



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

# ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE UN NODO DE GENERACIÓN SOLAR EN EL NORTE DE CHILE PARA ABASTECER LA REGIÓN SUDAMERICANA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FRANCISCO JOSÉ MARTÍNEZ-CONDE DEL CAMPO

PROFESOR GUÍA  
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ  
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO DE CHILE  
OCTUBRE 2014

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: FRANCISCO MARTÍNEZ-CONDE D.  
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA B.  
FECHA: OCTUBRE 2014

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE UN NODO DE GENERACIÓN SOLAR EN EL NORTE  
DE CHILE PARA ABASTECER LA REGIÓN SUDAMERICANA

En la actualidad, distintas naciones de América del Sur han demostrado un interés por desarrollar interconexiones entre sus sistemas eléctricos de potencia, de la misma forma en que se han desarrollado estos sistemas en otros continentes. Asimismo, a nivel mundial se han comenzado implementar políticas para promover la utilización de energías renovables en el mercado de generación eléctrica. Ambas visiones políticas sobre el futuro de los sistemas eléctricos de potencia en la región sudamericana, permiten identificar una oportunidad para el desarrollo de centrales de generación solar en el norte de Chile, considerando su localización y sus altos niveles de radiación.

En los últimos años, se han llevado a cabo diversos trabajos sobre los efectos técnicos y económicos de proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos de Sudamérica, que se basan en estudios de operación de largo plazo, los cuales no consideran el impacto de las energías renovables en la operación del sistema. En este contexto, este trabajo de memoria propone una metodología de estudio de la factibilidad técnica y económica de distintos escenarios de interconexión entre sistemas eléctricos y proyecciones de generación solar a partir de la modelación de su operación de corto plazo. De esta manera, los resultados permiten internalizar los efectos de variabilidad horaria que introducen las energías renovables en la operación.

En la metodología propuesta, se ha modificado una herramienta de simulación que permite resolver el problema de predespacho. Las modificaciones implementadas han permitido analizar sistemas hidrotérmicos multinodales con elementos de almacenamiento de energía y centrales renovables solares y eólicas. De esta manera, ha sido posible incluir distintos escenarios de interconexión y de generación solar al estudio. Se define, además, un conjunto de indicadores económicos que permite cuantificar los beneficios que recibe el sector de generación y demanda, evaluando además el beneficio ambiental que otorga la reducción de emisiones de dióxido de carbono al ambiente. Se incluye para cada escenario un análisis de los costos de interconexión y rentabilidades de las proyecciones solares.

La metodología ha sido aplicada a un caso de interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande chileno y el Sistema Interconectado Nacional peruano, considerando distintos niveles de capacidad de transmisión y distintos niveles de generación solar en el primero. A base de los supuestos de modelación, se estima un límite económico de la interconexión en torno a los 1500 MW. En términos de potencial económico de energía solar, en el caso aislado, el sistema SING alcanza una capacidad adicional de 500 MW, a los que se les suman 690 MW ya considerados en el plan de obras. Por su parte, en el caso de interconexión con Perú, este potencial adicional aumenta a 1500 MW.

Finalmente, se concluye que la interconexión de sistemas propicia el desarrollo de proyectos solares, aumentando las capacidades factibles a instalar en comparación con los escenarios aislados, ya que se generan condiciones favorables como la ampliación del mercado de consumidores, la utilización de embalses para el almacenamiento de la energía solar generada durante el día y la complementariedad horaria con aquellos sistemas que tienen altos niveles de demanda en horas en que el territorio chileno aún cuenta con radiación solar disponible. El estudio permite cuantificar el efecto de altos niveles de proyección solar y sistemas de almacenamiento sobre los costos operativos del sistema. Como trabajo futuro se recomienda estudiar otros casos de interconexión, incluir nuevos indicadores y perfeccionar la simulación de corto plazo del sistema.

## **AGRADECIMIENTOS**

En estas líneas me gustaría agradecer a quienes, a lo largo de estos años, me han brindado su apoyo y compañía en esta importante etapa de mi vida.

A mi madre Verónica, la persona más fuerte que he conocido en mi vida, por el amor y dedicación que me ha entregado, y porque ella es la principal responsable de cada logro que haya podido alcanzar hasta ahora. A mi padre Juan José, por su amor y apoyo en todo momento, sin importar la distancia que la vida haya puesto entre nosotros. A mi hermano Ignacio por su compañía y amistad. A mi hermana Magdalena, por ser la luz de mi vida y enseñarnos a tantos el valor de la esperanza. A mi tía Silvia, que durante toda mi vida ha sido una segunda madre para mí. A mi padrastro Francisco, por su cariño y apoyo incondicional. A todos aquellos que integran mis dos grandes familias.

A mis amigos de colegio y universidad, porque gracias a ellos se hizo mucho más fácil y agradable el camino por el que he transitado. A todos los integrantes de los equipos Eolian 2 y Eolian 3, una de las experiencias más gratificantes que he tenido en estos últimos años. A mis amigos de la vida, aquellos que han estado en los momentos más difíciles, y, sobre todo, aquellos con los que he tenido la oportunidad de compartir sobre algún escenario.

A mi profesor guía Rodrigo Palma, por el apoyo que nos ha brindado en cada proyecto que hemos emprendido dentro del departamento, y por la confianza que ha depositado en mí en cada oportunidad de trabajo que me ha brindado. A Jorge Vega y Ángela Flores, por su importante apoyo en la realización de este trabajo.

Al proyecto FONDECYT N° 1120317, por el apoyo económico para el desarrollo de este trabajo.

# TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN .....	1
1.1.	MOTIVACIÓN .....	1
1.2.	OBJETIVOS .....	2
1.2.1.	Objetivos Generales .....	2
1.2.2.	Objetivos Específicos .....	2
1.3.	ALCANCES .....	3
1.4.	ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO .....	4
2.	ANTECEDENTES GENERALES .....	5
2.1.	INTERCONEXIONES ENTRE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA .....	5
2.1.1.	Modos de Operación de Interconexiones [4] .....	7
2.1.2.	Centrales Binacionales .....	10
2.2.	GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR .....	11
2.2.1.	Tecnologías de Generación Solar .....	11
2.2.2.	Potencial Solar en Chile .....	16
2.3.	METODOLOGÍAS DE ESTUDIO .....	20
2.3.1.	Metodología CIER .....	20
2.3.2.	Metodología UTFSM .....	26
2.3.2.	Metodología PNUD .....	29
2.4.	MERCADOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA .....	31
2.4.1.	Realidad Energética Regional .....	31
3.	METODOLOGÍA .....	39
3.1.	BASE DE DATOS .....	41
3.2.	MODELO DE OPTIMIZACIÓN .....	44
3.3.	ESCENARIOS DE SIMULACIÓN .....	48
3.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	50
4.	CASO DE ESTUDIO .....	53
4.1.	BASE DE DATOS .....	53
4.1.1.	Base de Datos SING .....	53
4.1.2.	Base de Datos SIN .....	57
4.2.	ESCENARIOS DE SIMULACIÓN .....	62
4.2.1.	Escenario Base .....	62

4.2.2. Escenarios de Interconexión .....	73
4.2.3. Escenarios de Generación Solar Aislada.....	83
4.2.4. Escenarios de Generación Solar Interconectada.....	92
4.3. RENTABILIDAD DE PROYECCIÓN SOLAR.....	104
5. CONCLUSIONES .....	108
5.1. CONCLUSIONES GENERALES .....	108
5.2. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS .....	108
5.2.1. Resultados del modelo propuesto .....	108
5.2.2. Resultados escenarios de interconexión.....	109
5.2.3. Resultados escenarios solares aislados.....	109
5.2.4. Resultados escenarios solares interconectados .....	110
5.2.5. Resultados de rentabilidad solar.....	110
5.3. TRABAJO FUTURO .....	111
6. BIBLIOGRAFÍA.....	113

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Interconexiones Mayores en Sudamérica. Fuente [2] .....	7
Tabla 2.2 Comparativo entre tipos de colectores solares. Fuente: CER. ....	12
Tabla 2.3 Comparativo entre tecnologías fotovoltaicas. Fuente: CER. ....	15
Tabla 2.4 Proyectos Analizador por la CIER. Fuente [5] .....	24
Tabla 2.5 Resultados de los Proyectos Analizados por la CIER. Fuente [5] .....	26
Tabla 2.6 Demandas Totales América del Sur. Fuente: Elaboración Propia. ....	31
Tabla 2.7 Centros de Carga de la región sudamericana. Fuente: Elaboración Propia.....	32
Tabla 2.8 Demandas Máximas de la región sudamericana. Fuente: Elaboración Propia.....	33
Tabla 2.9 Potencia Instalada Total por País de la Región. Fuente: Elaboración Propia. ....	34
Tabla 2.10 Crecimiento de Potencia Instalada por Período. ....	34
Tabla 2.11 Crecimiento de Demanda Anual por Período. ....	35
Tabla 3.1 Escenarios de Simulación Planteados. ....	48
Tabla 3.2 Emisión de CO2 por unidad de combustible fósil consumido [23] .....	51
Tabla 4.1 Parámetros Generales del Sistema .....	53
Tabla 4.2 Parque Generador SING .....	54
Tabla 4.3 Cantidad de semanas utilizadas para representar cada mes. ....	55
Tabla 4.4 Proyección de Costos Combustibles del SING .....	55
Tabla 4.5 Plan de Obras del SING .....	56
Tabla 4.6 Crecimiento de demanda del SING.....	56
Tabla 4.7 Parámetros Generales del Sistema .....	57
Tabla 4.8 Parque Generador Térmico del SIN .....	58
Tabla 4.9 Parque Generador Hídrico del SIN .....	58
Tabla 4.10 Cantidad de semanas utilizadas para representar cada mes. ....	59
Tabla 4.11 Proyección de Costos Combustibles del SIN.....	60
Tabla 4.12 Plan de Obras del SIN.....	61
Tabla 4.13 Crecimiento de demanda del SIN.....	62
Tabla 4.14 Resultados Operativos para el SIN durante el año 2012.....	63
Tabla 4.15 Resultados Operativos para el SING durante el año 2012 .....	65
Tabla 4.16 Beneficios y Costos totales de Proyectos de Interconexión .....	79
Tabla 4.17 Costos de Inversión Solar.....	105

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 2.1 Esquema de Intercambio Spot entre Argentina y Brasil. Fuente [4].....	8
Ilustración 2.2 Esquema de Intercambio Firme entre Argentina y Brasil. Fuente [4].....	9
Ilustración 2.3 Principio de Funcionamiento de Concentradores Solares. Fuente: Abengoa Solar. ....	13
Ilustración 2.4 Curva V-I Panel Fotovoltaico. Fuente: Electronics-Lab. ....	13
Ilustración 2.5 Variación de la Curva V-I en función de la radiación. Fuente: Fanney H. y Dougherty B. ....	14
Ilustración 2.6 Principio de Funcionamiento Celda Fotovoltaica. Fuente: Jacob Moeller.....	15
Ilustración 2.7 Mapa de Radiación Solar Media. Fuente: 3TIER. ....	16
Ilustración 2.8 Energía Solar en cada Región de Chile vs Energía Solar en Alemania. Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos UTFSM.....	17
Ilustración 2.9 Radiación Solar Global a lo largo del año para distintas localidades de Chile. Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos UTFSM.....	18
Ilustración 2.10 Gráfica de Radiación Solar Diaria. Fuente: Sarmiento A. ....	18
Ilustración 2.11 Esquema Investigativo Proyecto CIER15 .....	21
Ilustración 2.12 Esquema Metodológico CIER15.....	22
Ilustración 2.13 Esquema de Simulación. Fuente: Basado en [5] .....	23
Ilustración 2.14 Esquema Metodológico Informe UTFSM. Fuente: Basado en [6] .....	27
Ilustración 2.15 Esquema General del Análisis Técnico-Económico del Informe desarrollado para la PNUD.....	30
Ilustración 2.16 Cálculo de Centro de Carga Sudamericano. Fuente: Elaboración Propia. ....	33
Ilustración 2.17 Esquema del Mercado Eléctrico de Generación Peruano. Fuente: [17]. ....	36
Ilustración 2.18 Esquema del Mercado de Clientes Finales Peruano. Fuente: [17]. ....	37
Ilustración 3.1 Diagrama Metodológico Propuesto.....	40
Ilustración 4.1 Dispersión de CMg Real y Simulado en función de la Potencia Demandada en el SIN.....	63
Ilustración 4.2 Dispersión de CMg Simulado en función del CMg Real para cada punto de operación del SIN .....	64
Ilustración 4.3 Dispersión de CMg Real y Simulado en función de la Potencia Demandada en el SING... ..	64
Ilustración 4.4 Dispersión de CMg Simulado en función del CMg Real para cada punto de operación del SIN .....	65
Ilustración 4.5 Costo Marginal Declarado y el promedio ponderado simulado para el SIN.....	66
Ilustración 4.6 Costo Marginal Declarado y el promedio ponderado simulado para el SING.....	66
Ilustración 4.7 Proyecciones de costo marginal promedio mensual para el SING.....	67
Ilustración 4.8 Proyecciones de costo marginal promedio mensual para el SIN .....	69
Ilustración 4.9 Operación SIN en semana típica de diciembre de 2016.....	70
Ilustración 4.10 Operación SIN en semana típica de junio de 2016.....	70
Ilustración 4.11 Operación SING en semana típica de diciembre de 2016.....	71
Ilustración 4.12 Operación SING en semana típica de junio de 2016.....	72
Ilustración 4.13 Flujo Máximo en Línea de Interconexión. ....	73
Ilustración 4.14 Uso total de la línea en función de la capacidad instalada. ....	74
Ilustración 4.15 Relación de Costos de Inversión HVDC y HVAC.....	75
Ilustración 4.16 Costo de Inversión de la Línea HVDC.....	76
Ilustración 4.17 Costos Anuales de Proyectos de Transmisión.....	77
Ilustración 4.18 Beneficios Totales para cada Escenario de Interconexión .....	77

Ilustración 4.19 Beneficio Total – Costo de Inversión.....	78
Ilustración 4.20 Efecto de Interconexión sobre el SIN .....	80
Ilustración 4.21 Efecto de Interconexión sobre el SING.....	81
Ilustración 4.22 Operación Interconectada para diciembre de 2016 en un caso de interconexión plena. ....	82
Ilustración 4.23 Operación Interconectada para junio de 2016 en un caso de interconexión plena.....	82
Ilustración 4.24 Beneficio Total para distintos escenarios de Penetración Solar Aislado .....	84
Ilustración 4.25 Efecto de la Penetración Solar Aislada sobre los agentes del SING .....	85
Ilustración 4.26 Operación SING en semana típica de diciembre de 2016 para capacidad solar de 250 [MW].....	86
Ilustración 4.27 Operación SING en semana típica de diciembre de 2016 para capacidad solar de 1000 [MW].....	86
Ilustración 4.28 Operación SING en semana típica de junio de 2016 para capacidad solar de 1000 [MW]	87
Ilustración 4.29 Operación SING en semana típica de junio de 2016 para capacidad solar de 1000 [MW]	88
Ilustración 4.30 Beneficio Total para distintos escenarios de Penetración Solar Aislado con Almacenamiento .....	89
Ilustración 4.31 Efecto de la Penetración Solar Aislada con Almacenamiento sobre los agentes del SING .....	90
Ilustración 4.32 Operación SING en semana típica de junio de 2016 para capacidad solar de 2500 [MW]	91
Ilustración 4.33 Beneficios Totales para Escenarios de Penetración Solar .....	92
Ilustración 4.34 Efectos de Penetración Solar Interconectado sobre el SIN .....	94
Ilustración 4.35 Efectos de Penetración Solar Interconectado sobre el SING .....	94
Ilustración 4.36 Operación Interconectada con proyección solar de 1500 [MW] para diciembre de 2016	95
Ilustración 4.37 Operación Interconectada con proyección solar de 1500 [MW] para junio de 2016 .....	96
Ilustración 4.38 Operación interconectada saturada con proyección solar de 3500 [MW] para diciembre de 2016.....	97
Ilustración 4.39 Operación interconectada saturada con proyección solar de 3500 [MW] para junio de 2016.....	98
Ilustración 4.40 Beneficios Totales para Escenarios de Penetración Solar .....	99
Ilustración 4.41 Efectos de Penetración Solar con Almacenamiento Interconectado sobre el SIN .....	100
Ilustración 4.42 Efectos de Penetración Solar con Almacenamiento Interconectado sobre el SING .....	100
Ilustración 4.43 Operación interconectada con proyección solar de concentración de 3500 [MW] para diciembre de 2016.....	101
Ilustración 4.44 Operación interconectada con proyección solar de concentración de 3500 [MW] para junio de 2016.....	102
Ilustración 4.45 Curvas de demanda y generación solar para huso horario de Brasil .....	104
Ilustración 4.46 Costos Solares de Inversión .....	105
Ilustración 4.47 Años de Retorno de Inversión para cada Proyección Solar en cada escenario estudiado. ....	106

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. MOTIVACIÓN

De manera histórica, los Sistemas Eléctricos de Potencia han seguido un desarrollo común alrededor del mundo. Así, han pasado de ser un conjunto de pequeños sistemas aislados destinados a satisfacer demandas eléctricas locales a ser sistemas interconectados a nivel nacional y, más recientemente, han llegado conformar sistemas únicos a nivel regional para un conjunto de países, como sucede actualmente en Europa y América Central. Esta evolución ha permitido ofrecer a los usuarios una serie de beneficios: menores costos, mayor estabilidad de las redes eléctricas y un menor impacto ambiental de las instalaciones. En América del Sur, desde el año 1964, se ha estudiado la posibilidad de llevar a cabo una interconexión regional de los sistemas eléctricos, a través de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER). Esta comisión surge por iniciativa de autoridades del sector eléctrico uruguayo con el objetivo de promover y alentar la integración de los sectores eléctricos regionales. Actualmente, la CIER se compone de diez países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Paraguay, Perú, Uruguay; Venezuela y CECACIER. Este último miembro corresponde al Comité Regional de la CIER para Centroamérica y el Caribe, el cual está compuesto por Costa Rica, El Salvador, República Dominicana, Panamá y Guatemala. [1]

Los objetivos de la CIER y el hecho de que hoy en día existan al menos 24 interconexiones regionales [2] entre distintos países de Sudamérica, con capacidades que varían entre los 30 y los 2200 [MW] de transmisión, puede ser leído como un indicador que apunta a la creación futura de un sistema regional interconectado, como ya ha sucedido en Europa y Centroamérica.

Por otro lado, en distintos países de la región se han comenzado a implementar políticas para aumentar la generación eléctrica con energías renovables no convencionales. Esto ha ocasionado que surjan diversos estudios técnicos y económicos que buscan determinar el porcentaje de penetración máxima que este tipo de tecnologías puede mantener en un sistema eléctrico sin comprometer su estabilidad. En particular, considerando los altos niveles de radiación solar que se presentan en el norte de Chile en comparación con otras regiones del planeta, se prevé un importante potencial de generación solar en la zona. Si bien, actualmente, este potencial solo podría dedicarse a abastecer el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) chileno, a futuro esta generación puede ser aprovechada por la región sudamericana si se consideran nuevos enlaces entre los sistemas eléctricos de potencia de la región.

En la práctica, si se estudia el potencial solar en el norte de Chile en términos de capacidad posible de instalar, su inyección en el sistema chileno se encuentra limitado por el porcentaje de penetración máxima que no comprometa al sistema chileno en términos de seguridad y suficiencia. No obstante, se plantea que dicho límite puede aumentar en términos de potencia si se considera un sistema de mayor tamaño: por ejemplo, una red regional interconectada. En términos simples, el contexto de interconectar los sistemas latinoamericanos genera una oportunidad para ampliar la generación solar en el norte de Chile. Debido a que existe la intención de interconectar los sistemas de la región y, además, de potenciar la generación de energía solar en Chile; se genera la necesidad de evaluar distintos escenarios de interconexión y de proyección solar y el efecto que estos tienen sobre los diversos agentes de los sistemas eléctricos.

Por otro lado, si bien se han desarrollado diversos estudios de largo plazo en torno a los efectos de la interconexión en la región latinoamericana, estos implican análisis basados en modelos no cronológicos de la operación del sistema, utilizando regularmente curvas de duración y dejando de lado los fenómenos a nivel horario en la operación de los sistemas. Este tipo de análisis resulta poco preciso cuando se plantea la inclusión de energías renovables, ya que estas presentan por naturaleza una variabilidad e incertidumbre en la generación de energía que, en combinación con restricciones técnicas de las centrales térmicas (costos de encendido, tiempos mínimos de operación y de apagado, tasas de toma de carga y mínimos técnicos), alteran los resultados de la operación horaria. Es por ello que, a diferencia de los análisis clásicos que se han realizado acerca de la interconexión de sistemas, la inclusión de energías renovables plantea un desafío para modificar los métodos de análisis de manera que se incluyan los fenómenos horarios de operación. [3]

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivos Generales**

La oportunidad que genera el concepto de integración energética regional para ampliar la generación solar en el norte de Chile debe ser claramente sometida a una evaluación respecto a su factibilidad y al efecto que esta provocará sobre distintos agentes del sector eléctrico regional. De acuerdo a las características del mercado chileno de generación, es necesario entender las condiciones bajo las cuales los proyectos a construir sean rentables en el tiempo para un inversionista privado y además que puedan cumplir con los requerimientos técnicos del sistema eléctrico al cual se conectan.

El objetivo general de este trabajo es proponer y aplicar una metodología de estudio que permita concluir la factibilidad técnico-económica de la proyección de generación solar en el norte de Chile con el fin de suministrar energía eléctrica a un sistema interconectado regional en Latinoamérica. Todo esto, incluyendo los fenómenos de la operación de corto plazo.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

A lo largo del presente trabajo, se completa una serie de objetivos específicos que permiten alcanzar el objetivo general. En primer lugar se requiere comprender las metodologías, utilizadas en otros estudios tanto para analizar la factibilidad de proyectos de generación como también para analizar los efectos que genera la interconexión de sistemas eléctricos.

A partir de dichas referencias se deben definir los parámetros relevantes para el desarrollo de la metodología que se utilizará a lo largo del estudio. En particular se requiere determinar las simplificaciones involucradas en el análisis, los antecedentes y datos a considerar; las variables o indicadores a observar y el desarrollo llevado a cabo en cada método.

Una vez definidos los criterios generales del análisis, se busca desarrollar una metodología de estudio, la cual tiene como objetivo final determinar los efectos que distintos escenarios de interconexión y generación solar provocan sobre los principales agentes del sistema. En particular sobre el conjunto de productores, el conjunto de consumidores, los proyectos solares proyectados y las líneas de interconexión. Las conclusiones extraídas de ese proceso incluyen resultados económicos, considerando la rentabilidad tanto de los proyectos de generación solar como también

los proyectos de interconexión, y los costos o beneficios que se apliquen sobre la oferta y demanda del mercado eléctrico.

Finalmente, se requiere aplicar la metodología desarrollada para estudiar un caso real, con el objetivo de obtener criterios de factibilidad para distintos escenarios de generación solar e interconexión.

### **1.3. ALCANCES**

El análisis presentado en este trabajo utiliza restricciones técnicas y económicas relacionadas con la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo el enfoque en los resultados es exclusivamente económico y no se abarcan aspectos como la dinámica del sistema o estudios de falla del mismo. En la evaluación económica del mercado eléctrico solo se considera el mercado de venta de energía valorizado en cada nodo al costo marginal resultante de la operación; no se consideran los pagos por potencia u otros servicios complementarios que sean parte del mercado.

La metodología planteada en este trabajo contempla el uso de una herramienta de resolución del problema de predespacho económico de sistemas eléctricos para determinar los resultados de cada escenario. Esta herramienta ha sido desarrollada previamente dentro del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile. Sin embargo, sobre esta herramienta se han realizado un conjunto de modificaciones y simplificaciones de acuerdo a las necesidades del estudio. Los detalles respecto a las modificaciones aplicadas se mencionan en el capítulo 3, en el cual se detalla la metodología de trabajo usada, pero las simplificaciones se comentan a continuación:

- Resolución uninodal de cada sistema eléctrico, si bien se utiliza un modelo multinodal, cada nodo representará un sistema interconectado. Por lo tanto, no se consideran restricciones de transmisión ni topologías dentro de cada red. Solo se consideran las líneas de interconexión.
- El problema multinodal se ha resuelto mediante un modelo de transporte de energía. No se consideran, por tanto, modelos que involucren las variables técnicas de la transmisión eléctrica.
- Se desprecia la variabilidad hidrológica: cada unidad de generación hidroeléctrica tiene asignado un valor de afluente de entrada constante para su operación horaria. El afluente utilizado en cada caso corresponde al caudal de excedencia de acuerdo a los datos históricos de cada unidad.
- No se ha considerado la topología de las centrales hidráulicas con respecto a sus afluentes. Cada central tiene un valor de afluente de entrada determinado y no se relaciona con la operación de otras centrales en su misma cuenca.
- Para las centrales térmicas, se utilizan costos lineales de generación. Por otra parte, para las centrales hidroeléctricas, no se utilizarán funciones de costo futuro para el agua, sino restricciones de volumen final embalsado.
- La potencia inyectada por centrales solares se calcula de manera proporcional a la radiación instantánea. Del mismo modo, la potencia eólica inyectada se calculará a partir del perfil horario de viento. En ninguno de los dos casos se utilizarán modelos eléctricos para el cálculo de la potencia generada.
- En cada caso estudiado, se supone una disponibilidad plena de todos los elementos del sistema. Esto, sin considerar explícitamente tiempos de mantenimiento o de cualquier otro contexto de indisponibilidad.

## **1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO**

El trabajo realizado se presenta en este documento en una estructura de cuatro capítulos. A lo largo del capítulo 2, se describen los antecedentes generales relacionados con la interconexión de sistemas eléctricos. En particular, se abordan los detalles relacionados con la operación de los sistemas interconectados, a partir de estudios realizados previamente acerca de interconexiones dentro de la región sudamericana, con el objetivo de rescatar elementos metodológicos que luego puedan ser utilizados en este informe. Se describen, además, los mercados eléctricos estudiados para la realización del presente trabajo y los antecedentes técnicos y económicos propios de la generación solar de energía eléctrica.

El capítulo 3 está dedicado a la descripción metodológica del trabajo. Se presenta un esquema general del estudio y se especifican elementos fundamentales como la base de datos considerada, el modelo matemático utilizado para la resolución del problema de predespacho, los escenarios propuestos para evaluar la metodología y el análisis de resultados a partir del cálculo de indicadores planteados en el problema.

En el capítulo 4, se detallan los casos de estudio usados. Para ello, se ha considerado el Sistema Interconectado del Norte Grande en Chile y el Sistema Interconectado Nacional en Perú para evaluar la metodología propuesta. A partir de ambos sistemas, se analizarán diferentes escenarios de interconexión y de generación solar. A lo largo de este capítulo, se especifica la base de datos utilizada de acuerdo a las fuentes disponibles sobre cada sistema, la descripción y análisis de los distintos escenarios de simulación planteados. Finalmente, se presenta un análisis relacionado con la rentabilidad de las proyecciones solares de cada caso.

Por último, se presentan en el capítulo 5 las conclusiones extraídas del análisis del capítulo 4 en relación con los objetivos planteados dentro del trabajo y se proponen trabajos a futuro a partir de aquellos aspectos que se ha concluido que resulta relevante analizar.

## **2. ANTECEDENTES GENERALES**

Uno de los principales focos de análisis de este documento reside en el desarrollo de interconexiones entre sistemas nacionales, ya sea en interconexiones locales o en sistemas integrados (como son los casos del sistema interconectado europeo y el sistema interconectado de América Central). Es por ello que se realiza una detallada revisión de las metodologías utilizadas en otros estudios que abarcan como tema el tópico de la interconexión. En particular, se detallarán los métodos usados por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) [4] [5], estudios realizados en un documento de tesis para optar al grado de Magister de la Universidad Técnica Federico Santa María [6], y el informe confeccionado por las empresas EE Ltda., Cosanac S.A.C. y KAS Ingeniería en su informe de factibilidad de interconexiones preparado para el PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) [7]. Todos ellos, dedicados al análisis de interconexiones en la región sudamericana.

Junto con detallar estos documentos de referencia, se explicarán conceptos y antecedentes importantes relacionados con la interconexión de sistemas eléctricos y, de igual manera, con la generación solar. Los conceptos básicos relacionados con estos temas se agregarán en la bibliografía. Por lo mismo, los antecedentes presentados en este capítulo asumirán una base de conocimientos respecto a los temas a tratar.

Por último, se realizará una revisión de los distintos tipos de mercados eléctricos presentes en la región latinoamericana, enfocándose en aquellos elementos de interés para ser aplicados en casos de interconexión regional o de generación multinacional.

### **2.1. INTERCONEXIONES ENTRE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Los Sistemas Eléctricos de Potencia son redes creadas con el objetivo de transportar grandes cantidades de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de carga, y, de ese modo, abastecer el consumo en una región en cada instante de tiempo de manera confiable. Es común que cada Estado haya desarrollado un sistema interconectado a nivel nacional, de manera que todas sus centrales generadoras y consumos se encuentren conectados bajo la operación de un único sistema.

Las premisas que apoyaron el desarrollo de los sistemas eléctricos fueron, por una parte, la posibilidad de operar las instalaciones de forma óptima en el plano económico, mediante la decisión de suministrar energía eléctrica con las centrales de menor costo aun cuando estas se encuentren alejadas de los centros de consumo. Además, por otro lado, esto permitió aumentar la estabilidad del sistema, lo que corresponde a mantener el suministro de manera continua con variables eléctricas acotadas a un rango normal de operación.

Bajo estas premisas es que se logra concluir que, mientras mayor sea el tamaño de un sistema eléctrico de potencia, mayores posibilidades tiene de operar de manera confiable y a un bajo costo. Por lo tanto, una suposición razonable es pensar que la interconexión entre sistemas eléctricos nacionales de potencia aumenta estos beneficios. No obstante, es relevante conocer los elementos técnicos, económicos, normativos y políticos a considerar para que sea factible realizar una interconexión entre sistemas.

Los denominados sistemas regionales interconectados corresponden a un conjunto de sistemas de potencia interconectados entre sí que forman un sistema mayor, el cual incluye a un conjunto de naciones. Si bien existen alrededor del mundo diversas interconexiones internacionales, inclusive dentro de Sudamérica, es de particular interés para estudio comprender aquellos casos en que las interconexiones han dado lugar a un sistema integrado que requiera de una coordinación entre países para su operación. Este es el caso del sistema eléctrico europeo y el sistema eléctrico de América Central (SIEPAC).

En el caso europeo, las constantes divisiones y uniones territoriales en distintos Estados provocaron que para la década de 1990 los sistemas eléctricos, que originalmente se habían construido dentro de un territorio nacional, ya traspasaran barreras internacionales, conformando distintas interconexiones entre naciones. Esto provocó la creación de distintas asociaciones (ATSOI, BALTSO, ESTO, NORDEL, UCTE, UKTSOA) que coordinaran a los operadores de los sistemas con el fin de asegurar el suministro de energía a través de las interconexiones nacionales. Hoy en día, estas asociaciones han convergido en una entidad regulatoria que se encarga de coordinar la operación de los sistemas europeos: ENTSO-E (*The European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Bajo esta asociación, los distintos operadores europeos se coordinan para transar electricidad entre sus sistemas aun cuando cada uno de ellos tiene mercados eléctricos disímiles. [8]

Por otro lado, el Sistema Eléctrico de América Central se desarrolló como un proyecto que permitiera reducir los costos de electricidad en seis países de la región y mejorar las condiciones de seguridad, ya que hasta la década de 1980, estos sistemas sufrían continuamente interrupciones de suministro y fenómenos de inestabilidad. Los países integrantes de este sistema son Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala. Este funciona preferentemente con generación hidroeléctrica y el operador del sistema corresponde a la Empresa propietaria de la Red, creada el año 1999 en Panamá, cuyos dueños son en un 75% las entidades públicas y transmisores de las seis naciones participantes y, en un 25%, por capitales privados. La creación del Sistema Eléctrico de América Central permitió reducir los costos promedio de energía eléctrica en un 20% en la región, de costos marginales de 110 [US\$/MWh] a 90 [US\$/MWh], además de disminuir la cantidad de interrupciones del suministro.

Actualmente, en Sudamérica existen casos de interconexión entre sistemas nacionales. Sin embargo no existen organismos de regulación o coordinación a nivel internacional, por lo cual no es posible hablar de un escenario interconectado regional. En la siguiente tabla se muestran las líneas instaladas de capacidad mayor a 30 [MW].

Tabla 2.1 Interconexiones Mayores en Sudamérica. Fuente [2]

Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
Co-Ve	Cuestecita (Co) - Cuatricentenario (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60Hz)
Co-Ve	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115 kV	36 MW (80 MW)	Operativa (60Hz)
Co-Ve	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60Hz)
Co-Pa	Colombia - Panamá	230 kV	300 MW	En estudio
Co-Ec	Pasto (Co) – Quito (Ec)	230 kV	250 MW (260 MW)	Operativa (60Hz)
Co-Ec	Jamondino (Co) – Santa Rosa (Ec)	230 kV	250 MW	En construcción (60Hz)
Co-Ec	Iplales (Co) – Tulcán/Ibarra (Ec)	138 kV	35 MW (113 MW)	Operativa (60Hz)
Ec-Pe	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230 kV	80 MW (100 MW)	Operativa (60Hz)
Br-Ve	Boa Vista (Br) – El Gurí (Ve)	230/400 kV	200 MW	Operativa (60Hz)
Bo-Pe	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220 kV	150 MW	En estudio (50/60Hz)
Br-Py	Salidas de Central Itaipú	500/220 kV	6300 MW	Operativa (60/50Hz)
Br-Py	Foz de Iguazú /Br) – Alcaray (Py)	138 kV	50 MW (60 MW)	Operativa (60/50Hz)
Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	132 kV	30 MW	Operativa (50Hz)
Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	80 MW	Operativa (50Hz)
Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500/220 kV	800/130 MW	Operativa (50Hz)
Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2000 MW (2200MW)	Operativa (50/60Hz)
Ar-Br	P. de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60Hz)
Ar-Uy	Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Uy)	500 kV	945 MW	Operativa (50Hz)
Ar-Uy	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Op. en emerg. (50Hz)
Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	1000 MW	Operativa (50Hz)
Br-Uy	Livramento (Br) – Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (50/60Hz)
Br-Uy	Pte. Médici (Br) – San Carlos (Uy)	500 kV	500 MW	En proyecto (50/60Hz)
Ar-Cl	C.T. TermoAndes (Ar) – Sub. Andes (Cl)	345 kV	643 MW	Operativa (50Hz)
Ar-Cl	C.H. Alicurá (Ar) – Valdivia (Cl)	220 kV	250 MW	En proyecto (50Hz)

### 2.1.1. Modos de Operación de Interconexiones [4]

Entre los países del Mercosur se utilizan dos mecanismos comerciales para realizar intercambios de energía eléctrica:

- Intercambios Spot.
- Intercambios de Potencia Firme y Energía Asociada.

Se hace énfasis en estos mecanismos en particular debido a que corresponden a aquellos utilizados por los países limítrofes con Chile. Por ello, constituyen la primera alternativa conocida para generar un intercambio de electricidad dentro de la región. Cabe mencionar también que la segunda alternativa, correspondiente al modelo de intercambio de potencia firme y energía asociada, corresponde a la alternativa más utilizada por los países de la región.

En ambos modelos, para lograr la coordinación entre los agentes involucrados en cada sistema, se genera la figura comercial de Comercializador de Importación/Exportación, que se encarga de realizar las compras y ventas de energía de acuerdo al mecanismo elegido, lo que sugiere la

necesidad general de que exista una entidad que cumpla las funciones de esta figura en cada escenario de interconexión que se plantee.

### 2.1.1.1. Intercambios Spot

Corresponden a acuerdos de corto plazo entre cada mercado y el Comercializador de Importación/Exportación. Acudiendo a un ejemplo práctico de intercambio entre Argentina y Brasil, se tiene la siguiente relación.

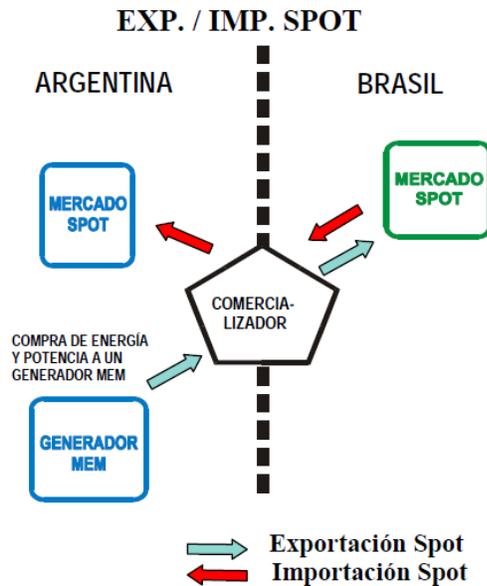


Ilustración 2.1 Esquema de Intercambio Spot entre Argentina y Brasil. Fuente [4]

La Ilustración 2.1 muestra la relación de intercambio desde el punto de vista argentino. En el caso de que el comercializador requiera importar desde Brasil, debe informarle a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) Argentino, dentro de los plazos (Mayo/Noviembre) de la Programación Estacional del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el precio al cual se importará la energía spot. Adicionalmente, debe informar de manera diaria la potencia disponible asociada al precio informado.

Por otro lado, si el comercializador requiere exportar energía spot hacia Brasil, de la misma manera debe informar a CAMMESA el requerimiento de energía dentro de los plazos de la programación diaria del MEM argentino. Luego, los intercambios de exportación spot se limitan cada día a los excedentes de generación del MEM.

Esto implica, en la práctica, que se importe energía cada vez que el precio de la energía del MEM sea mayor al precio de importación spot indicado por el Comercializador. La energía exportada se define de acuerdo a lo requerido por el comercializador, con un límite máximo que corresponde a lo informado en la programación estacional. El comercializador recibe el pago por lo importado al precio ofrecido, mientras que, para exportar energía, debe pagar el precio del mercado spot del MEM en el nodo de exportación.



- Contrato entre el Comercializador Habilitado en Argentina y un Generador del MEM

El comercializador debe exportar la energía desde el sistema argentino a través de un contrato de Potencia Firme y Energía Asociada con uno o más generadores del MEM argentino. La Potencia Firme suscrita en los contratos (o la suma de ellas si se trata de contratos con más de un generador) debe cubrir al menos la potencia contratada en el sistema brasileño.

Tal como en el caso anterior, el generador debe disponer de cierta potencia horaria en el nodo de exportación y suministrar energía horaria asociada a dicha potencia a partir de los requerimientos del comercializador. En el contrato, se pacta un precio por Potencia y un precio por Energía, que el comercializador debe pagar al generador.

La operación de este tipo de contratos en el MEM tiene los siguientes pasos:

- El comercializador informa a CAMMESA que en cierta hora “h”, se requiere exportar cierta cantidad de energía asociada al contrato de exportación.
- CAMMESA asume esta exportación como parte de la demanda adicional del MEM, localizada dentro del sistema argentino ubicado en el nodo de exportación.
- Mientras existan excedentes de generación, se suministra la demanda exportada, independientemente de si los generadores del contrato se encuentran disponibles y despachados o no.
- Si no existieran excedentes de generación en el MEM, CAMMESA puede interrumpir la exportación de energía, a menos de que dicha energía sea suministrada de manera adicional por el generador del contrato de exportación (además del despacho que debe realizar al sistema). Una vez que CAMMESA verifica la energía adicional del generador, se exporta la energía de acuerdo al requerimiento del comercializador.

Entonces, desde el punto de vista del sistema argentino, el contrato de exportación es visto de manera similar a cualquier otro contrato del MEM, pero con una prioridad de despacho menor debido a que solo se despacha cuando existen excedentes de energía. Para determinar dicho excedente, no basta con la disponibilidad del generador del contrato: se requiere que el sistema en general pueda suministrar la energía.

- Compras del Generador en el Mercado Spot del MEM

En los casos en que el generador del contrato de exportación no está disponible o bien no alcanza a suministrar la energía suficiente para abastecer la demanda del dicho contrato, este puede comprar la energía faltante en el mercado Spot. No obstante, este despacho lo decide CAMMESA de acuerdo a los criterios ya planteados.

### **2.1.2. Centrales Binacionales**

Como parte de la comprensión del escenario actual en América del Sur para la conformación de un sistema regional interconectado, se deben considerar aquellas centrales de generación que se crearon para abastecer de energía a dos naciones con sistemas eléctricos independientes. En Latinoamérica, los casos de centrales binacionales se crearon a partir de que, actualmente, existen ríos en la región que constituyen una división geográfica entre naciones. Como estos ríos cuentan con un potencial de generación hidroeléctrico, se crearon centrales que pertenecen a ambas

naciones limítrofes. Este es el caso de la central hidroeléctrica Itaipú, de 14.000 MW, instalada sobre el río Paraná y compartida entre Brasil y Paraguay; la central Salto grande, de 1890 MW, instalada sobre el río Uruguay y compartida entre Argentina y Uruguay; y la central Yacyretá, de 3200 MW, instalada sobre el río Paraná y compartida entre Argentina y Paraguay. Todas ellas están en funcionamiento actualmente [9].

## 2.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR

Como se comentó previamente, uno de los objetivos de este trabajo es aplicar la metodología que se pretende proponer en un caso de estudio de generación solar en el norte de Chile. Para ello, es fundamental conocer las distintas tecnologías de generación en la actualidad, sus características y restricciones técnicas, además del potencial solar disponible en la zona de estudio.

### 2.2.1. Tecnologías de Generación Solar

Actualmente, se utilizan tres métodos para aprovechar la energía proveniente de la radiación solar: la tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP), la tecnología Fotovoltaica y la tecnología de Energía Solar Térmica. Entre ellas, las dos primeras se utilizan regularmente para la generación de energía eléctrica, mientras que la tercera se utiliza para aprovechar directamente la energía térmica captada. A continuación, se describirán ambas tecnologías relacionadas con la generación eléctrica, con el objetivo de comprender sus principales características técnicas.

- Concentración Solar de Potencia

Las centrales denominadas CSP (*Concentrated Solar Power*) captan la energía solar a través de espejos concentradores. Estos espejos direccionan la energía hacia un fluido para generar vapor e inyectarlo en una turbina. Dependiendo de la forma de enfocar la radiación y del tipo de receptor utilizado, la tecnología de concentración se divide en cuatro categorías:

- Receptores lineales de Fresnel (FLR): Los colectores siguen al sol en un solo eje y concentran la energía sobre un receptor lineal que se mantiene fijo. Una de las principales ventajas de esta categoría es el bajo costo de inversión y la simplicidad en el diseño. Además, este tipo de concentradores permite generar vapor directamente, sin la necesidad de fluidos de transferencia e intercambiadores de valor. No obstante, las plantas que utilizan esta tecnología tienen una baja eficiencia en comparación con el resto y resulta, por otro lado, complejo almacenar energía a partir de ellas. En general, se trata de una tecnología en desarrollo.
- Colectores Cilindro Parabólicos (CCP): Tanto los colectores como el receptor lineal se mueven sobre un solo eje para el seguimiento del sol. En este caso, se utiliza un semicilindro como espejo, concentrando la energía en una tubería central por la cual circula un fluido transportador de calor; generalmente, aceite sintético. En este caso es posible el almacenamiento de energía a través de sales fundidas. Es una de las tecnologías más desarrolladas de concentración. Su requerimiento de agua es aproximadamente 3000 litros por MWh.
- Torres Centrales (CRS): Se tiene un receptor puntual fijo mientras que los colectores siguen al sol en dos ejes. Se utilizan miles de espejos móviles que concentran el calor en la parte superior de una torre que se encuentra fija. Sobre esta torre, se ubica el receptor, que puede ser directamente vapor o bien sales “molten”, como fluido de transferencia de calor y de

almacenamiento. Si bien esta tecnología permite mayores temperaturas y eficiencias, además de una mayor flexibilidad en la elección de fluidos, se agrega una complejidad en el sistema de seguimiento de todos los espejos para redireccionar la radiación desde la posición del solo hacia un solo receptor fijo.

- Discos Parabólicos (PD): Tanto el receptor puntual como los colectores siguen al sol en dos ejes. Esta tecnología sigue el principio básico de una antena parabólica, donde se tiene un plato con espejos reflectores y estos dirigen la radiación hacia un punto focal donde se ubica el receptor. Para la recepción, se utiliza usualmente un motor Stirling de alta eficiencia con Hidrógeno o Helio, el cual permite transformar el calor en electricidad. Este sistema permite obtener los mejores niveles de desempeño. Además, como cada plato cuenta con un sistema independiente de conversión, se puede implementar este sistema de manera modular. Otra de sus ventajas es que no requiere de un fluido de transferencia ni de agua para enfriamiento. Una de sus desventajas es su alto costo de inversión en comparación a las otras tecnologías.

En la siguiente tabla se puede apreciar una comparación de costos y eficiencia para cada categoría.

Tabla 2.2 Comparativo entre tipos de colectores solares. Fuente: CER.

Categoría	Costo de Inversión	Factor de Planta	Eficiencia en Conversión	Costos de Operación	Costo Medio de Energía
FLR	9,000 [USD/kWp]	50%	30%	60 a 70 [USD/MW/año]	42 a 46 [centUSD/kWh]
CCP	4,000 a 8,000 [USD/kWp] <sup>1</sup>	40%	15%	70 a 140 [USD/kW/año]	18.5 [centUSD/kWh]
CRS	4,000 a 7,000 [USD/kWp] <sup>2</sup>	60%	20% a 35%	66 [USD/kW/año]	17.4 [centUSD/kWh]
PD	10,000 [USD/kWp]	50 a 60%	25 a 30%	48,2 [USD/kW]	28.3 [centUSD/kWh]

<sup>1</sup> Costo de 4,000 [USD/kWp] sin sistema de almacenamiento y costo de 8,000 [USD/kWp] con sistema de almacenamiento.

<sup>2</sup> Costo de 4,000 [USD/kWp] con un sistema de almacenamiento que permita un factor de planta de un 60% y costo de 7,000 [USD/kWp] con un sistema de almacenamiento que permita un factor de planta de un 70%.

En la siguiente imagen, se aprecia el principio de funcionamiento de las cuatro categorías.

