



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

**PERFECCIONAMIENTO DE LA METODOLOGÍA PARA LA TOMA DE
DECISIONES ECONÓMICAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL**

MEMORIA PARA OPTAR TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CARLO ANTONIO SAAVEDRA MORENO

PROFESORA GUÍA:
VANNIA TORO BLANCA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
DENINSON FUENTES DEL CAMPO
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
2016

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Carlo Antonio Saavedra Moreno
FECHA: 01/03/2016
PROFESORA GUÍA: Vannia Toro Blanca

**PERFECCIONAMIENTO DE LA METODOLOGÍA PARA LA TOMA DE
DECISIONES ECONÓMICAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL**

El presente trabajo tiene por objetivo aportar al mejoramiento de la metodología utilizada por el CDEC SIC en la evaluación de las alternativas de expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Dentro de las principales motivaciones que impulsaron el desarrollo de esta investigación, están los importantes desacoples observados en distintas zonas del Sistema Interconectado Central, los altos costos que significan para el sistema las congestiones provocadas por restricciones de transmisión y el consecuente desaprovechamiento de las energías de bajo costo.

El proceso a través del cual se formulan las mejoras metodológicas presentadas en este documento, comienza con la realización de un diagnóstico de la metodología actual utilizada en la Revisión Anual del Estudio de Transmisión Troncal. Para ello, se analizan los supuestos del proceso metodológico actual desde la teoría económica de la evaluación social de proyectos, considerando el enfoque de eficiencia productiva en el cual se enmarca, así como también desde la experiencia internacional en materia de planificación de las redes en los sistemas eléctricos interconectados.

Posteriormente, se definen los ejes de trabajo abordados en profundidad en la investigación: 1) análisis del efecto que tiene la entrada de un proyecto troncal en los costos marginales y el desacople económico del sistema; 2) tratamiento del riesgo por la incertidumbre hidrológica en la decisión económica y; 3) análisis distributivo a partir de un balance beneficio-costos de los proyectos de expansión desde la perspectiva de distintos segmentos del sector eléctrico.

Una vez desarrollados los modelos y analizados los resultados obtenidos, se determina que tanto del modelo probabilístico que mide el efecto de las hidrologías en la evaluación económica, como el análisis del mercado a partir de los costos marginales, permiten incorporar criterios de decisión adicionales para la expansión de la transmisión, que profundizan el tratamiento de dos de los grandes riesgos que enfrenta la expansión del sistema troncal en Chile: la incertidumbre en la disponibilidad del recurso hídrico y en la expansión del parque generador. Por su parte, la evaluación de proyectos desde el enfoque distributivo, robustece las decisiones económicas de expansión del sistema troncal, pues recoge el impacto que estas tienen en los consumidores y generadores del sistema.

Finalmente, se concluye que el principal aporte de este trabajo, corresponde al perfeccionamiento de la metodología, tanto desde el marco teórico en que esta se encuentra, como en la forma que enfrenta las principales fuentes de incertidumbre del sistema eléctrico nacional. De esta forma, la presente investigación constituye un punto de partida para el CDEC SIC en el proceso de mejoramiento continuo de éstos métodos, en especial considerando las importantes transformaciones en el marco legal del mercado eléctrico nacional y los consecuentes desafíos que se esperan para el sistema en el futuro cercano.

Dedicatoria

A ti que has estado en cada uno de mis momentos, acompañándome, aconsejándome, y por sobre todo mostrándome con el ejemplo cómo el luchar por lo que uno más quiere, aun cuando signifique nadar contra la corriente, es lo que nos llena de humanidad y sentido para seguir adelante.

Para ti papá.

Agradecimientos

Quiero partir agradeciendo al equipo del Departamento de Planificación del CDEC SIC por su permanente apoyo, tanto en lo técnico como lo humano, que fue fundamental en el desarrollo de este trabajo. Por hacer del lugar de trabajo un espacio grato y lleno de aprendizaje.

Le doy las gracias a mi familia que fue fundamental en esta importante etapa de mi vida, especialmente a mi papá, gran responsable de este logro. A mi tata quien seguro compartiría feliz este momento conmigo y a quien le debo gran parte de todo esto. A mi nani, que me entrega su cariño incondicional todos los días, a mi hermana porque aunque estés al otro lado del mundo siempre te siento presente. A mi abuela que con su fuerza de toda la vida me acompaña durante las mañanas y me llena de energía para empezar el día. Y a mi mamá que me apoya con sabias palabras en los momentos que más lo necesito.

También quiero agradecer muy especialmente a los funcionarios y trabajadores subcontratados de la facultad, ya que con su trabajo, ejemplo y fuerza me enseñaron que la dignidad se forja y construye día a día.

Creo que nunca terminaré de agradecer a mis amigos de tantos momentos y vivencias. Gracias Nico, pelele, por estar en todas como un hermano y ser el mejor compañero que podría haber tenido en esta etapa. Estoy seguro que seguiremos reflexionando, construyendo, cooperando y aprendiendo juntos en todo lo que se venga. Ramiro, hijo, los trabajos voluntarios nos presentaron, los proyectos nos encaminaron y la amistad única nos seguirá llevando lejos. Alex, compañero de momentos alegres y difíciles, de trabajo, convicción y compromiso. Contigo aprendí a confiar sin dudas ni resquemores, y eso lo llevo conmigo para siempre.

Vicho, gracias por la música, los viajes y el buen vivir; en los desafíos que se vienen seguiremos caminando y creciendo juntos. Eres una de las grandes personas que conozco y sé que seguiré aprendiendo mucho de tu calidad humana. Maripa, amigo, yunta de tantos y tantos acordes, vienes, risas, viajes y conversaciones. Gracias por acogerme tantas veces en tu casa y por todo lo que hemos vivido con tesito frío. Paulita, compañera, me enseñas, me regaloneas, me animas y me apañas en todas. Gracias por todas tus pauladas, tu energía y el cariño que me entregas día a día. Cuando recién te conocí nunca pensé que estaba encontrando la hermosa persona que eres.

Gracias a todas (os) pues son parte importante de lo que soy hoy día.

Tabla de contenido

1.	Contextualización	1
1.1.	Mercados eléctricos	1
1.1.1.	Mercado eléctrico chileno	1
1.2.	Sistema Interconectado Central	3
1.2.1.	Características generales	3
1.2.2.	Transmisión Troncal	4
1.2.3.	Restricciones de transmisión y operación económica	4
1.3.	Motivación y desafíos para la planificación del STT	5
2.	Revisión bibliográfica	6
2.1.	Procedimientos para planificar la expansión del STT	6
2.1.1.	Estudio de Transmisión Troncal	6
2.1.2.	Revisión anual del ETT	6
2.1.3.	Evaluación económica de las alternativas de expansión	7
2.1.4.	Tratamiento del riesgo	9
2.1.5.	Mejoras para la metodología actual	11
2.2.	Experiencia internacional	11
2.2.1.	PJM	12
2.2.2.	Brasil	13
2.2.3.	Colombia	14
2.2.4.	UK	15
2.2.5.	Resumen	16
2.3.	Economía distributiva y evaluación social de proyectos	18
2.3.1.	Evaluación social de proyectos	19
2.3.2.	Eficiencia distributiva	20
3.	Desarrollo del perfeccionamiento metodológico	23
3.1.	Diagnóstico de la metodología actual	23
3.1.1.	Análisis desde la eficiencia productiva del sistema	23
3.1.2.	Análisis desde la experiencia internacional	27
3.2.	Objetivos del perfeccionamiento metodológico	28
3.3.	Análisis estadístico: efecto de la hidrología sobre el VPN	30
3.3.1.	Marco teórico	30
3.3.2.	Procedimiento	31
3.3.3.	Casos estudio	31
3.4.	Análisis de los costos marginales	37
3.4.1.	Caso estudio: Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV	38
3.5.	Análisis distributivo	47
3.5.1.	Beneficios y costos por segmento	48

3.5.2. Peajes	50
3.5.3. Contratos libres	52
3.5.4. Contratos regulados.....	53
3.5.4. Caso estudio: Las Palmas – Pan de Azúcar 220	56
4. Análisis de resultados.....	60
4.1. Análisis por hidrología	60
4.2. Análisis de los CMg	62
4.2.3. Análisis del caso de estudio: Las Palmas – P. de Azúcar 220 kV	63
4.2.3. Análisis del caso de estudio: Mulchén – Charrúa 500 kV	66
4.2.3. Síntesis.....	68
4.3. Análisis del modelo distributivo.....	70
5. Conclusiones	74
6. Bibliografía.....	76
A. Anexo: Complemento de la revisión internacional	79
B. Anexo: Caso estudio costos marginales	91

Índice de tablas

Tabla 2.1: Características generales de los sistemas en la revisión internacional	17
Tabla 2.2: Estudio para expandir la transmisión en la revisión internacional	17
Tabla 2.3: Evaluación económica de proyectos en la revisión internacional	18
Tabla 3.1: Parámetros evaluación Mulchén-Charrúa.....	33
Tabla 3.2: parámetros calculados con el modelo, tramo Mulchén-Charrúa 2024	35
Tabla 3.3: Parámetros evaluación Ciruelos – Pichirrupui	37
Tabla 3.4: Parámetros calculados con el modelo, Ciruelos - Pichirrupui	37
Tabla 3.5: Evaluación económica - Comparación de beneficio por la entrada del proyecto.....	47
Tabla 3.6: Costos y beneficios proyectados sin el proyecto de expansión en US\$M.....	49
Tabla 3.7: Costos y beneficios proyectados con el proyecto de expansión en US\$M.....	50
Tabla 3.8: Peajes por segmento	51
Tabla 3.9: Comparación del balance económico por segmento (en valor presente).....	56
Tabla 3.10: Comparación de los beneficios por segmento y la evaluación económica.....	59
Tabla 4.1: Entrada de proyectos térmicos (gas y carbón) en el norte del SIC en MW	64
Tabla 4.2: Desacople sin el proyecto en distintas condiciones de operación	64
Tabla 4.3: Desacople en simulación con años húmedos.....	66
Tabla A.1: Future Energy Scenarios 2014 (UK)	89
Tabla B.1: Serie hidrológica con años húmedos.....	91
Tabla B.2: Serie hidrológica con años secos	96

Índice de figuras

Figura 1.1: Despacho por orden de mérito	2
Figura 1.2: Mercado eléctrico chileno [2]	2
Figura 1.3: Potencia Instalada por Tipo de Central (SIC) [4].....	3
Figura 1.4: Desacople de subsistemas	5
Figura 2.1: Procedimiento para expandir el STT [7]	7
Figura 2.2: Evaluación alternativas de expansión [7].....	8
Figura 2.3: Metodología de decisión evaluación económica [6]	10
Figura 2.4: Revisión internacional.....	12
Figura 2.5: Mapa PJM [10].....	12
Figura 2.6: Sistema de transmisión brasileño [13].....	13
Figura 2.7: Redes de transmisión en Colombia [17].....	14
Figura 2.8: Expansión de generación eólica offshore por escenario energético [20]	16
Figura 2.9: Teoría de evaluación de proyectos	19
Figura 2.10: Frontera Pareto eficiente	21
Figura 2.11: Criterio Kaldor-Hicks.....	22
Figura 3.1: Costos por segmento	23
Figura 3.2: Beneficios por segmento	24
Figura 3.3: Cálculo de IT.....	25
Figura 3.4: Niveles del diagnóstico	29
Figura 3.5: Tramo Charrúa Mulchén [20]	32
Figura 3.6: Curvas de excedencia, tramo Mulchén - Charrúa 2024	33
Figura 3.7: VPN en las 54 hidrologías, tramo Mulchén-Charrúa 2024	34
Figura 3.8: Modelo de la variable VPN, tramo Mulchén-Charrúa 2024	34
Figura 3.9: Ciruelos - Pichirropulli [20]	35
Figura 3.10: Curva de excedencia desde Ciruelos hacia el sur.....	36
Figura 3.11: VPN en las 54 hidrologías, tramo Ciruelos – Pichirrupui	36
Figura 3.12: Modelo distribución de probabilidad del VPN, tramo Ciruelos - Pichirrupui.....	37
Figura 3.13: Tramo Las Palmas - Pan de Azúcar [20].....	39
Figura 3.14: Curvas de excedencia, Las Palmas - Pan de Azúcar 220	40
Figura 3.15: Curva de duración del CMg por barra.....	41
Figura 3.16: Curva de duración del CMg, comparación entre barras	42
Figura 3.17: Evolución por año del CMg por barra para un mes fijo en horas sin sol	43
Figura 3.18: Evolución por año del CMg por barra para un mes fijo en horas con sol	43
Figura 3.19: Evolución por mes del CMg por barra en horas sin sol	44
Figura 3.20: Evolución por mes del CMg por barra en horas con sol	45
Figura 3.21: Evolución bloque a bloque del CMg para el mes de enero	46
Figura 3.22: Evolución bloque a bloque del CMg para el mes de junio.....	46
Figura 3.23: Beneficios y costos en base a CMg.....	47
Figura 3.24: Promedio de contratos libres y CMg de Quillota 220	52
Figura 3.25: Precio libre proyectado en barra Alto Jahuel 220	53
Figura 3.26: Procedimiento para obtener cota superior del PNL P	55
Figura 3.27: Precio regulado proyectado en barra Alto Jahuel 220 kV	55
Figura 3.28: Beneficios y costos generadores en Valor Presente	57
Figura 3.29: Variación balance generador por la entrada del proyecto en Valor Presente	58
Figura 3.30: Beneficios y costos consumidores en Valor Presente	58
Figura 3.31: Variación balance consumidor por la entrada del proyecto en Valor Presente	59
Figura 3.32: Comparación de los beneficios por segmento y la evaluación económica.....	59
Figura 4.1: Generación eólica. Bloque alta demanda horas con sol (2028).....	66
Figura 4.2: Evolución del CMg en bloque de máxima demanda en horas sin sol, año 2028	67
Figura 4.3: Evolución del CMg en bloque de máxima demanda en horas con sol, año 2028	68
Figura 4.4: Evolución del CMg en las barras del sistema en diciembre, simulación media.....	70

Figura 4.5: Análisis de sensibilidad de los precios de contratos regulados	72
Figura A.1: Proyección de la capacidad instalada PJM [10]	79
Figura A.2: Capacidad instalada en el SIN (Brasil) [12]	83
Figura A.3: Procedimiento para evaluación de un proyecto de transmisión en Brasil [14].....	84
Figura A.4: Evaluación económica alternativas de transmisión, Brasil [15].....	85
Figura A.5: Metodología para expansión de la Tx, Colombia [17]	87
Figura B.1: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol	92
Figura B.2: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol	93
Figura B.3: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol.....	93
Figura B.4: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol.....	94
Figura B.5: Curva de duración del CMg por barra	95
Figura B.6: Curva de duración del CMg, comparación entre barras	95
Figura B.7: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol	96
Figura B.8: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol	97
Figura B.9: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol.....	98
Figura B.10: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol.....	98
Figura B.11: Evolución del CMg en bloque de máxima demanda en horas sin sol, año 2028.....	99
Figura B.12: Evolución del CMg en bloque de máxima demanda en horas con sol, año 2028.....	100
Figura B.13: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol	101
Figura B.14: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol	101
Figura B.15: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol.....	102
Figura B.16: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol.....	103
Figura B.17: Curva de duración del CMg por barra	103
Figura B.18: Curva de duración del CMg, comparación entre barras	104
Figura B.19: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol	105
Figura B.20: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol	106
Figura B.21: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol.....	106
Figura B.22: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol.....	107
Figura B.23: Curva de duración del CMg por barra	108
Figura B.24: Curva de duración del CMg, comparación entre barras	108
Figura B.25: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol	109
Figura B.26: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol	110
Figura B.27: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol.....	110
Figura B.28: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol.....	111
Figura B.29: Curva de duración del CMg por barra	112
Figura B.30: Curva de duración del CMg, comparación entre barras	112

1. Contextualización

1.1. Mercados eléctricos

Con el desarrollo industrial y los progresivos avances tecnológicos, la electricidad se ha convertido en bien de primera necesidad para la sociedad moderna. Debido a esto, hoy, el servicio eléctrico juega un papel crucial, tanto para el desarrollo económico de los países, como en la vida cotidiana de las personas.

Paralelo a la creciente importancia que fue cobrando la electricidad, el modelo económico utilizado para operar y planificar los sistemas eléctricos de potencia también se fue transformando. Así, hasta fines del Siglo XX, fueron organismos estatales los principales encargados de hacer funcionar, centralizadamente, los grandes sistemas eléctricos interconectados.

Sin embargo, las reformas estructurales al sector eléctrico impulsadas por muchos países durante los años 80', 90' y 00', dieron un giro al modelo económico utilizado hasta entonces, tomando ahora como principio orientador la búsqueda de eficiencia mediante la liberalización del sector.

Con el arribo de la competencia, el establecimiento de los mercados eléctricos y la desintegración vertical del sector, las *utilities* o monopolios verticalmente integrados fueron reemplazados por agentes privados que actualmente participan en los segmentos de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Debido a las particularidades de cada país, la entrada masiva de nuevas tecnologías de generación, la construcción de políticas públicas para resguardar el medioambiente y al sistemático estudio de que han sido objeto los mercados eléctricos, el desarrollo de estos últimos varía de país a país y, de hecho, sigue cambiando hasta nuestros días, siendo un campo abierto para el desarrollo de investigación y nuevos aportes.

1.1.1. Mercado eléctrico chileno

Chile no fue la excepción en la tendencia mundial siendo, de hecho, uno de los primeros países que impulsó la liberalización del mercado eléctrico el año 1982, a través de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [1]. Esta reforma desintegró verticalmente el sector eléctrico, eliminando participación estatal en los distintos segmentos de éste, e incorporando la participación de privados en todos ellos.

El cambio legislativo instaló también el sistema marginalista, buscando con esto el desarrollo de un mercado competitivo de la energía. Este modelo, que posteriormente fue adoptado de diversas maneras por distintos países a lo largo del mundo, constituye al día de hoy el eje central de mercado eléctrico nacional.

Así, actualmente, la expansión del parque generador en Chile recae en la iniciativa de agentes privados, que son motivados por las señales económicas del mercado. En tanto, la operación económica del sector eléctrico se realiza mediante un Mercado Spot, que es coordinado de manera centralizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Esta operación

se realiza por orden de mérito, es decir, se despachan primero aquellas centrales cuyo costo variable es nulo o cercano a cero, y luego por costo variable creciente.

De acuerdo a lo anterior, el siguiente diagrama ilustra un ejemplo de cómo sería el despacho económico para satisfacer una determinada demanda energética (curva roja).

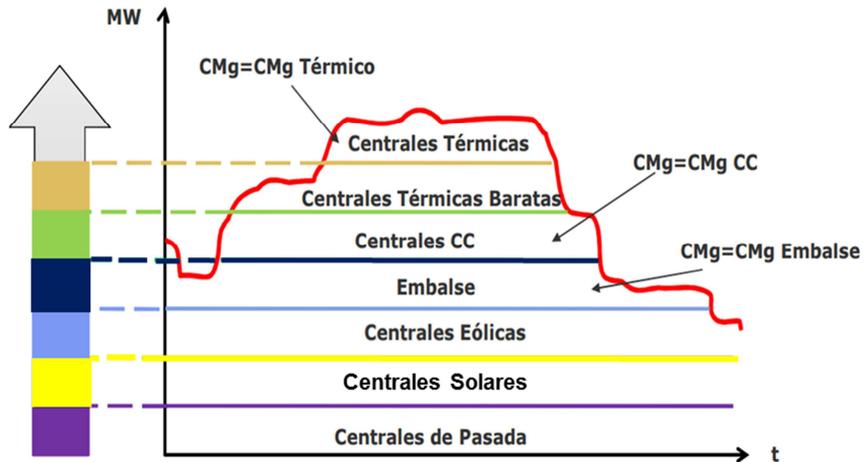


Figura 1.1: Despacho por orden de mérito

De esta manera, el precio de la energía en un tiempo t queda determinado por el costo marginal de producirla, es decir, el costo variable de la central más cara que fue despachada en ese momento. Por ello, el precio de la energía depende, en el largo plazo, de las tecnologías de generación con que cuenta el sistema para abastecer la demanda y, en el corto plazo, con la cantidad de agua, sol y viento disponibles para la generación en ese momento (en caso de contar con este tipo de centrales en el sistema).

Sin embargo, en el sistema coexisten dos mercados, el Spot y el mercado de contratos. Si el primero fija el precio al que los generadores compran y venden la energía en tiempo real (CMg de producir la energía), es el segundo el que determina los precios que pagan los clientes finales, sean estos libres o sujetos a regulación de precios (ver Figura 1.2).

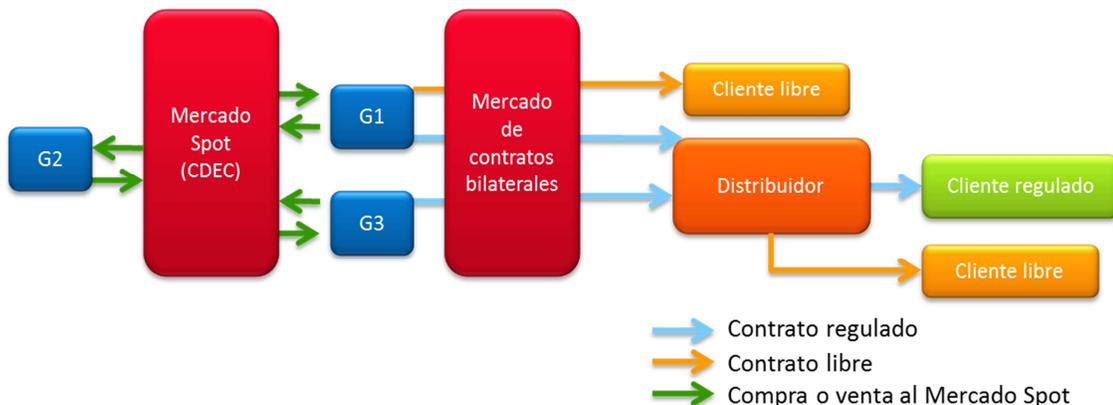


Figura 1.2: Mercado eléctrico chileno [2]

Por una parte, el precio de la energía en el mercado de contratos libres, es fruto de las negociaciones bilaterales entre generador y cliente. Por otra, la tarifa que pagan los consumidores sujetos a regulación de precios es resultado de licitaciones públicas, instancia en que empresas distribuidoras subastan la demanda agregada de sus clientes, y las empresas generadoras realizan una oferta por precio y cantidad de energía. El resultado de esta licitación se denomina Precio Nudo de Largo Plazo (PNLP).

1.2. Sistema Interconectado Central

1.2.1. Características generales

Actualmente el sistema eléctrico más grande de Chile es el Sistema Interconectado Central (SIC), emplazado geográficamente entre las localidades de Paposo (Región de Antofagasta) y Chiloé (Región de Los Lagos). Éste abastece al 92% de la población nacional, tiene característica hidrotérmica y, a la fecha, cuenta con una capacidad instalada de 15 GW. Su matriz energética se compone principalmente de centrales hidráulicas (40%) térmicas (49%) y Energías Renovables no Convencionales¹ (11%). El año 2014 la generación bruta del SIC fue de 52,207 GWh.

Los grandes embalses están emplazados en la zona sur del SIC, mientras que el principal centro de consumo se encuentra en la Región Metropolitana (RM), en la zona central del país. Debido a sus características geográficas, es un sistema radial, contando actualmente con 16.609 km en líneas de transmisión (tensión mayor a 23 kV).

La operación técnica y económica del SIC está a cargo del CDEC SIC, organismo responsable de coordinar a los distintos actores del sistema, velando por la operación segura y eficiente del mismo [3]. Su directorio lo integran representantes de 5 segmentos del sector eléctrico: Generación Menor a 200 MW (Primer Segmento), Generación Igual o Superior a 200 MW (Segundo Segmento), Transmisión Troncal (Tercer Segmento), Subtransmisión (Cuarto Segmento) y Clientes Libres (Quinto Segmento).

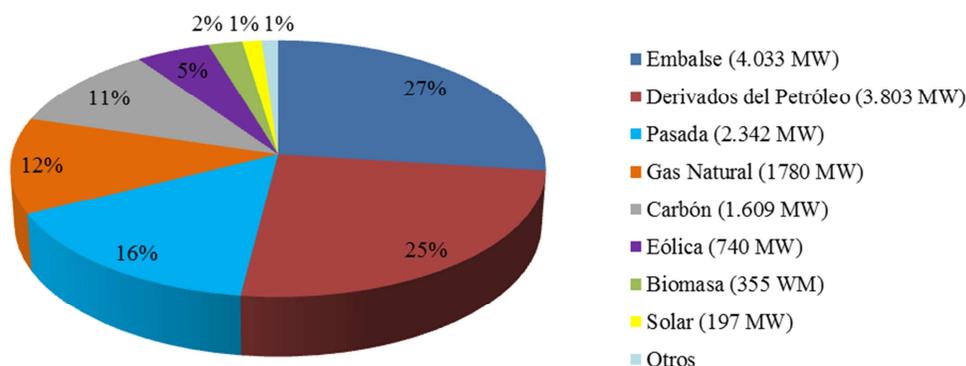


Figura 1.3: Potencia Instalada por Tipo de Central (SIC) [4]

¹ Según la definición de la ley 20.257 (2008) [34], las ERNC son todas aquellas tecnologías de generación cuya fuente primaria sea biomasa, hidráulica con potencia máxima inferior a 20 MW, geotermia, solar, eólica y del mar, ya sea por mareas, olas corrientes marinas o gradiente térmico.

1.2.2. Transmisión Troncal

El transporte de la energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo del sistema se hace mediante el Sistema de Transmisión con líneas eléctricas y subestaciones cuyo nivel de tensión es mayor a 23 kV. Dentro de este segmento la ley reconoce 3 tipos de instalaciones: la Transmisión Adicional, el Sistema de Subtransmisión y el Sistema de Transmisión Troncal (STT)².

De acuerdo a lo anterior, la ley define el Sistema de Transmisión Troncal como todas aquellas líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema. En particular, el STT lo conforman las instalaciones con nivel de tensión igual o mayor a 220 kV, cuya magnitud de flujos no estén determinados por un número reducido de generadores o consumidores.

Actualmente la expansión del STT es la única que se planifica de manera centralizada y vinculante. El organismo a cargo de liderar este proceso es la Comisión Nacional de Energía (CNE), órgano regulatorio y normativo del sector eléctrico chileno.

1.2.3. Restricciones de transmisión y operación económica

Al permitir el transporte de energía desde y hacia distintos puntos del sistema, la transmisión constituye también una de las restricciones con mayor impacto en los precios del sistema. Esto porque la capacidad de transmisión supone un límite en la energía transferible de un lugar del sistema a otro, debido tanto a la infraestructura existente como a los criterios de operación establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS).

Cada vez que estas restricciones de transmisión se activan, es decir, cuando se restringe un flujo de energía que de otra forma sería transferido, el sistema sufre un desacople económico. Esto significa que la energía disponible para abastecer el consumo energético no es la misma a ambos lados de la línea que limita el flujo.

En otras palabras, cuando el límite de transmisión implica restricciones importantes se generan subsistemas desacoplados, cada uno de éstos con un mix de tecnologías disponibles distinto y consecuentemente con un costo marginal de la energía propio. Este efecto tiene mayor importancia en sistemas radiales como el SIC debido a que el número de caminos alternativos que puede tomar el flujo de energía es menor al que se observaría, por ejemplo, en un sistema enmallado.

La Figura 1.4 ejemplifica la situación antes descrita. En este esquema simplificado, la condición de operación de la izquierda no tiene restricciones de transmisión importantes, por lo cual es posible despachar las centrales baratas (G1 y G2) para abastecer los centros de consumo ubicados en el subsistema B (C2 y C3), sin la necesidad de despachar una central más cara (G3).

En cambio, la parte derecha de la figura muestra una situación en que el límite de transmisión constituye una restricción importante, al limitar la producción de energía con las centrales

² Artículo 73°, Ley General de Servicios Eléctricos (1982) [1].

baratas para abastecer el subsistema B, debido a lo cual es necesario despachar una central más cara (G3). Como consecuencia, el costo marginal en la barra 2 (CMg2) incrementa al quedar determinado por G3, desacoplándose del costo marginal en la barra 1 (CMg1).

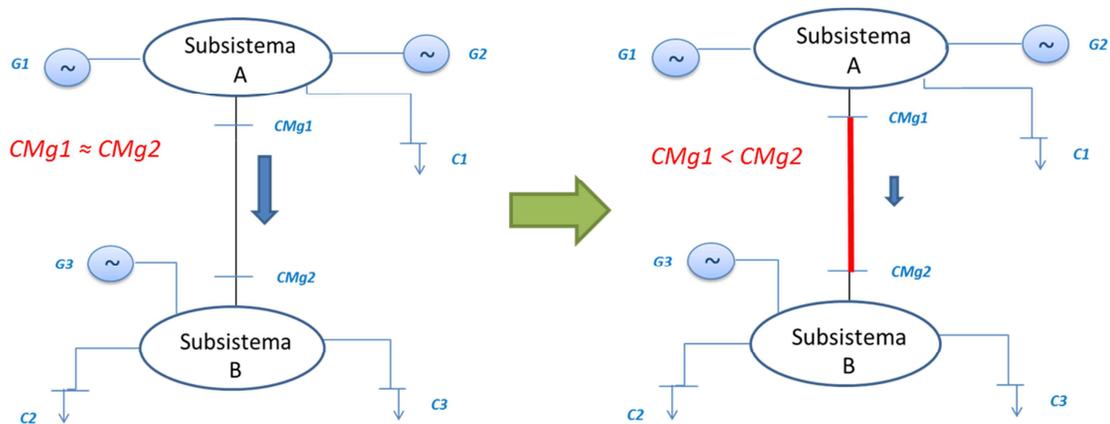


Figura 1.4: Desacople de subsistemas

1.3. Motivación y desafíos para la planificación del STT

Las congestiones evidenciadas a lo largo de los últimos años en distintas zonas del SIC han generado importantes desacoples impidiendo además la llegada de energía barata al centro del sistema, donde se concentran los principales centros de consumo.

Por otra parte, factores como los elevados costos marginales, la progresiva disminución de los costos de inversión en las tecnologías solar y eólica (entre otras) y las políticas públicas diseñadas para su promoción, han significado una creciente penetración de proyectos ERNC en distintos polos del sistema.

Los rápidos tiempos de construcción que tienen estas centrales en comparación a lo que demora el desarrollo de líneas de transmisión, se traducen en el desafío de planificar la expansión del STT de manera ágil y con una visión de largo plazo. Al lograrlo, la planificación no solo permite conectar estos polos de generación (barata) con el resto del sistema, sino que garantiza el acceso abierto a las redes de transmisión, eliminando barreras de entrada para nuevos agentes generadores, logrando así un mercado más competitivo.

Sumado a lo anterior, se ha evidenciado también la necesidad de complementar el enfoque de eficiencia en base a costos de producción utilizado en la metodología actual, con uno que permita capturar y observar los beneficios que tiene un proyecto de transmisión en los distintos actores del sistema. Así, se precisa complementar la metodología actual con un análisis distributivo que permita estudiar las implicancias de cada proyecto evaluado para distintos segmentos como generadores y consumidores.

Es en este contexto que se plantea la necesidad de revisar los criterios utilizados actualmente en la metodología para planificar la expansión del STT, particularmente en lo referente a la evaluación económica de los proyectos de transmisión. Con esto se busca lograr mejoras en esta arista de la planificación para, de esta manera, aportar al mejoramiento del proceso en su conjunto.

2. Revisión bibliográfica

2.1. Procedimientos para planificar la expansión del STT

La planificación de la expansión del Sistema de Transmisión Troncal se rige por los principios de preservar la seguridad global del sistema eléctrico y garantizar, por un lado, la operación más económica para el conjunto de sus instalaciones y, por otro, el acceso abierto al mismo STT [1].

El organismo público a cargo de liderar dicha expansión es la CNE. Para ello esta comisión emite periódicamente un informe técnico cuatrienal que indica los criterios y obras candidatas para expandir el Sistema de Transmisión Troncal durante los próximos 4 años en ambos sistemas interconectados, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el SIC. Dicho informe es resultado de un Estudio de Transmisión Troncal (ETT) que se encarga a un consultor externo. La elección del consultor en cuestión se realiza mediante una licitación pública y transparente.

2.1.1. Estudio de Transmisión Troncal

Para determinar el plan óptimo de expansión, el consultor a cargo del estudio simula los flujos futuros del sistema usando una proyección de la demanda eléctrica y la expansión del parque generador en base al último Informe Técnico de Precios Nudo disponible y a antecedentes adicionales de generación y transmisión que existan al momento de realizar el estudio. Con esto se analiza la operación técnico-económica futura esperada del sistema considerando distintas alternativas de expansión del STT.

La simulación se realiza utilizando el software Ose2000 tomando en cuenta distintas condiciones de operación, de recurso hidrológico y de recurso variable disponible (fuentes de ERNC). A partir de lo anterior se identifican, por un lado, las condiciones de operación más exigentes para el sistema y, por otro, los costos de operación asociados a cada uno de estos escenarios y alternativas de expansión.

Cabe destacar que además de la expansión del STT, el informe técnico del ETT determina las instalaciones que conforman el Área de Influencia Común (AIC) y el Valor Agregado de la Transmisión Troncal (VATT). Este último se utiliza como base para cuantificar el costo asociado a los proyectos para expandir el STT [5].

2.1.2. Revisión anual del ETT

Por su parte, cada CDEC debe revisar cada año los supuestos utilizados en el ETT y reafirmar o proponer un plan de expansión alternativo para su respectivo sistema. Para ello el CDEC SIC elabora un estudio titulado Revisión Anual del ETT, al cabo del cual envía a la CNE una propuesta de expansión del STT para los siguientes 12 meses [6].

Finalmente la comisión emite una resolución en base a la propuesta de expansión del CDEC que, luego de ser sometida a las discrepancias de las empresas y una eventual resolución del Panel de Expertos, finaliza con un decreto de expansión del Ministerio de Energía (ver Figura 2.1).

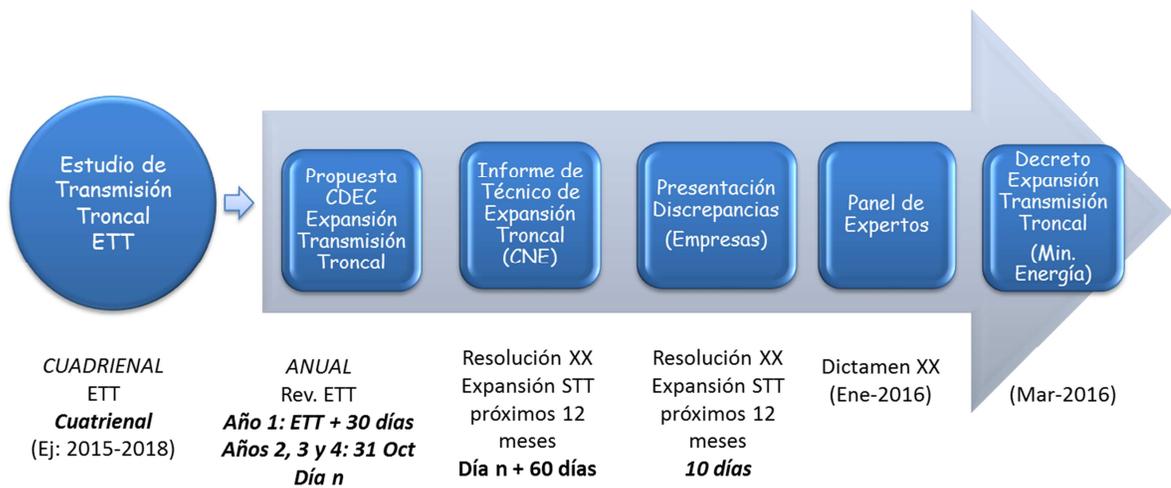


Figura 2.1: Procedimiento para expandir el STT [7]

En dicha revisión el Departamento de Planificación del CDEC SIC realiza un análisis económico y técnico de cada alternativa de expansión con el fin de estudiar, por un lado la conveniencia económica de los proyectos y por otro, la factibilidad técnica de los mismos, en el sentido de que permitan una operación segura y confiable del sistema, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS).

2.1.3. Evaluación económica de las alternativas de expansión

Para la evaluación económica de los proyectos se consideran aquellos recomendados en el informe del consultor del ETT y también los propuestos por distintos actores del mercado eléctrico (principalmente las empresas transmisoras). Luego, para la evaluación de cada alternativa de expansión, compuesta por uno o más proyectos, se simula la operación del sistema en un horizonte de 20 años, con y sin la alternativa evaluada.

De acuerdo a lo anterior la evaluación económica de un proyecto se realiza comparando (en valor presente) el ahorro que se produce en los costos de operación y falla del sistema a lo largo del horizonte gracias a la entrada del proyecto nuevo o ampliación (beneficio del proyecto), versus los costos que deberá asumir el sistema por la entrada del proyecto en cuestión (costo del proyecto). A continuación se explica en mayor detalle cada uno de estos conceptos.

Beneficio del Proyecto

Incorporar un proyecto de transmisión libera restricciones de transmisión pudiendo permitir evacuar energía barata (que de otra forma se habría desaprovechado) hacia los centros de consumo. Por ello la expansión del STT permite, para las mismas condiciones hidrológicas, solares y eólicas [6], un cambio en el mix de centrales despachadas a lo largo del horizonte de evaluación, admitiendo una operación más eficiente del parque generador, generando un beneficio económico igual al ahorro en los costos de operación y falla.

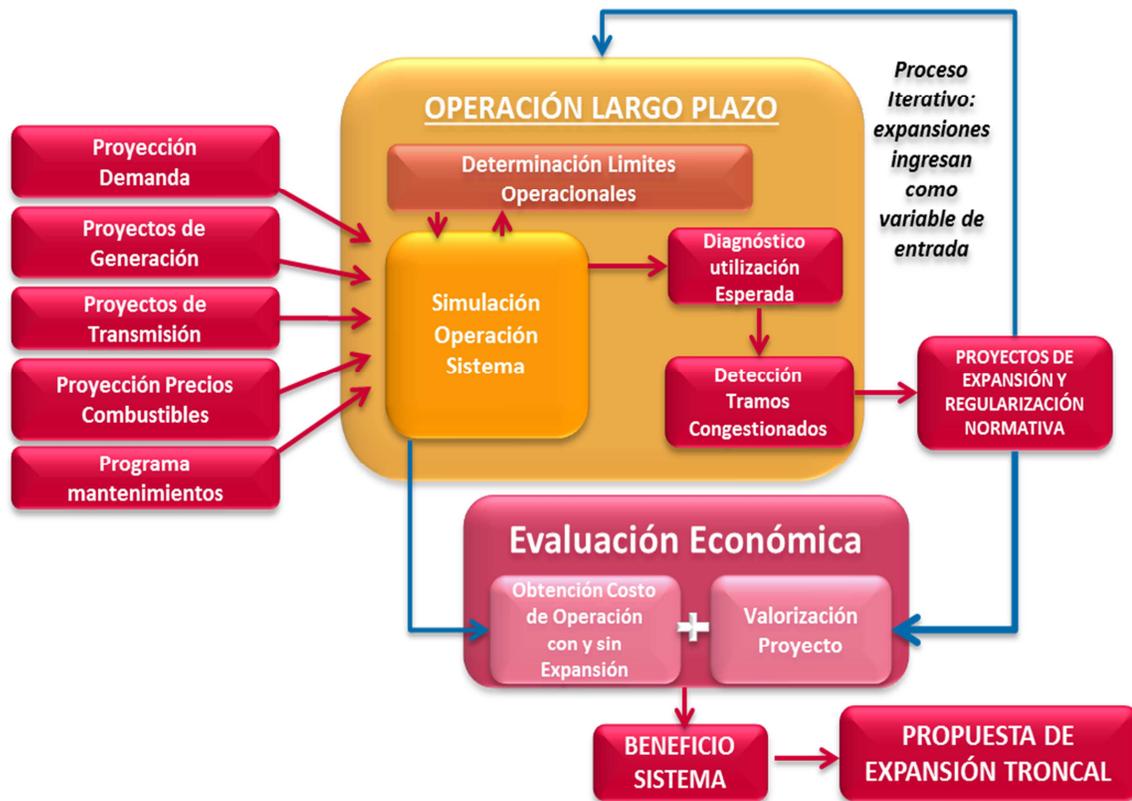


Figura 2.2: Evaluación alternativas de expansión [7]

Es preciso entonces, para cuantificar el beneficio asociado a la expansión del STT mediante un proyecto en particular, determinar el costo de operación y falla con y sin esta alternativa de expansión, tal como se explica en la Figura 2.2.

El costo de operación del sistema queda determinado principalmente por el costo variable de las centrales térmicas. Esto porque las demás centrales tienen un bajo o nulo costo variable, razón por la cual no representan un costo directo relevante para el sistema.

Así, el costo de operación para un año i quedaría determinado por la siguiente expresión:

$$\text{Costo Operación}_{\text{año } i} = \sum_{\text{Central Térmica } j} (\text{MWh}_{\text{año } i, \text{ C. Térmica } j}) \cdot (\text{CV}_{\text{año } i, \text{ C. Térmica } j}) \quad (2.1)$$

En tanto, el costo de falla corresponde a la cantidad de energía desatendida multiplicada por el costo de falla de la barra.

$$\text{Costo Falla}_{\text{año } i} = \sum_{\text{Barra } j} (\text{MWh no suministrado}_{\text{año } i, \text{ Barra } j}) \cdot (\text{Costo Falla}_{\text{año } i, \text{ Barra } j}) \quad (2.2)$$

Con esto, se puede calcular el ahorro en costo de operación y falla en ese mismo año por contar con la expansión utilizando la siguiente fórmula.

$$\begin{aligned}
\text{Ahorro}_{\text{año } i} = & \sum_{\text{C.Térmica } j} (\text{MWh Sin Proyecto}_{\text{año } i, \text{ C. Térmica } j}) \cdot (\text{CV}_{\text{año } i, \text{ C.Térmica } j}) \\
& + \sum_{\text{Barra } j} (\text{MWh no sum. Sin Proyecto}_{\text{año } i, \text{ Barra } j}) \cdot (\text{Costo Falla}_{\text{año } i, \text{ Barra } j}) \\
& - \sum_{\text{C.Térmica } j} (\text{MWh Con Proyecto}_{\text{año } i, \text{ C.Térmica } j}) (\text{CV}_{\text{año } i, \text{ C.Térmica } j}) \\
& - \sum_{\text{Barra } j} (\text{MWh no sum. Con Proyecto}_{\text{año } i, \text{ Barra } j}) \cdot (\text{Costo Falla}_{\text{año } i, \text{ Barra } j})
\end{aligned} \tag{ 2.3 }$$

Costos del Proyecto

Por otra parte, el cálculo del costo de un proyecto corresponde a una aproximación de los costos que tendrán que cubrir los distintos actores del sistema para contar con esta expansión del STT. Esto es, según la ley, la suma de los costos de operación, mantenimiento y administración de las instalaciones (COMA), más la inversión de la obra anualizada con un 10% de renta, que se valoriza tomando como base el VATT³.

Tomando en cuenta lo anterior, el costo del proyecto para el año i queda determinado por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
\text{Costo}_{\text{año } i} = & \text{Anualidad de la inversión del proyecto}_{\text{año } i} \\
= & \frac{1}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} * VI + COMA = AVI + COMA
\end{aligned} \tag{ 2.4 }$$

Donde,

r : tasa de descuento de la evaluación, corresponde a un 10%

n : horizonte de evaluación

AVI: anualidad del valor de la inversión de la obra

COMA: costos de operación y mantenimiento de la obra

2.1.4. Tratamiento del riesgo

Por tratarse de un sistema hidrotérmico, la componente hidrológica representa una variable fundamental en la modelación del SIC y, por lo tanto, en la predicción de sus costos de operación futuros. Por ello el CDEC SIC utiliza un modelo de programación dinámica dual estocástica (PLP) que simula la operación del sistema con 54 series hidrológicas distintas⁴, construidas a partir de datos históricos.

Sumado a lo anterior se realiza una elección aleatoria del recurso eólico disponible, a partir de series de viento que también son construidas con datos históricos. En tanto, para modelar la

³ En el caso de un nuevo proyecto, este costo será solo referencial pues el valor real de la inversión será el resultante del precio al que se cierre la licitación que se realice para desarrollar dicha obra, una vez que esta ha sido decretada.

⁴ Esta fue la cantidad de hidrologías modeladas el año 2015, sin embargo cada año se añade una nueva serie a la representación.

disponibilidad de las centrales fotovoltaicas, se realiza a nivel de la demanda tal como se explica en el siguiente párrafo.

Para modelar la demanda de energía se genera, en cada mes, bloques de potencia constante a partir de la curva de duración de la energía mensual. Para la Revisión del ETT realizada el año 2015, se modelaron 10 bloques para el periodo de detalle (entre 2019 y 2028) y 2 bloques para el resto del horizonte. Además dentro de cada mes, la mitad de los bloques corresponden a demanda en horas con sol, y la segunda mitad a demanda en horas sin sol.

Por otra parte, con el objetivo de afrontar la incertidumbre sobre la expansión del parque generador en los próximos años, en la revisión se construyen distintos escenarios de plan de obras de generación (fueron 5 en la revisión del año 2015) a partir del escenario base desarrollado por la CNE, cada uno de los cuales considera distintos niveles de penetración de proyectos ERNC, centrales hidroeléctricas y centrales térmicas.

De esta manera, para un mismo proyecto existe más de una relación beneficio-costos asociada, pues cada escenario implica distintos ahorros en los costos de operación y falla (ver Figura 2.3). Ante esto se determina un plan óptimo de expansión de la transmisión para cada escenario construido y se toma la decisión final bajo el criterio de minimización del máximo arrepentimiento (Min-Max Regret) [6].

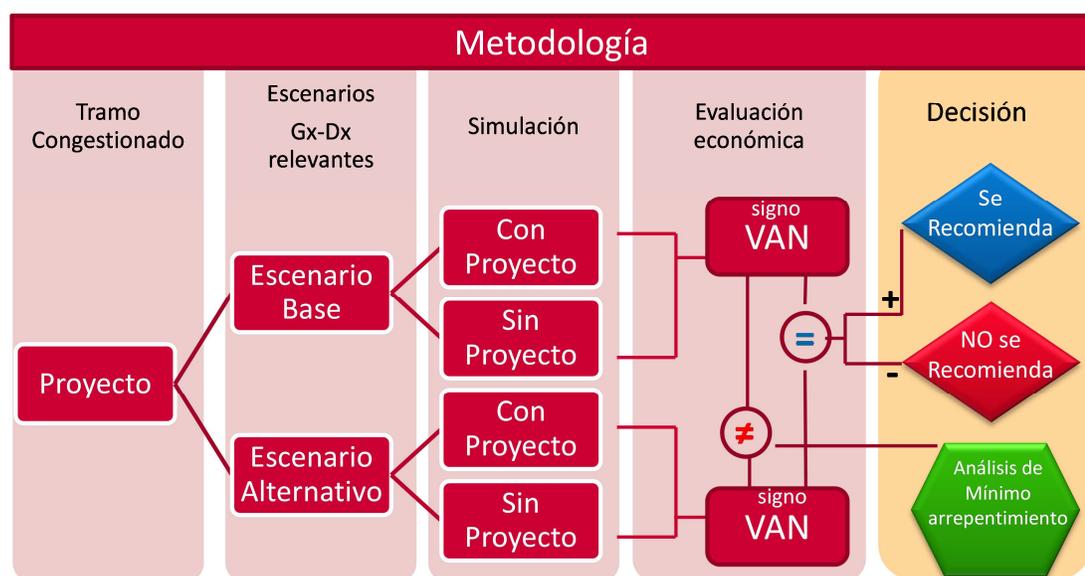


Figura 2.3: Metodología de decisión evaluación económica [6]

Es de importancia mencionar que la revisión anual de los supuestos del ETT ha cobrado mayor importancia durante el último tiempo, y en particular el aporte que puede hacer el CDEC SIC en este proceso.

Lo anterior se debe esencialmente a la progresiva aparición de proyectos de generación ERNC de rápida construcción, en comparación con lo que demora la realización de un nuevo

proyecto de transmisión (motivados, entre otras cosas, por políticas públicas tendientes a su promoción, como el la ley 20.698⁵ del año 2013 [8]).

2.1.5. Mejoras para la metodología actual

El modelo utilizado actualmente en la simulación del sistema incorpora un análisis estocástico del recurso hídrico a través de las series hidrológicas construidas con data histórica de las cuencas. Sin embargo, aún existen aspectos que pueden ser perfeccionados con el fin incorporar un análisis probabilístico más riguroso y adecuado.

Ejemplo de lo anterior es que, históricamente, la evaluación económica de las alternativas de expansión ha considerado, en cada escenario, únicamente el VAN del promedio de las series hidrológica para tomar la decisión final. El problema es que al evaluar un proyecto observando únicamente la media aritmética de los VAN, la variable de decisión se considera determinística (el VAN medio es positivo o negativo) aun cuando su naturaleza es claramente aleatoria, pues depende de la hidrología.

Junto con lo anterior, existe la necesidad de analizar cuantitativamente el efecto que un proyecto tiene sobre el precio spot de la energía. La evolución de los costos marginales por barra puede ser útil para estudiar el nivel de desacople en distintos lugares del sistema, como también las condiciones a las que se verán enfrentados los generadores en el futuro para vender (y comprar) energía en el mercado.

2.2. Experiencia internacional

La revisión de la experiencia internacional tiene como objetivo rescatar de los procedimientos realizados en otros sistemas aquellos aspectos que podrían aplicarse en el SIC, con el fin de mejorar el proceso de planificación del STT, incorporando nuevos elementos a la metodología actual. Por ello, en este apartado se realiza un análisis de la bibliografía existente respecto a la experiencia internacional en planificación de las redes de transmisión.

Los resultados de esta revisión muestran que las metodologías utilizadas en la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión a lo largo del mundo consideran diversos aspectos y variables en sus metodologías. Sin embargo a través de dichas consideraciones, que van desde la conveniencia técnico-económica de las alternativas de expansión, pasando por el impacto socio ambiental de estas, hasta la opinión de los principales actores del mercado, los sistemas analizados persiguen los mismos objetivos: lograr una expansión sustentable de la red que permita una operación eficiente y segura del sistema del sistema eléctrico.

A continuación se presenta un resumen de los 4 sistemas eléctricos que han sido estudiados en mayor profundidad con el objetivo de identificar tanto las características generales de éstos, como los principios sobre los cuales se decide la expansión de los sistemas de transmisión, prestando especial atención a la evaluación técnico-económica de los proyectos

⁵ Esta ley establece la obligación de que al año 2025 un 20% de la matriz energética debe provenir de fuentes renovables no convencionales.

(ver la Figura 2.4). Los casos analizados fueron el PJM EE.UU., el sistema brasileño (SIN Brasil), el sistema colombiano (SIN Colombia) y el National Grid del Reino Unido.

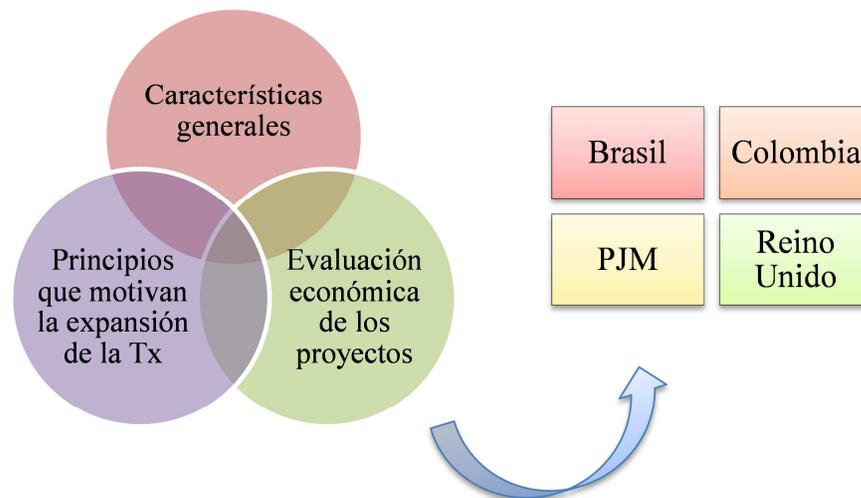


Figura 2.4: Revisión internacional

2.2.1. PJM

Es el sistema interconectado más grande de EE.UU., sirve a más de 61 millones de usuarios y el 2014 contaba con más de 185 GW instalados. Es un sistema principalmente térmico y tiene 100.000 km en líneas de transmisión.



Figura 2.5: Mapa PJM [10]

El mercado eléctrico es competitivo en los sectores de generación y comercialización, mientras que distribución y transmisión permanecen reguladas. Existen contratos bilaterales financieros y una bolsa de energía (Mercado Spot), que calza oferta y demanda cada 5 minutos determinando así los precios marginales localizados (LMP) para cada nodo.

La planificación de la expansión del sistema de transmisión se realiza anualmente con un horizonte de 15 años. Las principales motivaciones de este proceso es permitir abastecimiento seguro de la demanda y promover la competencia de los actores en el sistema, a partir de soluciones confiables, económicas y medioambientalmente aceptables.

Para estudiar el comportamiento futuro del sistema se realiza un análisis de flujos futuros en 3 escenarios distintos, a partir del cual se busca mitigar las congestiones históricas y

proyectadas del sistema, mediante de alternativas de expansión que cumplan con los estándares de confiabilidad [11].

