/11 y el momento del reemplazo de las turbinas si la central hubiese operado con la eficiencia mínima en lugar de la eficiencia real. Este cálculo considera un plazo de tres años de instalación de las nuevas turbinas y los aportes anuales de energía y potencia firme de la Hidroeléctrica H que resultan de la modelación eléctrica respectiva.
- f) El monto (ii) de la letra d) incluye el costo de adquisición y el costo de montaje de las nuevas turbinas, los cuales se han valorado en MUS\$ 7.526 y MM\$ 780, respectivamente, sobre la base de la estimación del perito Roberto Araya Marckham, actualizado al año en que se ejecuta la reposición.

Además se han considerado dos escenarios alternativos, que se explican a continuación

Por una parte se ha estimado la pérdida por menor eficiencia de las turbinas considerando un plazo de reemplazo de cinco años en lugar de tres años, atendiendo que el primero fue considerado en la demanda reconventional y ocurrió en la realidad. En tal caso el Escenario B queda inalterado (pues supone que las turbinas no se reemplazan) pero el Escenario A debe reemplazarse por el siguiente:

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas

- Daños en moneda nacional:	MM\$	15.659
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	7.318

Si bien este cálculo indica que en términos económicos convenía hacer el reemplazo en el plazo menor de tres años, no era competencia del presente trabajo juzgar si en este caso ello era técnicamente factible, debiendo entonces ser resuelto por un experto en la materia.

Por otra parte, se ha considerado el caso en que la eficiencia de las turbinas es consistente con los compromisos establecidos en el contrato, pero igual deben reemplazarse, debido a defectos en el diseño y construcción de la central que son responsabilidad del constructor. En tal caso el

¹⁴ Este escenario considera la siguiente conclusión del perito Francois Avellan: “Finally, I can conclude that the Contractor, Constructora C made their best efforts to achieve the minimum efficiency of the hydro turbines...” pp. 69 de su Informe.

Escenario A queda inalterado (pues ya considera el reemplazo de las turbinas) pero el Escenario B debe incorporar los costos de reemplazo asociados a incumplimientos del constructor, cuyo valor máximo queda reflejado en el siguiente escenario:

Escenario B – Eficiencia real de las turbinas

- Daños en moneda nacional:	MM\$	780
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	7.526

Este monto supone el reemplazo de las turbinas al cabo de tres años; si en cambio se consideran cinco años, su valor sería MUS\$ 7.318 y MM\$ 779. Sin embargo, ya sea que se consideren tres o cinco años, se deben descontar los costos que son responsabilidad del dueño de la planta, los que podrían alcanzar hasta un 100%. En todo caso, no era objeto del presente trabajo determinar si eventuales defectos de diseño y construcción exigieron el posterior reemplazo de las turbinas, como tampoco la responsabilidad que le cupo a cada parte en ello.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo de los perjuicios pueden ser consultados en los anexos magnéticos asociados al presente trabajo. En dichos documentos se incluyen también otros escenarios de análisis que consideran distintos supuestos sobre condiciones hidrológicas y eficiencia de las turbinas.

6.2.7 Costos para completar la Subestación T

Los daños asociados a los costos para completar la subestación T se han estimado en los siguientes montos:

- Daños en moneda nacional:	MM\$	259
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	181

Este cálculo considera los siguientes supuestos:

- a) Se ha considerado la estimación de los costos de los trabajos pendientes en la subestación T de cargo de “C”, al 9 de marzo de 2010, fecha de la emisión por la Hidroeléctrica H del Taking Over Certificate (TOC) según la valoración efectuada por el perito Javier Godoy Silva con la base de información proporcionada por la Hidroeléctrica H. Esta valoración considera las siguientes cuatro partidas de costos: costos de montaje, costo de pruebas y puesta en marcha, costo de fungibles y materiales e imprevistos. Se han considerado los valores obtenidos a partir de la base de información.
- b) Cada una de las partidas de costos se actualizó al momento de las obras de acuerdo a un criterio específico, estableciéndose de esta manera el valor final del perjuicio.