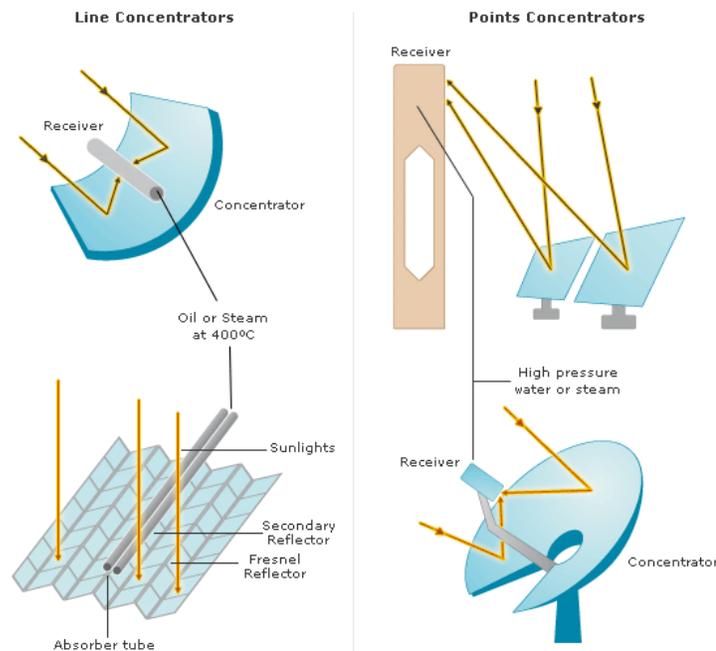


Ilustración 2.3 Principio de Funcionamiento de Concentradores Solares. Fuente: Abengoa Solar.

Esta tecnología comúnmente se combina con sistemas de respaldo energético basados en combustible, generación eólica, biomasa u otro. La necesidad de enfriar parte del sistema como también de limpiar los espejos hace necesaria la disponibilidad de agua (además de la radiación solar). Con frecuencia, las plantas de generación solar de concentración tienen una potencia instalada entre los 10 [kW] y los 200 [MW]. Cabe destacar que, a diferencia de la tecnología fotovoltaica, la tecnología de concentración utiliza generadores de vapor que entregan electricidad en corriente alterna sin hacer necesario un sistema inversor.

- Fotovoltaica

La tecnología de generación fotovoltaica utiliza una celda semiconductor que permite transformar de manera directa la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua. En general, un panel fotovoltaico corresponde a un arreglo de celdas en serie o paralelo que permite obtener valores de tensión en el rango de 16 a 25 [V] y valores de corriente entre los 2.8 y los 4 [A]. Entre ambas variables, existe una correlación determinada por la siguiente curva V-I.

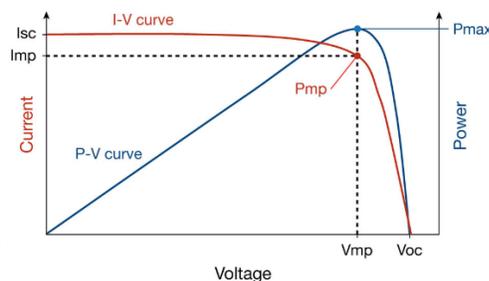


Ilustración 2.4 Curva V-I Panel Fotovoltaico. Fuente: Electronics-Lab.

Dicha curva es altamente sensible a la radiación incidente en las celdas, lo que provoca una importante disminución de la energía generada. La variación entre una curva con radiación nominal (en general se utilizan valores de  $1000 \text{ W/m}^2$ ) y la curva V-I con radiación reducida (en este caso  $200 \text{ W/m}^2$ ) se aprecia en la Ilustración 2.5.

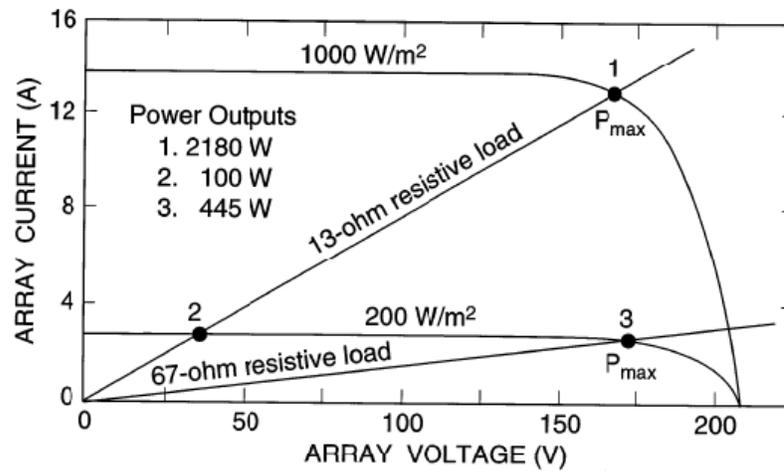


Ilustración 2.5 Variación de la Curva V-I en función de la radiación. Fuente: Fanney H. y Dougherty B.

Esto provoca que, para la misma carga resistiva, pero con un 20% de la radiación nominal, el arreglo de paneles genere solo un 5% de la potencia nominal. Recordando que los paneles usualmente se constituyen de un arreglo de celdas, se ha concluido que el rendimiento de un panel queda limitado al rendimiento de sus peores celdas fotovoltaicas. Por ello, basta solamente tener una zona sombreada para que el rendimiento del sistema disminuya drásticamente; este fenómeno es conocido como efecto sombra.

Al igual que en el caso de generación solar de concentración, existen distintos tipos de tecnologías para la generación fotovoltaica. Estas se dividen principalmente según el tipo de material utilizado para confeccionar las celdas.

- Celdas de Silicio Cristalino: Corresponden a la tecnología más utilizada en el mercado, abarcando entre un 85% y un 90% del mismo. Se compone de un semiconductor rígido de una capa de silicio cristalino (monocristalino) o bien dos o más capas (policristalino). Es esta capa, inciden fotones provenientes de la radiación solar, excitando los electrones libres de la juntura y generando la conducción de corriente, como se aprecia en la Ilustración 2.6. El factor de planta de una planta de celdas de silicio puede alcanzar hasta un 30%, de acuerdo a las últimas tecnologías desarrolladas.

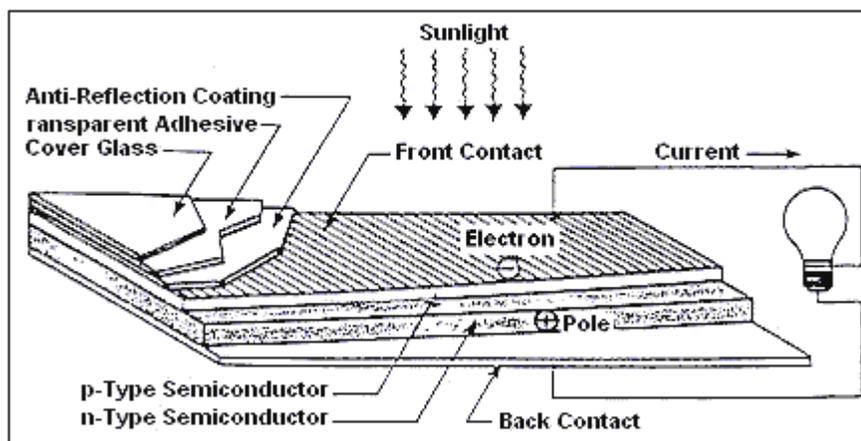


Ilustración 2.6 Principio de Funcionamiento Celda Fotovoltaica. Fuente: Jacob Moeller.

- Celdas de Silicio Amorfo (a-Si): En este caso se utilizan distintos tipos de silicio sobre un sustrato de vidrio, por lo cual se tiene silicio de menor calidad que en el caso cristalino y, por tanto, menor eficiencia. Sin embargo, tiene un menor costo. Este tipo de tecnología se utiliza para crear rollos de *Thin Film*, un tipo de panel longitudinal y flexible consistente en capas delgadas de material.
- Concentración Fotovoltaica (CPV): En este caso se utiliza un elemento óptico que concentra la radiación en solo 1 cm<sup>2</sup> de material fotovoltaico. Es una combinación entre la tecnología de concentración; pero, en este caso, el receptor es el material fotovoltaico. Se utiliza, comúnmente, en satélites espaciales dada su robustez, pero su diseño obliga a mantener las celdas enfocadas directamente al sol para promover la concentración, a diferencia de las otras tecnologías, que permiten la captación de radiación difusa. En ese sentido, mientras mayor es el nivel de concentración, menor es el ángulo de captación solar. Esto obliga a instalar esta tecnología sobre sistemas de seguimiento de uno o dos ejes.

Tabla 2.3 Comparativo entre tecnologías fotovoltaicas. Fuente: CER.

Categoría	Costo de Inversión	Factor de Planta	Eficiencia en Conversión	Costos de Operación	Costo Medio de Energía
Monocristalino	3,750 a 6,250 [USD/kWp]	20%	15% a 19%	38 a 63 [USD/kW/año]	23.3 a 36.3 [centUSD/kWh]
Policristalino	3,750 a 6,250 [USD/kWp]	20%	14% a 20%	38 a 63 [USD/kW/año]	23.3 a 36.3 [centUSD/kWh]
Silicio Amorfo	1,500 a 2,250 [USD/kWp]	60%	6% a 9%	15 a 23 [USD/kW/año]	23.3 a 36.3 [centUSD/kWh]
Concentración Fotovoltaica	4,000 [USD/kWp]	11% a 30%	40%	9 [USD/kW/año]	26.6 [centUSD/kWh]

## 2.2.2. Potencial Solar en Chile

Desde que se comenzó a desarrollar la generación solar, ha llamado la atención el potencial energético en las grandes zonas desérticas del mundo. En particular, la zona norte de Chile, pues el Desierto de Atacama corresponde a la zona más árida del planeta. Esta es una de las premisas que motiva a pensar que dicha zona resulta conveniente para la instalación de centrales generadoras en base a energía solar. Sin embargo, es relevante determinar de manera numérica esta característica.

En general, una unidad de medida fundamental para la generación solar corresponde a la radiación en términos de  $\text{W}/\text{m}^2$ ; vale decir, potencia por unidad de superficie. Recordando que los paneles fotovoltaicos, en general, son probados para valores nominales de radiación de  $1000 [\text{W}/\text{m}^2]$ , se presenta la siguiente ilustración con un mapa mundial de radiación horizontal media en el año.

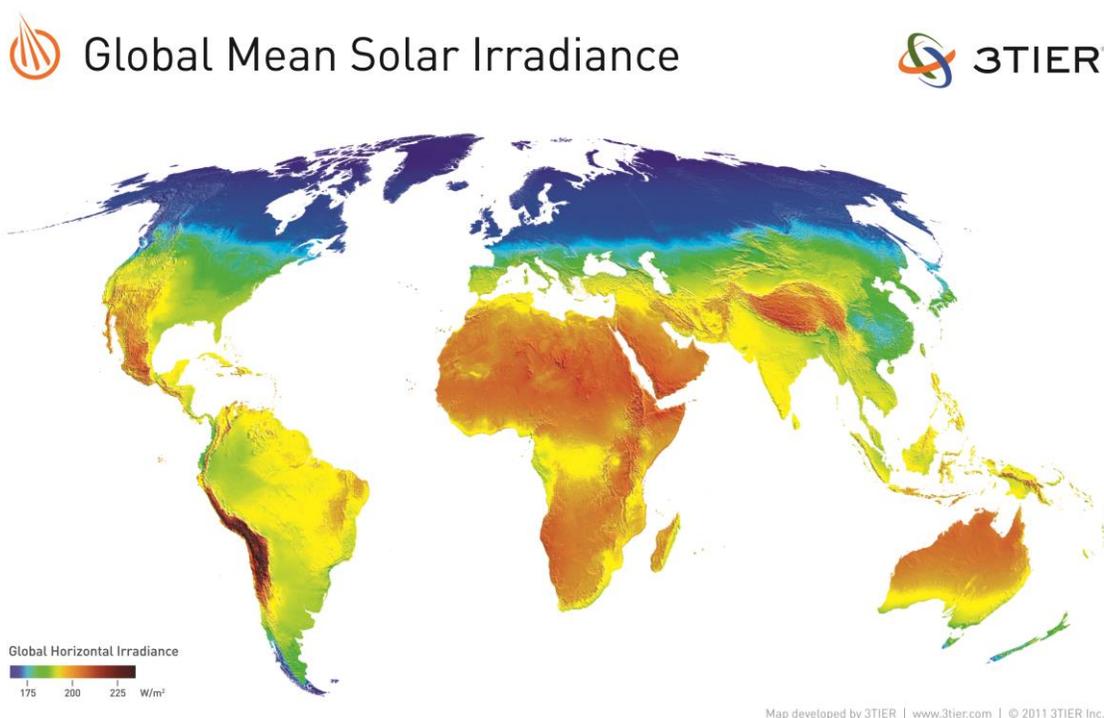
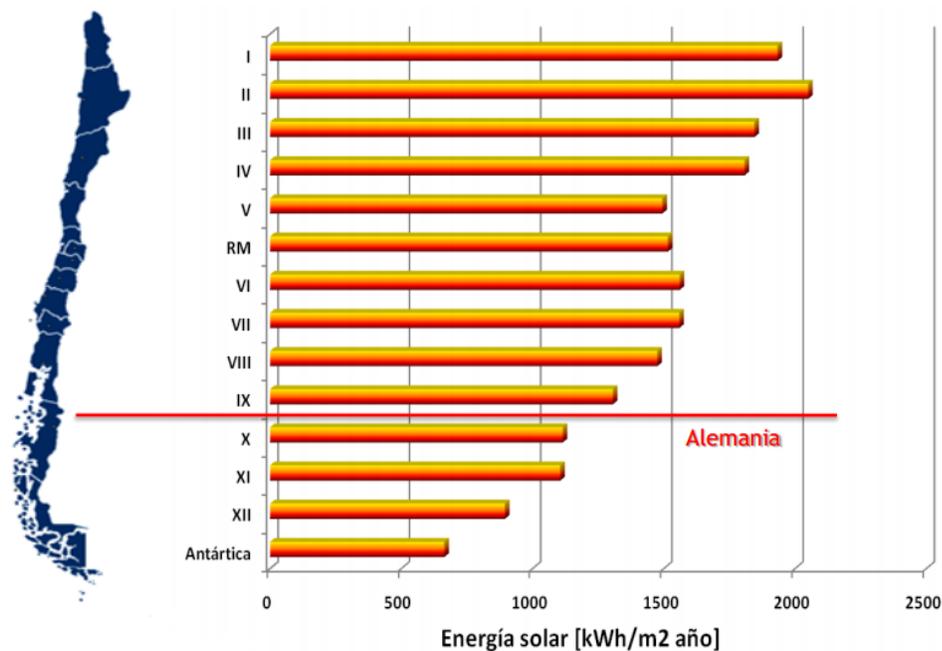


Ilustración 2.7 Mapa de Radiación Solar Media. Fuente: 3TIER.

En la imagen, es posible notar que la zona norte de Chile se encuentra entre los niveles más altos de promedio anual de radiación, cercano a los  $300 [\text{W}/\text{m}^2]$ , llegando en el verano a alcanzar niveles de radiación de  $1200 [\text{W}/\text{m}^2]$ .

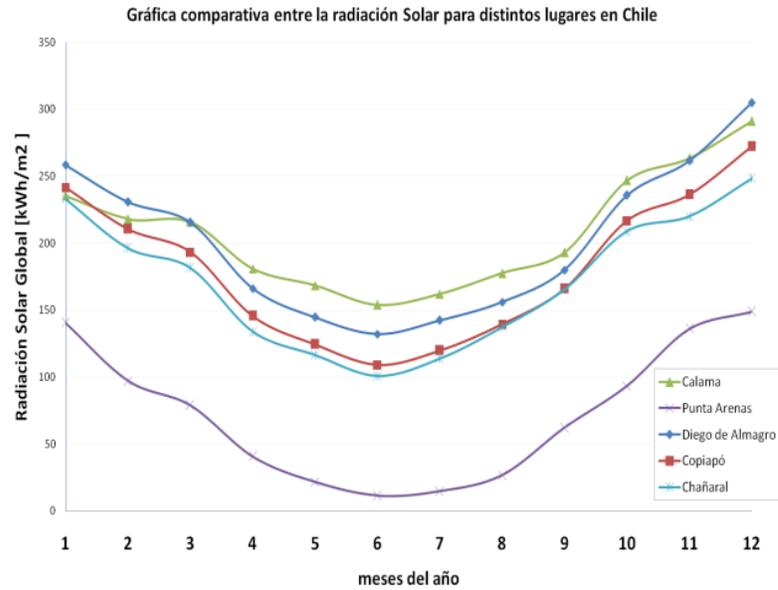
Un segundo elemento relevante a considerar, que sirve de comparación entre el territorio chileno y el resto del planeta en términos de radiación, corresponde a la energía anual estimada por unidad de superficie, expresada en términos de  $\text{kWh}/\text{m}^2$ . Se presenta, a continuación, una gráfica de energía solar anual para cada región del país, comparada con el nivel de energía solar de Alemania

(una de las principales potencias en términos de generación solar, cuya generación anual aumentó desde 313 [GWh] en el año 2003 a 4000 [GWh] en el año 2008).



*Ilustración 2.8 Energía Solar en cada Región de Chile vs Energía Solar en Alemania. Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos UTFSM.*

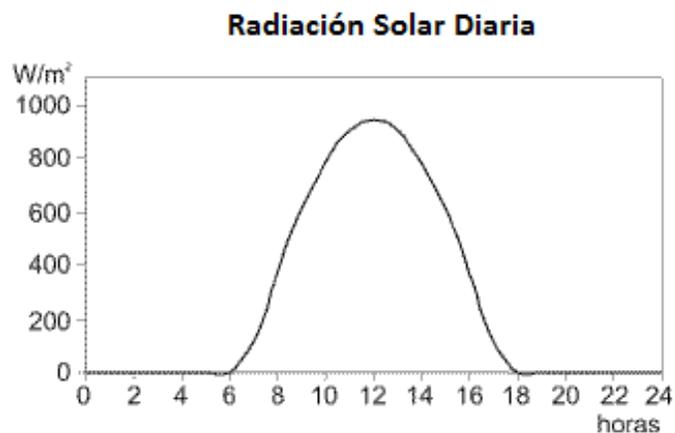
Es posible comprender, entonces, que el potencial solar de un país precursor de esta tecnología, como es Alemania, equivalga al potencial de la zona sur de Chile, cercano a los 1200 [kWh/m2/año], mientras que en el norte del país se llega a valores de 2000 [kWh/m2/año]. Por consiguiente, estos antecedentes comprueban que la zona norte de Chile corresponde, efectivamente, a una zona con alto potencial energético solar. En particular, se presenta en la siguiente gráfica, la radiación solar en términos de energía para distintas localidades chilenas a lo largo del año, lo que permite comprender la estacionalidad anual del recurso energético.



*Ilustración 2.9 Radiación Solar Global a lo largo del año para distintas localidades de Chile. Fuente: Archivo Nacional de Datos Solarimétricos UTFSM.*

Se aprecia de manera clara una tendencia, a lo largo del año, para aquellas localidades con mejores niveles de radiación. Su potencia, en invierno, disminuye aproximadamente a un 50% en comparación con su potencial en verano. Esto provoca una variabilidad anual en la generación de energía eléctrica.

Por otro lado, el potencial solar tiene también una estacionalidad diaria, que está relacionada con el movimiento de rotación de la tierra y, por tanto, con la posición relativa del sol respecto de la superficie terrestre. Dicho efecto se ejemplifica en la siguiente gráfica.



*Ilustración 2.10 Gráfica de Radiación Solar Diaria. Fuente: Sarmiento A.*

En ella, se puede notar que existe un rango horario en el cual se concentra todo el potencial energético, alcanzando su *peak* de potencia a medio día. Por otro lado, se aprecia que llega a niveles nulos durante la noche. Esta variabilidad y el efecto de la nubosidad sobre la generación solar obliga a cualquier proyecto de generación a realizar estimaciones del potencial solar real de una zona. Para ello, se utiliza normalmente una base de datos histórica de radiación medida y se

proyecta en una estimación estocástica de los niveles de radiación que se pueden obtener en el futuro.

Con ese fin, en este informe, se ha utilizado el Explorador de Energía Solar desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía, en coordinación con GIZ (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH*). Dicha aplicación corresponde a los resultados de un modelo atmosférico y datos satelitales en el período comprendido entre los años 2003 y 2011, cuya resolución espacial es de un kilómetro. Se utilizará este explorador para obtener la radiación anual, en un detalle horario, para localidades en las cuales se proyecten instalaciones de generación solar. Para contrastar dichos datos, se ha considerado, además, el “Registro Solarimétrico” confeccionado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) el año 2008; registro que entrega valores de radiación para distintas localidades, inclinaciones y horas del día.

## **2.3. METODOLOGÍAS DE ESTUDIO**

Luego de comprender, a grandes rasgos, el escenario actual de los sistemas latinoamericanos y de conocer casos exitosos de desarrollo de sistemas interconectados regionales en América Central y Europa, se realizará una revisión de distintos estudios relacionados con el desarrollo de un sistema integrado en América del Sur. Para determinar los documentos que se incluirán en esta sección, se realizó una revisión y clasificación de antecedentes en la materia. La clasificación se dividió en los siguientes criterios:

- Documentos de Antecedentes: Aquellos que realizan un estudio general de la situación actual en temas de interconexión de sistemas eléctricos sin tener una orientación específica hacia aspectos regulatorios, normativos, técnicos o económicos.
- Documentos de Mercados Eléctricos: Incluyen un mayor detalle de la descripción de los mercados eléctricos de algún país y de los beneficios económicos que una interconexión tiene para dicho mercado. Corresponden a documentos orientados al aspecto económico.
- Documentos Políticos y Normativos: Aquellos que analizan las necesidades regulatorias que deben existir para la realización de una interconexión eléctrica o, bien, los elementos políticos y normativos que fueron necesarios en casos de interconexión ya realizados. El enfoque de estos documentos es evidentemente regulatorio.
- Documentos Técnico-Económicos: Corresponden a documentos dedicados a analizar las características técnicas de un proyecto de interconexión existente y el beneficio económico que dicho proyecto significó para los sistemas involucrados.
- Estudios de interconexión: En esta categoría, se incluyeron aquellos informes cuyo objetivo era el análisis técnico y económico de nuevos casos de estudio, incluyendo simulaciones en la operación de los sistemas.

Dentro de las primeras cuatro categorías, se clasificaron aquellos documentos que describieran el escenario actual en términos de interconexiones, ya sea enfocado en lo económico, político, normativo o técnico. Dichos documentos fueron de gran utilidad para el desarrollo de este capítulo de antecedentes; en particular, aquellos incluidos en la sección bibliográfica.

Los documentos clasificados en la categoría de estudios de interconexión tienen un elemento clave para el presente capítulo, ya que incluyen diferentes metodologías de estudio para abordar los proyectos de integración energética. En dicha categoría, se han analizado las metodologías de estudio de la Comisión de Integración Energética Regional, la metodología seguida en un trabajo de tesis para optar al grado de Magister de la Universidad Técnica Federico Santa María y la metodología seguida en el informe desarrollado para el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo.

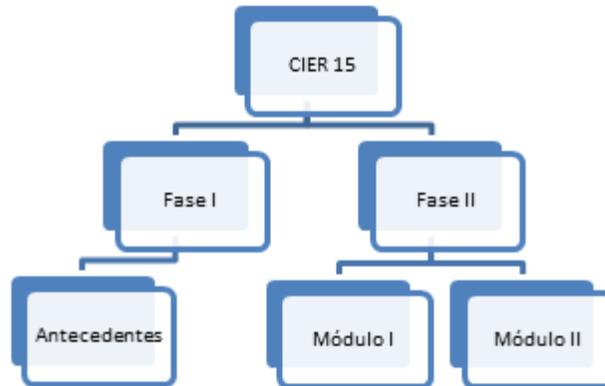
El objetivo de esta revisión es rescatar aquellos aspectos metodológicos relevantes para generar una metodología de estudio propia, que luego pueda ser aplicada a los casos de estudio competentes en esta memoria de título.

### **2.3.1. Metodología CIER**

La Comisión de Integración Energética Regional [1] es una organización internacional sin fines de lucro con representatividad en cada uno de los países que son miembros de ella: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela. Su objetivo es promover

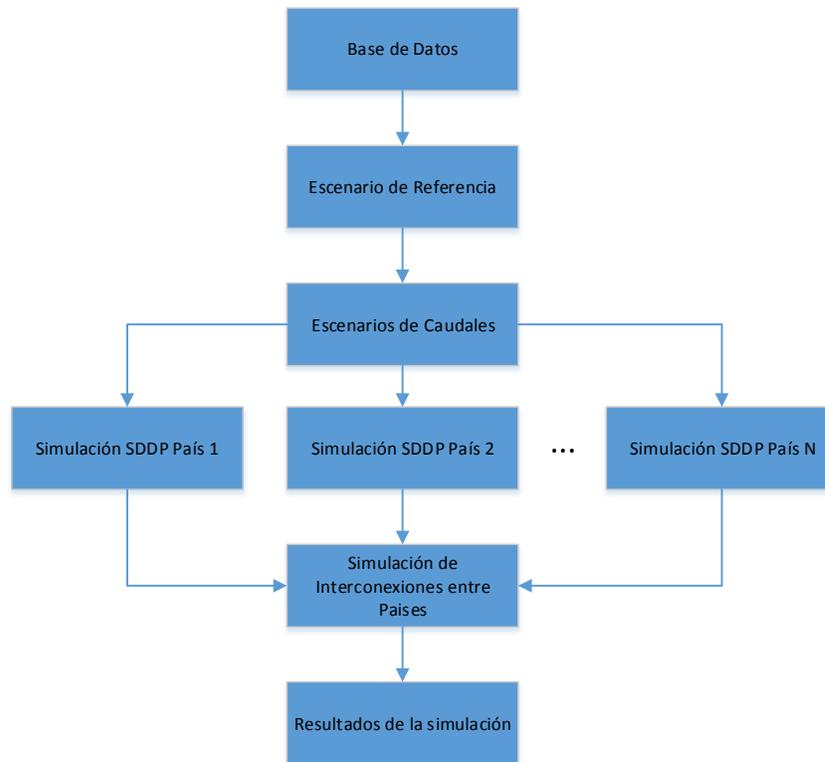
y fortalecer la integración energética en la región. Dentro de ese objetivo es que la comisión ha realizado estudios de interconexión entre los sistemas eléctricos de los países que la componen.

La metodología a analizar se enmarca dentro del estudio CIER15 [5], dividido en dos fases: la primera de ellas, dedicada a la recopilación y ordenamiento de los antecedentes de cada sistema eléctrico. Estos datos han sido obtenidos a través de diversas entidades públicas y privadas en cada país. La segunda fase, a su vez, se divide en dos módulos; el primero, centrado en determinar el potencial energético con el que cuenta hoy en día América del Sur; por otro lado, el segundo módulo corresponde al análisis de diversos casos de estudio de transacciones internacionales de energía.



*Ilustración 2.11 Esquema Investigativo Proyecto CIER15*

La metodología que se pretende analizar se encuentra contenida dentro del segundo módulo de la fase II del proyecto y corresponde al método de análisis de cada caso de estudio de interconexión seguido por la Comisión. El esquema seguido dentro del estudio se aprecia en la Ilustración 2.12.



*Ilustración 2.12 Esquema Metodológico CIER15*

#### a. Base de Datos

A partir de la información que la comisión recopiló de las distintas instituciones públicas y privadas de cada nación, se generó una base de datos que cuenta con:

- Datos de 728 Plantas Hidroeléctricas (Existentes y Proyectos a Futuro).
  - Volumen Máximo, Volumen Mínimo, Curvas de Coeficiente de Producción vs Almacenamiento, Límites de Turbinamiento, etc.
- Modelos de Caudales.
  - Modelo Estocástico de 100 escenarios de caudales generados a partir de Data Histórica.
- Datos de Energía Renovable.
- Datos de 1600 Plantas Termoeléctricas (Existentes y Proyectos a Futuro).
- Disponibilidad Futura de Combustible.
- Precios Futuros de Combustible.
- Datos de la Red de Transmisión.
  - Representación en flujo DC.

#### b. Escenario de Referencia

Con esta base de datos, se genera un Escenario de Referencia que se utiliza para comparar los resultados de cada caso de estudio y así poder determinar la conveniencia realizar o no realizar cada proyecto de interconexión. Este Escenario de Referencia incluye una proyección de la demanda definido (crecimiento anual de un 5%), factores de carga por cada región, cronogramas de entrada de nuevas centrales generadoras (información otorgada por los operadores de cada

sistema de acuerdo a sus proyecciones) y refuerzos previstos en las redes de transmisión (información otorgada por los operadores de cada sistema de acuerdo a sus proyecciones).

### c. Escenarios de Caudales

A este Escenario de Referencia se le aplica un modelo estocástico de 100 escenarios posibles de caudales para la región completa, generado a partir de la data histórica de la región, con el objetivo de obtener una diversidad de posibilidades de operación. Cada una de ellas, asociada a una probabilidad de ocurrencia.

### d. Simulación SDDP

Tomando en cuenta estas posibles operaciones, se realiza un despacho hidrotérmico con restricciones de red (Modelo SDDP) en cada uno de los países de manera aislada. Esta primera simulación aislada para cada país entrega resultados relacionados con los costos marginales del sistema, cantidad de interrupciones de suministro (asociadas a la falta de generación o límites de transmisión en la red) y otros factores relevantes de la operación del sistema.

### e. Simulación Interconexiones

De acuerdo a los resultados de la operación, se determinan los intercambios de energía a través de las interconexiones de sistemas. En este proceso, se debe tomar en cuenta que existen diferentes modos de operar una interconexión. Algunas de estas alternativas se detallarán posteriormente.

### f. Resultados de Simulación

Los intercambios a través de interconexiones modificarán la operación de cada sistema aislado, por lo cual se deben volver a calcular los resultados mencionados anteriormente (costos, calidad de suministro, etc). El proceso recién descrito se puede apreciar en la Ilustración 2.13.

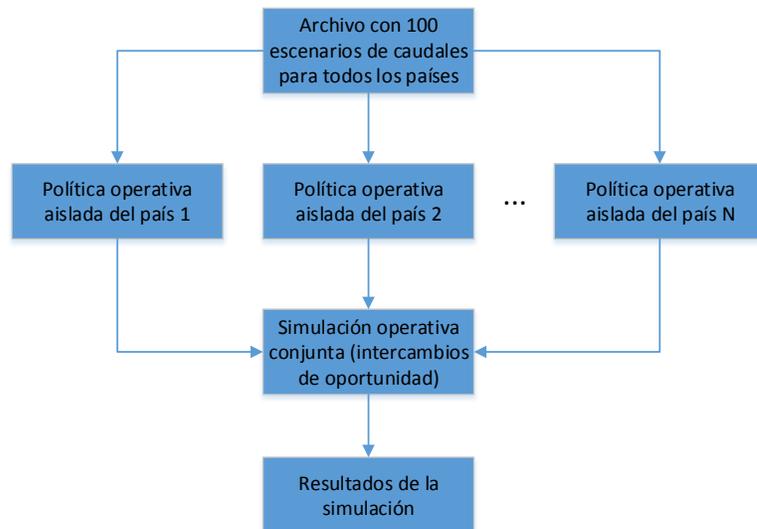


Ilustración 2.13 Esquema de Simulación. Fuente: Basado en [5]

La metodología planteada por la CIER contempla el análisis de ciertas variables de interés, las cuales son resultado de la simulación y se ven modificadas por el uso de interconexiones en el sistema. Por ello, se tiene una evolución de dichas variables entre los casos de sistemas aislados y de sistemas interconectados regionalmente. Las variables relevantes en este estudio corresponden a:

- Costo Operativo para cada planta termoeléctrica.
- Costo Marginal de Corto Plazo de cada sistema.
- Energía No Suministrada.
- Flujos en las interconexiones.
- Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

Las primeras tres variables se traducen posteriormente en un indicador denominado Índice de Beneficio Costo (IBC), el cual se calcula simplemente tomando en cuenta la cantidad total de dinero al año que el proyecto en estudio le ahorra al sistema en conceptos de costos operativos, costos marginales e interrupciones de suministro. Luego, se divide este beneficio total por el costo de inversión anualizado del proyecto. Esta proporción otorga un índice adimensional que, de acuerdo a la propuesta realizada por la CIER, debiese ser representativo del grado de beneficio que implica el proyecto; vale decir, mientras mayor es el índice IBC, más conveniente resulta el proyecto.

Adicionalmente, se genera como resultado del método otro índice que incluye la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> al año, índice denominado IBC+Amb. Nuevamente, el objetivo de este parámetro es lograr determinar comparativamente qué proyecto en análisis resulta tener el mayor beneficio económico y ambiental. Los proyectos analizados por la CIER se aprecian en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Proyectos Analizados por la CIER. Fuente [5]

Proyectos de interconexión seleccionados					
Proyecto	Fecha (año)	Voltaje (kV)	longitud (km)	Capacidad (MW)	Costo <sup>10</sup> (MUS\$)
PE-BR	2015	500	3470	2200	2370
BO-BR	2015	500	2850	800	792
CO-PA	2014	400	614	300	207
BO-CH	2014	230	150	180	30
SIEPAC II (C. América)	2016	230	1800	300	500
BR-UY	2013	500	420	500	330
AR-PY-BR	2014	500	666	2000	610
BO-PE	2014	230	215	125	65
PE-EC	2010	220/230	107	100	–
CH-AR	2015	–	–	–	–
PY-AR-CH	2011	–	–	–	–
BR-AR	2010	500	490	2000	–
<b>Total<sup>3</sup></b>			<b>10185</b>	<b>6405</b>	<b>4904</b>

Para complementar la descripción del método ya realizada, se revisará uno de los casos de estudio del informe. Para ello, se ha elegido el caso de la interconexión Perú-Brasil, cuyo objetivo es permitir la exportación de generación desde la futura Central Hidroeléctrica Inambari en Perú hasta el sistema brasileño. Se debe destacar que el análisis realizado por la CIER contempla cada uno de estos proyectos por separado; vale decir, no se considera un escenario en el cual dos o más de estos proyectos se realicen. Dicha posibilidad, si bien aumenta la complejidad de la simulación, genera, sin duda, cambios en los resultados obtenidos para cada proyecto por separado.

La motivación de estudiar este caso de interconexión surge por el interés de aprovechar las economías de escala en la construcción de la central hidroeléctrica Inambari, ya que se ha proyectado una potencia instalada de 2200 [MW], lo que sobrepasa las necesidades a corto plazo de generación en el sistema peruano. Por tanto, dicho excedente de energía resulta propicio para crear una interconexión internacional. Por otro lado, el sistema brasileño alcanza el 50% de la demanda total de la región latinoamericana, por lo cual se categoriza como un importante centro de carga en la región; además, su sistema requiere, hoy en día, de centrales de embalse como Inambari que ayuden a la regulación de carga.

La inversión de la central se evalúa en MMUS\$ 2370, incluyendo la construcción de una línea de transmisión de 3470 kilómetros desde la central hasta el sistema eléctrico brasileño. Como simplificación inicial se asume que la central opera con un contrato de ventas físicas de 1560 [MW] que debe inyectar de manera permanente.

A partir de la base de datos de los sistemas de Perú y Brasil, del escenario de referencia del modelo y de los 100 escenarios de caudales, se realiza una simulación de despacho en el sistema brasileño sin considerar el proyecto. Para dicho resultado, se asume el Costo Marginal de Largo Plazo utilizado en los estudios de planificación: 77 [US\$/MWh]. Luego, se simula el sistema brasileño con la inyección de la central en estudio y resulta en un costo medio de operación del sistema de 52 [US\$/MWh]. El ahorro anual generado por el proyecto por la disminución del costo de operación se calcula como:

$$[P_{firme} \cdot Horas_{año}] \cdot [CMLP - C_{operación}] = 1560 \cdot 8760 \cdot [77 - 52] = US\$ 342 \text{ millones}$$

Luego, considerando la inversión inicial de MMUS\$ 2370, se requiere el valor de inversión anualizado. Se considera, en este punto, una vida útil de la central de 30 años y una tasa de descuento del capital de un 8%, con lo cual se obtiene una inversión anualizada de US\$ 210 millones. Finalmente, el factor de interés IBC del proyecto se calcula de la siguiente forma.

$$IBC = \frac{342}{210} = 1.6$$

El estudio no incluye el impacto en el sistema peruano ya que no existía claridad en el Costo Marginal de Largo Plazo del sistema. Tampoco considera, en este caso, el beneficio relacionado con la reducción de emisión de CO<sub>2</sub>, dada la incertidumbre en la simulación de la planta para Brasil.

Bajo ese esquema, se evaluaron todos los proyectos planteados de manera independiente, cuyos resultados se pueden apreciar en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Resultados de los Proyectos Analizados por la CIER. Fuente [5]

**Análisis económico de los proyectos de interconexión**

Proyecto	Fecha (año)	Ben. Oper+C. (MUS\$/año)	Ben. Emis. (Mton CO <sub>2</sub> /año)	Costo (MUS\$/año)	IBC (p.u.)	IBC+Amb (p.u.)
PE-BR	2015	342.0 <sup>a</sup>	N/C <sup>b</sup>	210.0	1.6	N/C
BO-BR	2015	102.0 <sup>a</sup>	N/C <sup>b</sup>	71.0	1.4	N/C
CO-PA	2014	20.5	0.23	18.4	1.1	1.3
BO-CH	2014	66.0	0.64	2.7	24.4	29.2
SIEPAC II	2016	42.0	0.22	44.4	0.95	1.05
BR-UY	2013	88.0	0.44	29.3	3.0	3.3
AR-PY-BR	2014	300.0	0.51	54.0	5.6	5.7
BO-PE	2014	7.7 <sup>c</sup>	N/C	5.8	1.3	N/C
PE-EC	2010	21.0	0.22	N/C <sup>d</sup>	N/C	N/C
CH-AR	2015	técnicamente inviable				
PY-AR-CH	2011	208.0	1.50	70.0	3.0	3.4
BR-AR	2010	340.0	0.51	220.0	1.5	1.6
<b>Total</b>		<b>1537.2</b>	<b>4.27</b>	<b>726</b>		

Observaciones: a - Beneficio calculado como la diferencia entre el costo de la planta hidroeléctrica y el costo marginal de largo plazo de generación de Brasil; b – Monto no calculado debido a la incertidumbre con respecto a la simulación de la planta hidroeléctrica para Brasil; c – Debido a la incertidumbre con respecto a la operación de los sistemas, se utilizó el ingreso por congestión en la interconexión como un “proxy” para la reducción de los costos operativos. d – Información sobre los refuerzos de transmisión no disponible;

A partir de los resultados, se puede apreciar que la mayoría de los proyectos evaluados tienen como resultado índices entre 1 y 10 en orden de magnitud; a excepción del proyecto de interconexión Bolivia-Chile, donde los altos costos actuales del sistema chileno se ven fuertemente reducidos por la importación de energía desde Bolivia.

Como parte de las conclusiones de cada caso de estudio del análisis, se agregan requisitos institucionales que se deben cumplir para asegurar la factibilidad de cada proyecto. En el caso de la interconexión Perú-Brasil, se plantea la necesidad de generar un tratado entre ambas naciones, el cual sirva de respaldo para el acuerdo que se pacte en relación a la interconexión. Además, y no menos importante, se sugiere establecer un Acuerdo Operacional entre los operadores de ambos sistemas, el COES, en Perú, y el ONS, en Brasil.

### 2.3.2. Metodología UTFSM

Una segunda metodología analizada corresponde al trabajo de tesis para optar al grado de Magíster en Economía Energética presentado por Oscar Toledo M. y Nelson Villalobos V., bajo la tutela del profesor Alejandro Sáez C. [6]

La metodología aplicada en este trabajo de tesis comprende el análisis de casos de estudios mediante un proceso iterativo dividido en etapas, a través de las cuales se pretende aumentar la profundidad de la información y reducir la incertidumbre en los resultados. El esquema general del proceso se representa en la Ilustración 2.14.



*Ilustración 2.14 Esquema Metodológico Informe UTFSM. Fuente: Basado en [6]*

- Fase I: Motivación

El objetivo es conocer las intenciones de los distintos actores involucrados en un proyecto de interconexión; ya sean inversionistas, comunidad, gobierno o cualquier otro. Se reconocen las siguientes motivaciones: atender condiciones de emergencia de suministro, lograr acuerdos de venta de energía a largo plazo y mejorar la confiabilidad del sistema.

- Fase II: Prefactibilidad

En esta fase, se formulan alternativas de interconexión para resolver la inquietud presentada en la motivación. El objetivo es seleccionar la alternativa técnico-económica más conveniente en conceptos de reducción de costos, aumento de la confiabilidad y mejora en la calidad del servicio. Dichos resultados se estudian desde el punto de vista energético, ambiental y eléctrico.

- Estudio Energético

Este estudio busca conseguir una radiografía de los sistemas energéticos actuales a través de estudios de demanda y generación, características de los mercados, precios de cada mercado y las proyecciones que se tienen de cada uno de estos factores. Con estos antecedentes, se evalúan posibles intercambios de energía y potencia entre sistemas a interconectar. Para lograr esta evaluación, se llevan a cabo las siguientes etapas:

- Optimización y simulaciones de sistemas en forma independiente.
- Optimización y simulación de sistemas interconectados con distintas capacidades de interconexión.
- Evaluación de Beneficios.
- Análisis de Sensibilidad respecto a la fecha de entrada, al plan de expansión de generación y de transmisión.

El análisis incluye un conjunto de series hidrológicas. La optimización no considera la red de transmisión de cada sistema pero sí se modelan las interconexiones entre países. La evaluación de beneficios se realiza a partir de los costos operacionales considerando y sin considerar una interconexión. Estos se calculan como el costo promedio de la generación térmica más costos de racionamiento para los años simulados, los cuales reflejan el costo que se espera del sistema operado óptimamente durante el período de análisis. Para escoger la capacidad de transmisión, se escoge aquella que, luego de simular distintos niveles de capacidad, minimice la tarifa final al consumidor.

- Estudio Ambiental

Se evalúan las restricciones y dificultades ambientales en el área de influencia del proyecto de interconexión analizado particularmente, considerando en cada caso si se hace necesario un estudio de impacto ambiental o una declaración de impacto ambiental.

- Estudio Eléctrico

El objetivo de este estudio es evaluar alternativas técnicas para la interconexión que cumplan con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad. Para ello, se siguen las siguientes etapas:

- Identificación de Alternativas.
- Análisis Eléctrico en estado estacionario (Operación Normal y Contingencia).
- Análisis de Cortocircuito.
- Análisis de Estabilidad (Transitoria, Dinámica).
- Determinación de la Interconexión Eléctrica Óptima.

Este estudio se basa en la elección de alternativas, de acuerdo a la experiencia de especialistas, considerando la capacidad definida en el estudio energético y, posteriormente, simulaciones de las distintas alternativas.

- Fase III: Factibilidad

Esta fase busca determinar la factibilidad del proyecto analizado de modo que, a partir del resultado obtenido, se pueda decidir si se lleva a cabo o no. Para concluir esta factibilidad, se realizan tres estudios complementarios: regulatorio, operativo y económico financiero.

- Estudio Regulatorio

El objetivo de este estudio es identificar, compatibilizar y establecer esquemas regulatorios que permitan el intercambio de electricidad entre dos sistemas, enfocándose principalmente en los criterios de remuneración que se tienen en la regulación de cada sistema. Los criterios utilizados para la confección de un marco normativo que permita el intercambio energético fueron los siguientes:

- Condiciones competitivas del mercado que reflejen costos eficientes y eviten prácticas discriminatorias y abusos de posiciones dominantes.

- Libre contratación entre agentes del mercado eléctrico. Esto, en un contexto en que los contratos se encuentren en conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país y se asuma su cumplimiento.
  - Permitir intercambios de oportunidad entre mercados spot de cada país.
  - Consideración de las ofertas y demandas declaradas para la programación y despacho de cada país.
  - Promoción de la participación de inversión privada en la infraestructura de transporte en interconexiones internacionales.
- Estudio Operativo

Se pretende establecer el mecanismo de operación técnica y comercial de la interconexión proyectada, incluyendo los procedimientos, condiciones, obligaciones y responsabilidades de cada una de las partes involucradas. Todos estos elementos deben mantenerse dentro del marco legal y normativo de cada país. Los criterios utilizados para determinar estos mecanismos son:

- Calidad de frecuencia y tensión (regulación, armónicos, flicker).
- Seguridad: Reserva de potencia activa y reactiva, regulación de frecuencia primaria y secundaria, control de intercambio neto, EDACs, EDAGs, oscilaciones de potencia.
- Confiabilidad: Criterio n-1.

- Estudio Económico y Financiero

En el estudio económico, se realiza un cálculo de la relación Beneficio/Costo del proyecto desde el punto de vista de la operación coordinada. Se considera, para ello, beneficios totales (independientemente de la distribución que estos tengan entre los agentes del sector) y también se relaciona con el beneficio país provocado por la interconexión.

Por otro lado, en el estudio financiero, se realiza el cálculo solo desde el punto de vista del inversionista o de un participante del proyecto, determinando los ingresos y egresos del mismo y, por consecuencia, su rentabilidad. El objetivo de este estudio es concluir si el proyecto es factible de realizar por un inversionista privado.

La combinación de ambos estudios determina de qué modo es factible económicamente la interconexión, si es que es atractiva para capital privado o requiere de incentivos adicionales para ello.

- Fase IV: Acuerdos

Una vez que se concluye que el proyecto analizado es factible en todas sus aristas, se especifican los acuerdos y convenios necesarios para iniciar la ejecución y para el seguimiento del mismo.

### **2.3.2. Metodología PNUD**

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) encargó un estudio para el análisis de prefactibilidad técnico-económica de interconexiones eléctricas entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú a un conjunto de empresas consultoras. A saber: Estudios Energéticos Ltda. de

Colombia, Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C. de Perú y KAS Ingeniería S.A. de Chile [7]. El objetivo fue identificar alternativas sostenibles y técnicamente factibles de intercambios de energía eléctrica entre los países nombrados. La metodología de dicho estudio puede separarse en las siguientes etapas.

En primer lugar, se realizó un análisis de largo plazo de las interconexiones, de manera que se pudiera establecer un nivel máximo de transferencia entre los sistemas. De ese modo, fue posible comparar el escenario actual con un caso de interconexión sin restricciones de capacidad entre los países utilizando diferentes fechas de entrada; esto, en concordancia con los niveles máximos encontrados en cada caso. Esta etapa fue calculada a través de una representación uninodal de cada sistema utilizando el modelo SDDP.