Evaluación económica: costos y beneficios

Un proyecto se evalúa conveniente económicamente si su razón beneficio/costo en valor presente es mayor al guarismo 1.25. Los beneficios del proyecto dependen de los costos de operación a lo largo del horizonte de planificación y pago por retiros a Costos Marginales Locales (LMP). En tanto los costos se determinan como la anualidad del proyecto en evaluación

2.2.2. Brasil

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), ilustrado en la Figura 2.6, está dividido en 5 regiones y gran parte de su matriz energética corresponde a centrales hidráulicas de embalse. Al año 2012 existía una potencia instalada de 121 GW en el sistema, de los cuales un 69% correspondían a hidroelectricidad.

En el mercado energético existen contratos bilaterales físicos que cubren el 100% del consumo eléctrico, tanto regulado como libre, y un Mercado Spot para ajustar las diferencias entre la energía efectivamente consumida y la comprometida en los contratos. En cuanto a propiedad, la mayor participación en generación y transmisión corresponde a empresas estatales.

La planificación de la expansión de la transmisión y generación se realiza anualmente de manera centralizada en el Plan Decenal de la Energía. Los proyectos de generación son subastados entre empresas existentes y nuevos actores, mientras la evaluación definitiva de los proyectos de transmisión se realiza en el Plan de Expansión de la Transmisión, donde se consideran también las propuestas de las empresas. Este estudio definitivo también es anual, tiene un horizonte de 5 años y concluye con los decretos para licitar las obras [12].



Figura 2.6: Sistema de transmisión brasileño [13]

La principal motivación para expandir las redes de transmisión es operar el sistema económicamente y garantizando libre acceso a todos los actores. Por esta razón las

necesidades de cada región, identificadas en el Plan Decenal, se consideran necesarias de resolver independiente de los beneficios económicos que traiga la solución. De esta manera, la decisión sobre qué alternativa implementar para solucionar una necesidad del sistema, se hace en base a criterios de viabilidad técnico-económica e impacto socio-ambiental [14].

Evaluación económica: costos y beneficios

Los proyectos se comparan por costo únicamente, donde el costo en valor presente de cada alternativa queda determinado la anualidad de la inversión y una valorización de las pérdidas eléctricas esperadas para el sistema en caso de realizar ese proyecto [15].

2.2.3. Colombia

El sistema eléctrico colombiano tiene una capacidad instalada de 15.5 GW, de los cuales un 70% es hidroelectricidad y cerca de un 30% es generación térmica. En el mercado participan empresas públicas, privadas y mixtas, existen contratos financieros de largo plazo y la energía se transa a través de una bolsa de energía (Mercado Spot). Además las Obligaciones de Energía Firme (OEF) acotan el precio del suministro energético si en la bolsa el precio supera el costo variable de la central más cara (precio de escasez) [16].

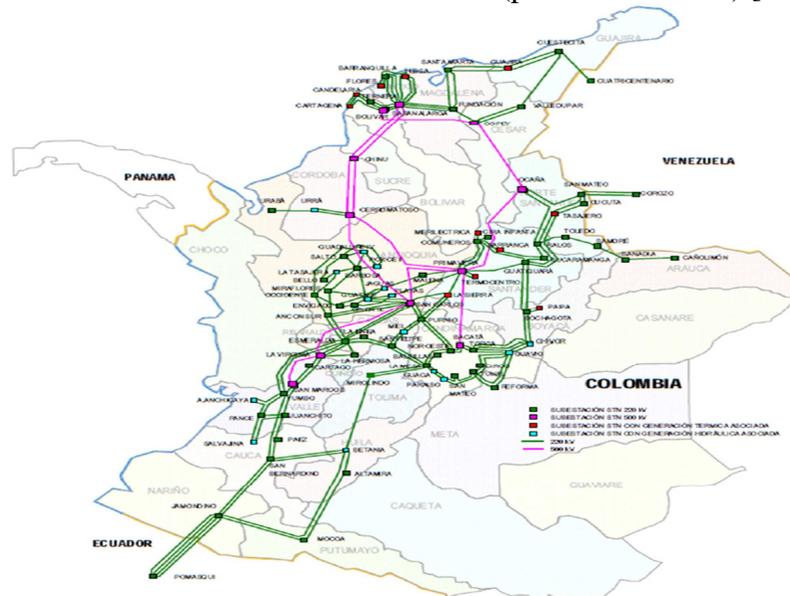


Figura 2.7: Redes de transmisión en Colombia [17]

La expansión de la transmisión se planifica anualmente a nivel central por medio del Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión. Este estudio tiene un horizonte de 15 años y determina las obras de transmisión a subastar [18]. Cabe destacar que previo al informe final, se genera un Plan de Expansión de la Transmisión Preliminar, luego del cual se reciben propuestas de los principales actores del sistema eléctrico colombiano.

Para identificar las necesidades de expansión del sistema se simula la operación a lo largo del horizonte de planificación. Dado que la expansión de la generación se realiza por iniciativa privada, para simular la operación futura se consideran 3 escenarios en el corto plazo y 14 escenarios en el mediano y largo plazo, con distintos niveles de penetración de energías renovables de recurso variable y/o conexión de cargas importantes. En cada uno de estos escenarios se proyectan los precios del sistema para los años evaluados.

Los principales factores que gatillan la expansión de la transmisión son el cumplimiento de los requerimientos técnicos necesarios para operación segura del sistema y la operación económica del sistema. De esta manera se identifican primero los requerimientos técnicos de la red, luego se evalúan alternativas de acuerdo a su comportamiento eléctrico frente a distintas contingencias y condiciones de operación, para finalmente evaluar cada una de estas alternativas económicamente. Posterior a la elección del proyecto se estudian aspectos socio-ambientales a tener en cuenta en la realización de este.

Evaluación económica: costos y beneficios

En la evaluación económica el beneficio es la suma de los beneficios por operar con centrales más baratas (ahorro en costo de operación), por la energía que se deja de racionar y pasa a abastecerse con el precio de escases y el ahorro en el costo asociado a la energía no suministrada (costo de falla) [19]. En tanto los costos corresponden a la inversión, operación y mantenimiento del proyecto en evaluación.

2.2.4. UK

El sistema consta de diversos subsistemas y una importante cantidad de generación renovable eólica, de características *onshore* y *offshore*. Además tiene importantes interconexiones a través de líneas submarinas. Al año 2013 contaba con 91 GW instalados con una matriz principalmente térmica (gas, carbón, petróleo diésel, nuclear, eólica y otras fuentes renovables).

El despacho de las centrales se hace de manera centralizada (Pool) por el organismo a cargo de la operación del sistema: *National Grid*. En tanto la planificación de la transmisión se realiza de manera centralizada a través del ETYS (*Energy Ten Years Statment*) que tiene un horizonte de 10 años y se realiza anualmente con una actualización luego de 6 meses.

La expansión de la transmisión busca asegurar una capacidad de transmisión que permita la operación económica y eficiente del sistema, permitiendo a su vez conectar a los nuevos consumidores. Para ello la decisión de cómo expandir el sistema de transmisión se toma considerando la alternativa de expansión más conveniente económicamente para distintos escenarios energéticos, utilizando el criterio Min-Max Regret.

El año 2014 se construyeron 4 escenarios energéticos llamados “*Future Energy Scenarios*”⁶ (publicados en otro estudio que también es anual). Estos tienen un horizonte de 20 años y consideran aspectos económicos, políticos, tecnológicos, sociales y medioambientales. Así, para cada uno de ellos se hace una proyección de demanda y generación de energía (activa y reactiva), junto a un análisis de sensibilidades de las premisas utilizadas⁷ (ver la expansión del parque eólico proyectada para cada escenario en la Figura 2.8).

⁶ Los organismos encargados de realizar este estudio son: *Electricity Network Development Team; Electricity Compliance, Modelling and Policy Team; y el Transmission Strategy Team*.

⁷ En cada escenario se estudian posibles políticas públicas a ser implementadas para incentivar proyectos de generación ERNC y/o restringir las emisiones. En consecuencia, se puede estimar cómo y cuánto se expande la demanda y generación de energía de acuerdo a estas políticas.

Offshore wind contracted vs scenarios

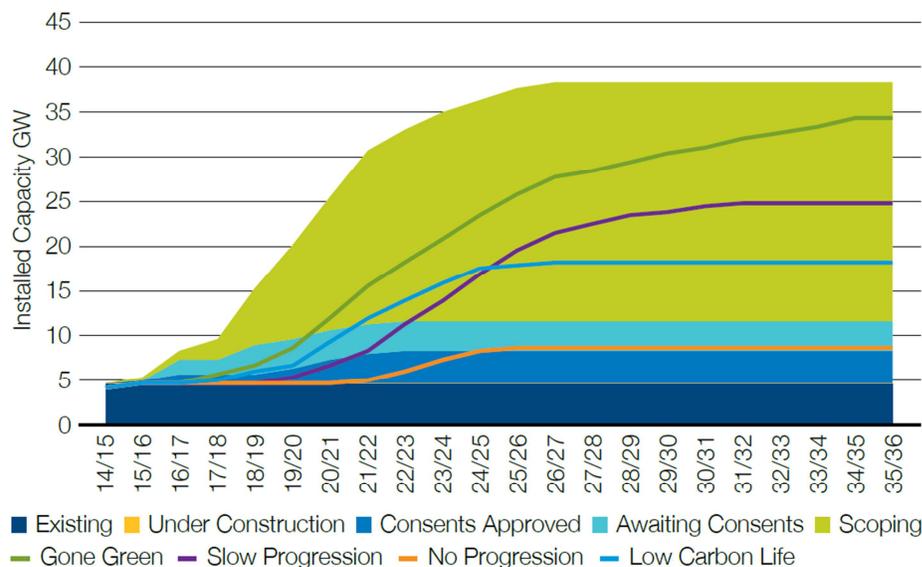


Figura 2.8: Expansión de generación eólica offshore por escenario energético [20]

Evaluación económica: costos y beneficios

Simulando la operación futura del sistema para las distintas alternativas de expansión se calculan los costos asociados a las restricciones de transmisión, los que son usados como un input para el análisis costo beneficio. Este análisis se repite para cada uno de los escenarios construidos.

Cada una de las zonas modeladas tiene una capacidad de generación asociada, un porcentaje de la demanda total proyectada del sistema, y restricciones de transmisión dadas por la infraestructura actual operada con los criterios de seguridad y confiabilidad [21]. Finalmente un proyecto se considera conveniente si su costo en valor presente neto (inversión) es menor al valor presente neto de los costos operacionales y de falla asociados a no realizarlo.

2.2.5. Resumen

Para resumir la información recabada en la revisión internacional realizada, se presentan las Tabla 2.1 y Tabla 2.2. La primera es un cuadro comparativo con las características generales de los sistemas estudiados, mientras que la segunda establece las principales características del proceso de planificación de la expansión de la transmisión en cada país.

La Tabla 2.3 en tanto, presenta una recopilación de aspectos específicos identificados en las metodologías utilizadas en la planificación de la transmisión en cada uno de los sistemas analizados, en particular lo que se refiere a la evaluación económica de las alternativas de expansión y a los factores que gatillan la necesidad de un proyecto de transmisión (*drivers*).

Tabla 2.1: Características generales de los sistemas en la revisión internacional

País	PJM	Inglaterra	Colombia	Brasil
Capacidad instalada	185 GW	91 GW	15.5 GW	124 GW
Matriz energética	Térmico	Térmico	Hidrotérmico	Hidrotérmico
Penetración de ERNC	Alta	Muy alta	Baja	Media
Mercado de energía	Bolsa de energía y contratos financieros	Pool y contratos financieros	Bolsa de energía y contratos financieros	Contratos bilaterales físicos y Mercado Spot para diferencias
Otros	-	Alta penetración de centrales eólicas <i>off-shore</i>	Embalses despachados no centralizadamente	Expansión de la generación se planifica centralizadamente

Tabla 2.2: Estudio para expandir la transmisión en la revisión internacional

País	PJM	Inglaterra	Colombia	Brasil
Horizonte de planificación	15 años	10 años	15 años	10 años
Periodicidad	Anual	Anual (revisión semestral)	Anual	Anual
Escenarios	3	4	3 + validación de series hidrológicas	-
Otros	-	<ul style="list-style-type: none"> • Construye escenarios en un estudio aparte (anual) consultando <i>stakeholders</i>. • Alta penetración de centrales eólicas <i>off-shore</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Se usa solo el escenario de mayor demanda. • Embalses despachados no centralizadamente 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor incertidumbre por planificación centralizada de la generación. • Expansión de la generación se planifica centralizadamente

Tabla 2.3: Evaluación económica de proyectos en la revisión internacional

País	PJM	Inglaterra	Colombia	Brasil
Drivers	<ul style="list-style-type: none"> Competencia y eficiencia del mercado Confiabilidad Soluciones medioambientalmente aceptables 	<ul style="list-style-type: none"> Operación económica eficiente Acceso abierto a nuevos actores del mercado Confiabilidad (N-1 y N-D) 	<ul style="list-style-type: none"> Operación económica eficiente Competencia del mercado Operación segura del sistema de acuerdo a estándares de confiabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> Necesidades regionales para confiabilidad y operación económica del sistema Viabilidad técnico-económica y socio-ambiental de las alternativas
Beneficio económico	<ul style="list-style-type: none"> Energy Market Benefit + Reliability Pricing Model Benefit Difiere entre proyectos ≥ 345 kV y < 345 kV 	<ul style="list-style-type: none"> Ahorro en costos de operación y falla 	<ul style="list-style-type: none"> Ahorro en costos de operación y falla + Ahorro en confiabilidad (nuevas subastas) 	-
Costo económico	<ul style="list-style-type: none"> Inversión anualizada 	<ul style="list-style-type: none"> Inversión anualizada 	<ul style="list-style-type: none"> Inversión anualizada 	<ul style="list-style-type: none"> Costo de inversión + Pérdidas eléctricas valorizadas
Criterio	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio/Costo ≥ 1.25 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio/Costo ≥ 1 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio/Costo ≥ 1 	<ul style="list-style-type: none"> Menor costo

2.3. Economía distributiva y evaluación social de proyectos

En economía, la eficiencia de un mercado puede analizarse de diversas formas: la cantidad de producto que se genera con una determinada cantidad de recursos (eficiencia productiva), o el cómo sus beneficios son repartidos entre los actores del mismo (eficiencia distributiva), son algunas de ellas.

En particular, la evaluación social de proyectos también puede ser abordada desde cada uno de estos enfoques o criterios económicos. En este sentido, la presente sección entrega un marco teórico para la evaluación de proyectos sociales, tanto desde el punto de vista de la eficiencia productiva, como desde el enfoque distributivo. Esto con el fin de ampliar y complementar los criterios utilizados en la metodología actual para la toma de decisiones económicas sobre proyectos de expansión del STT.

Para un mejor entendimiento de los conceptos desarrollados en los siguientes párrafos, se presenta un esquema (Figura 2.9) que resume cómo éstos se relacionan entre sí.

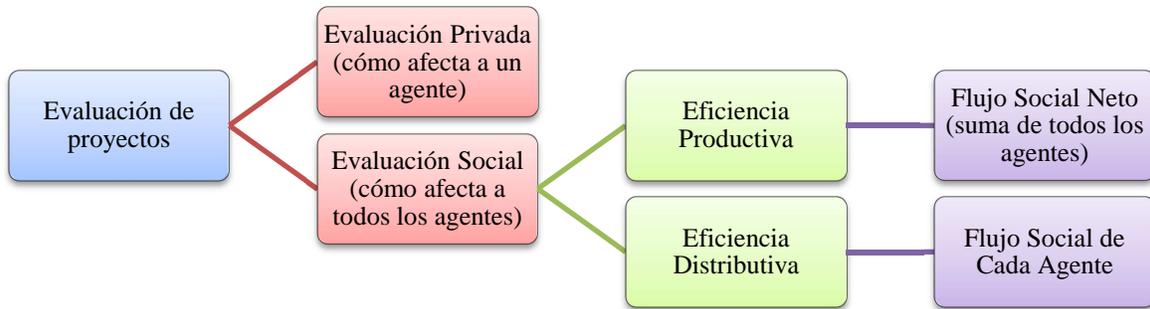


Figura 2.9: Teoría de evaluación de proyectos

2.3.1. Evaluación social de proyectos

Según la teoría de evaluación de proyectos, la evaluación social de proyectos permite evaluar la conveniencia de realizar una inversión desde el punto de vista del bienestar social que genera para el país en el marco de una economía social de mercado. Por tanto, ésta se realiza cuando el dueño de un proyecto es el conjunto de la sociedad [22].

De acuerdo a lo anterior, una vez definida una alternativa o proyecto en particular, la primera etapa para su evaluación social es identificar, medir y valorar los costos y beneficios que ésta tiene para todos los agentes económicos que conforman la comunidad nacional. Una vez logrado esto, es posible tomar la decisión sobre la conveniencia social de la alternativa utilizando uno de los diversos criterios o enfoques existentes.

Uno de los enfoques, frecuentemente utilizado, es el de eficiencia productiva. Éste se aplica basado en el flujo económico neto que el proyecto significa para la sociedad, que se calcula como la suma de los beneficios y costos que el proyecto significa para cada uno de los agentes económicos del sistema. Es importante notar que en esta sumatoria las transferencias entre agentes del sistema se anulan, quedando en el balance final sólo los costos y beneficios para el conjunto de la sociedad [23].

Actualmente, una de las principales aplicaciones de la evaluación social de proyectos en el sector eléctrico chileno es la evaluación de proyectos de expansión del STT. Estos proyectos afectan al conjunto de la sociedad ya que tienen por objetivo mejorar la operación técnica y/o económica de los sistemas eléctricos interconectados SIC y SING, que en su conjunto abastecen de electricidad a la mayoría del país. Por tanto, corresponde evaluar su conveniencia desde la evaluación social.

Tal como se explica anteriormente en este apartado, una alternativa para analizar la conveniencia económica de cada proyecto de expansión es la comparación del flujo social o económico neto en un escenario sin el proyecto frente a uno con el proyecto, siendo este el criterio que se utiliza actualmente en la expansión del sistema de transmisión troncal:

$$Balance_{Proyecto} = Flujo\ social_{Sin\ Proyecto} - Flujo\ social_{Con\ Proyecto} \quad (2.5)$$

En este caso, el flujo social directamente cuantificable queda determinado por la suma de los flujos beneficios/costos que tienen los agentes económicos del sector eléctrico⁸: generadores, consumidores, empresas transmisoras, etc.

2.3.2. Eficiencia distributiva

Tal como se explicó al comienzo de esta sección, la evaluación social de un proyecto desde la eficiencia productiva también puede complementarse con otros enfoques. Por ejemplo, la evaluación social desde la eficiencia distributiva permite estudiar cómo se reparte el beneficio de un proyecto entre los distintos agentes de la sociedad, cuestión que puede resultar de interés para el tomador de decisiones, especialmente cuando la poca efectividad de los mecanismos de distribución de riqueza dificulta el traspaso de dichos beneficios al conjunto de la sociedad.

En primer lugar, para la aplicación del enfoque distributivo en la evaluación social se requiere, al igual que para el enfoque productivo, identificar, medir y valorar los beneficios y costos que el proyecto evaluado tendría para los distintos agentes de la sociedad. Luego de esto, se debe decidir sobre la pertinencia de ejecutar un proyecto cuya razón beneficio/costo neto es positiva pero que beneficia a un segmento de la sociedad y perjudica a otro.

En este sentido, la realización de un proyecto en particular se considera conveniente económicamente (desde el punto de vista más general del concepto) si su ejecución permite llevar la economía a un estado que es preferible al estado actual. Por lo tanto, la decisión sobre el proyecto depende del ordenamiento de los distintos estados de la economía, es decir, del criterio que se use para determinar cuándo un estado de la economía es preferible frente a otro [22].

En la literatura existen diversos criterios para ordenar los estados de la economía, cada uno de los cuales implica una determinada forma de decidir frente a los proyectos, tales como la eficiencia Pareto, el método de Kaldor-Hicks, entre otros. A continuación se discuten de algunos de estos criterios de decisión.

Criterio eficiencia Pareto

Este criterio establece que una asignación de recursos en que ningún agente económico puede mejorar su beneficio sin perjudicar a otro se considera *Pareto Eficiente*. De acuerdo a esta definición, en la Figura 2.10 el estado E0 se encuentra en una frontera Pareto Eficiente y todos los estados que la componen son resultado de una redistribución de ingresos de E0, por cuanto se consideran Pareto equivalentes [24].

En tal sentido, todos los estados que se encuentran dentro del área que encierra la frontera Pareto eficiente se consideran no eficientes, mientras que aquellos en que los ingresos aumentan un proyecto cuyo ratio beneficio/costo es mayor que 1 y que beneficia a algunos

⁸ Tal como explica en Londero, Elio (1998) [23], una evaluación social completa debiese analizar no solo los costos y beneficios que el proyecto genera en el sector en que se está evaluando, en este caso el sector eléctrico, sino también los impactos o externalidades generadas en otros sectores tales como el turismo, el medioambiente, etc. Dichos impactos no han sido recogidos en el presente trabajo pues constituyen un estudio extenso que debiese ser abordado en futuras investigaciones.

perjudicando a otros agentes del sistema, no es eficiente en el sentido Pareto, por tanto no es claro si hacerlo implica una mejora para la sociedad.

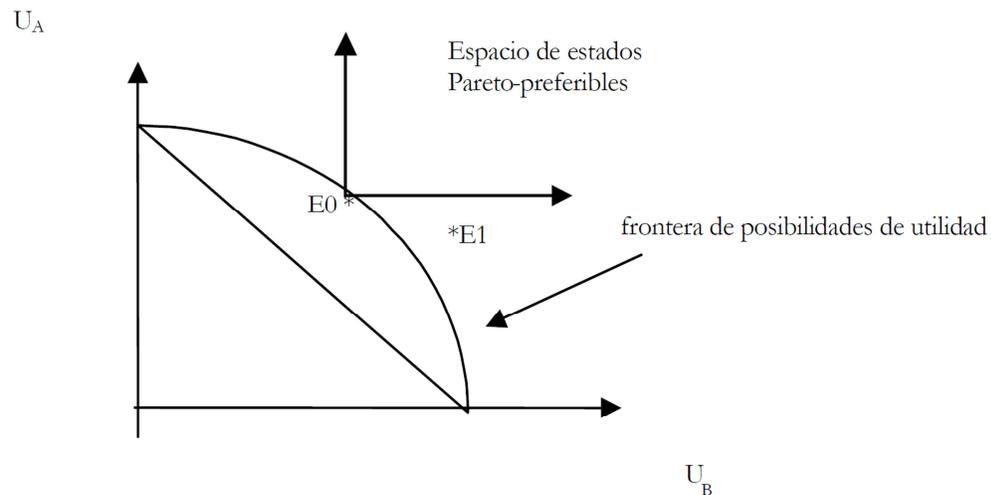


Figura 2.10: Frontera Pareto eficiente

El principal problema con este criterio es que no permite una comparación real entre el estado $E0$ y $E1$ pues sólo establece que este último no es preferible a $E0$, pero no aporta información para concluir si $E0$ es preferible sobre $E1$.

Criterio Kaldor – Hicks

Por otra parte, según el criterio de Kaldor – Hicks (K–H) ante la disyuntiva planteada, el proyecto debiese realizarse siempre que los ganadores puedan compensar a aquellos que pierden con el proyecto. Cabe notar que según este criterio dicha compensación solo es teórica y no tiene que ocurrir en la práctica.

Más allá de los cuestionamientos éticos que puede tener el que la redistribución de ingresos puede nunca ocurrir en la práctica, existen problemas de consistencia teórica con este criterio, que se revisarán a partir de un ejemplo.

En la Figura 2.11 $E1$ puede distribuir la riqueza hasta llegar a un estado $E3$ (que es Pareto eficiente respecto a $E0$), por lo tanto $E1$ es preferible a $E0$ según K-H. Además $E0$ puede distribuir la riqueza hasta llegar a $E2$ (que es Pareto eficiente respecto a $E1$), por lo tanto $E1$ es preferible a $E0$, con lo cual se llega a una contradicción [24].

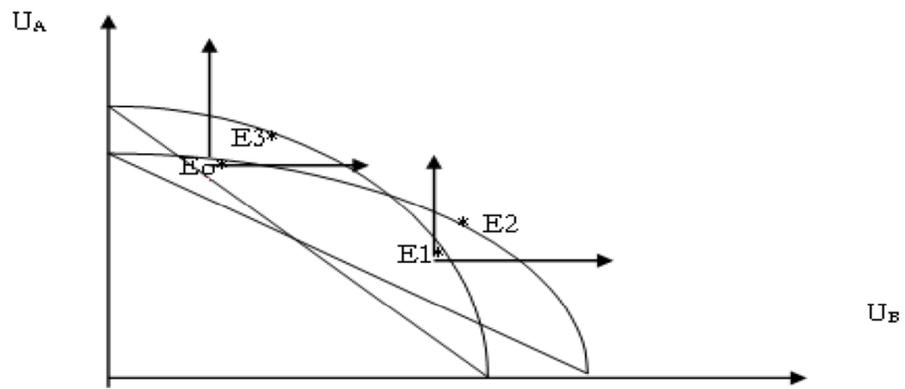


Figura 2.11: Criterio Kaldor-Hicks

Cualquiera sea el criterio a utilizar, es claro que para lograr una evaluación acabada y que incorpore un análisis distributivo de la riqueza, es necesario conocer los beneficios y costos que el proyecto significa para cada agente económico.

3. Desarrollo del perfeccionamiento metodológico

En el presente capítulo se desarrollará el perfeccionamiento metodológico para la toma de decisiones económicas en la planificación de la expansión de los STT. Para ello, en primer lugar, se realiza un diagnóstico que reúne los insumos aportados por la revisión bibliográfica y las motivaciones iniciales de este trabajo. Para complementar esta evaluación, se examina también la metodología actual, tanto desde la teoría económica de evaluación social de proyectos revisada en el capítulo anterior, como desde la experiencia internacional.

Luego, una vez identificado el espectro de posibilidades para desarrollar las mejoras a la metodología actual, se escogerán las líneas de trabajo en que se enfocará el modelo por construir. Finalmente, se aplicará la metodología perfeccionada a la evaluación económica de proyectos de transmisión, que fueron examinados en la Revisión del ETT realizada por el CDEC SIC el año 2015. De esta manera, los casos de estudio permitirán evaluar las mejoras construidas, frente a las proyecciones de la operación futura en el SIC.

3.1. Diagnóstico de la metodología actual

A continuación se examina el procedimiento metodológico realizado actualmente para evaluar económicamente las alternativas de expansión del troncal, tanto desde la mirada de la eficiencia productiva, como desde las metodologías utilizadas en otros países.

3.1.1. Análisis desde la eficiencia productiva del sistema

Tal como se explica en el Capítulo 2.3, la eficiencia de los mercados eléctricos se puede estudiar desde distintas miradas o enfoques, dentro de los cuales se encuentran la eficiencia productiva y la eficiencia distributiva. En este contexto, el desarrollo presentado a continuación, tiene por objetivo demostrar, desde la teoría de la evaluación social de proyectos, que la evaluación mediante costos de operación y falla, utilizada actualmente por el CDEC SIC, efectivamente apunta a lograr el primer tipo de eficiencia (productiva).

Inicialmente, es necesario valorar los beneficios y costos que un proyecto de transmisión tiene para todos los agentes del sistema. Esta tarea puede ser simplificada debido a la existencia de costos o beneficios que no cambian con la entrada del proyecto.

A continuación se presenta un análisis costo-beneficio para 3 segmentos del sistema: generadores, consumidores y empresas transmisoras.

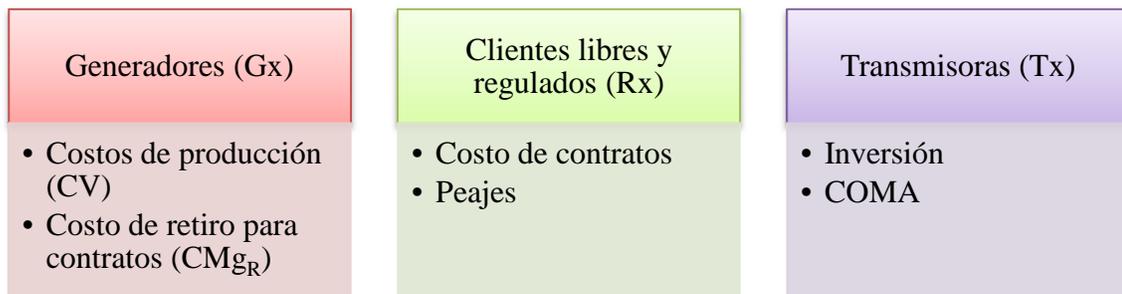


Figura 3.1: Costos por segmento

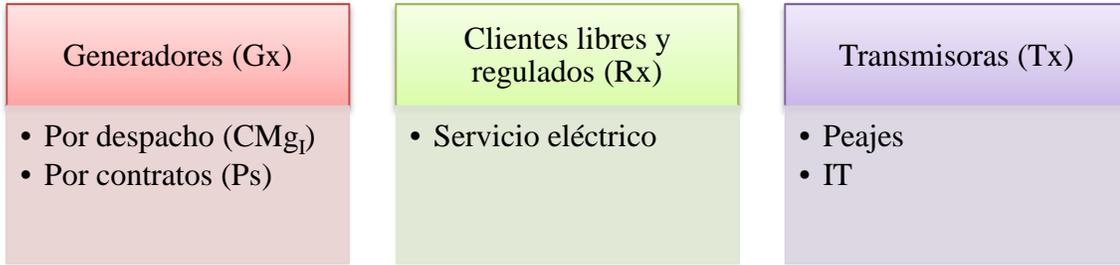


Figura 3.2: Beneficios por segmento

Una de las simplificaciones es el no incluir pagos e ingresos por potencia. La razón para hacerlo es que, si bien la entrada de un nuevo proyecto tendrá efectos en la asignación del pago por potencia de suficiencia entre generadores, no debiese modificar de manera significativa la cantidad total del pago por potencia a realizarse.

Por otra parte, el pago desde los consumidores regulados a las empresas distribuidoras por el Valor Agregado de Distribución (VAD) constituye una transferencia interna entre agentes, que no debiese cambiar de manera importante al contar con un nuevo proyecto de transmisión, razón por la cual puede ser despreciado en el balance del proyecto.

Sumado a lo anterior, existen también otros costos y beneficios no presentes en el balance del sistema propuesto, como es el caso de los servicios complementarios. Se debe notar que, comparativamente, estos flujos no revisten mayor importancia para el balance de cada actor y, por tanto, pueden ser despreciados para la simplificación de este ejercicio.

Así, el flujo social queda representado por la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 \text{Balance sistema} &= \text{Balance Generadores} + \text{Balance Consumidores} + \text{Balance Transmisores} \\
 &= \left(-\sum_i CV_i \cdot E_i - \sum_j ENS_j \cdot \text{Cost. Falla}_j - \sum_k CMg_k \cdot R_k + \sum_i CMg_i \cdot E_i \right. \\
 &\quad \left. + \sum_k Ps_k \cdot R_k - \sum_g Peajes_g \right) + \left(-\sum_k Ps_k \cdot R_k - \sum_c Peajes_c \right) \\
 &\quad + \left(-Inv \cdot r - COMA + \sum_l IT_l + \sum_j Peajes_j \right)
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

Donde,

CV_i : Costo variable de la central i

E_i : energía despachada por orden de mérito

ENS_j : energía no suministrada en barra j

Cost. Falla_j : costo de falla en barra j

CMg_k : Costo marginal en la barra donde retira para suministrar los contratos

R_k : son los compromisos de energía por contrato regulado o libre

CMg_j : Costo marginal en la barra donde se inyecta la energía producida

Ps_k : son los precios de los contratos regulados o libres

$Peajes_g$: son los peajes pagados finalmente por los generadores

$Peajes_c$: son los peajes pagados finalmente por los consumidores

$Peajes_j$: son los peajes recibidos por las empresas transmisoras

Inv : inversiones en transmisión

r : Costo de Oportunidad del transmisor, que la ley fija como un 10% de Inv

$COMA$: Costo de Operación Mantenimiento y Administración de las líneas de Tx

IT_l : Ingreso Tarifario de la línea l

En tanto, para efectos de calcular el Ingreso Tarifario (IT), es preciso corroborar que la diferencia entre el total de inyecciones de energía y el total de los costos de retiro es igual a la suma del IT de todas las líneas. Para el caso de líneas conectadas en serie esta demostración es directa. Para demostrar el caso con enmalles se calcula el IT para un sistema reducido de tres barras en conexión delta (Figura 3.3).

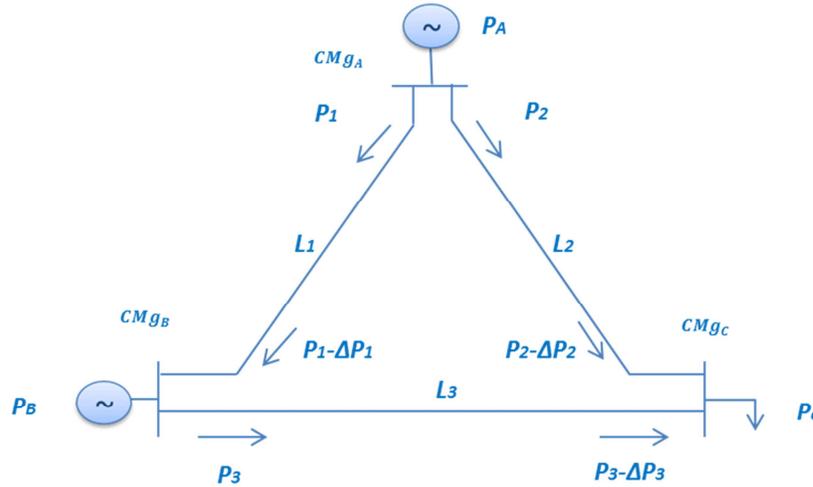


Figura 3.3: Cálculo de IT

En el sistema del ejemplo, el cálculo del IT para las tres líneas queda determinado por la siguiente ecuación:

$$\sum_{l=1}^3 IT_l = (P_1 \cdot CMg_A - (P_1 - \Delta P_1) \cdot CMg_B) + ((P_2 \cdot CMg_A - (P_2 - \Delta P_2) \cdot CMg_C) + (P_3 \cdot CMg_B - (P_3 - \Delta P_3) \cdot CMg_C) \quad (3.2)$$

Y se cumplen las siguientes igualdades por balance de potencia inyectada y retirada en cada nodo:

$$P_0 = P_1 + P_2 \quad (3.3)$$

$$P_3 = (P_1 - \Delta P_1) + (P_2 - \Delta P_2) \quad (3.4)$$

Al combinar estas tres ecuaciones y cancelar términos iguales se demuestra que la suma de los IT de las líneas es el total de ingreso por inyecciones menos el costo total por retiro.

$$\sum_{l=1}^3 IT_l = (P_0 \cdot CMg_A) + (P_p \cdot CMg_B) - P_c \cdot CMg_C \quad (3.5)$$

Luego, se puede deducir la siguiente igualdad dentro de la ecuación de balance del sistema:

$$\sum_l IT_l = \sum_k CMg_k \cdot R_k - \sum_j CMg_j \cdot P_j \quad (3.6)$$

Además, independiente de quienes pagan los peajes por uso del troncal, ya sean generadores que inyectan o consumos que retiran a través de los contratos comerciales⁹, la suma de todos los peajes pagados por generadores y consumidores son iguales a los peajes recibidos por las empresas transmisoras, por lo que se cancelan al hacer el balance beneficio – costo para todo el sistema. Cabe notar que esta cancelación se puede hacer independiente del porcentaje de peajes que se atribuya a la inyección o el retiro de energía.

$$0 = \sum_j Peajes_j - \sum_g Peajes_g - \sum_c Peajes_c \quad (3.7)$$

Con esto, al cancelar términos iguales en la ecuación de balance del sistema queda:

$$Flujo\ social = -Costo\ Operación\ y\ Falla - Inv \cdot r - COMA \quad (3.8)$$

Finalmente, la evaluación del proyecto queda determinada por la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} Balance_{proyecto} &= Flujo\ social_{Sin\ Proyecto} - Flujo\ social_{Con\ Proyecto} \\ &= -Costo\ Op.\ y\ Falla_{Con\ Proyecto} - Inv \cdot r - COMA \\ &\quad - (-Costo\ Op.\ y\ Falla_{Sin\ Proyecto}) \\ &= Ahorro\ Costo\ Op.\ y\ Falla - Inv \cdot r - COMA \end{aligned} \quad (3.9)$$

Esto corresponde a la evaluación realizada en la metodología actual, con lo cual se comprueba que ésta efectivamente persigue, al menos teóricamente, la eficiencia económica productiva del sistema.

Es necesario advertir que externalidades tales como el costo socio ambiental del proyecto, no han sido considerados en este ejercicio y tampoco forman parte de la evaluación realizada con la metodología actual.

Según la teoría de evaluación social de proyectos, estos costos sí deben ser incluidos pues significan un perjuicio para parte de la sociedad que debe recogerse al estudiar la viabilidad de un proyecto. En tal sentido, la revisión internacional realizada muestra que las

⁹ En realidad los peajes por retiro de energía son pagados por las empresas generadoras que realizan dichos retiros. Sin embargo, en la práctica, este cobro es traspasado a los clientes finales, regulados o libres, a través de los contratos.

externalidades sí son incorporadas en el balance de los proyectos, particularmente en Brasil y el PJM, tal como se discute en el siguiente apartado.

3.1.2. Análisis desde la experiencia internacional

La revisión de los modelos utilizados para expandir las redes de transmisión en otros sistemas eléctricos, permitió entender que existen diversas formas de llevar a cabo este proceso en los distintos países. De hecho, estas diferencias dependen no solo de la realidad local, sino también de los énfasis que cada organismo regulador tiene en la planificación de la expansión de las redes eléctricas.

Sin embargo, existen también importantes factores comunes entre los países estudiados, lo que permite la comparación de estas experiencias con la metodología utilizada actualmente en Chile. Dentro de ellos es posible rescatar el que los principales *drivers* de nuevos proyectos de transmisión son, en todos los casos, la búsqueda de una operación eficiente del sistema (evitar congestiones históricas y futuras), y la operación segura del mismo (de acuerdo a los criterios de seguridad y confiabilidad con que cada país cuenta).

Sumado a lo anterior, también destaca como semejanza el que, tanto en los modelos británico, colombiano, como en el nacional, se entienden los beneficios económicos de un proyecto como los ahorros que éste genera en los costos de producción esperados del sistema eléctrico. Cabe mencionar que, mientras en el modelo inglés los ahorros son similares al chileno (costo de operación y falla), en Colombia estos tienen una estructura distinta debido a la existencia de la bolsa de energía y las OEF¹⁰.

En cuanto a las principales diferencias observadas, éstas se desprenden de las tablas de resumen presentadas en el apartado 2.2.5. Algunos de estos elementos diferenciadores se consideran especialmente interesantes por ser aplicables al contexto nacional. Así, luego de ser trabajados y adaptados al sistema eléctrico chileno, estos elementos permitirían contar con un análisis más completo respecto a los efectos de realizar (o no) la expansión del sistema de transmisión mediante una alternativa en particular.

Un ejemplo de lo expuesto en el párrafo anterior, es la rigurosa construcción de escenarios energéticos que se realiza anualmente en el Reino Unido, previo al proceso de expansión del sistema de transmisión. Esto permite un adecuado tratamiento del riesgo, particularmente en la expansión del parque generador. Cabe destacar que esta última incertidumbre, constituye una de las principales dificultades evidenciadas en el proceso de planificación de la transmisión chileno.

También resulta interesante el caso del PJM pues, en su metodología, la evaluación económica de las alternativas de expansión considera, como parte del beneficio, el ahorro que éstas generan en los costos por retiro de energía, que depende del CMg. En tal sentido, se considera que observar el efecto de un proyecto de transmisión sobre el CMg del sistema resultaría interesante para el caso chileno, especialmente considerando que uno de los principales desafíos de la agenda energética actual ha sido lograr la disminución del precio Spot de la energía.

¹⁰ Obligaciones de Energía Firme

Por otra parte, cabe también destacar la validación estadística de las hidrologías, que se realiza en la metodología colombiana, con el fin de descartar errores en los datos de entrada del modelo. Esta etapa del proceso podría resultar muy útil para la metodología utilizada en el SIC, especialmente tomando en cuenta el gran impacto que tienen en la evaluación económica, las condiciones hidrológicas esperadas del sistema.

Finalmente del proceso brasileño y el PJM, se rescata la temprana consideración que se tiene de los impactos sociales y ambientales de cada proyecto, ya sea desde el estudio de las externalidades de cada alternativa de expansión, como desde el establecimiento de criterios mínimos para la aprobación de los proyectos.

Es importante destacar que la existencia de estos mecanismos no garantiza la extinción de conflictos socio-ambientales en torno a los proyectos, tal como se ha comprobado en el caso brasileño. Sin embargo, se considera clave poder contar con un análisis temprano de las dimensiones ambiental y social de las alternativas de expansión, no solo porque el proceso se enmarca dentro de una evaluación social de proyectos, sino también debido a las dificultades que han presentado en Chile, en especial durante el último tiempo, la realización de los proyectos eléctricos¹¹.

3.2. Objetivos del perfeccionamiento metodológico

Para establecer los objetivos de las mejoras a la metodología actual que se trabajarán, es preciso sistematizar el diagnóstico realizado, con el fin de recopilar todas las posibles áreas de trabajo que han sido identificadas, hasta ahora, en tres etapas:

1. El análisis teórico de la metodología actual desde la mirada de la eficiencia productiva;
2. Los hallazgos de la revisión internacional aplicables al contexto nacional;
3. La motivación inicial de generar herramientas para incorporar en la evaluación económica, tanto el efecto de la variable hidrológica, como el del enfoque distributivo.

En la primera etapa, el análisis realizado en el Capítulo 3.1.1, hizo posible visualizar aspectos que hoy no son considerados en la metodología para evaluar los proyectos en la revisión anual del ETT, como por ejemplo, el impacto ambiental de un proyecto de transmisión.

Sumado a esto, en la revisión internacional realizada se identificaron posibles mejoras en etapas tempranas de la evaluación, como es la construcción de los escenarios energéticos. Específicamente se rescató la importancia de incorporar el efecto de las políticas públicas y variables macroeconómicas en la expansión del parque generador.

En la tercera etapa se diagnosticó, a partir de la experiencia de expertos en planificación de la transmisión del CDEC SIC, la importancia de incorporar un análisis probabilístico sobre el efecto de la hidrología en el VAN del proyecto evaluado. Esto permitiría una mayor independencia del modelo económico respecto de los datos de entrada inciertos como los escurrimientos de agua de las cuencas, logrando así el perfeccionamiento del proceso de toma de decisiones económicas para la expansión del STT.

¹¹ En este sentido, la ley 20.417 de Evaluación Ambiental Estratégica [32], promulgada el año 2010, establece un marco institucional para abordar esta arista que puede ser estudiado y aprovechado de mejor manera.

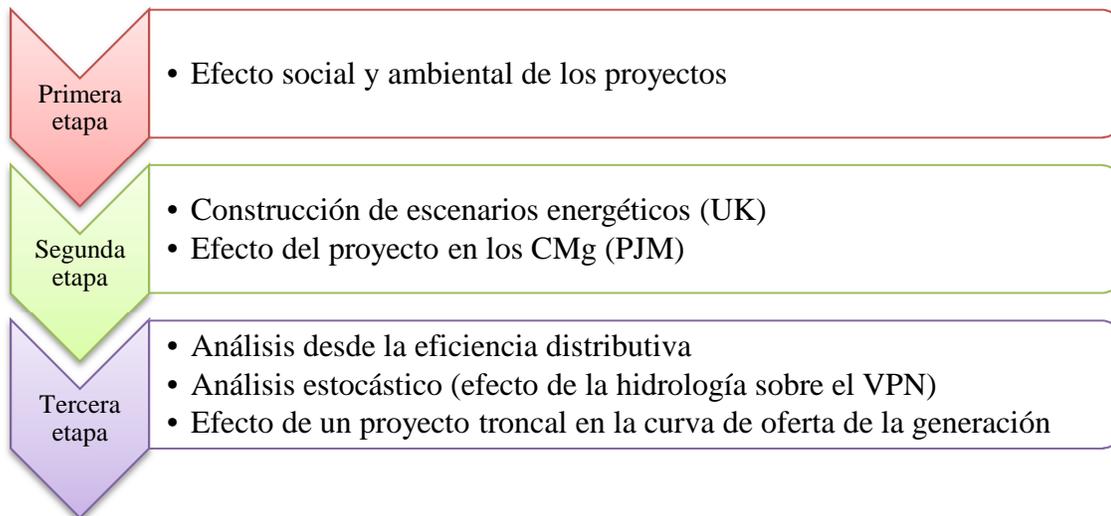


Figura 3.4: Niveles del diagnóstico

Se considera que para lograr un aporte significativo en torno a la construcción de escenarios, el impacto en la curva de oferta de la generación y el efecto socio-ambiental de los proyectos, cada uno de estos temas debiese ser abordado como objetivo único de un trabajo de investigación. En vista de lo anterior, las mejoras a la metodología no incorporan estas aristas y se limitan a complementar la técnica actual a través de los siguientes ejes:

1. Análisis de riesgo: efecto de la hidrología sobre la evaluación económica del proyecto (VPN).
2. Efecto de un proyecto sobre los Costos Marginales del sistema.
3. Análisis distributivo: impacto de un proyecto sobre los segmentos generadores y consumidores (libres y regulados).

Abordando estos 3 tópicos, se espera lograr un mejoramiento de la evaluación económica de los proyectos de expansión de la transmisión. Este perfeccionamiento se puede clasificar en las dos aristas que, en general, hacen que una metodología sea apropiada y útil para el objetivo que se ocupa: 1) un marco teórico robusto que la justifique, abstracción que la hace aplicable a distintos contextos; y 2) que esta se ajuste a la realidad, permitiendo una representación de la realidad lo más certera posible, sujeto a los recursos disponibles para su implementación.

Por una parte, los dos primeros ejes de trabajo, análisis de riesgo de las hidrologías y efectos del proyecto sobre los costos marginales, contribuirán a mejorar la representación de la realidad del modelo, y a observar el efecto que tienen en el mercado de la energía las distintas alternativas de expansión.

Por otra, tanto el análisis de la metodología actual desde el enfoque productivo, realizado al comienzo de este capítulo, como el análisis distributivo que se desarrollará en el apartado 3.5, significan un aporte a la justificación teórica del procedimiento mediante el cual se evalúan los proyectos para expandir las redes de transmisión.

3.3. Análisis estadístico: efecto de la hidrología sobre el VPN

3.3.1. Marco teórico

Una aplicación de los modelos probabilísticos es estudiar el comportamiento de una variable de interés, en este caso el Valor Presente Neto de un proyecto de transmisión, a partir de un número finito de datos (muestra aleatoria simple). Sin embargo, es necesario tener primero una noción sobre la forma en cómo se comporta dicha variable para saber qué tipo de distribución de probabilidad puede ajustarse mejor al comportamiento de ésta.

Usualmente la variable se modela de manera continua usando la distribución normal o gaussiana, debido tanto a la simplicidad relativa de esta función, como a que se ajusta de buena manera en una gran cantidad de aplicaciones. Dicha distribución se caracteriza por dos parámetros: la media μ y la varianza σ^2 . De no conocerse dichos parámetros, éstos deben ser estimados a partir de los datos y parámetros con los que se cuenta.

Para la estimación de la media, generalmente se utiliza la media aritmética de una muestra, \bar{x} , por ser un estimador insesgado, es decir, que es igual a la esperanza del parámetro a estimar. Por otra parte, como tampoco se conoce la varianza σ^2 , también debe ser estimada. Para hacerlo se suele utilizar el estimador de máxima verosimilitud que se define como $\widehat{\sigma^2} = s^2 = \frac{1}{(n-1)} \sum_i^n (x_i - \bar{x})^2$, donde x_i son los datos y n es el número de datos (tamaño de la muestra). De esta manera el modelo a utilizar tiene una distribución de probabilidad normal $N(\widehat{\mu}, \widehat{\sigma^2})$.

Una vez logrado el modelo probabilístico se puede calcular con mayor independencia de los datos algunos parámetros de interés, como por ejemplo la probabilidad de que el proyecto estudiado sea conveniente económicamente (VPN no negativo).

Adicionalmente, para relajar la naturaleza determinística del estimador construido para el modelo, es posible reemplazar ese valor fijo por un intervalo en el cuál se espera que el parámetro se encuentre con cierto nivel de certeza (confianza). Por ejemplo al construir un intervalo de confianza para la media se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Intervalo}_{p\%} \rightarrow \left[\bar{x} - t_{(n-1), 1-\frac{\alpha}{2}} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}, \bar{x} + t_{(n-1), 1-\frac{\alpha}{2}} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \right] \quad (3.10)$$

Donde p es un porcentaje que representa la probabilidad de éxito de la estimación, es decir, tomada una muestra de tamaño n , existe una probabilidad p de que el parámetro efectivamente se encuentre en el intervalo construido (comúnmente se usa 95% o 99%); \bar{x} es el estimador fijo de la media, es decir, la media aritmética de los datos; α corresponde a $1-p$; y $t_{(n-1), 1-\frac{\alpha}{2}}$ es el valor para el cual la probabilidad de ocurrencia es $1 - \frac{\alpha}{2}$ en una distribución t -student con $n-1$ grados de libertad, que se obtiene a partir de una tabla. Es importante notar que esta es la distribución que se debe utilizar cuando la varianza no es un parámetro conocido.

Finalmente, es de interés también analizar el momento de tercer orden de la muestra aleatoria (el primero y segundo son la media y la varianza respectivamente) ya que, si bien no es un

parámetro necesario para la función de distribución normal, sí permite tener una noción sobre el grado de asimetría de los datos hacia ambos lados de la media. Esto se puede cuantificar a través del coeficiente de asimetría que corresponde al momento centrado y normado de tercer orden y se calcula a través de la siguiente fórmula (notar que para una distribución normal ideal este coeficiente es cero):

$$\text{Coeficiente asimetría} = \frac{1}{\sigma^3} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^3}{n} \quad (3.11)$$

Cabe destacar que la hipótesis de que la variable VPN tiene distribución normal condiciona la pertinencia de todo el análisis realizado, por lo cual es importante comprobar con qué nivel se cumple dicha aseveración. Esta hipótesis fue validada a partir de un análisis QQ Plot, que permite cuantificar qué tan cerca están los datos de una distribución gaussiana teórica. En este análisis, que a grandes rasgos es una regresión lineal entre una distribución gaussiana ideal y el modelo utilizado, se obtuvo un coeficiente de correlación mayor al 95% para todos los tramos posteriormente estudiados.

3.3.2. Procedimiento

Para estudiar la conveniencia de los tramos troncales en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT), se analiza el comportamiento de la variable Valor Presente Neto del proyecto (VPN) que considera la inversión del mismo, los ahorros producidos gracias a su instalación en el costo de operación y falla del sistema, y la diferencia entre el valor remanente del agua en los casos con y sin proyecto.

Para la modelación de la variable VPN, en una evaluación económica, se cuenta con 54 datos, que corresponden a las 54 hidrologías modeladas en el PLP. Con estos datos se construyen los estimadores con la premisa de que la variable tiene distribución gaussiana tal como se explica en el marco teórico.

A partir de este modelo se calcula la probabilidad de que el VPN sea mayor que cero, y se construyen los intervalos de confianza de la media, calculado con un 95% y 99% de confianza.

3.3.3. Casos estudio

Tramo Mulchén-Charrúa

3.3.3.1. Contexto

El tramo estudiado se encuentra en la Zona Sur del SIC (ver Figura 3.5). Debido al posible desarrollo de proyectos eólicos al sur de Charrúa (a septiembre del 2015 se han informado 1400 MW en obras de este tipo a la DPD del CDEC SIC) y la eventual construcción de la central hidroeléctrica en Cuervo de 640 MW., la exigencia de este tramo podría aumentar de manera importante en el futuro, generando congestiones desde el año 2018 (ver Figura 3.6).

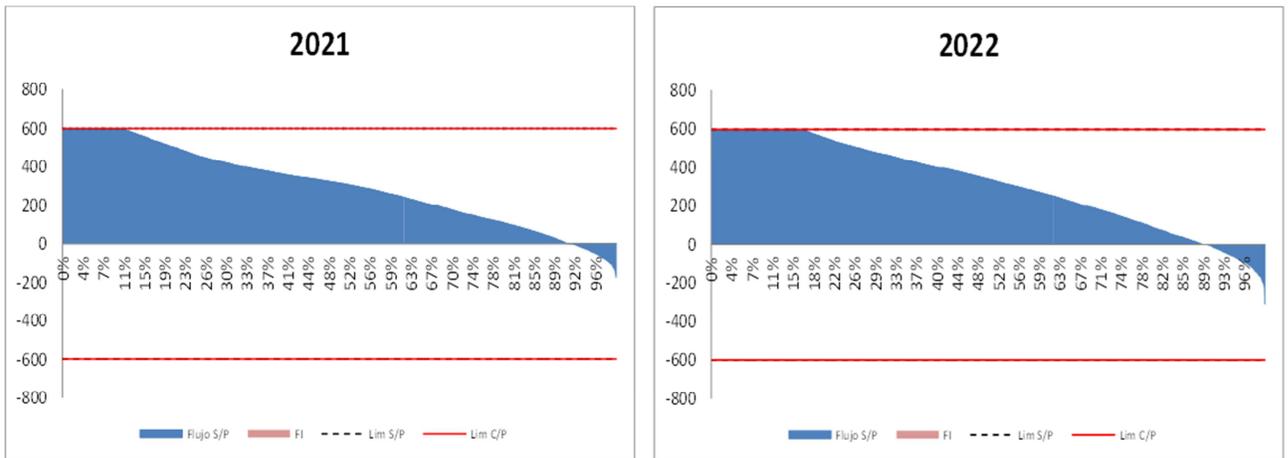


Figura 3.6: Curvas de excedencia, tramo Mulchén - Charrúa 2024

3.3.3.2. Resultados

En la Figura 3.7 se presentan los VPN obtenidos para la evaluación de este tramo en el escenario alternativo 1. El gráfico representa la probabilidad de excedencia para cada una de las 54 hidrologías, mientras la Tabla 3.1 muestra los parámetros estadísticos relevante obtenidos a partir de los datos resultantes de la evaluación para cada serie hidrológica.