Cabe señalar que el informe del perito Javier Godoy Silva presenta una estimación alternativa de costos utilizando información propia, en lugar de aquella proporcionada por la Hidroeléctrica H. De utilizarse la primera, los daños resultantes son MM\$ 263 para los gastos en moneda nacional y MUS\$ 184 para los gastos en moneda extranjera.

6.2.8 Diferencias entre primas de seguros

Los montos de los daños asociados a los mayores costos por diferencias entre primas de seguro son los siguientes:

- Daños en moneda nacional:	MM\$	0
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	189

Este cálculo está basado en los siguientes supuestos:

- Los contratos suscritos con las aseguradoras durante la fase de construcción, cuyas pólizas corresponden a las N° 2268780 y 20043121, consideran primas mayores a las pólizas contratadas durante la fase de operación (pólizas N° 20061120, 6008497 y 20061125).
- El retraso en la construcción obligó a la Hidroeléctrica H a extender la vigencia de la póliza de seguros de construcción entre mayo de 2010 y el 30 de abril de 2011 y, consecuentemente, impidió que en ese periodo pudiera acceder a la prima de operación, de menor costo.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo de los perjuicios pueden ser consultados en los anexos magnéticos asociados al presente trabajo. En dichos documentos se incluyen también otros escenarios de análisis que consideran distintos supuestos sobre condiciones hidrológicas y eficiencia de las turbinas.

6.2.9 Mayor interés pagado en virtud del contrato de crédito con la IFC

Los montos de los daños por mayores intereses pagados por la Hidroeléctrica H a la International Finance Corporation (IFC) corresponde a¹⁵:

- Daños en moneda nacional:	MM\$	0
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	731

Este cálculo considera los siguientes supuestos:

- Los mayores intereses pagados se deben a que dos de las tres líneas de crédito contratados por la Hidroeléctrica H al IFC contemplaban una reducción de 35 bps al pasar de la etapa de construcción a la de operación. Esas dos líneas eran por US\$ 35 millones y US\$ 115 millones, con un total de US\$ 150 millones (la restante era por US\$ 10 millones).
- El mayor costo resulta de aplicar 35 bps a la deuda de US\$ 150 millones durante el período que va desde el 23/05/2010 y 31/08/2011.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo en estos y otros escenarios se entregan en el anexo magnético asociado al presente informe.

¹⁵ Este monto corresponde al pago que debió haberse cancelado si se hubiesen cumplido las fechas límite de construcción y operación declaradas por la Hidroeléctrica H en su demanda, información que no ha podido ser corroborada en los antecedentes temidos a la vista.

6.2.10 Mayores gastos generales y costos del propietario

Los montos de los daños por mayores gastos generales y costos del propietario son los siguientes

- Daños en moneda nacional:	MM\$	1.199
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	0

Este cálculo considera los siguientes supuestos:

- a) Se ha considerado las remuneraciones de todos los trabajadores cuyos contratos debieron prorrogarse debido al retraso en la fase de construcción.
- b) Se ha calculado el costo empresa a partir de las liquidaciones de sueldo entregadas en los documentos que forman parte de los respaldos de la Hidroeléctrica H.

Cabe señalar que eventualmente debería descontarse una cierta proporción de los costos indicados en la medida de que algunos trabajadores destinaron parte de su jornada a labores relacionadas con el desarrollo del proyecto Central Hidroeléctrica C, sobre lo cual no fue posible acceder a mayor información.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo en estos y otros escenarios se entregan en el anexo magnético asociado al presente informe.

6.2.11 Costos para terminar y reparar las obras de la central

Los montos estimados de los daños asociados al término y reparación de la central son los siguientes

- Daños en moneda nacional:	MM\$	0
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	1.776

Este cálculo considera los siguientes supuestos:

- a. Se ha adoptado el valor estimado por el perito Roberto Araya Barckhahn, descontándose el costo de los trabajos relativos al hardfacing, de cargo de la Hidroeléctrica H y el IVA.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo en estos y otros escenarios se entregan en el anexo magnético asociado al presente informe.