La segunda etapa consideró enlaces de interconexión ajustado a posibilidades reales de instalación dentro del horizonte estudiado. Con dichos enlaces, se llevó a cabo un análisis de mediano plazo de operación conjunta y coordinada entre los países, utilizando el modelo Ose2000, calculando los beneficios en cada escenario simulado.

En el siguiente esquema, se resumen las etapas y análisis utilizados dentro de la metodología de este estudio.

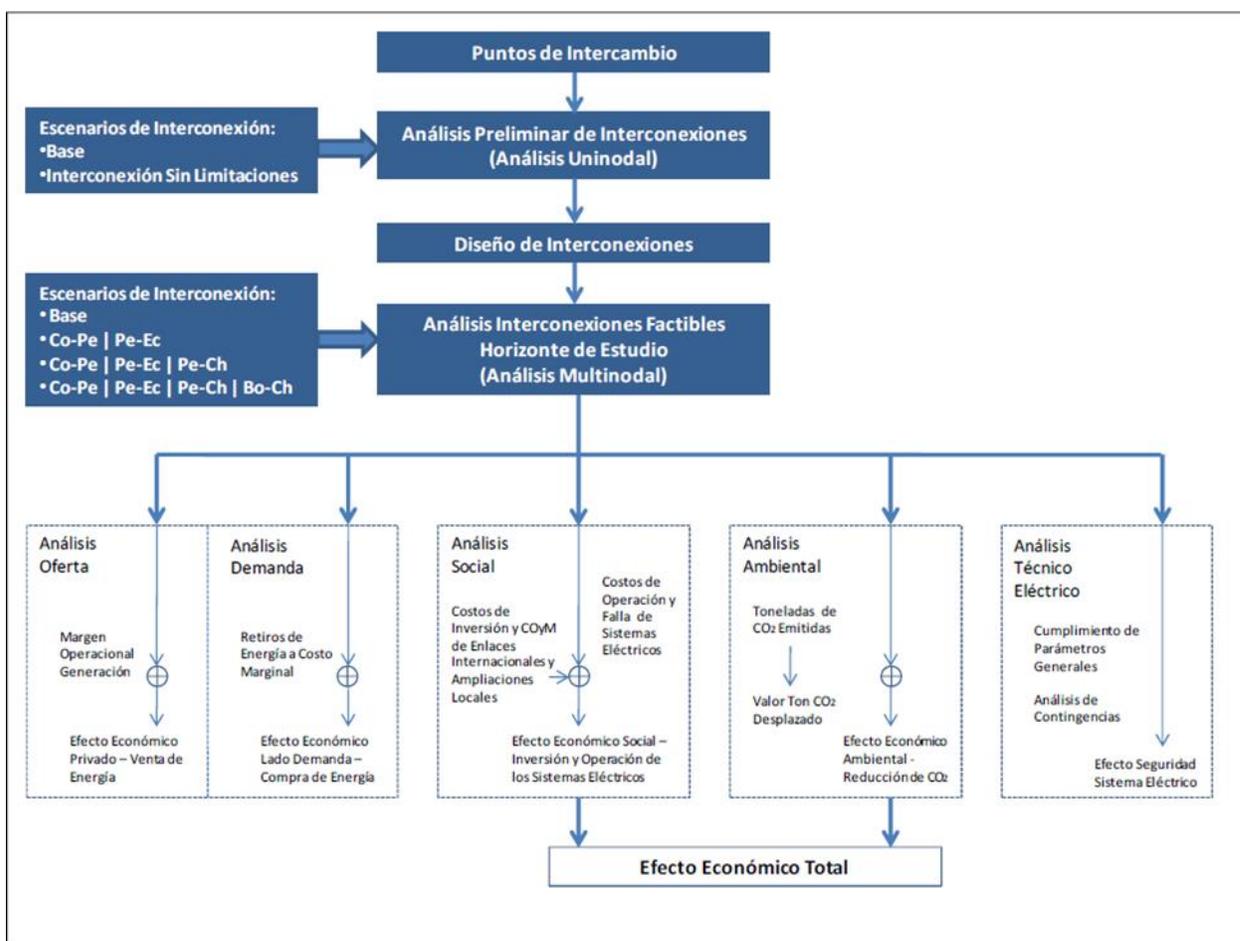


Ilustración 2.15 Esquema General del Análisis Técnico-Económico del Informe desarrollado para la PNUD.

## 2.4. MERCADOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA

### 2.4.1. Realidad Energética Regional

Un antecedente relevante de este trabajo es el escenario energético actual de la región sudamericana. Para ello, se han recopilado los siguientes datos estadísticos acerca de la demanda eléctrica total anual de cada país de la región, la cual se detalla en la Tabla 2.6. Se agrega, además, el porcentaje de participación en términos de demanda anual dentro región.

Tabla 2.6 Demandas Totales América del Sur. Fuente: Elaboración Propia.

<b>Demanda Anual [GWh]</b>	<b>1990</b>	<b>1995</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>Participación</b>
<b>Argentina</b>	47,074	62,809	81,601	97,473	<b>127,263</b>	<b>12.67 %</b>
<b>Bolivia</b>	1,901	2,792	3,879	4,896	<b>6,970</b>	<b>0.69 %</b>
<b>Brasil</b>	211,328	261,060	324,936	405,100	<b>515,799</b>	<b>51.35 %</b>
<b>Chile</b>	18,398	28,027	41,268	52,483	<b>61,608</b>	<b>6.13 %</b>
<b>Colombia</b>	33,877	41,908	42,296	50,430	<b>56,925</b>	<b>5.67 %</b>
<b>Ecuador</b>	6,361	8,405	10,612	13,404	<b>19,509</b>	<b>1.94 %</b>
<b>Paraguay</b>	27,158	41,607	53,210	51,047	<b>53,956</b>	<b>5.37 %</b>
<b>Perú</b>	9,558	13,080	19,923	25,510	<b>35,908</b>	<b>3.57 %</b>
<b>Uruguay</b>	7,244	6,252	7,365	7,566	<b>9,887</b>	<b>0.98 %</b>
<b>Venezuela</b>	56,196	70,672	89,488	105,230	<b>116,716</b>	<b>11.62 %</b>
<b>América del Sur</b>	<b>419,095</b>	<b>536,923</b>	<b>674,578</b>	<b>818,279</b>	<b>1,004,541</b>	<b>100 %</b>

Para comprender de mejor manera la distribución geográfica de esta demanda, se ha realizado una simplificación de la ubicación de los centros de cargas más importantes de la región, de acuerdo a los siguientes criterios:

- Brasil: Se ha dividido el consumo en sus cuatro sistemas eléctricos. Para cada uno, el centro de carga elegido corresponde al centro urbano de mayor consumo de cada sistema:
  - Sistema Norte: Coordenadas de San Luís.
  - Sistema Noreste: Coordenadas de Salvador de Bahía.
  - Sistema Sur/Centro Oeste: Coordenadas de Río de Janeiro.
  - Sistema Sur: Coordenadas de Porto Alegre.
- Argentina: 42.1% de la demanda se ubica en la Provincia del Gran Buenos Aires y un 11.0% de la demanda en la Provincia de Buenos Aires; por tanto, se tiene un 53.1% de la demanda en la región cercana a la capital. Se utilizan las coordenadas de Buenos Aires. [10]
- Uruguay: 40% de la población se ubica en Montevideo con un alto consumo residencial, comercial e industrial. Se utilizan las coordenadas de Montevideo. [11]
- Venezuela: 32% del consumo corresponde a la Industria de la zona de Guayana. Se utilizan las coordenadas de Guayana. [12]

- Perú: 27.5% del consumo en la región de Lima, 21.5% en la región de Huancavelica (contigua a Lima) y un 10.8% del consumo en la región de Callao (contigua a Lima); por tanto, se tiene un total de un 59.8% del consumo en un radio de 300 [km] en torno a Lima. Se utilizan las coordenadas de Lima. [13]
- Paraguay: Distancia entre Asunción y cualquier punto del Sistema Interconectado Nacional menor a 350 [km]. Se utilizan las coordenadas de Asunción.
- Colombia: El 42.2% del consumo eléctrico es residencial, por tanto se considera como centro de carga el centro urbano de mayor población. Se utilizan las coordenadas de Bogotá. [14]
- Chile: Se divide el centro de carga en los dos Sistemas Interconectados nacionales:
  - Sistema Interconectado Central: Consumo en mayor medida residencial. Se utilizan las coordenadas de Santiago.
  - Sistema Interconectado del Norte Grande: Consumo mayormente minero. Se utilizan las coordenadas de la minera Escondida.
- Bolivia: Se utilizan las coordenadas de La Paz.
- Ecuador: Se utilizan las coordenadas de Quito.

Realizando una ponderación geográfica de los centros de carga seleccionados, se puede obtener una aproximación del centro de carga de la región sudamericana, el detalle se visualiza en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Centros de Carga de la región sudamericana. Fuente: Elaboración Propia

Centros de Carga	Latitud	Longitud	Peso [%]	Energía 2010 [GWh]
<b>Brasil Norte</b>	2°30'0.00" S	44°15'0.00" O	3.54%	35,590
<b>Brasil Noreste</b>	12°54'0.00" S	38°30'0.00" O	7.39%	74,275
<b>Brasil S/CO</b>	23°0'0.00" S	44°50'0.00" O	31.48%	316,185
<b>Brasil Sur</b>	30°0'0.00" S	51°0'0.00" O	8.93%	89,749
<b>SIC</b>	33°30'0.00" S	70°30'0.00" O	5%	45,590
<b>SING</b>	24°13'0.00" S	69°0'0.00" O	2%	16,018
<b>Venezuela</b>	9°30'0.00" N	67°0'0.00" O	12%	116,716
<b>Argentina</b>	34°30'0.00" S	58°30'0.00" O	13%	127,263
<b>Uruguay</b>	34°50'0.00" S	56°10'0.00" O	1%	9,887
<b>Bolivia</b>	16°30'0.00" S	68°10'0.00" O	1%	6,970
<b>Perú</b>	12°00'0.00" S	76°45'0.00" O	4%	35,908
<b>Colombia</b>	4°35'0.00" N	74°05'0.00" O	6%	56,925
<b>Ecuador</b>	0°13'0.00" S	78°30'0.00" O	2%	19,509
<b>Paraguay</b>	25°20'0.00" S	57°35'0.00" O	5%	53,956
<b>Centro de Carga Calculado</b>	<b>18°15'0.00" S</b>	<b>54°39'0.00" O</b>	<b>100%</b>	<b>1,004,541</b>

En la Ilustración 2.16 se aprecian gráficamente los centros de la tabla anterior. En ella, se han marcado todos los centros de carga y se expresa su porcentaje de participación con una circunferencia roja en torno a cada centro. El cálculo del centro de carga final se visualiza como una circunferencia azul en torno al punto geográfico calculado. Dicho punto se encuentra dentro del territorio brasileño, pero con cercanía a Paraguay y Argentina.

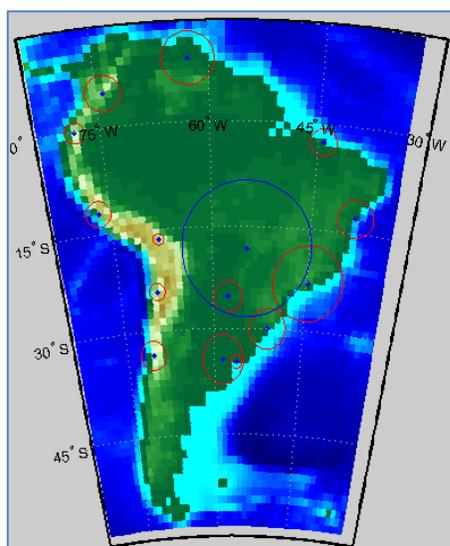


Ilustración 2.16 Cálculo de Centro de Carga Sudamericano. Fuente: Elaboración Propia.

De la misma manera, no solo es relevante conocer la demanda total anual de cada sistema, sino que también el grado de coincidencia que esta demanda tiene a lo largo de distintos horizontes de tiempo (estacionalidad diaria, semanal, mensual, anual). A continuación, se adjunta una tabla con las demandas máximas a través del tiempo en cada país y el mes al cual corresponde esta demanda máxima.

Tabla 2.8 Demandas Máximas de la región sudamericana. Fuente: Elaboración Propia.

<b>Demanda Máxima [MW]</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Mes</b>
<b>Argentina</b>	16,718	17,395	18,345	19,126	19,566	20,843	Agosto
<b>Bolivia</b>	759	822	895	899	939	1,009	Diciembre
<b>Brasil</b>	60,918	61,782	62,895	65,586	69,193	72,580	Febrero
<b>SING</b>	1,566	1,676	1,790	1,897	1,816	1,900	Diciembre
<b>SIC</b>	5,764	6,059	6,313	6,147	6,139	6,482	Diciembre
<b>Colombia</b>	8,639	8,762	9,093	9,079	9,290	9,100	Marzo
<b>Ecuador</b>	2,424	2,642	2,706	2,785	2,768	2,879	Abril
<b>Paraguay</b>	1,354	1,500	1,521	1,648	1,810	1,892	Diciembre
<b>Perú</b>	3,305	3,580	3,965	4,199	4,322	4,579	Diciembre
<b>Uruguay</b>	1,485	1,409	1,654	1,481	1,684	1,689	Agosto
<b>Venezuela</b>	14,687	15,945	15,551	16,351	17,337	16,755	Octubre
<b>América del Sur</b>	117,619	121,572	124,728	129,198	134,864	139,708	No Coincidente

Por otro lado, la potencia instalada en cada país de la región se puede apreciar en detalle en la Tabla 2.9 de acuerdo a los datos recopilados por la CIER.

Tabla 2.9 Potencia Instalada Total por País de la Región. Fuente: Elaboración Propia.

<b>Potencia Instalada [MW]</b>	<b>1990</b>	<b>1995</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>Participación</b>
<b>Argentina</b>	14,966	18,511	26,357	28,292	32,847	15%
<b>Bolivia</b>	525	709	1,268	1,379	1,645	1%
<b>Brasil</b>	49,603	55,497	67,713	92,865	112,399	46%
<b>Chile</b>	4,426	5,949	10,370	13,006	16,954	6%
<b>Colombia</b>	8,312	10,156	12,581	13,348	13,289	7%
<b>Ecuador</b>	1,717	2,465	3,348	3,567	5,143	2%
<b>Paraguay</b>	6,178	6,933	8,166	8,116	8,818	5%
<b>Perú</b>	2,842	3,196	6,070	6,200	8,613	3%
<b>Uruguay</b>	1,909	2,108	2,115	2,030	2,667	1%
<b>Venezuela</b>	18,014	18,161	21,233	21,769	24,882	13%
<b>América del Sur</b>	108,492	123,685	159,221	190,572	227,257	100%

Si se compara el porcentaje de participación de cada país en términos de demanda anual y en términos de potencia instalada se aprecia que dichos porcentajes son similares. Esto demuestra una correlación de criterio a la hora de optimizar la capacidad instalada en función del consumo. En términos de crecimiento de la potencia instalada, se pueden comprender las necesidades de generación de cada sistema y, a su vez, el resultado que tienen las políticas de generación. En la siguiente tabla, se aprecia el crecimiento de potencia instalada en cada país.

Tabla 2.10 Crecimiento de Potencia Instalada por Período.

<b>Crecimiento</b>	<b>90-95</b>	<b>95-00</b>	<b>00-05</b>	<b>05-10</b>	<b>Promedio</b>
<b>Argentina</b>	24%	42%	7%	16%	22%
<b>Bolivia</b>	35%	79%	9%	19%	35%
<b>Brasil</b>	12%	22%	37%	21%	23%
<b>Chile</b>	34%	74%	25%	30%	41%
<b>Colombia</b>	22%	24%	6%	0%	13%
<b>Ecuador</b>	44%	36%	7%	44%	33%
<b>Paraguay</b>	12%	18%	-1%	9%	10%
<b>Perú</b>	12%	90%	2%	39%	36%
<b>Uruguay</b>	10%	0%	-4%	31%	10%
<b>Venezuela</b>	1%	17%	3%	14%	9%
<b>América del Sur</b>	14%	29%	20%	19%	20%

Se visualiza entonces una gran variabilidad en cada período en términos de crecimiento de potencia instalada, lo cual corresponde a las necesidades y contingencias de cada sistema. De manera comparativa, se presenta, a continuación, el crecimiento de demanda anual de cada país para los mismos períodos.

Tabla 2.11 Crecimiento de Demanda Anual por Período.

<b>Crecimiento</b>	<b>90-95</b>	<b>95-00</b>	<b>00-05</b>	<b>05-10</b>	<b>Promedio</b>
<b>Argentina</b>	33%	30%	19%	31%	28%
<b>Bolivia</b>	47%	39%	26%	42%	39%
<b>Brasil</b>	24%	24%	25%	27%	25%
<b>Chile</b>	52%	47%	27%	17%	36%
<b>Colombia</b>	24%	1%	19%	13%	14%
<b>Ecuador</b>	32%	26%	26%	46%	33%
<b>Paraguay</b>	53%	28%	-4%	6%	21%
<b>Perú</b>	37%	52%	28%	41%	39%
<b>Uruguay</b>	-14%	18%	3%	31%	9%
<b>Venezuela</b>	26%	27%	18%	11%	20%
<b>América del Sur</b>	28%	26%	21%	23%	24%

Si bien en cada período se aprecian diferencias en los porcentajes de crecimiento de demanda y de potencia instalada, el promedio en ambas décadas para las dos variables es similar en cada país y en la región en general.

A lo largo de todo este capítulo, se ha comprendido que la forma práctica de operar una interconexión entre sistemas eléctricos de potencia es a través de una coordinación entre los operadores de cada red. Por ello, difícilmente se generará un operador común para ambos sistemas, tomando en cuenta que tendría que tratarse de una entidad regulatoria con potestad en dos naciones y aquello implica un esfuerzo político mayor.

Asumiendo, entonces, que el análisis de escenarios de interconexión se realizará a través de una coordinación entre operadores, es relevante conocer el modo de operación que tiene cada mercado eléctrico en la región latinoamericana. En particular, y como es de interés para el presente proyecto, se describirán los mercados de los países vecinos a Chile, ya que físicamente cualquier interconexión que se realice debe ser hacia un territorio vecino. Adicionalmente, se incluirá el mercado eléctrico de Brasil, ya que constituye aproximadamente el 50% de la demanda de la región y, por tanto, se proyecta como uno de los centros de carga relevantes para abastecer en el futuro.

#### **2.4.1.1. Mercado Eléctrico Argentino [15]**

La estructura de mercado del sistema argentino es similar al caso chileno, en tanto se divide el negocio eléctrico en los sectores de generación, transmisión y distribución. El primero de ellos pertenece en un 75% a capitales privados y opera bajo un esquema de mercado competitivo y liberalizado; por otro lado, la transmisión y distribución obedecen a esquemas altamente regulados y menos competitivos.

Administrativamente, la Secretaría de Energía (SENER) tiene como función principal la creación de políticas energéticas, mientras que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) se encarga de su aplicación. La operación y despacho del sistema eléctrico es regulada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), la cual administra la operación instantánea del sistema de acuerdo a las ventas que cada generador realiza sobre el mercado spot.

## 2.4.1.2. Mercado Eléctrico Peruano [16]

En el caso peruano, la promoción de políticas, reglamentos y concesiones eléctricas está a cargo de la Dirección General de Electricidad (DGE). Su cumplimiento es velado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). En tanto que la operación del sistema se realiza bajo la determinación semestral de porcentajes de participación de cada generadora, el organismo encargado de decidir esta participación es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

En este caso, también se tiene una división en los sectores de generación, transmisión y distribución. La generación está compuesta en un 69% por capitales privados (en conceptos de capacidad de generación) y el porcentaje restante por capitales públicos, donde cada empresa debe inyectar el porcentaje de energía del sistema resuelto por la COES de manera semestral.

En el siguiente esquema, se puede contemplar la forma de operación del mercado peruano, considerando todas las transacciones posibles entre sus agentes. Se ha dividido el esquema en dos partes: la primera, referida principalmente al mercado de la generación; la segunda, relacionada con los clientes finales del sistema.

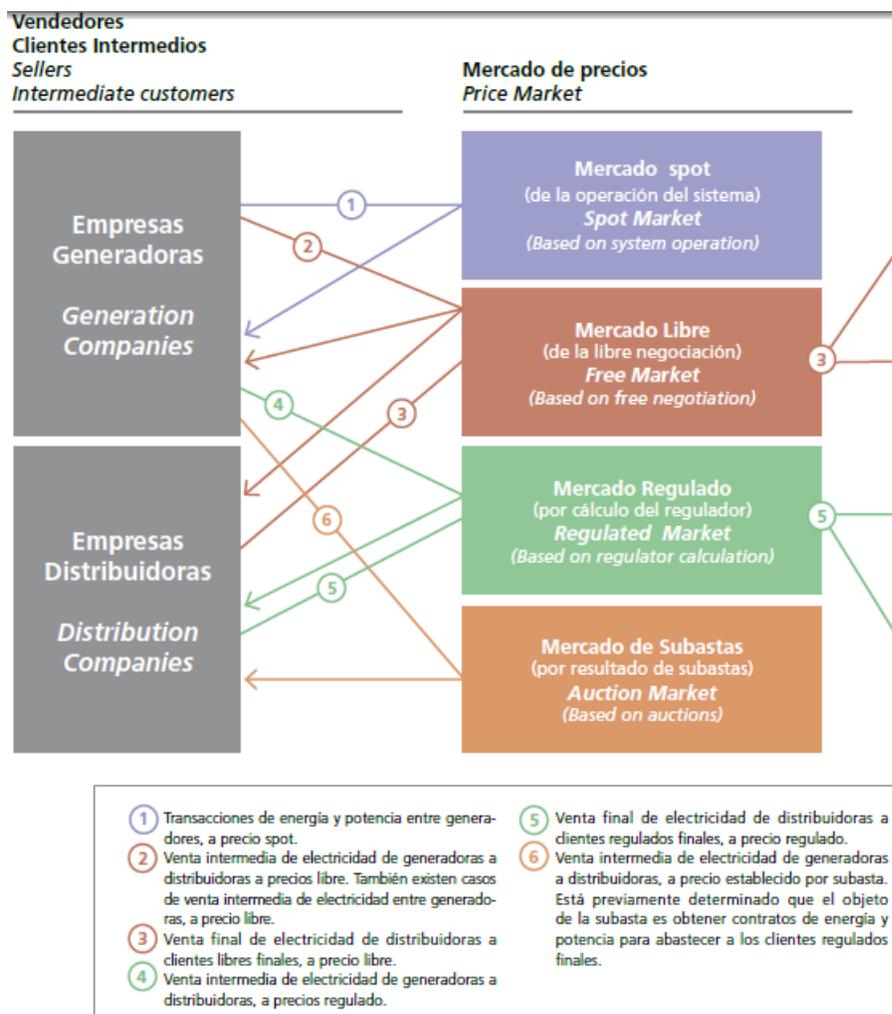


Ilustración 2.17 Esquema del Mercado Eléctrico de Generación Peruano. Fuente: [17].

### Mercado de Clientes Finales Final Customer Market

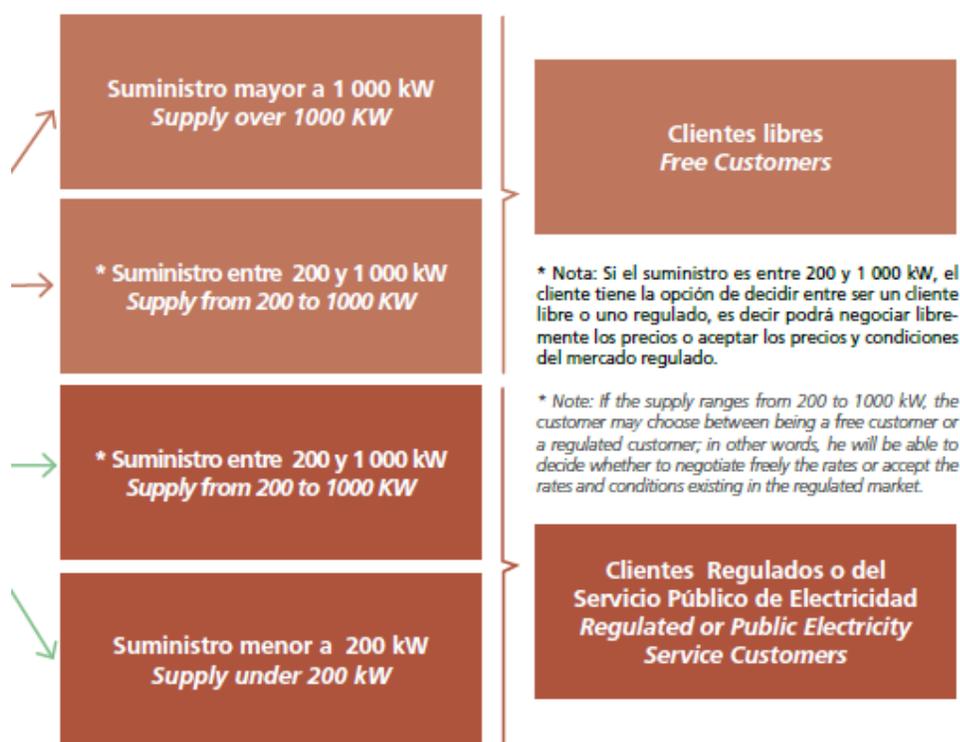


Ilustración 2.18 Esquema del Mercado de Clientes Finales Peruano. Fuente: [17].

#### 2.4.1.3. Mercado Eléctrico Boliviano

Al igual que el resto de los sistemas descritos, Bolivia cuenta con un modelo desverticalizado de operación, donde debe existir una división entre las empresas dedicadas a la generación, a la transmisión y a la distribución (con la excepción de casos puntuales, como sistemas aislados). El total de las compañías de generación es de carácter privado.

Las políticas eléctricas y el diseño de la regulación son funciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, mientras que su aplicación es velada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Tanto para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) como también para los sistemas aislados se tienen distintos operadores del servicio. Los principales operadores en términos de potencia corresponden a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) y Servicios Eléctricos Tarija S.A. (SETAR).

#### 2.4.1.4. Mercado Eléctrico Brasileño [18]

El sistema regulatorio del mercado brasileño está diseñado de modo que la expansión de la generación se justifique con contratos de demanda con las distribuidoras y grandes consumos. Es por ello que se impone a los distribuidores realizar contratos por el 100% de su demanda de energía. Esto se debe hacer con una anticipación de un año para energía suministrada por centrales ya existentes y de tres a cinco años para energía suministrada por centrales a construir. De igual

manera, los consumidores libres deben contratar el 100% de su demanda. La generación debe respaldar esta energía de acuerdo a su capacidad instalada.

En el caso de Brasil, el Estado mantiene un 80% de participación en el sector de la generación, por lo que es propietario de las principales centrales de generación hidráulica. El Sistema Interligado Nacional (SIN) se compone de cuatro subsistemas: Sur, Norte, Nordeste y Sudeste/Centro Oeste; siendo este último el mayor en demanda y población. Estos cuatro sistemas se operan de manera coordinada para obtener un despacho hidrotérmico optimizado que incluya transporte de energía entre los subsistemas. El despacho lo realiza el ONS (Organismo Operador del Sistema) a través de un modelo con horizonte a cinco años y paso mensual (NEWAVE) y un modelo de horizonte de doce meses (DECOMP), los cuales resuelven la solución óptima del despacho con restricciones. A partir de este resultado, se generan diferencias de energía entre lo estipulado por contrato y lo generado físicamente. Dicha diferencia da paso al Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), el que se utiliza para valorar las transacciones económicas necesarias para cumplir con lo contratado.

Los contratos de suministro se deciden a través de un sistema de subastas denominado Ambiente de Contratación Regulada (ACR). El organismo a cargo de realizar y ejecutar este sistema es la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), donde cada empresa generadora oferta un precio por el suministro y el objetivo es abastecer la energía declarada por los distribuidores con aquellas ofertas de menor precio.

### 3. METODOLOGÍA

En la presente sección, se presenta el modelo propuesto para analizar cada caso de estudio, enfocándose principalmente en el análisis de interconexión de sistemas y de inclusión de energía solar.

Recordando que el objetivo principal de este trabajo es proponer y aplicar una metodología que permita concluir las consecuencias de la inyección de energía solar en el norte de Chile dentro de distintos contextos de interconexión de los sistemas latinoamericanos, se propone realizar un análisis de la operación en el corto plazo de cada sistema proyectando esta operación a un horizonte de tiempo de largo plazo.

Regularmente, los análisis de largo plazo se requieren para los procesos de planificación de los sistemas de potencia. Para ello, se utiliza una simplificación de la operación de los sistemas llevando el perfil horario de demanda a una curva de duración y separando esta en bloques de demanda. Bajo estos modelos, se realiza un cálculo de la energía que cada central puede generar para cubrir estos bloques de demanda y, con ello, se calculan los costos operativos del sistema. Sin embargo, no se consideran restricciones como mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación y costos de encendido de las centrales. Por otro lado, los modelos de largo plazo con curvas de duración desprecian en gran medida el instante de tiempo en el cual se requiere cubrir la demanda. Este efecto temporal tiene una mayor relevancia en sistemas con alta penetración solar, ya que la variabilidad diaria del recurso solar no se refleja al considerar solo la energía anual generada por cada central. Es por esta razón que se ha elegido un análisis de corto plazo para obtener los resultados de operación del sistema, en la cual se utilizan curvas horarias de demanda y, de acuerdo a ellas, calculan los costos operativos del sistema resultantes del problema de predespacho [3].

En términos generales, se confecciona una base de datos con las variables técnicas y económicas de interés en el estudio. Luego, estas se utilizan en un modelo que permita resolver del problema de optimización representativo del problema de predespacho de los sistemas eléctricos, considerando restricciones técnicas y económicas. Para ello, se ha acudido a una herramienta computacional desarrollada previamente en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile en el marco del trabajo de Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica, del alumno Carlos Benavides Farías [19]. Este problema se resuelve por un modelo lineal entero mixto programado en lenguaje Java y que utiliza CPLEX como herramienta de optimización.

Con esta herramienta, se calcula la operación horaria de distintos escenarios para los sistemas en estudio. A saber: escenario base sin incluir interconexión entre los sistemas ni penetración de energía solar adicional a la especificada en el plan de obras actual; escenarios de interconexión sin considerar nuevos proyectos de energía solar fuera del plan de obras; escenarios que consideren distintos niveles de penetración solar. Con estas simulaciones, se compara el efecto económico en cada uno de los sistemas. En particular, se calcula el efecto en el costo total de operación (correspondiente a la función objetivo del problema de optimización), en el margen operacional de generación y el beneficio por reducción de emisiones en cada sistema. En la Ilustración 3.1, se presenta un diagrama metodológico general para lograr los objetivos propuestos en este trabajo. Este diagrama puede ser dividido en cuatro secciones:

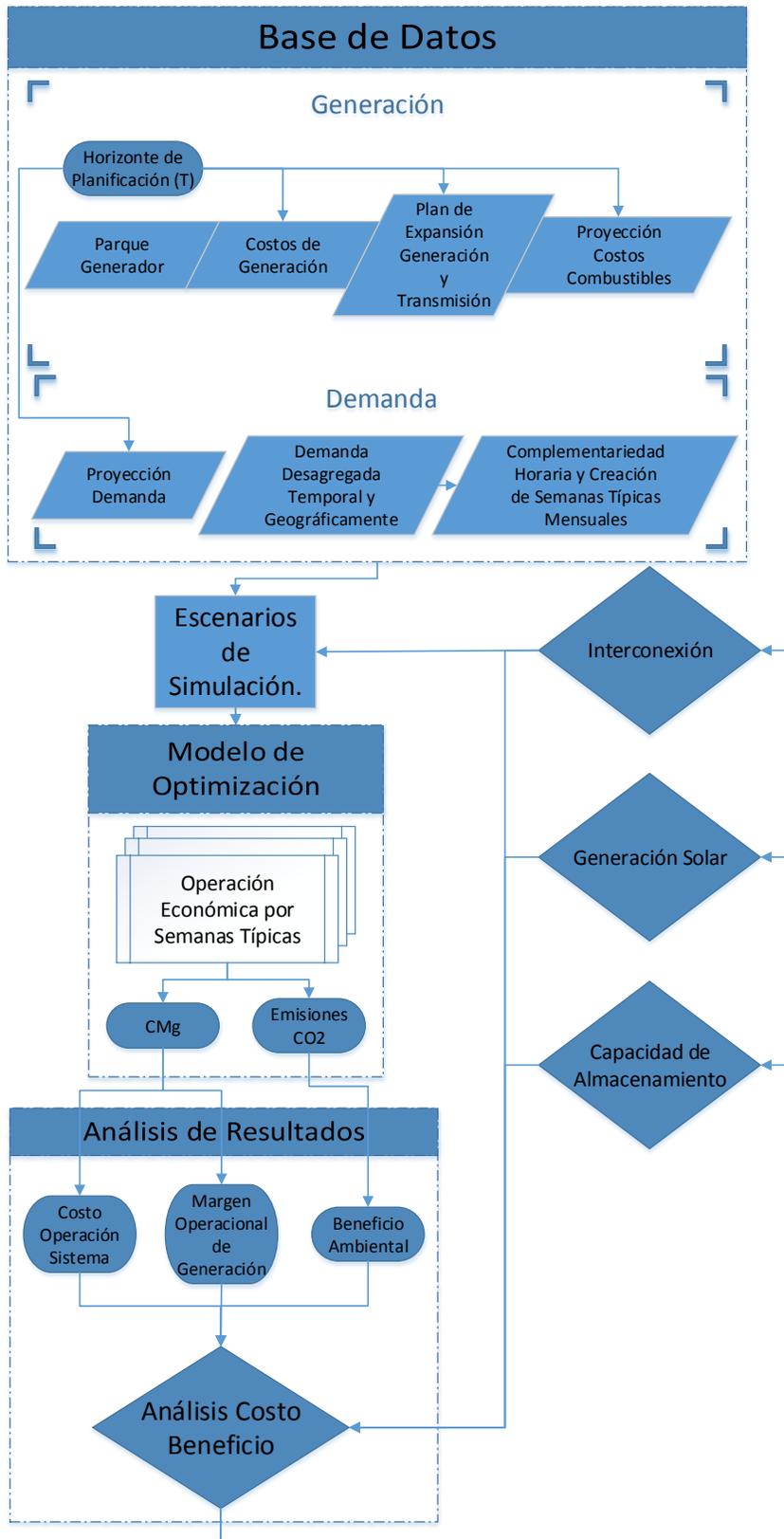


Ilustración 3.1 Diagrama Metodológico Propuesto

### 3.1. BASE DE DATOS

Dentro del diagrama metodológico es posible observar en su zona superior un conjunto de bloques de entrada del modelo propuesto. Se especifica, a continuación, cada uno de los elementos considerados, las fuentes de origen para la obtención de sus valores y las simplificaciones relacionadas con los mismos.

- Parque Térmico Generador: Las siguientes variables técnicas y económicas consideradas para la resolución del problema de predespacho han sido obtenidas a partir de la información entregada por los operadores de cada sistema eléctrico:
  - $C_{esp}$ : Consumo Específico [ $\frac{MMBTU}{MWh}$ ].
  - $CVNC$ : Costo Variable No Combustible [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]
  - $C_{start}$ : Costo de Partida [US\$]
  - $C_{stop}$ : Costo de Parada [US\$]
  - $P_{max}$ : Potencia Máxima [MW]
  - $P_{min}$ : Potencia Mínima [MW]
  - $P_{res}$ : Reserva Primaria [MW]
  - $G_{up}$ : Gradiente de Toma de Carga [MW/min]
  - $G_{dn}$ : Gradiente de Bajada de Carga [MW/min]
  - $T_{on}$ : Tiempo mínimo de operación [horas]
  - $T_{off}$ : Tiempo mínimo de detención [horas]
  - $P_{aux}$ : Servicios Auxiliares [MW]
  - $Y_{ent}$ : Año de Entrada en Servicio
  - $Y_{ext}$ : Año de Salida de Servicio
  - $CC_{eff}$ : Eficiencia de Ciclo Combinado [%]
- Parque Hídrico Generador: Las siguientes variables técnicas y económicas consideradas para la resolución del problema de predespacho han sido obtenidas a partir de la información entregada por los operadores de cada sistema eléctrico:
  - $E_{ff}$ : Eficiencia [ $\frac{MW}{m^3/s}$ ].
  - $A$ : Afluente [ $m^3/s$ ].
  - $CVNC$ : Costo Variable No Combustible [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]
  - $C_{start}$ : Costo de Partida [US\$]
  - $C_{stop}$ : Costo de Parada [US\$]
  - $P_{max}$ : Potencia Máxima [MW]
  - $P_{min}$ : Potencia Mínima [MW]
  - $P_{res}$ : Reserva Primaria [MW]
  - $G_{up}$ : Gradiente de Toma de Carga [MW/min]
  - $G_{dn}$ : Gradiente de Bajada de Carga [MW/min]
  - $T_{on}$ : Tiempo mínimo de operación [horas]
  - $T_{off}$ : Tiempo mínimo de detención [horas]
  - $P_{aux}$ : Servicios Auxiliares [MW]
  - $Q_{max}$ : Caudal Máximo a Turbinar [ $m^3/s$ ]
  - $Q_{min}$ : Caudal Mínimo a Turbinar [ $m^3/s$ ]
  - $Q_{vermax}$ : Caudal Máximo a Vertir [ $m^3/s$ ]
  - $Q_{vermin}$ : Caudal Mínimo a Vertir [ $m^3/s$ ]
  - $V_{max}$ : Volumen Máximo Embalse [MMC]

- $V_{min}$ : Volumen Mínimo Embalse [MMC]
- $V_{reg}$ : Volumen de Regulación Semanal [MMC]
- $Y_{ent}$ : Año de Entrada en Servicio
- $Y_{ext}$ : Año de Salida de Servicio
- Parque Solar Generador: Las siguientes variables han sido determinadas de acuerdo a parámetros especificados en literatura internacional:
  - $CVNC$ : Costo Variable No Combustible [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]
  - $P_{max}$ : Potencia Máxima [MW]
  - $P_{min}$ : Potencia Mínima [MW]
  - $P_{aux}$ : Servicios Auxiliares [MW]
  - $Y_{ent}$ : Año de Entrada en Servicio
  - $Y_{ext}$ : Año de Salida de Servicio
  - Curva Horaria de Radiación

Ya que el desarrollo de este trabajo pretende determinar el efecto que tienen distintos niveles de penetración solar en los sistemas estudiados, además de centrales solares incluidas en el plan de generación se agregaran centrales ficticias. En estos casos, las variables nombradas anteriormente se estimarán de acuerdo a las referencias adjuntas en el capítulo siguiente.

- Parque Eólico Generador: Las siguientes variables técnicas y económicas consideradas para la resolución del problema de predespacho han sido obtenidas a partir de la información entregada por los operadores de cada sistema eléctrico:
  - $CVNC$ : Costo Variable No Combustible [ $\frac{US\$}{MWh}$ ]
  - $P_{max}$ : Potencia Máxima [MW]
  - $P_{min}$ : Potencia Mínima [MW]
  - $P_{aux}$ : Servicios Auxiliares [MW]
  - $Y_{ent}$ : Año de Entrada en Servicio
  - $Y_{ext}$ : Año de Salida de Servicio
  - Perfil Horario de Viento
- Costos de Generación y Proyección de Costos Combustibles
  - Costos de generación de cada central declarados por el operador de cada sistema para el año 2012.
  - Proyección de costos combustibles.
- Plan de Obras
  - Plan de Obras declarado por cada operador de sistema en su Informe de Planificación de la Transmisión.
- Perfiles Horarios de Demanda

Con el objetivo de reducir los tiempos de simulación, se ha tomado la curva horaria de la demanda de cada sistema para el año 2012, trasladada a un horario común GMT 0 (Hora de Greenwich), considerando los cambios horarios que cada país realizó durante dicho año. A partir de ello, se han generado curvas típicas mensuales, de manera que para cada año en estudio se simulen solo doce semanas típicas; cada una de ellas representativa de cada mes del año. Para la creación de estas semanas típicas, se consideraron conjuntos de cuatro a cinco curvas semanales de demanda para cada mes. Se calculó, además, para cada una de ellas, la suma del error cuadrático medio y se escogió la curva semanal con el menor valor calculado. Este método se representa en las siguientes ecuaciones [20]:

$$D_{i=1,\dots,12} = \begin{bmatrix} P_{dem}^{1,1} & \dots & P_{dem}^{1,168} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{dem}^{4,1} & \dots & P_{dem}^{4,168} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{sem}^1 \\ \vdots \\ P_{sem}^4 \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$P_{semtipo} = \left\{ P_{sem}^i : \frac{1}{168} \sum_{n=1}^{168} (P_{prom}^n - P_{dem}^{i,n})^2 = \min_{i=1,\dots,4} \left( \frac{1}{168} \sum_{n=1}^{168} (P_{prom}^n - P_{dem}^{i,n})^2 \right) \right\} \quad (2)$$

Al obtener para cada mes una semana típica, se corroboró la elección a partir del cálculo de la distancia *City-Block* entre la semana típica escogida y el resto de las semanas del conjunto, tal como se representa a continuación:

$$P_{semtipo} = \left\{ P_{sem}^i : \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^{168} |P_{dem}^{m,n} - P_{dem}^{i,n}| = \min_{i=1,\dots,4} \left( \sum_{m=1}^4 \sum_{n=1}^{168} |P_{dem}^{m,n} - P_{dem}^{i,n}| \right) \right\} \quad (3)$$

Para todos los conjuntos, la semana típica escogida con el criterio de minimización de la suma del error cuadrático medio coincidió con la semana que minimiza la distancia con el resto de las curvas del conjunto. Es importante destacar que este criterio de decisión se utiliza regularmente para conjuntos de datos que tengan un tamaño y forma similar [20], características típicas de las curvas de demandas eléctricas.

- Proyección Anual de Demanda

Tomando en cuenta que la creación del perfil de demanda de semanas típicas se realizó con base del año 2012, se ha considerado el crecimiento anual real que tuvo cada sistema para el año 2013 y las estimaciones que cada operador del sistema considera en su informe de planificación de transmisión.

### 3.2. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

Como se comentó previamente, se ha utilizado un modelo lineal entero mixto programado en Java para la resolución del problema de predespacho. El problema, en términos matemáticos, se describe de la siguiente manera [18]:

$$\min F.O. = \sum_t^T \left( \sum_i^{Nt} ((CVC_i + CVNC_i) \cdot P_i(t) \cdot \Delta t + C_{start} \cdot u_{start}(t) + C_{stop} \cdot u_{stop}(t)) + \sum_s^{Ns} VOLL_s \cdot DMS_s(t) \cdot \Delta t \right) \quad (4)$$

Donde,

- t*: Índice asociado a cada intervalo de tiempo.
- i*: Índice asociado a cada central.
- s*: Índice asociado a cada sistema.
- T*: Tiempo total de simulación.
- Nt*: Número total de centrales.
- Ns*: Número total de sistemas.
- CVC<sub>i</sub>*: Costo Variable Combustible de la central *i*.
- CVNC<sub>i</sub>*: Costo Variable no Combustible de la central *i*.
- P<sub>i</sub>(t)*: Potencia Generada por la central *i* en el instante *t*.
- C<sub>start</sub>*: Costo de Partida de la central *i*.
- C<sub>stop</sub>*: Costo de Parada de la centra *i*.
- u<sub>start</sub>(t)*: Variable binaria que indica que la central *i* se encendió en el instante *t*.
- u<sub>stop</sub>(t)*: Variable binaria que indica que la central *i* se detuvo en el instante *t*.
- VOLL<sub>s</sub>*: Costo de falla del sistema *s*.
- DMS<sub>s</sub>(t)*: Potencia no suministrada en el sistema *s* en el instante *t*.

Esta optimización está sujeta a las siguientes restricciones:

- Balance de Potencia para cada sistema en cada instante de tiempo.

$$\sum_i^{Nt} P_i(t) + P_{loss}(t) + DMS_s(t) \geq P_{dems}(t) \quad (5)$$

Donde  $P_{dems}(t)$  corresponde a la demanda en el sistema *s* para el tiempo *t*, y  $P_{loss}(t)$  es la pérdida de potencia activa para el sistema *s* para el tiempo *t*.

- Balance de Reserva primaria para cada sistema en cada instante de tiempo y reserva máxima de cada central.

$$\sum_i^{Nt} Pres_i(t) \geq P_{rps}(t) \quad (6)$$

$$Pres_i(t) \leq u_i(t) \cdot Presmax_i \quad (7)$$

Donde  $Pres_i(t)$  corresponde a la reserva primaria de la central  $i$  para el tiempo  $t$ , y  $P_{rps}(t)$  es la reserva primaria de potencia para el sistema  $s$  para el tiempo  $t$ . No se han considerado restricciones de reserva secundaria dentro del modelo planteado.

- Restricción de Potencia Máxima para cada central en cada instante de tiempo.

$$P_i(t) + Pres_i(t) + Paux_i(t) \leq u_i(t) \cdot Pmax_i \quad (8)$$

- Límites de Potencia para cada central en cada instante de tiempo.

$$Pmin_i \cdot u_i(t) \leq P_i(t) \leq Pmax_i \cdot u_i(t) \quad (9)$$

Donde  $u_i(t)$  corresponde a una variable binaria que indica que la central  $i$  se encuentra encendida (1) o detenida (0) en el tiempo  $t$ .

- Restricción de Rampas de Potencia para cada central en cada instante de tiempo.

$$-G_{dn} \leq P_i(t) - P_i(t-1) \leq G_{up} \quad (10)$$

- Tiempos mínimos de operación y detención para cada central en cada instante de tiempo.

$$u_i(t) \geq \sum_{\tau=t-t_{on}}^t u_{start}(\tau) \quad (11)$$

$$1 - u_i(t) \geq \sum_{\tau=t-t_{off}}^t u_{stop}(\tau) \quad (12)$$

Donde  $t_{on}$  corresponde al tiempo mínimo que la central  $i$  debe estar encendida y  $t_{off}$  corresponde al tiempo mínimo que la central  $i$  debe permanecer apagada.

A este modelo anteriormente desarrollado se la han agregado restricciones relacionadas con la interconexión entre sistemas, con las centrales hidráulicas [20] y con sistemas de almacenamiento de energía.

- Balance hidráulico.

$$\frac{V_i(t) - V_i(t-1)}{\Delta t \cdot 0.036} + Q_i(t) + Q_{vi}(t) = A_i \quad (13)$$

Para este estudio, se ha considerado un afluente constante para cada central hidráulica, correspondiente al caudal de excedencia definido por el operador del sistema para el cálculo de potencia firme de la central.