Tabla 3.1: Parámetros evaluación Mulchén-Charrúa

Datos con VPN ≥ 0	43%
Promedio VPN	-\$ 3.321.942
Desviación Estándar	13.616.144
Área VPN positivo	\$ 9.492.725
Área VPN negativo	-\$ 12.829.598
Mayor VPN	\$ 32.339.856
Menor VPN	-\$ 27.328.700
Coefficiente de asimetría	0,182

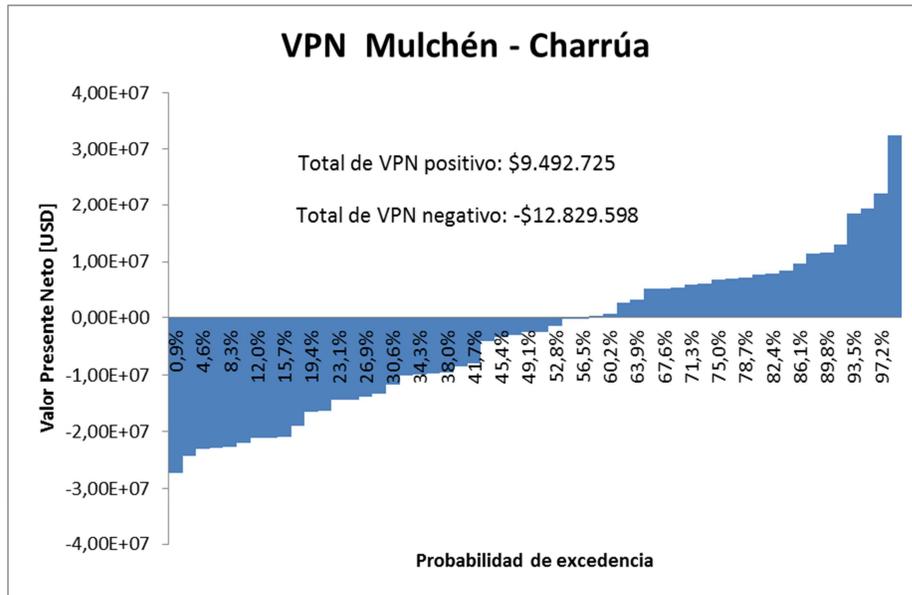


Figura 3.7: VPN en las 54 hidrologías, tramo Mulchén-Charrúa 2024

Luego, a partir de los datos se modela con distribución normal y se construyen los estimadores:

$$\hat{\mu} = -\$ 3.321.942 \quad (3.12)$$

$$\hat{\sigma} = \$ 1.852.922 \quad (3.13)$$

De esta manera la variable queda modelada por la distribución de probabilidad que se grafica a continuación:

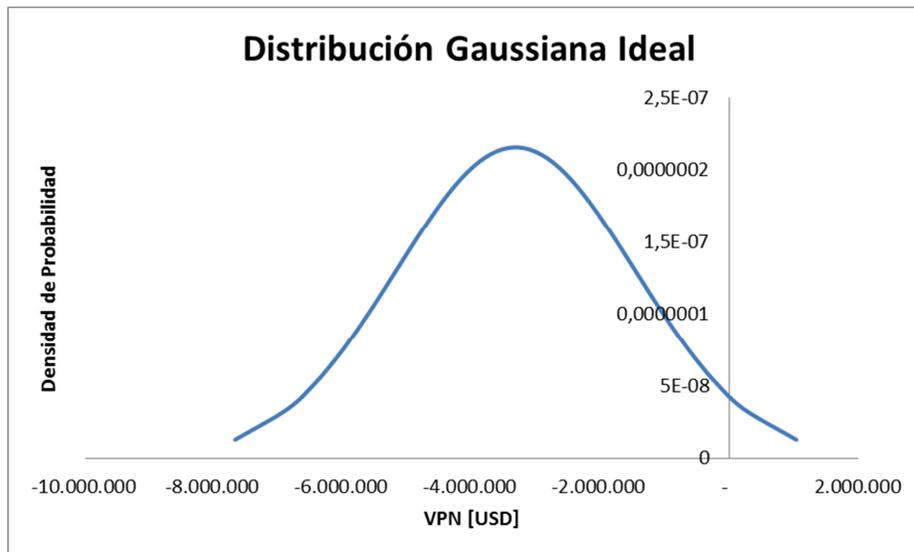


Figura 3.8: Modelo de la variable VPN, tramo Mulchén-Charrúa 2024

Finalmente con el modelo se calculan nuevamente los parámetros de interés:

Tabla 3.2: parámetros calculados con el modelo, tramo Mulchén-Charrúa 2024

Probabilidad $VPN \geq 0$	4%
Intervalo de confianza 95%	[-\$ 7.038.349 ; \$ 394.464]
Intervalo de confianza 99%	[-\$ 8.272.580 ; \$ 1.628.696]

De esta manera al utilizar el modelo probabilístico, este tramo tiene una menor probabilidad de ser conveniente económicamente.

Tramo Ciruelos Pichirropulli

3.3.4.1. Contexto

Este tramo también está emplazado en la Zona Sur del sistema (ver Figura 3.9) y, debido a las mismas razones explicadas para el caso anterior, la exigencia de las líneas en esta zona del sistema podrían sufrir congestiones importantes desde el año 2023 tal como se observa en las curvas de excedencia de la Figura 3.10.

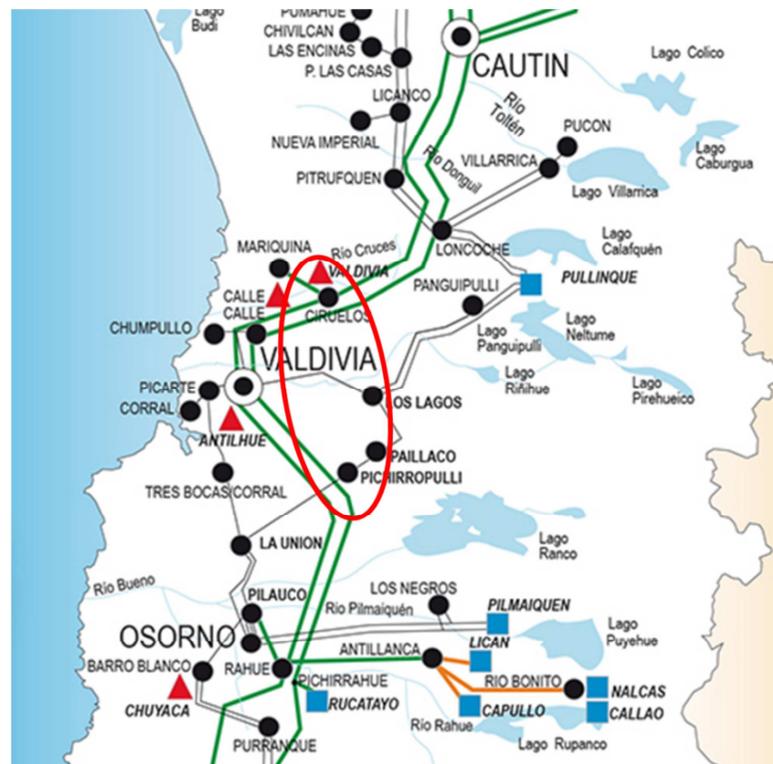


Figura 3.9: Ciruelos - Pichirropulli [20]

La Revisión Anual del ETT realizada el año 2015 evaluó la expansión del STT a través de la construcción de una línea entre las subestaciones Ciruelos y Pichirropulli. Este proyecto contempla un tendido de doble circuito, con capacidad de 1500 MVA y nivel de tensión de 500 kV pero operado en 220 kV, que entraría el año 2022.

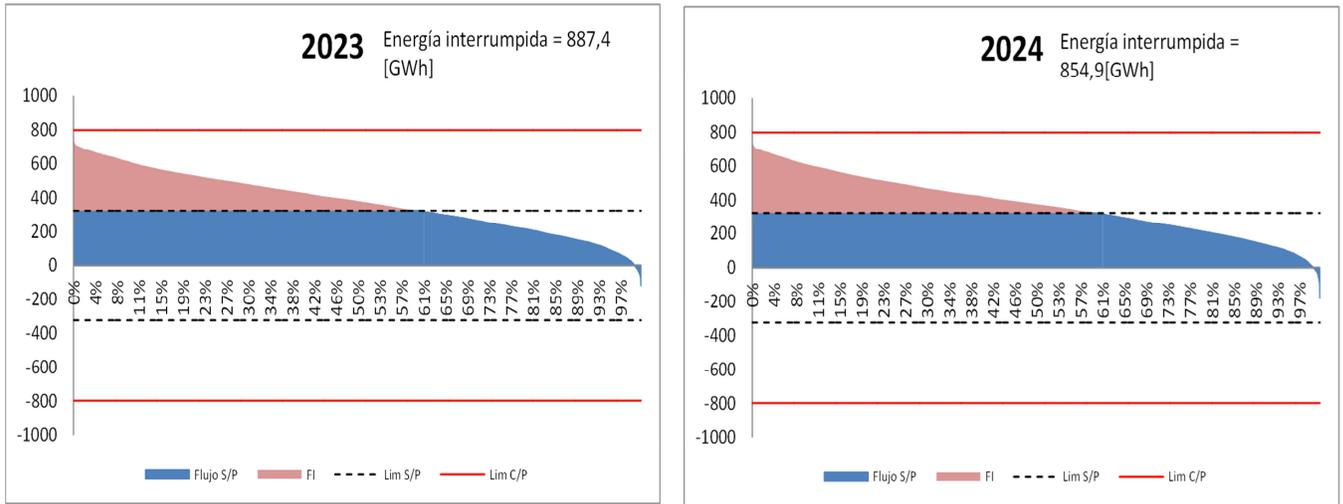


Figura 3.10: Curva de excedencia desde Ciruelos hacia el sur

Escenario alternativo 3: tramo Ciruelos-Pichirrupui

A continuación se presentan los VPN obtenidos para este tramo como también los parámetros obtenidos a partir de los datos:

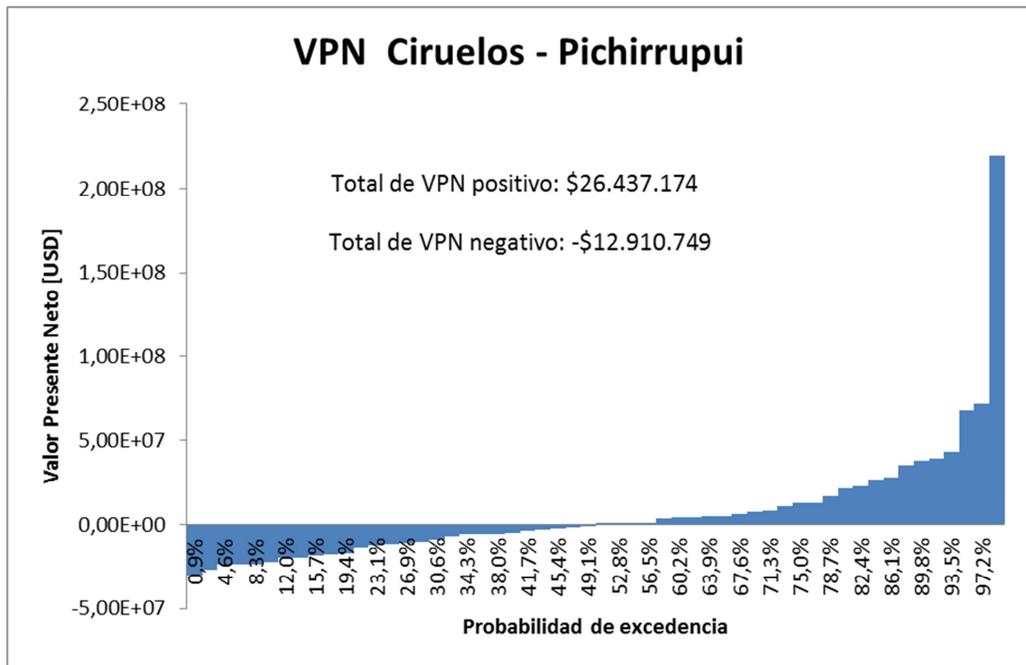


Figura 3.11: VPN en las 54 hidrologías, tramo Ciruelos – Pichirrupui

Tabla 3.3: Parámetros evaluación Ciruelos – Pichirrupui

Probabilidad VPN ≥ 0	50%
Promedio VPN	\$ 6.763.212
Desviación Estándar	36.663.314
Área VPN positivo	\$ 26.437.174
Área VPN negativo	-\$ 12.910.749
Mayor VPN	\$ 219.164.472
Menor VPN	-\$ 29.754.702
Coefficiente de asimetría	3,729

Luego, los estimadores para la distribución son:

$$\hat{\mu} = \$ 6.763.212 \quad (3.14)$$

$$\hat{\sigma} = \$ 4.989.245 \quad (3.15)$$

Y la gráfica de la distribución de probabilidad del modelo se ilustra en la Figura 3.12.

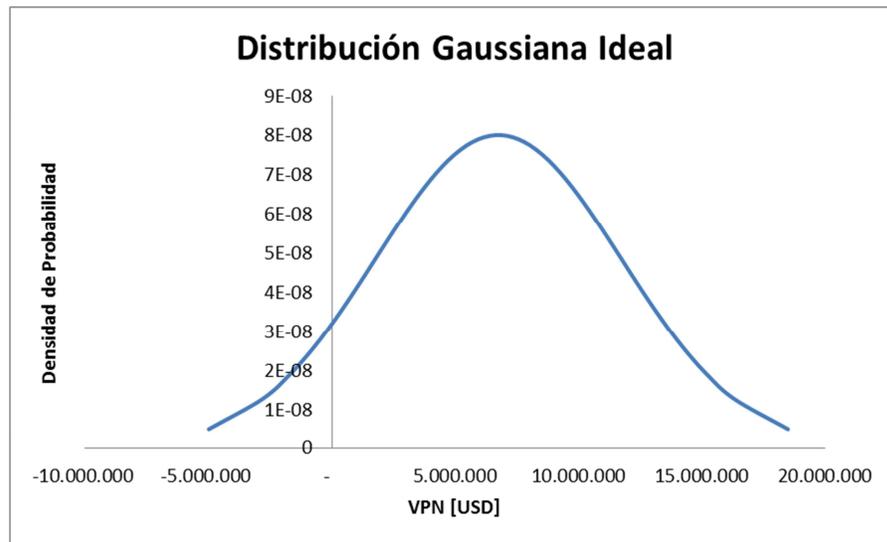


Figura 3.12: Modelo distribución de probabilidad del VPN, tramo Ciruelos - Pichirrupui

Finalmente los parámetros calculados con el modelo se muestran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Parámetros calculados con el modelo, Ciruelos - Pichirrupui

Probabilidad VPN ≥ 0	91%
Intervalo de confianza 95%	[-\$ 3.243.717 ; \$ 16.770.141]
Intervalo de confianza 99%	[-\$ 6.567.053 ; \$ 20.093.477]

Con lo cual se observa que modelando la variable con distribución normal existe una mayor probabilidad de que el proyecto de Ciruelos – Pichirrupui sea conveniente económicamente.

3.4. Análisis de los costos marginales

De acuerdo a lo revisado en el Capítulo 0, las congestiones del sistema son uno de las principales causas de la realización de un nuevo proyecto de transmisión pues, en gran parte de los casos, constituyen una restricción para el aprovechamiento eficiente de los recursos de generación con que cuenta el sistema. Tal como se ilustra en dicho apartado, el efecto de congestión puede ser reconocido por su impacto en los costos marginales de las barras emplazadas en torno a la congestión (Figura 1.4).

Se desprende así que los costos marginales por barra son una buena forma de observar el nivel de desacople en un tramo del sistema. Por ello, estudiar el efecto que un proyecto de transmisión tiene sobre esta variable entrega información sobre lo que ocurre con la operación económica no solo en el sector donde la obra libera restricciones, sino también sobre la operación económica del sistema completo.

De acuerdo a lo anterior, uno de los ejes del presente trabajo fue elaborar una herramienta de análisis que, desde distintas miradas o “lupas”, permitiera observar el comportamiento de los costos marginales por barra a lo largo del horizonte de planificación. Esta herramienta consta, por una parte, de curvas de duración anuales del CMg en las barras de interés para cada año del horizonte de evaluación. Con esto se pretende ilustrar en qué proporción del total de horas de un año se resuelve un desacople importante gracias a la entrada del proyecto en evaluación.

Por otra parte, se considera necesario también observar el comportamiento de los CMg con una resolución temporal, esta vez no perdiendo la cronología, como sí ocurre con la curva de duración. Con esto se busca entender, por ejemplo, cómo el desacople se comporta y es mitigado a lo largo de un mes. Así se generaron los gráficos que dan cuenta de la evolución del CMg a lo largo de los bloques (mes y año fijo), los meses (bloque y año fijo) y los años (bloque y mes fijo) dentro del horizonte de evaluación.

Finalmente, se complementa el análisis anterior, de carácter más bien cualitativo, con una cuantificación del desacople. Para esto, se valoriza tanto la interrupción de generación de energía por efecto de las congestiones a los costos marginales de dichas barras (análisis sectorial), como el efecto que tiene la entrada del proyecto evaluado en los costos de retiros de energía a lo largo del horizonte (análisis sistémico).

3.4.1. Caso estudio: Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV

3.4.1.1. Contexto

El tramo estudiado se encuentra en la Zona Norte del SIC (ver Figura 3.13). Debido al posible desarrollo de proyectos ERNC al norte de Pan de Azúcar (unos 1250 MW de generación que se instalarían entre las subestaciones Diego Almagro y Punta Colorada según el catastro de proyectos realizado por el CDEC SIC), se espera que la exigencia de este tramo aumente en el futuro generando importantes congestiones desde el año 2021 (ver Figura 3.14).

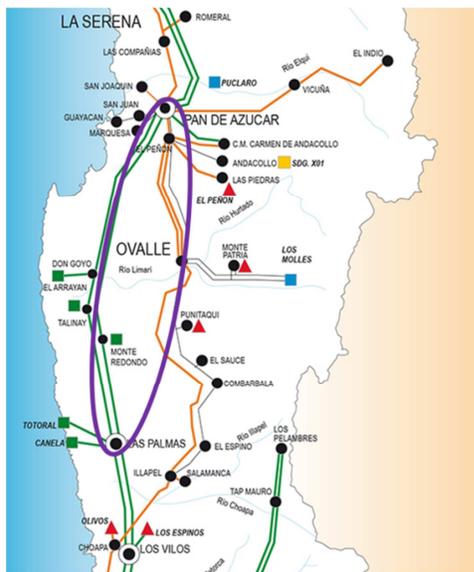


Figura 3.13: Tramo Las Palmas - Pan de Azúcar [20]

Por este motivo, en la Revisión Anual del ETT realizada el año 2015 fue evaluado el proyecto Las Palmas – Pan de Azúcar con una línea de doble circuito en 220 kV y con una capacidad de 500 MVA por circuito.

Esta nueva línea no solo permitiría mitigar el desacople actual que mantiene precios muy elevados por el lado de Las Palmas (187 \$USD/MWh en junio del 2015¹²), sino que exportar la energía barata de fuentes ERNC desde el norte del SIC hacia los principales centros de consumo (zona centro del SIC), permitiendo así disminuir los costos de operación esperados en el futuro.

Al igual que todos los proyectos evaluados en esta zona del sistema, este tramo fue evaluado bajo 3 escenarios distintos, que fueron construidos en la Revisión Anual del 2015 para enfrentar la incierta expansión del parque generador:

Escenario Base: considera el plan de expansión de generación definido en el Informe Técnico de Precio Nudo (ITPN) de Abril 2015 ajustado a la mejor información disponible por la DPD del CDEC SIC.

Escenario Alternativo 1 (ERNC Atacama): considera proyectos de generación ERNC que suman 1250 MW entre las subestaciones Diego de Almagro y Punta Colorada, reemplazando 500 MW del ITPN.

Escenario Alternativo 2 (ERNC Coquimbo): considera proyectos de generación ERNC que suman 1550 MW entre las subestaciones Diego de Almagro y Los Vilos, reemplazando 800 MW del ITPN.

¹² CDEC SIC, sitio web oficial. “Costo Marginal Real por Mes” <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/costo-marginal/>

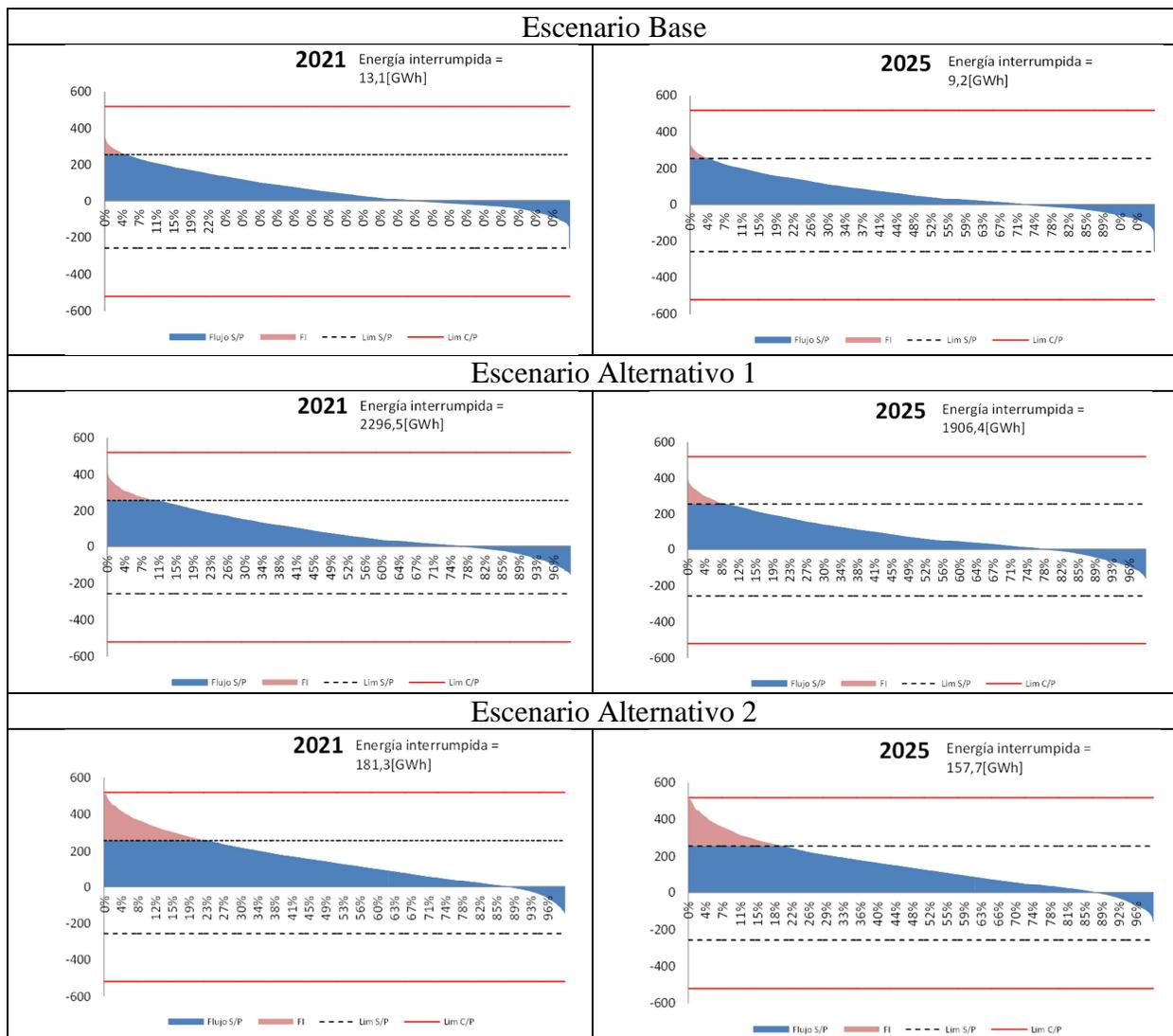


Figura 3.14: Curvas de excedencia, Las Palmas - Pan de Azúcar 220¹³

3.4.1.2. Resultados

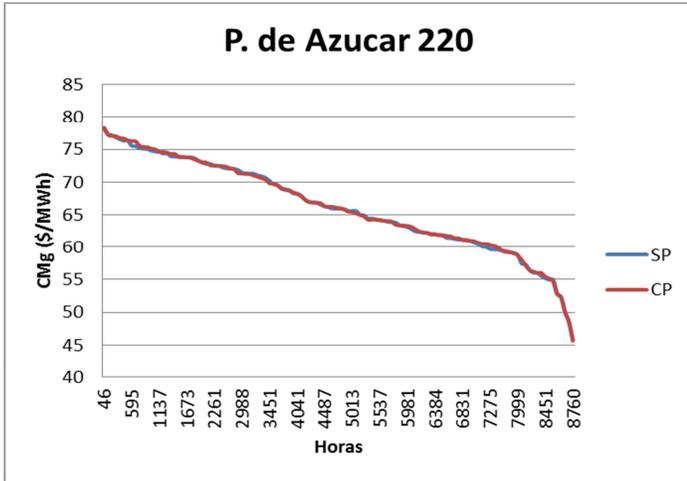
A continuación se presentan los resultados obtenidos al aplicar la herramienta elaborada para análisis de los CMg, en la evaluación del tramo Las Palmas - Pan de Azúcar en el escenario base.

a. Curvas de duración anual

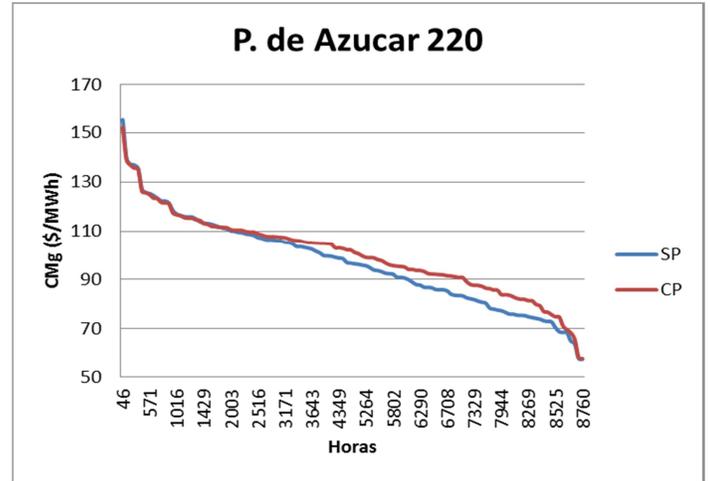
Los siguientes gráficos contienen las curvas de duración anuales de los costos marginales en las barras Las Palmas y Pan de Azúcar. Así, la Figura 3.15 y la Figura 3.16 muestran los resultados de graficar la curva de duración para los años 2021 y 2028 en cada barra estudiada, realizando una comparación entre materializar o no el proyecto evaluado.

¹³ CDEC SIC, Informe Técnico Revisión del ETT 2015.

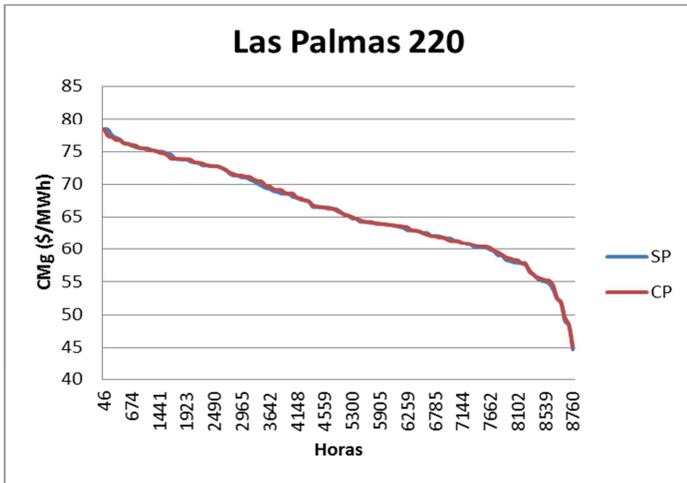
2021



2028



2021



2028

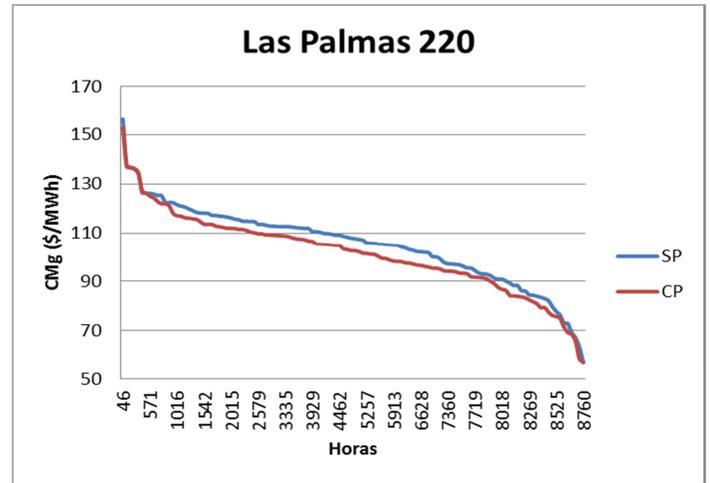
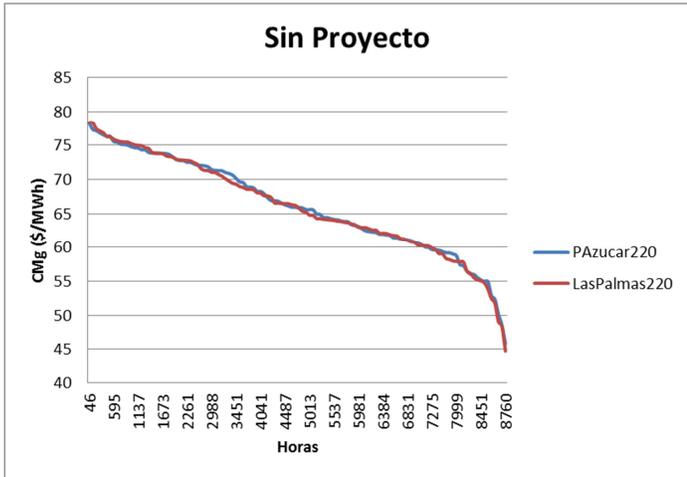
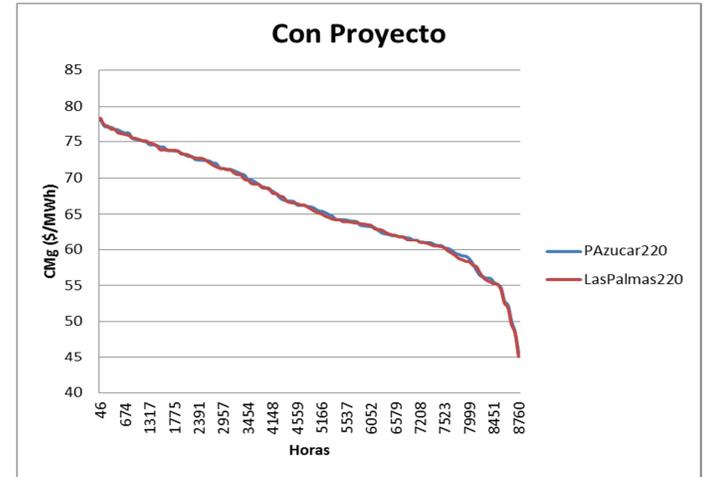


Figura 3.15: Curva de duración del CMg por barra

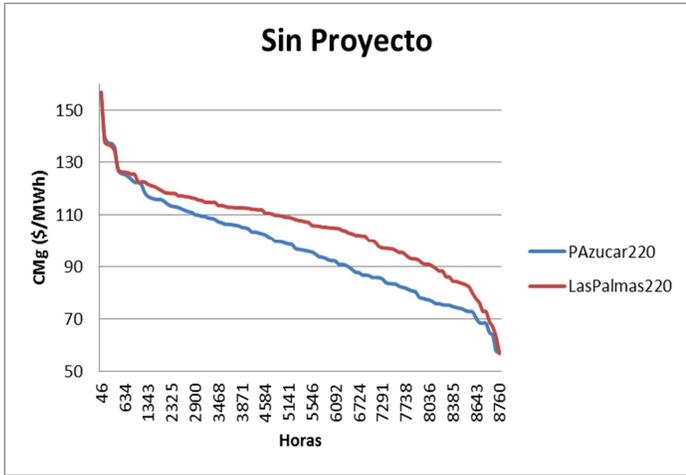
2021



2021



2028



2028

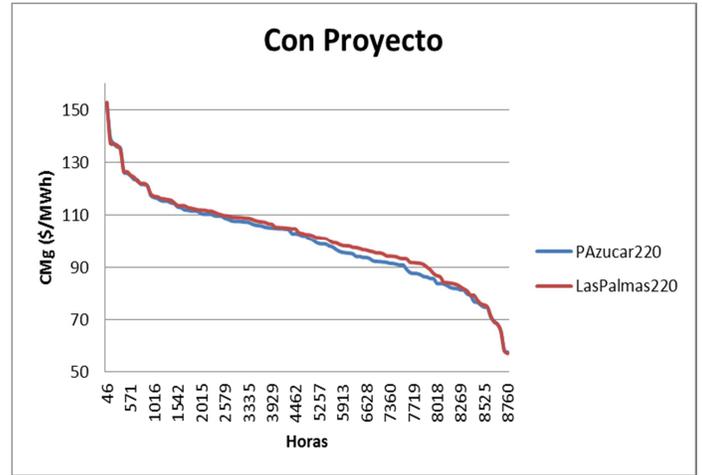
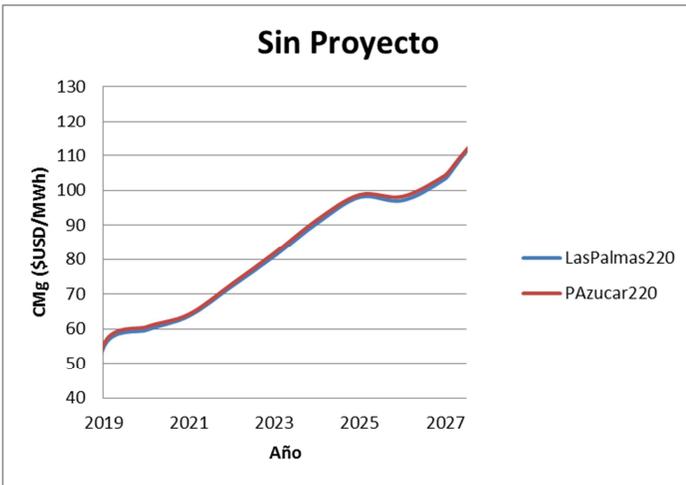


Figura 3.16: Curva de duración del CMg, comparación entre barras

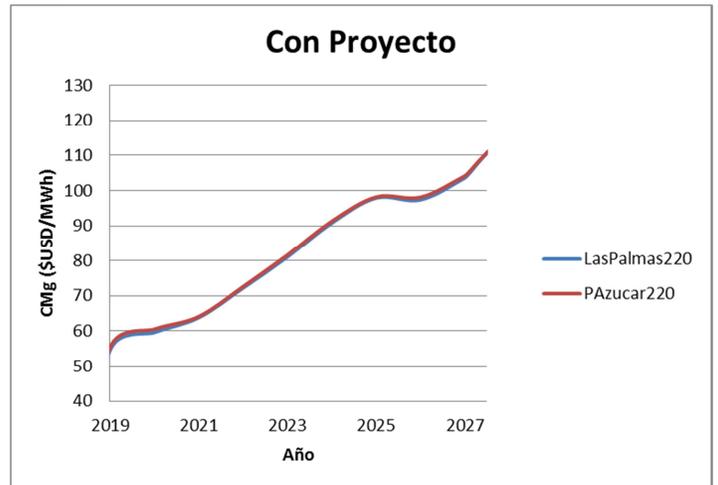
b. Evolución del CMg año a año

Adicionalmente las curvas presentadas a continuación muestran la evolución año a año del CMg en las barras Pan de Azúcar y Las Palmas, para las simulaciones con proyecto (CP) y sin proyecto (SP), al tomar como referencia el bloque de hora de sol con más alta demanda (bloque de punta) y los meses de enero y junio respectivamente.

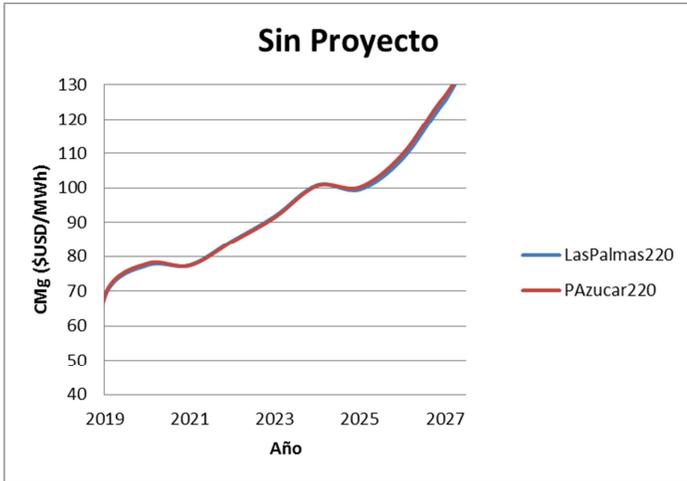
Enero



Enero



Junio



Junio

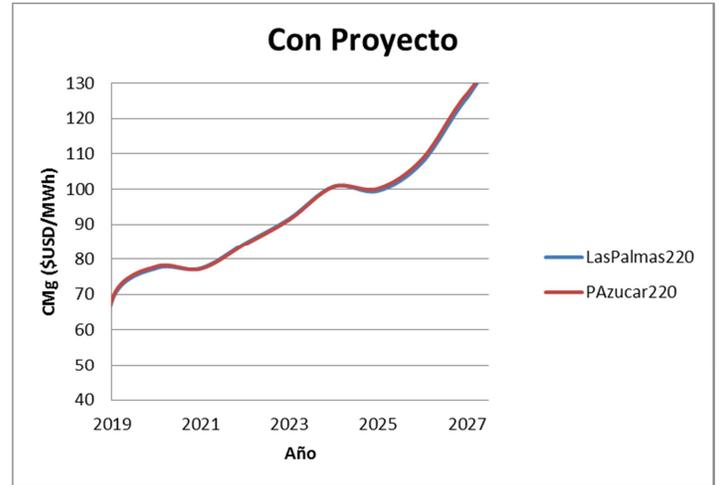
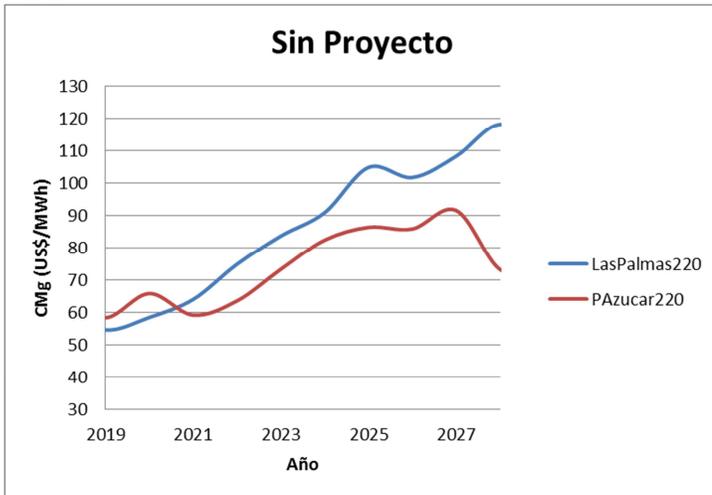
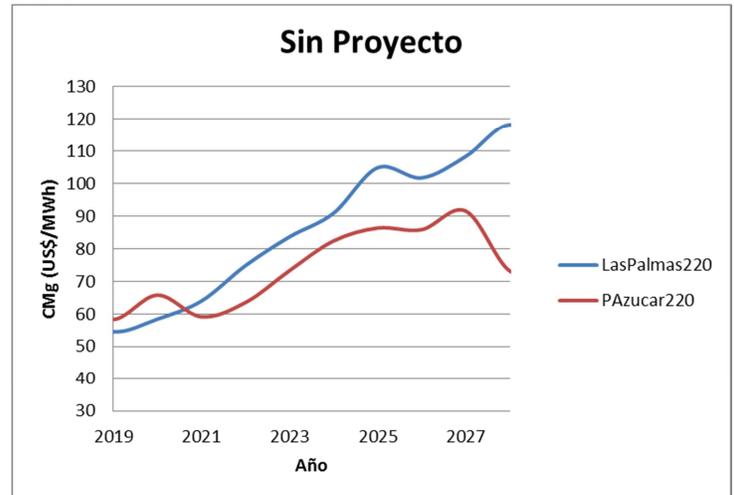


Figura 3.17: Evolución por año del CMg por barra para un mes fijo en horas sin sol

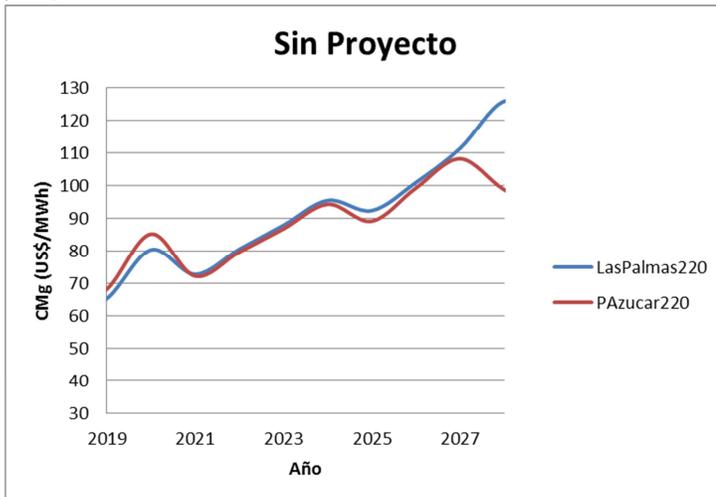
Enero



Enero



Junio



Junio

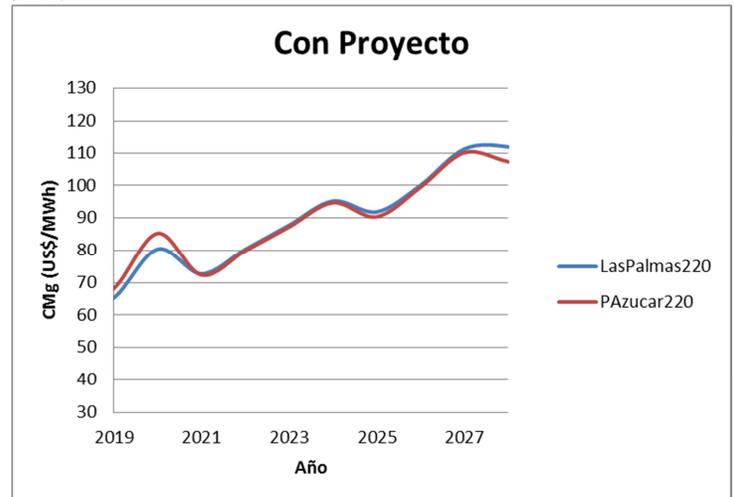


Figura 3.18: Evolución por año del CMg por barra para un mes fijo en horas con sol

c. Evolución del CMg mes a mes

Los resultados presentados a en el Figura 3.19 muestran la evolución mes a mes del CMg en el bloque de horas sin sol con mayor demanda para los años 2021 y 2028. Análogamente, la Figura 3.20 presenta el resultado obtenido para el bloque de máxima demanda en horas de sol.

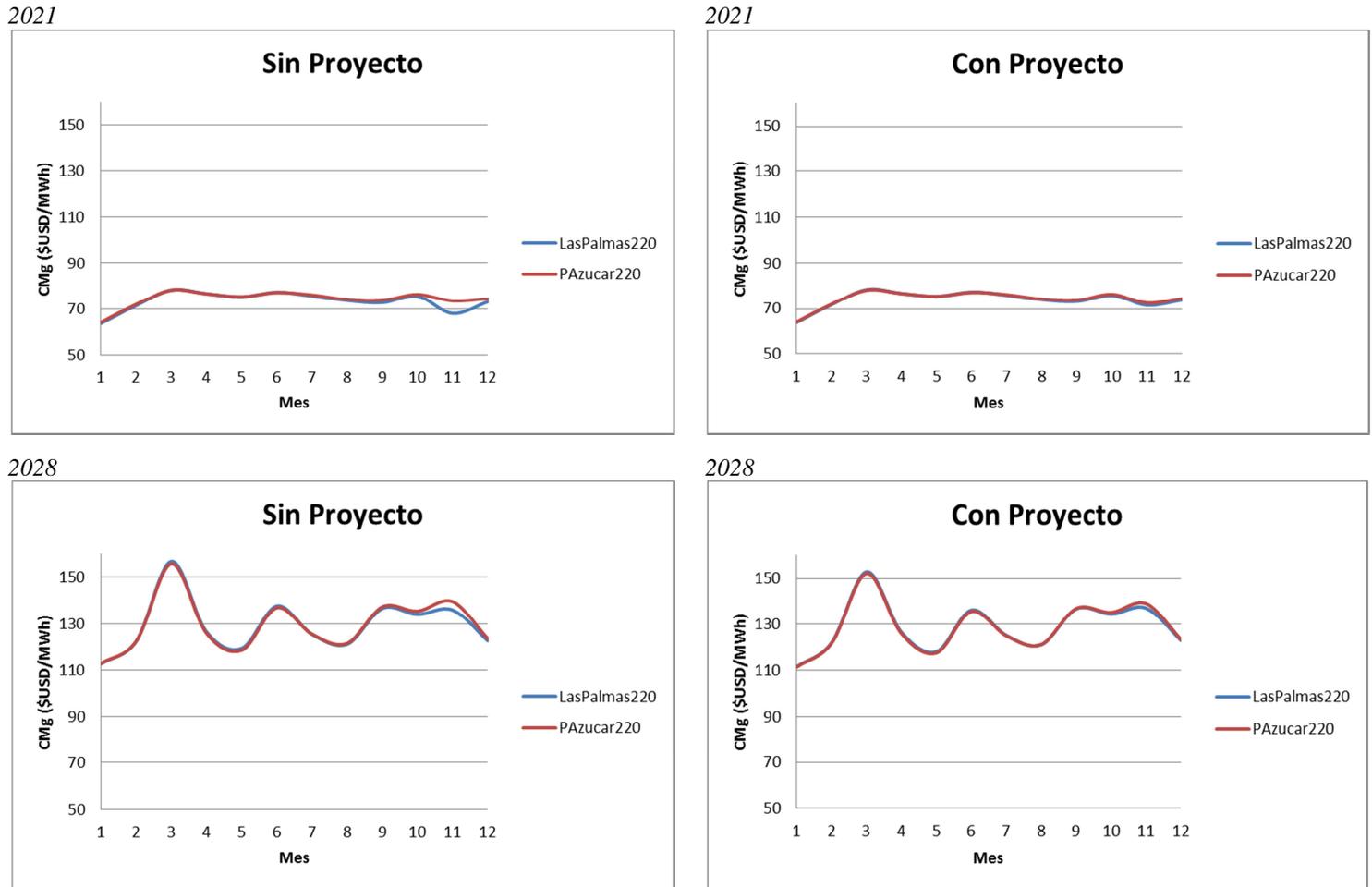
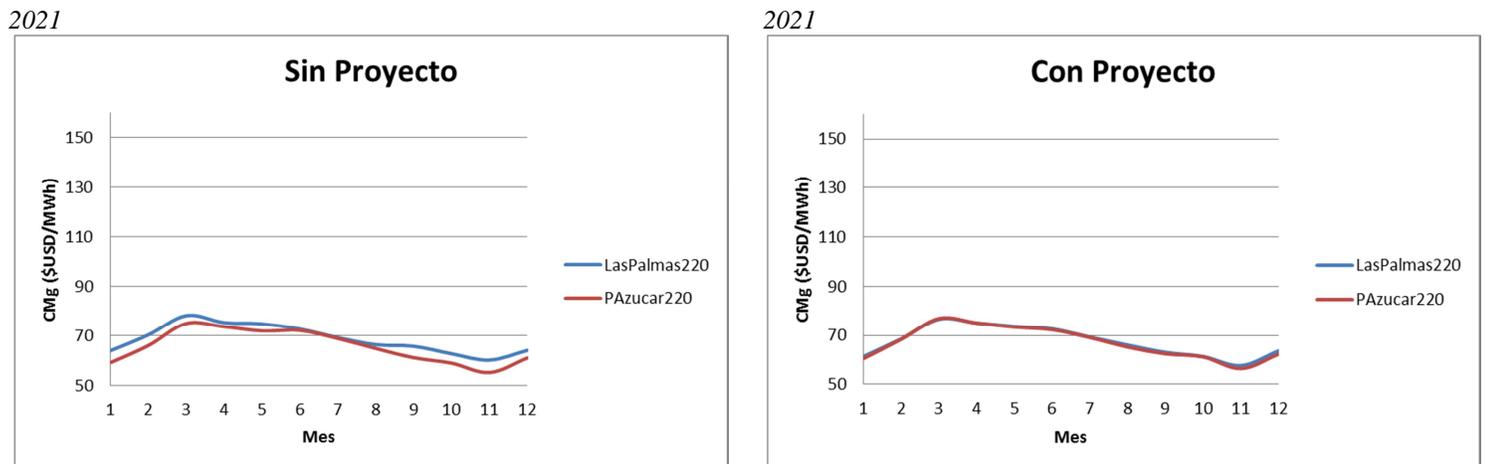
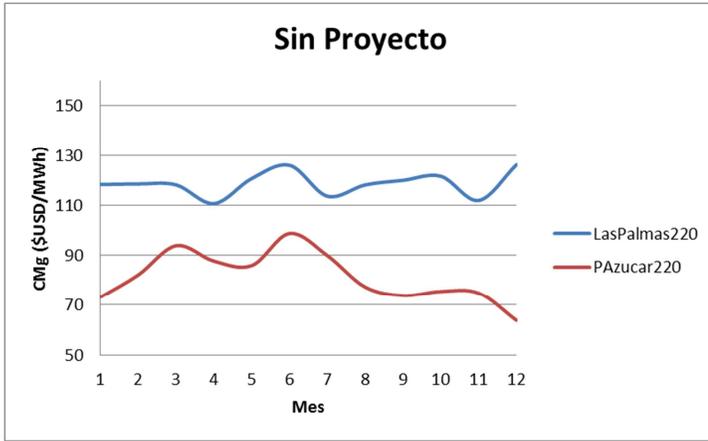


Figura 3.19: Evolución por mes del CMg por barra en horas sin sol



2028



2028

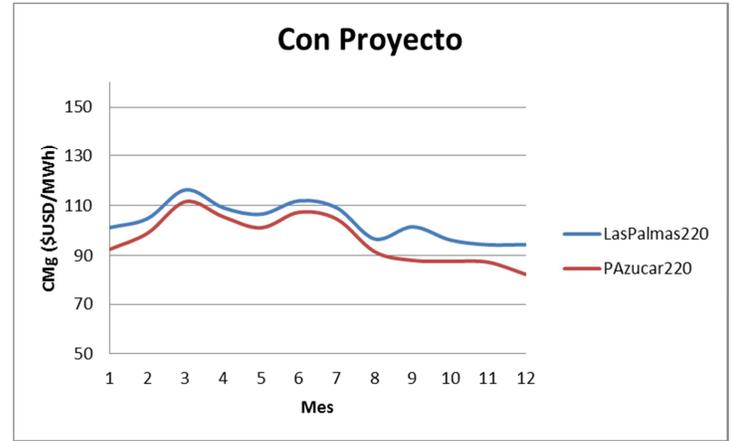
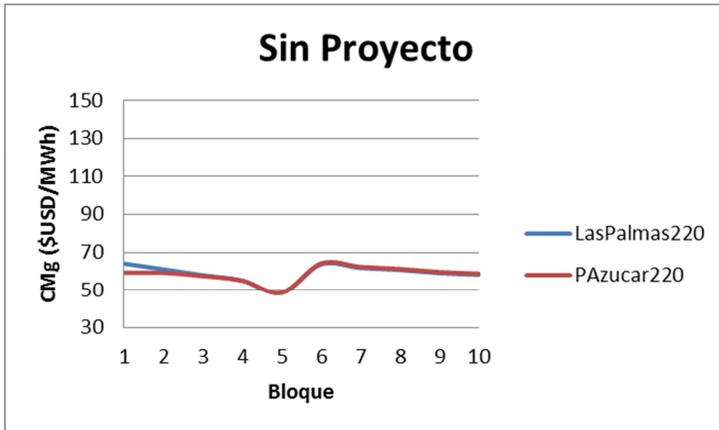


Figura 3.20: Evolución por mes del CMg por barra en horas con sol

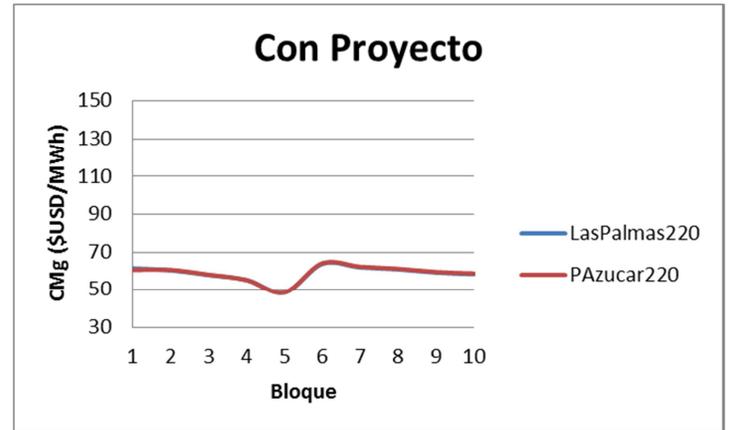
d. Evolución del CMg bloque a bloque

Por otra parte, es posible observar tanto en la Figura 3.21 como en la Figura 3.22, la evolución del CMg por barra a lo largo de los bloques de demanda durante el año 2021 y el 2028, para los meses de enero y junio, respectivamente. Cabe destacar que los primeros 5 bloques corresponden a las horas de sol, siendo el bloque 1 el que tiene mayor demanda asociada y el 5 la menor. Análogamente los bloques 6 a 10 corresponden a las horas de no sol, donde el 6 es el de mayor demanda y el 10 el de menor.