6.2.12 Intereses sobre las sumas demandadas

Los intereses asociados a los diversos ítems de daños abordados en este informe se presentan en las tablas Tabla 6-3 y Tabla 6-4. El cálculo de dichos intereses considera los siguientes criterios:

- a. Para cada ítem se estimaron las fechas y montos de los daños que se incurrieron.

- b. Se calcularon los intereses para cada monto de daño entre la fecha en que este se incurrió y el 31 de octubre de 2016.
- c. Para los montos en moneda nacional se utilizó la tasa de interés promedio del sistema bancario para operaciones no reajustables en moneda nacional de 90 días o más y superiores a 5000 UF que informa la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras.
- d. Para los montos en moneda extranjera se utilizó la tasa de interés promedio del sistema bancario para operaciones en moneda extranjera superiores a 2000 UF que informa la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras.
- e. En el caso de los ítems de daños donde no distinguieron escenarios, se consideró el mismo monto en todos los escenarios.
- f. Los daños por ventas de energía antes del RTC y por menor eficiencia de las turbinas en el Escenario C se homologaron a los respectivos daños en el Escenario A.

Ambas partes han planteado que, de acuerdo a contrato, al menos respecto de algunos de los montos adeudados entre las partes se debe aplicar un 25% sobre la tasa de interés corriente. En consecuencia, en los cuadros Tabla 6-5 y Tabla 6-6 se entregan los valores de los intereses sobre los distintos ítems de daños con el citado recargo. El detalle de estos cálculos se entrega en el respectivo anexo magnético. Corresponderá al Tribunal determinar si corresponde o no aplicar el recargo a los intereses.



Universidad de Chile
 Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
 Departamento de Ingeniería Civil

ITEM DE DAÑO	ESCENARIO A Eficiencia mínima		ESCENARIO B Eficiencia real		ESCENARIO C Inyección contractual	
	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$
venta energía pre RTC	11.408		9.848		11.408	
venta energía post RTC	492		230		1.600	
venta de potencia	1.452		1.243		1.452	
créditos CERs		135		113		149
menor eficiencia turbinas	2.859	366	0	0	2.859	366
S/E T	134	34	134	34	134	34
primas de seguro		28		28		28
intereses IFC		106		106		106
gastos generales	511		511		511	
costos terminar central		249		249		249
TOTAL	16.857	919	11.967	530	17.966	933

Tabla 6-3. Estimación de Intereses Escenarios A, B y C

ITEM DE DAÑO	ESCENARIO A' Eficiencia mínima		ESCENARIO A'' Eficiencia mínima		ESCENARIO B' Eficiencia real		ESCENARIO B'' Eficiencia real	
	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$
venta energía pre RTC	14.383		11.408		12.823		9.848	
menor eficiencia turbinas	2.859	366	3.239	163	0	0	80	366
Restantes ítems	2.589	552	2.589	552	2.118	530	2.118	530
TOTAL	19.832	919	17.237	715	14.941	530	12.047	897

Tabla 6-4. Estimación de Intereses Escenarios A', A'', B' y B''

ITEM DE DAÑO	ESCENARIO A Eficiencia mínima		ESCENARIO B Eficiencia real		ESCENARIO C Inyección contractual	
	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$
venta energía pre RTC	14.802		12.778		14.802	
venta energía post RTC	636		298		2.071	
venta de potencia	1.879		1.608		1.879	
créditos CERs		171		143		189
menor eficiencia turbinas	3.654	459	0	0	3.654	459
S/E T	176	44	176	44	176	44
primas de seguro		36		36		36
intereses IFC		134		134		134
gastos generales	663		663		663	
costos terminar central		315		315		315
TOTAL	21.811	1.159	15.523	672	23.246	1.177

Tabla 6-5. Estimación de Intereses Escenarios A, B y C incluye recargo del 25% sobre tasa de interés corriente