- Restricción de Caudales y Volumen Embalsado.

$$Qmin_i \leq Q_i(t) \leq Qmax_i \quad (14)$$

$$Qvmin_i \leq Q_{vi}(t) \leq Qvmax_i \quad (15)$$

$$Vmin_i \leq V_i(t) \leq Vmax_i \quad (16)$$

- Restricción de Volumen Final  $Vfinal_i$  definido para cada central i.

$$Vfinal_i \leq V_i(T) \quad (17)$$

- Restricción de Potencia para las Líneas de Interconexión.

$$-Pmax_{rs} \leq P_{rs}(t) \leq Pmax_{rs} \quad (18)$$

Donde  $P_{rs}(t)$  corresponde a la potencia de la línea que une los sistemas r y s,; donde se ha definido r como el nodo de partida y s como el nodo de llegada del flujo. Cabe destacar que este flujo puede ser positivo o negativo dependiendo de su sentido real de transmisión en cada instante de tiempo. Además,  $Pmax_{rs}$  corresponde a la capacidad de transmisión activa de la línea.

Se ha agregado el flujo de interconexión como un problema de transporte al modelo de optimización. Esto quiere decir que, metodológicamente, se resuelve el problema de predespacho de manera coordinada y no mediante acuerdos comerciales previos; de manera similar al modo de operación de un intercambio spot entre sistemas interconectados de acuerdo a lo que se ha definido en la sección de antecedentes.

Esto implica que el trabajo propuesto busca alcanzar la operación óptima de los sistemas en conjunto y, por lo tanto, cualquier estructura comercial de intercambio que no se base en la operación calculada corresponderá a un peor escenario desde el punto de vista de la optimización de la operación. Para aplicar un modelo de transporte de energía al problema, se ha agregado este flujo a la ecuación de balance de potencia para cada nodo de la siguiente manera:

$$\sum_i^{Nt} P_i(t) + P_{loss}(t) + DMS_s(t) + \sum_{r \neq s}^{Ns} P_{rs}(t) - P_{sr}(t) \cdot (1 - P_{sr_{loss}}) \geq P_{dems}(t) \quad (19)$$

Donde, para cada nodo s, se suman las potencias de las líneas que tienen definido el nodo s como nodo de llegada y se restan las potencias de aquellas líneas que lo tienen definido como nodo de partida.

- Balance de carga para los sistemas de almacenamiento.

$$Ebess_j(t) = Ebess_j(t-1) \cdot Effn_j + Pc_j(t) \cdot Effc_j - Pd_j(t)/Effd_j \quad (20)$$

Donde  $Effn_j$  es la eficiencia natural del sistema de almacenamiento j, relacionado con la descarga propia que sufre a través del tiempo;  $Effc_j$  es la eficiencia de carga del sistema y  $Effd_j$  es la eficiencia de descarga del mismo. Por otra parte,  $Ebess_j(t)$  corresponde a la energía almacenada

en el sistema  $j$  en el instante de tiempo  $t$ ,  $Pc_j(t)$  a su potencia de carga y  $Pd_j(t)$  a su potencia de descarga.

- Restricciones de carga de los sistemas de almacenamiento.

$$Pc_j(t) \leq Pmax_j \quad (21)$$

$$Pd_j(t) \leq Pmax_j \quad (22)$$

$$Emax_j \cdot SOCmin_j \leq Ebess_j(t) \leq Emax_j \quad (23)$$

Donde  $Emax_j$  es la capacidad máxima de almacenamiento del sistema  $j$  y  $SOCmin_j$  su estado de carga mínimo.

- Se agregaron al modelo cuatro categorías distintas de sistemas de almacenamiento:
  - Almacenamiento destinado a la reserva primaria de energía.
  - Almacenamiento destinado al suministro de potencia activa.
  - Almacenamiento mixto para suministro de potencia y reserva primaria.
  - Almacenamiento relacionado a una central solar.

Para aquellas centrales relacionadas a una central solar, se ha agregado la siguiente restricción que solo permite realizar la carga con la potencia que genera la central solar correspondiente:

$$Pc_j(t) \leq P_j(t) \quad (24)$$

Las ecuaciones utilizadas consideran las siguientes simplificaciones para el problema de predespacho:

- Resolución uninodal de cada sistema: no se considera la capacidad del sistema de transmisión ni la topología de la red, pero sí se incluyen pérdidas en el sistema asociadas a la transmisión.
- Se desprecia la variabilidad hidrológica y se utiliza un valor de caudal constante para cada central.
- Se utilizan consumos lineales en las centrales térmicas.

### 3.3. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Para la aplicación de esta metodología, se han escogido dos sistemas eléctricos de potencia reales. A saber: El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Perú. Para cada uno de ellos, se ha obtenido su información técnica y económica entregada por sus respectivos operadores de sistema: el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SING) y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

Para estos sistemas, se han considerado los siguientes escenarios de simulación:

Tabla 3.1 Escenarios de Simulación Planteados.

Escenario	SING	SIN	Interconexión
Caso Base	Se consideran solo las proyecciones previstas por la Comisión Nacional de Energía en su Informe de Precio Nudo. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	Se consideran solo las proyecciones previstas por el COES. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	No se consideran interconexiones entre ambos sistemas.
Caso Interconexión Plena	Se consideran solo las proyecciones previstas por la Comisión Nacional de Energía en su Informe de Precio Nudo. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	Se consideran solo las proyecciones previstas por el COES. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	Se considera una interconexión sin restricciones de transmisión entre ambos sistemas.
Caso Interconexión Parcial	Se consideran solo las proyecciones previstas por la Comisión Nacional de Energía en su Informe de Precio Nudo. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	Se consideran solo las proyecciones previstas por el COES. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	A partir de los flujos visualizados en el caso de interconexión plena, se restringe la línea a distintos niveles de manera que se desacoplen los sistemas.
Caso de Penetración Solar sin Interconexión	Además del plan de obras definido por la CNE, se agregan distintos escenarios de penetración solar en el sistema.	Se consideran solo las proyecciones previstas por el COES. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	No se consideran interconexiones entre ambos sistemas.

Caso de Penetración Solar con Interconexión	Además del plan de obras definido por la CNE, se agregan distintos escenarios de penetración solar en el sistema.	Se consideran solo las proyecciones previstas por el COES. No se consideran nuevas instalaciones de generación fuera del plan de obra.	Se considera una interconexión sin restricciones de transmisión entre ambos sistemas.
---	---	--	---

Sobre este conjunto de escenarios se realizan iteraciones para distintos niveles de transmisión entre los sistemas y distintos niveles de penetración de energía solar, con el objetivo de relacionar estas variables de entrada con indicadores de salida del estudio comentados en la siguiente sección.

### 3.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El modelo de optimización planteado en la sección anterior es aplicado a un perfil de 12 semanas típicas, cada una representativa de cada mes del año. La resolución del problema de predespacho permite determinar para cada hora del perfil las siguientes variables de salida:

$CMg_s(t)$ : Costo marginal del sistema  $s$  en el tiempo  $t$ , correspondiente al multiplicador de Lagrange relativo a la restricción de balance de potencia de cada sistema en el problema de optimización.

$u_i(t)$ : Variable binaria que indica que la central  $i$  se encuentra encendida (1) o apagada (0) en el instante  $t$ .

$u_{starti}(t)$ : Variable binaria que indica que la central  $i$  se encendió (1) en el instante  $t$ .

$u_{stopi}(t)$ : Variable binaria que indica que la central  $i$  se detuvo (1) en el instante  $t$ .

$P_i(t)$ : Potencia despachada por la central  $i$  en el instante  $t$ .

$P_{rs}(t)$ : Flujo de potencia transportada por la línea desde el nodo  $r$  hasta el nodo  $s$  en el instante de tiempo  $t$ .

$Ebess_j(t)$ : Energía almacenada en el sistema de almacenamiento  $j$  para el instante  $t$ .

$V_i(t)$ : Volumen del embalse  $i$  para el instante de tiempo  $t$ .

$T$ : Cantidad de bloques horarios simulados para cada año.

$N$ : Cantidad de años simulados.

$i$ : Tasa de descuento anual.

Estas variables permitirán realizar un análisis comparativo de los distintos escenarios simulados. En particular, se ha comentado la importancia de cuantificar el impacto que tendrá sobre cada sistema la inclusión de interconexiones y distintos niveles de penetración solar. La cuantificación se determinará en intervalos anuales, considerando las 12 semanas típicas analizadas para cada año, a partir de los siguientes indicadores:

- Costo por ventas de energía: correspondiente a la demanda total del sistema multiplicada por su costo marginal en cada instante de tiempo. Este factor permite determinar el efecto que el escenario simulado tiene sobre la demanda de energía eléctrica en cada sistema.

$$C_{ventas_s} = \sum_n^N \frac{\sum_t^T CMg_s(t) \cdot P_{dem_s}(t) \cdot \Delta t}{(1 + i)^n} \quad (25)$$

- Margen Operacional de Generación: correspondiente a las utilidades resultantes del ingreso de todo el parque generador menos sus costos de producción, calculado como el costo de operación del sistema menos el resultado de la función objetivo del problema de optimización. En este caso, el factor cuantifica el efecto que el escenario ejerce sobre la oferta de energía eléctrica.

$$Mop_s = Cventas_s - \sum_n^N \frac{Cgeneración_s}{(1+i)^n} \quad (26)$$

- Beneficio Ambiental: considerando que cada unidad de generación tiene un índice de emisiones de CO2, que es función de la energía generada por el consumo específico de cada central térmica, corresponde al total de emisiones del escenario calculado multiplicado por un costo asociado a las emisiones de CO2.

$$\Delta B Amb_s = \sum_n^N \frac{\sum_t^T \sum_i^{Nt} \Delta P_i(t) \cdot Cesp_i \cdot C_{bc} \cdot k_c \cdot \Delta t}{(1+i)^n} \quad (27)$$

Donde  $C_{bc}$  corresponde a la valorización asociada a los bonos de carbono que se pueden emitir por la reducción de generación térmica y  $k_c$  es un factor de conversión de cada tecnología que relaciona el CO2 emitido con el combustible utilizado. De acuerdo a los mercados internacionales de bonos de carbón, actualmente, el precio medio de estos corresponden a 12.5 [US\$/Ton] [22] [23]; por otro lado, los factores de emisión de CO2 declarados por la *U.S. Energy Information Administration (EIA)* para los distintos combustibles de generación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3.2 Emisión de CO2 por unidad de combustible fósil consumido [23]

Combustible	Emisiones
Carbón	2.64 [TonCO2/Ton]
Diesel	3.18 [TonCO2/Ton]
GNL	0.06 [TonCO2/MMBtu]

El cálculo de estos primeros tres indicadores ha sido agregado a la herramienta de resolución del problema de predespacho, tomando en cuenta que los dos primeros pueden calcularse para cada escenario de manera separada. En el caso del beneficio ambiental, como se ha definido de manera comparativa entre dos escenarios, ya que se trata de la reducción de emisiones de CO2 valorizadas al precio medio del bono internacional de carbón, se ha realizado para cada caso un cálculo de costo por emisiones de carbón de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CAmb_s = \sum_n^N \frac{\sum_t^T \sum_i^{Nt} P_i(t) \cdot Cesp_i \cdot C_{bc} \cdot k_c \cdot \Delta t}{(1+i)^n} \quad (28)$$

De tal manera, para calcular la reducción, y por tanto el beneficio ambiental, de emisiones de carbón entre dos escenarios es necesario restar los costos encontrados con la fórmula anterior. Los

siguientes parámetros son calculados fuera de la herramienta de simulación a partir de los resultados obtenidos en cada simulación.

- **Beneficio Total del Sistema:** valorizado como la sumatoria de sus variaciones respecto al caso base en el costo operacional y su margen de generación.

$$BT_{\text{caso analizado}} = \sum_n^N \frac{C_{\text{generación}_{\text{caso base}}}}{(1+i)^n} - \sum_n^N \frac{C_{\text{generación}_{\text{caso analizado}}}}{(1+i)^n} \quad (29)$$

- **Beneficio Total + Ambiental del Sistema:** corresponde al beneficio anterior agregando el beneficio a partir de la reducción de emisiones de CO2.

$$(BT + Amb)_{\text{caso analizado}} = \sum_n^N \frac{C_{\text{generación}_{\text{caso base}}}}{(1+i)^n} - \sum_n^N \frac{C_{\text{generación}_{\text{caso analizado}}}}{(1+i)^n} + \Delta B_{\text{Amb}_s} \quad (30)$$

- **Rentabilidad de las Centrales Solares:** Se ha definido como indicador de rentabilidad de las proyecciones solares el período del retorno de su capital de inversión, calculando para cada año su margen operacional menos sus costos anualizados de inversión y mantenimiento.

$$N, \text{ tal que } \sum_n^N \frac{\sum_t^T P_j(t) \cdot (CMg_s(t) - CVNC_s) \cdot \Delta t - AVI_j}{(1+i)^n} \geq 0 \quad (31)$$

- **Costos de interconexión:** costo que permite pagar la anualidad del valor de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración de la línea de interconexión (AVI+COMA).

$$Clínea_{rs} = (AVI + COMA)_{rs} \quad (32)$$

Este costo será calculado de forma anual con el objetivo de determinar si los beneficios económicos totales anuales son mayores al costo calculado para la línea de interconexión.

El objetivo es, entonces, cuantificar el beneficio total obtenido al operar los sistemas eléctricos de manera interconectada. Este beneficio debe ser analizado para cada sistema de manera separada siguiendo la teoría de que un país estará interesado en interconectarse solo si obtiene un beneficio propio positivo.

De la misma manera, se plantea el análisis de la rentabilidad de los proyectos solares entendiendo que su factibilidad depende exclusivamente del interés de inversionistas privados para su construcción.

## 4. CASO DE ESTUDIO

Se utilizará como caso de aplicación de la metodología propuesta la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile y El Sistema Interconectado Nacional de Perú, considerando adicionalmente proyecciones de generación solar en el norte del territorio chileno. En primer lugar, se describe la base de datos utilizada para ambos países, especificando las fuentes y simplificaciones que se han utilizado de acuerdo a la información disponible de manera pública.

### 4.1. BASE DE DATOS

En ambos casos, se ha considerado un sistema uninodal, con todas sus unidades de generación inyectando en la misma barra y con una sola demanda de retiro de energía representativa de todo el sistema (incluyendo su componente industrial y residencial de manera conjunta). De la misma manera, para su análisis de beneficios, se ha considerado que en cada país existe un solo agente ofertante de energía eléctrica y un solo ente comprador de la misma.

#### 4.1.1. Base de Datos SING

Dentro de los parámetros generales del sistema, el costo de energía no suministrada corresponde al costo de racionamiento definido en el Informe Técnico Definitivo para la Fijación del Precio Nudo de abril del 2014. De la misma manera, la tasa de descuento utilizada y el porcentaje de pérdidas del sistema son las mismas utilizadas en el informe antes mencionado. El margen de reserva primaria considerado por la CNE en el informe técnico definitivo es de un 8.5%. Sin embargo, esta cifra ha sido aumentada hasta un 15% considerando los efectos causados por la alta penetración de energía solar que plantea este trabajo.

Tabla 4.1 Parámetros Generales del Sistema

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Pérdidas Totales	6%
Margen de Reserva primaria	15%
Tasa de Interés Anual	10%
Costo de Energía No Suministrada	400.23 [US\$/MWh]

##### 4.1.1.1. Parque generador

Dentro del parque generador del SING, se han considerado 43 unidades térmicas y 4 unidades hidroeléctricas operativas al año 2012. A continuación, se adjunta una lista con las unidades utilizadas y las principales especificaciones técnicas consideradas. Todos estos parámetros han sido descargados desde el sitio web del Centro de Despacho Económico de Carga.

Tabla 4.2 Parque Generador SING

Unidad	Combustible	Potencia Máxima [MW]	Unidad	Combustible	Potencia Máxima [MW]	Unidad	Combustible	Potencia Máxima [MW]
CAVA	Hydro	1.8	U15	Coal	126	ZOFRI_2-5	Diesel	5
CHAP	Hydro	4.4	U10	FuelOil	38	ZOFRI_7-12	Diesel	4.8
MHA1	Hydro	1.1	U11	FuelOil	38	TG1	Diesel	25
MHA2	Hydro	1.1	MIMB	Diesel	30.776	TG2	Diesel	25
NTO1	Coal	139.5	SUTA	FuelOil	111.68	TGIQ	Diesel	24
NTO2	Coal	139.5	INACAL	FuelOil	11.8	TGTAR	Diesel	24
CTA	Coal	162	GMAR	Diesel	8	TG3	Diesel	38
CTH	Coal	163	M1AR	Diesel	8	U16-TG+U16-TV	GNL	362
ANG1	Coal	270	M2AR	Diesel	8	CTM3-TG+CTM3-TV	Diesel	237
ANG2	Coal	270	CUMMINS	Diesel	1	TG1A	GNL	116
CTTAR	Coal	147	DEUTZ	Diesel	2	TG1B	GNL	116
CTM1	Coal	154	MAIQ	Diesel	11	TV1C	GNL	130
CTM2	Coal	166	MIIQ	Diesel	8	TG2A	GNL	116
U12	Coal	85	MSIQ	Diesel	11.2	TG2B	GNL	116
U13	Coal	86	SUIQ	Diesel	8.5	TV2C	GNL	130
U14	Coal	132	ZOFRI_1-6	Diesel	1	<b>Potencia Instalada</b>		<b>3814.16</b>

#### 4.1.1.2. Perfil de Demanda

Como se ha descrito en el capítulo anterior, se ha utilizado la demanda horaria real declarada por el Centro de Despacho Económico de Carga del SING para el año 2012. Luego, se ha trasladado desde el huso horario del Chile a la zona horaria GMT 0, considerando los cambios horarios realizados por Chile durante dicho año. De esa manera, se logra obtener una curva horaria asociada a una zona horaria común para todos los sistemas.

A continuación, se ha dividido el perfil anual de demanda en perfiles semanales; cada uno de ellos con 168 horas. Si bien esto ha dejado fuera del análisis el perfil de dos días del año 2012, la metodología de creación de las curvas típicas se ha realizado de modo que la energía anual consumida se mantenga. Las 52 semanas del año han sido divididas en 12 conjuntos, cada uno de ellos representativo de un mes del año, de modo que se han confeccionado conjuntos de datos de 4 y 5 semanas para cada mes. En la siguiente tabla, se especifica la cantidad de semanas con las cuales se representó cada mes.

Tabla 4.3 Cantidad de semanas utilizadas para representar cada mes.

Mes	Semanas del Conjunto
Enero	4
Febrero	4
Marzo	5
Abril	4
Mayo	5
Junio	4
Julio	4
Agosto	5
Septiembre	4
Octubre	4
Noviembre	5
Diciembre	4

Para cada conjunto, se ha determinado una semana típica que represente de mejor manera la curva mensual, determinando aquella curva que minimice el error cuadrático medio y que, adicionalmente, tenga la menor distancia al resto del conjunto. Luego de escoger la curva tipo que cumpliera con dichos requisitos, se ha ponderado de manera que esta mantenga la energía mensual original.

#### 4.1.1.3. Costo Combustible

Los costos combustibles para los años 2012, 2013 y 2014 han sido obtenidos del Informe de Precio Nudo emitido en octubre de 2012, octubre de 2013 y abril de 2014 respectivamente. Sus proyecciones a futuro se han determinado a partir de la proyección del costo del petróleo declarado en el Informe de Precio Nudo de abril de 2014 y de los factores de modulación especificados en el mismo informe. En la siguiente tabla, se especifica la proyección de costos combustibles utilizada para la base de datos.

Tabla 4.4 Proyección de Costos Combustibles del SING

Año	Carbón [US\$/Ton]	GNL [US\$/MBtu]	Diésel [USD/m3]	Fuel-Oil [US\$/ton]
2012	94.80	7.40	949.17	822.62
2013	103.35	10.23	919.07	687.35
2014	94.19	12.70	992.01	668.62
2015	95.61	12.48	849.69	736.40
2016	96.90	12.00	833.77	722.60
2017	99.10	11.80	843.90	731.39
2018	100.78	10.68	854.91	740.93
2019	101.43	10.51	876.57	759.70
2020	101.95	10.16	898.33	778.56
2021	102.34	10.51	921.96	799.03
2022	102.85	10.71	945.87	819.76
2023	103.37	10.87	971.00	841.53
2024	104.28	11.07	994.48	861.89

#### 4.1.1.4. Proyección de generación

El plan de obras se ha obtenido del Informe de Precio Nudo de abril de 2014, entre las cuales se consideran proyectos en construcción y proyectos recomendados. Sus especificaciones técnicas se han definido a partir de centrales ya conocidas de igual tecnología y capacidad similar. La lista de centrales proyectadas se aprecia en la siguiente tabla.

Tabla 4.5 Plan de Obras del SING

Central	Estado	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha puesta en servicio	Central	Estado	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Fecha puesta en servicio
El Águila I (*)	En Construcción	2	Solar Fotovoltaica	abr-14	Quillagua I	En Construcción	23	Solar Fotovoltaica	dic-14
Pozo Almonte 3 (*)	En Construcción	16	Solar Fotovoltaica	abr-14	Quillagua II	En Construcción	27	Solar Fotovoltaica	dic-15
Portada	En Construcción	3	Diésel	may-14	Cochrane 1	En Construcción	236	Carbón	may-16
Arica Solar 1	En Construcción	18	Solar Fotovoltaica	may-14	Cochrane 2	En Construcción	236	Carbón	oct-16
La Huayca	En Construcción	9	Solar Fotovoltaica	may-14	Kelar	En Construcción	517	Gas Natural	oct-16
Arica Solar 2	En Construcción	22	Solar Fotovoltaica	may-14	Quillagua III	En Construcción	50	Solar Fotovoltaica	dic-16
La Huayca 2	En Construcción	21	Solar Fotovoltaica	may-14	Solar SING I	Recomendadas	150	Solar Fotovoltaica	ene-21
María Elena	En Construcción	71	Solar Fotovoltaica	sep-14	Eólico SING I	Recomendadas	50	Eólica	mar-21
San Pedro 1	En Construcción	17	Solar Fotovoltaica	sep-14	Geotérmica Iruputunco	Recomendadas	50	Geotérmica	jun-21
San Pedro 3	En Construcción	30	Solar Fotovoltaica	sep-14	Eólico SING II	Recomendadas	200	Eólica	jun-22
San Pedro 4	En Construcción	30	Solar Fotovoltaica	sep-14	Solar SING II	Recomendadas	150	Solar Fotovoltaica	may-23
San Pedro 2	En Construcción	24	Solar Fotovoltaica	nov-14	Geotérmica Puchuldiza 01	Recomendadas	40	Geotérmica	oct-22
Calama Sur	En Construcción	30	Solar Fotovoltaica	nov-14	(*) Centrales actualmente en pruebas.				

#### 4.1.1.5. Proyección de Demanda

En el modelo se ha considerado un crecimiento de demanda anual, aplicado a cada dato horario del perfil utilizado. Para el año 2013 se ha utilizado el crecimiento real del SING. Para el resto de los años, se ha obtenido el crecimiento proyectado en el Informe de Precio Nudo de abril de 2014. No se ha realizado una desagregación de la demanda en crecimiento industrial y vegetativo, sino que se ha considerado un crecimiento total para cada sistema completo.

Tabla 4.6 Crecimiento de demanda del SING

Año	Crecimiento
2012	0.0%
2013	4.8%
2014	5.9%
2015	6.7%
2016	6.4%
2017	6.3%
2018	6.2%
2019	5.9%
2020	5.9%
2021	5.8%
2022	5.7%
2023	5.6%

#### 4.1.1.6. Perfil de Radiación Solar

Tomando en cuenta que la principal generación solar estudiada será en distintos niveles proyectados en el Desierto de Atacama y no de proyectos particulares que cuenten con una ubicación ya definida, se han considerado como coordenadas de radiación las coordenadas nominales del desierto: 24°30'S, 69°15'O. A través del sitio web del Explorador Solar del departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, se ha descargado la data histórica de radiación desde el año 2003 al año 2012, se han calculado los promedios horarios obteniéndose una curva horaria anual de radiación; y, luego, se ha utilizado el mismo criterio que para las curvas de demanda para obtener 12 curvas típicas, de 168 horas cada una, representativas de cada mes del año. De esta manera, es posible rescatar la variabilidad estacional y diaria que genera una alta penetración de generación solar en los distintos escenarios planteados.

#### 4.1.2. Base de Datos SIN

Por simplificación, los parámetros generales del sistema utilizados son los mismos definidos anteriormente para el SING, ya que el modelo utilizado considera estos parámetros como únicos para todos los sistemas en estudio.

Tabla 4.7 Parámetros Generales del Sistema

Parámetro	Valor
Pérdidas Totales	6%
Margen de Reserva primaria	15%
Tasa de Interés Anual	10%
Costo de Energía No Suministrada	400.23 [US\$/MWh]

##### 4.1.2.1. Parque generador

Dentro del parque generador del SIN se han considerado 61 unidades térmicas y 39 unidades hidroeléctricas. A continuación, se adjunta una lista con las unidades consideradas y las principales especificaciones técnicas consideradas. Todos estos parámetros han sido descargados desde el sitio web del Comité de Operación Económica del Sistema.

Tabla 4.8 Parque Generador Térmico del SIN

Unidad	Combustible	Potencia Máxima [MW]	Unidad	Combustible	Potencia Máxima [MW]	Unidad	Combustible	Potencia Máxima [MW]
AGUAYTIA1	GNL	80	CHILD1	Diesel	5.3	PARA	BAGAZO	12.2
AGUAYTIA2	GNL	80	CHILD2	Diesel	5.3	HUAYC	BAGAZO	5.1
MALACAS1	GNL	16	DOLO	Diesel	8.85	TABLA	GNL	29
MALACAS4	GNL	98.006	ILO1GC	Diesel	3	MAPLE	BAGAZO	37.5
MALACAS5	Diesel	214	ILO1TG1	Diesel	35	RESF1	Diesel	189.55
ROSA5	GNL	55	ILO1TG2	Diesel	36	RESF2	Diesel	189.55
ROSA6	GNL	55	ILO1TV2	R500	22	RESF3	Diesel	189.55
CHIMB1	Diesel	21.31	ILO1TV3	R500	66	OLLE	GNL	208.75
PIURA1	Diesel	5	ILO1TV4	R500	66	VENTG3	GNL	156.1
PIURA2	Diesel	5	MOLLE	R500	29.8	VENTG4	GNL	156.1
PIURATG	Diesel	23	ILO2	Coal	141	VENTV	GNL	172
CHICLAGMT2	Diesel	5.135	TUM1	R6	9.17	CHILCATG1	GNL	180
CHICLASZ1	Diesel	5.7	TUM2	R6	9.27	CHILCATG2	GNL	180
CHICLASZ2	Diesel	5.803	OQUE	GNL	28	CHILCATG3	GNL	116
SNNICD1	Diesel	1.25	PISCO1	GNL	36.47	CHILCATV	GNL	130
SNNICTV1	R500	20.18	PISCO2	GNL	26.47	KALPATG1	GNL	116
SNNICTV2	R500	20.18	FLORES	GNL	192.84	KALLPATG2	GNL	116
SNNICTV3	R500	26.86	INDEP1	GNL	5.75	KALLPATG3	GNL	116
PIURAD1	Diesel	1.4	INDEP2	GNL	5.75	KALLPATV	GNL	130
PIURAD2	Diesel	2.3	INDEP3	GNL	5.73	Potencia Térmica		4113.784
ROSAW	GNL	199.82	INDEP4	GNL	5.74			

Tabla 4.9 Parque Generador Hídrico del SIN

Unidad	Potencia Máxima [MW]	Almacenamiento de Regulación Semanal [MMC]	Unidad	Potencia Máxima [MW]	Almacenamiento de Regulación Semanal [MMC]
HUINCO	247	0.4	CHARCANI1	1.7286	0
CAÑONDELPATO	263.49	0.7555	CHARCANI2	0.6	0
CARHUAQUERO	95.02	0.3528	CHARCANI3	4.58	0
CHIMAY	150.9	1.475	CHARCANI4	15.301	0
SANGABAN	113.098	0.14	CHARCANI5	144.622	0
PLATANAL	222.213	1.357	CHARCANI6	8.947	0
PARIAC	4.951	0	ARICOTA1	22.5	0
CAHUA	43.113	0	ARICOTA2	12.4	0
CALLA	89.433	0.054594	MACHU	88.8	0
GALLI	38.147	0	HUANCHOR	19.632	0
HUAM	30.176	0.012	HUAYLLA	0.186	0
MALPASO	48.02	2.3566	MISAPU	3.866	0
MANTARO	650.483	2.637	SNANTONIO	0.58	0
MATUCANA	132.761	0.06	SNIGNACIO	0.422	0
MOYOPAMPA	66.127	0.02	YUNCAN	136.76	0.3
OROYA	9.48	0	CAÑABRAVA	5.711	0
PACHACHACA	9.65	0	PIAS1	12.63	0
RESTITUCION	215.359	0	YANAPAMPA	4.155	0
YAUPI	112.679	0	HUANZA	90.6	0.281
YANANGO	42.607	0	Potencia Hidro	3158.728	10.201494

#### 4.1.2.2. Perfil de Demanda

Como se ha descrito en el capítulo anterior, se ha utilizado la demanda horaria real declarada por el Comité de Operación Económica del SIN para el año 2012. Luego, se ha trasladado desde el huso horario del Perú a la zona horaria GMT 0, considerando los cambios horarios realizados por Perú durante dicho año. De esa manera, se logra obtener una curva horaria asociada a una zona horaria común para todos los sistemas.

A continuación, se ha dividido el perfil anual de demanda en perfiles semanales, cada uno de ellos con 168 horas. Si bien esto ha dejado fuera del análisis el perfil de dos días del año 2012, la metodología de creación de las curvas típicas se ha realizado de modo que la energía anual consumida se mantenga. Las 52 semanas del año han sido divididas en 12 conjuntos, cada uno de ellos representativo de un mes del año, de modo que se han confeccionado conjuntos de datos de 4 y 5 semanas para cada mes. En la siguiente tabla se especifica la cantidad de semanas con las cuales se representó cada mes.

Tabla 4.10 Cantidad de semanas utilizadas para representar cada mes.

Mes	Semanas del Conjunto
Enero	4
Febrero	4
Marzo	5
Abril	4
Mayo	5
Junio	4
Julio	4
Agosto	5
Septiembre	4
Octubre	4
Noviembre	5
Diciembre	4

Para cada conjunto, se ha determinado una semana típica que represente de mejor manera la demanda mensual, determinando aquella curva que minimice el error cuadrático medio y que, adicionalmente, tenga la menor distancia al resto del conjunto. Luego de escoger la curva tipo que cumpliera con dichos requisitos, se ha ponderado de manera que mantenga la energía mensual.

#### 4.1.2.3. Costo Combustible

Los costos combustibles y sus proyecciones han sido obtenidos del Informe de Planificación de la Transmisión para el período 2015-2022. En la siguiente tabla, se especifica la proyección de costos combustibles definida como “Caso base” en el informe antes comentado y que ha sido utilizada para la base de datos del presente estudio.

Tabla 4.11 Proyección de Costos Combustibles del SIN

<b>Año</b>	<b>Carbón [US\$/Ton]</b>	<b>GNL [US\$/MBtu]</b>	<b>Diésel [USD/m3]</b>	<b>R6 [US\$/ton]</b>	<b>R500 [US\$/ton]</b>
2012	104.60	2.62	180.14	125.25	111.99
2013	109.77	3.25	170.99	118.89	106.30
2014	103.92	3.12	171.96	119.56	101.47
2015	105.49	3.12	171.77	119.43	96.76
2016	106.92	3.57	177.80	123.63	95.50
2017	109.35	3.70	187.15	130.12	99.22
2018	111.20	3.96	192.21	133.65	105.87
2019	111.92	4.05	197.28	137.17	115.94
2020	112.49	4.13	201.76	140.28	129.85
2021	112.92	4.26	206.04	143.26	148.52
2022	113.49	4.48	210.52	146.37	173.57
2023	114.06	4.67	215.19	149.62	207.35
2024	115.06	4.79	219.87	152.87	253.08

#### **4.1.2.4. Proyección de generación**

El plan de obras se ha obtenido del Informe de Planificación de la Transmisión para el período 2015-2022, entre las cuales se consideran proyectos en construcción y proyectos recomendados. Sus especificaciones técnicas se han definido a partir de centrales ya conocidas de igual tecnología y capacidad similar. La lista de centrales proyectadas se aprecia en la siguiente tabla.

Tabla 4.12 Plan de Obras del SIN

Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Año puesta en servicio	Central	Potencia Neta [MW]	Tecnología	Año puesta en servicio
CH Huanza	45	Hidro	2014	CH Huasicancha	6	Hidro	2016
CT Fenix	268	Ciclo Combinado	2014	CH Colca	12	Hidro	2016
Central Eólica Cupisnique	80	Éólica	2014	CH Chilcay	12	Hidro	2016
Central Eólica Talara	30	Éólica	2014	CH Yarucaya	17	Hidro	2016
Central Eólica Marcona	32	Éólica	2014	CH Chancay 2	40	Hidro	2016
CH Machupicchu II	100	Hidro	2014	CH La Virgen	64	Hidro	2016
CH Pelagatos	20	Hidro	2014	CH Vilcanota 2	20	Hidro	2016
CH Santa Teresa	98	Hidro	2014	Planta No 1 (Region Arequipa)	500	Dual Diesel B5/Gas Natural	2016
Central Biomasa La Gringa V	2	Biomasa	2014	Parque Eólico Malabrigo	43	Eólico	2016
CH Langui II	3	Hidro	2014	CH Santa Lorenza I	19	Hidro	2016
CH Manta	20	Hidro	2015	CH Cerro del Águila	525	Hidro	2016
CH Runatullo III	20	Hidro	2015	CH Las Orquideas	16	Hidro	2016
CH Runatullo II	19	Hidro	2015	CH Renov Andes H1	20	Hidro	2016
Central Solar Moquegua FV	16	Solar-PV	2015	CH Chaglla	456	Hidro	2016
CH Chanchaylo	5	Hidro	2015	CH Carpapata III	13	Hidro	2016
CH Huatziroki I	11	Hidro	2015	CH Pallca	10	Hidro	2016
CH Rucuy	20	Hidro	2015	CH Carhuac	16	Hidro	2016
Reserva Fría - Planta Puerto Maldonado	18	Dual Diesel B5/Gas Natural	2015	Central Eólica Yacila	48	Eólico	2017
Reserva Fría - Planta Pucallpa	40	Dual Diesel B5/Gas Natural	2015	CH Potrero	20	Hidro	2017
CH Quitaracsa	112	Hidro	2015	CH Marañón	88	Hidro	2017
Reserva Fría - Planta de Eten	219	Dual Diesel B5/Gas Natural	2015	CH Hydrika 1-5	39	Hidro	2017
CH Cola 1	10	Hidro	2015	CH Karpa	19	Hidro	2017
CH Tulumayo IV	40	Hidro	2015	CH Laguna Azul	20	Hidro	2017
CH Tulumayo V	65	Hidro	2015	Planta No 2 (Region Moquegua)	500	Dual Diesel B5/Gas Natural	2017
CH Macon	10	Hidro	2015	CT Santo Domingo de los Olleros - TV	86	Ciclo Combinado	2017
CH Tingo	9	Hidro	2015	CH Pucará	150	Hidro	2018
CH Zaña 1	13	Hidro	2015	CH Angel I-II-III	60	Hidro	2018
Parque Eólico Tres Hermanas	97	Eólico	2016	CH Moyopampa (Ampliación)	45	Hidro	2018
CH 8 de Agosto	19	Hidro	2016	CH Curibamba	163	Hidro	2018
CH El Carmen	8	Hidro	2016	CH Olmos 1	50	Hidro	2018
CH Cheves I	168	Hidro	2016	CH Rapay 2	80	Hidro	2018
CH Chancay	19	Hidro	2016	CH Las Cruces	15	Hidro	2018

#### 4.1.2.5. Proyección de Demanda

Dentro del modelo, se ha considerado un crecimiento de demanda anual, aplicado a cada dato horario del perfil utilizado. Para el año 2013, se ha utilizado el crecimiento real del SIN, para el resto de los años se ha obtenido el crecimiento proyectado en el Informe de Planificación de la Transmisión para el período 2015-2022. No se ha realizado una desagregación de la demanda en crecimiento industrial y vegetativo, sino que se ha considerado un crecimiento total para cada sistema completo.

Tabla 4.13 Crecimiento de demanda del SIN

Año	Crecimiento
2012	0.0%
2013	6.3%
2014	13.1%
2015	12.0%
2016	14.0%
2017	9.0%
2018	9.2%
2019	5.5%
2020	5.8%
2021	5.8%
2022	4.3%
2023	3.4%

#### **4.1.2.6. Perfil de Radiación Solar**

Se ha considerado el mismo perfil de radiación utilizado en el SING para todos los proyectos solares del Sistema Interconectado Nacional de Perú, sobre todo considerando que la proyección solar considerada en el plan de obras del SIN es de solo 16 [MW]. Por ello, su influencia es despreciable en comparación con las proyecciones solares que se analizarán a lo largo de este informe.

### **4.2. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN**

#### **4.2.1. Escenario Base**

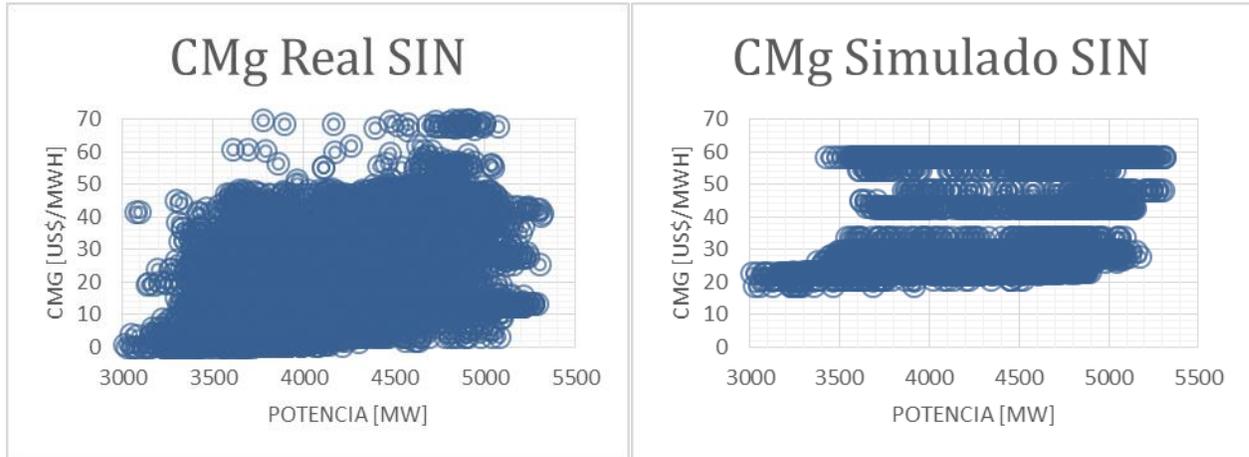
Como escenario base, se ha considerado la base de datos definida anteriormente para ambos sistemas. Esto implica no añadir nuevas centrales fuera de los planes de obra definidos y tampoco se consideran nuevas interconexiones entre los sistemas. Tomando en cuenta que el plan de obras del Sistema Interconectado Nacional de Perú considera nuevas instalaciones hasta el año 2018, se ha limitado el horizonte de simulación a dicho año para que la ausencia de nuevos proyectos en Perú afecte los resultados posteriores.

En primer lugar, se ha realizado una simulación para el año 2012, considerando todas las horas del año, con el objetivo de comparar la simulación de la operación con la operación real de cada sistema. Posteriormente, se utilizan dichos resultados para evaluar el efecto que causa la simplificación de llevar la curva completa del año a semanas típicas mensuales.

Luego, se utilizan los resultados de la simulación con semanas típicas para comparar la proyección hasta el año 2018 con la proyección que se tiene de cada sistema actualmente. El propósito de estos tres análisis es verificar la calidad del modelo y de la base de datos propuesta, además del grado de representatividad que esta tiene sobre los sistemas reales.

Para analizar los resultados del modelo al simular el año 2012, se comparan, a continuación, los gráficos de dispersión del costo marginal de cada sistema en función de la demanda. Adicionalmente, se presenta un gráfico de dispersión entre el costo marginal obtenido como resultado de la simulación en función del costo marginal real del sistema para cada punto de

demanda simulado. El error de este enjambre de puntos corresponde a la distancia que tienen sobre la recta que pasa por el origen y que tiene pendiente unitaria, recta sobre la cual los costos marginales se igualan.



*Ilustración 4.1 Dispersión de CMg Real y Simulado en función de la Potencia Demandada en el SIN*

En el caso del SIN, se observa que hay zonas de operación de bajo costo que no han sido representadas en el modelo. Estos valores son principalmente alcanzados por una alta generación hidroeléctrica en determinados puntos de operación del sistema real. Estos fenómenos no han sido modelados ya que se ha considerado solo una hidrología seca para todos los casos. Las zonas de alto costo que no se ven representadas en la simulación corresponden a contextos de indisponibilidad de centrales o de combustible, ya que el modelo planteado considera un 100% de disponibilidad del parque generador y no considera racionamiento de combustible. Los resultados del costo marginal promedio ponderado para el año completo y el costo operativo total, correspondiente a la demanda de cada hora valorizada al costo marginal del sistema, se aprecian en la siguiente tabla junto al error relativo de la simulación respecto a los costos reales.

*Tabla 4.14 Resultados Operativos para el SIN durante el año 2012*

Variable	Costo Real	Costo Simulación	Error Relativo
Costo Marginal Promedio Ponderado 2012	34.95 [US\$/MWh]	35.95 [US\$/MWh]	2.87%
Costo Operativo Total 2012	1,315 [MMUS\$]	1,352 [MMUS\$]	2.87%

Se aprecia que el error obtenido para la simulación del año completo utilizado como base tiene un valor de 2.87%. A continuación, se presenta un gráfico de dispersión entre el costo marginal obtenido con la simulación en función del costo marginal real del sistema. Cada punto corresponde al mismo instante de operación horario y, por tanto, se tiene la misma potencia demandada.

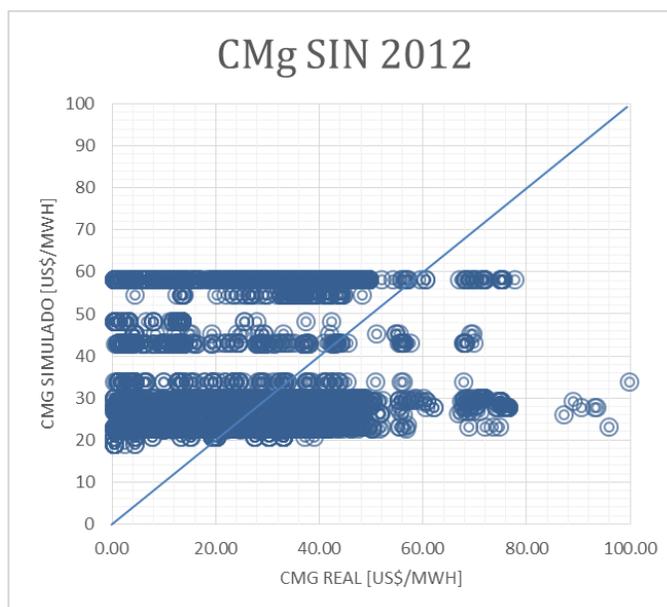


Ilustración 4.2 Dispersión de CMg Simulado en función del CMg Real para cada punto de operación del SIN

Se observa en la gráfica de dispersión que existe una cantidad importante de puntos que se encuentra lejos de la recta que representa costos marginales iguales. Por ello, el hecho de que el error para el año completo sea bajo evidencia que existe una compensación entre costos obtenidos para distintos instantes de la simulación; vale decir, hay instantes de tiempo con potencia demandada similar, donde el costo marginal obtenido en la simulación fue menor al real y otros instantes en los cuales fue mayor. Finalmente, estas compensaciones permiten que los costos promedio y costos totales tengan un error bajo.

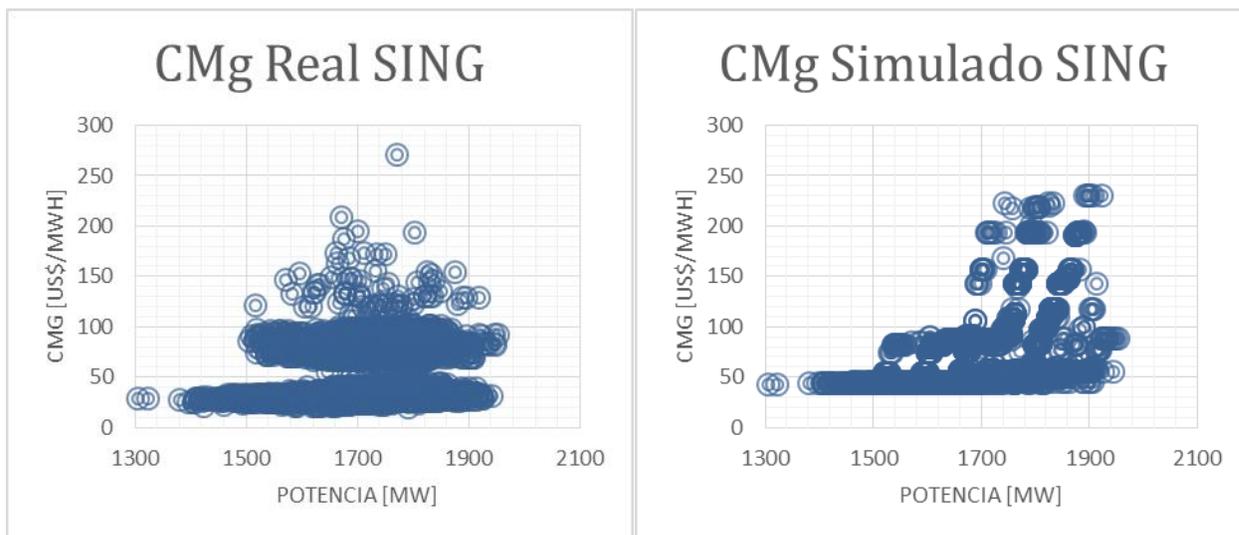


Ilustración 4.3 Dispersión de CMg Real y Simulado en función de la Potencia Demandada en el SING

En el caso del SING, se tiene una simplificación relacionada con los costos combustibles, ya que, en los documentos declarados por el CDEC-SING, se especifican distintos costos para cada central; entre ellos, se han escogido los costos máximos para cada tecnología para el año base. Por ello, la nube de costos marginales reales que se encuentran entre 20 y 50 [US\$/MWh] se altera en

la simulación pasando a ser una nube de costos claramente en torno a los 50 [US\$/MWh]; vale decir, los valores máximos de esa zona. En este caso, también, se tienen consecuencias asociadas a simplificar la disponibilidad de las centrales y de combustible, ya que, al igual que en el caso del SIN, se ha asumido una disponibilidad del 100% y no se han considerado restricciones de combustible. En la siguiente tabla, se presentan el costo marginal promedio ponderado, real y simulado, y el costo operativo total para el SING durante el año 2012.