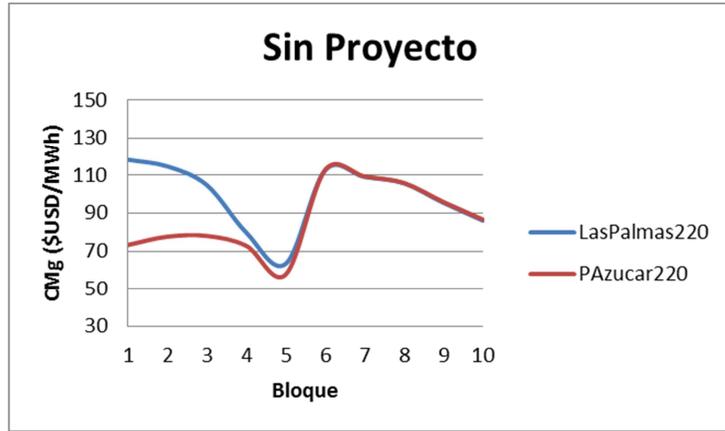
2021



2021



2028



2028

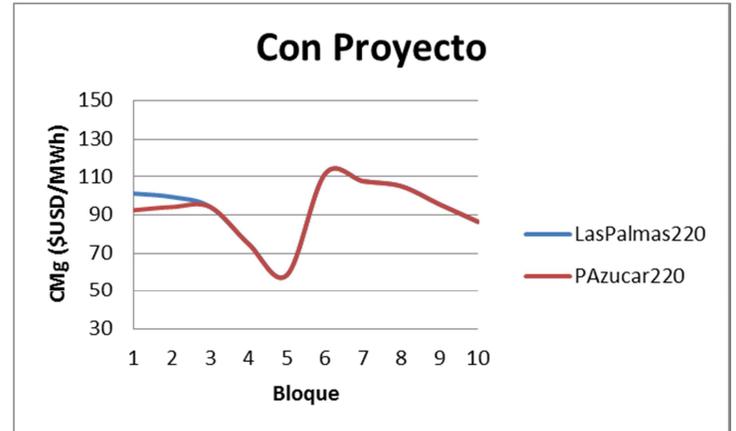
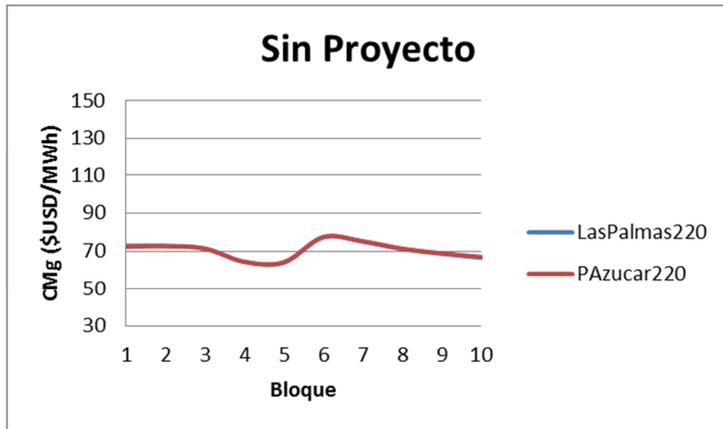
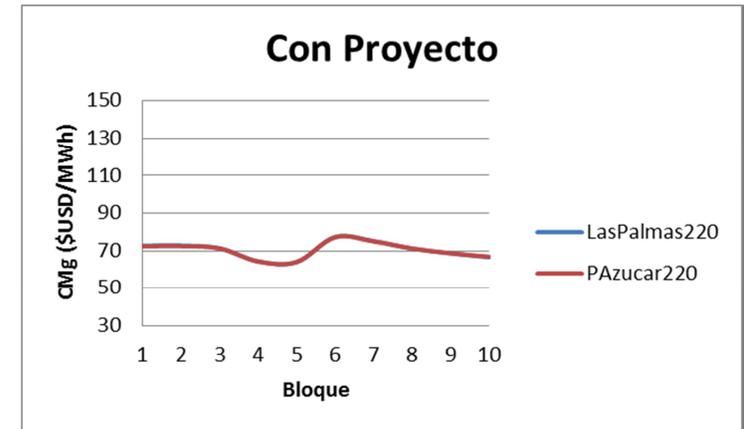


Figura 3.21: Evolución bloque a bloque del CMg para el mes de enero

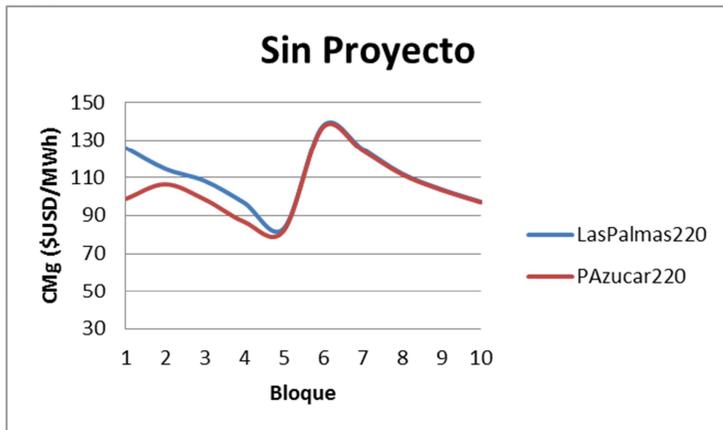
2021



2021



2028



2028

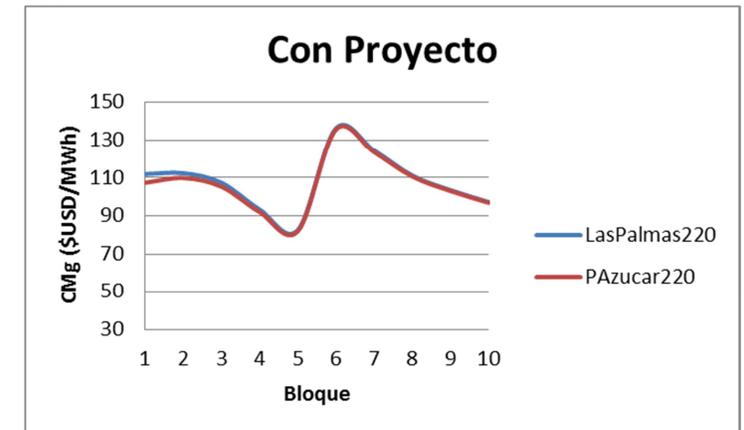


Figura 3.22: Evolución bloque a bloque del CMg para el mes de junio

e. Evaluación económica por CMg

Finalmente, para cuantificar el beneficio que tiene para la disminución de los CMg la realización del proyecto evaluado, la herramienta desarrollada calcula la disminución en los costos por retiro de energía en el Mercado Spot. Para ello, se valoriza la energía retirada en

cada barra al costo marginal respectivo, con lo cual se da cuenta del impacto del proyecto en los precios del Spot a lo largo de todo el sistema.

Así, la Figura 3.23 ilustra esta disminución en los retiros, por efecto de la disminución general de los precios marginales, y los compara con costos económicos del proyecto en esta evaluación a lo largo de los años. En tanto, en la Tabla 3.5 se observan estos resultados en valor presente, mostrando también los ahorros en costos de operación y falla a fin de tener una comparación en el orden de magnitud de ambos números.

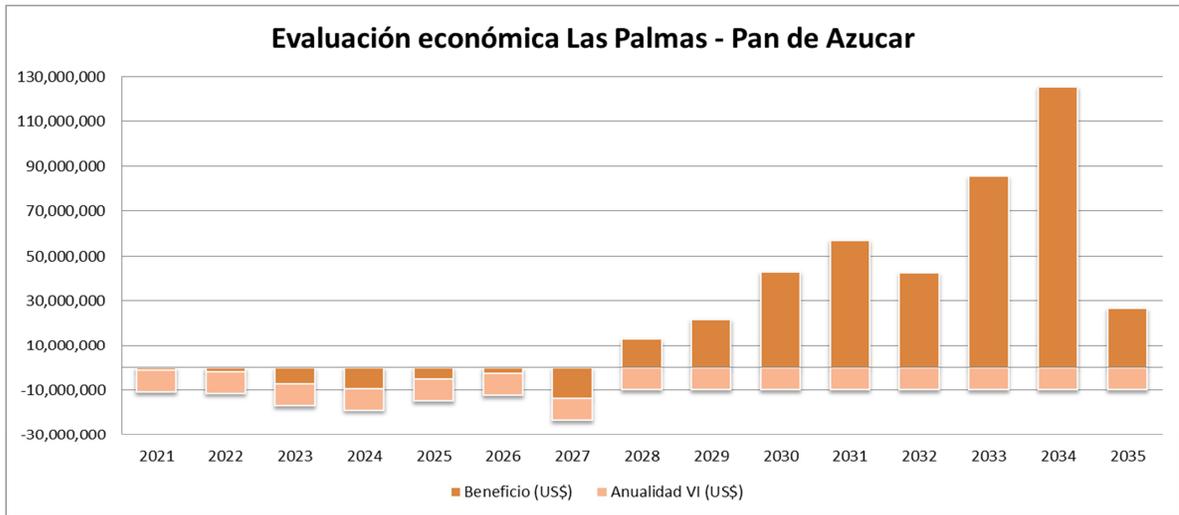


Figura 3.23: Beneficios y costos en base a CMg

Tabla 3.5: Evaluación económica - Comparación de beneficio por la entrada del proyecto

	Costos de retiro	Costos de operación
VP Beneficio (\$USD)	\$ 61,805,698	\$ 23,590,928
VP Anualidad (\$USD)	\$ 43,463,424	\$ 43,463,424

Cabe destacar que este resultado en ningún caso indica que este proyecto debe materializarse por contar con un VAN por costos de retiro mayor que cero. Esto porque, tal como se demostró en el apartado 3.1.1, el efecto de un proyecto sobre los costos marginales es absorbido en la evaluación por costos de operación. Más bien, la evaluación por costos de retiro debe entenderse como una herramienta para observar, en magnitud, el cambio en los costos marginales del sistema que genera una alternativa de expansión.

3.5. Análisis distributivo

Recapitulando los resultados presentados hasta ahora, a lo largo del primer eje de trabajo, se elaboró un modelo probabilístico para representar el comportamiento de la variable de decisión económica (VAN), frente a la incertidumbre del recurso hídrico. Posteriormente, se incorporó una herramienta para observar el efecto que tiene, los distintos planes de expansión del sistema de transmisión, en los costos marginales.

Para continuar con el último eje de trabajo de esta investigación, en esta sección se desarrollará una mejora a la metodología actual, que tiene por objetivo, crear un modelo para la evaluación social de los proyectos de transmisión troncal desde el enfoque de la economía

distributiva. Para ello, se analizarán por separado los beneficios y costos que una alternativa tiene para generadores y consumidores.

Este modelo, significa una primera aproximación a la aplicación del análisis distributivo en la planificación del sistema de transmisión troncal. De esta manera, se pretende aportar al perfeccionamiento de la metodología para las decisiones económicas de la expansión del Sistema de Transmisión Troncal, incorporando esta arista poco estudiada de la teoría de la evaluación social de proyectos, pero cada vez más utilizada en la planificación de los distintos servicios de uso público [20].

3.5.1. Beneficios y costos por segmento

Tal como se detalla en la revisión bibliográfica (ver sección 2.3.2), la primera etapa para generar el modelo distributivo, corresponde a identificar los principales beneficios y costos que cada persona afectada por el proyecto percibe producto de la realización de éste. En principio, los afectados son todos los que forman parte del mercado eléctrico más todos aquellos que pudieran verse beneficiados (empresas constructoras de las líneas) o perjudicados por el mismo (comunidades aledañas al proyecto).

Por una parte, como ya se mencionó al establecer los ejes de trabajo de las mejoras a la metodología (apartado 3.2), las externalidades no serán consideradas en esta investigación. Además, debido a que este desarrollo constituye una primera aproximación al enfoque distributivo, el modelo agrupará a todos los agentes del mercado eléctrico en los principales segmentos del mismo, a saber, empresas generadoras, empresas transmisoras, empresas distribuidoras y usuarios finales (en adelante, consumidores).

De esta manera, el siguiente paso es calcular los beneficios y costos para los distintos segmentos. Con esto, se puede determinar cómo cambia el beneficio neto de cada actor, al incorporar un proyecto determinado de expansión del troncal. Usando la ecuación (3.1), es sencillo separar el balance de generadores, consumidores y transmisores como sigue:

Balance Generadores

$$= \left(- \sum_i CV_i \cdot P_i - \sum_k CMg_k \cdot R_k + \sum_i CMg_j \cdot P_i + \sum_k PS_k \cdot R_k - \sum_g Peajes_g \right) \quad (3.16)$$

$$= \left(- \sum_i CV_i \cdot P_i - \sum_l IT_l + \sum_k PS_k \cdot R_k - \sum_g Peajes_g \right)$$

Balance Consumidores = $\left(- \sum_k PS_k \cdot R_k - \sum_c Peajes_c \right) \quad (3.17)$

$$= \left(-Inv \cdot r - COMA + \sum_l IT_l + \sum_j Peajes_j \right) \quad (3.18)$$

Para entender los alcances de estos balances, a continuación se exponen los supuestos más importantes utilizados en este balance:

1. El balance de los transmisores no reviste mayor interés pues la renta de este segmento está regulada por ley como un 10% de la inversión. Por lo tanto, su cálculo es directo y no requiere de la elaboración de un modelo.
2. La variación del Valor Agregado de Distribución¹⁴ o VAD, respecto a la entrada de un proyecto de transmisión troncal, es despreciable. Por esta misma razón, no se considera este segmento en la evaluación distributiva de los proyectos de transmisión troncal.
3. La entrada de un proyecto de expansión del troncal, afecta básicamente a la distribución del pago por Potencia de Suficiencia entre los distintos generadores, pero no al valor total que recibe el segmento generación por este concepto, por tanto puede despreciarse.
4. El valor que tiene para los consumidores el servicio eléctrico depende del costo que éstos asignan a no contar con el insumo en cuestión. Sin embargo, este valor no depende de la expansión del sistema troncal. Por lo tanto puede despreciarse.

Luego de identificar los principales supuestos utilizados en el modelo, el siguiente paso es calcular todas las variables necesarias para obtener el balance de cada segmento. Por un lado, la proyección de energía consumida en las distintas barras modeladas, los costos variables de las centrales, el costo de falla y los costos asociados al proyecto de transmisión son datos de entrada del programa PLP, mientras que el despacho y los costos marginales por barra son datos de salida del modelo.

Así, utilizando estas proyecciones mencionadas en el párrafo anterior, es posible calcular los ingresos por inyección al Spot de los generadores, los costos de éstos por operación y falla, y los egresos del segmento generación por retiro de la energía para abastecer los contratos. Además, tal como se realiza en la metodología actual, para cada proyecto se estima el valor del COMA y la inversión anualizada con la renta del transmisor (AVI), a partir de los valores referenciales que fueron publicados por la CNE en el informe técnico del VATT [5] el presente año.

En la Tabla 3.6 se muestran los costos y beneficios obtenidos para un escenario sin proyecto. De manera análoga, la Tabla 3.7 muestra lo mismo para el caso con el proyecto en evaluación.

Tabla 3.6: Costos y beneficios proyectados sin el proyecto de expansión en US\$M

Año	Operación y falla	Retiro Spot	Inyección Spot	IT
2015	\$ 1,398,752	\$ 2,649,538	\$ 2,648,492	\$ 1,046
2016	\$ 1,855,459	\$ 3,759,606	\$ 3,757,947	\$ 1,660
2017	\$ 1,989,648	\$ 4,339,139	\$ 4,336,830	\$ 2,309
2018	\$ 1,912,947	\$ 3,466,327	\$ 3,465,381	\$ 946
2019	\$ 2,119,198	\$ 3,556,788	\$ 3,555,767	\$ 1,021
2020	\$ 2,339,254	\$ 4,100,587	\$ 4,099,423	\$ 1,164
2021	\$ 2,573,014	\$ 4,509,671	\$ 4,508,624	\$ 1,048
2022	\$ 2,857,628	\$ 5,115,844	\$ 5,114,859	\$ 985
2023	\$ 3,165,802	\$ 5,883,326	\$ 5,882,188	\$ 1,138
2024	\$ 3,483,809	\$ 6,818,348	\$ 6,817,002	\$ 1,346
2025	\$ 3,711,492	\$ 7,299,887	\$ 7,298,392	\$ 1,495
2026	\$ 4,012,761	\$ 7,945,265	\$ 7,943,600	\$ 1,665
2027	\$ 4,329,189	\$ 9,067,175	\$ 9,065,194	\$ 1,982

¹⁴ Según la Ley General de Servicios Eléctricos (1981) [1] este pago lo deben realizar los consumidores sometidos a regulación de precios y corresponde a los costos fijos de las empresas concesionarias (administración, facturación y atención al usuario), las pérdidas medias de potencia y energía en distribución, y los costos estándares de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo), mantenimiento y operación asociados a la distribución.

2028	\$ 4,529,315	\$ 9,866,065	\$ 9,863,455	\$ 2,610
2029	\$ 4,668,211	\$ 10,091,831	\$ 10,088,925	\$ 2,906
2030	\$ 4,834,588	\$ 10,700,857	\$ 10,697,169	\$ 3,687
VP¹⁵	\$ 22,855,619	\$ 44,605,609	\$ 44,592,620	\$ 12,989

Tabla 3.7: Costos y beneficios proyectados con el proyecto de expansión en US\$M

Año	Operación y falla	Retiro Spot	Inyección Spot	IT
2015	\$ 1,398,752	\$ 2,649,538	\$ 2,648,492	\$ 1,046
2016	\$ 1,855,459	\$ 3,759,606	\$ 3,757,947	\$ 1,660
2017	\$ 1,989,648	\$ 4,339,139	\$ 4,336,830	\$ 2,309
2018	\$ 1,912,947	\$ 3,466,327	\$ 3,465,381	\$ 946
2019	\$ 2,119,198	\$ 3,556,788	\$ 3,555,767	\$ 1,021
2020	\$ 2,339,254	\$ 4,100,587	\$ 4,099,423	\$ 1,164
2021	\$ 2,572,716	\$ 4,510,734	\$ 4,509,686	\$ 1,047
2022	\$ 2,857,809	\$ 5,117,443	\$ 5,116,459	\$ 984
2023	\$ 3,166,917	\$ 5,890,510	\$ 5,889,373	\$ 1,136
2024	\$ 3,483,878	\$ 6,827,380	\$ 6,826,036	\$ 1,344
2025	\$ 3,710,185	\$ 7,304,898	\$ 7,303,405	\$ 1,493
2026	\$ 4,011,348	\$ 7,947,802	\$ 7,946,141	\$ 1,661
2027	\$ 4,330,585	\$ 9,080,782	\$ 9,078,807	\$ 1,975
2028	\$ 4,524,236	\$ 9,852,928	\$ 9,850,330	\$ 2,598
2029	\$ 4,659,869	\$ 10,069,960	\$ 10,067,068	\$ 2,892
2030	\$ 4,818,369	\$ 10,657,941	\$ 10,654,268	\$ 3,673
VP	\$ 22,847,988	\$ 44,601,529	\$ 44,588,558	\$ 12,971

Finalmente, para completar el balance de generadores y consumidores es necesario proyectar, por un lado, los precios de los contratos libres y regulados, y por otro, los peajes a pagar por el proyecto en evaluación. La determinación de estos flujos económicos se describe en detalle a continuación.

3.5.2. Peajes

En primer lugar, se debe notar que la variable de interés es el cambio del pago por peajes debido a la entrada del proyecto de transmisión evaluado.

$$\Delta Peajes = Peajes_{CP} - Peajes_{SP} \quad (3.19)$$

Donde el peaje total a pagar por el sistema de transmisión troncal se define de acuerdo al Valor Agregado de la Transmisión Troncal (VATT), y los Ingresos Tarifarios (IT) resultantes de la operación del sistema¹⁶.

$$Peajes_{CP} = VATT_{CP} - IT_{CP} \quad (3.20)$$

$$Peajes_{SP} = VATT_{SP} - IT_{SP} \quad (3.21)$$

Por lo tanto, reordenando los términos es posible calcular $\Delta Peajes$ como:

¹⁵ Valor Presente con una tasa de descuento del 10% anual.

¹⁶ Este cálculo se realiza en función de la operación esperada del sistema, es decir, ex ante. Sin embargo, al final de cada año tiene cabida una reliquidación para ajustar el pago de los peajes de acuerdo a los IT reales y los mantenimientos.

$$\begin{aligned}
\Delta Peajes &= (VATT_{CP} - IT_{CP}) - (VATT_{SP} - IT_{SP}) \\
&= (VATT_{CP} - VATT_{SP}) - (IT_{CP} - IT_{SP}) \\
&= (AVI + COMA)_{proyecto} - \Delta IT
\end{aligned}
\tag{ 3.22}$$

Luego, a partir de la ecuación anterior, es posible calcular el cambio en el pago de peajes como función del COMA y AVI del proyecto y los cambios en el ingreso tarifario. Posteriormente, se calcula qué parte de este peaje debe ser pagado por las empresas generadoras (debido a la inyección de energía en el troncal) y que parte es cancelado por los consumidores (debido al retiro de energía que realizan los generadores para abastecer los contratos).

Según la legislación eléctrica chilena, en los tramos troncales que no pertenecen al Área de Influencia Común (AIC), y cuyo sentido del flujo se dirija hacia el AIC, el peaje total del tramo se asigna a los generadores ubicados aguas arriba del flujo. En tanto, para los tramos cuyo flujo no se dirige a la AIC, la totalidad del pago del peaje se asigna a aquellos generadores que se encuentran aguas debajo de dicho flujo.

Cabe destacar que la identificación del sentido del flujo, se realiza para los distintos escenarios hidrológicos, por lo que finalmente el peaje que pagan la inyección y el retiro, es un porcentaje del total, dependiendo del porcentaje de veces que en todos estos escenarios se constata la dirección del flujo hacia un lado u otro [21].

Tomando en cuenta lo anterior, se determinó el porcentaje del peaje que deben pagar anualmente los segmentos consumidores y generadores, según las condiciones de operación proyectadas para el horizonte de planificación, suponiendo que el pago asignado al retiro de energía es traspasado íntegramente a los clientes libres y regulados en cada año.

Tabla 3.8: Peajes por segmento

Año	$\Delta Peajes$	Peajes Consumidores	Peajes Generadores
2015	-	-	-
2016	-	-	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-
2019	-	-	-
2020	-	-	-
2021	\$ 9,652,785.24	\$ 3,665,240.36	\$ 5,987,544.88
2022	\$ 9,653,116.33	\$ 2,818,466.53	\$ 6,834,649.80
2023	\$ 9,653,360.90	\$ 2,701,690.01	\$ 6,951,670.89
2024	\$ 9,653,840.27	\$ 2,518,507.58	\$ 7,135,332.70
2025	\$ 9,654,219.07	\$ 3,514,128.40	\$ 6,140,090.66
2026	\$ 9,655,864.58	\$ 4,444,263.37	\$ 5,211,601.21
2027	\$ 9,658,862.07	\$ 3,893,249.07	\$ 5,765,613.00
2028	\$ 9,664,728.80	\$ 357,398.12	\$ 9,307,330.68
2029	\$ 9,666,539.66	\$ 178,545.88	\$ 9,487,993.78
2030	\$ 9,666,673.15	\$ 8,677.75	\$ 9,657,995.40

3.5.3. Contratos libres

La proyección de los contratos libres tiene la dificultad de que estos, al ser acuerdo entre privados no sometidos a regulación de precios, no son de conocimiento público. Por lo tanto, bajo la premisa de que los generadores traspasan de manera íntegra el costo marginal de la energía a los clientes libres, la estimación de los precios libres se hizo igual al precio de retirar la energía, es decir al CMg de cada barra.

Para analizar el grado de validez de esta hipótesis se presenta la Figura 3.24, que ilustra la evolución del CMg en una barra del sistema, y el Precio Medio de Mercado libre calculado por la CNE en el informe mensual del PMM¹⁷.

En éste se puede identificar cómo el precio promedio de los contratos libres sigue, con un desfase de tiempo, las variaciones del CMg. Este desfase se atribuye a que el cálculo del PMM, contempla un promedio de los precios de contratos libres dentro de una ventana de cuatro meses anteriores a la fecha del cálculo¹⁸.

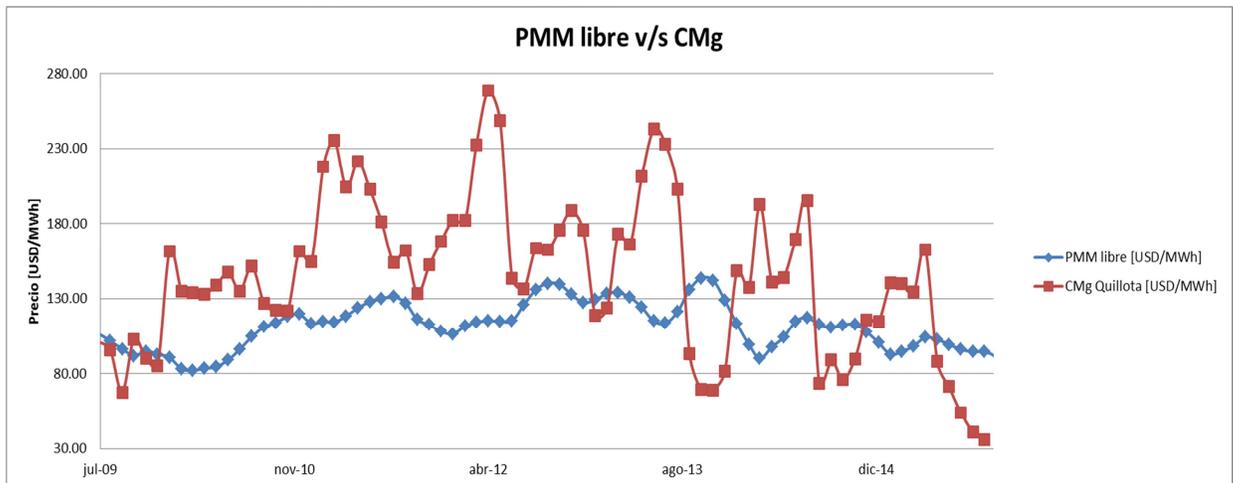


Figura 3.24: Promedio de contratos libres y CMg de Quillota 220

Así, el precio para una barra y para un mes del horizonte de planificación, se calculó como el promedio, ponderado por energía libre a retirar en la barra, de los costos marginales proyectados para esa barra y para ese mes¹⁹.

$$Precio Libre_{barra i, mes j} = \frac{\sum_k^{Etapas mes j} CMg_{barra i, etapa k} \cdot E_{barra i, etapa k}}{\sum_k^{Etapas mes j} E_{barra i, etapa k}} \quad (3.23)$$

¹⁷ Precio Medio de Mercado.

¹⁸ Esta ventana considera los promedios de los contratos de cuatro meses consecutivos, siendo el último de ellos el tercer mes anterior al que se está calculando. Por ejemplo para el cálculo del PMM libre de diciembre se promedian los precios de los contratos libres de junio, julio agosto y diciembre

¹⁹ Para entender este promedio ponderado es preciso explicar el concepto de etapa dentro del modelo PLP. Para representar la demanda de energía a lo largo del horizonte, dato de entrada del PLP, se modela para cada mes distintos bloques de energía en función de la curva de duración. Dentro de cada bloque son constantes la energía demandada, los CMg por barra, las centrales despachadas, etc. Para la Revisión del año 2015 se modelaron 2 bloques para el periodo sin detalle, y 10 bloques para el periodo con detalle, diferenciando entre bloque de horas de sol y de horas sin sol.

De esta manera, se proyectaron los precios libres para todas las barras y todos los meses del horizonte de evaluación (20 años). A modo de ejemplo, a continuación se presenta una de las proyecciones realizadas para el caso de estudio Las Palmas – Pan de Azúcar 220, en la barra Alto Jahuel 220.

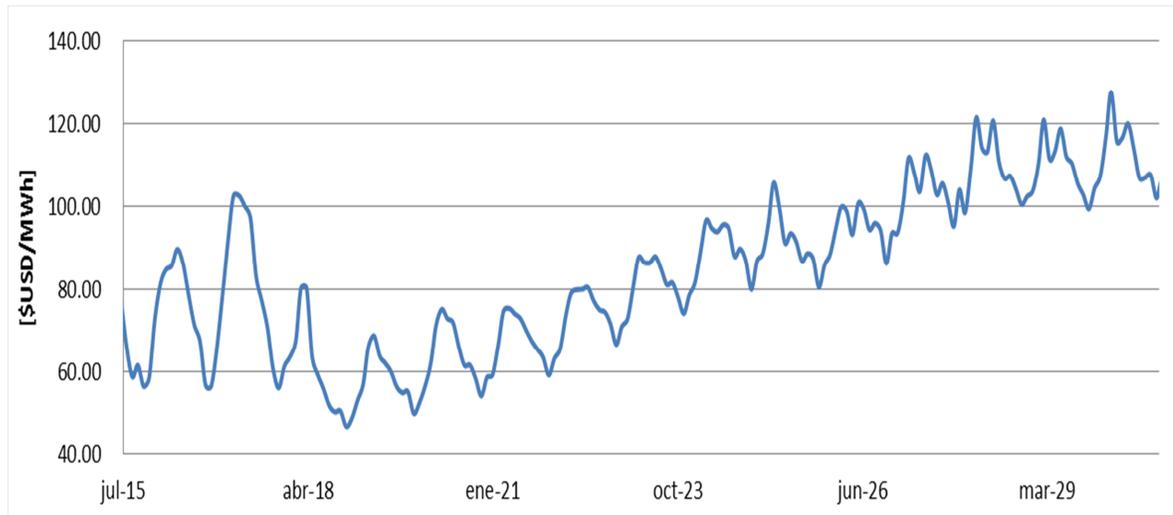


Figura 3.25: Precio libre proyectado en barra Alto Jahuel 220

3.5.4. Contratos regulados

Para la proyección de los precios de contratos regulados, se realizó tanto una revisión de los aspectos normativos que regulan este sector, como de las investigaciones realizadas en Chile y el mundo en torno al comportamiento de las firmas en un proceso de subastas, y la experiencia observada hasta la fecha en Chile.

Licitaciones de suministro

En primer lugar, es importante comprender los aspectos normativos que regulan el proceso que determina la asignación de los contratos regulados. El mecanismo actual para la asignación de los contratos regulados está establecido en la Ley Corta II [22]²⁰, que introdujo el mecanismo de subastas.

En este proceso las empresas distribuidoras de energía eléctrica, realizan licitaciones abiertas para asegurar el suministro a sus clientes sometidos a regulación de precios, a lo menos para los próximos 3 años. Para ello, las distribuidoras puedan agrupar sus requerimientos de suministro en un mismo proceso licitatorio.

En tanto, los generadores participan de la subasta haciendo sus ofertas “a sobre cerrado”²¹. Para ofertar, una misma empresa generadora puede dividir su energía ofertada en bloques, cada uno con un precio y cantidad de energía determinado. Cada uno de estos bloques debe tener una cantidad entera y mayor o igual que uno de sub-bloques. Así, el sub-bloque

²⁰ Ley promulgada el año 2008, que introduce el Precio Nudo de Largo Plazo para los contratos regulados.

²¹ Esto quiere decir que las ofertas se hacen públicas al mismo tiempo y no en la medida que los oferentes las entregan.

constituye la mínima cantidad de energía que se puede ofertar en un bloque, unidad que es establecida por el licitante.

En cuanto al punto del sistema en que se evalúa el ofrecimiento de cada generador, éstos deben ofertar en una barra común o barra de oferta, de manera que los precios sean comparables. Con esto, el precio final que paga la distribuidora en la barra de suministro, es el precio en la barra de oferta, multiplicado por un factor de modulación que depende de la zona donde efectivamente se retira la energía.

Luego, para decidir la oferta ganadora y asignar los contratos regulados entre distribuidoras y generadores, se comparan las ofertas realizadas por las empresas y cazando de más barata a más cara, hasta completar los requerimientos de energía de la licitación. En caso de no existir oferta suficiente para completar la demanda, la licitación se considera parcialmente desierta y se llama a un nuevo proceso.

Por otra parte, tal como se explicó anteriormente en esta sección, cada mes la CNE publica un informe del Precio Medio de Mercado (PMM). Este corresponde al promedio entre los contratos regulados y libres de los 4 meses anteriores consecutivos, siendo el último de ellos el tercer mes anterior al que se está calculando el PMM.

Sumado a esto, en los meses de abril y octubre de cada año, el mismo organismo publica el Informe de Precio Nudo de Corto Plazo (PNCP). Cada una de estas fijaciones contiene el cálculo de una Banda de Precios, que depende tanto del PMM como de los costos marginales esperados para los próximos 4 años. Finalmente el precio máximo de las licitaciones queda establecido como un 20% más que el límite superior de la Banda de Precios calculada en el PNCP vigente.

Mercado de contratos regulados

Según el trabajo de Fabra, Montero y Reguant (2014) [23], indicadores y resultados de las subastas de energía permiten concluir que en el mercado de contratos regulados en Chile no existe competencia perfecta entre los actores. Según la teoría económica, si existiera esta condición en el mercado, esta llevaría a que los precios de las ofertas tiendan al costo esperado de suministro del contrato, cuestión que no se ha observado en los procesos licitatorios hasta la fecha.

Sin embargo, puede inferirse también que el mercado de las licitaciones de suministro no corresponde al de un monopolio, ya que en ese caso se comprobaría que el precio de las licitaciones se cierra cerca del máximo permitido.

En realidad, los investigadores comprueban que este mercado se encuentra en una situación intermedia en que, la prima que los generadores obtienen de los contratos regulados, es función del poder de mercado que cada empresa tiene, y del riesgo que asumen al firmar un contrato de largo plazo.

En consecuencia, para la proyección de los contratos regulados, se aproximaron los precios regulados desde el año en que comienzan a terminar los contratos vigentes (2019) mediante una cota inferior y superior del precio.

Por un lado, la cota inferior corresponde al costo de suministro esperado de los generadores para abastecer a las distribuidoras y, por lo tanto depende del costo marginal o precio Spot, pues es ahí donde se realizan los retiros de energía. Es importante notar que la cota inferior para los generadores es una estimación y refleja una expectativa del futuro del mercado Spot, y por lo tanto puede diferir entre las distintas empresas. En este caso se ha supuesto que todos los generadores tienen la misma expectativa del mercado y que esta corresponde a las proyecciones del CDEC SIC de los costos marginales.

Por otro lado, la cota superior se ha determinado como el precio máximo al que se pueden cerrar las licitaciones. Para esto se reprodujo el cálculo realizado por la CNE en el PNCP para el cálculo del precio Básico de la Energía (PBE) y el Precio Básico de la Potencia (PBP). Luego, en base a las proyecciones del CMg del CDEC SIC resultantes de cada simulación del PLP, se calculó el Precio Medio Básico que, al compararse con el PMM proyectado permitió calcular la banda de precios y, por lo tanto, la cota superior del precio regulado.

Para la proyección del PMM se utilizaron los mismos precios proyectados para el precio regulado y libre, formándose con esto un proceso iterativo. Finalmente se estimó el precio de los contratos regulados como el promedio entre la cota inferior y superior de la proyección. Finalmente se realizó un análisis de sensibilidad variando el precio regulado en un 20%, pero siempre manteniéndolo dentro de las cotas calculadas.



Figura 3.26: Procedimiento para obtener cota superior del PNL

A continuación se muestra una de las proyecciones obtenidas para el precio regulado en la misma barra Alto Jahuel 220.

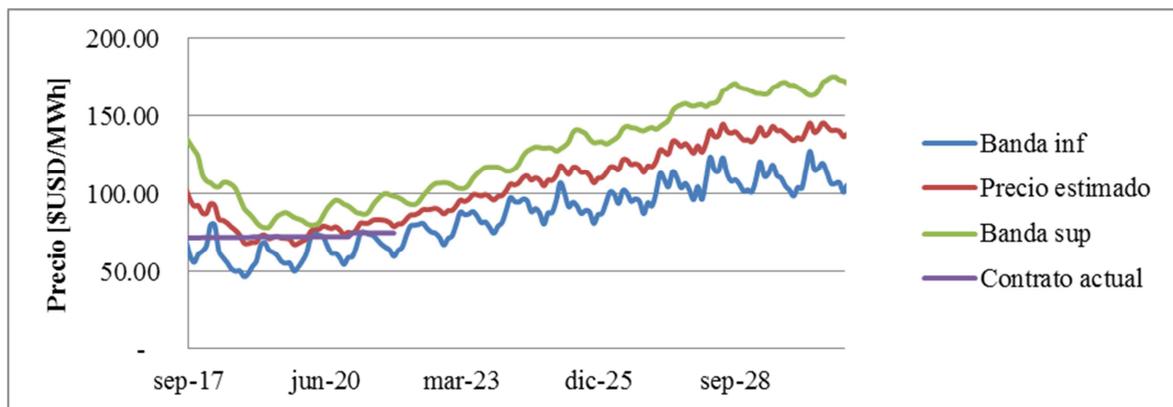


Figura 3.27: Precio regulado proyectado en barra Alto Jahuel 220 kV

Antes de presentar el caso estudio simulado, es preciso destacar ciertos aspectos a tener en consideración, para lograr una interpretación adecuada del resultado ilustrado en la Figura

3.27. En primer lugar, cabe mencionar que el precio real de los contratos regulados, Precio Nudo de Largo Plazo (PNLP), no depende de las variaciones que tiene el costo marginal de la energía en el corto plazo.

En consecuencia, el precio de estos contratos es constante en el largo plazo y su variación se debe exclusivamente a la indexación de variables macroeconómicas como el CPI²², o el precio de combustibles (Petroleo Diesel, Petróleo Crudo Brent, Combustible Fuel y GNL) [24].

Dado que el PNLP es resultado de una licitación con formato de subasta a sobre cerrado, éste representa las expectativas futuras del mercado que tienen las generadoras al momento de participar en la subasta y su renta esperada. Así, el precio que oferta una empresa generadora en este proceso representa, por un lado, los costos por retiro de energía que dicha empresa espera tener durante todo el periodo del contrato, y por otro, sus expectativas de renta. Ésta última es función del riesgo asociado a un contrato de largo plazo, y del poder de mercado que la firma tiene en el momento de la licitación.

Considerando lo anterior cabe recordar que la proyección de los precios regulados realizada para el análisis distributivo, no tiene por objetivo ser una representación fiel del resultado de las subastas futuras, sino permitir estimar el monto total de los contratos que los clientes regulados, en su conjunto, cancelarán durante todo el horizonte modelado.

Por ende, si el proceso que realiza una empresa generadora para determinar su oferta económica es materializar sus expectativas del mercado en flujos de caja futuros, para luego determinar el precio al que debe ofertar para obtener dichos flujos, el ejercicio que se ha realizado en este apartado representa el primer paso, obviando el traspaso de los flujos esperados a un precio de oferta.

Lo anterior, se ha realizado bajo el supuesto de que las expectativas del Mercado Spot de todas las empresas generadoras son iguales y corresponden a la proyección de CMg que realizó el CDEC SIC en el último informe de Revisión del ETT disponible. En tanto, la renta esperada por las generadoras oferentes se ha supuesto como la mitad de la diferencia que existe entre los costos por retiro de energía para clientes regulados, y el ingreso que las empresas podrían obtener en caso de ofertar al precio máximo de las licitaciones. Esta elección será discutida a partir de un análisis de sensibilidad en el Capítulo 4.

3.5.4. Caso estudio: Las Palmas – Pan de Azúcar 220

Utilizando la estimación de peajes y la proyección de precios de contratos regulados y libres, se obtuvieron los beneficios y costos asociados a la expansión del sistema de transmisión mediante este proyecto, tanto para generadores como consumidores.

Tabla 3.9: Comparación del balance económico por segmento (en valor presente)

Horizonte	Generador	Consumidor
Hasta 2030	-\$ 15,635,332	-\$ 12,200,738

²² Consumers Price Index. Es el índice de inflación estadounidense.

Cabe destacar que en este caso se han atribuido la totalidad de los peajes estimados al segmento de generación, pues según el VATT vigente, este tramo no forma parte del Área de Influencia Común (AIC) y, por lo tanto, corresponde su pago a las inyecciones pues la mayor parte del tiempo los flujos apuntan hacia el AIC.

De igual manera es posible estudiar cómo cambian los costos y beneficios para el segmento de generación a partir de la Figura 3.28.

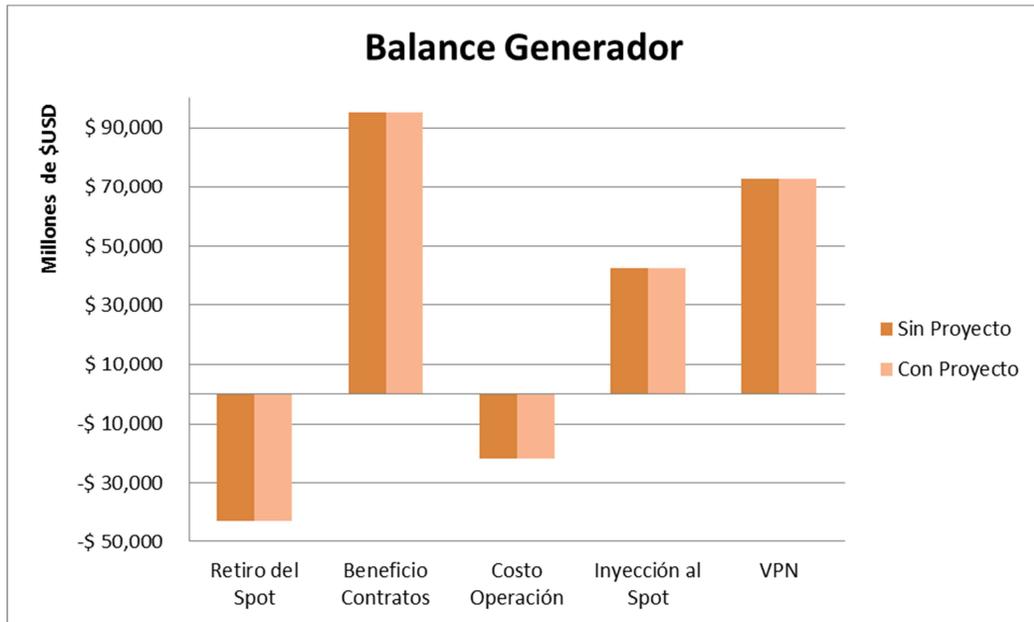


Figura 3.28: Beneficios y costos generadores en Valor Presente

Considerando que para este caso de estudio la situación para el generador no cambia mucho por contar o no con el proyecto, se añade la Figura 3.29 que da cuenta de las variaciones respecto de contar con el nuevo proyecto de transmisión. En éste es posible identificar que los beneficios por contrato aumentan, mientras que los beneficios por inyección disminuyen al integrar el proyecto de transmisión. Asimismo, existe un beneficio para las empresas generadoras pues los costos de operación y retiro en el Spot disminuyen.

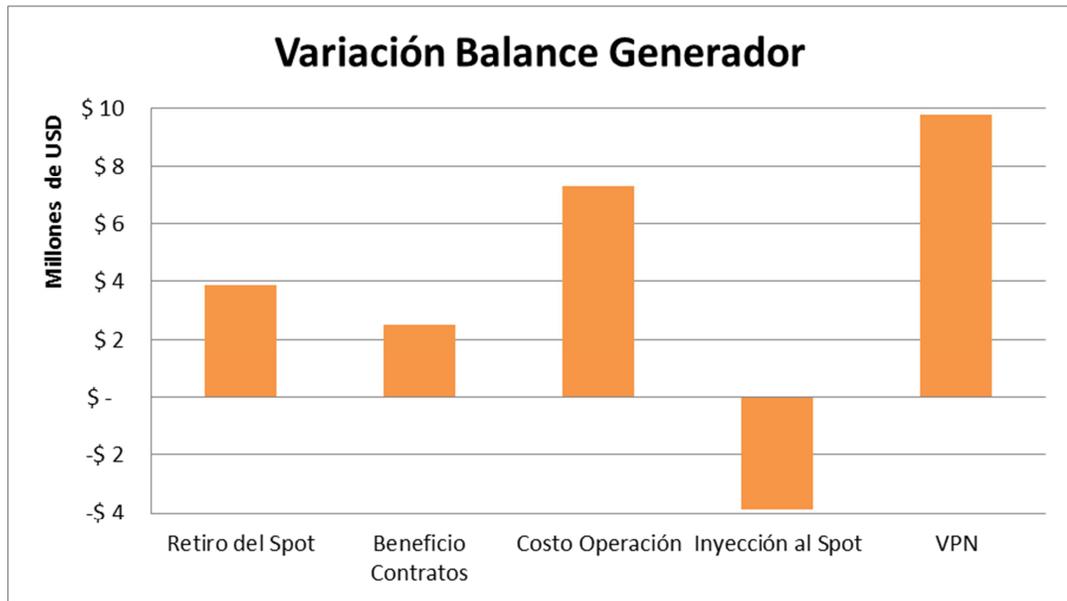


Figura 3.29: Variación balance generador por la entrada del proyecto en Valor Presente

De la misma manera se presenta el balance obtenido para el segmento de los consumidores en la Figura 3.30. Al igual que para el caso de los generadores, las diferencias entre el caso con y sin proyecto son muy pequeña en relación con los totales por ítem, razón por la cual se presenta la Figura 3.31. De esta última se puede apreciar cómo la entrada del proyecto afecta de manera positiva a los clientes libres, mientras que aumenta los costos de los contratos regulados, según los precios proyectados.

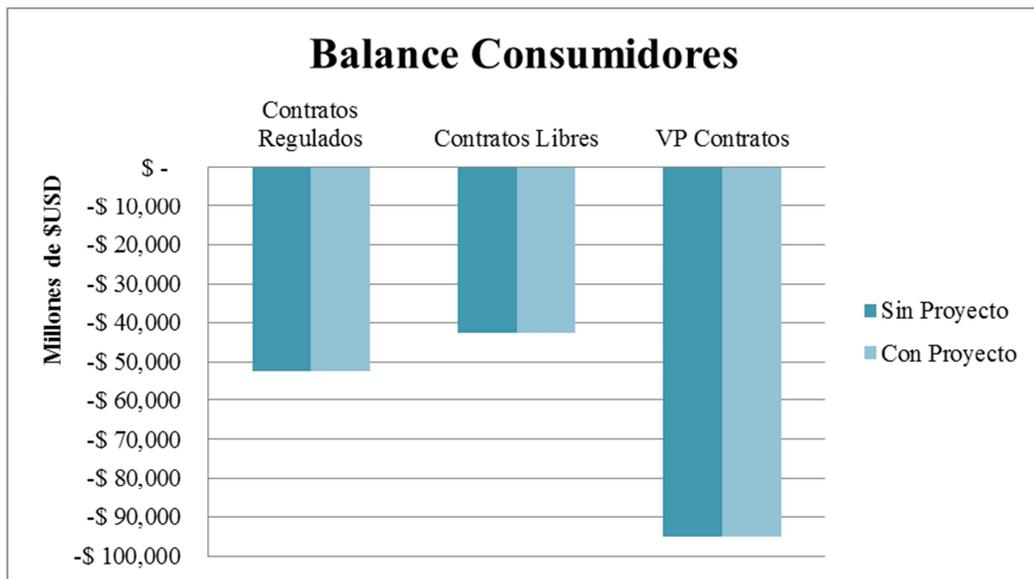


Figura 3.30: Beneficios y costos consumidores en Valor Presente

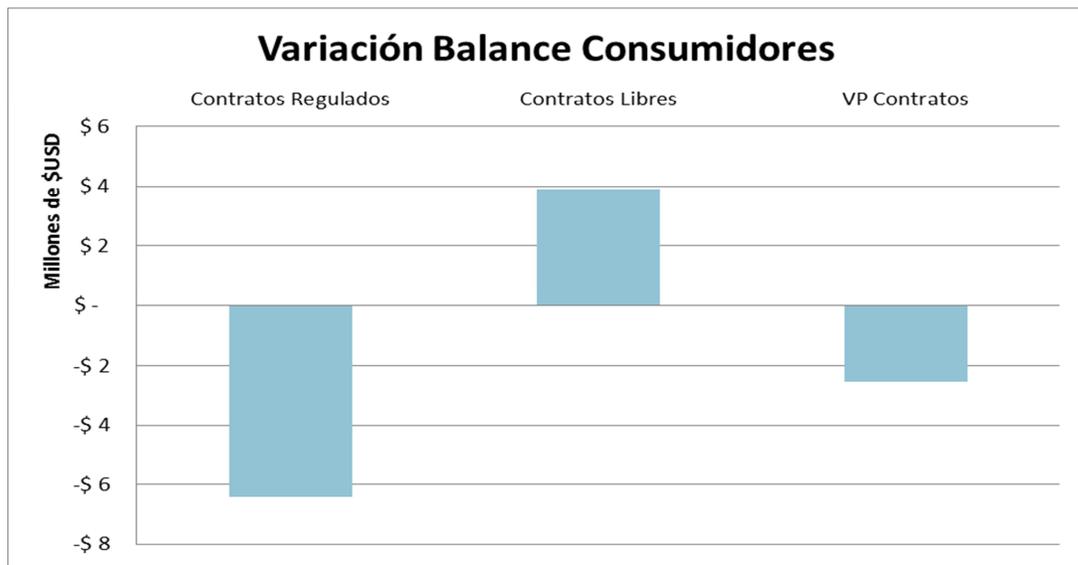


Figura 3.31: Variación balance consumidor por la entrada del proyecto en Valor Presente

Cabe destacar que, al igual que en los demás balances por segmento, los valores presentados en la Figura 3.32 corresponden a la evaluación a 15 años, es decir, hasta el año 2030. La razón es que el Plan Indicativo de Expansión de la Generación de la CNE, tomado como insumo para el modelo PLP utilizado en las simulaciones, solo contempla obras de generación hasta el año 2030.

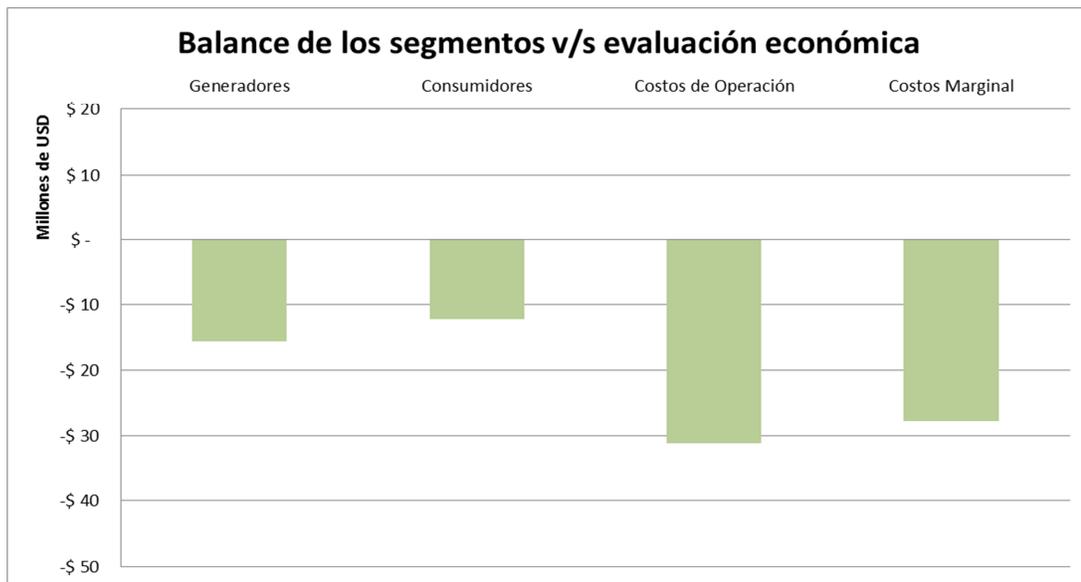


Figura 3.32: Comparación de los beneficios por segmento y la evaluación económica

Finalmente, en la Tabla 3.10 se presenta una comparación entre los resultados obtenidos para cada una de las valorizaciones revisadas en este trabajo: 1) Evaluación a partir de los costos de operación y falla; 2) Los beneficios por reducción de los costos marginales; 3) Evaluación desde los generadores y; 4) Evaluación desde los consumidores.