ITEM DE DAÑO	ESCENARIO A' Eficiencia mínima		ESCENARIO A'' Eficiencia mínima		ESCENARIO B' Eficiencia real		ESCENARIO B'' Eficiencia real	
	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$
venta energía pre RTC	18.678		14.802		16.654		12.778	
menor eficiencia turbinas	3.654	459	4.131	203	0	0	100	459
Restantes ítems	3.355	700	3.355	700	2.745	672	2.745	672
TOTAL	25.687	1.159	22.288	903	19.399	672	15.624	1.131

Tabla 6-6. Estimación de Intereses Escenarios A', A'', B' y B'' incluye recargo del 25% sobre tasa de interés corriente



Universidad de Chile
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Departamento de Ingeniería Civil

6.2.13 Montos totales de daños e intereses

En las tablas Tabla 6-7y Tabla 6-8 se resumen los montos de los daños determinados en este informe para los distintos escenarios considerados en el análisis. El cálculo considera los siguientes criterios:

- Los valores están expresados en moneda corriente, distinguiéndose los montos en pesos nacionales y los montos en dólares de Estados Unidos.
- En el caso de los ítems de daños donde no distinguieron escenarios, se consideró el mismo monto en todos los escenarios.
- Los daños por ventas de energía antes del RTC y por menor eficiencia de las turbinas en el Escenario C se homologaron a los respectivos daños en el Escenario A.

Al sumar los valores totales de daños e intereses acumulados al 31 de diciembre de 2016 en los tres escenarios básicos se obtienen los siguientes valores:

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas

- Daños en moneda nacional:	MM\$	44.756
- Intereses en moneda nacional:	MM\$	16.857
Subtotal	MM\$	61.613
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	11.366
- Intereses en moneda extranjera:	MUS\$	919
Subtotal	MUS\$	12.284

Escenario B – Eficiencia real de las turbinas

- Daños en moneda nacional:	MM\$	28.219
- Intereses en moneda nacional:	MM\$	11.967
Subtotal	MM\$	40.186
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	3.683
- Intereses en moneda extranjera:	MUS\$	530
Subtotal	MUS\$	4.213

Escenario C – Inyección contractual de energía

- Daños en moneda nacional:	MM\$	47.526
- Intereses en moneda nacional:	MM\$	17.966
Subtotal	MM\$	65.492

- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	11.468
- Intereses en moneda extranjera:	MUS\$	933
Subtotal	MUS\$	<u>12.401</u>

Estos valores se han determinado sobre la base de los siguientes supuestos:

- a. Para cada escenario se sumaron los montos de los daños de todos los ítems considerados en este informe, distinguiendo entre montos en pesos y en dólares.
- b. Los intereses no consideran el recargo de un 25%.
- c. En el caso de los ítems de daños donde no distinguieron escenarios, se consideró el mismo monto en todos los escenarios.
- d. Los daños por ventas de energía antes del RTC y por menor eficiencia de las turbinas en el Escenario C se homologaron a los respectivos daños en el Escenario A,

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo en estos y otros escenarios se entregan en el anexo magnético asociado al presente informe.



Universidad de Chile
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Departamento de Ingeniería Civil

ITEM DE DAÑO	ESCENARIO A Eficiencia mínima		ESCENARIO B Eficiencia real		ESCENARIO C Inyección contractual	
	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$
venta energía pre RTC	26,738		23,082		26,738	
venta energía post RTC	1,228		575		3,998	
venta de potencia	3,629		3,105		3,629	
créditos CERs		962		806		1,064
menor eficiencia turbinas	11,704	7,526	0	0	11,704	7,526
S/E T	259	181	259	181	259	181
primas de seguro		189		189		189
intereses IFC		731		731		731
gastos generales	1,199		1,199		1,199	
costos terminar central		1,776		1,776		1,776
TOTAL	44,756	11,366	28,219	3,683	47,526	11,468

Tabla 6-7. Valorización de los perjuicios en la Construcción de la Central H según escenario

ITEM DE DAÑO	ESCENARIO A' Eficiencia mínima		ESCENARIO A'' Eficiencia mínima		ESCENARIO B' Eficiencia real		ESCENARIO B'' Eficiencia real	
	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$	nacional MM\$	extranjero MUS\$
venta energía pre RTC	33,054		26,738		29,398		23,082	
menor eficiencia turbinas	11,704	7,526	15,821	7,318	0	0	780	7,526
Restantes ítems	6,314	3,840	6,314	3,840	5,138	3,683	5,138	3,683
TOTAL	51,073	11,366	48,873	11,158	34,535	3,683	28,999	11,209