Tabla 4.15 Resultados Operativos para el SING durante el año 2012

Variable	Costo Real	Costo Simulación	Error Relativo
Costo Marginal Promedio Ponderado 2012	42.40 [US\$/MWh]	58.39 [US\$/MWh]	37.70%
Costo Operativo Total 2012	634 [MMUS\$]	873 [MMUS\$]	37.70%

En este caso el error promedio es evidentemente mayor. De hecho, se evidencia que tanto el costo marginal como el costo total obtenido a partir de la simulación es mayor que el costo real, debido, principalmente, al efecto que causa el utilizar los costos combustibles máximos para las centrales térmicas. En la siguiente gráfica, se presenta la dispersión entre el costo marginal simulado y el costo marginal real para cada hora del año base.

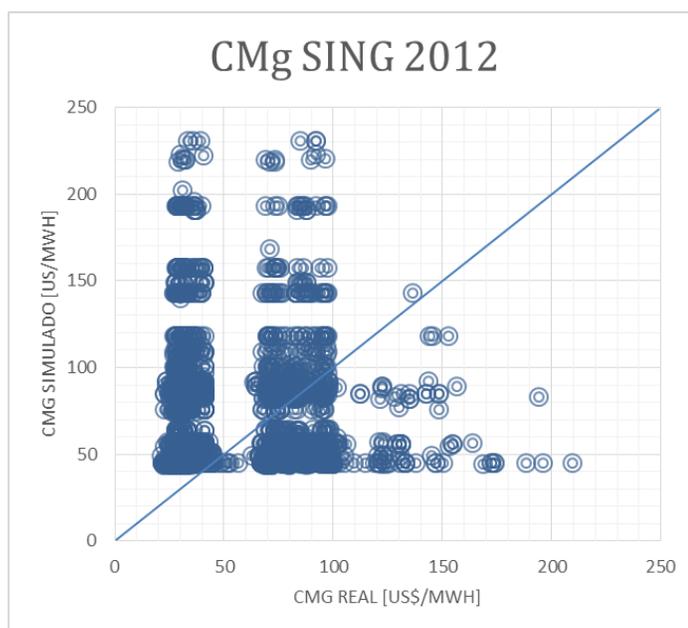


Ilustración 4.4 Dispersión de CMg Simulado en función del CMg Real para cada punto de operación del SIN

En la gráfica, se observa que la dispersión de costos tiende a agrupar los puntos por sobre la recta que iguala los resultados de la simulación con la operación real. Por ello, en este caso, el efecto que causa la complementariedad mencionada anteriormente no es suficiente para disminuir el error de los resultados de la simulación. En general, se concluye que la base de datos utilizada para el SING representa costos por sobre la operación real del mismo para el 2012.

Se comparan a continuación, los resultados de la simulación con los costos declarados por cada operador. En primer lugar, se presentan las curvas del costo marginal promedio mensual para el período comprendido entre enero del 2012 y diciembre del 2013 en el caso del SIN, y el período

entre enero del 2012 y junio del 2014 para el SING. Estos períodos fueron escogidos ya que corresponden los datos disponibles en los sitios web de cada operador respectivo.

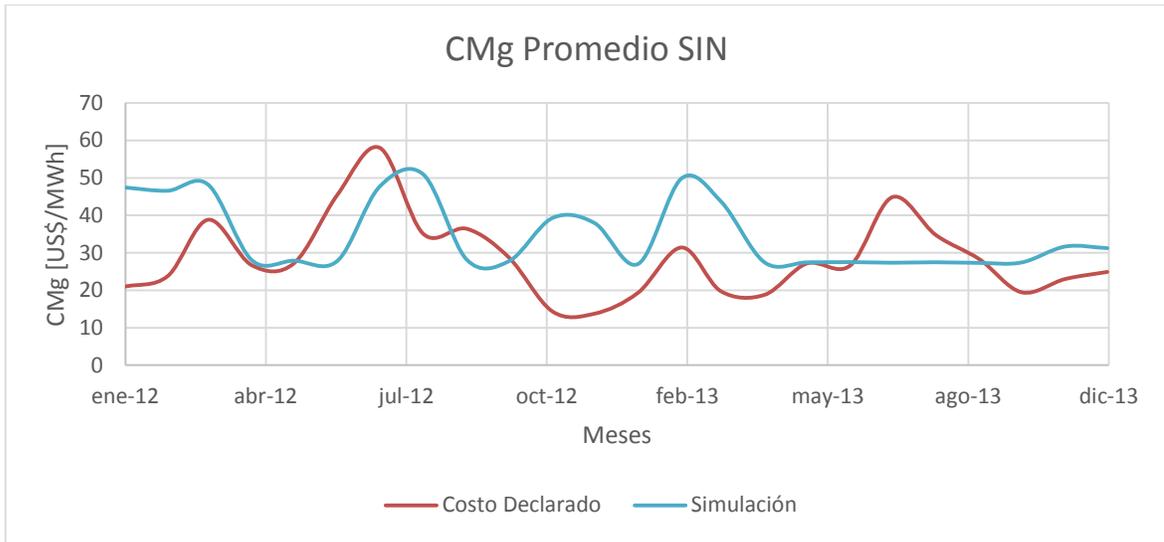


Ilustración 4.5 Costo Marginal Declarado y el promedio ponderado simulado para el SIN

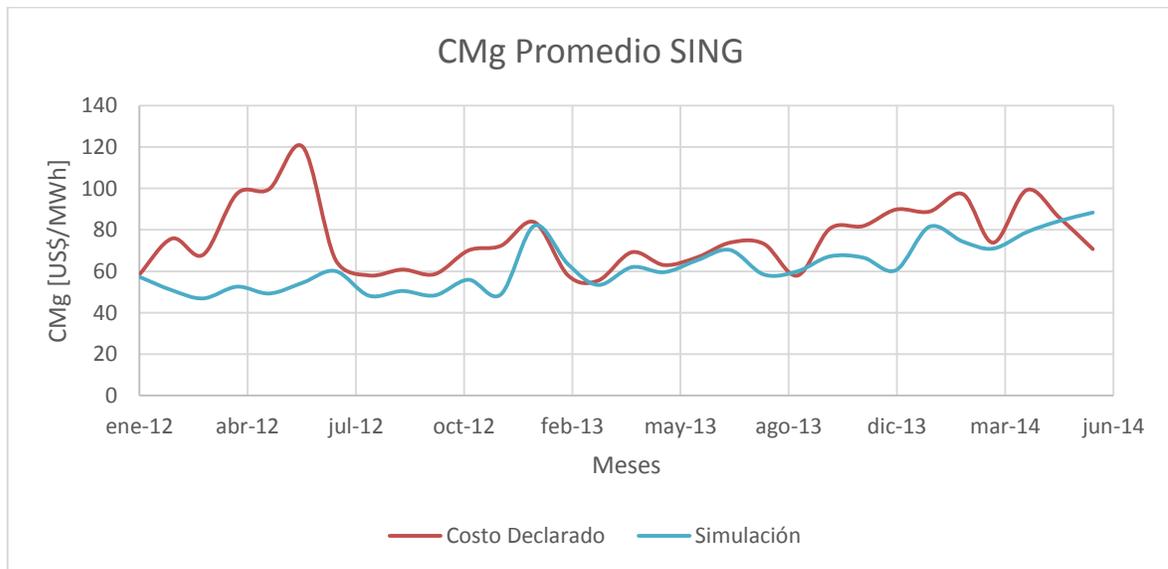


Ilustración 4.6 Costo Marginal Declarado y el promedio ponderado simulado para el SING

Se aprecia a partir de las curvas que, en el SIN, el costo simulado oscila en torno a los costos reales, obteniéndose resultados mayores en algunos meses y menores en otros casos. Por otro lado, los resultados obtenidos para el SING se encuentran consistentemente por debajo de la curva real declarada. Para cuantificar el error, se ha calculado la correlación entre las curvas mediante la siguiente ecuación:

$$r = \frac{\sum_{t=1}^T (CMg_{sim}(t) - \overline{CMg_{sim}}) \cdot (CMg_{real}(t) - \overline{CMg_{real}})}{\sqrt{\sum_{t=1}^T (CMg_{sim}(t) - \overline{CMg_{sim}})^2} \cdot \sqrt{\sum_{t=1}^T (CMg_{real}(t) - \overline{CMg_{real}})^2}} \quad (33)$$

La correlación corresponde a la fuerza y dirección entre dos variables; mientras más cercana sea al valor unitario, variables analizadas varían de manera sistemática; mientras más se acerque al valor nulo, las variables están menos relacionadas. Los valores de correlación obtenidos en cada caso para el período graficado fue de:

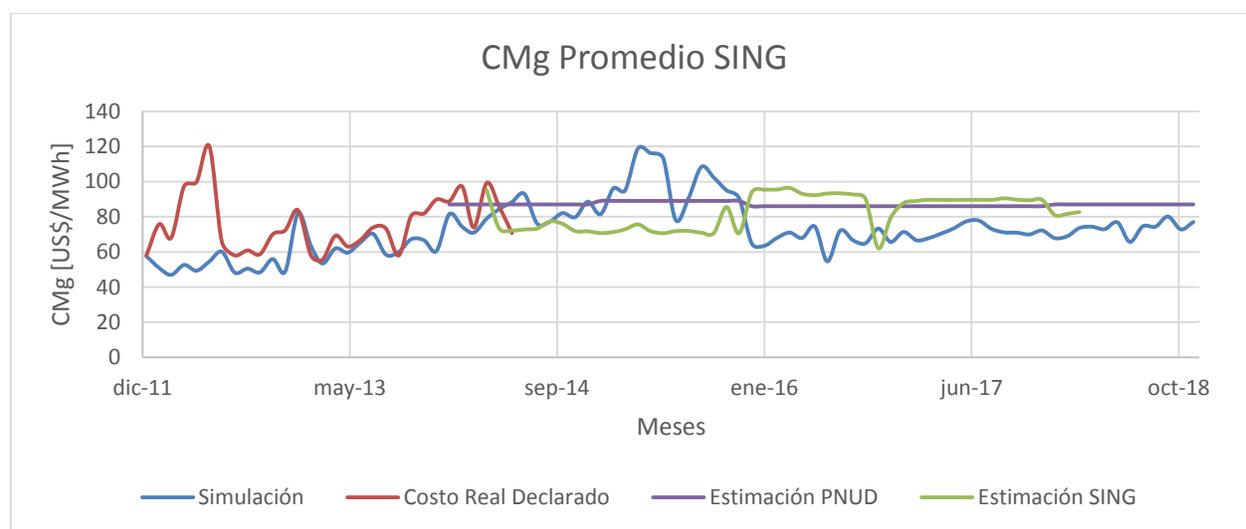
$$r_{SIN} = 0.1231 \quad (34)$$

$$r_{SING} = 0.1058 \quad (35)$$

Esto quiere decir que en comparación con los costos promedios declarados, los modelos utilizados para el SIN y para el SING tienen un 12.31% y un 10.58% de correlación respectivamente.

El siguiente análisis comparativo que se realizará respecto al escenario base es la proyección de costos esperada de cada sistema en los próximos años y la proyección obtenida a partir de la simulación. Para este análisis se han tomado como referencia dos fuentes en cada sistema. En primer lugar, la proyección que las instituciones reguladoras del sistema tienen de su propio sistema y, por otro lado, la proyección que consideran las empresas EE Ltda., Cosanac S.A.C. y KAS Ingeniería en su informe de factibilidad de interconexiones, preparado para el PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) [7]. No es un objetivo de este trabajo replicar los resultados obtenidos en estos informes, que han sido usados como referencia comparativa, sino que se pretende determinar si las proyecciones planteadas en el caso base reflejan los efectos esperados a futuro de acuerdo a la base de datos utilizada.

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande, se ha obtenido la proyección de costos marginales para la barra Crucero 220 [kV], declarados en el Informe Técnico Definitivo para la fijación de precios de nudo de corto plazo del mes de abril de 2014, que fue confeccionado por la Comisión Nacional de Energía. En la siguiente gráfica, se presentan tanto las proyecciones de este informe como las proyecciones del informe preparado para el PNUD y las proyecciones obtenidas como resultado de las simulaciones realizadas.



*Ilustración 4.7 Proyecciones de costo marginal promedio mensual para el SING*

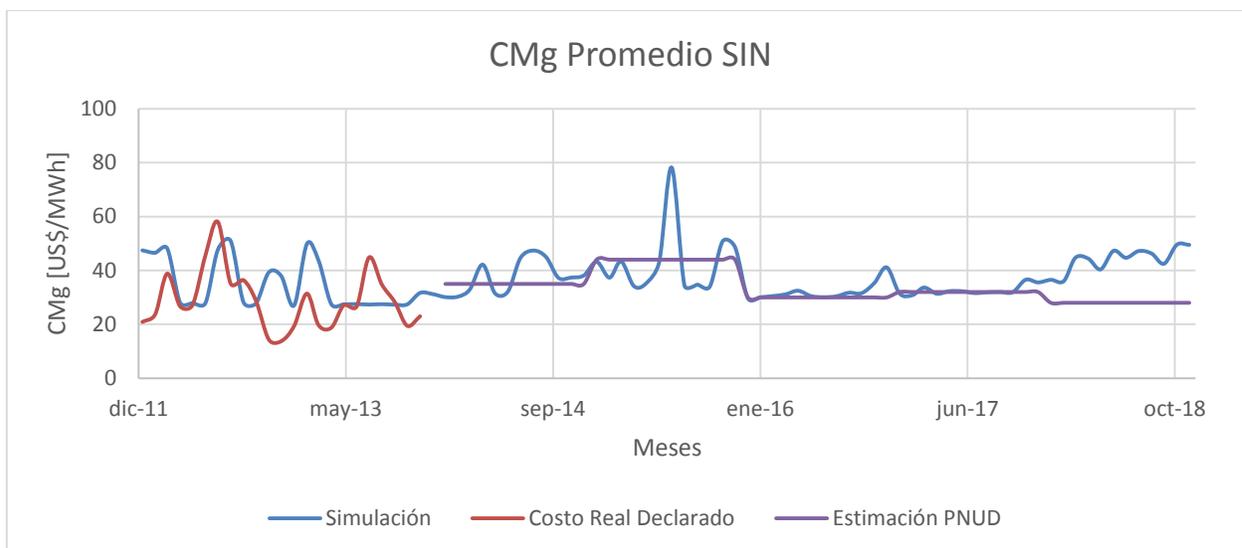
La gráfica anterior permite notar que, dentro de metodología utilizada por la Comisión Nacional de Energía, las centrales que considera en el plan de obras han sido incorporadas de acuerdo al mes

de entrada previsto para cada unidad, mientras que en este trabajo se han definido solo los años de entrada de cada una de ellas. Esto implica, por ejemplo, que la central Kelar, de 517 [MW] instalados de Gas Natural, prevista para entrar en operación en octubre de 2016, provoca una considerable disminución de los costos marginales de la simulación en enero del 2016, mientras que este efecto se aprecia en los resultados de la CNE, efectivamente, en octubre del mismo año.

Durante el año 2015, la simulación realizada en este trabajo arroja un importante aumento de los costos en comparación con el resto de las proyecciones. Esto se debe, principalmente, a que, dentro del plan de obras del SING, no existe ninguna central prevista para el período entre diciembre del 2014 y diciembre del 2015; al mismo tiempo, se prevé un aumento de la demanda de un 6.7% para el año 2015, el mayor crecimiento esperado para los próximos años. Estos dos fenómenos permiten asumir que el costo marginal del sistema para dicho período debiese aumentar en comparación con el año anterior, efecto que no se ve reflejado en ninguna de las proyecciones utilizadas como elemento de comparación. En el caso de la CNE, se evidencia un aumento del costo marginal, provocado por el bajo aumento de potencia instalada y por el aumento de la demanda en el sistema, recién a comienzos del año 2016. Se comprenden, por lo tanto, las diferencias entre las proyecciones obtenidas en este trabajo y aquellas realizadas por la CNE.

En el caso de la proyección realizada para la PNUD, se han aplicado una serie de simplificaciones que afectan directamente sus resultados. Por ejemplo, se ha considerado un aumento constante de demanda para todo el período analizado. Por otro lado, no se considera un plan de obras específico, sino que se consideran aumentos constantes de capacidad instalada por tecnología a lo largo del período. En particular, se asume que entre el año 2009 y 2022 el SING instalará 1860 [MW] de centrales térmicas y 260 [MW] de centrales ERNC. Estas simplificaciones provocan una proyección con poca variabilidad a lo largo del tiempo no solo para el SING, sino que también para el resto los sistemas analizados en dicho informe. Si bien existen diferencias en las proyecciones de costos de cada metodología, se aprecia de manera clara que estas diferencias son efectos de las diferencias metodológicas de cada informe.

Para el caso del Sistema Interconectado Nacional peruano, no se ha encontrado una proyección oficial de costos marginales para el sistema. Sin embargo, sí es posible comparar las proyecciones de este trabajo con aquellas realizadas para la PNUD.



*Ilustración 4.8 Proyecciones de costo marginal promedio mensual para el SIN*

Como ya se ha comentado previamente, las proyecciones realizadas para la PNUD utilizaron crecimientos anuales constantes de demanda y de capacidad instalada de generación. Debido a esto, sus resultados se aprecian solo a un nivel anual. Para cada año, se puede notar que los resultados de la simulación y las proyecciones usadas como referencia se encuentran dentro del mismo orden de magnitud, incluso, se aprecian los mismos fenómenos anuales de aumento o reducción del costo marginal hasta el año 2017. Para el año 2018, se tiene un efecto inverso entre las curvas. El informe confeccionado para la PNUD prevé una disminución en los costos marginales, mientras que el modelo utilizado en este trabajo proyecta un aumento del mismo. Esto se debe, principalmente, al crecimiento de potencia instalada utilizado en cada caso, ya que el plan de obras considerado en este informe no contempla entrada de centrales térmicas durante el año 2018.

Además de analizar los indicadores planteados en la metodología, los que serán utilizados para cuantificar el efecto que causa la interconexión entre sistemas y la inclusión de distintos niveles de potencia solar instalada, se aprovechará el modelo horario utilizado para llevar a cabo un análisis cualitativo de los cambios en la operación horaria del sistema para cada escenario. Para ello, se han escogido dos semanas típicas dentro de cada año, ambas representativas de dos meses del año, y que han sido elegidas por los siguientes criterios:

- Diciembre: contiene los siguientes valores dentro de la curva anual.
  - Potencia máxima anual de demanda, tanto en el SIN como en el SING.
  - Mes de mayor energía mensual demandada en el SIN y en el SING.
  - Mes de mayor energía mensual irradiada.
- Junio: se presentan los siguientes valores dentro de la curva anual.
  - Menor potencia máxima mensual en el SING.
  - Potencia mínima anual de demanda en el SIN.
  - Mes de menor energía mensual demandada en el SING.
  - Mes de menor energía mensual irradiada.
- Enero: contiene los siguientes valores dentro de la curva anual.
  - Potencia mínima anual en el SING.
  - Mes de menor energía mensual demandada en el SIN.

- Menor potencia máxima mensual de demanda en el SIN.

A partir de dichas características, se ha escogido analizar las curvas de diciembre y junio para el análisis, ya que, además de contener puntos relevantes dentro de las curvas de demanda de cada sistema, se tienen el mejor y peor escenario de radiación dentro del año. A continuación, se presentan las curvas de diciembre y junio de 2016 simuladas para el caso base en ambos sistemas.

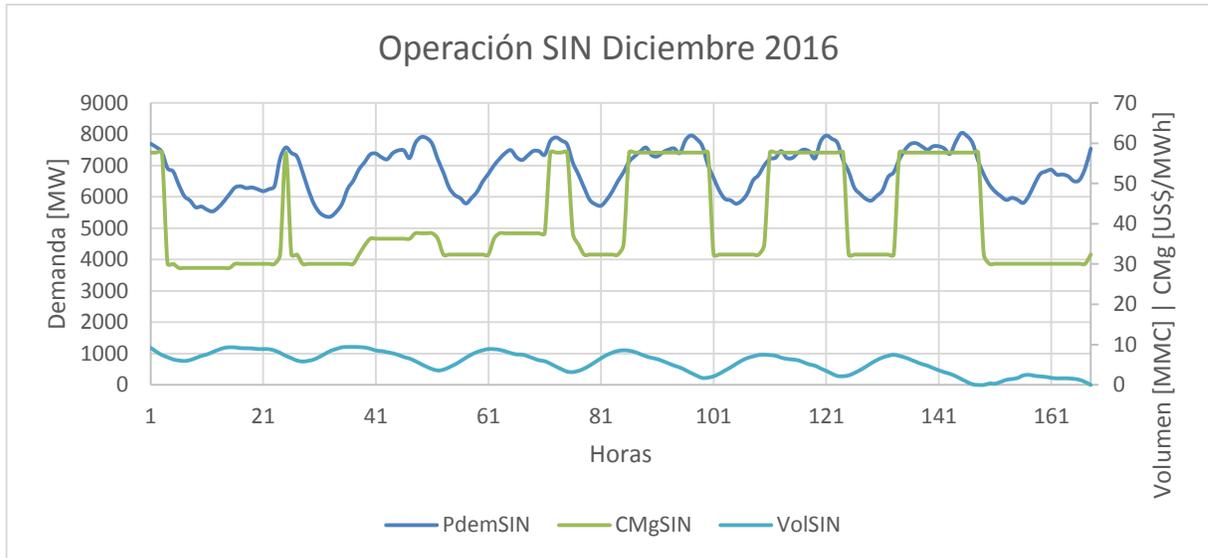


Ilustración 4.9 Operación SIN en semana típica de diciembre de 2016

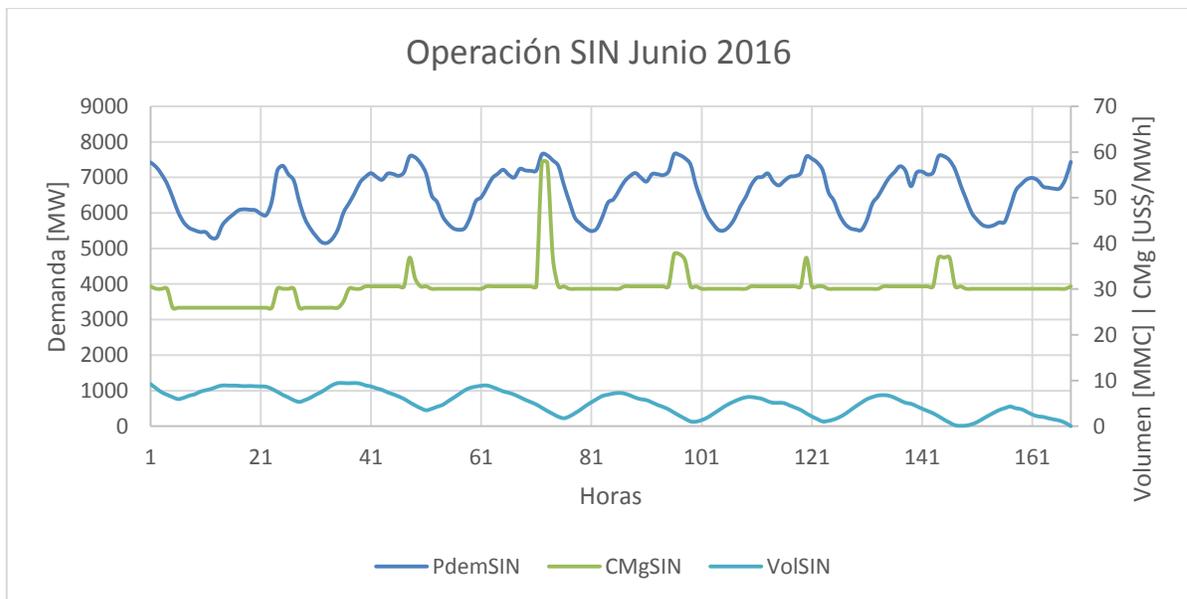


Ilustración 4.10 Operación SIN en semana típica de junio de 2016

Para las curvas de operación del SIN, se ha graficado la demanda del sistema, el costo marginal y el volumen total de los embalses de regulación semanal. En diciembre, es posible notar que el costo marginal tiene una importante variabilidad horaria entre los 30 [US\$/MWh] y los 60 [US\$/MWh], donde el costo aumenta de manera importante durante el día, en las horas en que se tiene un mayor

consumo y, contrariamente, se reduce a sus valores mínimos durante la noche, en las horas de menor consumo. Para la semana típica de junio, se puede notar que este efecto solo se evidencia en uno de los días de la semana. Para el resto existe un pequeño *peak* de costo marginal solo en los horarios punta de cada día. En ambas curvas, es posible observar que la demanda del SIN tiene una componente residencial importante, a juzgar por la forma horaria que tiene a lo largo de cada día. Para comprender la curva semanal, se debe comentar que cada semana del estudio comienza a las 20 horas del día sábado. Esto, ya que se utilizó como referencia única el horario GMT-0.

En cuanto al comportamiento del volumen de los embalses de regulación semanal, es posible notar que estos se comienzan a vaciar cada día al alcanzar las horas de mayor demanda y, luego, vuelven a llenarse al alcanzar las horas valle durante la noche. Por tanto, es claro que, previo a cualquier caso de interconexión, las simulaciones realizadas incluyen una componente de regulación de energía efectuada por sus embalses.

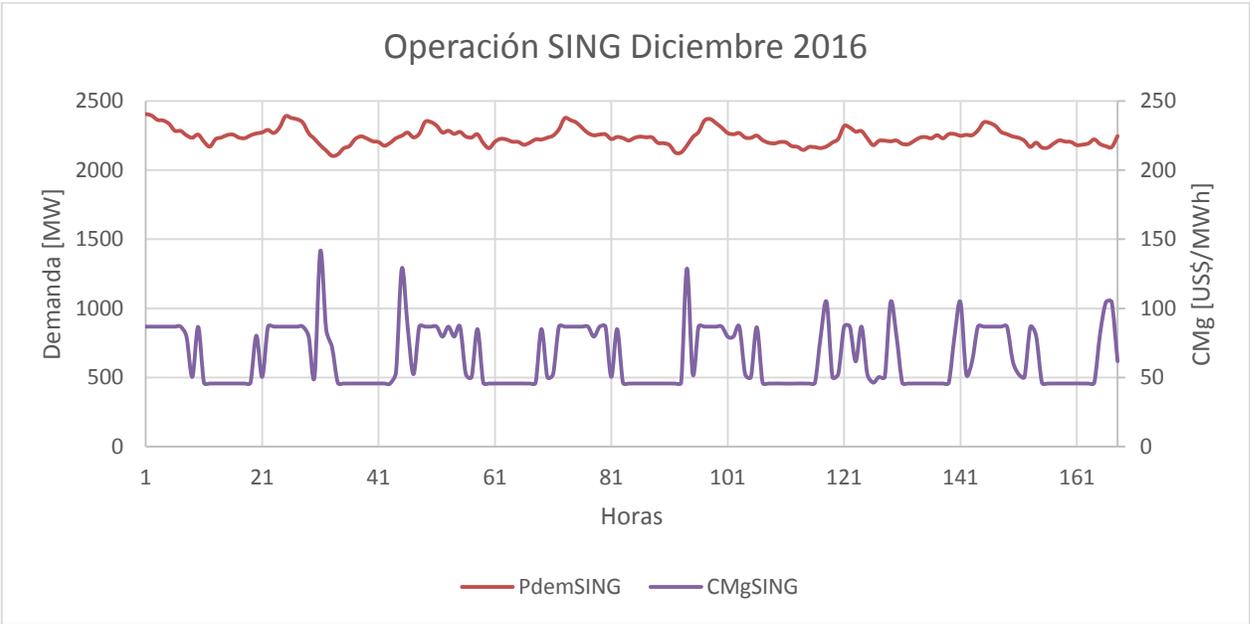
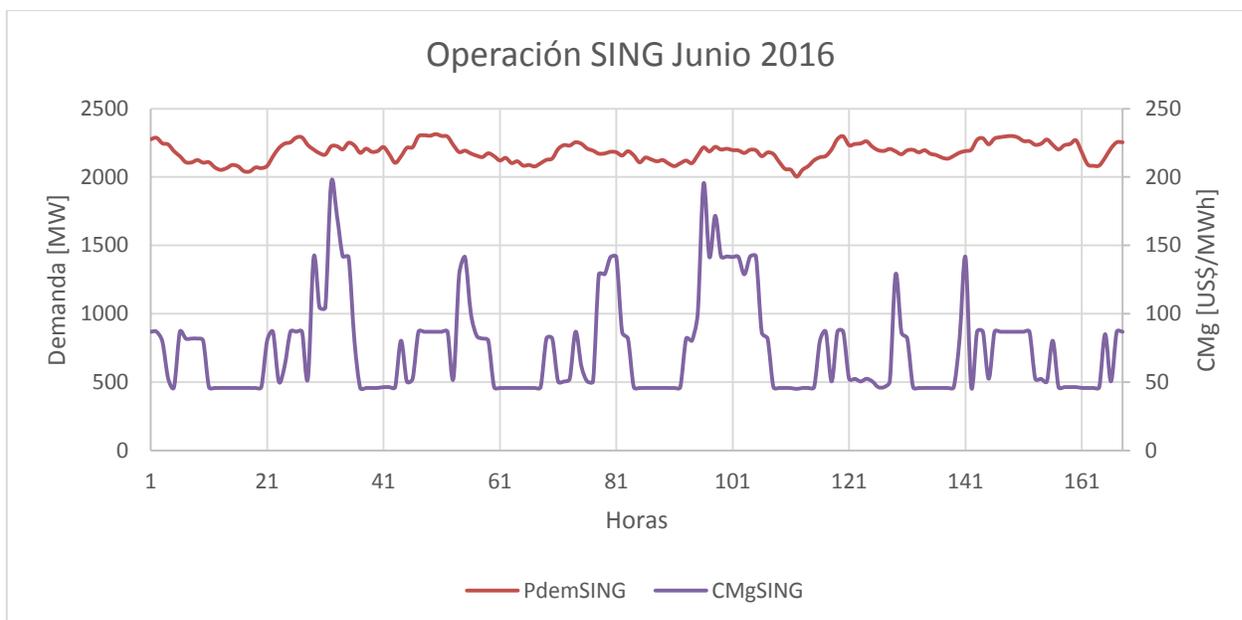


Ilustración 4.11 Operación SING en semana típica de diciembre de 2016



*Ilustración 4.12 Operación SING en semana típica de junio de 2016*

Para el SING, en ambas curvas típicas, se aprecia que la principal componente de demanda es industrial, sobre todo de carácter minero, ya que no se tiene una mayor fluctuación horaria a lo largo de cada día. En este caso, cada semana típica del sistema comienza en su horario local de las 22 o 21 horas (dependiendo del mes de año, ya que se considera un cambio de hora local) del día sábado, recordando nuevamente que todas las curvas fueron unificadas en una zona horaria común GMT-0.

En cuanto al costo marginal, para la semana típica de diciembre, se tienen fluctuaciones entre los 50 y los 80 [US\$/MWh], además de pocos instantes de tiempo donde el costo supera los 100 [US\$/MWh]. Mientras tanto, en la semana de junio, las variaciones también tienen como valor mínimo los 50 [US\$/MWh]; pero, en este caso, sus valores máximos alcanzan hasta los 200 [US\$/MWh] en algunas horas. Las zonas de costo mínimo corresponden a una operación en base a carbón, mientras que los aumentos en el costo marginal coincide con el encendido de centrales diésel.

Este caso base simulado será utilizado como punto de referencia, para cada escenario propuesto a lo largo de este trabajo, con el objetivo de cuantificar el efecto que entradas de generación solar o de líneas de interconexión tendrán sobre la operación de cada sistema. Las variables de entrada que se modificarán para cada caso serán:

- Potencia Instalada de Generación Solar. [MW]
- Capacidad de Acumulación de Generación Solar. [MWh]
- Año de Entrada de la Generación Solar.
- Capacidad de la Línea de Interconexión. [MW]
- Pérdidas de la Línea de Interconexión. [%]
- Año de Entrada de la Línea de Interconexión.

## 4.2.2. Escenarios de Interconexión

Como se comentó en el capítulo anterior, se han realizado simulaciones de interconexión entre ambos sistemas con distintos niveles de capacidad de transmisión. En primera instancia, se ha escogido una línea con suficiente capacidad como para no saturarse en el horizonte de tiempo planteado. Posteriormente, se han realizado simulaciones con distintos niveles de capacidad menores con el objetivo de analizar el efecto que causa la saturación de la interconexión.

Estudios previos de interconexión entre el SING y el SIN han planteado dentro de su diseño una línea en corriente continua con capacidad de 1500 [MW] [4]. Se considera, en este estudio, un primer escenario de 2000 [MW], de modo que la línea no se sature y lograr, así, encontrar el flujo máximo entre ambos sistemas a lo largo del horizonte temporal. Para reducir la cantidad de escenarios a simular, se ha propuesto la utilización de un año de quiebre dentro del análisis, que permita proponer un tiempo razonable para la construcción de proyectos de interconexión y de generación y que, a la vez, otorgue un horizonte de tiempo suficiente para analizar el efecto posterior a la construcción de estos proyectos. Por ello, se ha utilizado el año 2016 como año de entrada tanto de los proyectos de interconexión como también de generación solar. De ese modo, se puede analizar el efecto a lo largo de tres años en el estudio.

Al realizar esta primera simulación con una línea de interconexión con capacidad de 2000 [MW], asumiendo el 2016 como año de entrada, se han obtenido los siguientes resultados de flujo máximo para cada mes del período evaluado.

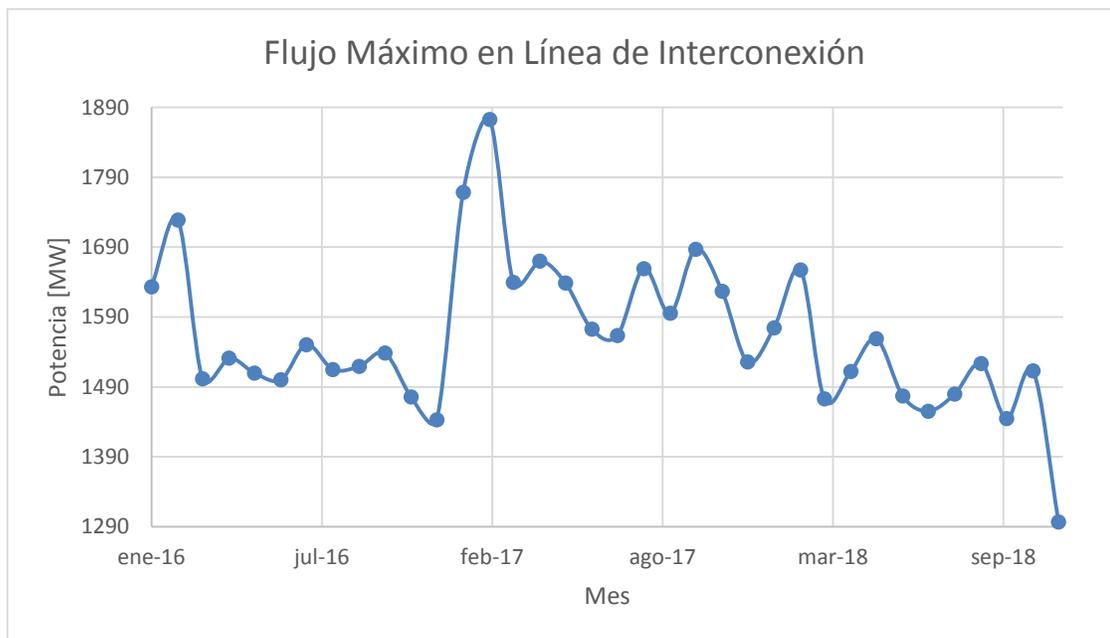
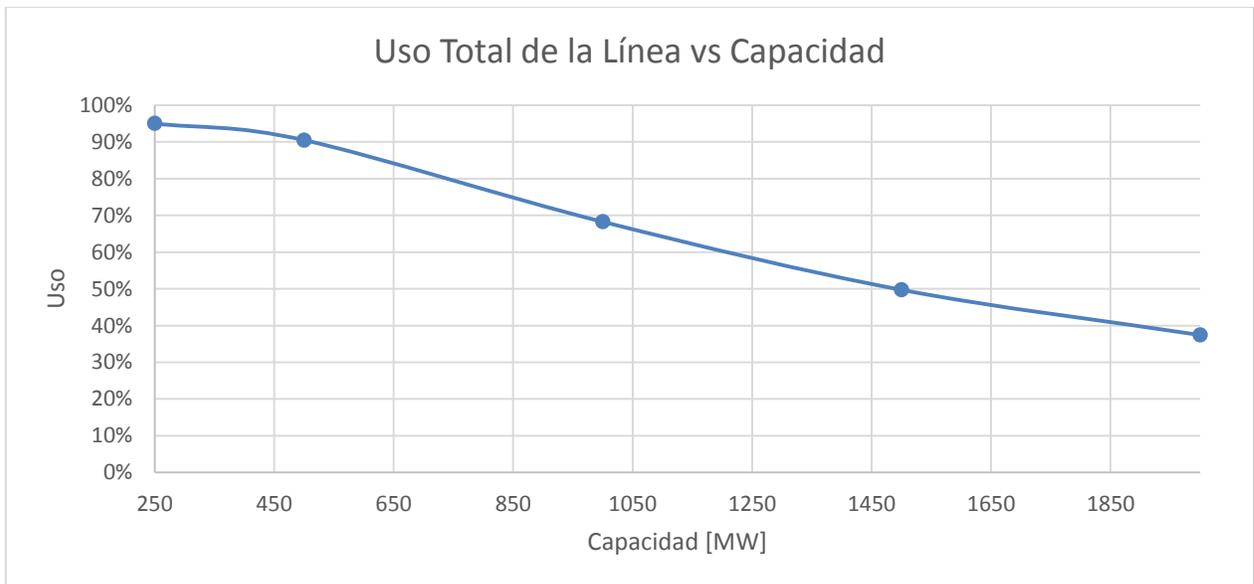


Ilustración 4.13 Flujo Máximo en Línea de Interconexión.

Se aprecia en la figura que el flujo máximo de interconexión, considerando solo el plan de obras y las proyecciones planificadas por cada sistema, en el período evaluado es de 1873 [MW]. Se aprecia, además, que el flujo máximo no tiene una mayor correlación con el aumento de demanda entre un año y otro, ya que se tienen flujos consistentemente mayores para el año 2017 en comparación con el resto de los años del horizonte. No obstante, sí se tiene una relación entre la

variación mensual de cada flujo máximo a lo largo de cada año, ya que en cada caso el mayor flujo se alcanza en el mes de febrero, mientras que el menor valor de la curva se obtiene en el mes de diciembre. Esto permite concluir que la capacidad necesaria para acoplar ambos sistemas en una operación conjunta depende, en mayor medida, de la curva de demanda, mientras que las diferencias entre un año y otro se determinarán de acuerdo a la proyección de generación y de demanda; y estas, en conjunto, no necesariamente implicarán una necesidad de capacidad de transmisión creciente en el tiempo.

A partir de este resultado, se realizaron un conjunto de simulaciones con distintas capacidades de transmisión, todas ellas menores al flujo máximo encontrado previamente, con el objetivo de calcular el porcentaje de uso que se le daría a la línea respecto a su capacidad de transmisión a lo largo del período evaluado. En cada caso se planteó como año de entrada el año 2016. Las capacidades simuladas fueron las siguientes: 250 [MW]; 500 [MW]; 1000 [MW] y 1500 [MW]. El uso de la línea a lo largo de los tres años en función de su capacidad se observa en la siguiente figura.



*Ilustración 4.14 Uso total de la línea en función de la capacidad instalada.*

Se comprende, entonces, que existe un compromiso entre la capacidad que tenga la línea para permitir que los sistemas se mantengan económicamente acoplados a lo largo de todo el período y el uso total que se le da a esta capacidad a lo largo del mismo. Evidentemente, mientras menor es la capacidad, la línea se mantendrá saturada por intervalos de tiempo mayores y se maximizará su uso. Sin embargo, estos resultados reflejan el efecto operacional, no directamente el efecto económico. Para determinar una capacidad óptima de la línea, es necesario calcular el beneficio de cada escenario simulado en función del costo que tiene la construcción de la misma.

Para determinar de mejor manera el efecto económico que causa la interconexión, se plantea, a continuación, una descripción general del diseño que requiere una línea entre ambos sistemas. Este diseño se ha planteado con base en el Anexo A del informe presentado para el PNUD [7], al análisis de interconexión HVDC incrustado en el sistema AC peruano [25] y a la presentación realizada por Transelec para CIGRE en 2008 [26].

En primera instancia, se ha requerido determinar la tecnología apropiada para la interconexión entre ambos sistemas. Existen una serie de antecedentes que permiten entender que, para este caso, una interconexión en corriente continua es más apropiada que una en corriente alterna. En particular, se sabe que:

- Las líneas de corriente continua tienen un menor impacto sobre el medioambiente debido a que requieren una menor franja de servidumbre para la misma capacidad de potencia.
- Los sistemas de corriente continua permiten la interconexión de sistemas con distintos niveles de frecuencia de operación. En este caso, el SIN opera a 60 [Hz] mientras que el SING opera a 50 [Hz].
- Para los costos de inversión de líneas de transmisión, se define una distancia denominada *break-even*, definida como la distancia para la cual una línea de transmisión en corriente continua comienza a tener un menor costo de inversión que una en corriente alterna. Este efecto se debe al alto costo de inversión de las subestaciones convertoras frente a subestaciones de corriente alterna, mientras que la línea misma en corriente continua es más económica que en corriente alterna. El efecto descrito se aprecia en la siguiente gráfica. [25]

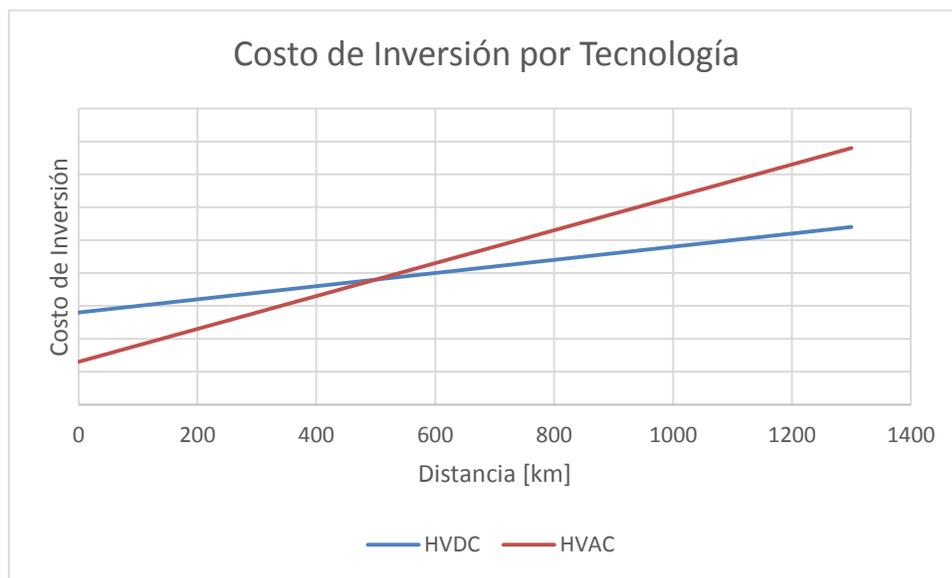
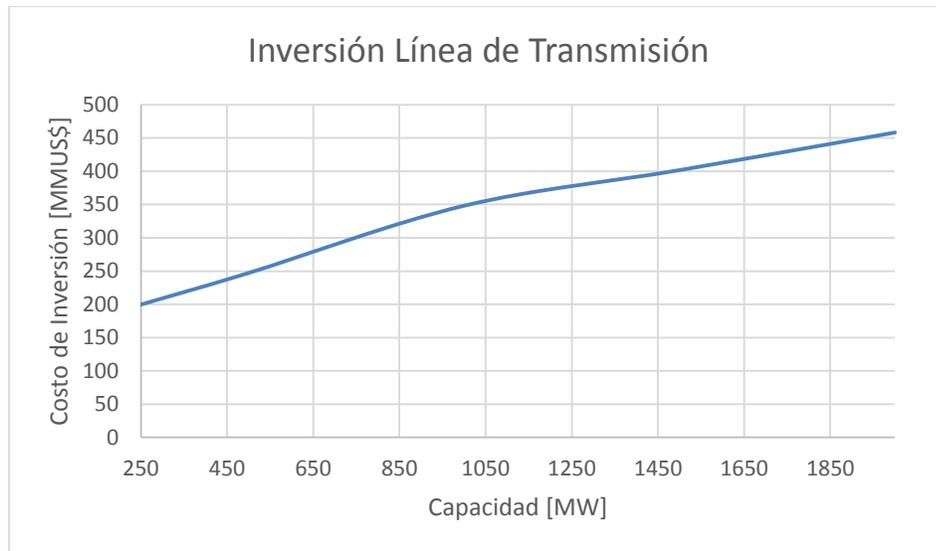


Ilustración 4.15 Relación de Costos de Inversión HVDC y HVAC

De acuerdo a la literatura referenciada, el punto de quiebre para el cual una línea de corriente continua comienza a ser más económica se presenta a partir de los 500 [km] aproximadamente. Para determinar la distancia del diseño de la línea de interconexión, se han definido las potenciales barras de interconexión en cada sistema. En ambos casos, corresponden a barras con capacidad para transmitir el flujo máximo encontrado previamente. La barra considerada en Perú es la S.E. Montalvo y en Chile la S.E. Crucero, para lo cual se requiere una línea de 645 [km] de enlace entre ambos puntos geográficos.