Tabla 3.10: Comparación de los beneficios por segmento y la evaluación económica

Horizonte	Sistema (Costo Op.)	Beneficio reducción CMg	Generador	Consumidor
Hasta 2030	-\$ 27,836,071	-\$ 31,221,744	-\$ 15,635,332	-\$ 12,200,738

4. Análisis de resultados

En este capítulo se discutirán los resultados obtenidos para cada eje de trabajo con el fin de realizar un análisis crítico del modelo desarrollado y sus supuestos. A partir de lo anterior, se hará una recomendación de cómo interpretar los resultados en sus diversas aristas, para finalmente recomendar cómo debiese ser aplicado el modelo elaborado a futuros procesos de revisión del Estudio de Transmisión Troncal.

4.1. Análisis por hidrología

Para discutir los resultados de este eje de trabajo se argumenta, primero, sobre la importancia de representar la variable de decisión económica, VAN, como una variable aleatoria a partir de un modelo probabilístico. Posteriormente, se revisan los resultados obtenidos para los casos de estudio, para finalmente comentar cómo debiesen interpretarse y ser utilizados los nuevos parámetros probabilísticos calculados.

En primer lugar, tal como se explicó en la sección 2.1.3, la variable utilizada en la metodología actual para representar la conveniencia de un proyecto en cada escenario es el Valor Actual Neto de la obra para una hidrología promedio, calculado como el ahorro que ésta genera de costos de operación y falla en esta condición hidrológica, menos el costo de realizar el proyecto. Realizar la evaluación a partir de la hidrología media tiene un gran impacto pues, por tratarse de un sistema hidrotérmico, el VAN varía de manera importante frente a distintas condiciones hidrológicas proyectadas durante el horizonte de evaluación.

Por ejemplo, de proyectarse una hidrología húmeda, los costos de operación esperados del sistema son mucho menores que los resultantes de modelar una hidrología seca, ya que en este último caso existe una menor disponibilidad de agua en los embalses, obligando a despachar más centrales térmicas a lo largo del horizonte simulado. Por tanto, la magnitud del ahorro que implica un proyecto de transmisión es en general mucho mayor en una hidrología seca que en una húmeda.

En consecuencia, los beneficios de un proyecto dependen de una variable incierta como es la hidrología. Considerando lo anterior, es necesario para tener un tratamiento del riesgo adecuado, que la variable de decisión económica pueda incorporar el efecto de las distintas series hidrológicas en la evaluación de un proyecto, cuestión que solo se recoge parcialmente al guiar la decisión por la hidrología media.

De esta manera, la principal contribución de la herramienta elaborada, es que permite robustecer el tratamiento del riesgo que supone la incertidumbre del recurso hídrico que estará disponible para el sistema en el futuro, mediante un modelo que requiere la misma cantidad de hidrologías modeladas que en la metodología actual (54 al año 2015). Así, utilizando la misma capacidad de procesamiento, es posible independizar, en mayor medida, la decisión final de los errores particulares que pudiera significar el simular un número acotado de hidrologías en el PLP.

¿Cómo se logra esto? Por una parte, al calcular la función de distribución de probabilidad de la variable, se puede calcular la probabilidad de que el VAN sea positivo, independiente del número de series hidrológicas modeladas. Por ejemplo, en el caso de estudio del tramo Mulchén - Charrúa 220 (ver 3.3.3.2), se encontró una probabilidad de que el VAN sea

positivo de un 4%. Este resultado significa que, si se modelaran 100 series hidrológicas en el PLP, y se obtuviera el VAN resultante para cada una de ellas, se obtendría que alrededor de 4 de estos valores actuales netos serían positivos.

Por otra parte, calcular el intervalo de confianza para la media real del VAN permite encontrar los valores entre los cuales es más probable que se encuentre la media aritmética de los VAN. Tomando el mismo ejemplo anterior, el intervalo calculado para una confianza de 95% es el [-US\$ 7.038.349; US\$ 394.464]. Esto quiere decir que, si se simulara 100 veces el PLP, cada vez con las 54 series hidrológicas modeladas actualmente, se obtendría que para cerca de 95 esas simulaciones, el VAN de la hidrología media está dentro del intervalo encontrado.

Propuesta

Tomando en cuenta lo anterior, a continuación se propone la forma de materializar la implementación del modelo para futuros procesos de revisión del ETT realizados por el CDEC SIC. Por una parte, en los casos en que la evaluación económica de la alternativa de expansión para un escenario dado, resulte en un VAN positivo y por sobre el error del modelo²³ para la hidrología media, la decisión debiese ser reforzada por la probabilidad de que un VAN sea positivo, pues en la distribución gaussiana la mayoría de los datos se concentran en torno a la media. Algo análogo debiese hacerse para el caso en que el VAN sea negativo y menor que el error del modelo.

Para aquellos casos en que el VAN de la hidrología media se encuentre cercano al error del modelo, se debe calcular el intervalo de confianza para el estimador de la media real de la variable VAN²⁴. Luego, el criterio que se propone es que, si un proyecto tiene un VAN positivo para la hidrología media y la parte negativa del intervalo se encuentra dentro del error del modelo, entonces debe recomendarse la obra, siempre que la probabilidad de tener un VAN mayor que cero sea mayor que un 75% en caso de ocupar un criterio conservador, o mayor que un 60% en caso contrario. Cabe destacar que estos porcentajes son referenciales y deberán ajustarse de acuerdo al grado de aversión al riesgo que tenga el evaluador.

Análogamente, en caso de que el VAN de una alternativa sea negativo para la hidrología media y se encuentre dentro del error del modelo, entonces se debe rechazar su recomendación siempre y cuando, la parte positiva del intervalo de confianza para la media aritmética esté dentro del error del modelo y la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero sea igual o menor que un 40% (o 25% en caso de ocupar un criterio conservador).

Para las situaciones no cubiertas en los casos anteriores, es necesario complementar los insumos del modelo probabilístico con un análisis detallado del resto de las herramientas elaboradas en este eje de trabajo. En otras palabras, cada vez que el intervalo de confianza de la media o la probabilidad de obtener un VAN positivo, no puedan ser interpretados como un resultado decisivo ante la conveniencia o no de recomendar la alternativa de expansión bajo un determinado escenario, la decisión económica debe complementarse con otros parámetros

²³ Este error se estima en US\$ 1 MM.

²⁴ Es importante recordar que el estimador de la media real de la variable VAN es la media aritmética de los datos, o sea, el VAN de la hidrología media.

del modelo, como el coeficiente de asimetría de los datos, la varianza, o la construcción de un intervalo de confianza para la varianza.

Finalmente se espera que esta herramienta permita también comparar las distintas alternativas de expansión desde distintos parámetros. Por ejemplo, en caso de existir dos alternativas de expansión sustitutivas entre sí (es decir que se debe escoger por una de las dos), y ambas tienen un VAN de la hidrología media mayor que cero en torno al mismo valor, se puede tomar la decisión sobre cual elegir basándose en cuál de ellas tiene una mayor probabilidad de tener un VAN positivo.

Todo lo anterior queda sujeto a que, previo a la construcción del modelo y el cálculo de los parámetros, se verifique que la variable modelada se ajusta apropiadamente a la distribución normal, mediante un análisis QQ Plot. En el Anexo 1, puede encontrarse una aplicación del método propuesto a distintas alternativas de expansión que fueron estudiadas en la Revisión del ETT realizada por el CDEC SIC el año 2015. Para todos estos casos, la validez del supuesto anterior fue ratificada con un coeficiente de correlación mayor al 95%.

Síntesis

En resumen, utilizar este modelo probabilístico permite estudiar el comportamiento de la variable o un parámetro de interés (en este caso la media) más allá de los datos con que se cuenta. En otras palabras, permite disminuir la incerteza que se desprende de la incapacidad de modelar más series hidrológicas, lo que puede resultar muy útil, especialmente en aquellos casos en que la variable de decisión económica se encuentra dentro del error del modelo PLP.

Finalmente, es importante destacar que, como todo modelo probabilístico construido a partir de una serie de datos, la representación de la variable de decisión económica debiese ser mejor en la medida que se cuente con más datos de entrada del modelo. En efecto, debido a que cada año se agrega una serie hidrológica al modelo, este efecto podrá ser comprobado con cada proceso de revisión anual. En particular, al contar con más datos, esto contribuye a que el intervalo de confianza para la media sea más acotado²⁵.

4.2. Análisis de los CMg

Los costos marginales por barra, son resultado del abastecimiento de la demanda a partir del despacho económico óptimo de la generación disponible en todo el sistema. Debido a restricciones de generación y de transmisión, y a las pérdidas eléctricas de las redes, la energía disponible en cada barra es distinta, por lo que el CMg de la energía es diferente en cada barra del sistema.

Esta diferenciación, se acentúa en la medida en que la capacidad de transmisión se torna más restrictiva, limitando de manera importante el flujo de energía de un sector del sistema a otro. Por ende, es posible identificar y estudiar los desacoples económicos del sistema, tanto en distintas condiciones de operación, como en su evolución a lo largo del tiempo, a partir de la observación detallada de los costos marginales por barra.

²⁵ Notar que el ancho del intervalo depende tanto del número de grados de libertad, como de la desviación estándar de los datos. Ésta última depende exclusivamente del caso particular que se está evaluando.

Considerando lo anterior, la herramienta elaborada en el apartado 3.4 se desarrolló con el objetivo de observar y cuantificar, desde el estudio de los CMg por barra y su evolución en el tiempo, cómo la entrada de un proyecto de transmisión mitiga el desacople económico del sistema.

Por tanto, el análisis del caso de estudio presentado a continuación se enfoca en discutir la validez de los resultados generales, y qué es lo que se logra concluir del tramo estudiado en particular.

4.2.3. Análisis del caso de estudio: Las Palmas – P. de Azúcar 220 kV

En primer lugar, al observar las curvas de duración en la Figura 3.15 y la Figura 3.16, se identifica que la barra Las Palmas 220 kV tiene un costo marginal mayor que la barra Pan de Azúcar 220 kV. Esta diferencia, que da cuenta de un desacople económico, varía dependiendo, esencialmente, de las condiciones de operación en que se encuentra el sistema.

Para explicar este desacople, es preciso señalar que la dirección del flujo de la energía por el tramo estudiado es de norte a sur la mayor parte del tiempo. Esto se debe a que las centrales dispuestas al norte de la subestación Pan de Azúcar, aportan para abastecer la demanda concentrada en el centro del SIC. Sin embargo, la capacidad de transmisión del tramo limita este flujo de energía, y por tanto, determina el despacho de centrales al sur de la subestación Las Palmas, cuyos costos variables son mayores que las centrales que marginan en las barras emplazadas al norte del tramo en cuestión.

Evolución del desacople por año

En la Figura 3.18 se puede apreciar que, durante el mes de enero, existe un desacople desde el año 2021 en adelante. En tanto, al observar el mes de junio, este desacople sólo se identifica de manera clara desde el año 2027. Esto se explica porque la radiación solar durante enero genera un aporte de las centrales fotovoltaicas mucho mayor que en el mes de junio.

En otras palabras, la disponibilidad del recurso solar durante los meses de verano, hace que esta generación ERNC, de costo variable nulo, impida la entrada de centrales GNL con alto costo variable al lado de Pan de Azúcar. Sin embargo, la limitación del tramo estudiado no permite que las centrales de mayor costo sean desplazadas al sur de la subestación Las Palmas.

Además, la entrada de centrales térmicas a carbón desde el año 2028 al norte del tramo, provocan que el desacople observado aumente desde ese año, debido al desplazamiento de las centrales GNL (de mayor costo variable) en el despacho por orden de mérito. Al respecto, resulta interesante que la entrada de estas centrales (ver Tabla 4.1) tiene el efecto de disminuir el costo marginal en la barra Pan de Azúcar, mientras que en Las Palmas éste alcanza el precio de centrales Diésel debido al aumento de la demanda, llegando a diferencias de hasta 50 US\$/MWh entre los CMg de ambas barras.

Tabla 4.1: Entrada de proyectos térmicos (gas y carbón) en el norte del SIC en MW

Año	P. de Azúcar	Maitencillo	Los Changos	Total térmico
2015		139		139
2016				-
2017			251	251
2018				-
2019				-
2020				-
2021				-
2022				-
2023				-
2024				-
2025				-
2026				-
2027				-
2028	400	335		735
2029				-
2030				-

Evolución del desacople por mes

Para complementar el análisis previo, en la Figura 3.20 se puede identificar que la diferencia entre los costos marginales de las barras que conecta el tramo estudiado, es mayor entre los meses de agosto y febrero, para el bloque de demanda alta en horas de sol.

Al contrastar el resultado anterior con el obtenido para el bloque de alta demanda en horas sin sol, se puede inferir que son las centrales fotovoltaicas del norte junto con las carboneras que entran en operación el 2028, las que permiten que el costo marginal de la barra Pan de Azúcar 220 se mantenga en el precio del GNL durante el día en los meses de verano. Sin embargo, durante la noche el desacople desaparece pues Pan de Azúcar alcanza el precio del Diésel al igual que en la barra Las Palmas 220. Este efecto puede verse reforzado por una mayor demanda durante los meses de invierno, respecto de los meses de verano.

Para resumir las distintas condiciones de operación observadas en esta etapa de los resultados, se presenta la Tabla 4.2, que tiene por objetivo explicar qué tipo de centrales está marginando a cada lado de la línea, y cuantificar el nivel de desacople para las distintas condiciones de operación, en el caso sin proyecto.

Tabla 4.2: Desacople sin el proyecto en distintas condiciones de operación

	Año 2021			Año 2028		
	Las Palmas 220	Pan de Azúcar 220	Desacople máximo (US\$/MWh)	Las Palmas 220	Pan de Azúcar 220	Desacople máximo (US\$/MWh)
Día + Verano	GNL	GNL	5	Diésel	GNL	62
Noche + Verano	GNL	GNL	1	Diésel	Diésel	1
Día + Invierno	GNL	GNL	3	Diésel	GNL	35
Noche + Invierno	GNL	GNL	1	Diésel	Diésel	1

De la Figura 3.19, se puede observar que en el año 2021, aun cuando en la noche de los meses de invierno se alcanzan los mayores precios del año, siguen siendo centrales GNL las que marginan a ambos lados del tramo. Sin embargo, al año 2028 el sistema ha tenido un crecimiento de la demanda tal, que las centrales GNL (y todas la demás tecnologías de base) ya no alcanzan a cubrir dicha demanda en las horas de consumo punta.

De tal manera, si en la parte anterior del análisis se logró determinar que el desacople parte desde el año 2021 pero tiene mayor relevancia desde el año 2027, las curvas que grafican la evolución mensual del CMg a lo largo de un año, permiten comprobar que es solo durante los meses de verano que dicha diferencia es considerable. Por lo tanto, el proyecto en evaluación tendrá el efecto de acoplar el sistema durante esos meses, ya que el resto del año la restricción de transmisión no supone un límite importante para el flujo de la energía.

Finalmente, cabe destacar que debido a la liberación de la restricción de transmisión que implica la entrada del proyecto troncal, el costo marginal de la barra Pan de Azúcar sube al punto de que, durante el día en los meses de invierno, ya no son las centrales GNL, sino que el Diésel lo que margina en este nudo del sistema. Sin embargo, durante el verano este fenómeno no ocurre debido a que la generación solar alcanza a desplazar la generación Diésel.

Evolución del desacople por bloque

En esta parte del análisis se puede apreciar para un mes y año en particular, la diferencia en los precios entre las horas de sol y no sol, para distintas condiciones de demanda. Así, se observa del Figura 3.22 que en el año 2028 el desacople existe incluso en los bloques de demanda baja en horas de sol durante el mes de enero.

Sin embargo, esta diferencia entre los marginales durante las horas de demanda baja es despreciable en comparación con la diferencia de hasta 50 US\$/MWh que se constata para el bloque de más alta demanda.

Análisis de escenario húmedo y seco

Tal como se explicó anteriormente, los resultados ilustrados en el capítulo anterior son los obtenidos para la hidrología media, que corresponde al promedio de las 54 series hidrológicas simuladas y construidas en base a datos históricos. Sin embargo, es de interés comprobar si el análisis realizado hasta ahora para la simulación media, puede extenderse a los resultados obtenidos para simulaciones en que predominan los años húmedos o secos.

Con este fin, la Tabla 4.3 resume los resultados obtenidos para la simulación en que los años hidrológicos húmedos se encuentran dentro de la ventana de tiempo observada (para mayor detalle ver Anexo B). A partir de estos datos se puede deducir que, al igual que en la hidrología media, los mayores desacoples ocurren cuando el subsistema al norte de Pan de Azúcar exporta energía para abastecer el centro del SIC. Es decir, en condiciones de alta demanda, durante las horas de sol y en los meses de verano.

Tabla 4.3: Desacople en simulación con años húmedos

	Año 2023				Año 2028			
	Las Palmas 220	Pan de Azúcar 220	Desacople máximo (US\$/MWh)	Dirección Flujo	Las Palmas 220	Pan de Azúcar 220	Desacople máximo (US\$/MWh)	Dirección Flujo
Día + Verano	GNL	GNL	3	Sur-Norte	GNL	GNL	78	Norte-Sur
Noche + Verano	GNL	GNL	2	Sur-Norte	Diesel	Diesel	3	Sur-Norte
Día + Invierno	GNL	GNL	2	Norte-Sur	GNL	GNL	6	Norte-Sur
Noche + Invierno	GNL	GNL	1	Mixto	Diesel	Diesel	2	Norte-Sur

Sumado a lo anterior, en esta simulación se evidencia que al contar el proyecto, no solo se mitiga el desacople referido en el párrafo anterior, sino que también se invierten los flujos pasando a ser el subsistema al sur de Las Palmas el que exporta energía para abastecer el consumo al norte de Pan de Azúcar. Esta situación pudiese explicarse por la mayor cantidad de agua en el sistema, sin embargo, también ocurre en la simulación con años hidrológicos secos, tal como se puede revisar en los gráficos de comparación entre simulaciones en el Anexo B.

De esta manera, se deduce que, debido a la ubicación del tramo estudiado, aun cuando existe un efecto en la utilización del tramo debido a la cantidad de agua presente en el sistema, este factor no es determinante como si lo pueden ser el recurso eólico o solar disponible en la zona. Al respecto, cabe destacar que el modelo utilizado para simular el recurso de viento consiste en una la asignación azarosa de series de viento para cada serie hidrológica, en base a datos históricos. Por esta razón, puede darse que una simulación con poca agua tenga mayor cantidad de recurso eólico disponible que una simulación más agua. Esta hipótesis se comprueba al observar la Figura 4.1 que representa la generación eólica en dos centrales emplazadas en la zona del tramo estudiado.

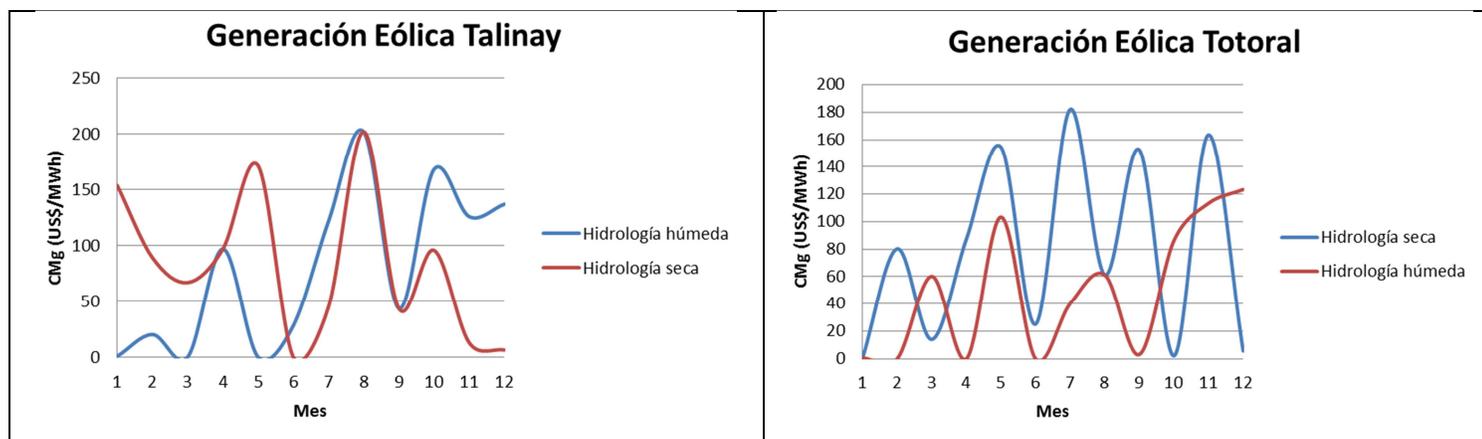


Figura 4.1: Generación eólica. Bloque alta demanda horas con sol (2028)

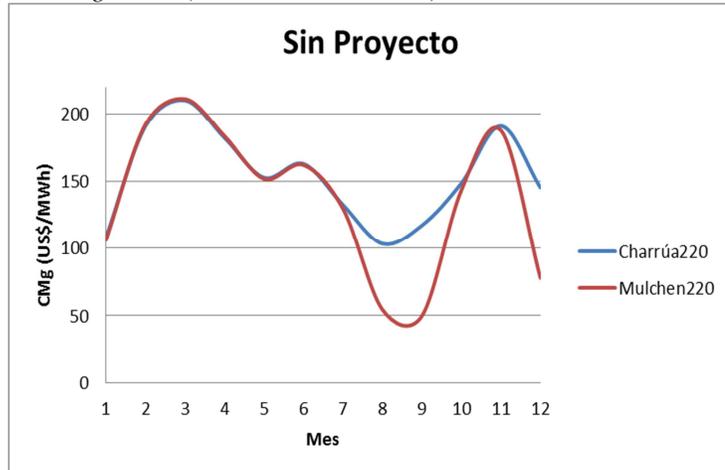
4.2.3. Análisis del caso de estudio: Mulchén – Charrúa 500 kV

Por otra parte, los resultados obtenidos para el proyecto que consiste en una línea de doble circuito de 500 kV energizado en 220 kV entre las subestaciones Mulchén y Charrúa, en el sur del SIC, también se presentan en detalle en el Anexo B. Cabe destacar que esta evaluación corresponde al escenario Alternativo 1 (la descripción de este escenario se encuentra en el apartado 3.3.3.1).

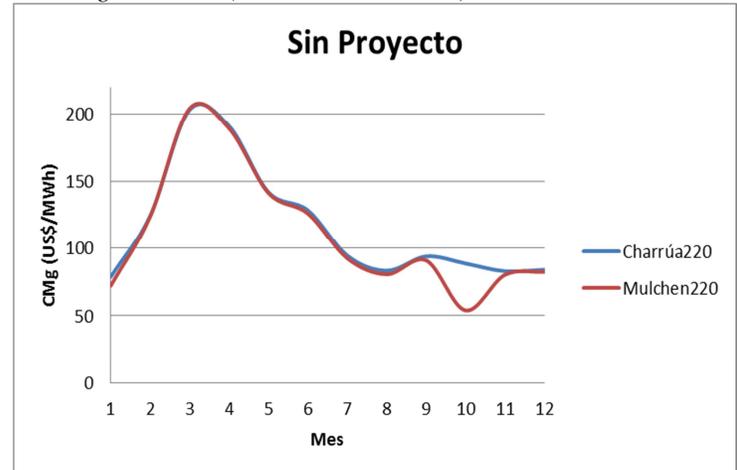
En este caso, se puede comprobar observando la Figura 4.2 y la Figura 4.3 que en todos los casos, las inyecciones de energía eólica en la barra de Mulchén determinan que el flujo se dirija de sur a norte. De igual manera, estos gráficos permiten observar el efecto general que tiene la presencia del recurso hídrico en las cuencas, que permite disminuir en gran medida los costos marginales de las barras.

Lo anterior se puede observar, por ejemplo, en los meses de octubre y noviembre de las horas sin sol (Figura 4.2). En el caso de la hidrología seca, los CMg alcanzan el costo variable del Diésel, mientras que en la hidrología húmeda margina el carbón o incluso las centrales eólicas en la barra de Mulchén.

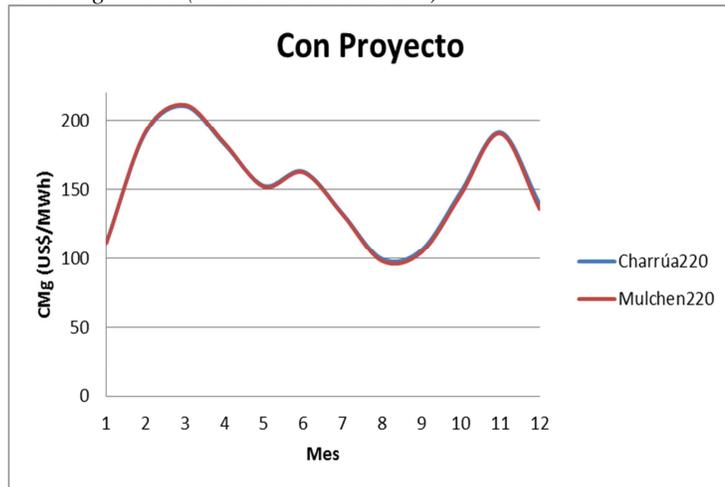
Hidrología seca (P. de excedencia 91%)



Hidrología húmeda (P. de excedencia 4%)



Hidrología seca (P. de excedencia 91%)



Hidrología húmeda (P. de excedencia 4%)

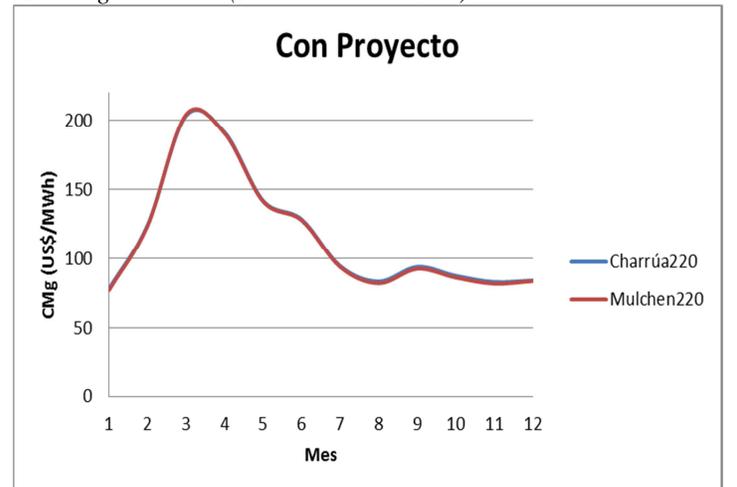
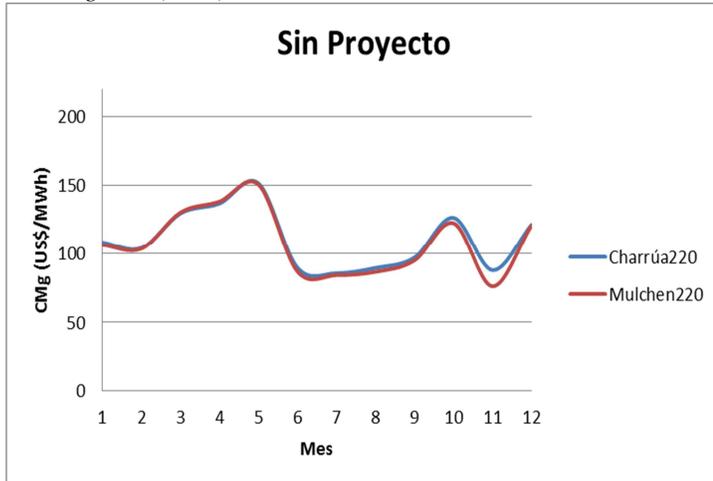
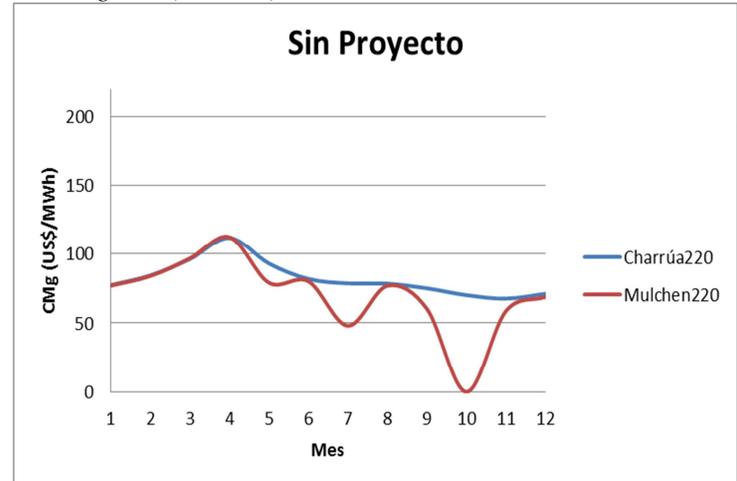


Figura 4.2: Evolución del CMg en bloque de máxima demanda en horas sin sol, año 2028

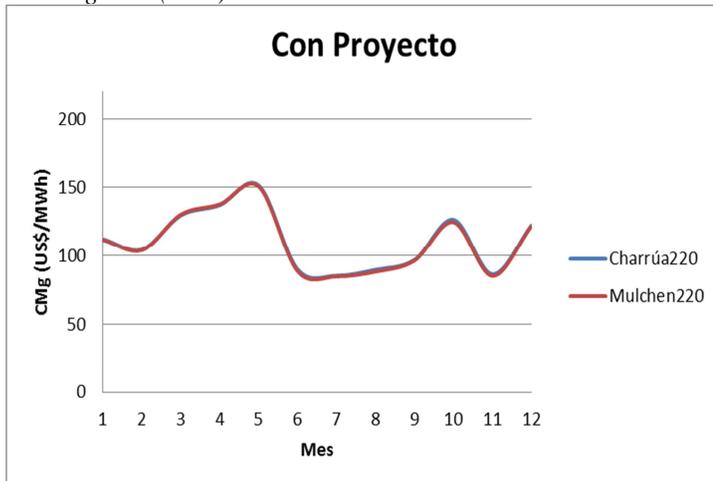
Hidrología 40 (Seca)



Hidrología 10 (Húmeda)



Hidrología 40 (Seca)



Hidrología 10 (Húmeda)

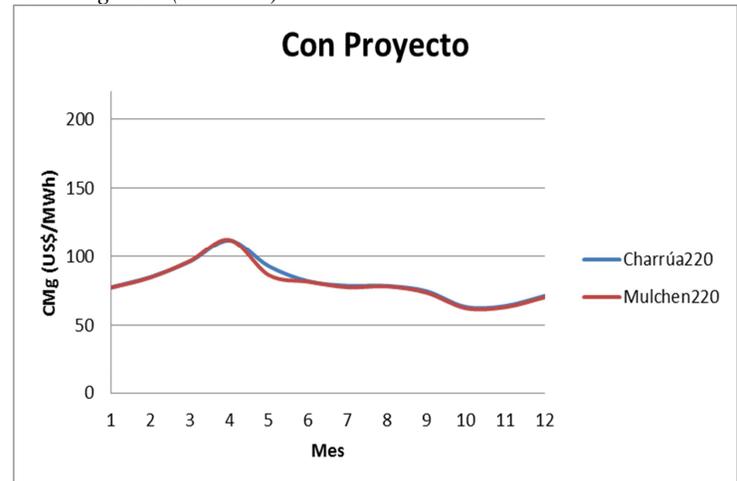


Figura 4.3: Evolución del CMG en bloque de máxima demanda en horas con sol, año 2028

4.2.3. Síntesis

Recopilando las distintas partes del análisis, se comprueba que, en la medida que aumenta la diferencia entre el mix de generación disponible a ambos lados de la línea, mayor es la diferencia entre los costos marginales de ambas barras. Esto puede ocurrir por la entrada de tecnologías de base en el subsistema que exporta la energía, por el crecimiento de la demanda en el subsistema que importa energía, por la cantidad de recurso hídrico disponible en el sistema o una combinación de todos estos factores combinados.

En el caso estudiado en el norte del SIC, la entrada de centrales solares fotovoltaicas y térmicas a carbón mantiene el costo marginal del sistema a precio GNL en la barra Pan de Azúcar 220 en los momentos del año en que hay mayor cantidad de recurso solar disponible, es decir, durante las horas de sol en los días de verano.

Se observa también, que el efecto recién descrito es independiente de la cantidad de recurso hídrico disponible en el sistema. Asimismo, se comprobó que el desacople queda en evidencia desde el año 2021, pero la intensidad varía de una simulación a otra, presumiblemente por diferencia en las series de viento en cada una de estas, llegando incluso a invertirse el flujo

por la línea en algunas simulaciones, con lo cual el subsistema al norte de Pan de Azúcar importa energía desde el sur.

En tanto, para cuantificar el efecto que tiene en todo el sistema, mitigar el problema desacople local a través del proyecto de transmisión Las Palmas – Pan de Azúcar 220 de 500 MVA, se calculó el cambio en los costos de retiro del Mercado Spot que genera el proyecto en cuestión para la hidrología media. Así, se comprueba que dicha disminución en los CMg corresponde a un 142% del valor actual del proyecto y a un 262% del ahorro en costos de operación y falla que genera proyecto en la hidrología media, en valor presente.

Por otra parte, el tramo estudiado en el sur del sistema que se encuentra cercano a la cuenca del Laja, razón por la cual el efecto de la hidrología es determinante en la operación de la línea, en los costos marginales de las barra contiguas a la línea y el desacople económico del sistema en este sector.

Sumado a lo anterior, la presencia de generación eólica que inyecta su energía en la barra Mulchén, y los centros de consumo al poniente y norte de Charrúa, implican que el subsistema al norte de esta última subestación importe energía desde el sur la mayor cantidad del tiempo, llegando incluso a observarse costos marginales nulos en la barra Mulchén 220.

Considerando ambos casos, se infiere que la cantidad de agua disponible en las cuencas pueden no tener un impacto relevante en los CMg del norte del SIC debido a los desacoples presentes en la zona centro del sistema. Además se concluye que el modelo permite diferenciar y cuantificar los distintos factores que afectan el comportamiento de los costos marginales y las posibles causas del desacople económico que debiesen considerarse en la planificación de la expansión del troncal: crecimiento de la demanda, entrada de centrales térmicas baratas, operación en horas de sol, hidrología, entre otras. Con esto se brinda al planificador una herramienta de análisis de sensibilidades respecto de cada una de estas variables.

Propuesta

Tomando en cuenta el análisis presentado, se recomienda que la herramienta para el estudio de los costos marginales se utilice, fundamentalmente, para la comparación de distintas alternativas de expansión destinadas a solucionar un mismo problema.

La razón que justifica la afirmación anterior es que el desacople de precios es un problema principalmente local. Si bien la congestión del sistema es un problema que afecta a la operación económica global, la mitigación del desacople debido a la entrada en un proyecto troncal es menos notoria en la medida que las barras se encuentran más alejadas del lugar de congestión.

Lo anterior puede comprobarse, por ejemplo, en la Figura 4.4, donde se muestra la evolución del CMg en las distintas barras del sistema para un mes de verano, donde ya se comprobó que existen los mayores desacoples del sistema. Es posible observar en este esquema que las barras Maitencillo 220 kV y Nogales 220 kV no tienen un cambio importante en la evolución de sus CMg respectivos debido a la entrada del proyecto.

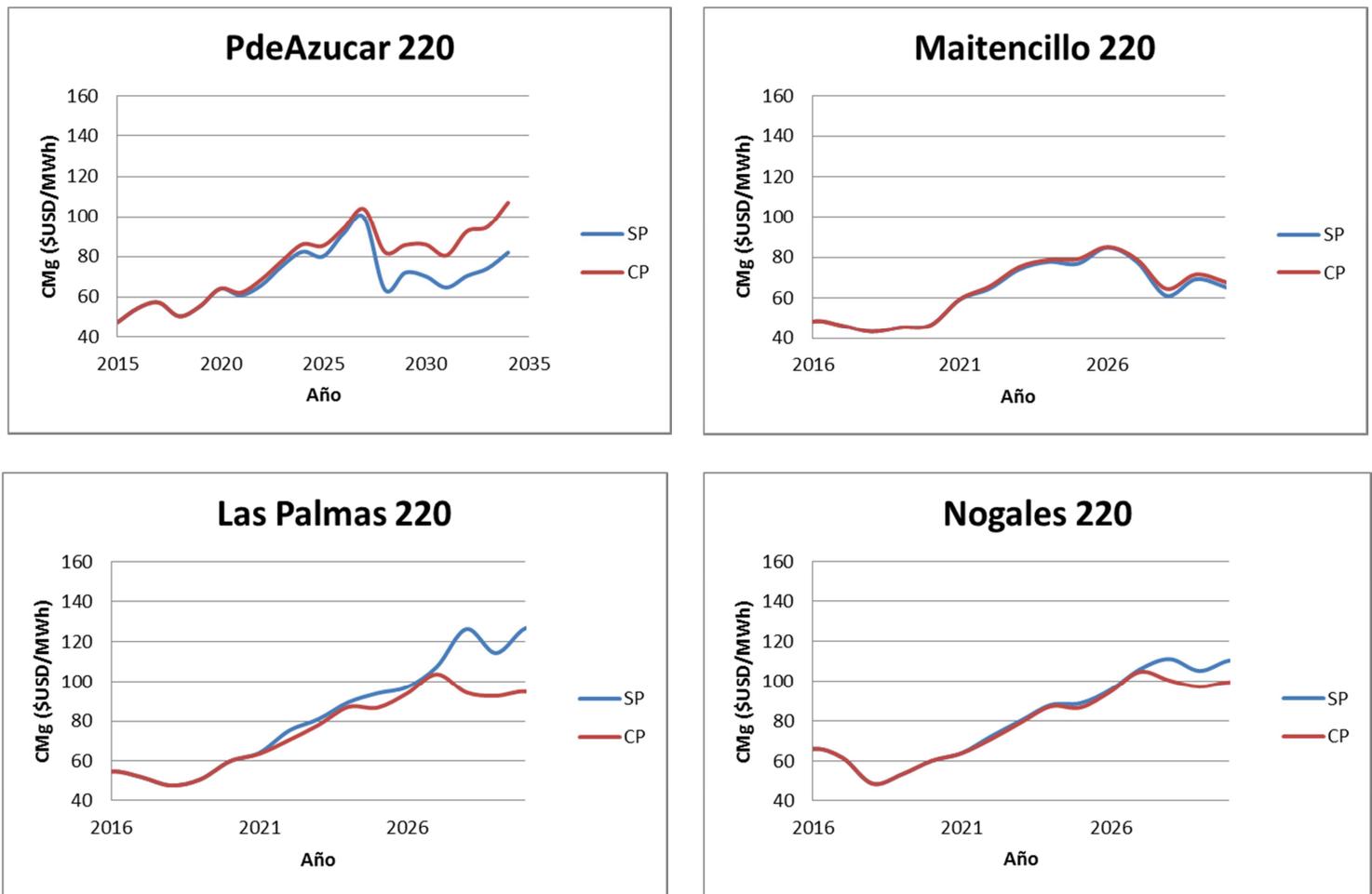


Figura 4.4: Evolución del CMg en las barras del sistema en diciembre, simulación media

Por tanto, el instrumento elaborado permite estudiar en gran medida el impacto local que tiene un proyecto de transmisión en el Mercado Spot, complementando así el estudio global del sistema que es la evaluación económica del proyecto. De esta manera, el análisis por CMg debe utilizarse para elegir la mejor alternativa de expansión en las zonas en que se observan altos niveles de congestión, cada vez que la evaluación económica (VAN social) de las mismas no permita decidir de manera concluyente.

4.3. Análisis del modelo distributivo

Para evaluar los resultados obtenidos en el modelo de evaluación distributivo, se discutirá cuál es la utilidad de realizar este análisis, que grado de validez tiene los supuestos utilizados para construir el modelo y de qué manera éste se relaciona con el resto de las herramientas elaboradas.

En primer lugar, tal como se explicó en el apartado 2.3, la evaluación económica o social de los proyectos²⁶ es aquella que permite evaluar los beneficios y costos que una alternativa de

²⁶ En la literatura aparece indistintamente reconocida con ambos apelativos la evaluación que se realiza cuando el dueño de un proyecto es la sociedad. Por otra parte, el tipo de evaluación realizada por un agente privado se reconoce como evaluación privada o financiera.

inversión significa para el conjunto de la sociedad. Por tanto, y dado que la comunidad nacional está compuesta por diversas personas, cada una con distintas características y aspiraciones, la evaluación social requiere generar un modelo que, de alguna manera, agrupe todas estas realidades.

Para esto, la metodología utilizada en la evaluación social de un proyecto parte por identificar los beneficios y costos que éste genera para cada actor de la sociedad. Una vez completa esta etapa, el evaluador debe escoger un criterio para tomar la decisión final de materializar, o no, el proyecto evaluado. Un criterio frecuentemente utilizado es ponderar de igual manera los balances de cada actor de la sociedad, para así poder juntarlos en una suma que represente lo que se denomina el balance o beneficio neto de la sociedad. Esto se conoce como enfoque de eficiencia o eficiencia productiva.

Aun cuando el criterio de eficiencia productiva simplifica en gran medida la forma de tomar la decisión sobre el proyecto evaluado, no debe perderse de vista los alcances que éste tiene para los distintos segmentos de la sociedad. Es en tal sentido que la evaluación distributiva, es decir, la evaluación de los beneficios y costos para cada segmento de la sociedad, tiene una gran relevancia para el evaluador de proyectos sociales [20].

Llevando lo anterior al marco de la evaluación económica de proyectos para la expansión del STT, es importante notar que la utilización de un criterio de eficiencia productiva, puede verse complementado de manera importante por la identificación de los efectos que una alternativa tiene para los distintos segmentos de la sociedad.

Dicho esto, cabe mencionar que esta tarea no es sencilla pues significa observar desde diversos puntos de vista la realización de un proyecto de transmisión troncal. Por ello, y siendo esta una de las primeras aproximaciones desde análisis distributivo a la evaluación de proyectos eléctricos de gran escala, se han realizado una serie de supuestos y simplificaciones que deben considerarse al analizar los resultados, cuestión que será discutida en los siguientes párrafos de este apartado.

Caso de estudio

Para aplicar el análisis distributivo a la evaluación económica de un proyecto de transmisión se agrupó a los agentes en los distintos segmentos del sector eléctrico, con el fin de simplificar el análisis por un lado, y desarrollar una herramienta que permitiera observar el balance económico de estos segmentos, por otro.

Así, una de las principales tareas realizadas en el desarrollo de esta herramienta fue la elaboración de un modelo para estimar los beneficios (o costos en el caso de los consumidores) de los contratos libres y regulados a lo largo del horizonte de planificación.

Una vez proyectados los flujos económicos por contratos, fue posible observar, por ejemplo, que según la estimación realizada, éstos constituyen el principal ingreso del segmento de generación, muy por sobre los ingresos por inyección de energía al Spot. Además, se puede observar en la Figura 3.29 que las principales variaciones de costos o ingresos, que introduce la entrada del proyecto, es en los costos de operación y falla y en compra/venta del Mercado Spot.

Respecto a lo último, cabe destacar que sumando los cambios en la inyección y en el retiro de energía (que es igual al IT), la variación en el balance neto del mercado Spot que genera la entrada de un proyecto para los generadores es baja. En tanto, desde el punto de vista de los consumidores, el resultado es que el proyecto no se considera beneficioso para este segmento, pues significa un aumento en los precios de los contratos regulados que no alcanza a ser paliado por la disminución en los costos de los contratos libres.

Dado que la cota inferior con la que se construyó la estimación del costo de los contratos regulados es el CMg ponderado por los retiros de energía respectivos (costo de insumo de los contratos), y en la sección anterior ya se comprobó que estos disminuyen con la entrada del proyecto, la razón del aumento en los costos de los clientes regulados radica en que, para el caso con proyecto, la cota superior de los costos de contrato aumenta. Cabe recordar que esta cota superior está dada por la banda de precios que se calcula semestralmente junto con el PNCP.

Considerando el balance para ambos segmentos, generadores y consumidores, es importante notar que un factor determinante en sus respectivas evaluaciones es el costo o beneficio que tienen asociados los contratos. Al respecto, se debe tener en cuenta que la estimación realizada para el precio de cierre de las licitaciones, fue que este se encontraría en la mitad del intervalo que existe entre el costo del insumo para proveerlo (costo de retiro de la energía) y el ingreso máximo que se podría percibir en caso de que se alcanzara el precio máximo de la licitación.

Si bien la elección de la banda dentro de la cual se estimó el precio tiene su fundamento en que el mercado de las licitaciones no es perfectamente competitivo (precio mayor a la banda inferior), como tampoco completamente monopolístico (precio menor a la banda superior)²⁷, determinar la estimación del costo de los contratos regulados en la mitad de la banda sí es arbitrario. Por esta razón y tomando en cuenta la importancia que esta variable tiene para el análisis global, a continuación se presenta una sensibilización de este supuesto.

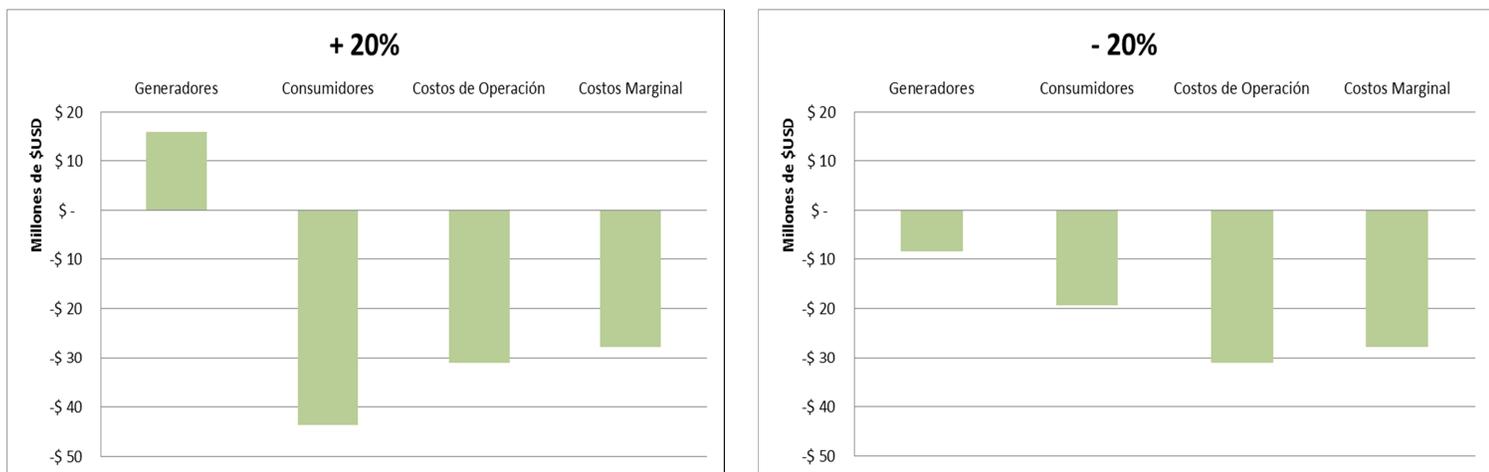


Figura 4.5: Análisis de sensibilidad de los precios de contratos regulados

²⁷ Para más detalles sobre este supuesto revisar la sección 3.5.4.

En la Figura 4.5 se puede apreciar que al variar la estimación del costo del contrato regulado, se afecta de manera importante el balance de ambos segmentos. En particular, al estimar los costos del contrato regulado como un 20% más que la proyección inicial, siempre manteniendo el precio dentro de las cotas, el balance del generador se hace positivo.

Por otra parte, al proyectar los contratos como un 20% menos que la estimación base, se puede apreciar una menor disparidad entre el balance de generadores y consumidores. Cabe destacar que en ambos casos, como en el base, se cumple que la suma de los balances de ambos segmentos corresponde al balance del sistema por costos de operación.

Propuesta

Del análisis realizado es posible observar que los contratos regulados juegan un rol determinante en el balance por segmento. Por ello, se rescata la necesidad de seguir perfeccionando la herramienta desarrollada con el fin de tener una mejor aproximación al monto transado a través de este instrumento financiero en los distintos escenarios de expansión del troncal.

En esta línea y contribuyendo a una mejora del análisis distributivo, representa una gran oportunidad para investigaciones futuras el seguir desarrollando esta herramienta. Para ello se recomienda trabajar en la desagregación del sector generación en los principales grupos económicos que lo componen. Con esto se puede lograr, por un lado, un análisis distributivo más acabado, y por otro, una mejor estimación de los precios de los contratos a partir de una estimación de la competencia en el mercado de la generación, mediante el cálculo de índices que permitan la construcción de un modelo econométrico para el precio de las licitaciones²⁸.

Lo anterior, junto con el resto de las herramientas elaboradas y presentadas en este trabajo de investigación, permitirá agregar valor al proceso de toma de decisiones económicas, logrando una metodología más robusta, integral y que represente de buena manera las condiciones de mercado que generan las distintas alternativas de expansión del troncal, tanto para el sistema en su conjunto, como para los distintos segmentos que lo componen.

²⁸ Un desarrollo de esta idea puede encontrarse en el trabajo de Bustos y Fuentes (2014) [32].

5. Conclusiones

El gran impacto que significan para el sistema las congestiones por restricciones de transmisión y el consecuente desaprovechamiento de las energías de bajo costo, es un problema vigente que debe ser abordado con visión de largo plazo. Para lograrlo, es fundamental desarrollar herramientas de análisis que permitan una planificación armónica, activa y responsable de los Sistemas de Transmisión sometidos a expansión regulada, en particular del Sistema de Transmisión Troncal. Es por esto que el mejoramiento de la metodología utilizada para la toma de decisiones económicas sobre la expansión del STT, tiene una gran relevancia en el contexto actual del sistema eléctrico chileno.

En este sentido, el perfeccionamiento del proceso de evaluación de las alternativas de expansión debe apuntar a mejorar los aspectos que determinan el que una metodología sea adecuada y responda a los objetivos que persigue:

- 1) Que esta tenga un marco teórico robusto, permitiendo una abstracción que la haga aplicable a distintos contextos y manteniendo una visión clara de los supuestos utilizados en el modelo.
- 2) Que se ajuste a la realidad del sistema en el que se implementa, de la mejor manera posible, haciendo un uso eficiente de los recursos disponibles.

De acuerdo a lo anterior, la presente investigación tuvo como objetivo lograr una contribución en ambos aspectos, para lo cual se realizó un diagnóstico de la metodología actual, tanto desde la teoría económica como desde la experiencia internacional, y se desarrollaron 3 ejes de trabajo:

- La construcción de un modelo probabilístico para mejorar el tratamiento del riesgo asociado a la incertidumbre hidrológica en la decisión económica;
- El análisis de los costos marginales y el efecto de la entrada de un proyecto troncal en el desacople económico del sistema y;
- El análisis distributivo del efecto que un nuevo proyecto de expansión tiene en el balance de los distintos segmentos del sector eléctrico.

A partir del diagnóstico realizado, se logró robustecer el marco teórico en el cual se desarrolla la metodología actual. En particular, se comprobó que la evaluación económica por costos de operación y falla, ocupada actualmente por el CDEC SIC, recoge el efecto que la materialización de un proyecto tiene en los CMg del sistema. En sintonía con lo anterior, la revisión internacional comprueba que este tipo de evaluación es utilizada en aquellos sistemas estudiados cuyo modelo de mercado eléctrico es similar al chileno.

Sumado a lo anterior, la representación de la variable de decisión económica (VAN) a partir de una función de distribución de probabilidad, permite calcular parámetros más confiables en la proyección económica del sistema eléctrico, utilizando los mismos recursos computacionales (misma cantidad de series hidrológicas). Con esto, el modelo probabilístico, construido en el primer eje de trabajo, permite pulir el tratamiento de uno de los principales riesgos que afronta la evaluación de proyectos en un sistema hidrotérmico como el SIC: la incertidumbre sobre la disponibilidad del recurso hídrico en el futuro.

En la misma arista, se comprobó la utilidad que el análisis de los CMg tiene para el planificador de las redes de transmisión, al entregarle una herramienta para estudiar los

desacoples del sistema, la proyección del Mercado Spot de la energía y cómo varían las señales de precios frente a las distintas alternativas de expansión del sistema troncal. De esta manera, la metodología actual se ve complementada, lográndose una mejor interpretación de la realidad del mercado eléctrico y aportando información a la construcción de los escenarios de expansión del parque generador.

Por otra parte, el desarrollo realizado en el análisis distributivo, permite estudiar el impacto económico de una alternativa de expansión desde un enfoque multisectorial, abriendo con esto el estudio de una nueva rama de la evaluación social de proyectos, que ya ha comenzado a ser implementada tanto en distintos países de Latinoamérica (Contreras, E. 2004), como de la Unión Europea y en EE.UU. (Livermore, M. y Rosenberg, J. 2014).

En resumen, el estudio de la evaluación social de los proyectos de transmisión tanto desde el enfoque productivo, como a partir de la innovación que constituye la aplicación del enfoque distributivo en este ámbito, robustecen el marco teórico en el cual se fundamentan las decisiones económicas de expansión del sistema troncal. En tanto, el modelo probabilístico y el análisis del mercado a partir de los CMg, aportan a perfeccionar el tratamiento de dos de los grandes riesgos que enfrenta la expansión del sistema troncal en Chile: la incertidumbre en la disponibilidad de las centrales hidráulicas y en la expansión del parque generador.

De tal manera, se considera que la investigación logró los objetivos iniciales propuestos, reconociéndose además como parte de un proceso de mejoramiento continuo de estos métodos, cuestión que cobra especial relevancia al considerar que el sistema sobre el cual se trabaja y el marco regulatorio del mercado eléctrico también vislumbran grandes transformaciones en el futuro cercano (la interconexión del SIC y SING y el proyecto de ley para modificar el marco regulatorio de la transmisión eléctrica, son ejemplos de aquello).