Tabla 6-8. Valorización de los perjuicios en la Construcción de la Central H según sub escenario

Los respectivos valores totales de daños e intereses para los escenarios A', B', A'' y B'' al 31 de diciembre de 2016 se entregan a continuación:

Escenario A – Eficiencia mínima de las turbinas (Sin descuento generación previa al 29/11/2010)			
- Daños en moneda nacional:	MM\$	51.073	
- Intereses en moneda nacional:	MM\$	19.832	
Subtotal	MM\$	70.904	
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	11.366	
- Intereses en moneda extranjera:	MUS\$	919	
Subtotal	MUS\$	12.284	
Escenario B – Eficiencia real de las turbinas (Sin descuento generación previa al 29/11/2010)			
- Daños en moneda nacional:	MM\$	34.535	
- Intereses en moneda nacional:	MM\$	14.941	
Subtotal	MM\$	49.477	
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	3.683	
- Intereses en moneda extranjera:	MUS\$	530	
Subtotal	MUS\$	4.213	
Escenario A' – Eficiencia mínima de las turbinas (con reemplazo de turbinas a los cinco años)			
- Daños en moneda nacional:	MM\$	48.873	
- Intereses en moneda nacional:	MM\$	17.237	
Subtotal	MM\$	66.110	
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	11.158	
- Intereses en moneda extranjera:	MUS\$	715	
Subtotal	MUS\$	11.873	
Escenario B'' – Eficiencia real de las turbinas (con reemplazo de turbinas por responsabilidad del constructor)			
- Daños en moneda nacional:	MM\$	28.999	
- Intereses en moneda nacional:	MM\$	12.047	
Subtotal	MM\$	41.046	
- Daños en moneda extranjera:	MUS\$	11.209	
- Intereses en moneda extranjera:	MUS\$	897	
Subtotal	MUS\$	12.106	

Estos valores se han determinado sobre la base de los siguientes supuestos:

- El Escenarios A' es equivalente al Escenario A, salvo que no descuenta los ingresos por ventas de energía previas al 29 de noviembre de 2010.

- b. El Escenario A " es equivalente al Escenario A, salvo que considera que las turbinas se reemplazan en cinco en lugar de tres años.
- c. El Escenarios B' es equivalente al Escenario B, salvo que no descuenta los ingresos por ventas de energía previas al 29 de noviembre de 2010.
- d. El Escenario B'' es equivalente al Escenario B, salvo que considera que las turbinas se reemplazan (en un plazo de tres años) debido a defectos que son responsabilidad del constructor.
- e. Los intereses no consideran el recargo de un 25%.

Mayores antecedentes sobre los supuestos y el modelo de cálculo en estos y otros escenarios se entregan en el anexo magnético asociado al presente informe.

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se propuso determinar y aplicar una metodología a través de la cual se pudieran valorizar los perjuicios presentados debido a retrasos en la construcción de una central hidroeléctrica. A la luz de los resultados obtenidos es posible afirmar que dicho objetivo se cumplió a cabalidad.

Tal como es posible apreciar a lo largo del presente informe, si bien la valorización de cada perjuicio requiere de un tratamiento especial dada la naturaleza de los elementos que lo definen, todos tienen una base común a través de la cual es posible abordar el problema metodológicamente. Esta base común corresponde al costeo de escenarios en una situación ideal de cumplimiento de plazos versus el costeo del escenario real enfrentado. La diferencia de costos observada corresponde al valor económico del perjuicio producto del no cumplimiento de los plazos inicialmente propuestos. Este mismo método es posible aplicarlo en el futuro en cualquier situación que requiera estimaciones de similares características.