Se concluye, a partir de los argumentos presentados, que la mejor alternativa de interconexión corresponde a un enlace HVDC entre ambos sistemas. De acuerdo a ello, se han estimado los siguientes costos de inversión de acuerdo a la capacidad instalada [7]:



*Ilustración 4.16 Costo de Inversión de la Línea HVDC*

En la metodología propuesta, se ha considerado que los beneficios obtenidos por ambos sistemas, a partir de los proyectos de interconexión, deben ser capaces, al menos, de superar los costos totales de la línea correspondiente. Para cuantificar este cálculo, se consideran los beneficios anuales y, por tanto, se requiere calcular el costo total (AVI + COMA) anual de la línea de transmisión. Se supone que la línea de interconexión tiene una vida útil de 30 años, con una tasa de descuento anual del 10%, lo que permite calcular la anualidad de su valor de inversión a través de la siguiente fórmula:

$$AVI = I \cdot \frac{i}{(1 - (1 + i)^{-T})} \quad (36)$$

Donde  $i$  corresponde a la tasa de descuento anual; en este caso, un 10%;  $T$  la vida útil del proyecto de interconexión, para la cual se ha utilizado 30 años; e  $I$  se refiere al valor de inversión de cada capacidad instalada.

Para los costos de operación y mantenimiento, se ha acudido a una memoria de título del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile [27], en el cual se estiman costos de operación y mantenimiento para distintos proyectos de transmisión en corriente continua. A partir de dicha información, se han definido los siguientes costos anuales de transmisión.

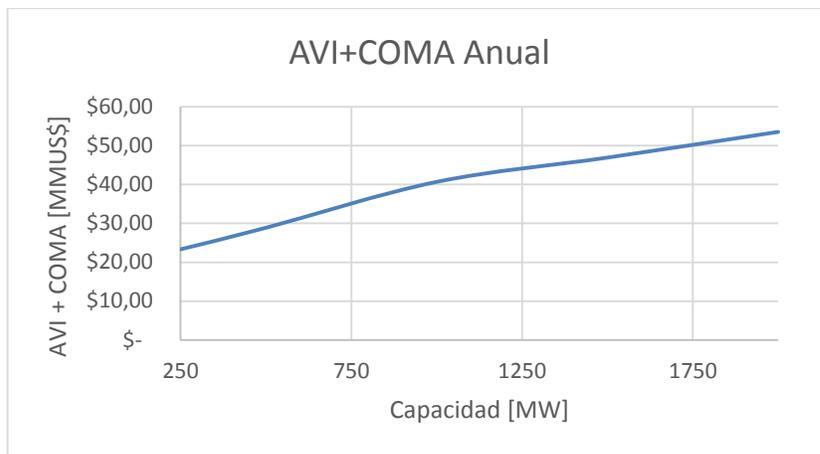


Ilustración 4.17 Costos Anuales de Proyectos de Transmisión

De acuerdo a la referencia utilizada para determinar los costos de inversión, se han estimado las pérdidas de la línea en un 2% de su capacidad. Con ello, se han calculado los indicadores definidos en la metodología para cada sistema. Estos indicadores son calculados de manera anual y actualizados al año 2012 con la tasa de descuento de 10%, definida en los parámetros, de manera que el beneficio total calculado corresponde a la suma de todos los años trasladados al año 2012. El beneficio total y beneficio total + ambiental de cada sistema corresponde a la diferencia operacional de cada escenario de interconexión frente al escenario base. Los resultados se presentan en la siguiente gráfica.

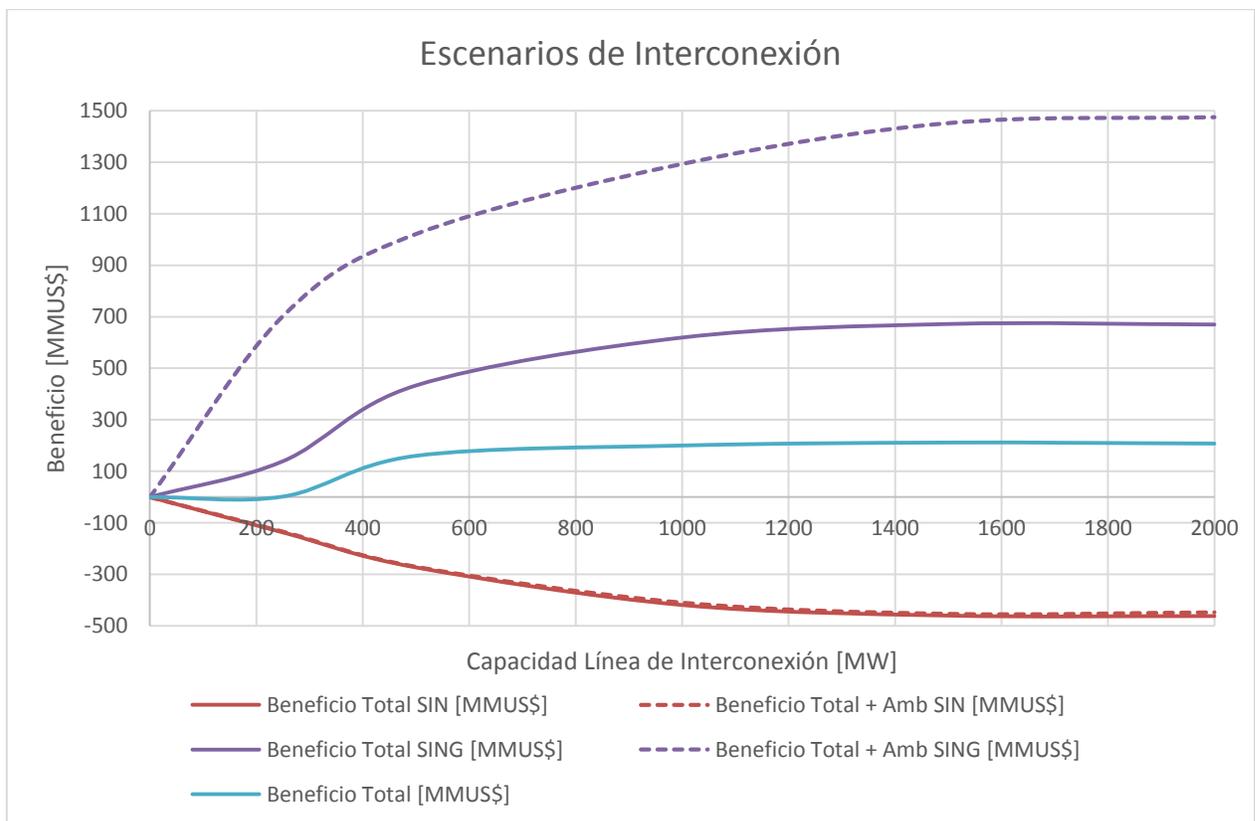


Ilustración 4.18 Beneficios Totales para cada Escenario de Interconexión

En la figura anterior, se aprecia que para el SING el beneficio total, incluyendo y sin incluir el beneficio ambiental, aumenta a medida que aumenta la capacidad de transmisión. Sin embargo, se mantiene constante a partir de los 1500 [MW]. Un efecto opuesto sucede en el SIN, puesto que su beneficio total disminuye con el aumento de la capacidad de la línea y, además, se mantiene siempre negativo. Esto quiere decir que la interconexión, en cualquier caso, significa un aumento en el costo total del sistema. Este aumento también se mantiene a partir de los 1500 [MW].

Por otro lado, se observa que la interconexión no tiene efecto sobre las emisiones en el SIN, a diferencia del SING donde el beneficio ambiental es la mayor parte del beneficio obtenido; sobre todo, para capacidades instaladas bajas.

A partir de la gráfica, se concluye, por tanto, que para escenarios de interconexión plena existe un claro aumento del costo sobre el sistema peruano y una reducción de los costos del sistema chileno, mientras que la suma de ambos resulta ser positiva. Esto quiere decir que los beneficios en el SING superan a los costos agregados en el SIN. Se ha planteado que el beneficio total económico resultante de la interconexión debe ser capaz, al menos, de pagar los costos anuales de la línea, ya que dichos costos son cobrados como peajes a prorrata del uso de la línea de interconexión. En el presente trabajo, no se pretende determinar de qué manera deben ser cobrados los costos por conceptos de peajes dentro de cada agente de los sistemas eléctricos involucrados, pero sí se requiere comprobar que, al menos, los beneficios totales exceden a los costos de la interconexión eléctrica.

En la siguiente gráfica, se presenta la diferencia entre el beneficio total de ambos sistemas sumados y los costos de inversión de la línea. El costo de inversión se ha considerado en el 2015 asumiendo que su entrada en operación ocurre en el año 2016, considerando valores trasladados al año 2012 utilizando una tasa de descuento anual del 10%.

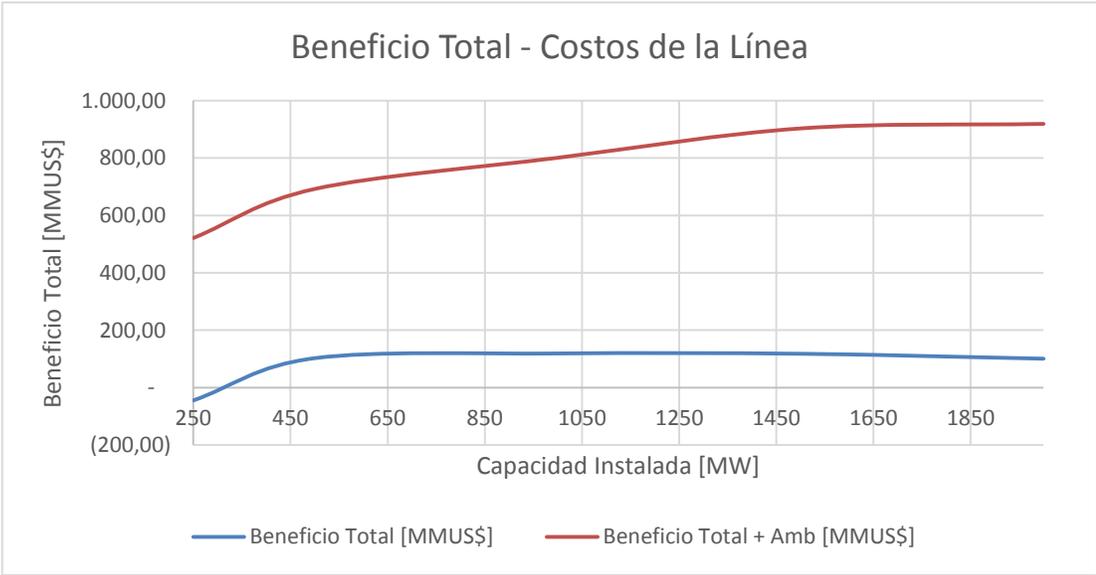


Ilustración 4.19 Beneficio Total – Costo de Inversión

La imagen anterior representa de cierto modo el valor actual neto del proyecto de interconexión de ambos sistemas con un horizonte de tres años luego de su instalación. Por lo mismo, no es especialmente relevante el valor total del beneficio obtenido debido a que este valor aumenta a

medida que el horizonte de tiempo se amplía. El valor que tenga este beneficio solo indica en qué medida la línea se paga durante los tres años simulados. No obstante, sí es relevante la relación que el beneficio tiene con la capacidad instalada. En ese sentido, se observa que el beneficio total y ambiental se maximiza en torno a los 1500 [MW] de capacidad de transmisión, mientras que para el beneficio total exclusivamente económico no se tienen mayores diferencias a partir de los 500 [MW]. Para los casos de alta capacidad de transmisión, se tienen los siguientes resultados anuales en términos de beneficios totales y costos de transmisión.

*Tabla 4.16 Beneficios y Costos totales de Proyectos de Interconexión*

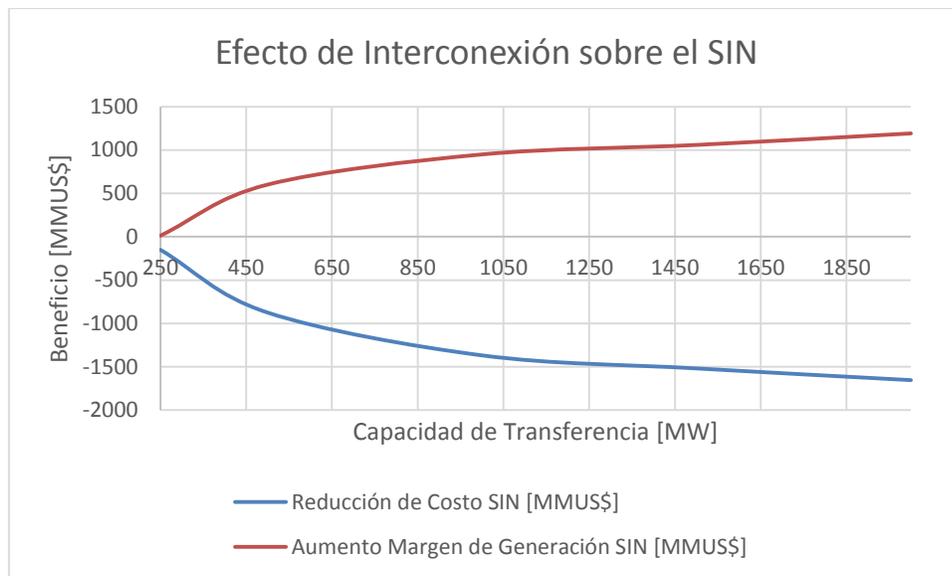
Capacidad de la Línea	1500 [MW]	2000 [MW]
Beneficio Económico Anual Promedio	114.22 [MMUS\$]	114.23 [MMUS\$]
AVI + COMA	46.91 [MMUS\$]	53.51 [MMUS\$]

En los escenarios de interconexión que incluyan energía solar, no se realizará una comparación entre el beneficio económico total y los costos de transmisión, ya que parte del beneficio económico debe ser asignado al pago de las inversiones solares y, por tanto, se distorsionan los resultados correspondientes a la capacidad de pago por transmisión. Sin embargo, este cálculo hace posible concluir que, sin considerar otros cambios en las proyecciones de los sistemas, los costos anuales de mantener una interconexión se justifican a partir de los beneficios económicos totales que dicha interconexión otorga.

Adicionalmente, resulta relevante analizar de qué manera los distintos escenarios de interconexión afectan a cada agente del sector eléctrico. En particular, se hace una diferenciación entre los agentes productores, para los cuales se analizará el aumento (o reducción, en caso de obtenerse resultados negativos) del margen operacional de generación; y los agentes consumidores, para los cuales se analizará la reducción en el costo del sistema (o aumento, en caso de obtenerse resultados negativos).

Si bien la teoría marginalista tiene como objetivo la minimización del costo operativo de un sistema completo, en este caso ambos sistemas están interconectados entre sí, por lo que existen costos que se traspasan de un sistema a otro cuando se realiza una operación conjunta. El objetivo de este análisis es comprender el efecto económico directo que recibirá cada agente de ambos sistemas eléctricos, ya que se toma en cuenta que el interés que cada uno de estos agentes tenga sobre la realización de una interconexión depende directamente del efecto que ellos perciban a raíz de la misma.

A continuación, se presentan las relaciones del efecto recibido por los agentes productores y consumidores de cada sistema respecto a la capacidad de la línea de interconexión instalada entre ambos.



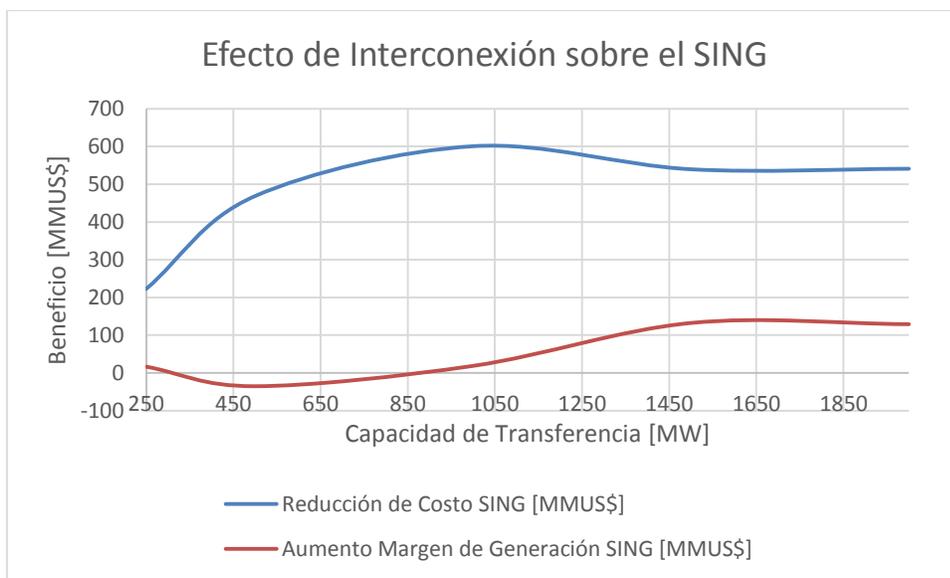
*Ilustración 4.20 Efecto de Interconexión sobre el SIN*

En el caso del SIN, se aprecia de manera clara que mientras mayor es la capacidad de transferencia entre ambos sistemas, los agentes productores y consumidores perciben un efecto opuesto sobre sus beneficios totales. En el caso de los productores, se obtiene un importante aumento del margen operacional. Para entender este fenómeno, se debe comentar que, en cada escenario de interconexión, se observan dos resultados sobre la operación:

- El flujo de transferencia de energía se dirige, exclusivamente, desde el SIN hacia el SING. No existen instantes de tiempo donde este flujo se invierta dentro del horizonte de tiempo analizado.
- La proyección del costo marginal del SING disminuye respecto al caso base a partir de la entrada en operación de una línea, mientras que el costo marginal del SIN aumenta respecto a su caso base aislado.

Por lo tanto, de manera cualitativa, se entiende que el sistema peruano requiere generar una mayor cantidad de energía respecto al caso base, ya que comienza a exportar energía hacia el SING y, consistentemente, el costo marginal del sistema aumenta; ambos fenómenos provocan un aumento del margen operacional de los generadores. Por otro lado, el solo aumento del costo marginal provoca un aumento en el costo total del sistema, ya que los consumidores comprarán la misma cantidad de energía valorizada a un mayor costo.

En aquellos casos de congestión de la línea, el flujo que se transfiere desde el SIN hacia el SING se satura, desacoplando económicamente los sistemas y provocando que el costo marginal de Perú tenga un menor aumento que en el caso acoplado. Por ello, se entiende que tanto el aumento del margen generacional como también el aumento del costo son proporcionales a la capacidad de la línea.



*Ilustración 4.21 Efecto de Interconexión sobre el SING*

El efecto sobre cada agente del SING, a diferencia del caso anterior, no presenta un comportamiento proporcional al aumento de la capacidad de transferencia. Para capacidades bajas, que permiten solo un flujo limitado de transmisión, el margen operacional de generación se reduce. Esto, pues la energía que deja de generarse por el parque generador no necesariamente es aquella con un mayor costo, debido a que gran parte del parque tiene altos tiempos mínimos de operación y de detención, lo que obliga al sistema a mantenerlas encendidas. Sin embargo, una vez que el flujo transferido es suficiente como para suplir la energía que estas unidades de mayor costo aportan, el margen generacional comienza a aumentar.

En el caso del costo percibido por los consumidores, este se reduce de manera proporcional al flujo transmitido. Este efecto es provocado especialmente por la reducción del costo marginal del sistema; en torno a los 1000 [MW] de capacidad de transmisión, la reducción del costo alcanza su máximo ya que comienza a compartir el beneficio total con los agentes productores. Al alcanzar los 1500 [MW] de capacidad de transferencia, tanto el beneficio sobre el productor como sobre el consumidor se estabiliza, ya que la saturación de la línea de transmisión deja de ser un efecto relevante en la operación del sistema.

Este efecto positivo en el margen operacional del parque no necesariamente equivale a un aumento de beneficios sobre todas las centrales, ya que existen centrales que, en un escenario aislado, forman parte del despacho y, por tanto, perciben un ingreso por generación. Sin embargo, dentro de un escenario interconectado, dejan de ser despachadas y ya no reciben este ingreso. En este trabajo, no se realiza un análisis sobre los costos medios de generación de cada central, sino que se pretende analizar el efecto que cada escenario provoca sobre los costos operacionales del sistema.

En términos de operación horaria, se muestra, a continuación, el resultado de ambos sistemas para las semanas típicas de diciembre y junio de 2016, con el fin de visualizar de manera cualitativa el efecto que la interconexión plena (o sea, sin congestiones en la línea) tiene sobre cada uno de los nodos. Dentro de las gráficas, el valor positivo del flujo de potencia en la línea corresponde a una transferencia desde el SIN hacia el SING.

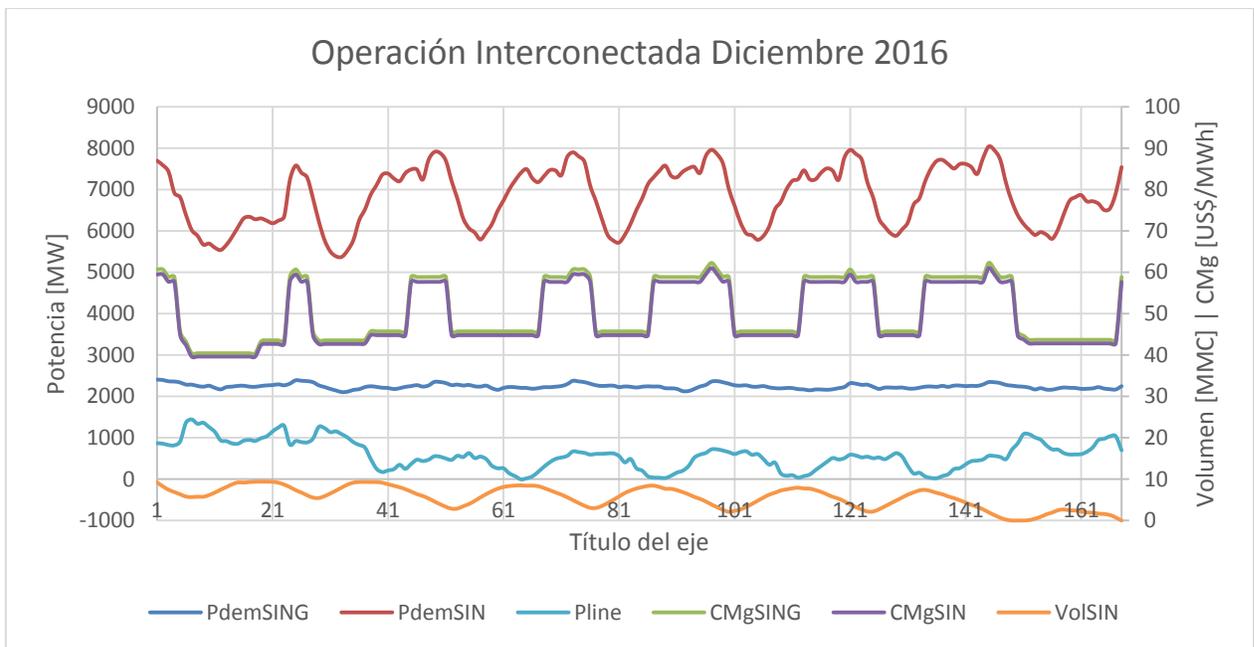


Ilustración 4.22 Operación Interconectada para diciembre de 2016 en un caso de interconexión plena.

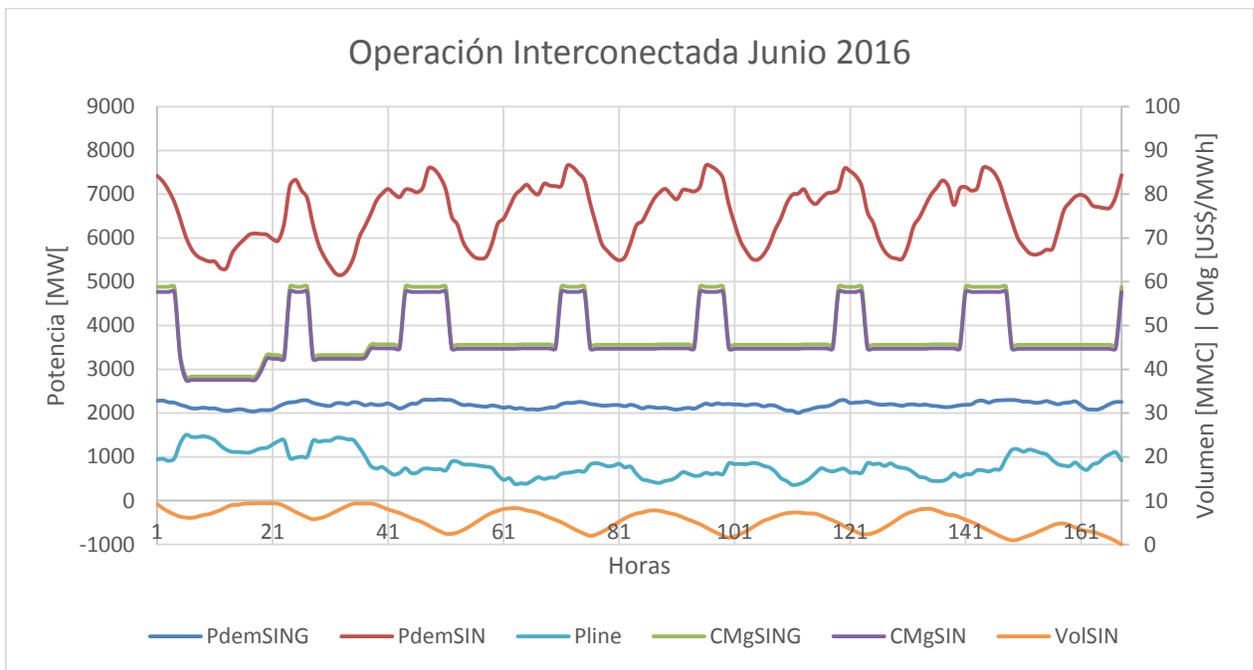


Ilustración 4.23 Operación Interconectada para junio de 2016 en un caso de interconexión plena.

En ambas curvas, se puede notar el acoplamiento entre los costos marginales de ambos sistemas; costos que oscilan entre los 45 y los 60 [US\$/MWh]. Recordando que, para el caso base, la variación dentro del SING era entre los 50 y los 80 [US\$/MWh] y que dentro del SIN variaba entre los 30 y los 60 [US\$/MWh], se comprende que el costo alcanza valores intermedios entre ambos resultados del caso base. En la semana típica del mes de diciembre, se observan intervalos de tiempo mayores con un alto costo marginal, ya que ambos sistemas tienen potencias demandadas

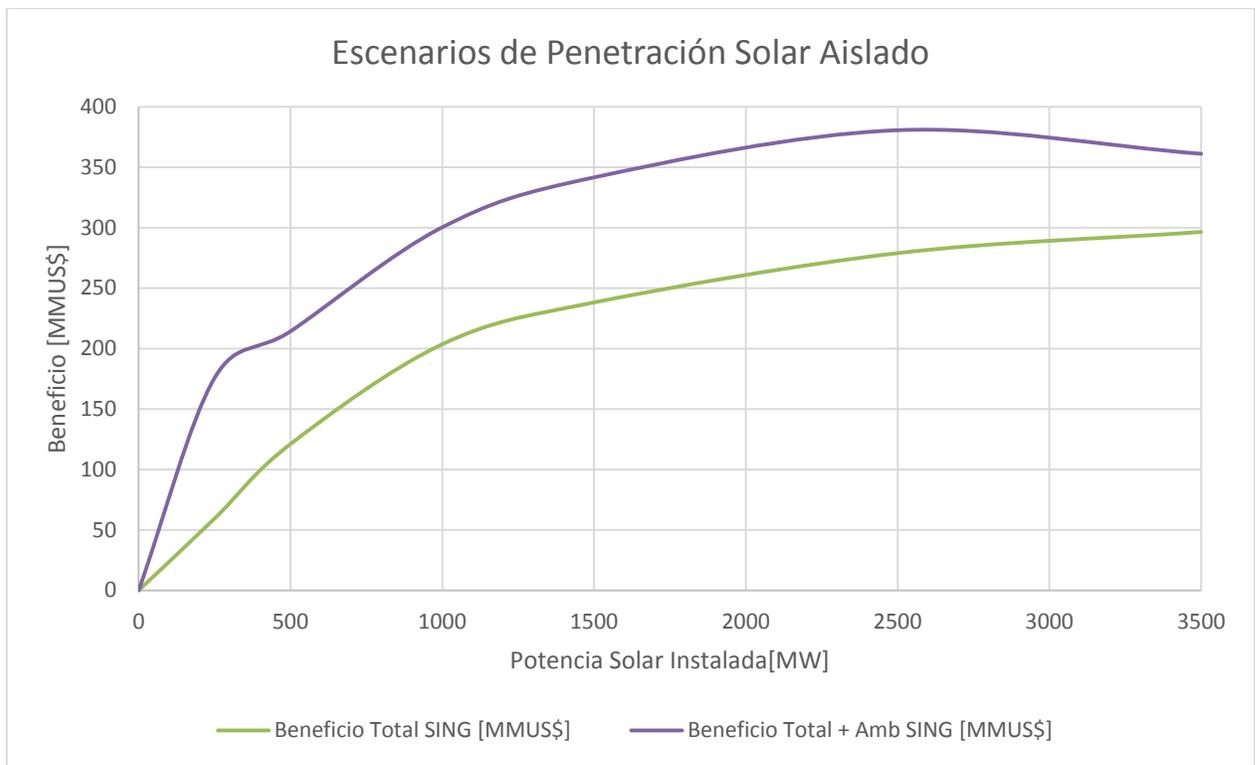
mayores para dicha semana en comparación a la semana de junio. Se puede observar, además, una relación directa entre los *peaks* de carga del SIN y el aumento del costo marginal.

El comportamiento del volumen de los embalses se mantiene igual al caso base, ya que este se guía principalmente por variaciones en la demanda: como la principal variación de potencia demandada corresponde a la del sistema peruano, los instantes de llenado y vaciado de los embalses se mantiene. Tomando en cuenta que la demanda del SING no tiene una marcada variación a lo largo del tiempo, el flujo en la línea de interconexión se ve afectado directamente por la variación de carga del SIN. Es por ello que, consistentemente, el flujo se mueve de manera contraria a la potencia demandada en el sistema peruano, ya que, en los instantes de baja carga, resulta conveniente aumentar la exportación; por el contrario, en instantes donde la carga aumenta, el flujo por la línea se reduce. Prácticamente, no existen instantes de tiempo en los cuales el flujo de la línea se invierta.

#### **4.2.3. Escenarios de Generación Solar Aislada**

Dentro de los escenarios de proyección solar analizados, solo se ha considerado un aumento de esta fuente en el sistema chileno en adición al plan de obras. Por lo tanto, a lo largo de todos los escenarios, se ha mantenido la expansión del sistema peruano igual al caso base del estudio.

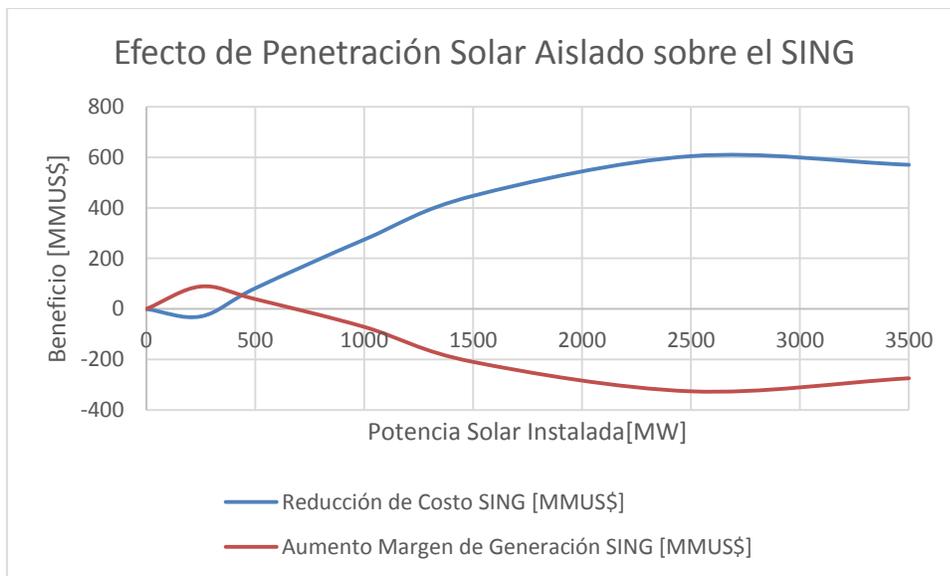
En este caso, se asumirá que, a lo largo del horizonte de tiempo planteado, no entrará en operación una interconexión entre ambos sistemas. Por tanto, se hace evidente que el sistema peruano mantendrá la misma proyección que en el caso base y solo se modificará la operación futura del SING. El tamaño de la proyección solar planteada tiene relación con las proyecciones realizadas de manera interconectada, de manera que una capacidad solar a instalar en el caso aislado puede resultar excesiva para las necesidades del sistema. Sin embargo, se han simulado aquellos casos para comparar el beneficio que causa la interconexión en dichos contextos. El objetivo es comprender si económicamente existe un límite óptimo de instalación solar y, sobre todo, si este límite aumenta al interconectar los sistemas estudiados.



*Ilustración 4.24 Beneficio Total para distintos escenarios de Penetración Solar Aislado*

En términos de beneficio económico, sin incluir aún el beneficio ambiental, se puede notar que el crecimiento (representado por la pendiente de la curva) del beneficio en función de la potencia solar instalada es mayor en el intervalo anterior a los 1000 [MW]. Posterior a este nivel de potencia, el aumento del beneficio es cada vez menor. Al considerar el beneficio ambiental, existe un punto máximo, alcanzado en torno a los 1500 [MW], en el cual este beneficio comienza a reducirse. Esto, pues para dichos niveles de potencia solar sin almacenamiento, comienza a existir en algunos instantes de la operación un desprendimiento de generación solar (equivalente al vertimiento en las centrales hidráulicas). Como se comentó previamente, desde el punto de vista económico se puede concluir que existe una capacidad solar óptima a instalar. Este estudio pretende cuantificar en qué medida este óptimo se ve modificado al incluir el elemento de interconexión en el escenario. Por lo mismo, es que se han simulado en el caso aislado potencias instaladas de gran magnitud, de modo que estos resultados sean comparables en casos interconectados.

A continuación, se presenta la desagregación del beneficio económico en su parte ofertante y demandante dentro del sistema; dentro de la parte ofertante, se encuentra incluida el margen de generación que percibe la proyección solar en cada caso, además de las centrales reales del sistema.



*Ilustración 4.25 Efecto de la Penetración Solar Aislada sobre los agentes del SING*

Resulta interesante el comportamiento que tiene el beneficio de cada parte del sistema para distintos niveles de capacidad solar instalada, ya que para bajas potencias instaladas, el beneficio económico recae directamente en los generadores; incluso, existe un leve aumento en el costo para los consumidores. Este primer efecto se debe a las características del parque térmico del SING, donde los tiempos mínimos de operación y de detención de las máquinas provocan que algunas centrales deban permanecer encendidas en horas de radiación. Esto, pues, en horas en que no se genera energía solar, se requiere su uso. El hecho de que máquinas de alto costo permanezcan encendidas en horas en que no debiesen ser necesarias de acuerdo a un criterio de lista de mérito provoca que el costo marginal se mantenga y, por tanto, la potencia solar instalada opera con un margen operacional alto en el sistema.

Al seguir aumentando la potencia solar instalada, comienza a reducirse el costo marginal en horas de alta radiación del día. Ello provoca que el margen operacional del conjunto de generadores se reduzca y, además, disminuya el costo para el sistema. Finalmente, a partir de los 1500 [MW] solares instalados, comienza a existir una descarga de energía solar. Esto provoca que la pendiente de ambas curvas se reduzca y, al llegar a los 2500 [MW], este desprendimiento llega a un nivel lo suficientemente alto para provocar una regresión del beneficio sobre cada agente del sistema.

En términos de operación horaria, se puede apreciar en la siguiente gráfica el efecto que la generación solar tiene sobre el costo marginal del SING. Se muestran, a continuación, distintos niveles de penetración solar para la semana típica de diciembre del 2016.

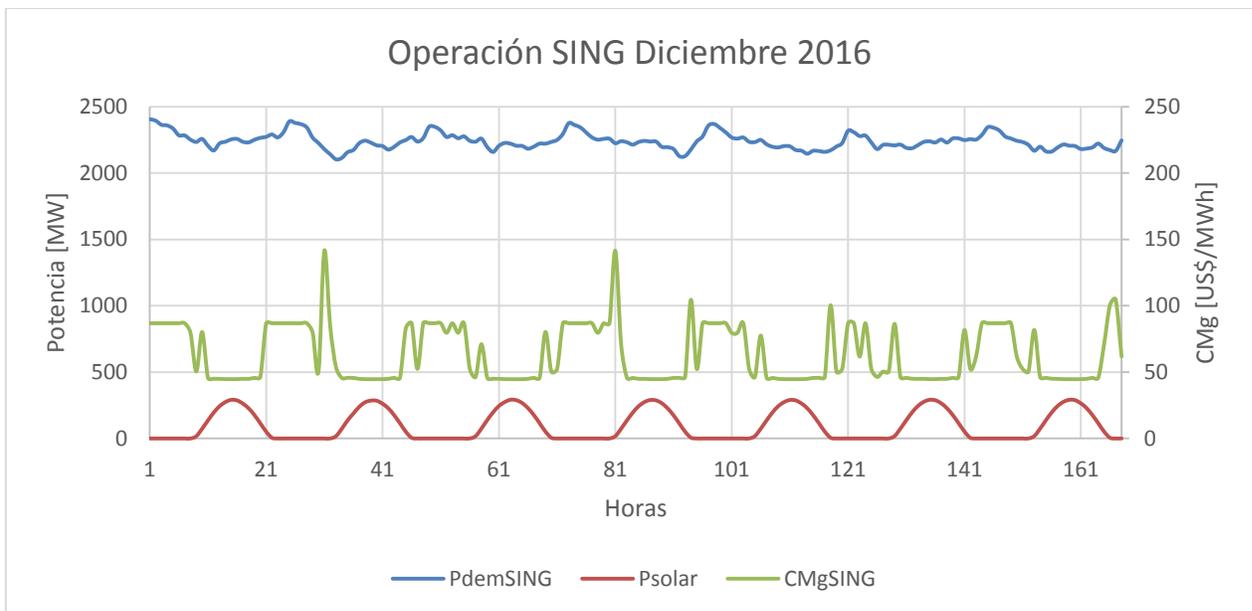


Ilustración 4.26 Operación SING en semana típica de diciembre de 2016 para capacidad solar de 250 [MW]

Se aprecia en la gráfica anterior que, considerando una potencia instalada de 250 [MW] solares, para aquellas horas en las cuales se cuenta con radiación, el costo marginal del sistema se mantiene en los 50 [US\$/MWh]. A estas horas la operación del sistema se basa, esencialmente, en energías renovables y carbón. Sin embargo, en todas aquellas horas sin capacidad de generación solar, el costo marginal tiene la misma fluctuación visualizada en el caso base. Por lo mismo, el costo para los usuarios prácticamente no varía, pero para los productores se tiene un aumento de margen provocado por los ingresos de la generación solar.

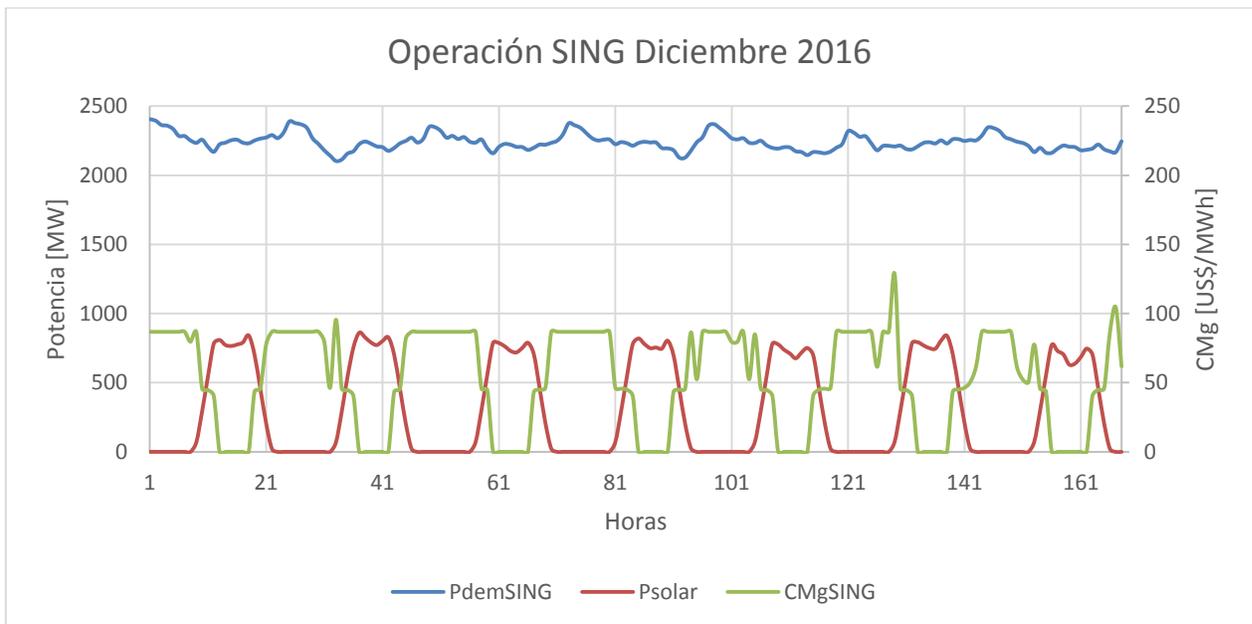
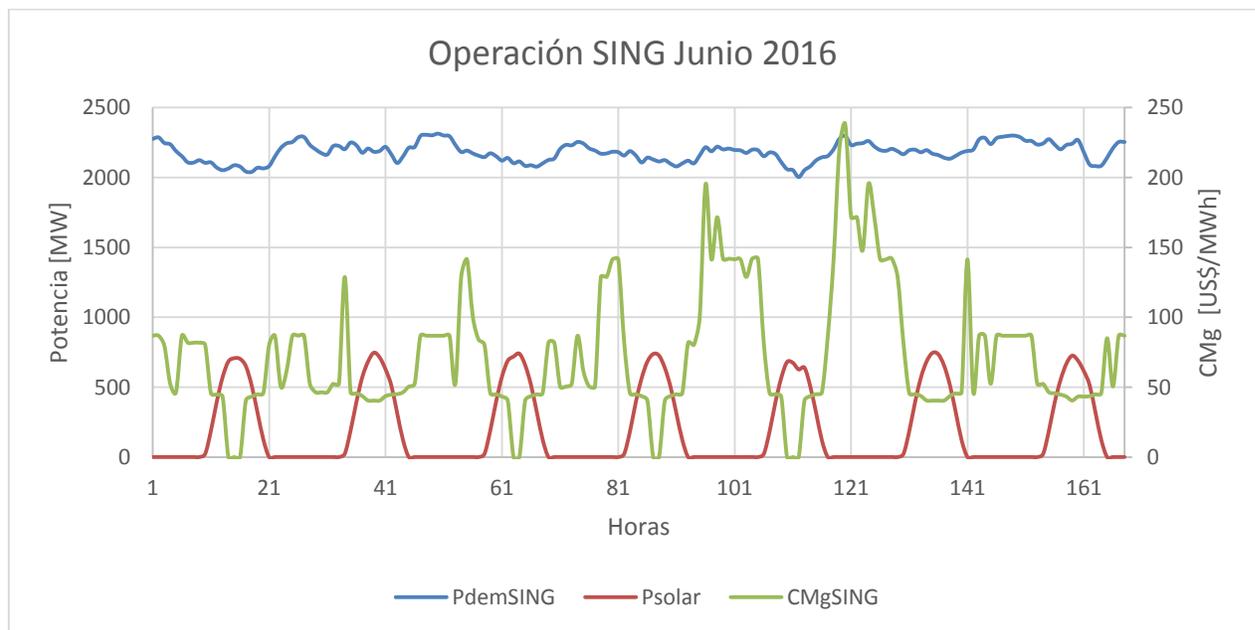


Ilustración 4.27 Operación SING en semana típica de diciembre de 2016 para capacidad solar de 1000 [MW]

Al alcanzar aproximadamente los 800 [MW] de generación solar, comienza a desprenderse parte de esta energía y no se inyecta al sistema. Por ello, se ven las curvas de generación solar inyectada saturadas en aquellas horas de mayor radiación. Para estas horas, el costo marginal alcanzado ya es igual a cero. Mientras tanto, en aquellas horas en las cuales no se cuenta con radiación, el costo alcanza valores de 85 [US\$/MWh].

En definitiva, los valores de costo marginal para las horas sin radiación, como se esperaba previamente, no se ven modificados, independientemente de la potencia solar instalada. Del mismo modo, en aquellas horas en las cuales se requiere desprender parte de la potencia solar, porque ya se ha alcanzado un costo nulo, tampoco se logran beneficios aumentando la potencia instalada. El único intervalo de tiempo que se ve afectado por la potencia solar instalada, luego de que se alcanzan estos escenarios de descarga de energía solar, son aquellas horas en las cuales la radiación se encuentra en la transición entre su mínimo y su máximo; vale decir, en aquellas horas en las cuales la potencia solar se encuentran en una rampa de subida o de bajada. Es en dicho intervalo cuando una mayor capacidad instalada afecta los beneficios del sistema.

Para analizar en qué medida la capacidad solar instalada está por sobre un nivel necesario para el sistema, en términos económicos, se debe también considerar la operación en las semanas típicas de menor radiación del año. En la siguiente imagen, se muestra la operación horaria para la semana típica de junio del 2016.



*Ilustración 4.28 Operación SING en semana típica de junio de 2016 para capacidad solar de 1000 [MW]*

En este caso, la necesidad de descargar parte de la energía solar, causada nuevamente por alcanzarse un costo marginal nulo, ocurre solo en algunas pocas horas de la semana estudiada. Esto, debido a que la radiación de estos meses provoca que la potencia solar a inyectar alcance valores no superiores a los 750 [MW]. También, se debe notar que el límite de potencia solar para el cual se alcanza costo marginal cero depende del nivel de demanda del sistema. Por tanto, no es siempre el mismo para cada hora estudiada, pero la baja variación de la carga del SING permite determinar que este límite se encuentra en torno a los 750 [MW].