De acuerdo a lo anterior, se estima conveniente para investigaciones futuras trabajar en el desarrollo de una herramienta para modelar la variación de la curva de oferta de generación como consecuencia de la entrada de un proyecto de transmisión. En tanto, también se proyecta la continuación del análisis distributivo en la evaluación de los proyectos, con el fin de alcanzar un mayor nivel de desagregación en los distintos segmentos y así, lograr una mejor representación del impacto que un proyecto de expansión tiene en los distintos actores del sistema.

Mediante estas proyecciones, se espera lograr un estudio más acabado sobre los efectos de los distintos planes de expansión del sistema de transmisión, tanto en el plan de inversiones en el segmento de la generación eléctrica y la competencia dentro de éste, como en los beneficios o costos esperados para los distintos tipos de usuarios del sistema.

Finalmente, se identifica la importancia de incorporar los impactos socio-ambientales en la evaluación de los proyectos de transmisión, reconociendo por un lado la tendencia constatada en la revisión de la experiencia internacional, como las directrices que en el plano nacional han planteado tanto el Ministerio de Energía, a partir de la Agenda de Energía del año 2014 [29], como los movimiento sociales que piden una mayor inclusión de la sociedad en la planificación de la matriz energética chilena.

6. Bibliografía

- [1] D.F.L. N°4: Ley General de Servicios Eléctricos, «Ministerio de Minería de Chile,» 1982.
- [2] Dirección de Planificación y Desarrollo (CDEC SIC), «Funciones de las Direcciones Técnicas del CDEC SIC [Presentación],» Septiembre de 2015.
- [3] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Decreto Supremo N°291: Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga,» Santiago (Chile), Octubre de 2007.
- [4] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Capacidad Instalada de Generación [en línea] <<http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad>>,» [Consulta: 27/04/2015].
- [5] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, Cuadrienio 2016-2019,» Santiago (Chile), Junio de 2015.
- [6] Comisión Nacional de Energía (CNE), Gobierno de Chile, «Resolución Exenta N°608: Aprueba Reglamento Interno CDEC SIC,» Diciembre de 2014.
- [7] Dirección de Planificación y Desarrollo (CDEC SIC), «Propuesta de Expansión Troncal 2015: Revisión del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018 [Presentación],» Santiago (Chile), Noviembre de 2015.
- [8] CDEC SIC, «Informe Final Propuesta Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal,» Santiago (Chile), Septiembre de 2015.
- [9] Ley N° 20.698. CHILE., «Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales,» Santiago (Chile), Octubre de 2013.
- [10] FERC, «Amended and Restated Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C.,» Washington D.C. (EE.UU.), Abril de 2015.
- [11] R. Li-Yang, N. Fan y J. P. Watson, «N-1-1 Contingency-Constrained Grid Operations,» de *FERC Technical Conference*, Washington DC. (EE.UU.), Junio de 2013.
- [12] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), «Diretrizes para Elaboracao dos Relatórios Técnicos Referentes as Novas Instalacoes da Rede Básica,» Rio de Janeiro (Brasil), Mayo de 2005.
- [13] P. Vaz, «Expansión de los Sistemas de Transmisión en Brasil,» de *Seminario CIGRÉ: Regulación del Sector Eléctrico y su Adaptación a los Nuevos Escenarios*, Santiago (Chile), Agosto de 2012.
- [14] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), «Análise do sistema de integracao dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Tales Pires e reforcos no SIN,» Rio de Janeiro (Brasil), Septiembre de 2011.
- [15] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), «Custo Maginal de Expansao: Metodologia de Cálculo,» Rio de Janeiro (Brasil), Octubre de 2011.
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano,» Bogotá (Colombia), Enero de 2014.
- [17] P. RESTREPO, «Modelo de Expansión de la Transmisión en Colombia [Presentación],» de *III Seminario SIGAMAT*, Sao Paulo (Brasil), Junio de 2013.
- [18] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2014 – 2028,» Bogotá (Colombia), Diciembre de 2014.
- [19] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), «Desafíos de la Planificación de la Transmisión, experiencia colombiana [Presentación],» de *Seminario Nueva ley de Transmisión Eléctrica*, Santiago (Chile), Junio de 2015.
- [20] National Grid, «Electricity Ten years Statement,» Warwick (U.K.), Noviembre de 2014.
- [21] National Grid, «Transmission System Security and Quality of Supply Standard,» Warwick

- (U.K.), Diciembre de 2014.
- [22] R. AGUILERA, P. CABEZAS, Y. CONTRERAS, M. DÍAZ y J. CAVADA, «Evaluación social de proyectos: orientaciones para su aplicación,» Montevideo (Uruguay), 2011.
- [23] E. Londero, «Beneficios y beneficiarios,» Washington DC. (EE.UU.), 1998.
- [24] E. Contreras, «Evaluación Social de inversiones públicas: enfoques alternativos y su aplicabilidad para Latinoamérica,» Santiago (Chile), Diciembre de 2004.
- [25] CDEC SIC, «Mapa Sistema Interconectado Central [en línea] <<http://www.cdec-sic.cl/sobre-cdec-sic/sic>>,» [consulta: 21 septiembre 2015].
- [26] Departamento de Peajes (CDEC SIC), «Pagos de Peajes por Uso del Sistema Troncal [Presentación],» Santiago (Chile), Marzo de 2014.
- [27] Ley N° 20.008. CHILE., «Ley Corta II,» Santiago (Chile), Julio de 2006.
- [28] N. Fabra, J. P. Montero y M. Reguant, «La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile,» Santiago (Chile), Enero de 2014.
- [29] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Resolución Exenta N° 466,» Santiago (Chile), Julio de 2013.
- [30] Ministerio de Energía (Gobierno de Chile), «Agenda de Energía,» Santiago (Chile), Mayo de 2014.
- [31] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), «Rate Schedule FERC N°24: Amended and Restated Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C.,» EE.UU., Julio de 2015.
- [32] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), «Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Mato Grosso do Sul (Relatório R1),» Rio de Janeiro (Brasil), Abril de 2015.
- [33] P. SOTKIEWICZ, «Where has Electricity Demand Growth Gone in PJM and What are the Implications? [Presentación],» de *EIA Energy Conference*, Washington DC. (EE.UU.), Julio de 2014.
- [34] M. Livermore y J. Rosenberg, «La forma del análisis distributivo,» *Estudios Públicos*, vol. 135, n° ISSN: 0716-1115, pp. 149 - 174, 2014.
- [35] J. Bustos y F. Fuentes, «Evaluación de Impactos Económicos Sociales de un Proyecto de Interconexión entre los Sistemas SIC y SING,» Santiago (Chile), Diciembre de 2014.
- [36] Ley N° 20.417. CHILE., «Crea el ministerio, el servicio de evaluación ambiental y la superintendencia del medio ambiente,» Santiago (Chile), Enero de 2010.
- [37] Ley N° 20.2057. CHILE, «ERN,» Marzo de 2008.

Anexos

A. Anexo: Complemento de la revisión internacional

1. PJM

1.1. Breve reseña del sistema

Es el sistema interconectado más grande de EE.UU. y está emplazado en la costa Este del país. Sirve a más de 61 millones de usuarios en 13 estados distintos y al año 2014 contaba con más de 185 GW instalados entre centrales a carbón, gas, nuclear y renovables, a lo que se suma un esquema de respuesta activa en la demanda. Cabe destacar que este sistema es principalmente térmico.

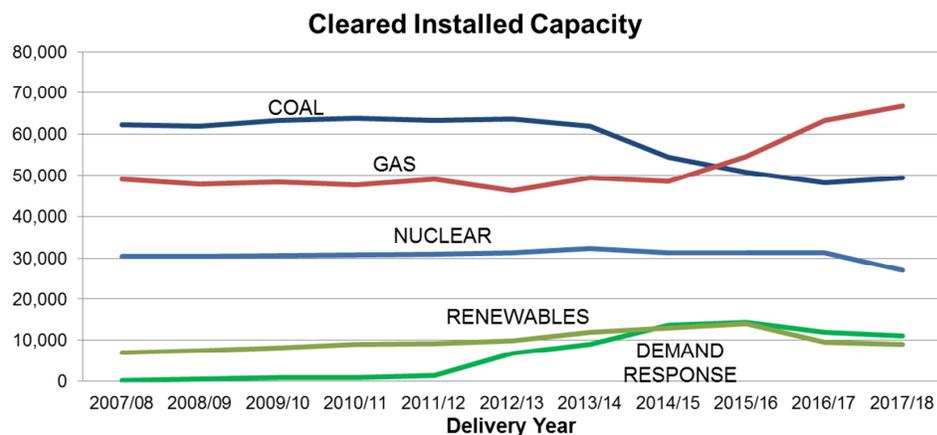


Figura A.1: Proyección de la capacidad instalada PJM [10]

La red tiene más de 100.000 km en líneas de transmisión e interconexiones con otros sistemas a través de la *Eastern Interconnection*. En el sector eléctrico los mercados de generación y comercialización están abiertos a la competencia, mientras que la distribución y transmisión permanecen reguladas, siendo esta última planificada centralmente desde la *Office of the Interconnection (OI)* del PJM.

En el mercado de la energía existen contratos bilaterales financieros y una bolsa de energía (Mercado Spot), que cada 5 minutos calza la oferta agregada de los generadores con la curva de demanda, con lo cual determina los precios marginales localizados (LMP) para cada nodo. También se ha incorporado a la bolsa el funcionamiento bajo el esquema *Day-Ahead* que permite planificar de mejor manera el despacho del día siguiente.

1.2. Horizonte de planificación de la transmisión y periodicidad

El horizonte de planificación es de 15 años y el proceso se realiza anualmente a través del *Regional Transmission Expansion Plan (RTEP)*.

1.3. Tratamiento de la incertidumbre (escenarios)

Se construyen 3 escenarios con distintos niveles de penetración de energía renovable.

1.4. Aspectos considerados en la evaluación de las alternativas de expansión de la transmisión

Los principales *drivers* que motivan la expansión del sistema de transmisión en el PJM es permitir el abastecimiento de la demanda y promover la competencia de los actores en el sistema, a partir de soluciones confiables, económicas y medioambientalmente aceptables. Cabe destacar que los criterios de confiabilidad son establecidos por la *NERC (National Electric Reliability Corporation)* [10].

Los principios utilizados en la planificación son:

- a. Mantener el cumplimiento de los parámetros de confiabilidad de una manera económica y medioambientalmente aceptable.
- b. Promover la competencia en la región del PJM.
- c. Mantener y reforzar la eficiencia del mercado y la operación del mercado eléctrico en general.
- d. Todos aquellos requerimientos determinados por las políticas públicas federales y estatales.

Para ello en el RTEP se realiza un análisis de flujos futuros proyectando la demanda y tomando en cuenta la capacidad instalada del sistema, los efectos proyectados por medidas de eficiencia energética, y la respuesta de la demanda. A partir de dicho análisis se busca mitigar las congestiones históricas y proyectadas del sistema a partir de alternativas de expansión que cumplan con los estándares de confiabilidad (N-1 sin desprendimiento de carga y N-1-1 con desprendimiento de carga controlado) [11].

Cabe destacar que el proceso de planificación debe evitar duplicación de obras, costos innecesarios para empresas transmisoras o usuarios del sistema y tomar en cuenta distintas alternativas de expansión o reforzamiento de ser posible.

1.5. Evaluación económica: costos y beneficios

Al evaluar económicamente un proyecto, este debe tener una razón beneficio/costo mayor a 1.25 en valor presente para ser considerado conveniente. Los beneficios del proyecto dependen de los costos de operación a lo largo del horizonte de planificación. Para determinar los costos de operación en todos los años se calculan algunos de ellos y luego se interpola el costo para el resto de los años.

El cálculo de la función beneficios y costos depende del tipo de proyecto. El beneficio es suma del *Energy Market Benefit* y el *Reliability Pricing Model Benefit* que se definen de la siguiente manera:

<i>Energy Market Benefit</i>	0.5*(Ahorro en costo de producción de energía) + 0.5*(Cambio en pago por energía de las cargas)	;	si son “instalaciones regionales” (mayor o igual a 345 kV)
	1*(Cambio en el pago por energía de las cargas)	;	si son “proyectos económicos” (menor a 345 kV)

Donde,

Cambio en el pago por energía de las cargas

$$\begin{aligned}
 &= \sum \text{Demanda horaria proyectada} * CMg \text{ Local (sin proy)} \\
 &- \sum \text{Demanda horaria proyectada} * CMg \text{ Local (con proy)} \\
 &- \text{Cambio en el "valor por derechos de transmisión"}
 \end{aligned}
 \tag{A.1}$$

<i>Reliability Pricing Model Benefit</i>	0.5*Ahorro en costo total de la capacidad del sistema + 0.5*Ahorro en pago por capacidad del sistema de consumos)	;	si son “instalaciones regionales” (sobre 345 kV)
	1*(Ahorro en pago por capacidad del sistema de consumos)	;	si son “proyectos económicos” (el resto)

Cabe destacar que el costo total de la capacidad del sistema se calcula como la cantidad de MW que se deberán subastar (subasta de “base residual”) en el horizonte de evaluación por una estimación de precio de oferta que se obtendrán en dichas subastas.

En tanto, el *pago por capacidad del sistema de los consumos* se calcula como la multiplicación del consumo de potencia estimado para las cargas, por una estimación del precio del pago por potencia asociado a cada una de estas.

Finalmente, los costos del proyecto se determinan como la anualidad de la inversión en evaluación más el costo de operación y mantenimiento. En caso que la evaluación consista en adelantar un proyecto, el costo es la diferencia de las anualidades entre el escenario base, y el que considera el adelanto del proyecto.

1.6. Otros aspectos relevantes

Los proyectos considerados en el estudio para la expansión resultan de identificar la falta de capacidad o restricción en la transmisión, o propuestas de expansión que realiza el *Regional Transmission Owner*, organismo que agrupa a las empresas del sector.

2. Brasil

2.1. Breve reseña del sistema

El sistema está dividido en 5 regiones y gran parte de su matriz energética corresponde a centrales hidráulicas de embalse. Al año 2012 existía una potencia instalada de 121 GW, de los cuales un 69% correspondían a hidroelectricidad.

Por su parte, la mayor parte de la generación y transmisión son empresas estatales. En tanto, el mercado energético opera con contratos bilaterales físicos que cubren el 100% de los consumos, tanto regulados como libres, y un Mercado Spot destinado a ajustar las diferencias entre la energía generada y la comprometida en los contratos.

La planificación de la transmisión y generación se realiza de manera centralizada en el Plan Decenal de la Energía, elaborado anualmente por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Los proyectos de generación son subastados entre empresas existentes y nuevos actores, mientras que los proyectos de expansión de la transmisión son revisados, también anualmente, en el Programa de Expansión de la Transmisión realizado por la misma EPE para luego decretar su licitación.

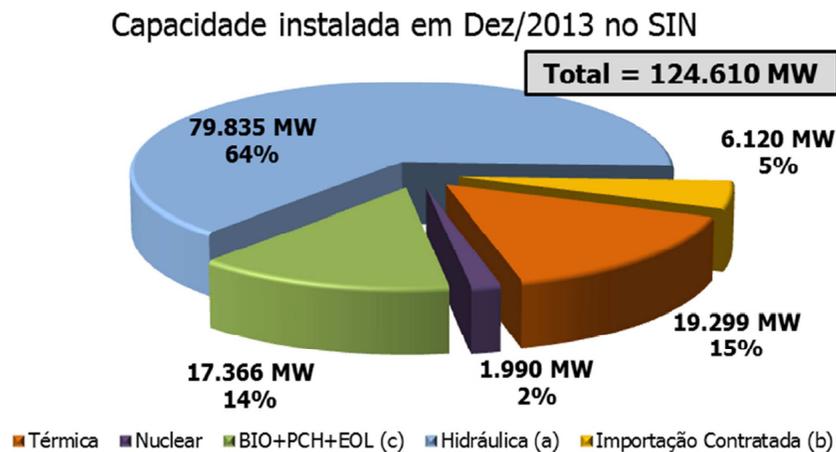


Figura A.2: Capacidad instalada en el SIN (Brasil) [12]

2.2. Horizonte de planificación de la transmisión y periodicidad

El Plan Decenal de Energía (PDE) proyecta la demanda eléctrica del país y planifica la expansión de la generación para los próximos 10 años. Con estos insumos junto a otros estudios encomendados a la EPE se determina, en el mismo plan decenal, cómo debe expandirse el sistema de transmisión de manera que el sistema puede operar de manera eficiente y garantizando libre acceso a los actores.

Luego, la evaluación definitiva de los proyectos de transmisión se realiza en el Plan de Expansión de la Transmisión, que también elabora la EPE anualmente, pero esta vez considerando también las propuestas de las empresas representadas en los Grupos de Estudios de Transmisión Regionales. Este estudio es definitivo, tiene un horizonte de 5 años y concluye con los decretos para licitar las obras [12].

2.3. *Tratamiento de la incertidumbre (escenarios)*

Como la expansión de la generación también se hace de manera centralizada, la generación de escenarios no tiene la misma relevancia que en otros países.

2.4. *Aspectos considerados en la evaluación de las alternativas de expansión de la transmisión*

Los grupos regionales (empresas) y la EPE evalúan alternativas de expansión de acuerdo a las necesidades de cada región (establecidas en el Plan Decenal) y comparan aquellas que se consideran técnicamente equivalentes a partir de criterios económicos y socio-ambientales. Para esto se exige que los estudios elaborados tanto por la EPE, como por las empresas que proponen alternativas para la expansión, contengan 4 informes [12]:

- i. R1: Viabilidad técnico-económica y socio-ambiental
- ii. R2: Detalles técnicos de la alternativa
- iii. R3: Caracterización y análisis socio-ambiental
- iv. R4: Caracterización de redes existentes

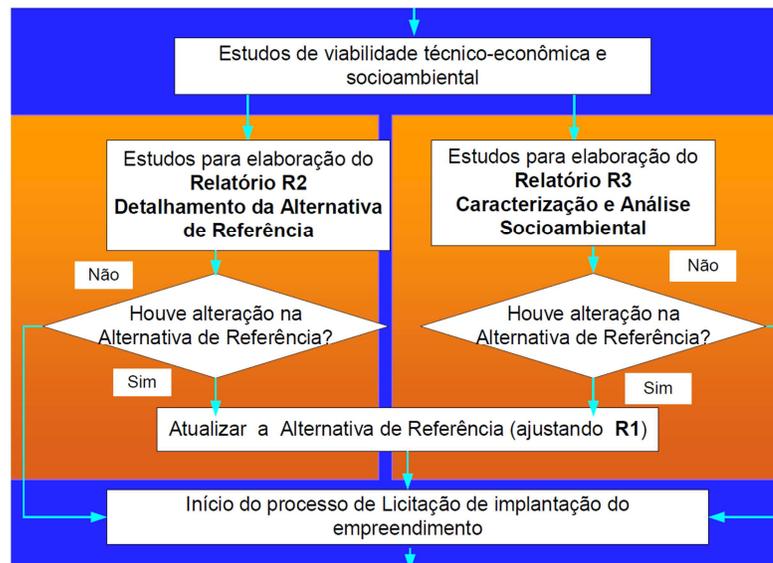


Figura A.3: Procedimiento para evaluación de un proyecto de transmisión en Brasil [14]

2.5. *Evaluación económica: costos y beneficios*

Las alternativas de expansión se comparan por costo únicamente, donde el valor presente de cada alternativa queda determinado por un flujo de caja que considera la anualidad de la inversión y una valorización de las pérdidas eléctricas del sistema en caso de implementarse esa opción [14].

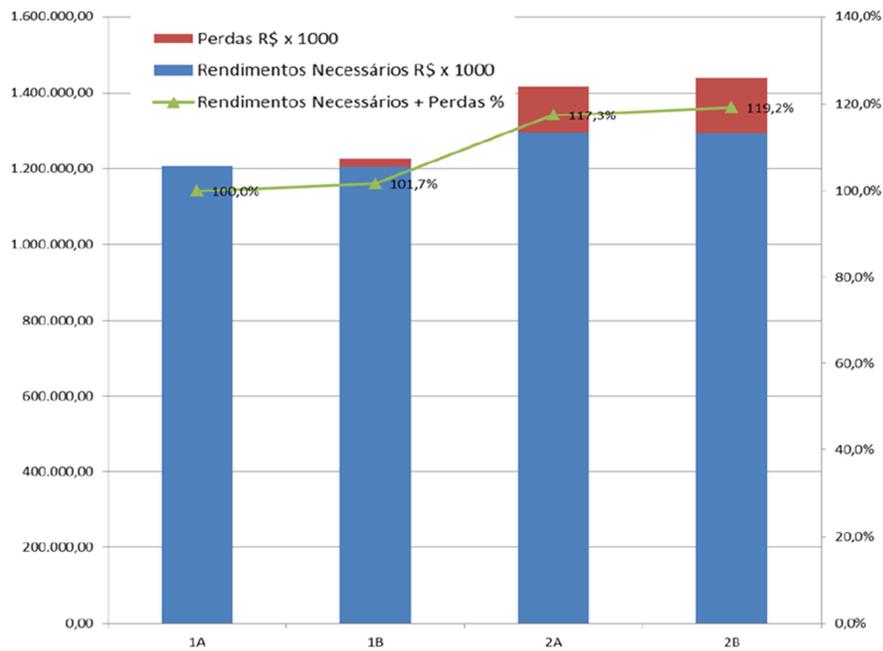


Figura A.4: Evaluación económica alternativas de transmisión, Brasil [15]

Los costos unitarios para la valorización de un proyecto de transmisión son determinados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) en la base Referencia de Precios. En tanto, el ítem de pérdidas eléctricas para un proyecto se entiende como la diferencia de dicho valor con la opción que presenta menores costos por pérdidas. Así, la alternativa con menores pérdidas no tiene un costo asociado por este concepto.

Cabe destacar que el costo unitario utilizado para valorizar las pérdidas también es determinado por la ANEEL, y es igual al Costo Marginal de la Expansión de Generación, que se calcula como un promedio de la energía generada futura ponderado por los precios de las Subastas de Energía Nueva (LEN) [15].

3. Colombia

3.1. Breve reseña del sistema

Colombia tiene una capacidad instalada de 15.489 MW, de los cuales un 70% es hidroelectricidad y cerca de un 30% es generación térmica a partir de gas o carbón. En el mercado participan empresas públicas, privadas y mixtas, y la energía se transa a través de una bolsa de energía (Mercado Spot) y contratos financieros de largo plazo. Además existen subastas para de Obligaciones de Energía Firme (OEF) que aseguran el suministro energético en caso de que el precio de la bolsa supere el precio de escases (costo variable de la central más cara) [16].

Cabe destacar que, en condiciones normales, los embalses son despachados de acuerdo a la oferta económica y no centralizadamente de acuerdo al valor estratégico del agua. En tanto la expansión de la transmisión se planifica centralmente por la *Unidad de Planificación Minero Energética (UPME)*.

3.2. Horizonte de planificación de la transmisión y periodicidad

Se planifica anualmente por medio del Plan de Expansión de Referencia de Generación – Transmisión. Este estudio tiene un horizonte de 15 años y determina las obras de transmisión a subastar [18]. Este plan es flexible en el mediano y largo plazo (10 y 15 años respectivamente).

Cabe destacar que previo al informe final, se genera un Plan de Expansión de la Transmisión Preliminar, luego del cual se reciben propuestas del *Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT)*, organismo en que participan los principales actores de los distintos segmentos del sistema eléctrico colombiano.

3.3. Tratamiento de la incertidumbre (escenarios)

Se consideran 3 escenarios en el corto plazo (primeros 5 años) y 14 escenarios en el mediano y largo plazo. En la construcción de éstos se toman en cuenta variaciones en diversos supuestos como la expansión de la generación, conexión de cargas importantes y niveles de penetración de ERNC. Para cada uno de estos escenarios se proyectan los precios del sistema para los años evaluados. Sin embargo para la expansión del sistema de transmisión solo se ocupa el escenario con la mayor expansión de la demanda.

3.4. Aspectos considerados en la evaluación de las alternativas de expansión de la transmisión

Los principales criterios son los requerimientos técnicos necesarios para operación segura del sistema en el corto plazo y largo plazo, y la relación costo-beneficio de los proyectos. El esquema presentado a continuación ilustra el proceso evaluativo de un proyecto para determinar si será considerado como una posible solución.

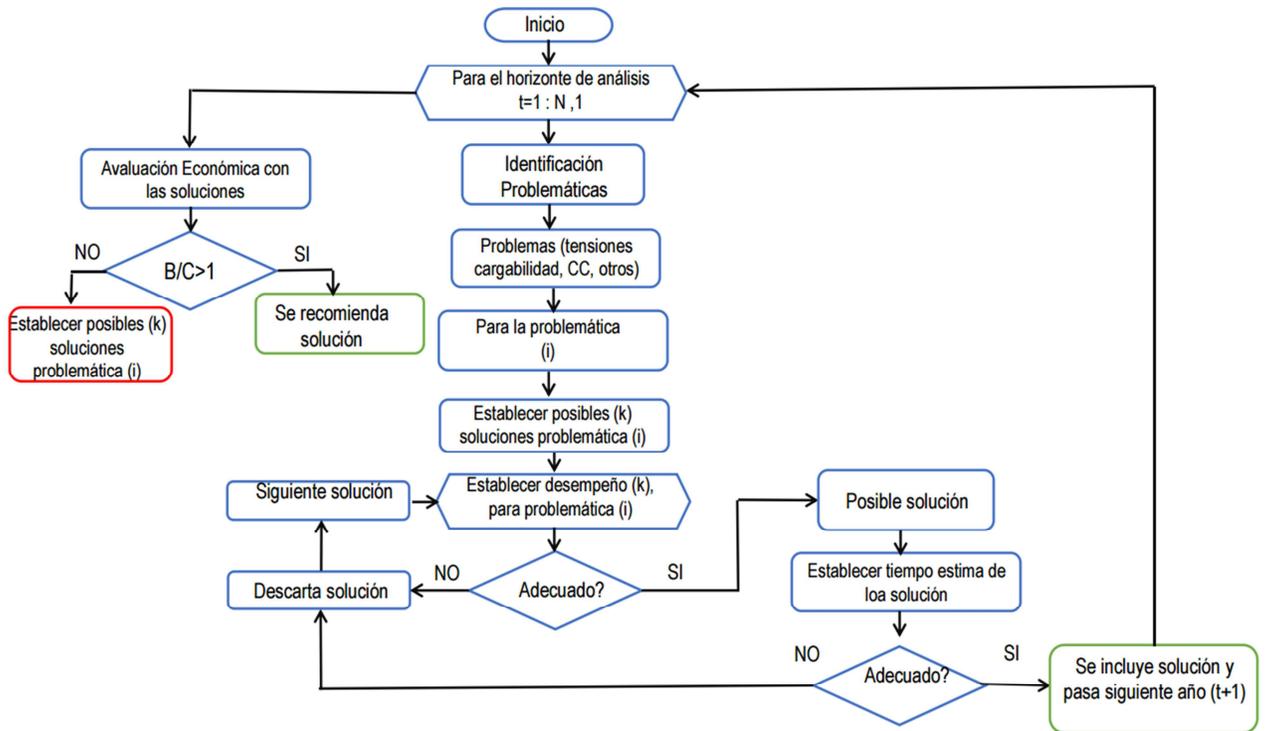


Figura A.5: Metodología para expansión de la Tx, Colombia [17]

De esta manera, se identifican primero los requerimientos técnicos de la red, luego se evalúan alternativas de acuerdo a su comportamiento eléctrico frente a distintas contingencias y condiciones de operación, para finalmente evaluar cada una de estas alternativas económicamente.

Así, cada problema identificado se resuelve licitando aquella alternativa plausible que presenta una relación costo-beneficio más conveniente. Luego de decidir los proyectos de expansión y/o ampliación, se consideran aspectos socio-ambientales a tener en cuenta para la realización de los mismos.

3.5. Evaluación económica: costos y beneficios

El beneficio es la suma de los beneficios por operar con centrales más baratas (ahorro en costo de operación), por la energía que se deja de racionar y pasa a abastecerse con el precio de escases que corresponde a la central más cara (confiabilidad energética por nuevas subastas de OEF) y el costo asociado a la energía no suministrada (costo de falla). Lo anterior se ilustra en detalle con la siguiente fórmula.

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Costo}} = \frac{\text{ENS} \cdot \text{CR} + \text{Ahorro en Costos de Operación} + \text{OEF}(\text{CR} - \text{PE})}{\text{CI} + \text{COEF}} \quad (\text{A.2})$$

Donde ENS corresponde a la Energía No Suministrada, CR es el Costo de Racionamiento (tiene cuatro niveles según porcentaje de desatención), OEF es la energía a comprometerse en nuevas licitación de OEF, PE es el Precio de Escases definido como el precio de la central

más cara, CI es el Costo de Inversión de la obra y COEF es el cargo por confiabilidad para los usuarios finales (precio de cierre de subastas OEF) [19].

4. UK

4.1. Breve reseña del sistema

El sistema consta de diversos subsistemas y una importante cantidad generación renovable eólica, de características *onshore* y *offshore*. Además está interconectado con líneas submarinas. Al año 2013 contaba con 91 GW y se componía fundamentalmente de Gas, Carbón, Petróleo Diésel, Nuclear, Eólica y otras fuentes renovables.

El despacho de las centrales se hace de manera centralizada (Pool) por el organismo a cargo de la operación del sistema que es el *National Grid*. En tanto, la planificación de la transmisión se realiza de manera centralizada por el trabajo conjunto de distintos organismos estatales.

4.2. Horizonte de planificación de la transmisión y periodicidad

La expansión de las redes de transmisión se planifica a través del ETYS (*Energy Ten Years Statment*) que tiene un horizonte de 10 años y se realiza anualmente con una actualización luego de 6 meses.

4.3. Tratamiento de la incertidumbre (escenarios)

El año 2014 se construyeron 4 escenarios llamados “*Future Energy Scenarios*” (publicados en otro estudio que también es anual) y que están basados principalmente en los input de *stakeholders* de distintos sectores de la industria. Dichos escenarios tienen un horizonte de 20 años y consideran aspectos económicos, políticos, tecnológicos, sociales y medioambientales.

Tabla A.1: Future Energy Scenarios 2014 (UK)

Escenario	Economía	Sustentabilidad
Low Carbon Life	Alto crecimiento económico	Bajo énfasis (mismas metas de emisiones actuales)
No Progression	Crecimiento lento e incierto	Bajo énfasis (mismas metas de emisiones actuales)
Gone Green	Alto crecimiento económico	Alto énfasis (nuevas metas de emisiones)
Slow Progression	Crecimiento lento e incierto	Alto énfasis (nuevas metas de emisiones)

Para cada uno de estos escenarios se construye una proyección de demanda y generación de energía (activa y reactiva), junto a un análisis de sensibilidades de las premisas utilizadas. El siguiente gráfico ejemplifica las proyecciones de expansión en la capacidad instalada eólica offshore para los distintos escenarios.

Finalmente, la decisión de expansión se toma considerando la alternativa más conveniente para cada escenario y utilizando el criterio Min-Max Regret. Cabe destacar que en dicho análisis los escenarios se consideran equiprobables.

4.4. Aspectos considerados en la evaluación de las alternativas de expansión de la transmisión

La expansión de la transmisión busca lograr una capacidad de transmisión que permita una operación económica y eficiente del sistema, y que sea capaz de conectar a los nuevos consumidores del mercado de la energía.

4.5. Evaluación económica: costos y beneficios

La operación del sistema para las distintas alternativas de expansión se modela utilizando el software ELSI (Electricity Scenario Illustrator). Este programa entrega los costos asociados a las restricciones de transmisión para las distintas zonas en que se modela la red, los que son usados como un input para el análisis costo beneficio. Dicho análisis se repite para cada uno de los escenarios construidos.

Cada una de las zonas modeladas tiene una capacidad de generación asociada, un porcentaje de la demanda total proyectada del sistema, y restricciones de transmisión dadas por la infraestructura actual operada con los criterios de seguridad y confiabilidad (N-1 o N-D con $D \geq 2$, según corresponda) [20].

De acuerdo a dicho análisis la realización de un proyecto tiene lugar siempre y cuando el valor presente neto de realizarlo (inversión) es menor al valor presente neto de los costos operacionales y de falla asociados a no realizarlo.

4.6. Otros aspectos relevantes

Llevar la energía desde la generación eólica *offshore* es uno de los principales desafíos de la planificación de la transmisión en este país. Además de esto, el sistema cuenta con interconexiones hacia otras islas, por lo cual existe una cantidad importante de líneas submarinas.

Además, el proceso de planificación separa los requerimientos de expansión en “*enabling*” y “*wider works*”. Los proyectos *enabling* permiten la conexión de un proyecto de generación específico, mientras que los proyectos de tipo *wider works* apuntan a liberar restricciones presentes en un sector determinado de la red, y son gatillados por varios proyectos de generación y/o cambios en el patrón de demanda. Los criterios específicos para aprobar uno u otro tipo de proyecto son distintos.

Finalmente, es importante señalar que la herramienta ELSI ha sido liberada al mercado con el objetivo de que las empresas puedan tener una aproximación más cercana al proceso de planificación del sistema de transmisión.

B. Anexo: Caso estudio costos marginales

Este anexo presenta los casos de estudio evaluados mediante la herramienta desarrollada para el análisis de los desacoples económicos del sistema mediante el estudio de los costos marginales por barra (ver Capítulo 3.4).

1. Caso estudio: Las Palmas – Pan de Azúcar 220 kV

Este proyecto fue evaluado en la Revisión Anual del ETT del año 2015, consiste en una línea de doble circuito en 220 kV entre las subestaciones Las Palmas y Pan de Azúcar en el norte del SIC. Contempla una capacidad de 500 MVA por circuito.

Tal como se explica en el cuerpo del presente informe, la modelación del sistema incluye 54 series hidrológicas, cada una de las cuales tiene una condición hidrológica determinada para las cuencas en función de los datos históricos disponibles. Por ejemplo, la cantidad de agua disponible en el sistema entre los años 2024 y 2027 puede variar significativamente de una serie hidrológica a otra, habiendo algunas que concentran más años lluviosos que otras.

1.1. Serie con años húmedos

De acuerdo a lo anterior, las figuras presentadas a continuación ilustran los resultados obtenidos para una serie hidrológica con predominancia de años húmedos en la ventana de tiempo observada (ver Tabla B.1). Cabe destacar que en el apartado 3.4.1.2 del cuerpo del presente informe se presentan los resultados obtenidos para la hidrología media, una simulación que representa el promedio de los resultados de las 54 series hidrológicas.

Tabla B.1: Serie hidrológica con años húmedos

Año	Dato histórico	Prob. excedencia²⁹
2021	75-76	89%
2022	76-77	52%
2023	77-78	16%
2024	78-79	25%
2025	79-80	32%
2026	80-81	7%
2027	81-82	48%
2028	82-83	4%

²⁹ La probabilidad de excedencia ordena las condiciones hidrológicas desde aquellas en que hubo mayor cantidad de agua (0%) hasta la que tuvo menos agua (100%).

1.1.1. Año a año

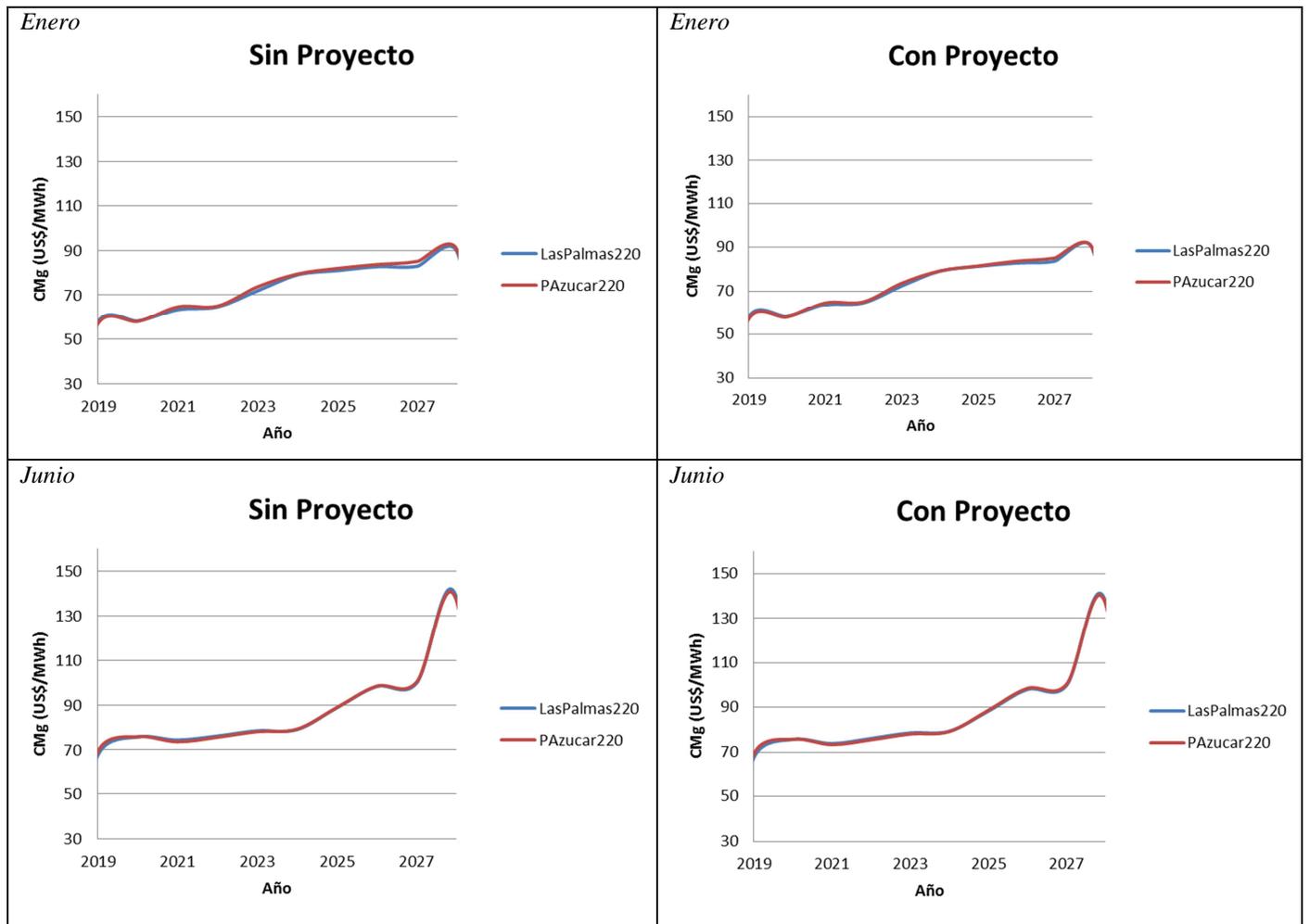
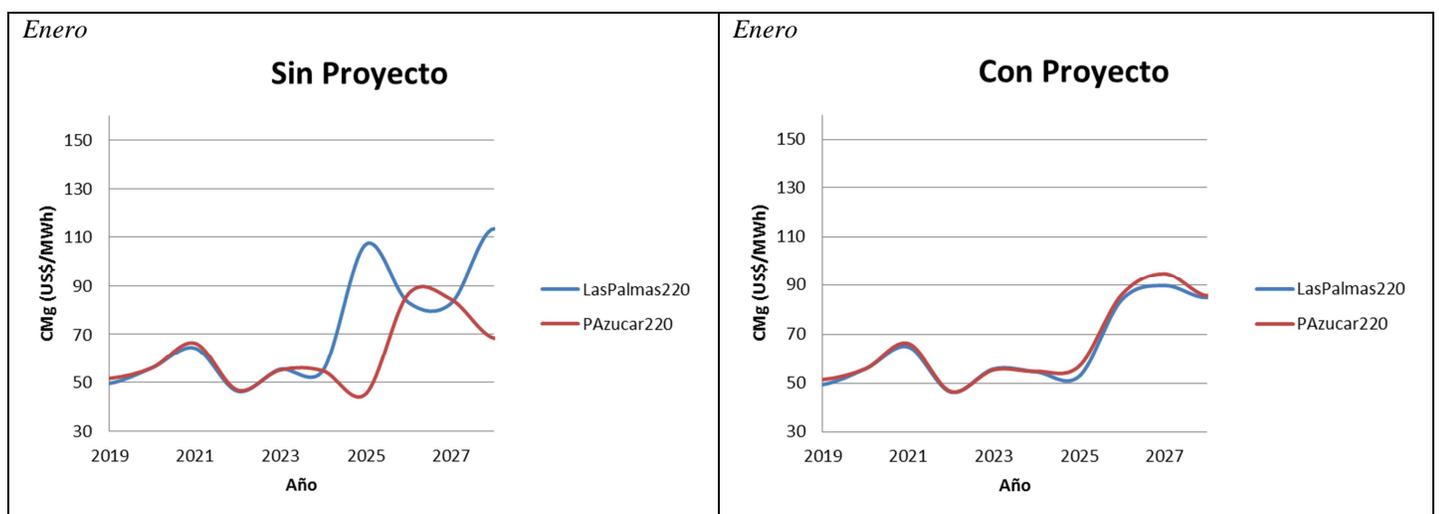


Figura B.1: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol



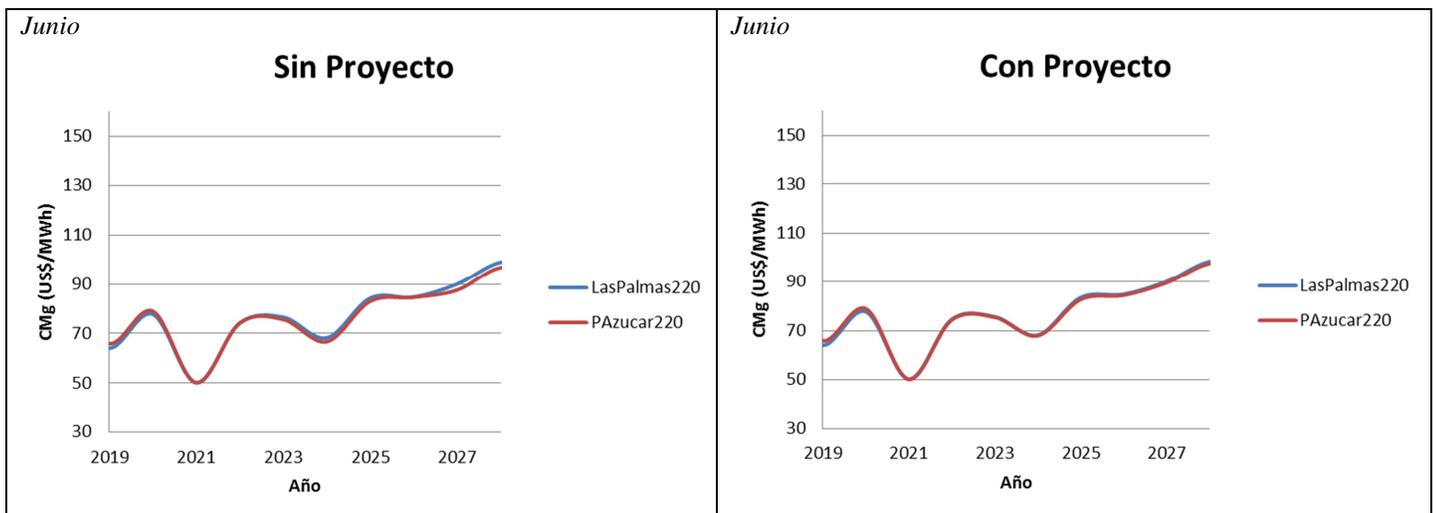


Figura B.2: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol

1.1.2. Por mes

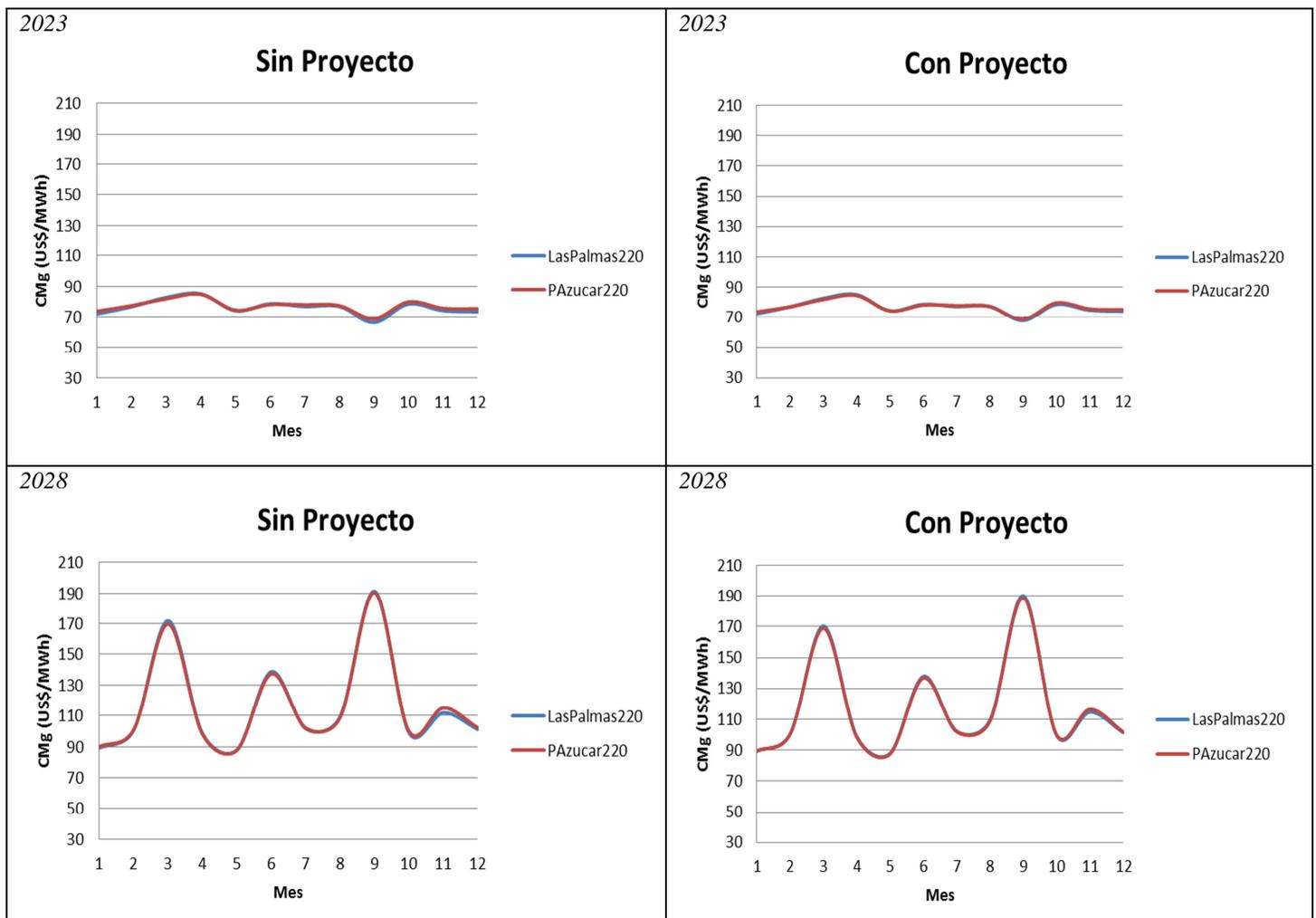


Figura B.3: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol

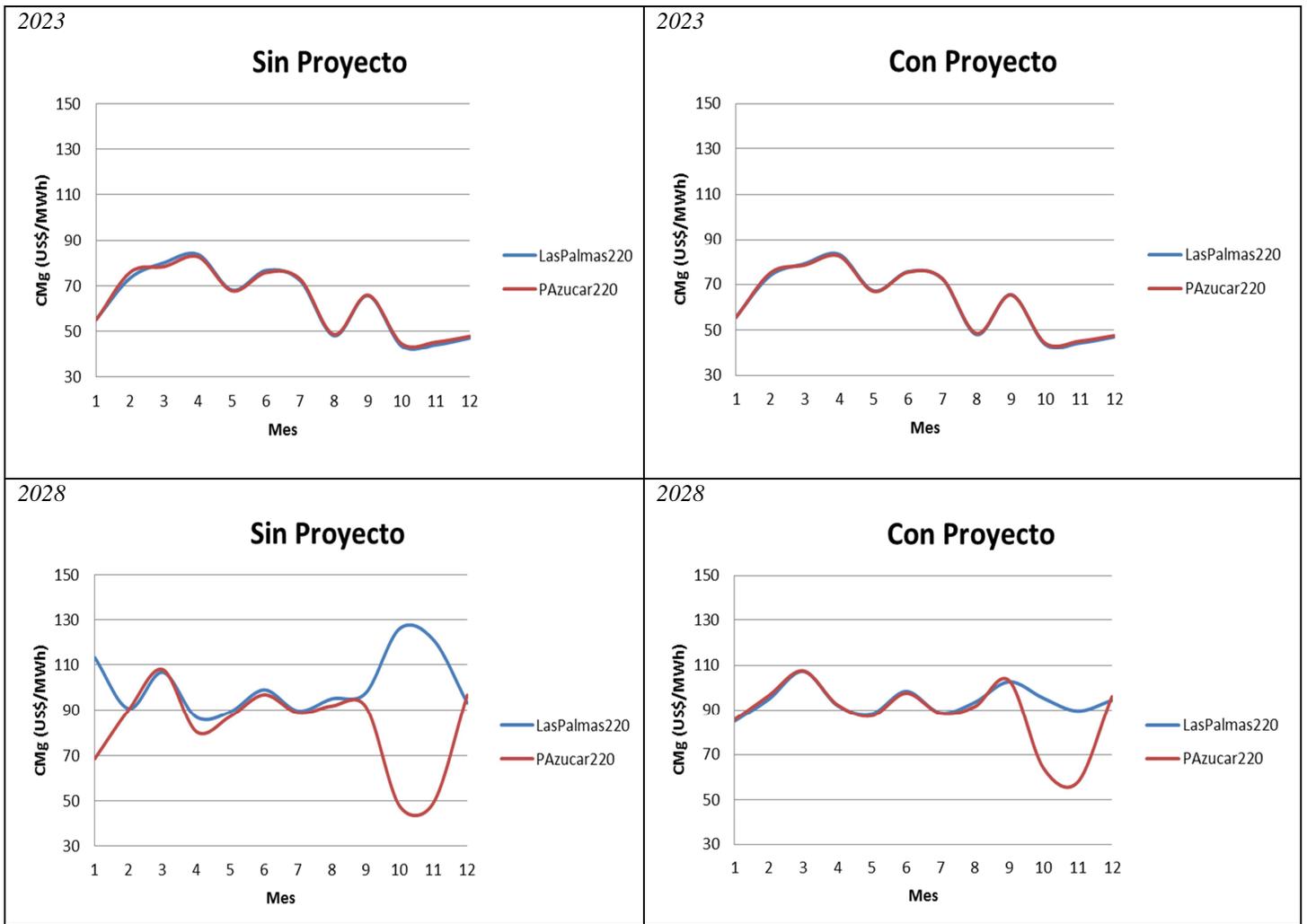
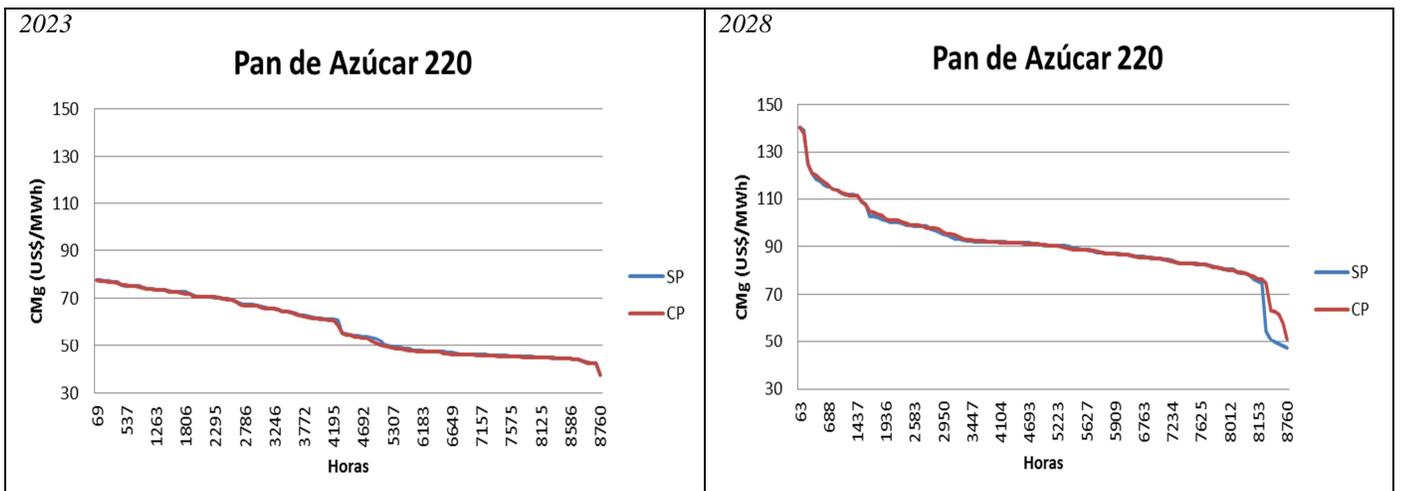


Figura B.4: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol

1.1.3. Curvas de duración anual



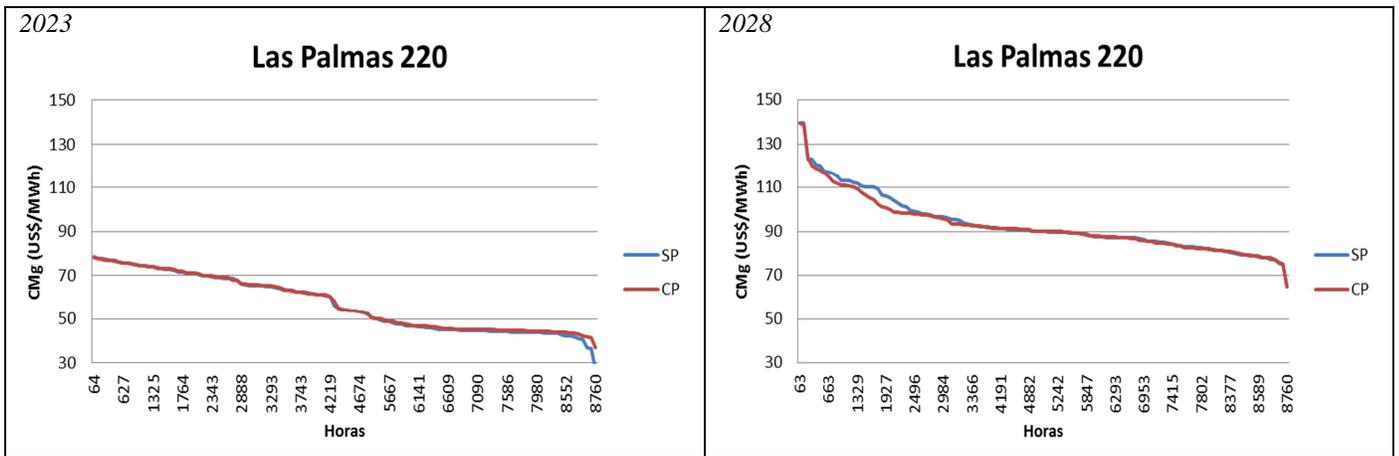


Figura B.5: Curva de duración del CMg por barra

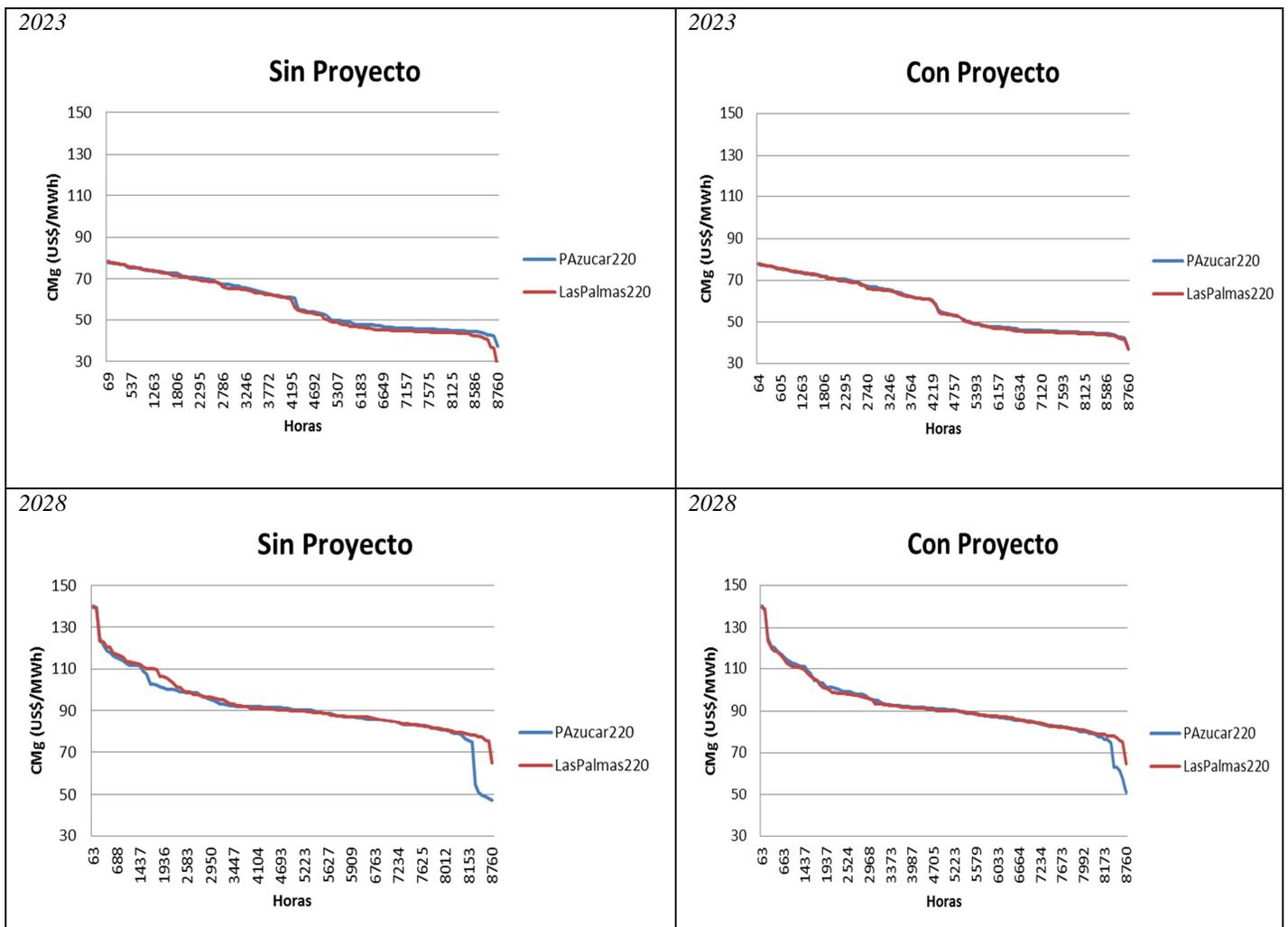


Figura B.6: Curva de duración del CMg, comparación entre barras

1.2. Serie con años secos

Por su parte, las siguientes figuras muestran los resultados obtenidos para una serie hidrológica con predominancia de años secos en la ventana de tiempo observada (ver Tabla B.2).