Un elemento que inicialmente no se contempló, pero a la luz de las complejidades impuestas por la indefinición de situaciones afirme o la presencia de incertezas respecto de ciertas condiciones necesarias para la correcta determinación de los valores buscados, correspondió a la definición de escenarios de valorización. Si bien esta situación no siempre es deseable, en especial cuando existen demasiadas opciones para la conformación de los escenarios, su aplicación permite avanzar en el propósito de buscar resultados sin tener que detenerse necesariamente a la espera de contar con las condiciones de borde completamente definidas para poder calcular un monto para un perjuicio. En este caso particular, debido a que este trabajo se desarrolló en el marco del desarrollo de un informe pericial el cual fue encargado en medio de una disputa legal, era imposible esperar a que se definieran responsabilidades para poder establecer los montos de los perjuicios. Por tal razón se diseñó un conjunto de escenarios que permitió cubrir en su totalidad las posibles situaciones que podrían implicar cambios en los criterios de evaluación. Un enfoque de este tipo, aún cuando demanda más trabajo ya que es necesario realizar varias veces los mismos cálculos, pero con supuestos diferentes, permitió independencia respecto de dichos criterios. Así entonces, se sugiere el uso de este tipo de enfoques en situaciones similares.

Respecto de la metodología usada en la actualización de los valores monetarios (intereses), se emplearon los índices estándar en este tipo de problemas: el valor del dólar, en el caso de los montos en moneda extranjera, y la actualización por UF (o IPC), en el caso de los montos en moneda nacional. Estos son dos de los indicadores más empleados para realizar actualización monetaria, aún cuando no son los únicos. Una propuesta para evaluar en casos similares, es considerar la inclusión de otros índices como lo pueden ser por ejemplo el Índice Nominal de Remuneraciones (IR), el Índice del Costo de la Mano de Obra (ICMO) o el Índice de Precio de Productos Importados (IPMI). Al igual que se hizo en el presente trabajo, para poder usar cualquiera de estos índices se debe recordar que es necesario separar el costo que se desea actualizar en componentes que dependan de los respectivos índices. Así por ejemplo si una partida se desea actualizar por UF e IPMI, es esencial separar dicho valor en ambas componentes antes de proceder a la aplicación de los respectivos índices. No siempre es simple es sencilla esta labor por eso es usual realizar este proceso separando la fracción de costos que se pagan en el mercado nacional (UF) y aquella que es pagada en moneda extranjera (usualmente dólar).

Otro aspecto que es necesario dejar en claro es insistir en que el fin de este trabajo era la determinación de monto de los perjuicios identificados por el Tribunal Arbitral y no era

establecer juicios de valor respecto de quién debía asumir los sobrecostos de los retrasos en los plazos de construcción o quién incumplió el contrato y por qué razones. Esos fueron temas de discusión del Tribunal y era obligación del mismo establecer responsabilidades en cada caso.

En relación a los perjuicios propiamente tales, no es de extrañar que el mayor porcentaje de la valorización recaiga en aquellos que guardan relación con los menores ingresos obtenidos por la venta de energía y potencia firme. La rentabilidad del mercado eléctrico es lo suficientemente alta como para que alguno de los ítems de costo evaluados en este trabajo pudiera equipararse con la merma que significa el dejar de vender o vender menos de lo planificado.

En cuanto al análisis contractual de la ejecución de las obras comprometidas como parte de la construcción de la central, es posible concluir la existencia de responsabilidades compartidas que llevaron al retraso en la construcción de la obra. Por una parte, si se considera el cumplimiento de plazos, la calidad de los trabajos, aspectos relativos al diseño y la planificación de la obra, entre otros, resulta evidente que la constructora cometió incontables errores y omisiones y por lo tanto debió asumir la mayor parte de la responsabilidad. Por otra parte, la hidroeléctrica, llevó a cabo un trabajo a lo menos cuestionable en lo que respecta a inspección, seguimiento y control tanto administrativo como constructivo de la obra y también debió asumir su responsabilidad como consecuencia de la poca claridad al momento de establecer fechas e hitos para las diferentes etapas constructivas y por no disponer de un mecanismo de alerta temprana de riesgos. A continuación se ejemplifican algunos de estos problemas para el caso de las tres obras estudiadas en el presente trabajo:

1. En relación a la construcción de la casa de máquinas:

- El estado de avance de las obras asociadas a la Casa de Máquinas, debió haber alcanzado un 99,5% al 27 de febrero del 2010, situación que no fue cumplida por “C”.
- En cuanto a los efectos del terremoto en el estado de avance de las obras, se concluye que no hubo daños a consecuencia de dicho evento y de no haber estado atrasadas las obras, tampoco hubieran ocurrido daños que retrasaran de forma significativa el término de la obra.