Por otro lado, estas curvas solo consideran el año de entrada de la central. Para años posteriores, se tiene un aumento de la demanda y, por lo tanto, el límite de potencia solar que provoca un costo marginal nulo comienza a ser mayor. Como se ha utilizado una expansión solar solo para el año 2016, existen curvas en los años siguientes q no alcanzan a necesitar desprender parte de la energía solar, como se aprecia en la siguiente gráfica del mes de junio del año 2018.

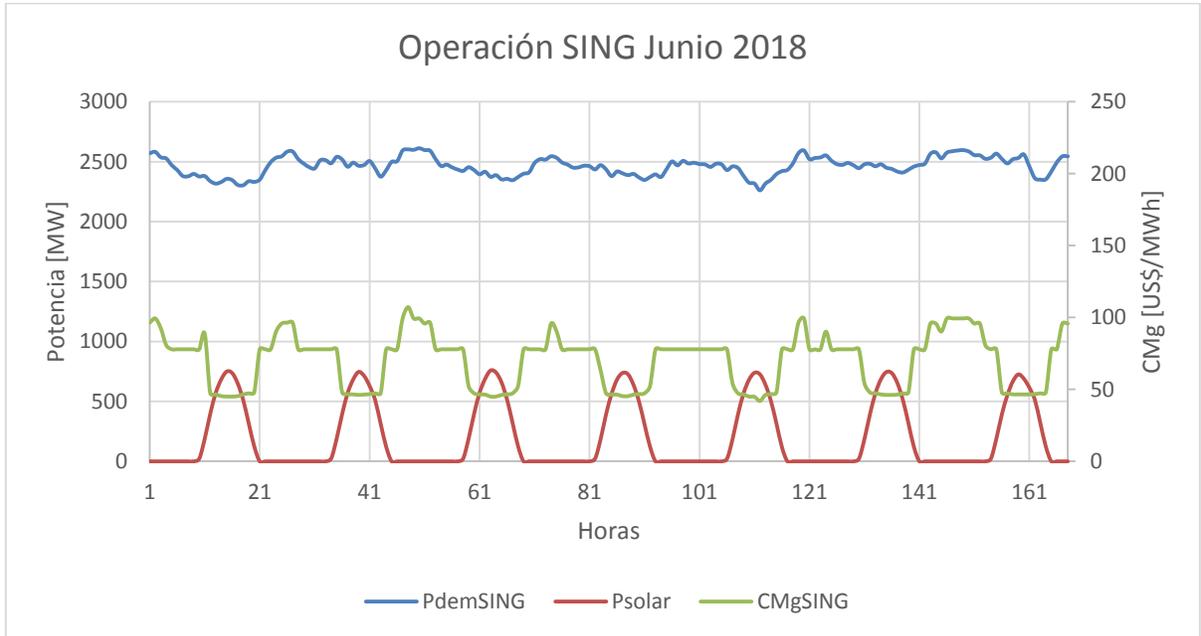
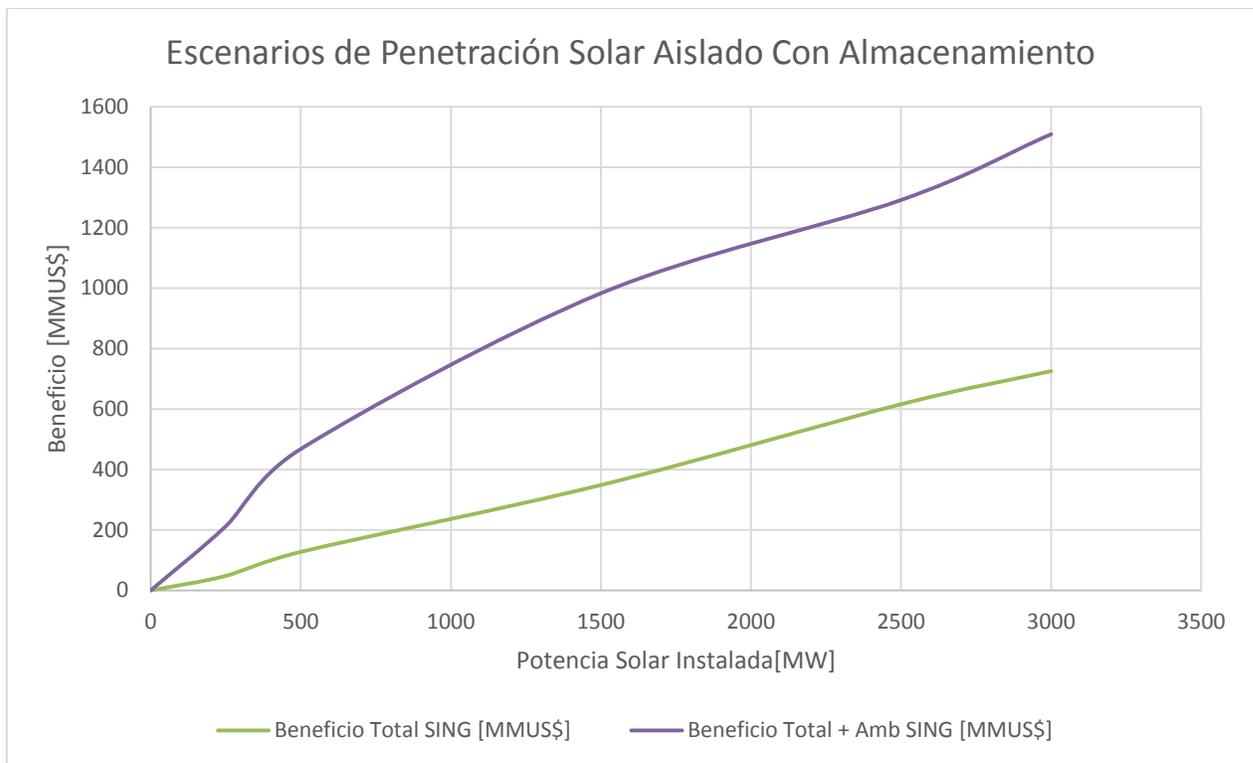


Ilustración 4.29 Operación SING en semana típica de junio de 2016 para capacidad solar de 1000 [MW]

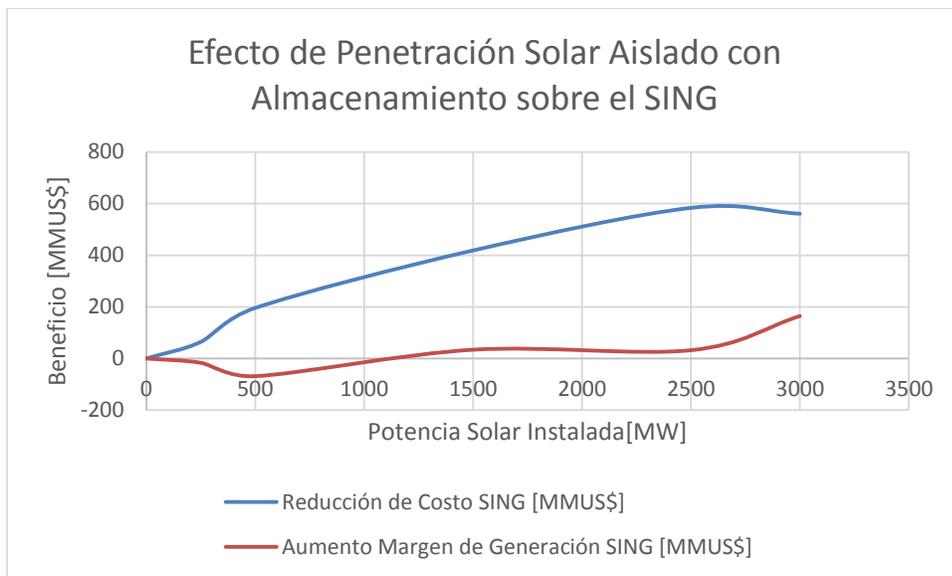
En general, cualquier escenario que requiera desprendimiento de parte de la energía solar será desfavorable para estas centrales renovables, debido a que no pueden aprovechar toda su potencia instalada para recuperar la inversión. Más aún, esta necesidad surge habitualmente por alcanzar costos marginales nulos dentro del sistema y, en un modelo de venta de energía a costo marginal, uno de los peores escenarios que puede presentarse para que una central solar pueda recuperar su inversión es que se alcancen costos nulos mientras se encuentra generando. La forma de evitar estos contextos es que cada sistema cuente con capacidad de almacenamiento de energía que permita trasladar parte de la energía solar diaria hacia las horas de mayor demanda o de menor radiación. Es por ello que, a continuación, se plantean los mismos escenarios de capacidad solar instalada incluyendo almacenamiento suficiente para que el 50% de la energía solar diaria sea almacenada.



*Ilustración 4.30 Beneficio Total para distintos escenarios de Penetración Solar Aislado con Almacenamiento*

Al agregar almacenamiento a los distintos escenarios solares, se puede notar que el beneficio total resulta ser proporcional a la capacidad solar instalada sin llegar a saturarse. Esto, a diferencia de la situación sin almacenamiento, en la cual se alcanzan puntos máximos en términos de beneficio. Considerando solo el beneficio total económico, su crecimiento hasta los 1000 [MW] solares instalados es igual que para el caso sin almacenamiento. Sin embargo, en el gráfico anterior, se observa que la capacidad para almacenar permite que esta tasa de crecimiento se mantenga por sobre los 1000 [MW]. El mismo efecto se produce con el beneficio total + ambiental del SING, donde para el caso sin almacenamiento, incluso, se alcanza un beneficio máximo en torno a los 2500 [MW] de potencia solar, mientras que, al agregar almacenamiento, el beneficio sigue creciendo de manera proporcional a la potencia instalada.

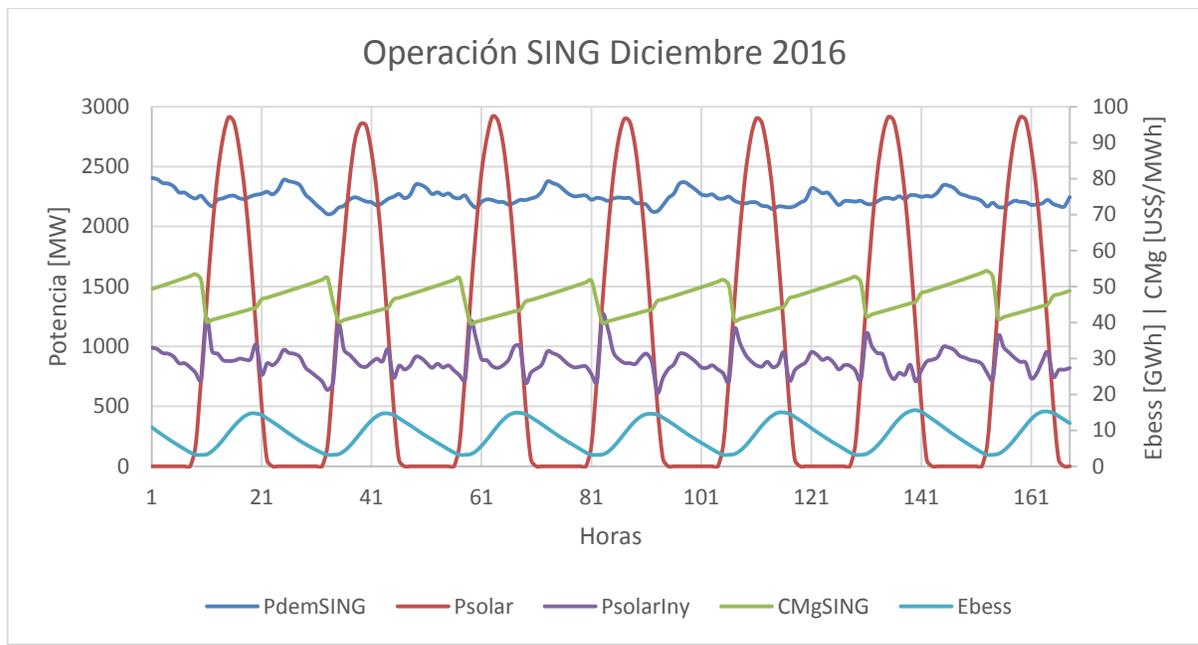
A continuación, se realiza un análisis del efecto que la penetración solar con capacidad de almacenamiento tiene sobre los agentes del SING; en particular, sobre los generadores y consumidores del sistema.



*Ilustración 4.31 Efecto de la Penetración Solar Aislada con Almacenamiento sobre los agentes del SING*

Nuevamente, se tienen diferencias con el caso sin almacenamiento. Ello, pues, previamente se tenía una zona donde el beneficio recaía principalmente en la parte ofertante mientras que la demanda sufría un aumento de costo. Posteriormente, las curvas se invertían y solo se tenía un aumento del beneficio del consumidor y pérdidas económicas para el productor. En este caso, no se tiene esta primera zona invertida. Para toda capacidad instalada, el beneficio sobre la demanda es mayor que el de la oferta. Para altas potencias instaladas, la reducción de los costos del sistema es similar al resultado obtenido en el caso sin almacenamiento, alcanzando, incluso, un valor máximo en torno a los 2500 [MW]. Sin embargo, sobre el parque generador, se aprecia un aumento del beneficio, sobre todo al superar los 1000 [MW], donde empieza a ser positivo, confirmando que para la generación solar un alto nivel de penetración solo es conveniente si se cuenta con capacidad de almacenamiento.

En términos de operación horaria, resulta interesante analizar el caso de 2500 [MW] instalados, donde se produce un máximo en el beneficio sobre los consumidores y, a partir del cual, comienza un importante beneficio para los generadores.



*Ilustración 4.32 Operación SING en semana típica de junio de 2016 para capacidad solar de 2500 [MW]*

En la gráfica, se ha mostrado la potencia solar disponible en cada instante de tiempo y la potencia solar inyectada al sistema, resultante del conjunto solar más almacenamiento. En ningún instante de tiempo se tiene la necesidad de desprender parte de la energía solar disponible gracias a la capacidad que hay de trasladarla temporalmente. Esto permite que el costo marginal se estabilice a lo largo del período semanal, oscilando entre los 40 y los 55 [US\$/MWh], lo que posibilita, por un lado, que la generación solar pueda vender la energía a un precio conveniente y que además los consumidores aprecien un costo más estable para distintas horas del día. Durante las horas sin radiación, en las cuales es la energía almacenada la que se inyecta en el sistema, se puede notar que la curva de esta potencia inyectada sigue la misma forma que la curva de demanda. Esto indica que el sistema de almacenamiento realiza una función de regulación secundaria de la misma manera que lo hace un embalse en un sistema con capacidad hidráulica instalada. Se ha agregado, además, a la figura la curva de energía almacenada en el sistema solar, en la cual se observa de manera clara el comportamiento regulatorio que tiene sobre la energía inyectada. Esta curva permite, además, para distintos casos, calcular la capacidad energética máxima necesaria en cada caso.

A diferencia de los escenarios de interconexión, no se ha utilizado el excedente económico de cada resultado para analizar la rentabilidad de la potencia solar instalada, ya que estas centrales deben costearse a partir de su ganancia neta en términos de venta de energía independientemente de los costos o beneficios que tengan otros agentes del sistema. Luego de analizar todos los escenarios, se aplicará un cálculo para determinar la rentabilidad que tienen distintos niveles de potencia solar instaladas, con y sin almacenamiento, para los distintos escenarios planteados.

En el presente estudio, no se ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con el año de entrada de capacidades de generación solar a lo largo del período analizado, ya que el objetivo se centra en el estudio de los escenarios interconectados. Los casos de generación solar aislada mencionados serán utilizados como elemento comparativo para los mismos niveles de generación solar en un escenario de interconexión.

#### 4.2.4. Escenarios de Generación Solar Interconectada

Luego de observar los resultados de distintos escenarios de interconexión entre los sistemas y distintos escenarios de proyección solar en el SING, sin considerar una interconexión con el SIN, se plantea en este caso un conjunto de escenarios que combinan ambos fenómenos. Para simplificar el análisis, se ha propuesto mantener una línea de interconexión de 2000 [MW] de capacidad, de manera que no sufra congestión, con el fin de simular distintos niveles de generación solar dentro del SING. De este modo, es posible comparar cada caso con el escenario interconectado sin congestión ni generación solar.

En primera instancia, se plantean proyecciones de generación solar sin capacidad de almacenamiento. En particular, se analizan los casos de 250 [MW], 500 [MW], 1000 [MW], 1500 [MW], 2500 [MW] y 3500 [MW] de capacidad solar instalada, entrando en operación en el año 2016.

En la siguiente gráfica, se muestra una proyección de los beneficios totales de cada sistema. En el lado izquierdo, se tiene el efecto analizado previamente de distintas capacidades de interconexión; por otro lado, a la derecha, se presenta el efecto que tienen distintos niveles de potencia instalada luego de que ya se ha alcanzado una capacidad de transferencia de 2000 [MW].

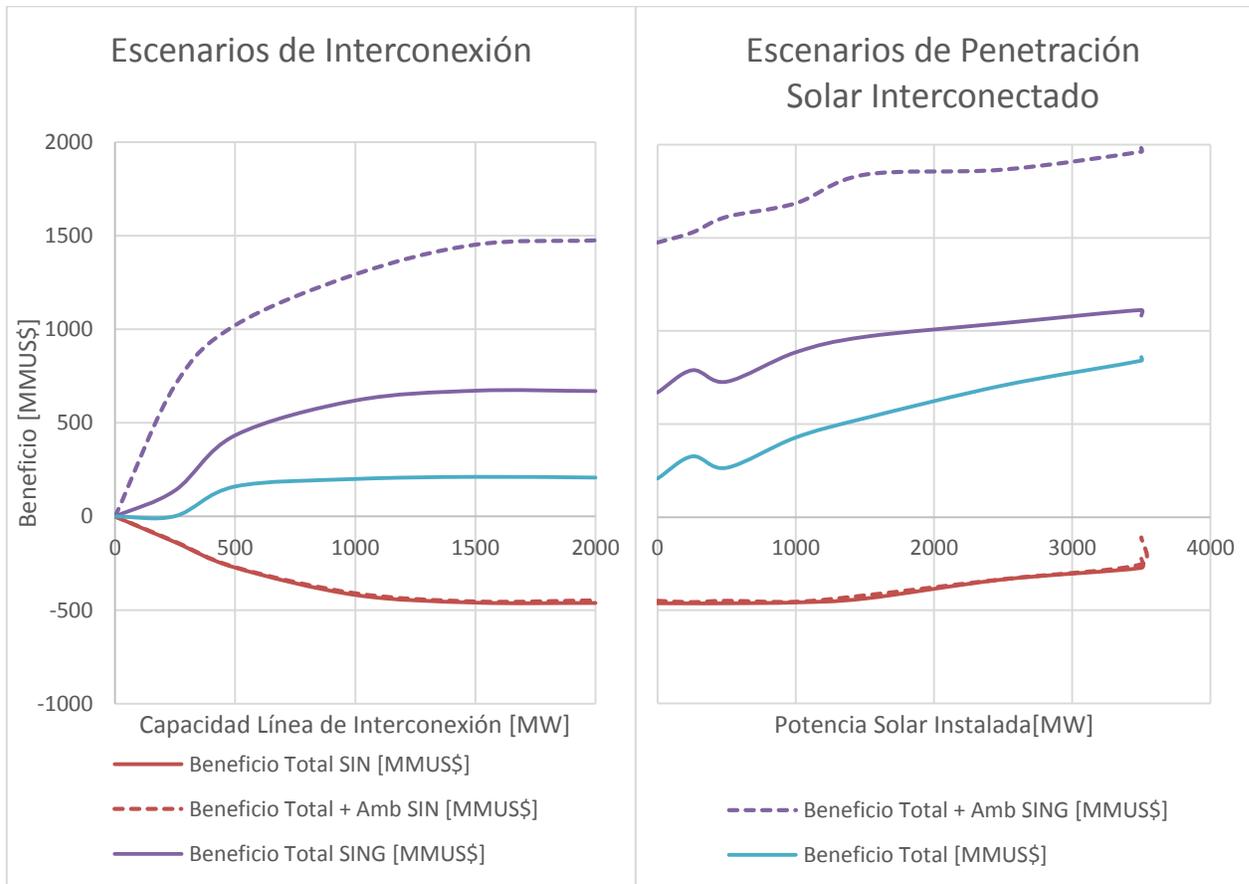


Ilustración 4.33 Beneficios Totales para Escenarios de Penetración Solar

La gráfica anterior nos permite comprender cómo, a partir de un escenario ya interconectado sin congestiones que desacoplen económicamente los sistemas, distintos niveles de penetración solar aumentan los beneficios totales de cada región. En el caso del SING, se puede notar que la diferencia entre su Beneficio Total y su Beneficio Total + Ambiental se mantiene constante; vale decir, la inclusión de nuevos sistemas solares en un escenario interconectado no aporta una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Lo mismo sucede en el caso del SIN, donde ambas curvas se mantienen en general en el mismo valor para los distintos escenarios.

Este efecto se explica en los cambios de operación que provoca la inclusión de centrales solares sin almacenamiento. Estas, durante el día, permiten invertir el flujo en la línea de interconexión, horas en las cuales el SING exporta su energía hacia el SIN. Gran parte de esta energía es almacenada por los embalses del sistema para, luego, ser utilizadas en el horario de mayor consumo. Por tanto, no existe una reducción de generación en el parque térmico del SING, el cual constituye el mayor contribuyente de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Se aprecia además que, en términos económicos, al agregar hasta 1500 [MW] de potencia solar instalada no se obtiene un mayor beneficio dentro del SIN. Por otro lado, el SING aumenta su beneficio total hasta en un 45%. Luego de ese punto, para potencias solares instaladas sobre los 1500 [MW], el beneficio sobre el SING aumenta en menor medida, con aumentos en torno al 8%; no obstante, el beneficio sobre el SIN comienza a aumentar a una tasa de un 20% por cada escalón de potencia solar. Esto sugiere que existe un límite de potencia solar, para el cual estas instalaciones dejan de provocar un beneficio sustancial para el sistema en el que están conectados (en este caso, el SING) y comienzan a beneficiar al sistema acoplado (en este caso, el SIN).

Dentro de la misma gráfica, es posible notar que para los 3500 [MW], se alcanzaron instantes de congestión en la línea, en flujos con dirección hacia el SIN, durante altas horas de radiación solar. Por tanto, fue necesario ampliar el tamaño de la línea para recuperar el acoplamiento económico entre ambos nodos. Este escenario ocasionó solo un leve aumento del beneficio ambiental en el SING y un importante aumento de este mismo beneficio en el caso del SIN. Ello sugiere que, a partir de cierta potencia solar en el SING, existiría una relevante reducción de emisiones en el sistema peruano. Sin embargo, este punto se alcanza recién en torno a los 3500 [MW] de potencia solar instalada.

Adicionalmente, además de presentar el análisis del beneficio total, es relevante comentar en qué medida estos beneficios afectan a cada agente del sistema. En particular, a las partes ofertantes y demandantes de energía de cada país.

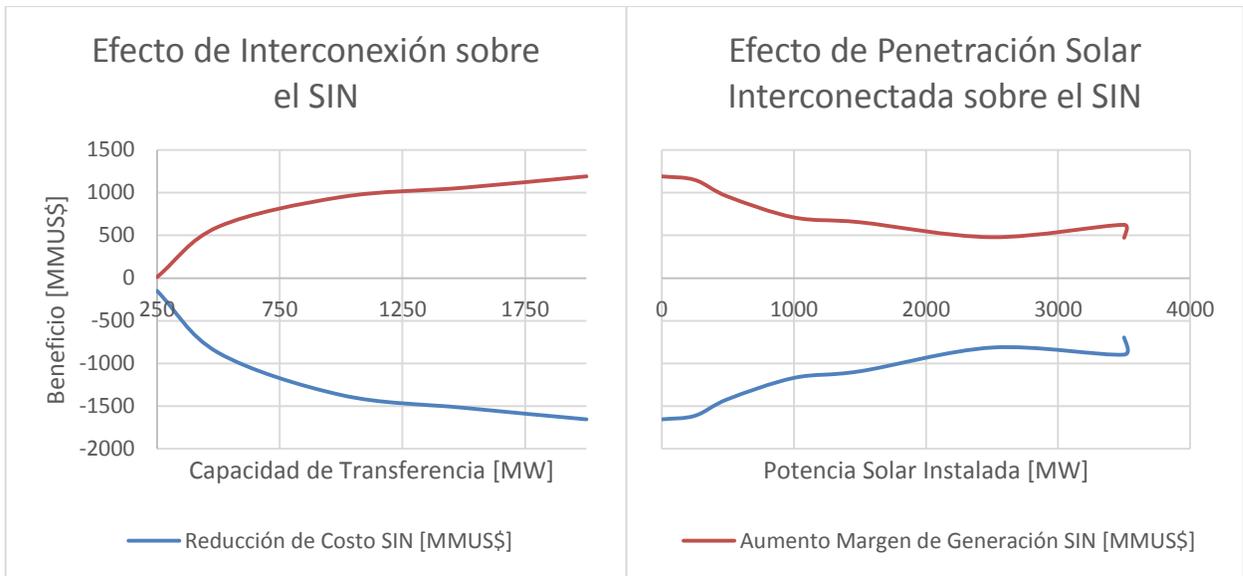


Ilustración 4.34 Efectos de Penetración Solar Interconectado sobre el SIN

En el caso peruano, cada agente sufre una regresión de sus beneficios, acercándose al caso asilado del sistema chileno. En particular, el costo para los consumidores comienza a reducirse y al igual que el beneficio para sus productores. No obstante, se alcanza un punto para el cual, aun cuando se aumente la instalación solar en el SING, los beneficios de ambas partes no se modifican sustancialmente, lo que sugiere que, para un escenario en concreto de proyección de demanda y de expansión de generación, existe un límite de potencia solar para el cual no se tiene un beneficio relevante para el sistema peruano.

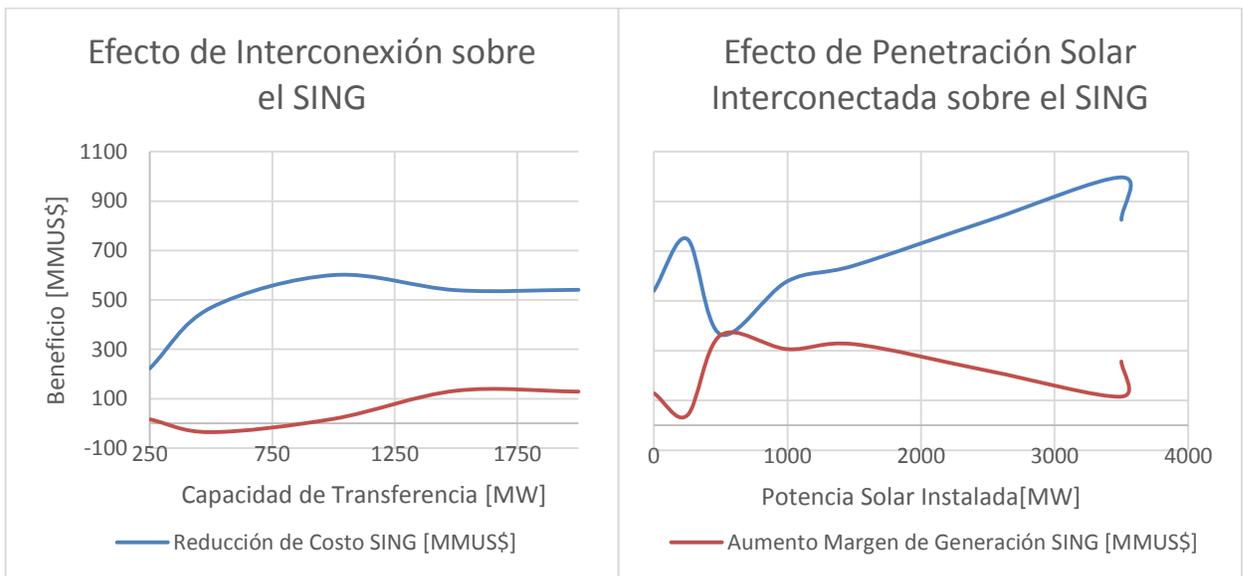


Ilustración 4.35 Efectos de Penetración Solar Interconectado sobre el SING

En el caso chileno, se notan fenómenos opuestos para cada agente del sistema, separados en tres bloques de potencia solar instalada. Para potencias bajas se aprecia una reducción del excedente de producción y un importante aumento del beneficio de los consumidores. El efecto contrario sucede

para potencias en torno a los 500 [MW] donde los beneficios inclusive llegan a igualarse. Al superar este nivel de potencia, el sistema peruano comienza a recibir beneficios económicos por la operación conjunta. Es por ello que el margen operacional del SING se reduce, consistentemente, a medida que se aumenta la potencia instalada mientras que el costo marginal de ambos sistemas se reduce junto con el aumento de potencia solar. Por lo tanto, se generan mayores beneficios para los consumidores del SING, pero menores márgenes para la parte productora. En este caso, al igual que el caso peruano, una vez que se aumenta la capacidad de la línea de transmisión para evitar congestiones, los resultados de la operación tienden a mantener los beneficios obtenidos con potencias solares menores, lo que permite concluir que, luego de cierto nivel de penetración solar, el beneficio sobre estos sistemas no tiene un aumento considerable.

En las siguientes gráficas, se presentan los resultados de operación horaria para las semanas típicas analizadas en los casos anteriores: las semanas representativas del mes de diciembre y junio de 2016. En ellas, se han considerado distintos niveles de penetración solar incluyendo, además, situaciones de congestión entre ambos sistemas. Al igual que en casos anteriores, se define el flujo de la línea como positivo cuando se transfiere desde el sistema peruano hacia el chileno.

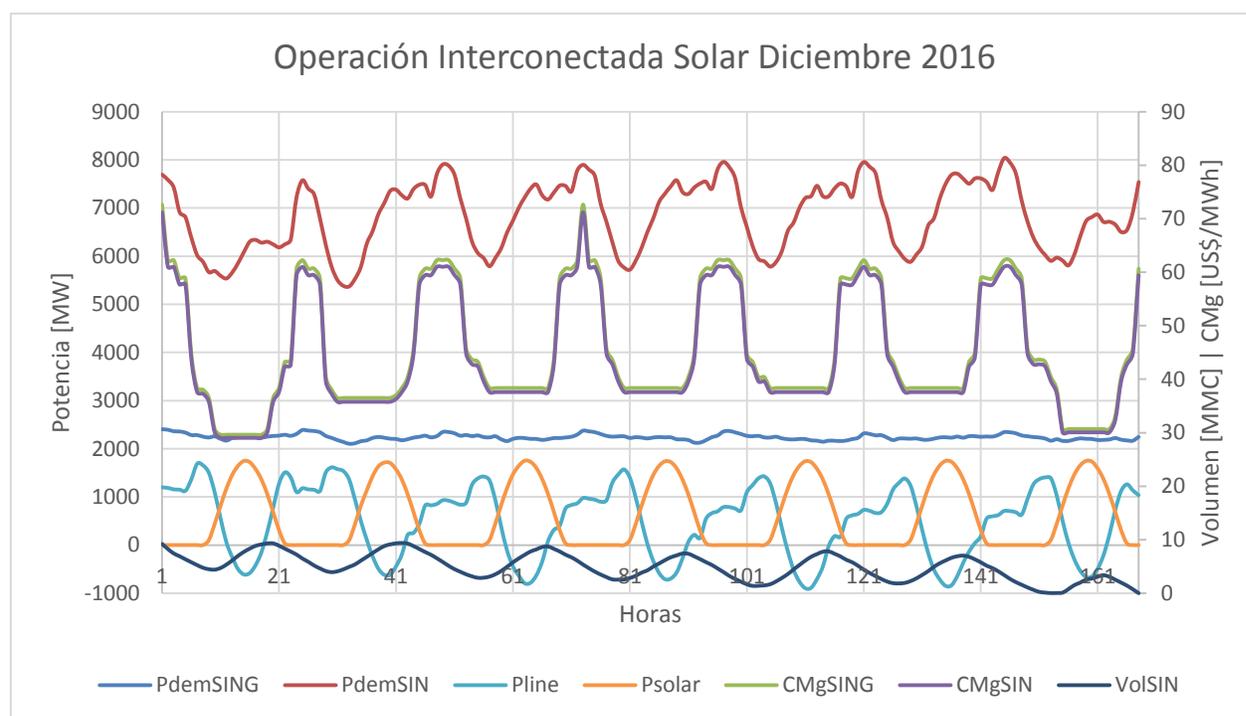
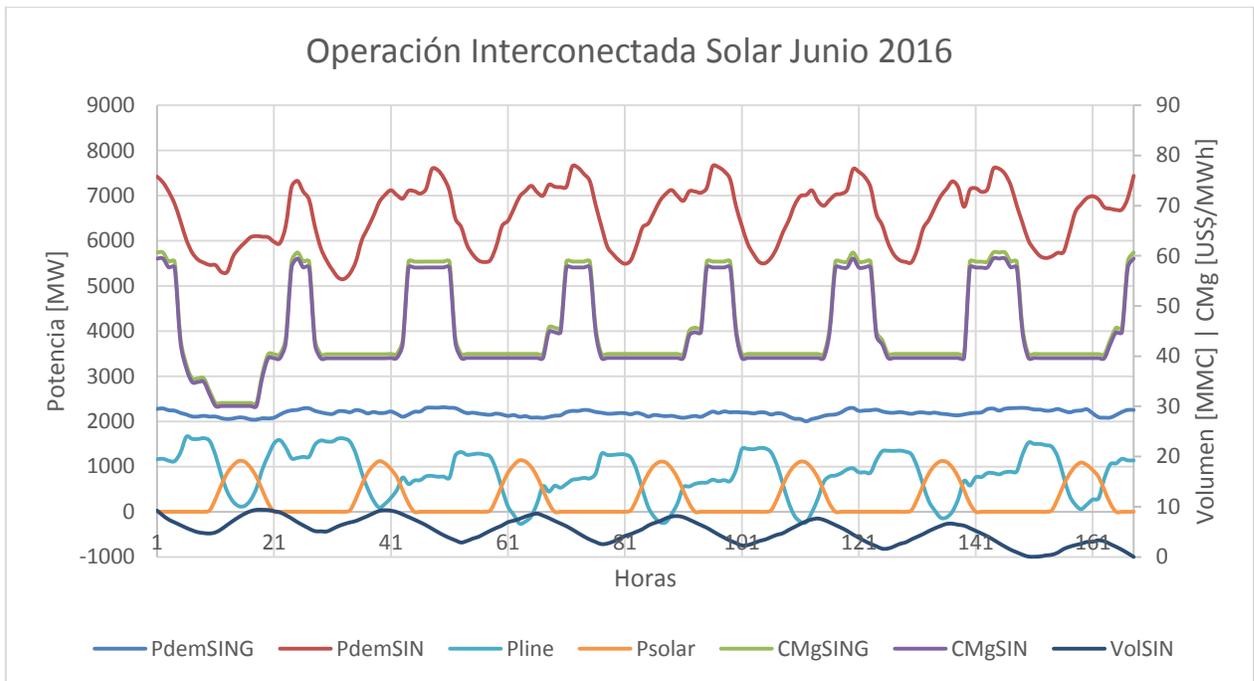


Ilustración 4.36 Operación Interconectada con proyección solar de 1500 [MW] para diciembre de 2016

La gráfica anterior permite comprender el efecto que la generación solar tiene sobre el costo marginal de ambos sistemas acoplados. Esto, pues reduce sus costos mínimos hasta llegar a valores de 30 y 40 [US\$/MWh] para aquellas horas en que se tiene un alto nivel de radiación. Estas, además, son horas en las que el flujo de la interconexión se invierte de manera relevante, alcanzando niveles de potencia de hasta 1000 [MW]. En horas en las cuales la radiación es baja o nula, el flujo por la línea depende directamente de la potencia demandada en el SIN, ya que a menor demanda se tiene una mayor capacidad de transmisión hacia el SING. Así sucede durante las horas de la noche. Por lo tanto, en aquellas horas sin radiación, una potencia solar sin almacenamiento no afecta en mayor medida el flujo por la línea y el costo marginal de ambos sistemas.

Para el volumen embalsado en el SIN se observa un cambio en el comportamiento de la operación ya que, en los casos de interconexión sin una mayor potencia solar instalada, los embalses comenzaban a llenarse al finalizar las horas valle durante la noche de Perú y comenzaban a vaciarse cuando la demanda del sistema alcanzaba sus valores máximos. Al incluir un escenario de alta penetración solar ingresando desde el SING, los embalses comienzan a vaciarse en el instante exacto en el cual el flujo de la línea cambia de signo negativo a positivo, lo que corresponde al instante donde el flujo deja de dirigirse hacia el SIN y comienza a transferirse hacia el nodo chileno. Así, comienzan a llenarse en el instante en que este flujo ha pasado por su nivel máximo de transmisión hacia el SING. Esto evidencia, de manera clara, que los embalses son aprovechados para regular la energía solar que el SING entrega durante el día con el objetivo de ser utilizada en las horas de mayor demanda del SIN.



*Ilustración 4.37 Operación Interconectada con proyección solar de 1500 [MW] para junio de 2016*

Para aquellos meses donde se tiene una menor radiación, la operación de la línea de interconexión alcanza a invertir el flujo alcanzado niveles de hasta 200 [MW]. La razón es directamente la reducción de potencia solar generada en el SING. Recordando que, en el caso aislado, el SING alcanzaba costos marginales nulos en torno a los 750 [MW], se entiende que al alcanzar este nivel el flujo de la línea se invierte, permitiendo que la potencia solar ya no deba ser descargada y comience a exportarse hacia el SIN. Es posible concluir, entonces, que si en el caso aislado se asume un límite económico para la potencia solar instalada, el cual al ser superado la energía renovable ya no puede ser aprovechada en las horas de mayor radiación, este límite se amplía al considerar un escenario de interconexión.

Al aumentar la potencia solar instalada hasta 3500 [MW], se ha evidenciado congestión en la línea de transmisión para flujos negativos, que corresponden a aquellos que se transfieren desde el SING hacia el SIN. Se pretende mostrar, en las siguientes gráficas, el efecto que esta congestión tiene sobre la operación del sistema.

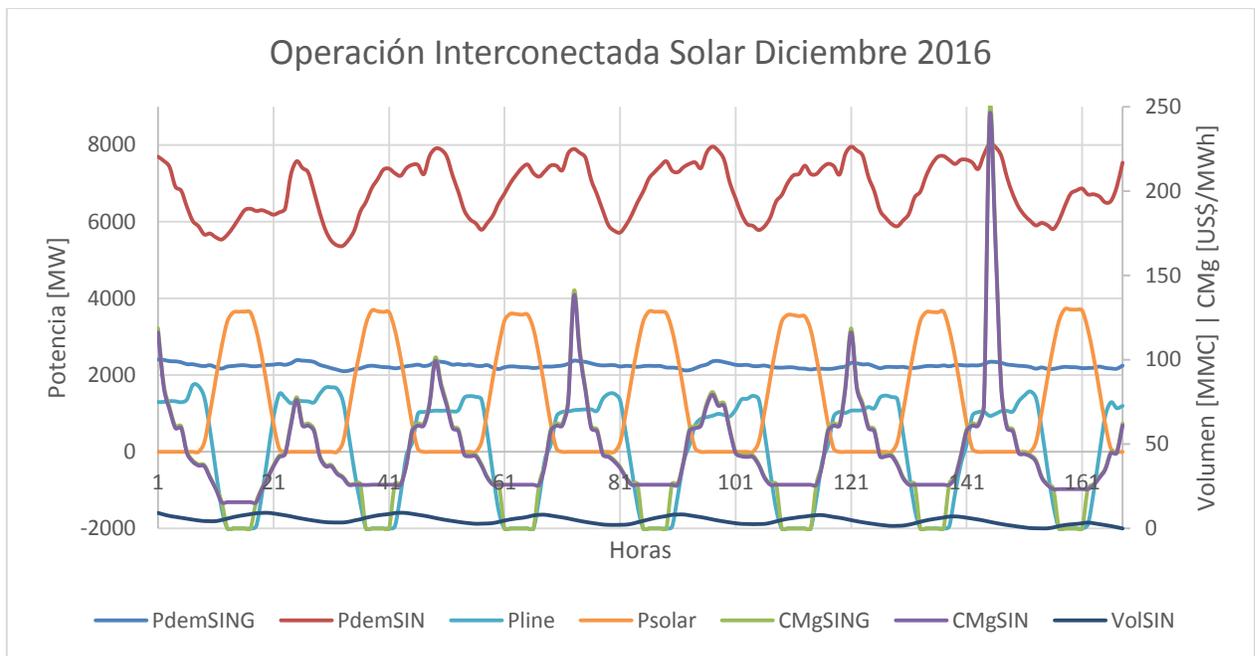
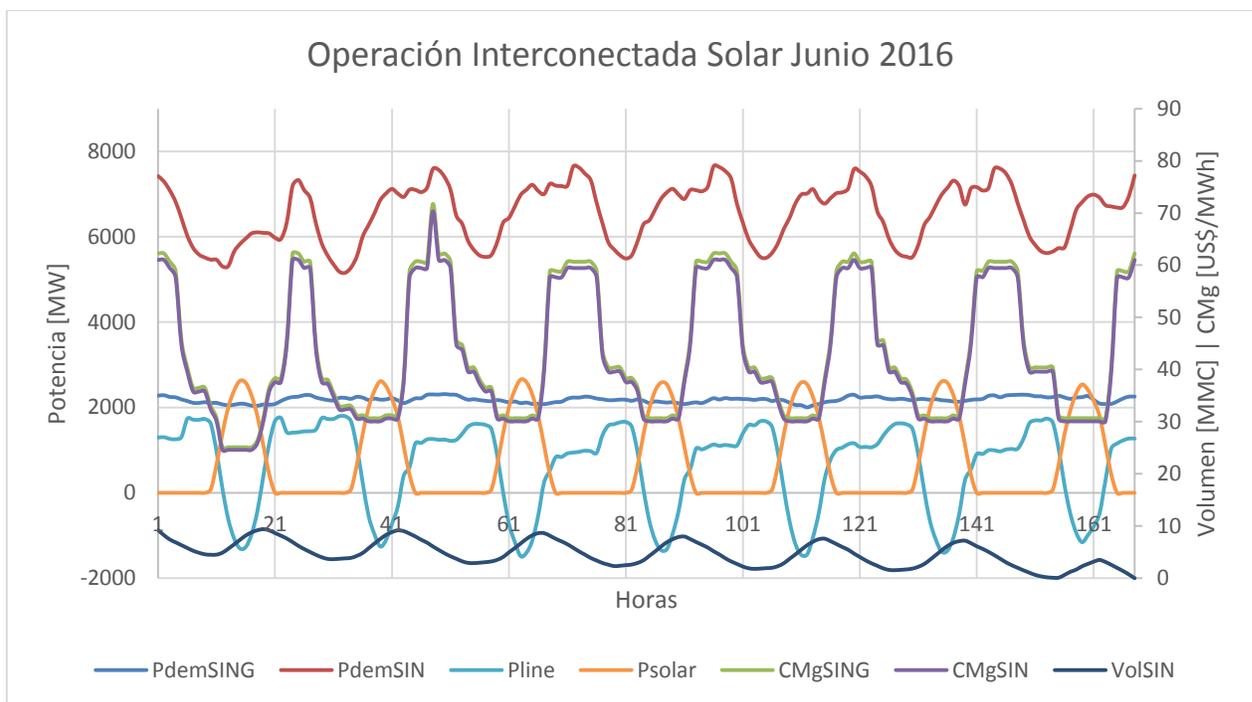


Ilustración 4.38 Operación interconectada saturada con proyección solar de 3500 [MW] para diciembre de 2016

En la gráfica se puede notar que, ante la congestión de la línea, existe un desacople entre los costos marginales de cada sistema. El costo del SIN se mantiene en torno a los 25 [US\$/MWh] mientras que el costo del SING se reduce rápidamente hasta alcanzar valores nulos y es necesario comenzar a descargar parte de la energía solar. No deja de llamar la atención la cantidad de energía solar utilizada en estas instancias, ya que se tiene un límite de 2000 [MW] de potencia que se están inyectando hacia el SIN y la potencia solar total utilizada alcanza los 3500 [MW] antes de comenzar a descargarse. Eso quiere decir que existen, al menos, 1500 [MW] de energía solar utilizadas dentro del SING para alcanzar un costo marginal nulo, cuando, en circunstancias aisladas, este costo nulo se alcanzaba en torno a los 750 [MW].

En los períodos de tiempo en los cuales los sistemas se encuentran acoplados y que el SING no tiene radiación disponible para generación solar, se puede notar que los costos aumentan respecto a escenarios anteriores, alcanzando, en horas punta de demanda del SIN, valores de hasta 250 [US\$/MWh]. Por tanto, se puede concluir que el aumento de potencia solar sin almacenamiento provoca una expansión de las variaciones del costo marginal, reduciendo los costos en horas de alta radiación hasta llegar a valores nulos y aumentándolos en horas sin radiación.



*Ilustración 4.39 Operación interconectada saturada con proyección solar de 3500 [MW] para junio de 2016*

En meses de baja radiación, no se aprecia una saturación de las líneas, ya que la potencia solar inyectada no supera los 2500 [MW] en horas de alta radiación. Para este caso, el costo marginal se mantiene acoplado en ambos sistemas y oscila entre valores de 30 y 60 [US\$/MWh], acercándose a la operación vista en el SIN de manera aislada. Sin embargo, aquí, los intervalos de tiempo en los cuales el costo marginal es alto son mayores que en el caso base. Esto explica que, en este escenario de interconexión solar, el SIN aún mantenga un beneficio negativo en comparación con su proyección aislada.

Al igual que en el caso de proyección solar aislada, se incluyen, en la siguiente ilustración, simulaciones de proyección solar interconectada con capacidad de almacenamiento. A continuación, se muestran estos resultados cuando se considera una capacidad de almacenamiento suficiente para trasladar de manera horaria el 50% de la producción solar proyectada en cada escenario.