Tabla B.2: Serie hidrológica con años secos

Año	Dato histórico	Prob. Excedencia
2021	07-08	89%
2022	08-09	52%
2023	09-10	46%
2024	10-11	86%
2025	11-12	77%
2026	12-13	91%
2027	13-14	88%

1.2.1. Año a año

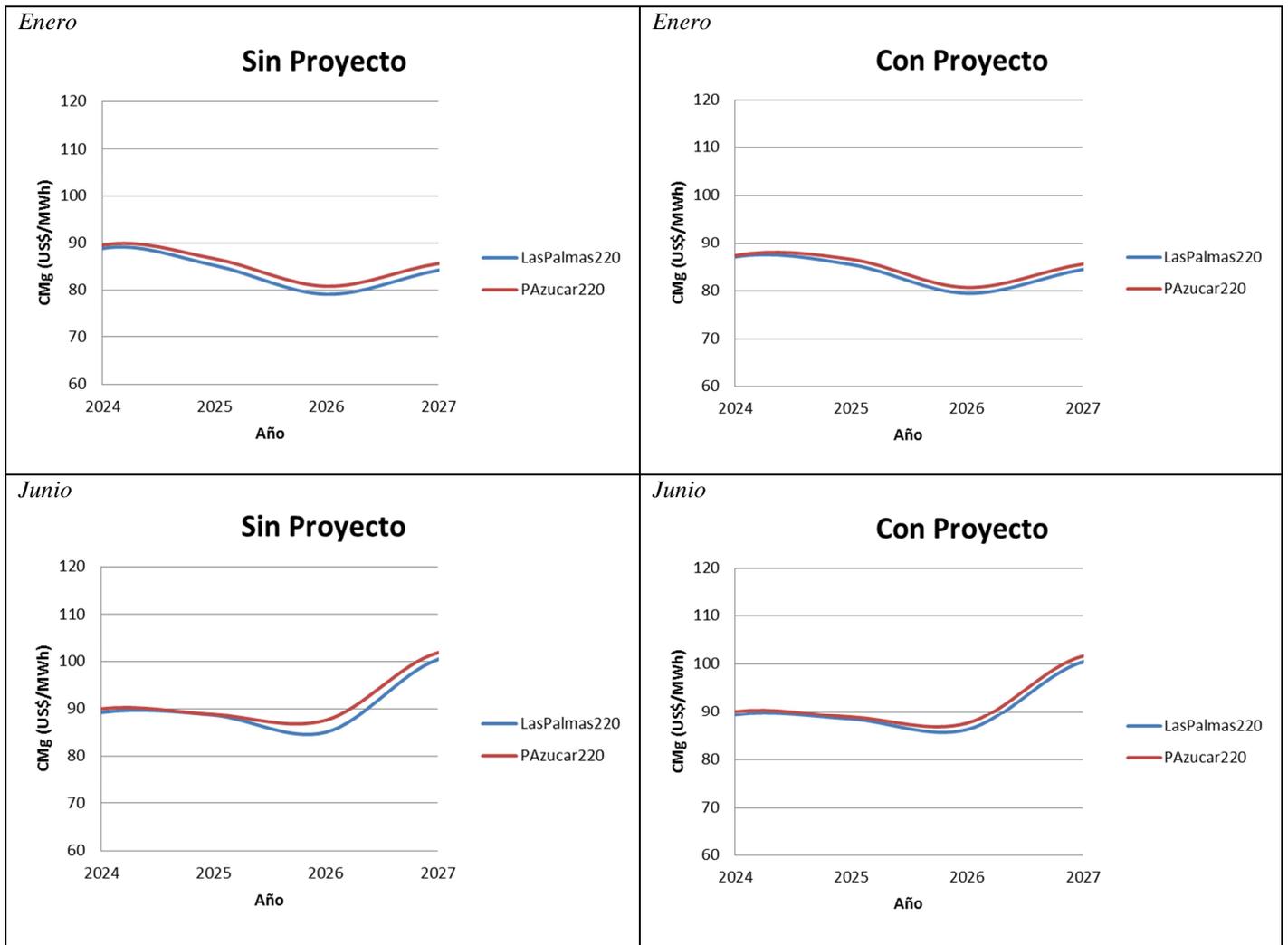


Figura B.7: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol

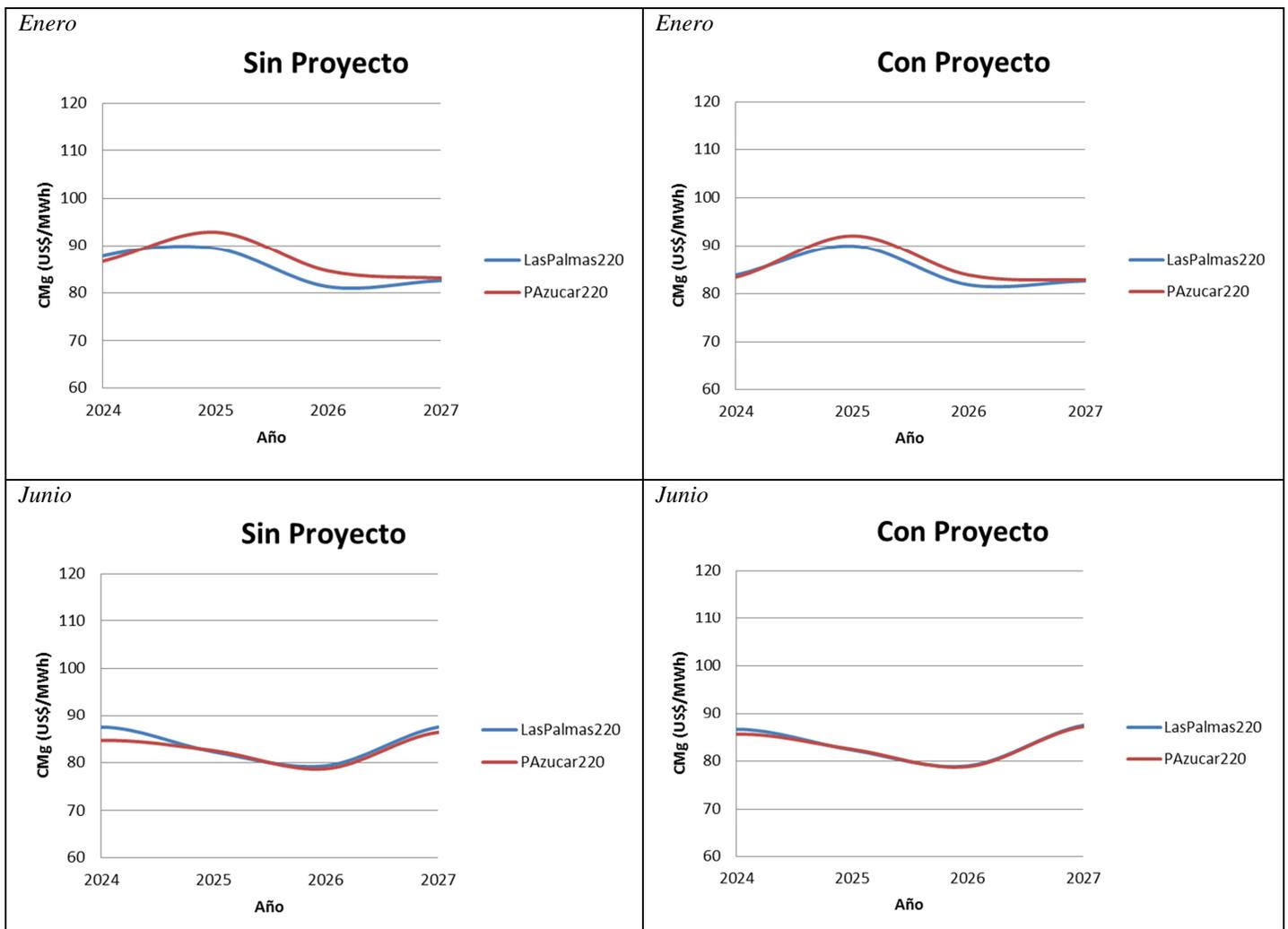
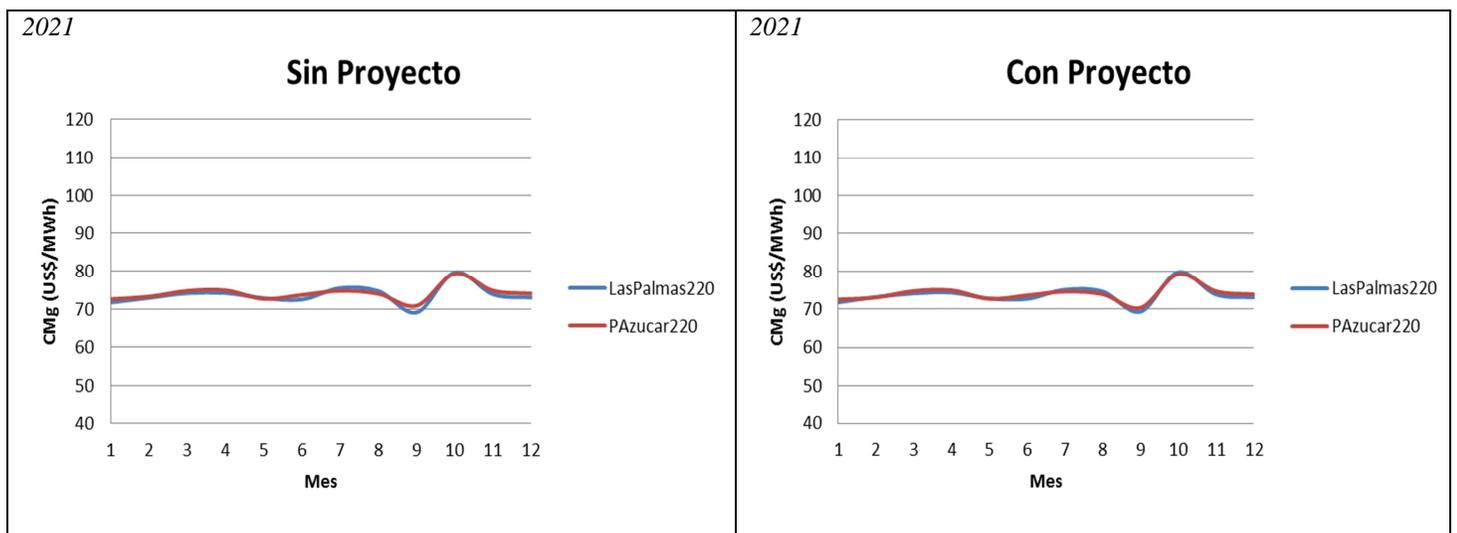


Figura B.8: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol

1.2.2. Por mes



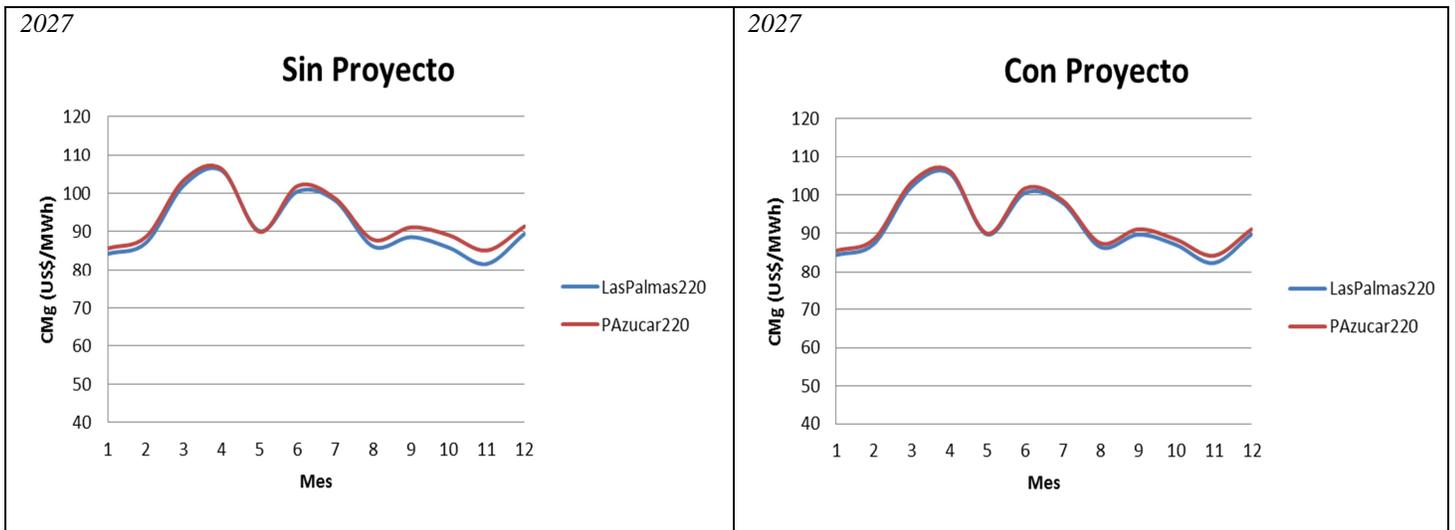


Figura B.9: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol

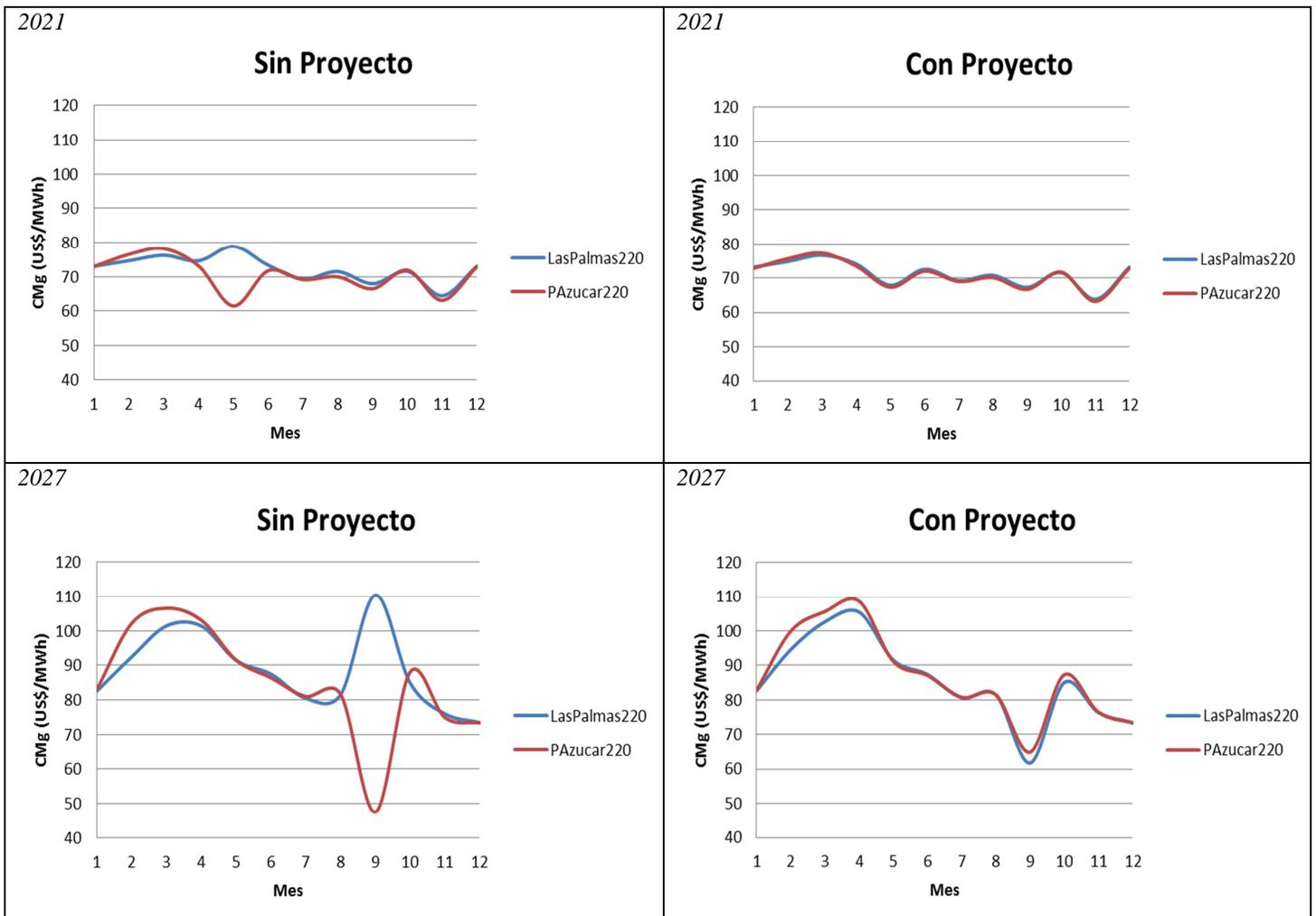


Figura B.10: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol

1.3. Comparación entre series

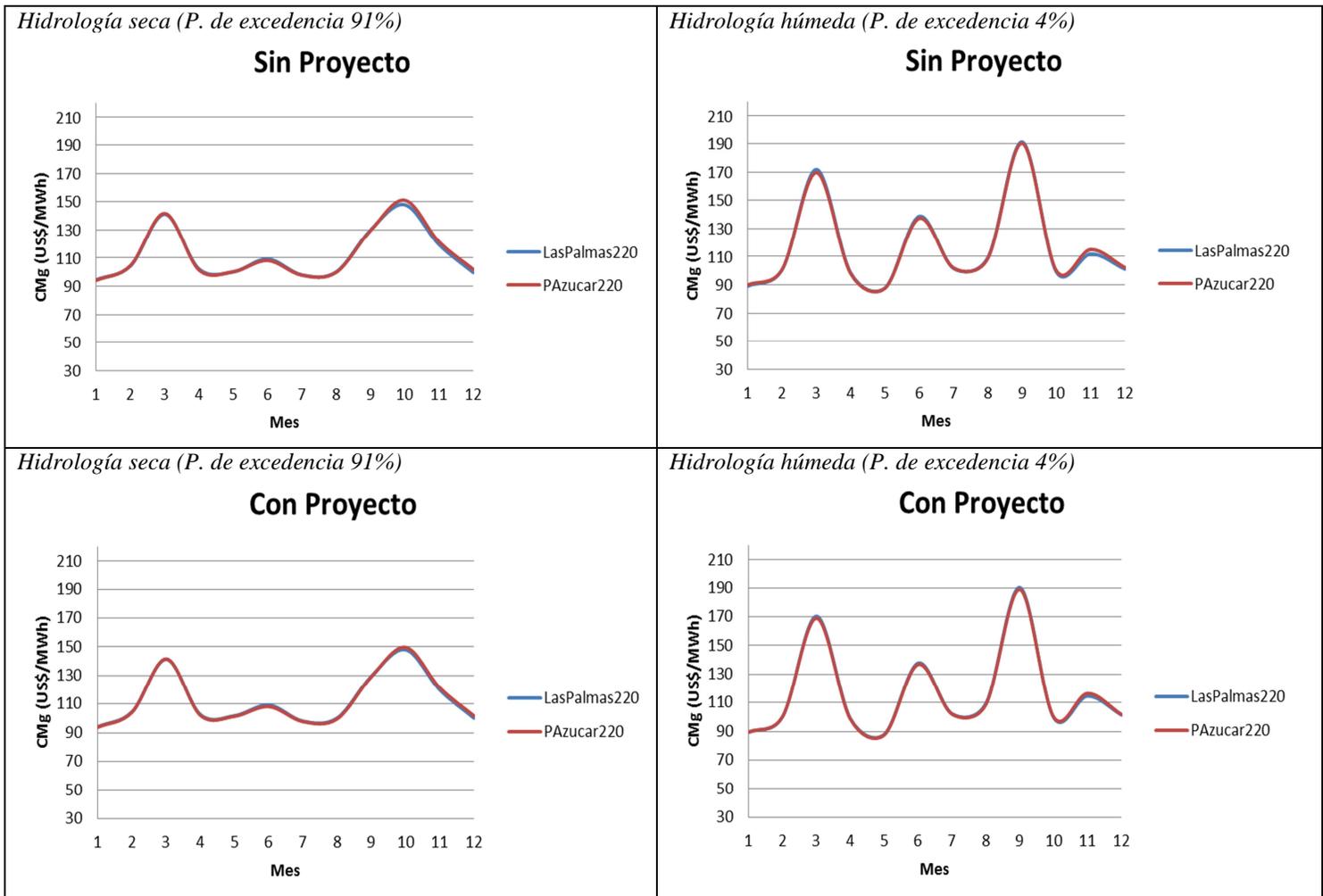
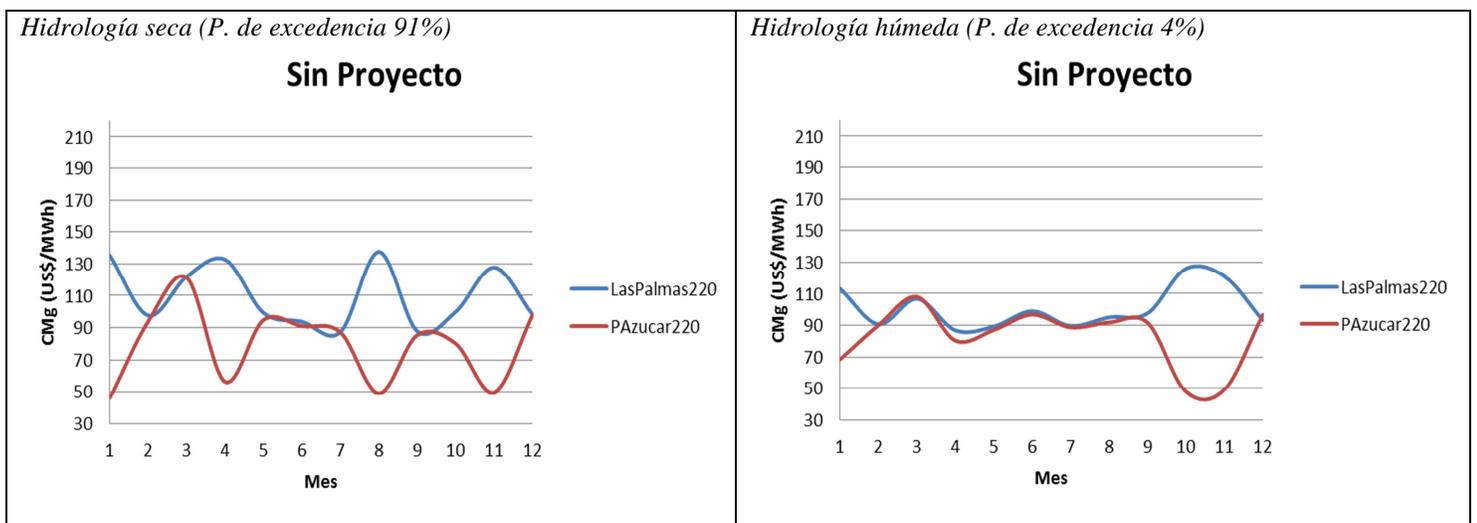


Figura B.11: Evolución del CMG en bloque de máxima demanda en horas sin sol, año 2028



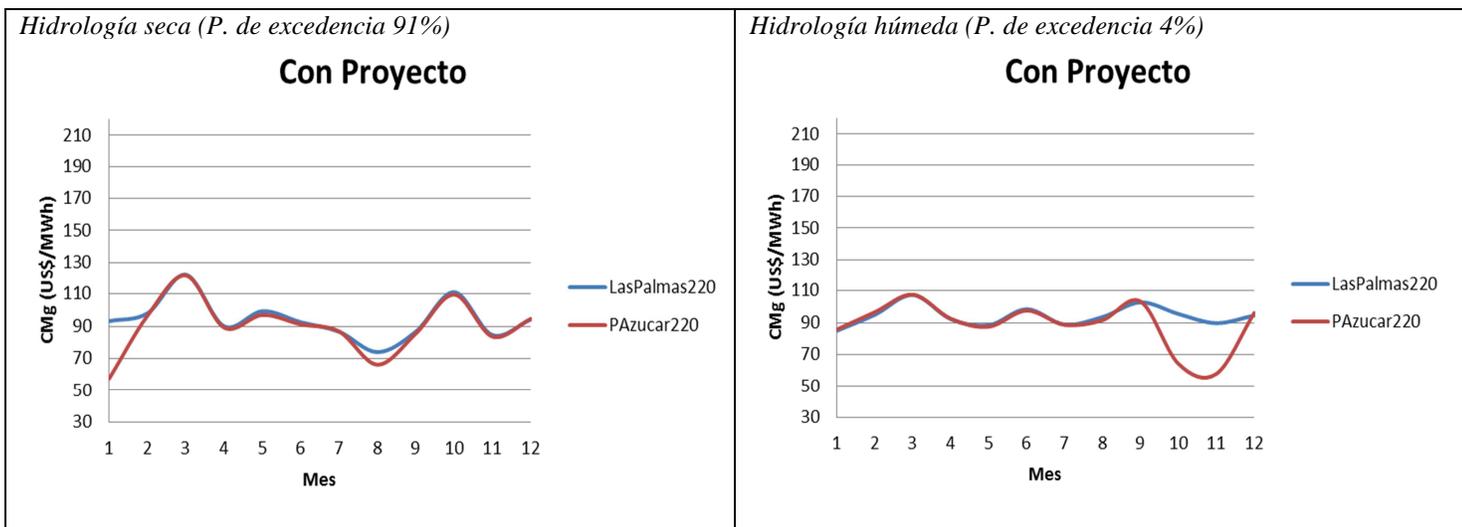


Figura B.12: Evolución del CMG en bloque de máxima demanda en horas con sol, año 2028

2. Caso estudio: Mulchén – Charrúa 500 kV (energizado en 220 kV)

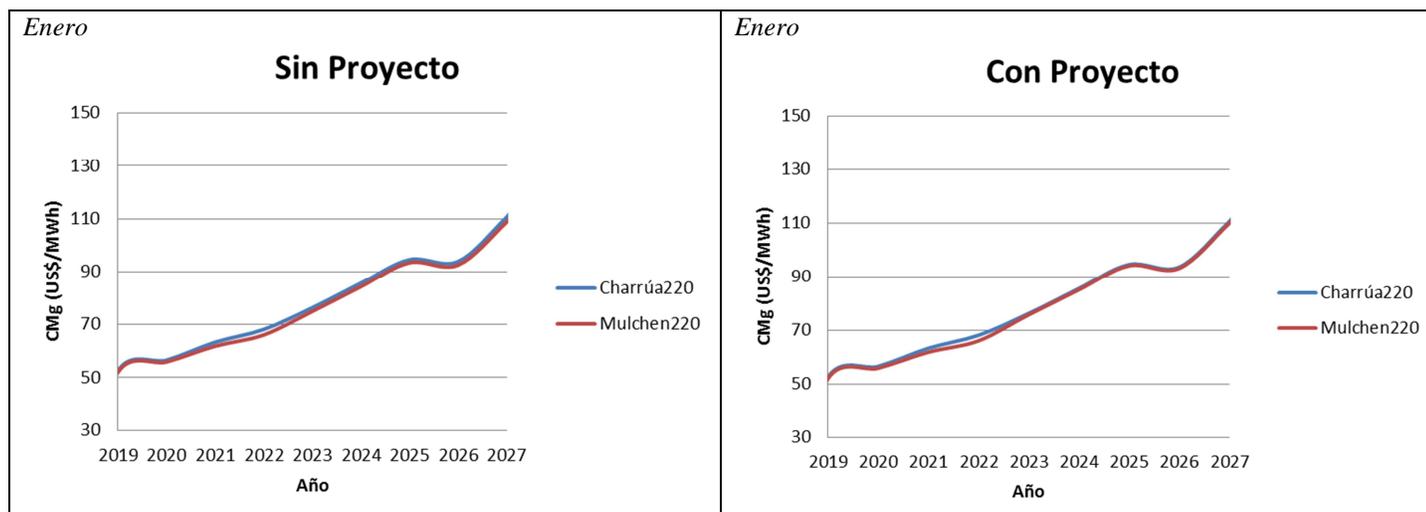
Este proyecto fue evaluado en la Revisión Anual del ETT del año 2015, consiste en una línea de doble circuito de 500 kV energizado en 220 kV entre las subestaciones Mulchén y Charrúa en el sur del SIC. Contempla una capacidad de 500 MVA por circuito.

Este tramo se ha evaluado en el Escenario Alternativo 2

2.1. Hidrología media

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para la serie hidrológica media. Cabe destacar que los resultados de la hidrología media corresponden al promedio de los resultados obtenidos para las 54 series hidrológicas simuladas en el PLP.

2.1.1. Año a año



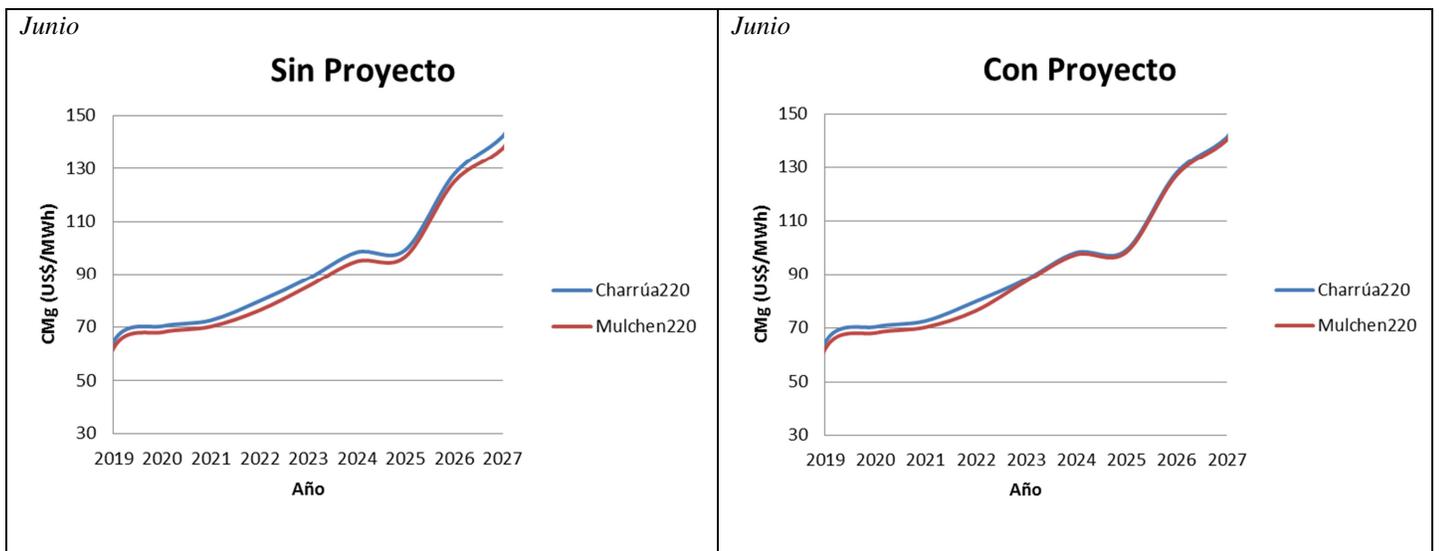


Figura B.13: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol

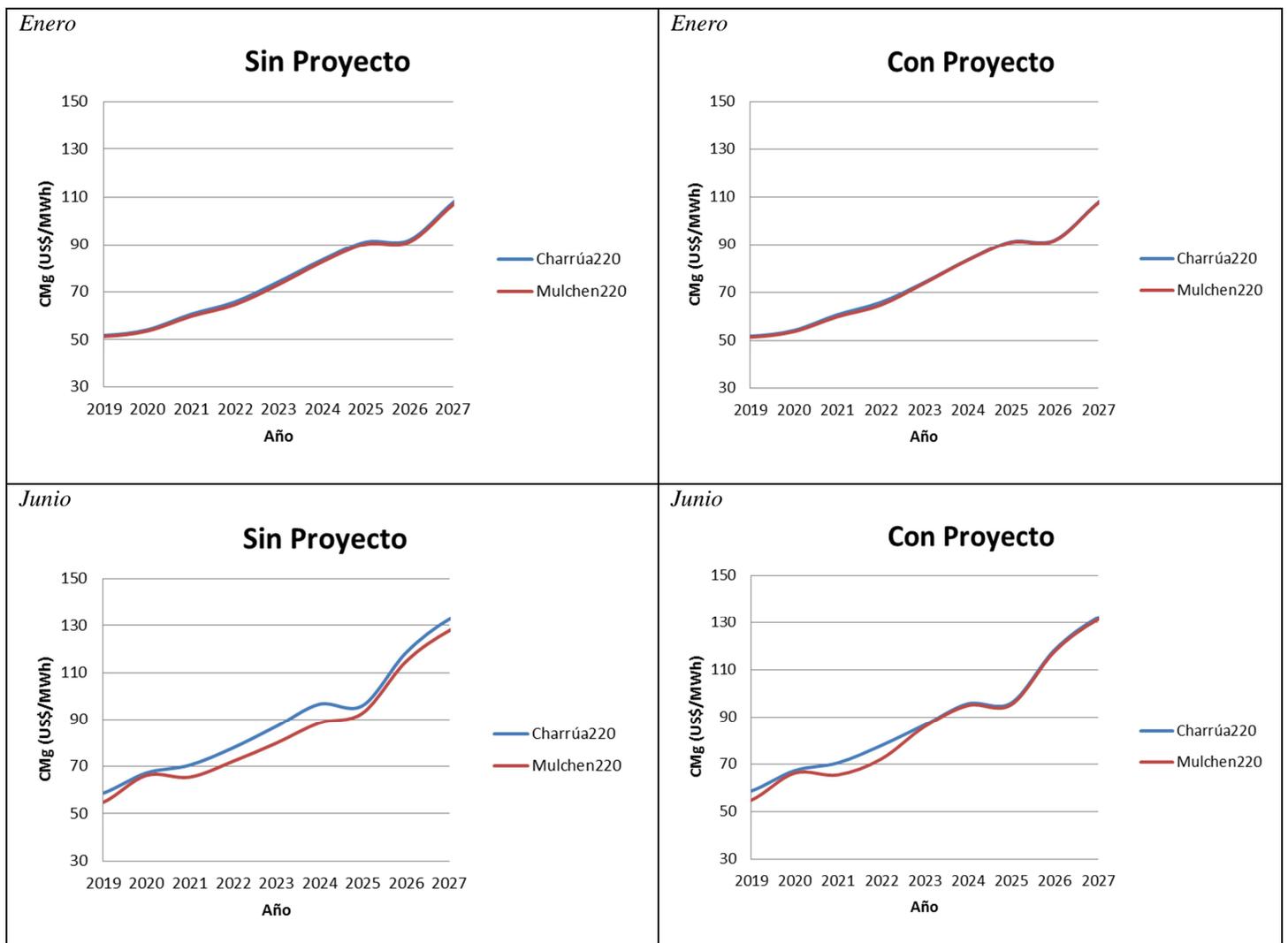


Figura B.14: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol

2.1.2. Por mes

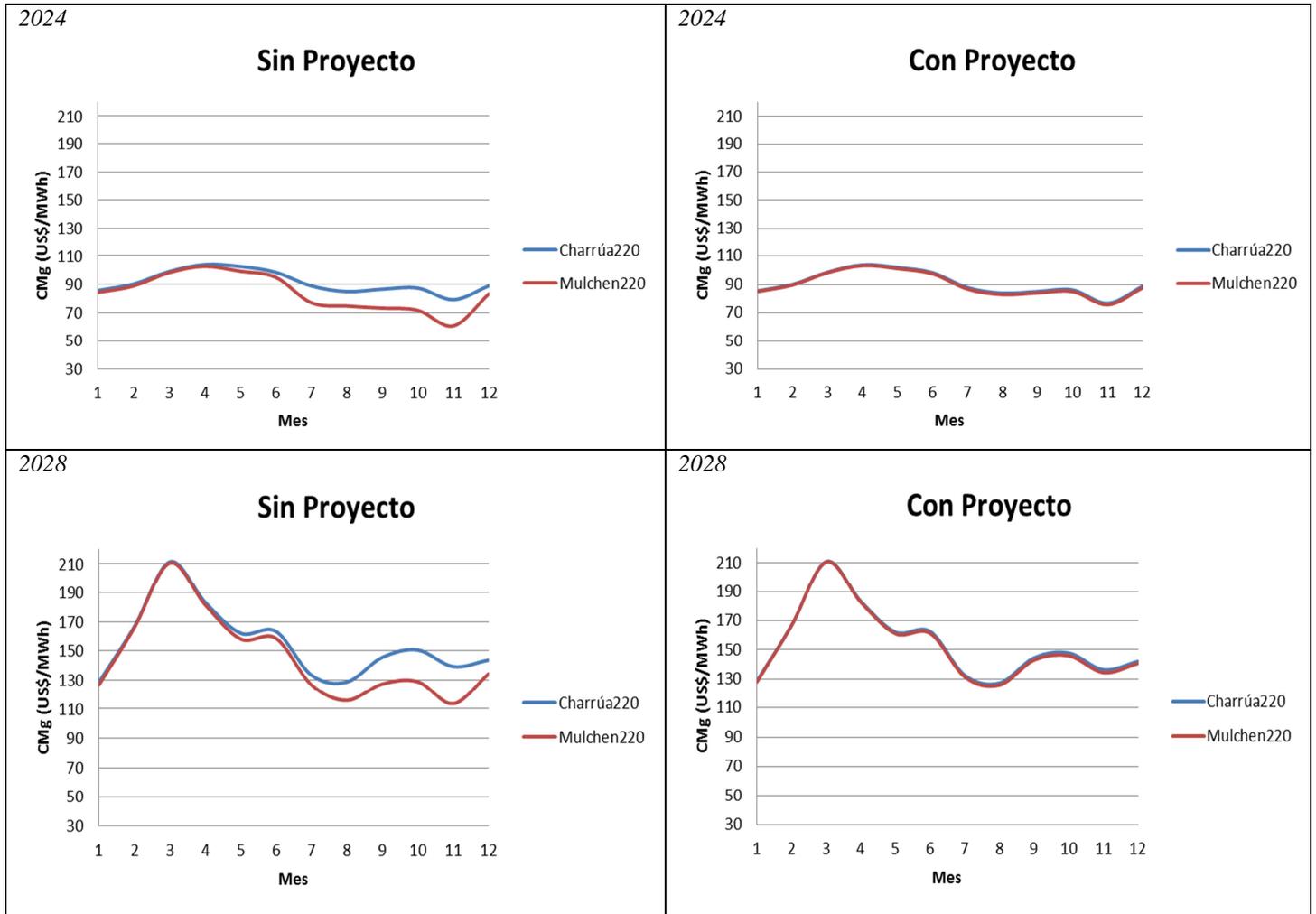
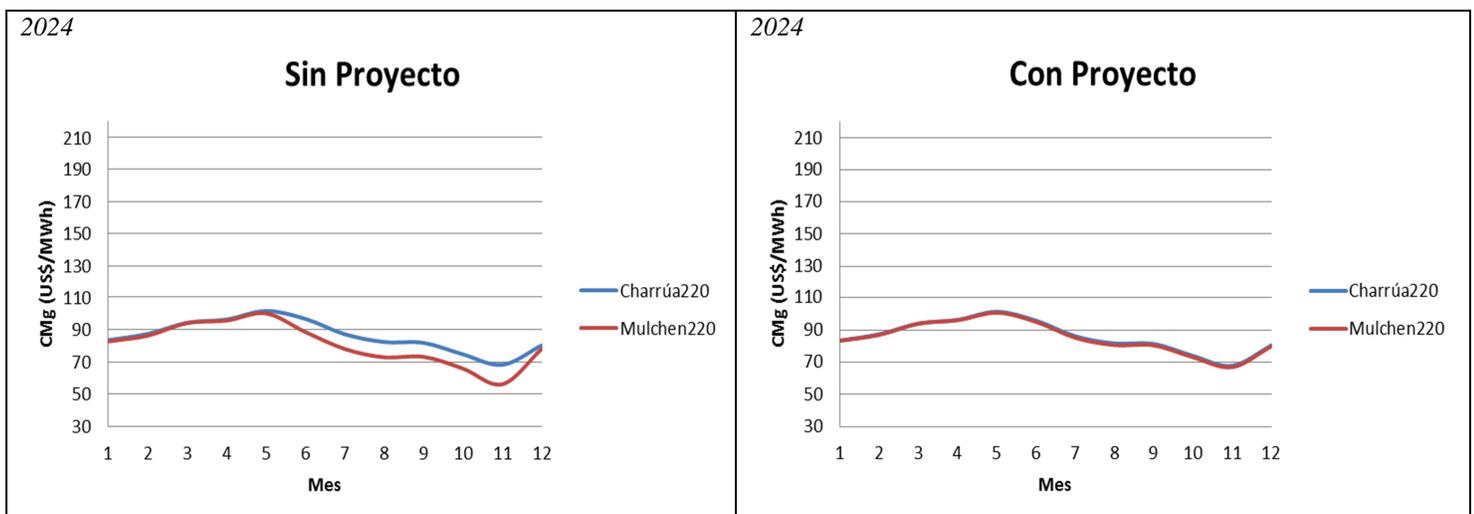


Figura B.15: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol



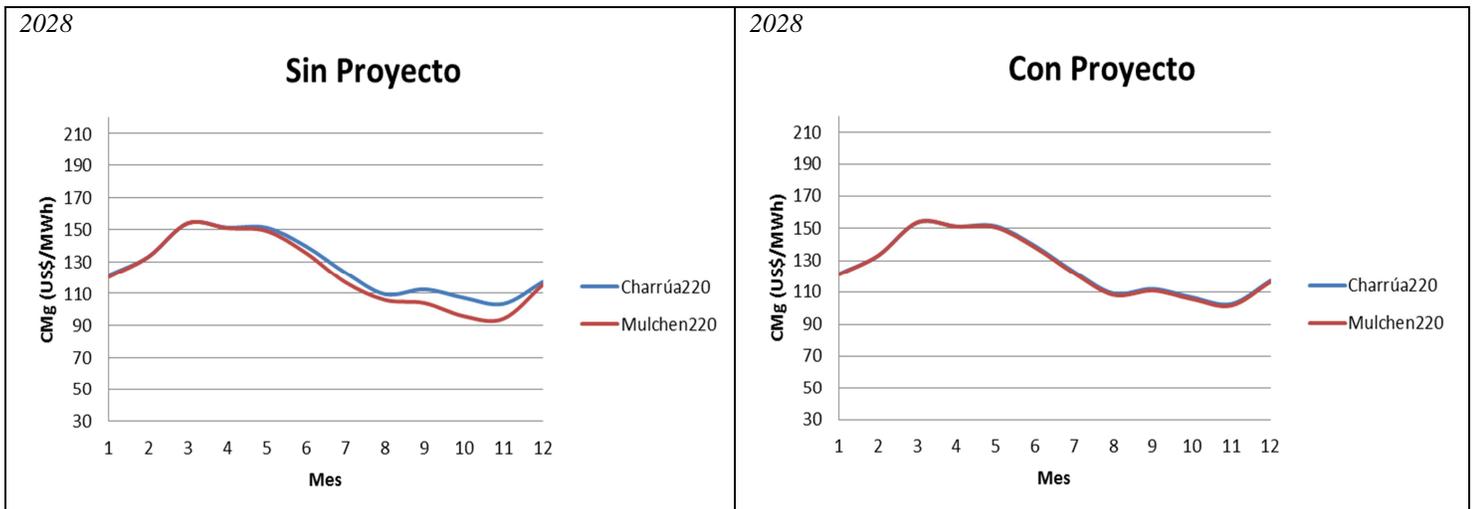


Figura B.16: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol

2.1.3. Curvas de duración por año

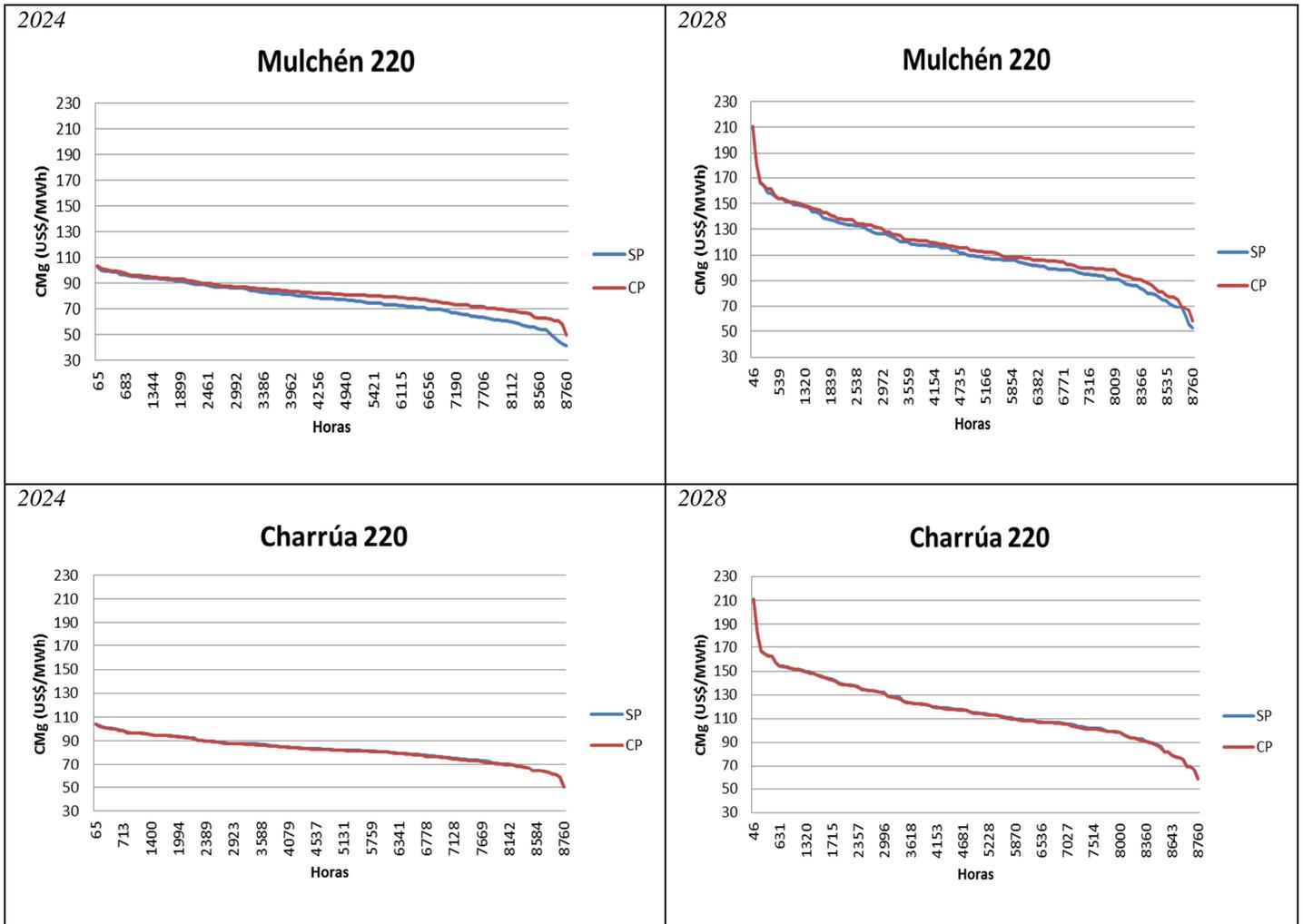


Figura B.17: Curva de duración del CMg por barra

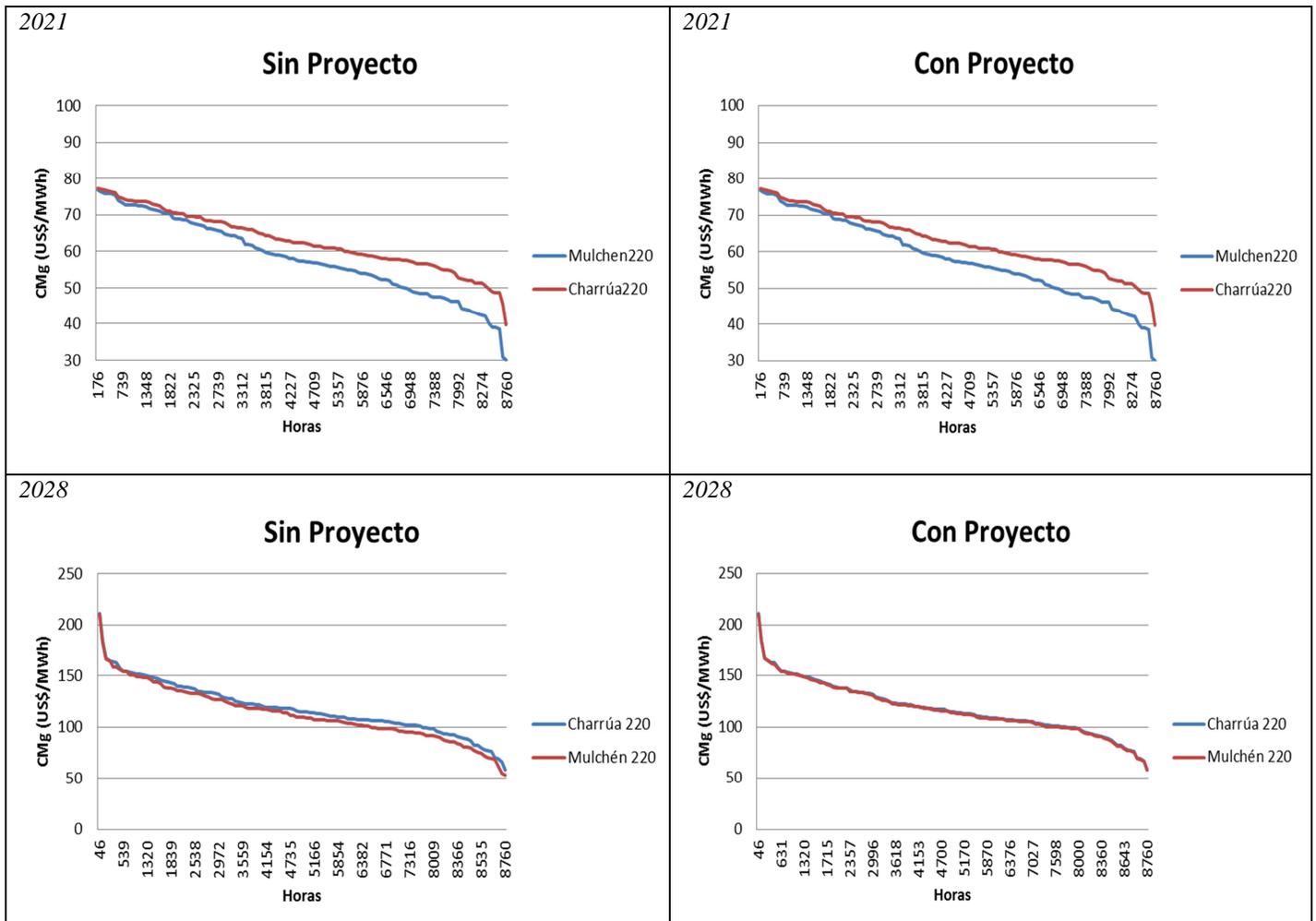


Figura B.18: Curva de duración del CMg, comparación entre barras

2.2. Serie con años húmedos

A continuación se presentan los resultados obtenidos para una serie hidrológica con predominancia de años húmedos en la ventana de tiempo observada (la misma que se ilustra en la Tabla B.1).