2. En relación a la construcción de la línea de transmisión:

- “C” detuvo los trabajos de montaje de la línea por falta de materiales y por un error en el diseño de la misma.
- Adicionalmente, el cable OPGW, que es parte esencial de la línea de transmisión, presentó fallas que retrasaron su disponibilidad.

3. En relación a la construcción de la Subestación T, las razones principales que explican los retrasos en la conclusión de la obra y la posterior conexión de la central al SIC son:

- La compra de la Subestación T por parte de Transelec.

- Los estándares definidos por Transelec al diseño de control y protecciones.
- Retrasos en la puesta en servicio de la casa de máquinas y en el montaje de la línea de transmisión.

En resumen, ambas partes debieron haber asumido los costos económicos de no cumplir con los plazos y exigencias constructivas inicialmente establecidas tanto en la definición del proyecto como en el contrato, aunque en proporciones muy diferentes el uno del otro.

8 BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI), revisión 2010, “Reglamento de Arbitraje de la CNUDMI”.
2. Contrato, 2005, “H Hydro Power Project”.
3. Modificación al contrato original, 2009, “Contract Addendum 4”.
4. Estadísticas del CDEC SIC, CNE y DGA: costos marginales, balances de potencia a firme, balances de energía, informes de facturación, peajes de transmisión, medición de caudales medios horarios y promedios mensuales.
5. Gunvor International B.V., Geneva Branch, 2010, “Certified Emission Reduction, Purchase Agreement”.
6. Facturas de proveedores por concepto de materiales e insumos para obras de la central.
7. Contratos de trabajo del personal en obra.
8. Estadísticas del Banco Central y de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras: dólar observado y tasas de interés corriente.
9. Bitrán & Asociados, Economía – Estrategia – Negocios, 2012, “Estimación de perjuicios económicos en litigio Hidroeléctrica H vs. Constructora C”.
10. KAS Ingeniería S.A., 2012, “Informe análisis de costos marginales bajo supuesto de generación de central H operando sin restricción”.
11. José Vargas B., Departamento de Ingeniería Civil Universidad de Concepción, 2012, “Revisión de los caudales disponibles para la central Hidroeléctrica H entre 23 de mayo de 2010 y 30 de mayo de 2010”.
12. Francisco Verni M., 2012, “Central H: caudales disponibles y generación del período 23/05/10 – 30/05/11”.
13. Alfonso Aravena Araya, POCH y Asociados Ingenieros Consultores S.A., 2012, “Costos asumidos por Hidroeléctrica H para completar las obras de la Subestación T”.
14. Gregorio Azócar, Andrés Navarro, William Wragg, POCH y Asociados Ingenieros Consultores S.A., 2012, “Análisis de los atrasos en la construcción de la central H”.
15. Sección Gestión de la Construcción, IDIEM, 2012, “Asesoría Técnica Especialista: Análisis de las observaciones pendientes en la Subestación T de la obra central Hidroeléctrica H”.
16. François Avellan, Eng. Dr., 2016, “Expertise of the Turbines Efficiency”.
17. Roberto Araya Barckhahn, SKM, 2016, “Informe pericial”.
18. Javier Godoy Silva, SKM, 2015, “Informe pericial”.
19. Alfonso Ugarte, Romero & Ugarte Ingenieros Consultores, 2016, “Generación potencial eficiencia de turbinas y pérdidas de carga según Variation Order N°1”.

20. MEGA RED Ingenieros Ltda., 2016, “Informe modelo de despacho”.

21. Alejandro Jadresic Marinovic, 2016, “Informe pericial”.