2.2.1. Año a año

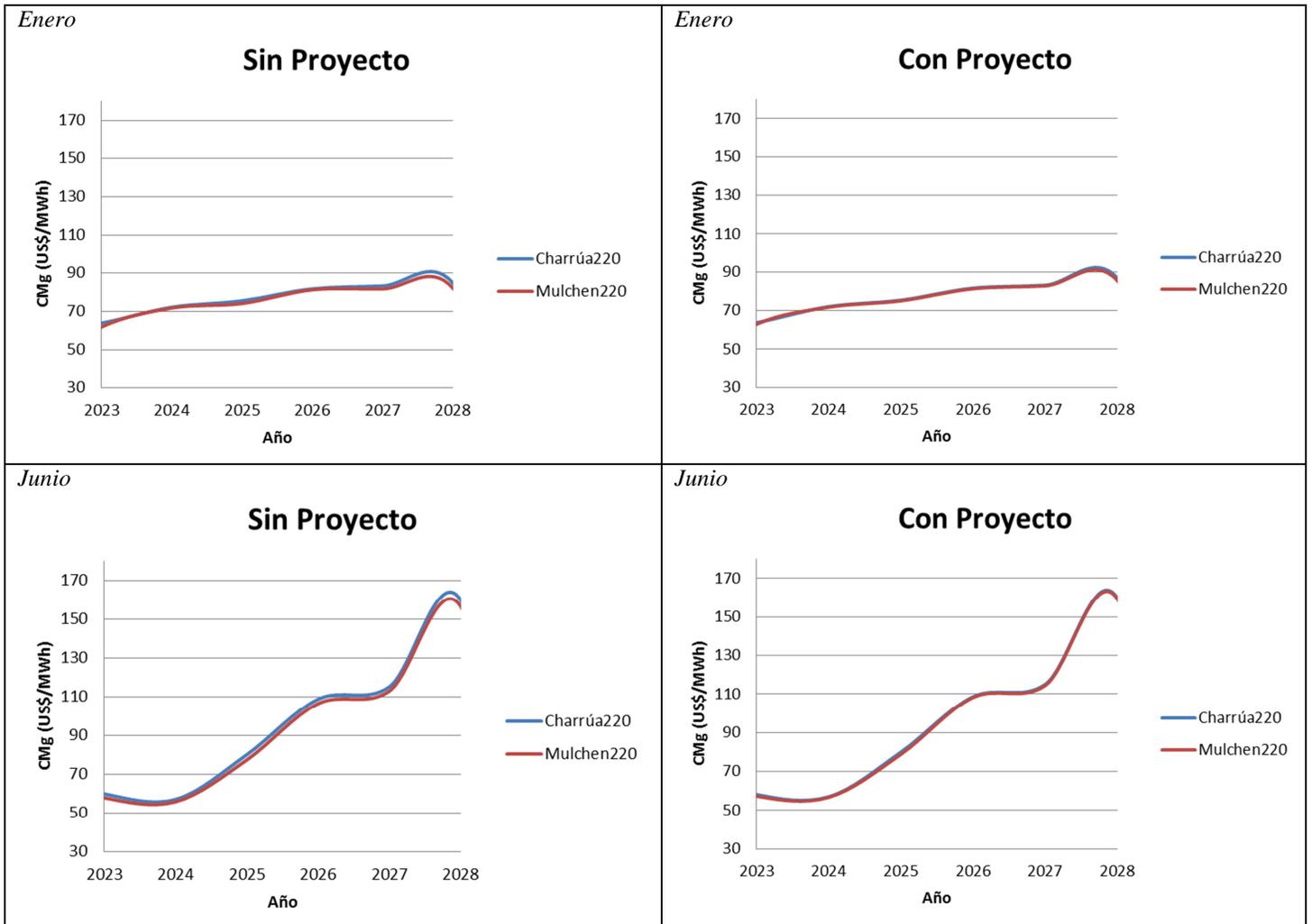
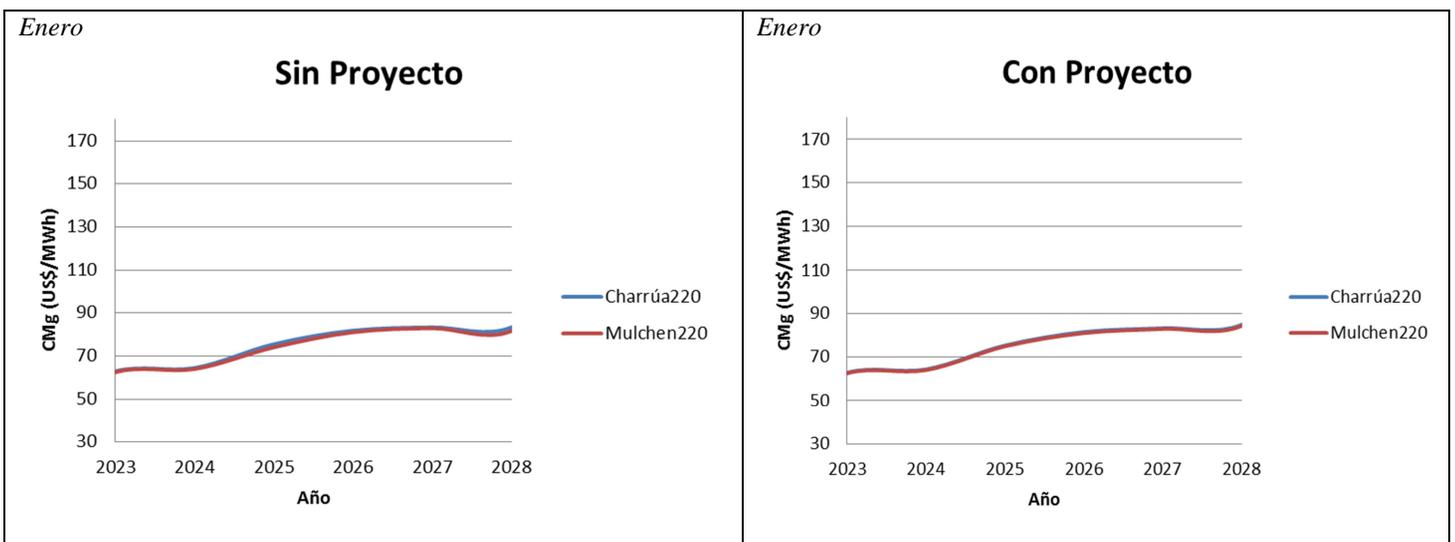


Figura B.19: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol



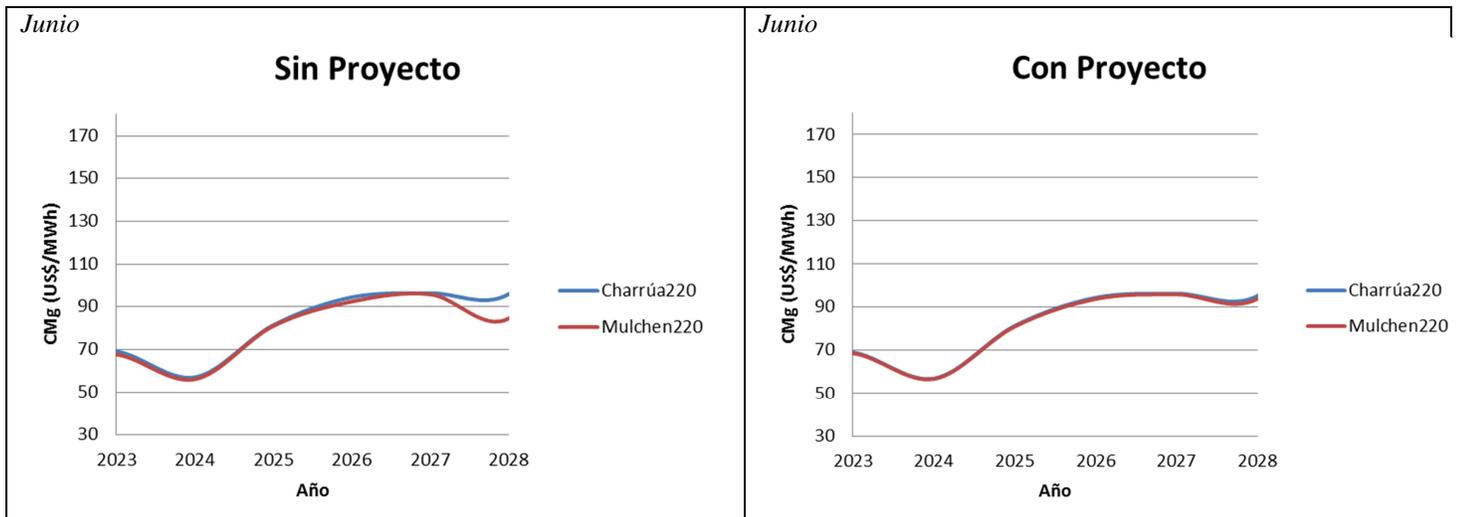


Figura B.20: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol

2.2.2. Por mes

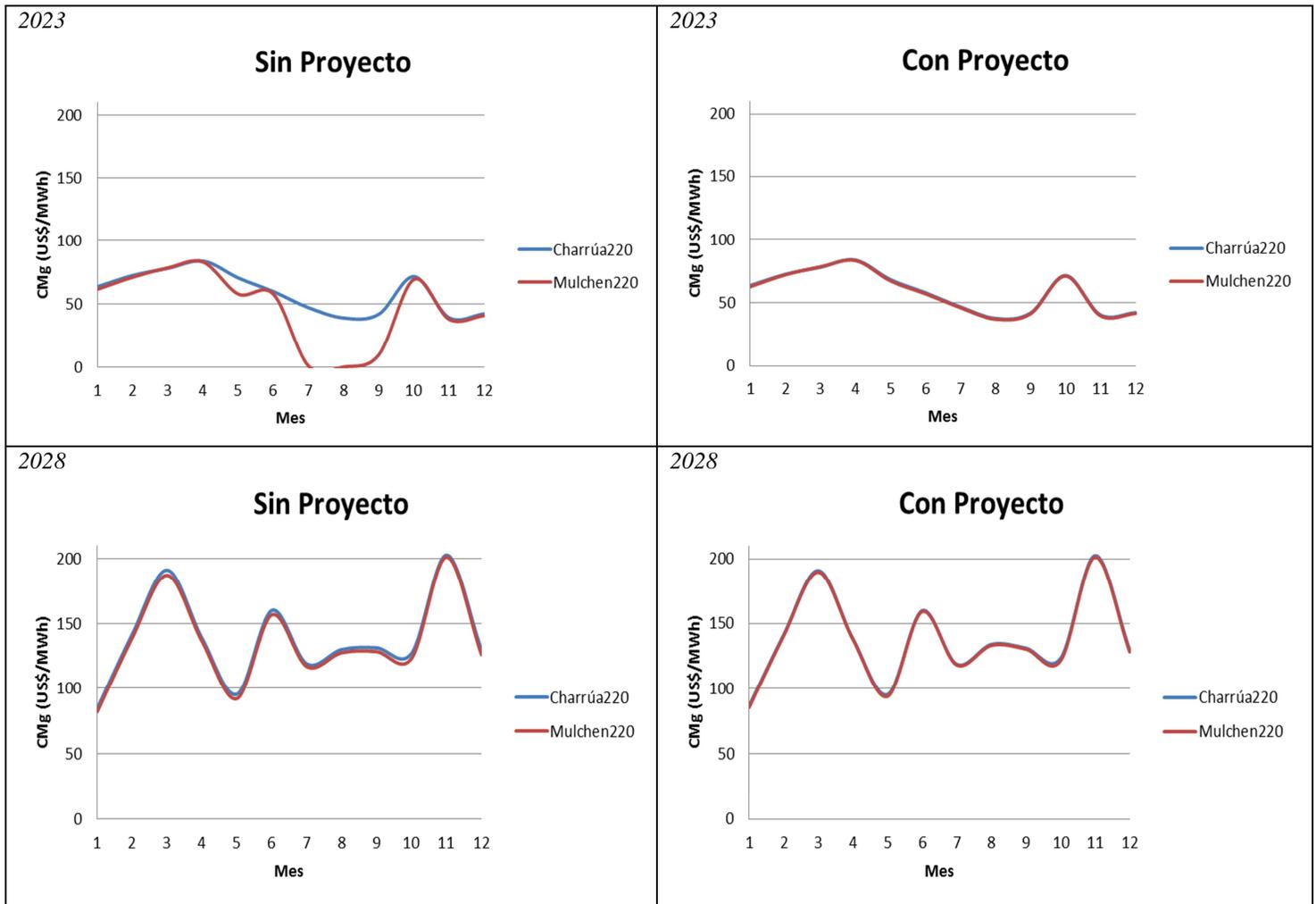


Figura B.21: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol

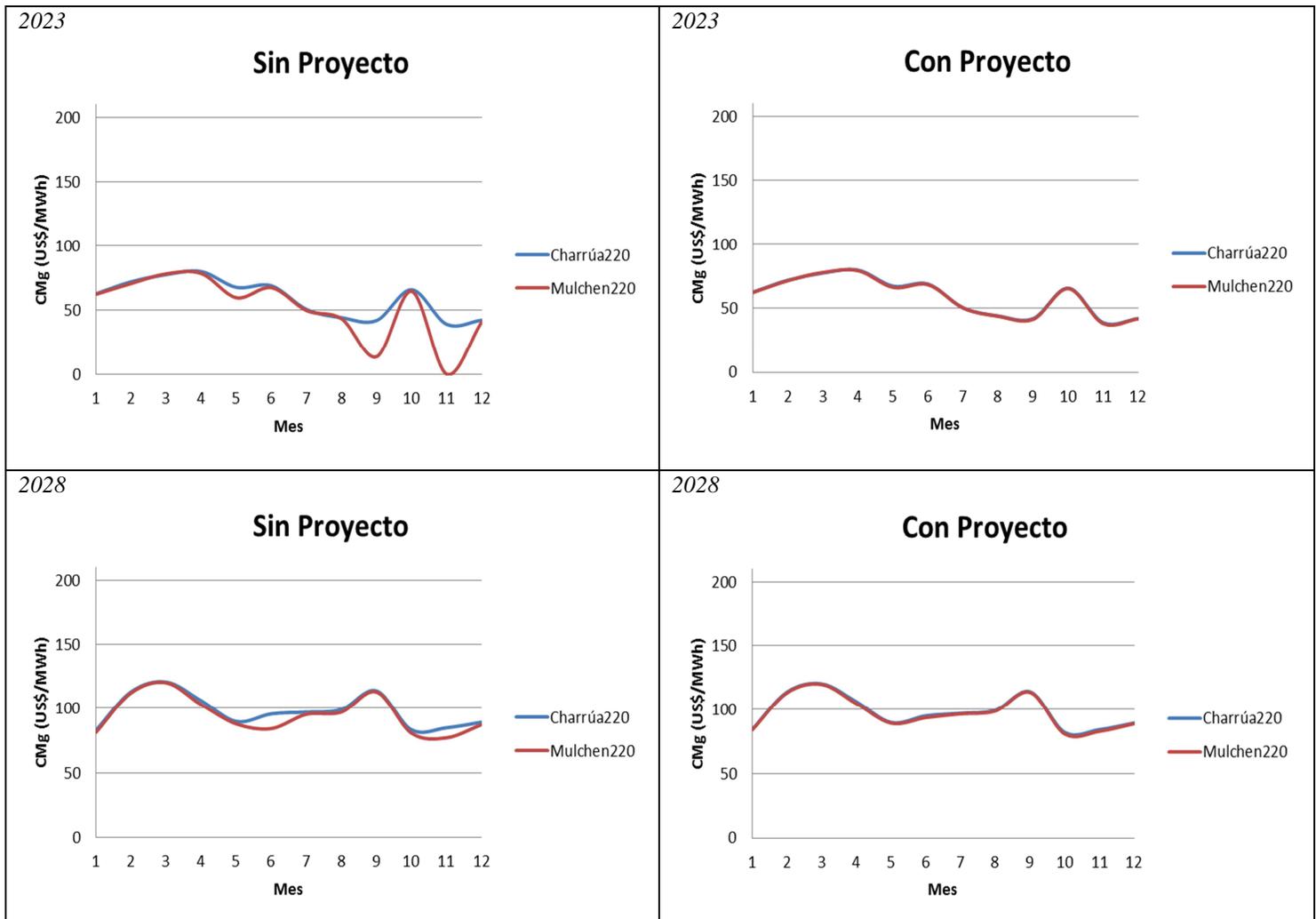
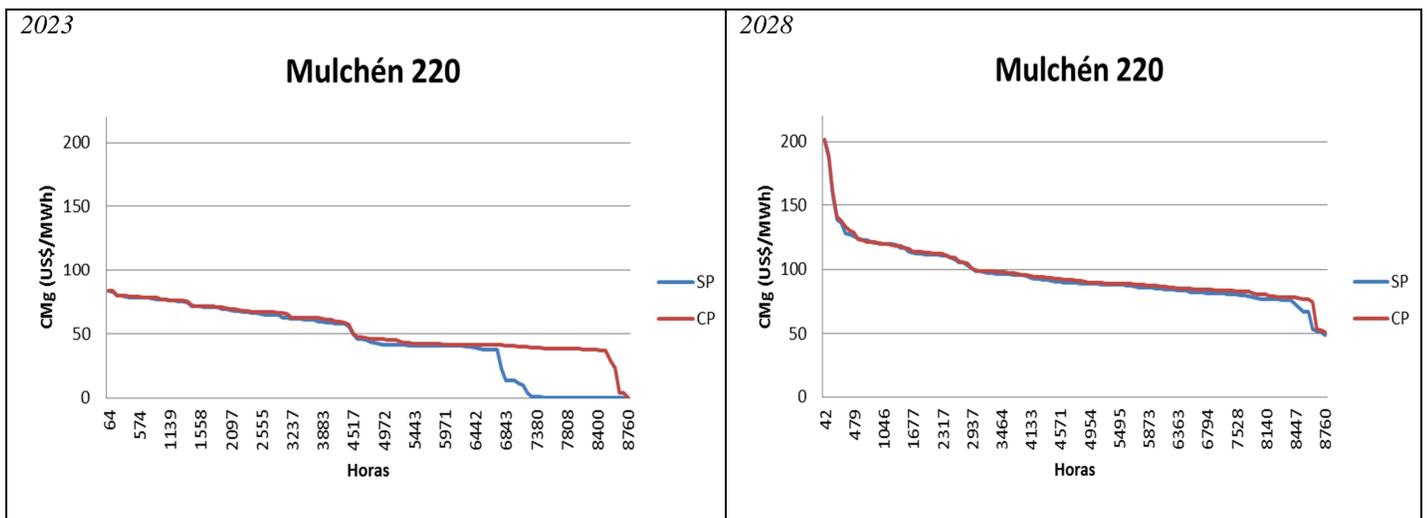


Figura B.22: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol

2.2.3. Curvas de duración



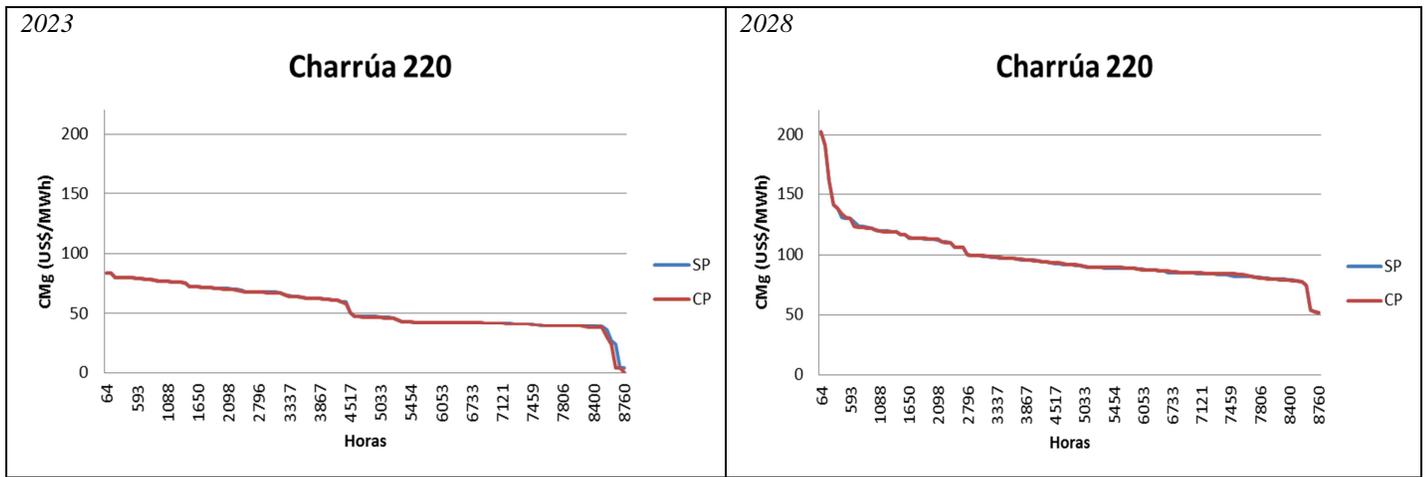


Figura B.23: Curva de duración del CMg por barra

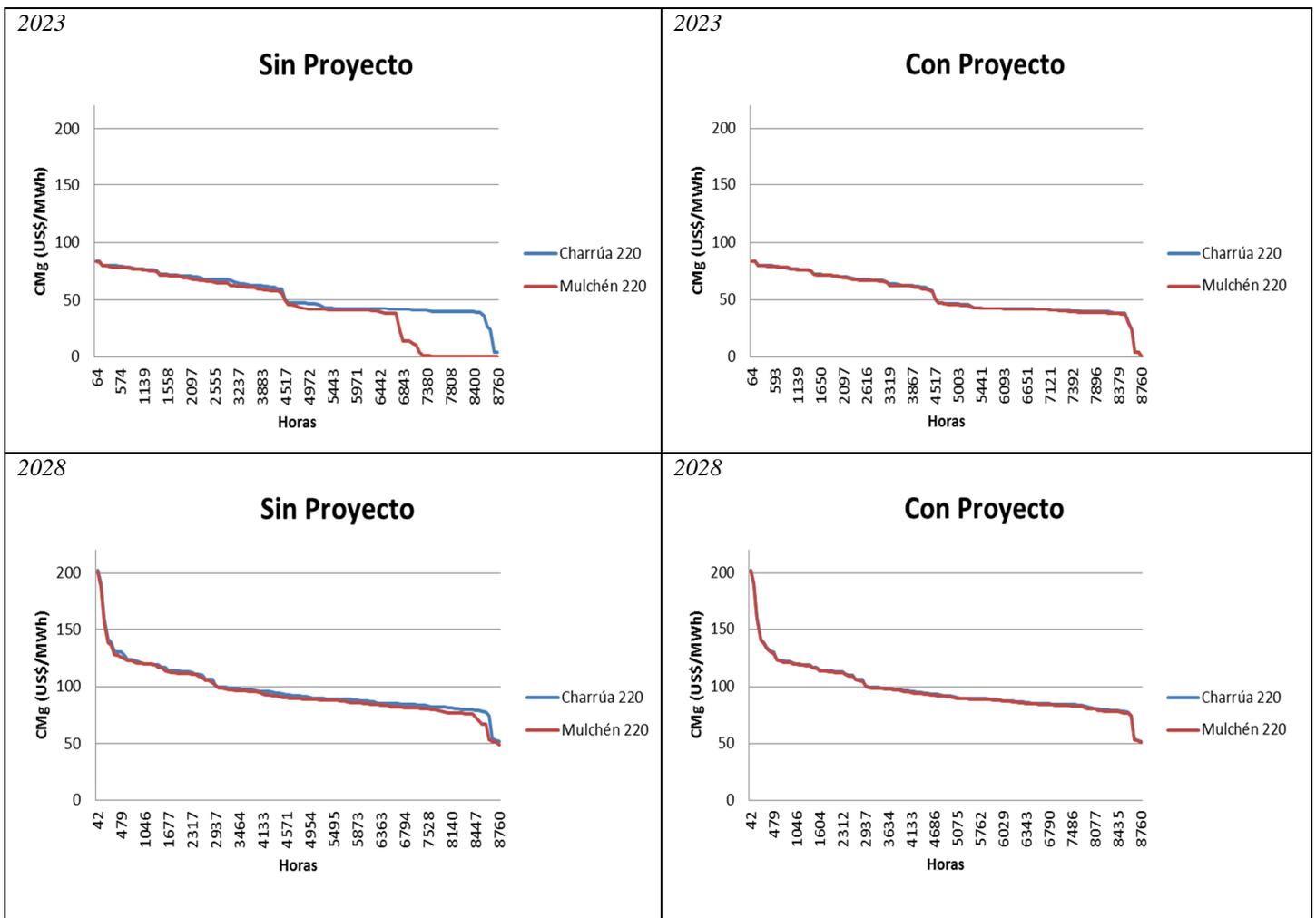


Figura B.24: Curva de duración del CMg, comparación entre barras

2.3.Serie con años secos

Los siguientes resultados corresponden a una serie hidrológica con predominancia de años secos en la ventana de tiempo observada (la misma que se ilustra en la Tabla B.2).

2.3.1. Año a año

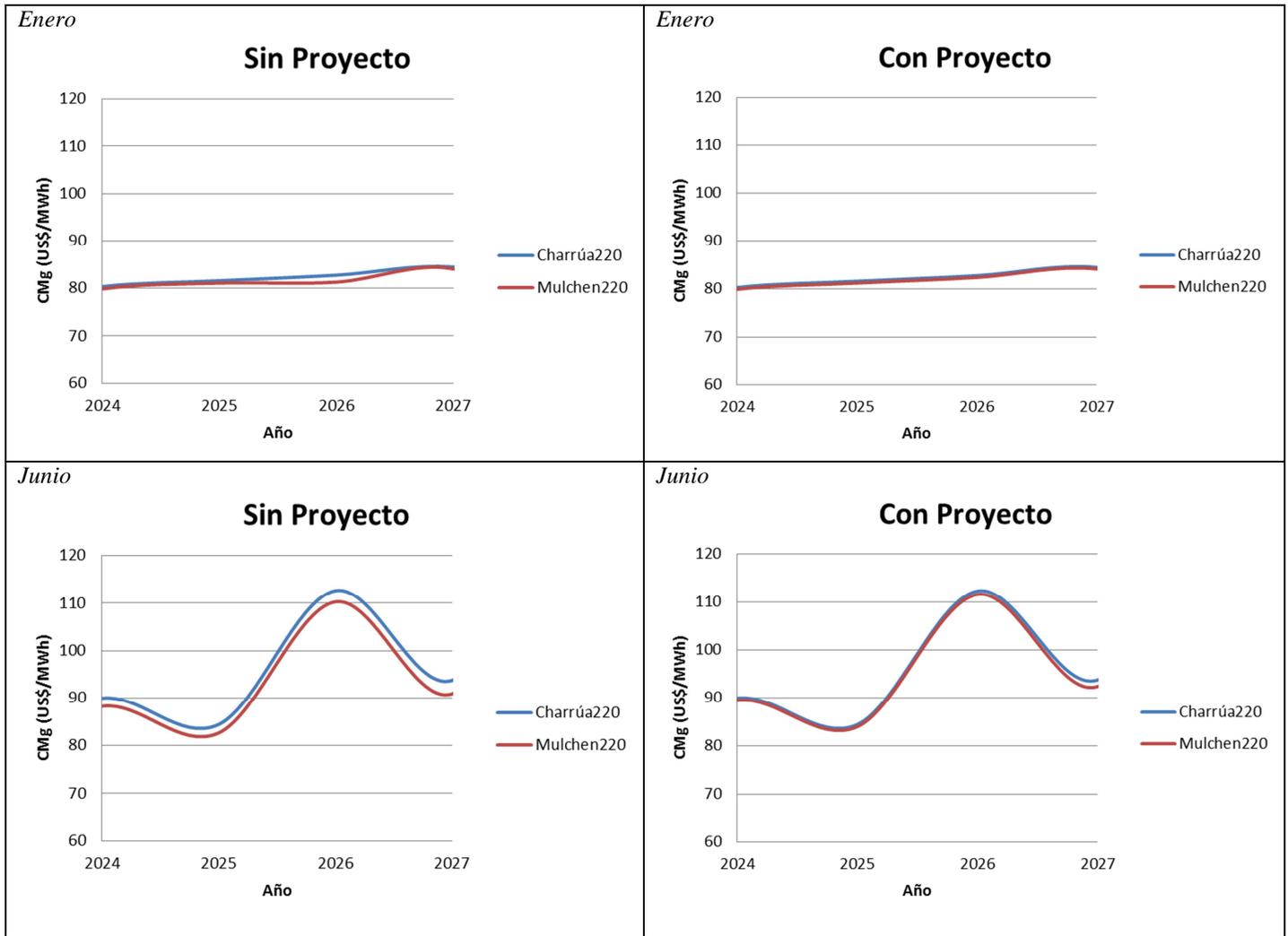
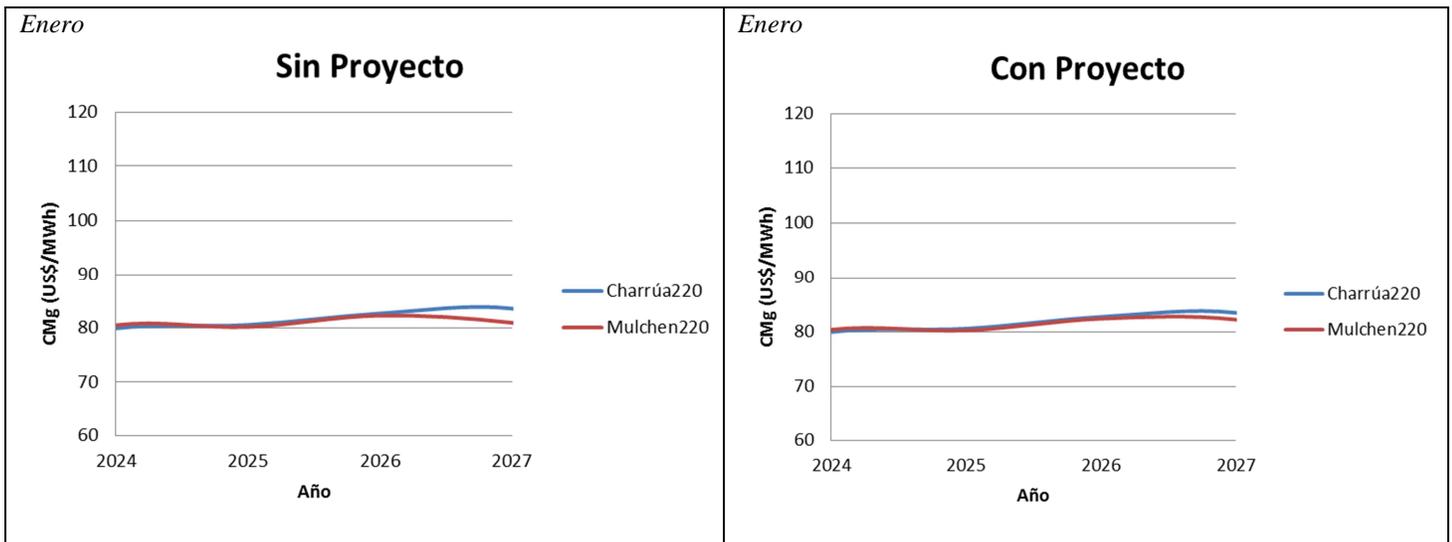


Figura B.25: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas sin sol



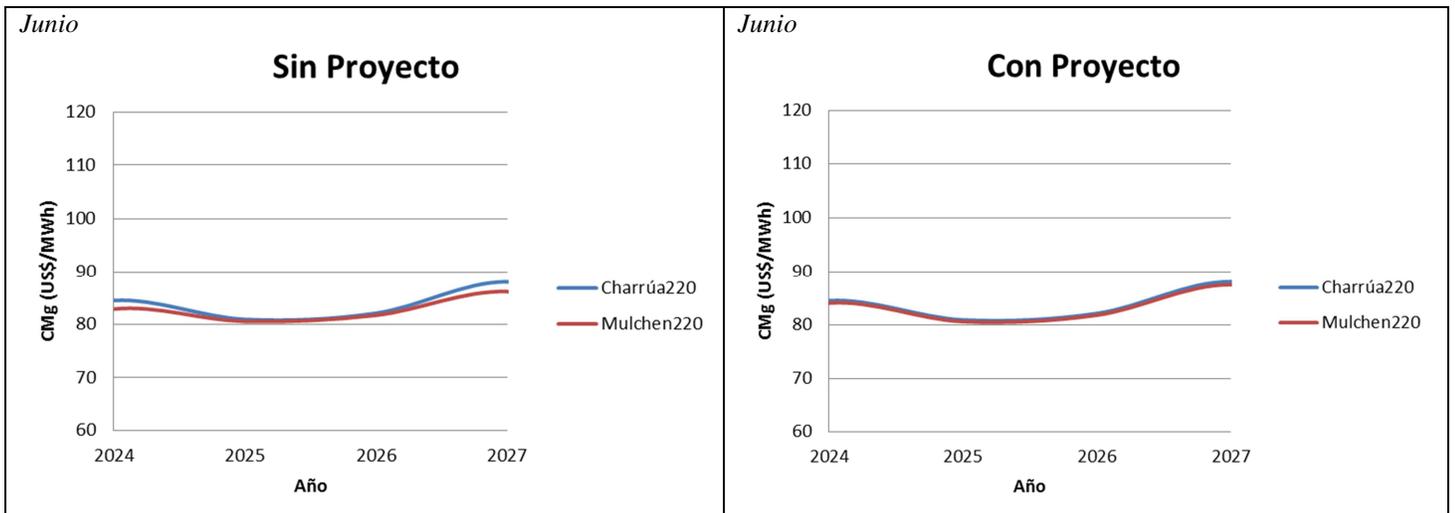


Figura B.26: Evolución del CMg por año en bloque de máxima demanda en horas con sol

2.3.2. Por mes

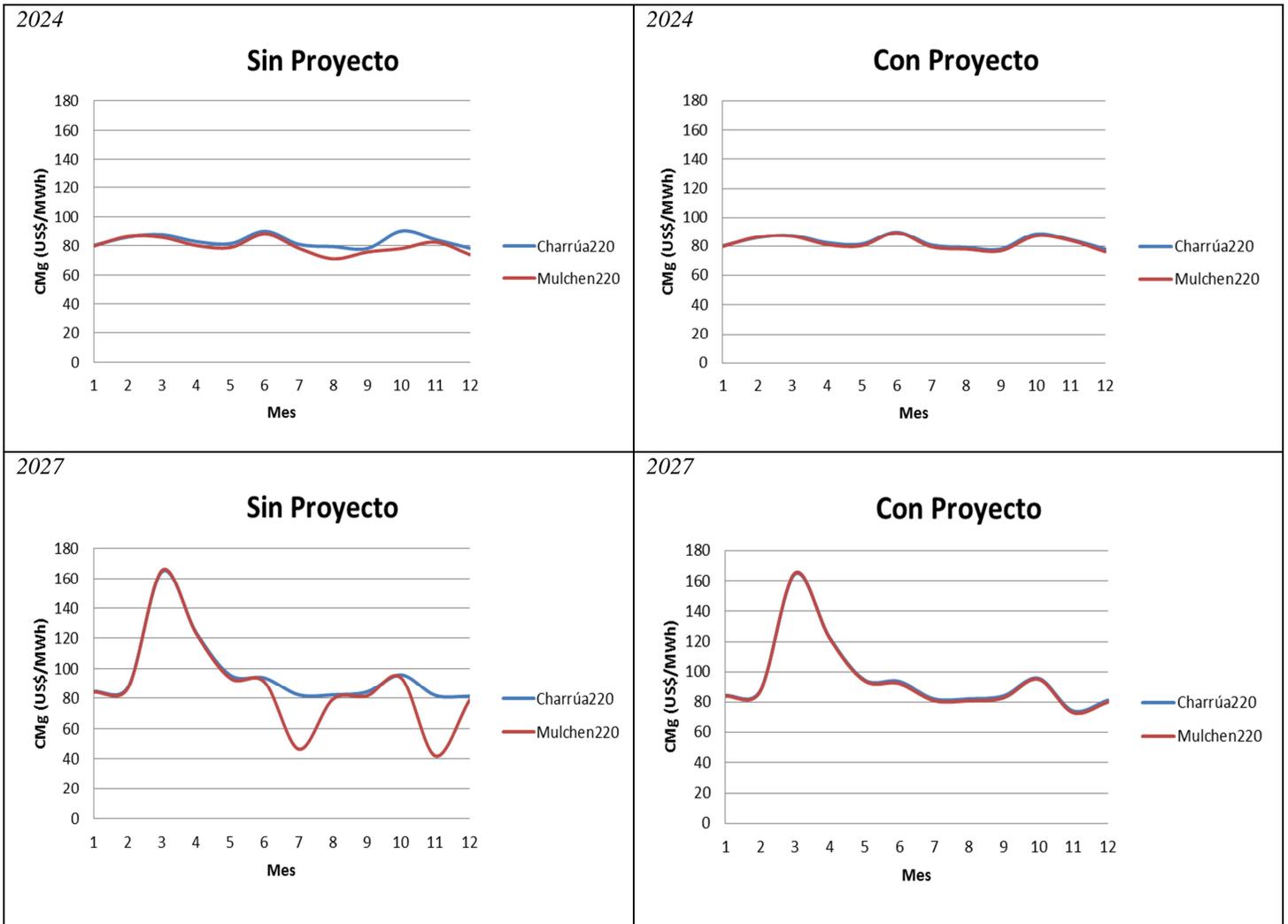


Figura B.27: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas sin sol

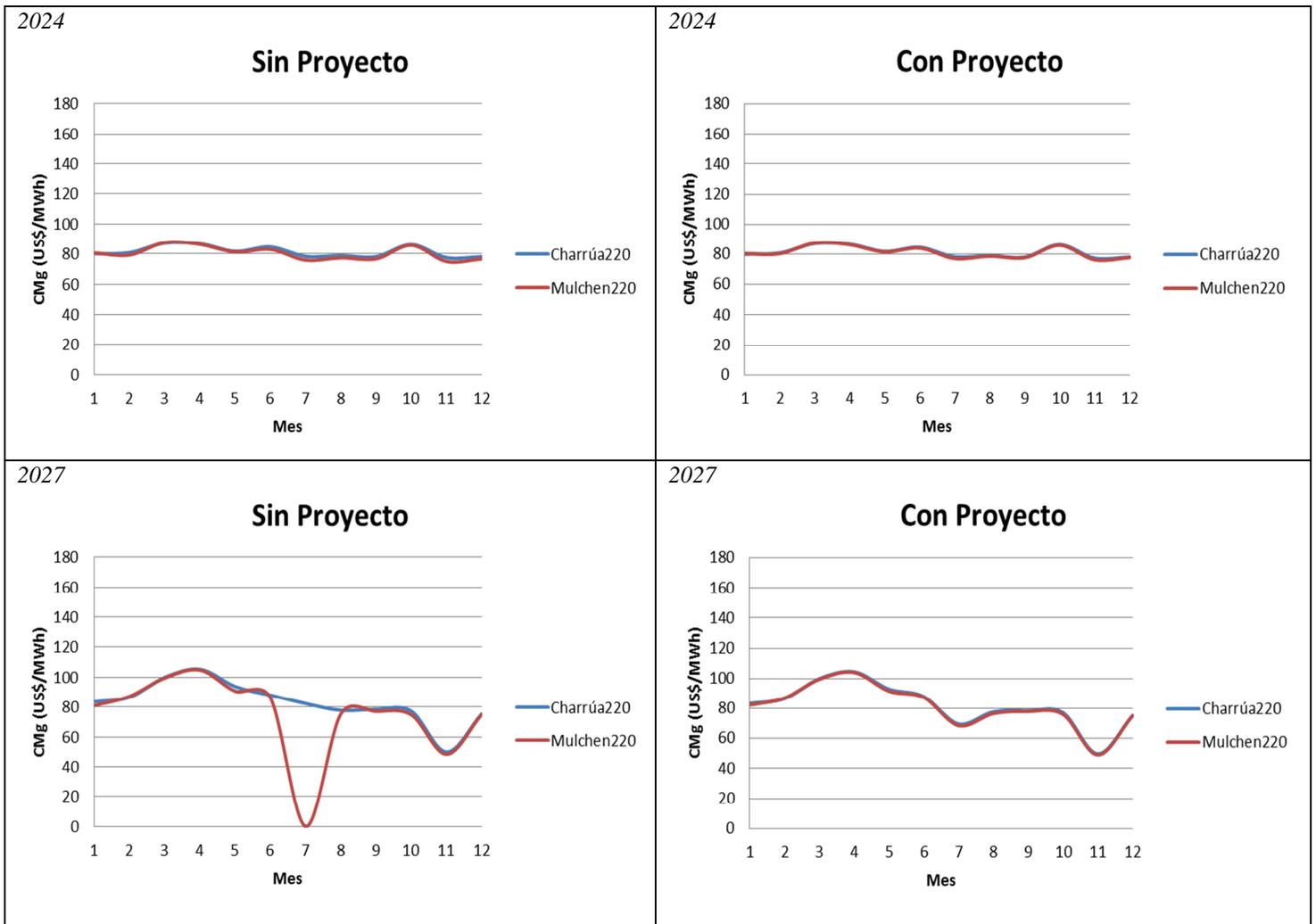
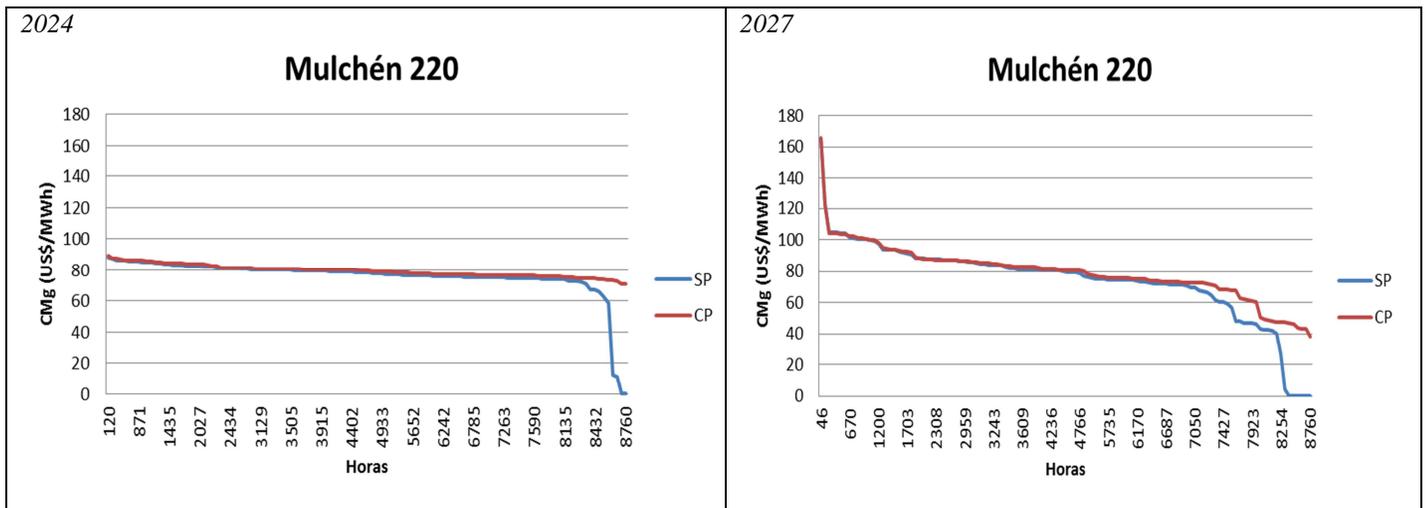


Figura B.28: Evolución del CMg por mes en bloque de máxima demanda en horas con sol

2.3.3. Curvas de duración anual



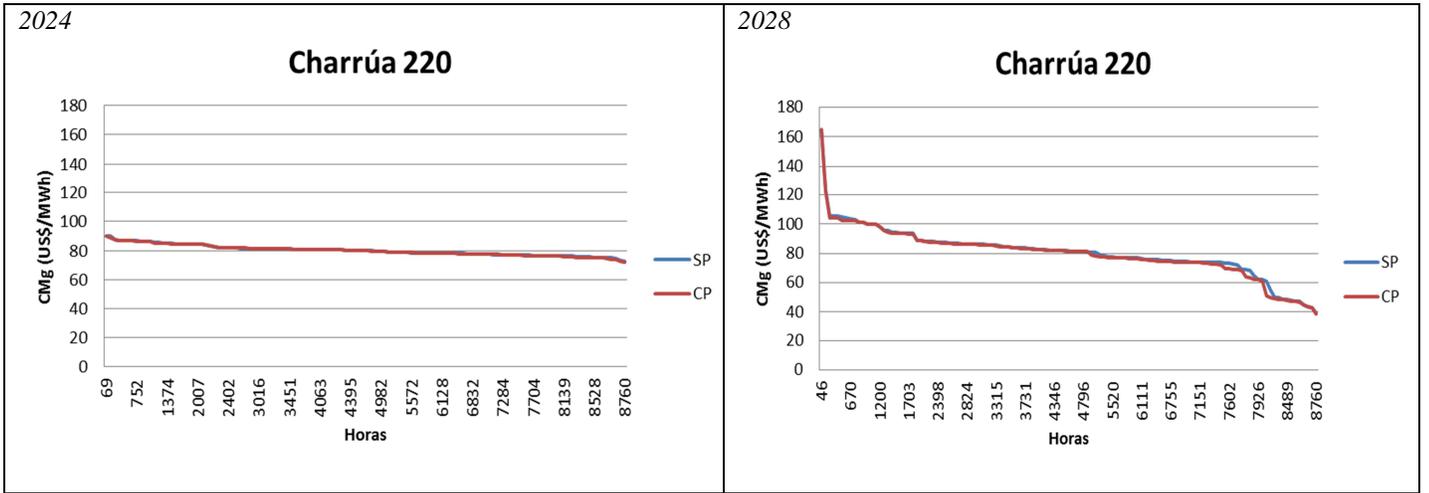


Figura B.29: Curva de duración del CMg por barra

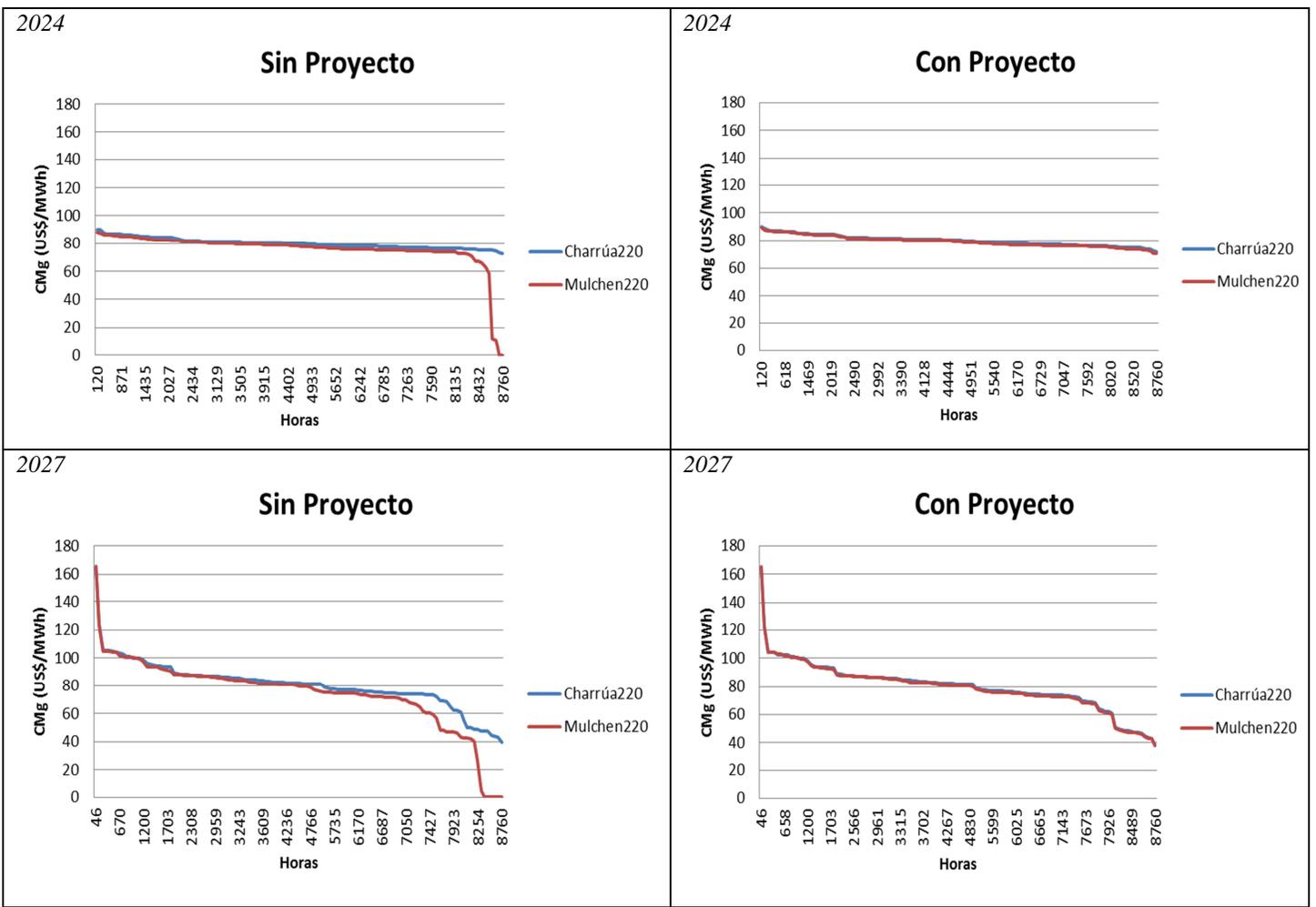


Figura B.30: Curva de duración del CMg, comparación entre barras