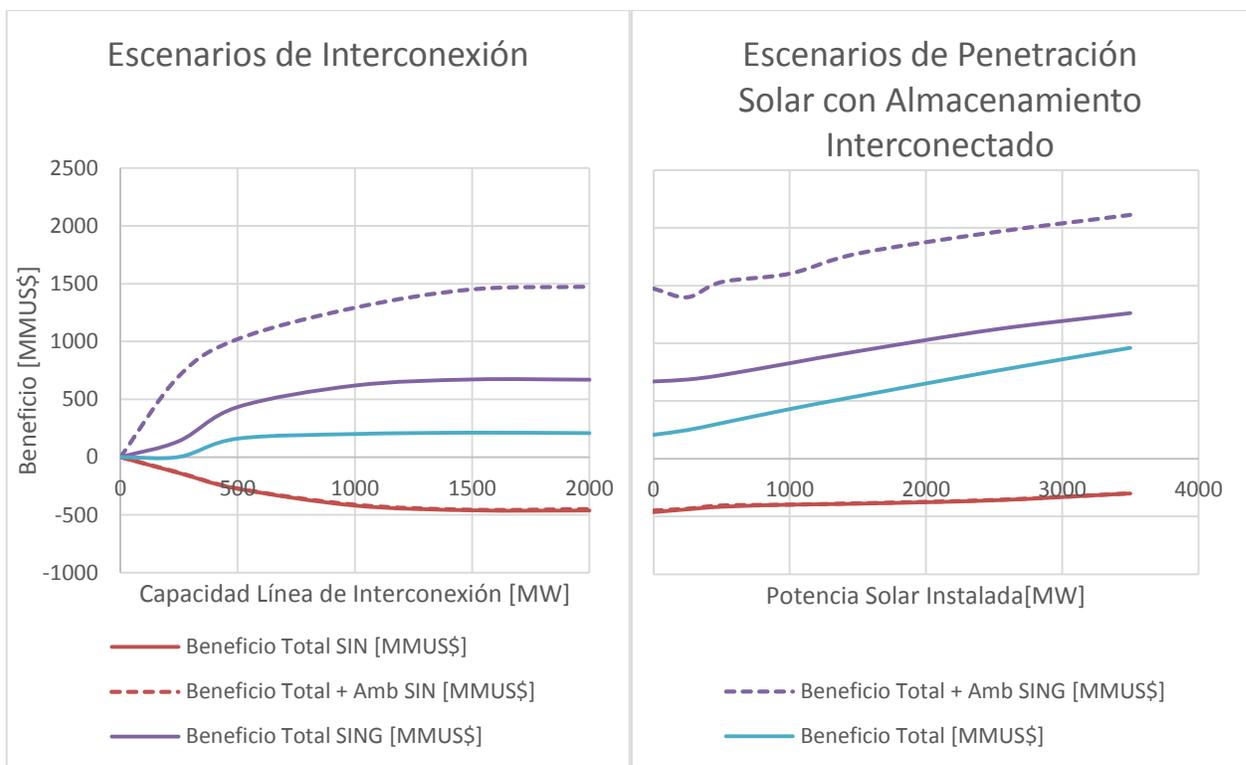


Ilustración 4.40 Beneficios Totales para Escenarios de Penetración Solar

En la gráfica anterior, se puede notar que, tanto para el SING como para el SIN, la curva de beneficio total mantiene una linealidad respecto a la potencia solar con almacenamiento instalada, donde la inclinación de la curva corresponde a la misma pendiente obtenida para bajas potencias de proyección solar sin almacenamiento. Sin embargo, en este caso, no se observa un cambio en la pendiente a medida que se aumenta la potencia. Uno de los principales elementos que provocaba la determinación de una potencia máxima útil para el sistema era el hecho de contar con una gran cantidad de energía a bajo costo en horas de radiación, mientras que, el resto de las horas, el costo del sistema aumentaba. Esta polarización de los costos marginales provoca que, a medida que se aumenta la potencia solar, los beneficios para el sistema aumenten en menor medida y, además, constituyan un escenario desfavorable para las centrales solares involucradas.

Para ningún nivel de capacidad instalada se sufrió una saturación de la línea ni una necesidad de descargar de energía solar, ya que la capacidad de almacenamiento regula la energía a través del tiempo para evitar estos fenómenos.

Estos cambios en la relación entre beneficios económicos y potencia solar instalada provocan que el sistema chileno logre mayores beneficios a medida que aumentan su capacidad solar. Sin embargo, la regresión del escenario peruano intentando volver a los niveles de beneficios económicos que tenía en su caso aislado no se alcanza aún con 3500 [MW] solares instalados.

Concluir que estos escenarios aún mantienen un efecto negativo sobre el SIN no deja en claro a qué agente del sistema perjudica. En particular, no se han determinado los efectos que estos escenarios tienen sobre la parte generadora y la parte consumidora de ninguno de los dos sistemas. Por tanto, tal como se ha hecho con los casos anteriores, se presenta la desagregación del beneficio en términos de oferta y demanda de energía de cada sistema.

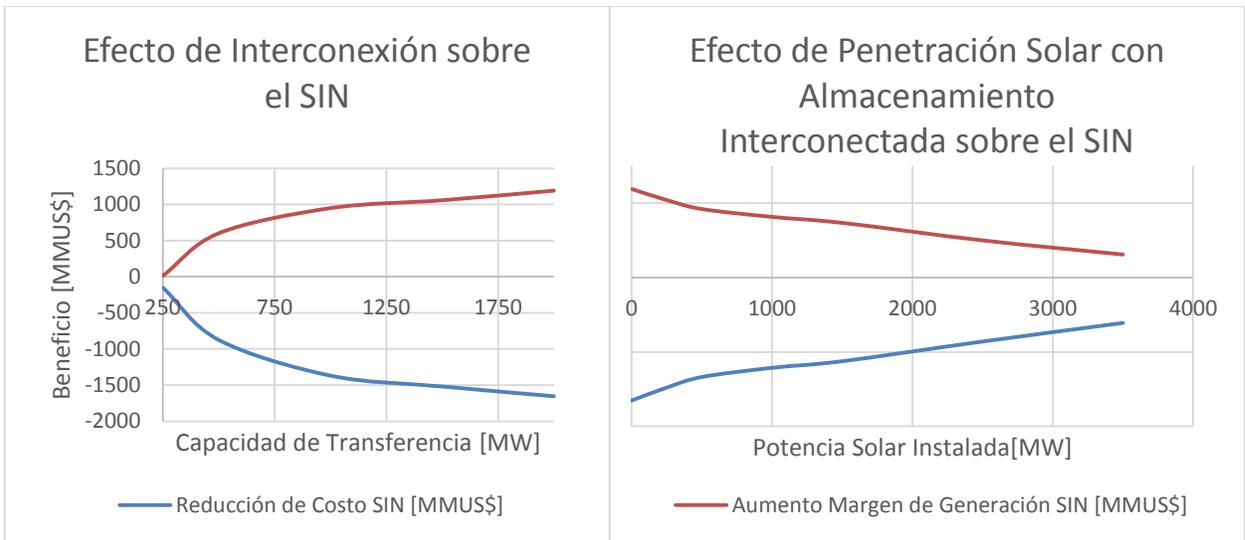


Ilustración 4.41 Efectos de Penetración Solar con Almacenamiento Interconectado sobre el SIN

Al igual que los beneficios totales, dentro del SIN no se tienen cambios de pendiente en las curvas de beneficio para distintas potencias instaladas solares. Tanto el excedente del productor como el del consumidor sufren regresiones en comparación al efecto que provoca la interconexión de los sistemas, intentando alcanzar el beneficio obtenido de manera aislada. La gráfica completa permite concluir que los generadores obtienen un excedente a partir del escenario de interconexión, causado principalmente por el aumento del costo marginal del sistema. Luego, al aumentar la potencia solar instalada en el SING, parte del excedente pasa a estas centrales renovables, reduciéndose el excedente de los generadores del SIN. Por otro lado, la generación solar con almacenamiento permite una reducción del costo marginal de ambos sistemas acoplados, lo cual reduce las pérdidas de beneficio sufridas por los consumidores del SIN a partir de su interconexión.

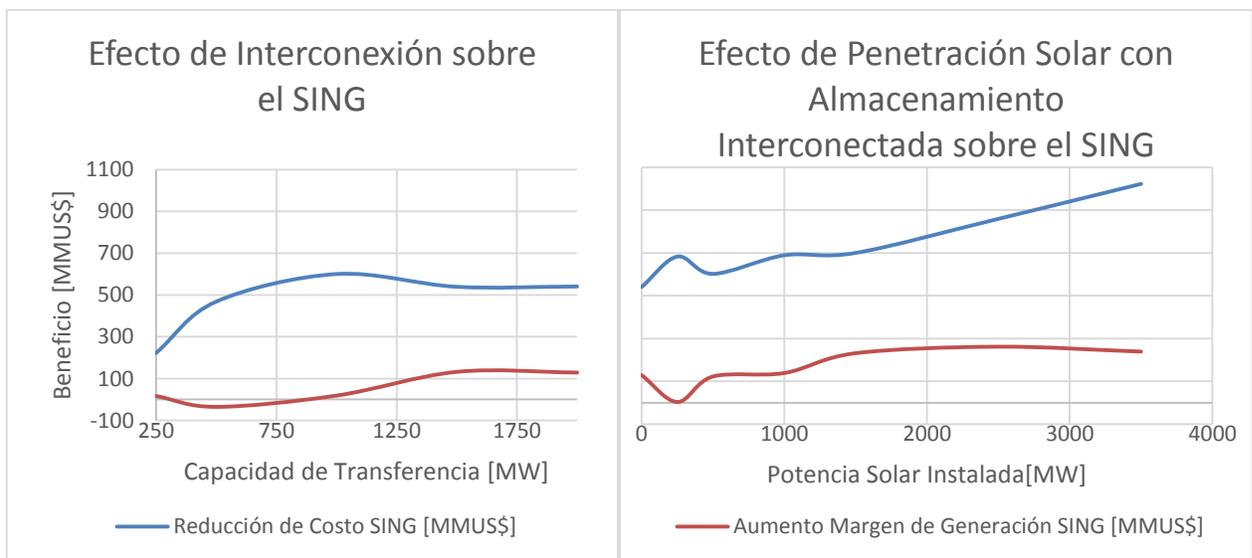


Ilustración 4.42 Efectos de Penetración Solar con Almacenamiento Interconectado sobre el SING

Para los generadores del SING, el aumento de potencia solar instalada sin almacenamiento provocaba un aumento de su excedente alcanzado su máximo en torno a los 1500 [MW]. Luego de

ese valor, el excedente comenzaba a reducirse. Al agregar una capacidad con almacenamiento en la potencia solar, se puede notar que el máximo alcanzado en excedente se traslada en torno a los 2500 [MW]. Por el lado de los consumidores, su excedente sin capacidad de almacenamiento comenzaba a saturarse a partir de los 2500 [MW] solares instalados, pero, al incluir el almacenamiento, su excedente continua aumentando incluso al llegar a 3500 [MW]. Por lo tanto, ambas partes del mercado eléctrico chileno se ven beneficiadas por la interconexión sin congestión, así como también por la instalación de potencias solares de concentración o, en general, que cuenten con capacidad de almacenamiento energético. En cuanto a la operación de cada sistema, se presentan los resultados del caso simulado con 3500 [MW] de generación solar con almacenamiento.

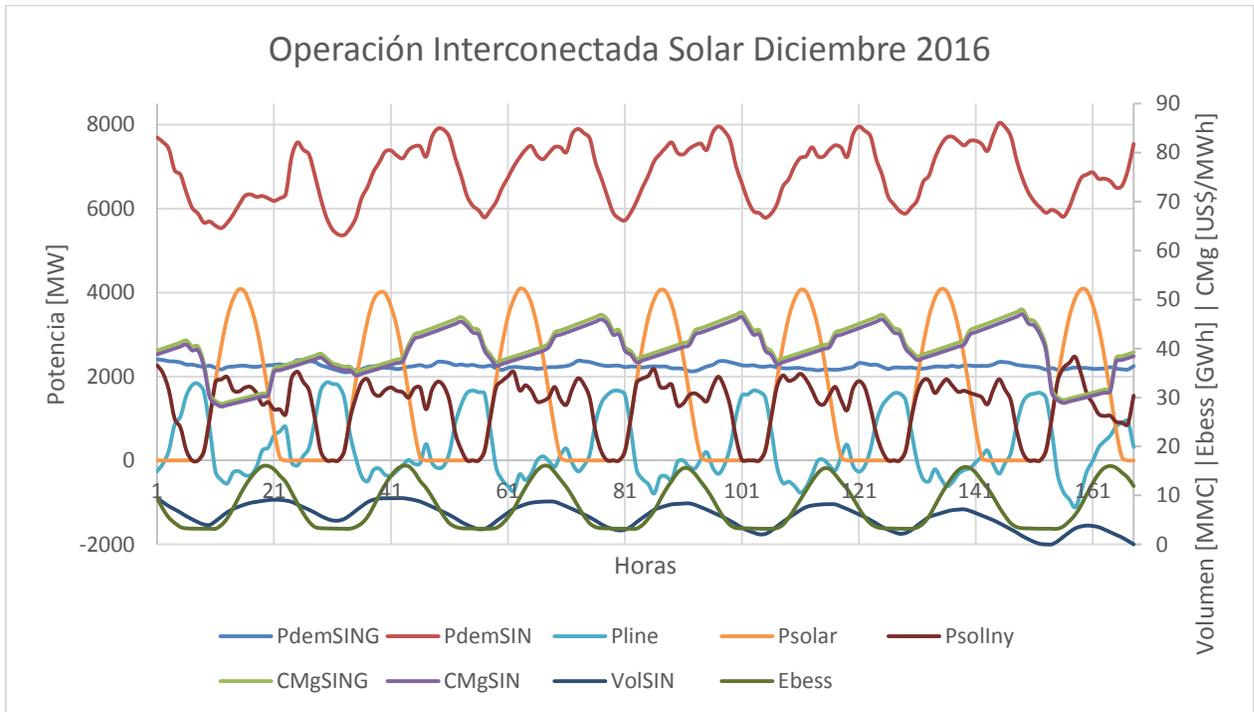


Ilustración 4.43 Operación interconectada con proyección solar de concentración de 3500 [MW] para diciembre de 2016

En la gráfica anterior, puede apreciarse que, al agregar la capacidad de almacenamiento a la proyección solar en el SING, los flujos por la línea cambian de manera radical. En primer lugar, se reduce la cantidad de energía que se transfiere entre los sistemas, ya que previamente era necesario inyectar desde el SING una gran cantidad de potencia en las horas de sol, almacenar dicha energía en los embalses del SIN y utilizarla en las horas punta del sistema peruano, además de requerirse un traspaso de energía hacia el SING en las horas sin radiación. En este caso, el sistema chileno tiene capacidad de regulación en términos energéticos y, por tanto, la línea se utiliza en menor medida. Se observa, además, que la potencia que sale del conjunto solar con acumulador y la curva de la potencia que pasa por la línea presentan un efecto espejo en torno a los 1000 [MW]. Si se traza una línea recta en dicha potencia, se aprecia que ambas curvas siguen la dirección y valores opuestos en cada momento; más aún, se puede notar que la forma de la curva que inyecta el conjunto solar con acumulador sigue la curva de demanda del SIN en sus horas punta. Esto quiere decir que la generación solar en el SING realiza funciones de regulación secundaria en el sistema peruano.

Otro efecto interesante de la operación es que la solución óptima del sistema implica que la energía solar no se utilice en las horas valle del SIN, correspondiente a las horas de la madrugada, sino que resulta más eficiente utilizar toda la energía almacenada en las horas punta del sistema peruano. Así, para el resto de las horas sin radiación, se suple este déficit con energía que se transfiere desde el SIN hacia el SING.

El costo marginal, que evidentemente se mantiene acoplado ya que no existe congestión en la línea, oscila entre los 30 y los 45 [US\$/MWh]. Estos costos parecerían ser mejor que el caso base peruano. Sin embargo, se debe recordar que, en el caso base de Perú, el costo se mantenía la mayor parte del tiempo en 30 [US\$/MWh] y solo en algunos intervalos aumentaba. En este caso, la oscilación eleva el costo por períodos más prolongados. A diferencia de la mayoría de los casos en los cuales se tiene una variación horaria del costo marginal, en este, los mayores costos se alcanzan luego de que el SIN pasa por sus valores punta, en instantes en que se acerca a sus costos mínimos horarios. Esto, debido a la necesidad de transferir energía hacia el sistema chileno.

Tanto en el volumen de los embalses como en la energía almacenada por el sistema solar es posible visualizar el carácter regulador que tienen ambos elementos. A partir de ambos, es posible determinar la capacidad de almacenamiento energético necesario para que las simulaciones alcancen su óptimo, entendiendo que la energía de los actuales embalses no es una variable a modificar, sino que se trata de un parámetro del sistema que depende de las centrales instaladas y de la expansión planificada por el sistema peruano.

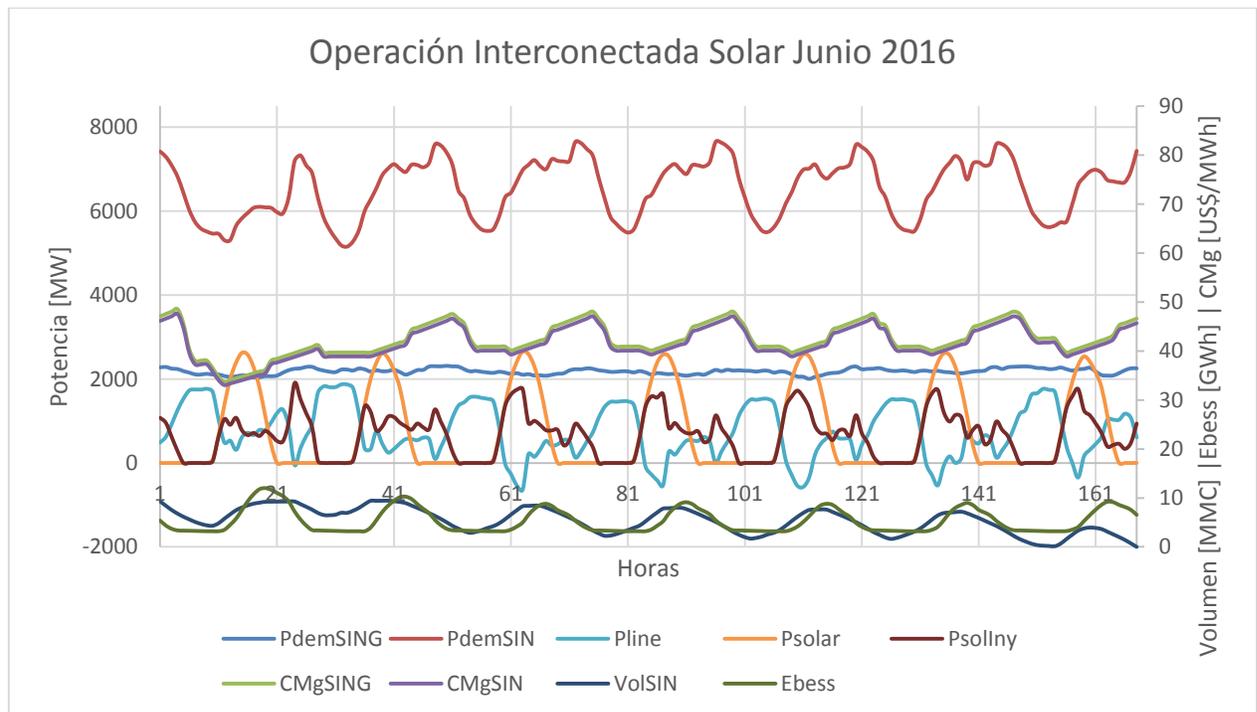


Ilustración 4.44 Operación interconectada con proyección solar de concentración de 3500 [MW] para junio de 2016

Al analizar la gráfica de junio del año 2016, se puede notar que nuevamente la potencia inyectada por el conjunto solar de concentración y la potencia que se traspasa por la línea de interconexión forman un efecto espejo. No obstante, a diferencia de la operación de un mes con alta radiación, esta vez el efecto espejo se forma en torno a un valor de potencia de 780 [MW]. Esto permite

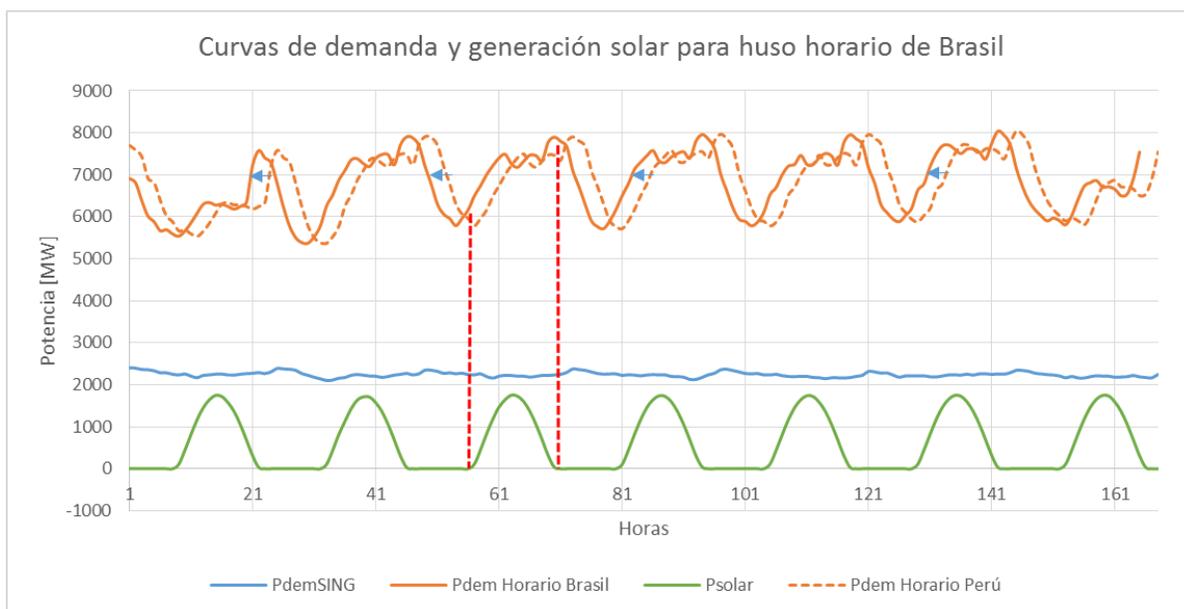
concluir que el modo de operación de la línea y la operación de las centrales solares se correlacionan de acuerdo a la capacidad disponible de generación y no necesariamente en torno a una potencia en particular. Nuevamente, es posible apreciar que la generación solar en las horas de demanda punta del SIN siguen la misma forma de la curva de demanda de dicho sistema, cumpliendo una función de regulación secundaria. Esto, a su vez, provoca que las centrales no puedan generar durante las horas de demanda mínima del sistema peruano; esta vez, durante una mayor cantidad de horas que en los meses de mayor radiación.

Los costos marginales para meses con menor potencial de generación solar aumentan respecto al caso anterior, oscilando entre los 35 y 45 [US\$/MWh], siguiendo una curva similar a la del escenario de diciembre.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento de energía, los embalses siguen una regulación prácticamente idéntica al caso de mayor radiación. Sin embargo, la energía almacenada en el sistema solar es mucho menor, ya que evidentemente se cuenta con menos energía solar diaria para meses de baja radiación. Esto sugiere distintos métodos para calcular un valor óptimo de capacidad de almacenamiento para los proyectos solares, ya que su uso será variable de acuerdo a la estacionalidad anual. Al igual que se ha planteado para la línea de interconexión, la determinación de este óptimo se relaciona con la capacidad de recuperar la inversión que implica el sistema solar. No obstante, como se ha mencionado antes, las ganancias de la central no se relacionan directamente con los excedentes del productor y beneficios del consumidor, sino que solo provienen de la venta de energía de dicha central en particular.

A partir del análisis de las distintas curvas de operación horaria que incluyen interconexión entre ambos sistemas y que incluyen generación solar sin capacidad de almacenamiento en el SING, se ha podido concluir que la complementariedad horaria en el caso analizado no resulta particularmente favorable para la generación fotovoltaica. Esto se debe a que el horario local de Perú se encuentra una o dos horas atrasado respecto al horario chileno, dependiendo de la época del año y, como su demanda sigue una curva principalmente residencial, los mayores consumos se alcanzan durante el anochecer. Luego, la combinación de ambos elementos provoca que las demandas máximas del SIN se alcancen en horas donde ya no se cuenta con radiación solar en el SING. Por lo tanto, las centrales fotovoltaicas no pueden aportar energía de manera directa en horas de demanda máxima.

Al considerar otros sistemas eléctricos sudamericanos es posible notar que todos los sistemas, a excepción del SING, tienen curvas de demanda con una forma predominantemente residencial. Además, existen sistemas que se encuentran en horarios adelantados al sistema chileno (como son los casos de Argentina, Brasil y cada país que se encuentra hacia el este del territorio chileno). Por ejemplo, si se considera la misma curva de demanda utilizada para Perú pero adelantada en tres horas (que corresponde al huso horario de Brasil), se obtiene la siguiente curva horaria.



*Ilustración 4.45 Curvas de demanda y generación solar para huso horario de Brasil*

En la curva anterior, se ha utilizado una curva de generación solar para la semana típica de diciembre del 2016, considerando una potencia instalada de 1500 [MW]. En ella se puede evidenciar que, para un sistema con huso horario en adelante respecto a Chile, la curva de generación solar coincide de mejor manera con las horas de alta demanda. Si bien las diferencias horarias dentro de Sudamérica no son suficientes como para lograr que potencias máximas residenciales coincidan con horas de alta radiación, sí se puede concluir que se puede aprovechar de mejor manera la energía fotovoltaica en el SING si se consideran interconexiones con sistemas eléctricos que se encuentren hacia el este del territorio chileno.

### **4.3. RENTABILIDAD DE PROYECCIÓN SOLAR**

En la presente sección se propone el análisis de rentabilidad de los distintos casos de proyección solar planteados previamente. El objetivo es comprender en qué medida estas proyecciones tienen justificación económica para los inversionistas privados que lleven a cabo cada proyecto.

Para este análisis, se han utilizado los costos de los últimos 30 proyectos solares ingresados al Servicio de Evaluación Ambiental para definir los costos de inversión, con y sin almacenamiento, de la proyección solar. En la siguiente gráfica, se presenta la distribución de costos de inversión en función de la potencia solar a instalar en cada caso.

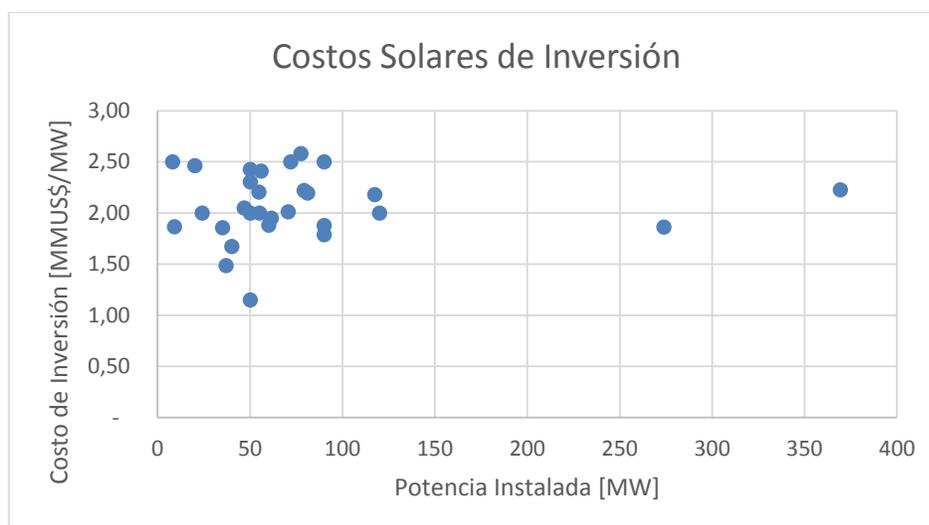


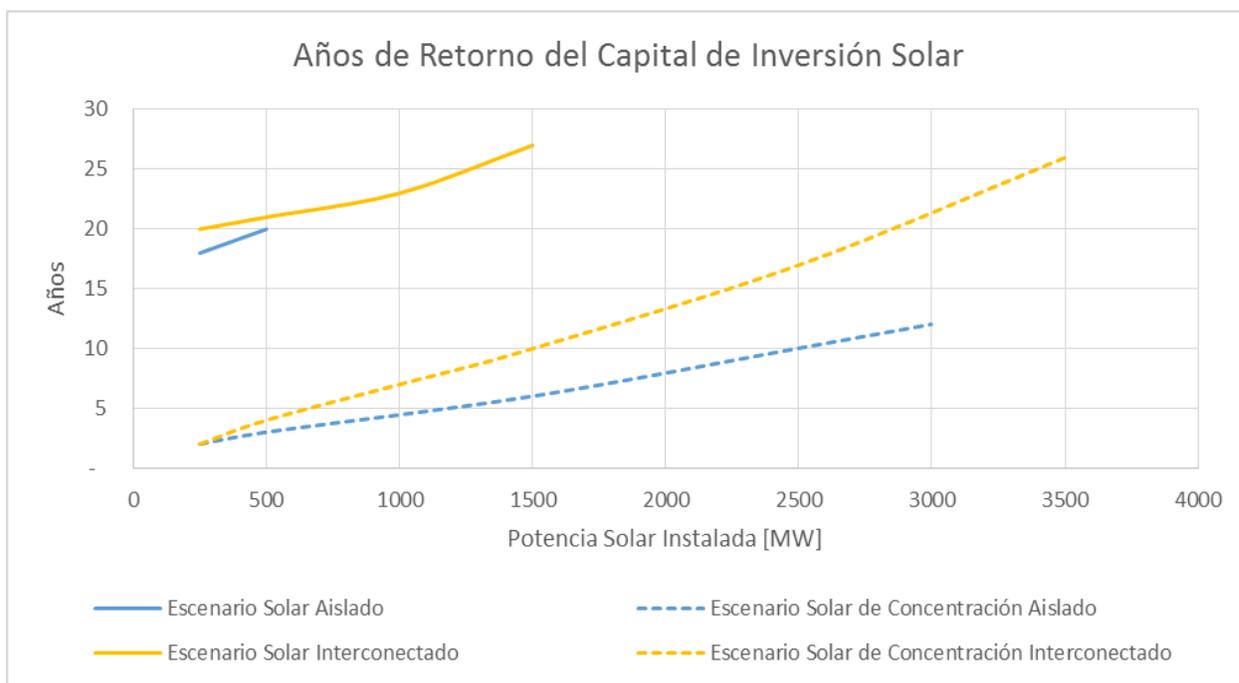
Ilustración 4.46 Costos Solares de Inversión

Tomando en cuenta los tamaños de potencia instalada de cada proyecto considerado, se podría plantear un criterio de factor de escala considerando que se han planteado proyecciones solares de mayor potencia. Sin embargo, este estudio pretende estudiar de manera indistinta si la proyección solar se realiza en uno o varios proyectos para alcanzar la potencia instalada. Por tanto, se mantendrán valores de baja escala para realizar el cálculo del período de recuperación del capital invertido. A partir de los datos rescatados, se ha utilizado el valor promedio para determinar el valor de inversión de los proyectos solares sin capacidad de almacenamiento mientras que, para los costos de inversión de los proyectos con capacidad de almacenamiento, se han utilizado los costos estimados por el Centro de Energías Renovables de acuerdo a lo presentado en los antecedentes de este informe. Los datos correspondientes se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.17 Costos de Inversión Solar

Costo de Inversión Solar sin almacenamiento	2.08 [MMUS\$/MW]
Costo de Inversión Solar con almacenamiento	6.19 [MMUS\$/MW]

Luego de calcular las rentabilidades para los distintos escenarios que incluyen proyección solar, se ha notado que existe una gran diferencia en términos de años en los cuales se recupera la inversión. Es por ello que, para mostrar los resultados, se ha preferido utilizar como indicador los años de recuperación de inversión para comparar cada caso. Para los años simulados, se ha calculado el margen operacional de acuerdo a la metodología propuesta; para los años posteriores a la simulación, se ha utilizado el valor de ingreso anual promedio de los años de operación. La siguiente gráfica evidencia la cantidad de años en la cual se retorna el capital de inversión de cada capacidad solar instalada para los distintos escenarios simulados.



*Ilustración 4.47 Años de Retorno de Inversión para cada Proyección Solar en cada escenario estudiado.*

Aquellas curvas que no presentan una cantidad de años de retorno a partir de un nivel de potencia, como es el caso del escenario solar aislado luego de los 500 [MW] solares instalados y el escenario solar interconectado a partir de los 1500 [MW] solares instalados, se debe a que para mayores potencias no es posible recuperar la inversión a partir de las ventas de energía en al menos 30 años luego de realizar la inversión.

Las curvas presentadas permiten comprender una tendencia respecto a la rentabilidad de cada tipo de generación en distintos escenarios. En primer lugar, se aprecia que los proyectos solares de concentración tienen una recuperación de capital en menos años que un proyecto de generación fotovoltaico. Principalmente, por el efecto horario que causan sobre el costo marginal. Como se planteó previamente, una alta penetración de energía solar sin almacenamiento provoca bajos costos en las horas de radiación y altos costos en el resto de las horas del día, lo cual perjudica los ingresos por venta de energía de las mismas centrales solares. Al incluir el almacenamiento de energía, la curva horaria de costo marginal se vuelve menos variable y las centrales tienen la posibilidad de vender su energía a costos marginales mayores en cada caso.

Otro fenómeno apreciado es que los escenarios interconectados perjudican la rentabilidad de las centrales aumentando los años de retorno. Esto se provoca, principalmente, porque los escenarios aislados del SING tienen costos marginales mayores que los escenarios interconectados con el SIN. Por tanto, la venta de energía a costos marginales mayores permite una mejor rentabilidad de las centrales solares.

Por otro lado, todas las curvas presentan un aumento en la cantidad de años de recuperación de la inversión en función de la capacidad solar instalada en el sistema. Esto quiere decir que, a medida que se aumenten los proyectos solares, su rentabilidad disminuirá, efecto provocado, esencialmente, por la caída del costo marginal de energía en la operación del sistema. Sin embargo, se debe recordar que estos niveles de potencia solar instalada son adicionales a los proyectos

considerados en el plan de obras, donde ya se prevé una expansión de 690 [MW] de potencia solar en el SING y 16 [MW] en el SIN. Por lo tanto, todas estas proyecciones son adicionales a esta potencia propia del caso base.

Uno de los efectos esperados en este estudio consistía en concluir que la interconexión del SING con otros sistemas interconectados permite aumentar la potencia solar factible a instalar. En las curvas, se puede notar que, para el caso aislado del SING, solo es posible recuperar la inversión de 500 [MW] de generación solar sin almacenamiento mientras que, al considerar una interconexión con el sistema peruano, este límite se amplía, lo cual permitiría recuperar la inversión de hasta 1500 [MW] solares sin almacenamiento. Las curvas de rentabilidad permiten, entonces, definir límites de generación solar en términos de conveniencia para los inversionistas y, junto con ello, concluir que la interconexión, efectivamente, permite aumentar la cantidad de potencia solar económicamente factible a instalar.

## **5. CONCLUSIONES**

### **5.1. CONCLUSIONES GENERALES**

El presente trabajo ha permitido definir y aplicar una metodología de evaluación de escenarios de operación de sistemas eléctricos de potencia y, particularmente, evaluar diferentes contextos de interconexión entre sistemas y distintos niveles de penetración de energía solar en los mismos. La utilización de indicadores económicos de análisis como el Margen Operacional de Generación y el Costo de Operación del Sistema han posibilitado la capacidad de diferenciar qué sectores del mercado eléctrico se benefician con los distintos casos simulados mientras que el cálculo del beneficio ambiental facilita la cuantificación de las externalidades positivas de la generación renovable; aun cuando cada análisis de rentabilidad se ha realizado sobre la base exclusiva de los beneficios económicos, sin incluir el beneficio ambiental, ya que se asume como un beneficio social.

En adición a los resultados buscados desde el punto de vista de la operación de cada sistema estudiado, se destaca dentro de los objetivos de la metodología la relevancia de evaluar económicamente la factibilidad de cada proyecto de interconexión y de generación solar, esto ha sido aplicado a través del cálculo del período de recuperación de la inversión para cada caso.

### **5.2. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS**

La revisión de distintas metodologías, utilizadas en estudios previos, ha permitido comprender y caracterizar aquellos elementos considerados como relevantes y que se han incluido en el presente estudio. De tal manera, se ha descrito, de manera general, el estado del arte del tema tratado y, a partir de ello, se ha planteado una metodología propia de análisis.

En el desarrollo de este trabajo, se han definido las simplificaciones, supuestos y alcances del trabajo, al igual que las variables a utilizar y los indicadores a observar. Con estos elementos ha sido posible proponer y aplicar una metodología de estudio que permite concluir la factibilidad técnico-económica de proyecciones solares en el norte de Chile y de manera interconectada con otros sistemas de la región.

La metodología planteada se ha aplicado en un caso de estudio real de interconexión entre el Sistema Interconectado Nacional peruano y el Sistema Interconectado del Norte Grande chileno. Las conclusiones extraídas de dicha aplicación se han dividido en cinco subsecciones, cada una de ellas relacionada con diferentes supuestos iniciales relacionados con la interconexión entre los sistemas y la proyección de generación solar en el norte de Chile.

#### **5.2.1. Resultados del modelo propuesto**

En primer lugar, la modificación de la herramienta de simulación que permite resolver el problema de predespacho ha permitido incluir sistemas con generación hidráulica, almacenamiento de energía y una topología multinodal. En particular, se destaca que la simulación de la operación horaria del Sistema Interconectado Nacional peruano obtuvo como resultado un error menor al 3% respecto a la operación real. En el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande chileno, la utilización de costos combustibles máximos para cada tecnología ha provocado un error de sobre costo de un 37% en la operación del caso base. Aun así, las proyecciones de costos calculadas para el SING se encuentran en torno a las proyecciones realizadas por otros estudios referenciados.

## **5.2.2. Resultados escenarios de interconexión**

Los escenarios de interconexión estudiados permitieron determinar que, a pesar de que en el horizonte de estudio el flujo máximo requerido entre los sistemas fue de aproximadamente 1870 [MW], los beneficios económicos sobre ambos sistemas se mantienen prácticamente constantes para capacidades sobre los 1500 [MW]. Esto evidencia que sería más conveniente para ambos países instalar una línea de dicha capacidad aun cuando esto implique congestión en determinados instantes de la operación. El estudio de rentabilidad de la línea indica, además, que los beneficios económicos totales anuales que genera la interconexión entre los sistemas superan a los costos anuales para costear la misma línea.

Respecto al efecto que los escenarios de interconexión provocan en cada sistema, se puede concluir que para los agentes generadores del SIN, mientras más cerca se encuentren los sistemas de la interconexión plena mayor es el aumento de su excedente. Por el contrario, el costo sobre los consumidores del sistema peruano aumenta mientras mayor es el acoplamiento con el norte de Chile. Estos resultados indican que por parte del Perú existiría solo interés del sector privado para realizar una interconexión entre los sistemas. No obstante, si se consideran ambas partes del mercado eléctrico se tiene un aumento en los costos totales del sistema peruano, causados por un escenario de integración con el SING. Para el SING, los escenarios de interconexión cercanos al acoplamiento pleno resultan beneficiosos tanto para los generadores como también para los consumidores, ya que ambos perciben un aumento de sus beneficios económicos. A partir de ello, se puede concluir que, para el sistema chileno, existe interés tanto para el sector privado como para el sector público de interconectarse eléctricamente con Perú.

Este estudio no se ha dedicado a analizar el efecto que los distintos escenarios pueden provocar sobre las economías de cada país, ya que en el caso peruano el hecho de que aumenten los excedentes de producción de energía provoca un incentivo a la inversión en el sector eléctrico, lo cual permite un crecimiento económico en dicho sector. Por lo mismo, no se pretende definir de manera concluyente la conveniencia económica que implica para Perú un proyecto de interconexión con el SING.

## **5.2.3. Resultados escenarios solares aislados**

A partir de las simulaciones para distintos escenarios de penetración solar en el SING fue posible concluir que el beneficio para los consumidores del sistema. Si bien aumenta a medida que se instala una mayor capacidad de potencia solar, alcanza un valor máximo de beneficios en torno a los 2500 [MW], ya que sobre ese valor se tiene una gran cantidad de energía solar descargada en las horas de alta radiación. Por otro lado, los excedentes de los productores disminuye para altas potencias solares instaladas y solo es positiva para bajas potencias.

Los efectos económicos evidenciados para altas potencias solares instaladas se explican de mejor manera gracias a la operación horaria del sistema chileno, donde se aprecia que para altas potencias instantáneas solares de generación el sistema alcanza un costo marginal nulo y, por tanto, es necesario descargar parte de la energía solar sin poder utilizarla. Esto genera una alta variabilidad horaria en los costos marginales perjudicando particularmente a la generación solar, que debe vender su energía en horas de costo bajo o, incluso, nulo mientras que el sistema mantiene altos costos en horas de baja radiación. La forma de determinar los límites factibles de instalación solar se han determinado en la sección de rentabilidad de la proyección solar.

En el caso de proyecciones solares con sistemas de almacenamiento, evidentemente no se sufren estos efectos horarios, lo que provoca que los beneficios, tanto para los consumidores como para los generadores, aumenten a medida que se aumenta la potencia solar instalada sin alcanzarse de manera clara un límite factible de instalación.

#### **5.2.4. Resultados escenarios solares interconectados**

A partir de un escenario de interconexión plena entre los sistemas involucrados, se analizaron distintos casos de potencia solar instalada en el SING. Este análisis permitió determinar que una alta capacidad solar instalada provoca una regresión de los efectos sufridos por la interconexión en el sistema peruano. Esto quiere decir que los beneficios sobre los generadores y el costo sobre los consumidores se reducen a medida que la potencia solar aumenta, acercándose a los resultados de su operación sin interconexión con Chile.

Para el sistema chileno, el aumento de capacidad solar considerando una interconexión entre los sistemas genera un aumento del excedente de los consumidores, excedente aún mayor que el obtenido a partir de la interconexión misma. Para los productores del sistema, se presenta una gran diferencia entre los escenarios solares con concentración y sin concentración. Para este último, se alcanza un beneficio máximo en torno a los 500 [MW] solares instalados, sobre los cuales el excedente comienza a disminuir. En cambio, en el caso de concentración, el beneficio sobre los generadores aumenta junto con la potencia solar instalada. Esto indica que para dicho sector solo hay límites factibles claros cuando se trata de generación solar sin almacenamiento. Nuevamente, los límites se han definido dentro de la sección de factibilidad de la proyección solar.

En términos de complementariedad horaria, se ha concluido que los escenarios más favorables de interconexión para el SING son aquellos sistemas que tengan un horario en adelante respecto al territorio chileno, ya que el resto de los países tienen curvas horarias predominantemente residenciales donde sus valores de demanda máxima se aprecian al anochecer. Por lo mismo, resulta conveniente para el sistema chileno que, cuando estos valores máximos se alcancen en los sistemas vecinos, aún se cuente con radiación solar para exportar. En particular, se concluye, entonces, que el escenario de interconexión con Perú no resulta particularmente beneficioso en términos de complementariedad horaria para la generación solar.

#### **5.2.5. Resultados de rentabilidad solar**

En los distintos escenarios analizados, es una constante clara que el beneficio sobre los costos de operación del sistema aumenta a medida que se aumenta la capacidad solar instalada. Sin embargo, se asume como premisa que existen límites de factibilidad para esta proyección de energía ya que, superados ciertos límites, los proyectos de generación dejan de ser rentables. Para ello, se ha calculado como indicador el período de retorno del capital de inversión para los distintos niveles de proyección solar estudiados en los distintos escenarios de interconexión.

Este indicador ha permitido concluir que el escenario más restrictivo en términos de límite de potencia solar instalada corresponde al caso de generación sin almacenamiento aislada en el SING, que corresponde básicamente al escenario actual en el cual se plantean los proyectos solares. Se ha podido establecer que, además de los 690 [MW] de potencia fotovoltaica prevista en el plan de obras del sistema, existe un límite de 500 [MW] adicionales con período de retorno de capital cercano a los 20 años. Si se evalúan potencias instaladas mayores, simplemente no es posible recuperar la inversión de las instalaciones. Por tanto, es posible establecer un límite de potencia solar factible para los escenarios futuros del SING.

Estos resultados se modifican al considerar generación solar con capacidad de almacenamiento, ya que no solo la cantidad de años para el retorno del capital disminuye, sino que permite la

factibilidad de hasta 3000 [MW] adicionales de generación solar. Es importante comprender que estos límites han sido establecidos de acuerdo a un criterio exclusivamente económico, sin analizar los impactos en la estabilidad del sistema que pueden restringir aún más estos niveles de potencia a instalar.

Por otro lado, se ha podido concluir que si bien los escenarios de interconexión con el SIN perjudican la rentabilidad de cada nivel de generación solar, debido principalmente a que el sistema peruano reduce los costos ocasionando una disminución del margen operacional de las centrales chilenas, sí permite un aumento de los límites de potencia a instalar. Esto quiere decir que existen niveles de generación solar que no son factibles de instalar si se considera el SING de manera aislada pero que, al considerar un sistema interconectado con Perú, dichos niveles de potencia se vuelven factibles económicamente. Esto comprueba una de las premisas que se esperaba comprobar en el presente estudio, que la interconexión de sistemas permite aumentar los niveles factibles de capacidad solar a instalar en el norte de Chile.

### **5.3. TRABAJO FUTURO**

Es posible separar en dos categorías los trabajos a futuro a partir del estudio realizado. Por un lado, se plantean posibilidades de mejorar y ampliar el modelo utilizado para la metodología propuesta; y, por otro lado, es relevante aplicar esta metodología incluyendo otros sistemas dentro de la región, considerando que desde un comienzo se ha planteado sobre la base de considerar un futuro de integración energética en Sudamérica.

Dentro de la primera categoría, correspondiente al modelo usado para resolver el problema de predespacho económico, se detallan las siguientes labores posibles:

- Integración de la variabilidad hidrológica para determinar el afluente de entrada de cada central hidroeléctrica, de manera que sea posible simular escenarios hidrológicos húmedos y secos.
- Modificación del modelo para incluir la topología de las centrales hidráulicas, de modo que exista una relación entre el afluente de una central y la operación de aquellas centrales que se encuentren aguas arriba en su misma cuenca.
- Aplicación de una base de datos multinodal para cada sistema estudiado, considerando la topología de la red y las restricciones y características de su sistema de transmisión. Si bien el modelo ha sido modificado para resolver un problema multinodal, las bases de datos utilizadas en cada sistema fueron tratadas de modo uninodal.
- Utilización de funciones de costo futuro para el volumen embalsado, en lugar de usar un criterio de volumen final fijo.
- Modificación del modelo para incluir análisis técnicos, como resolución del problema de transmisión a través de flujos de potencia o análisis de situaciones de falla.
- Inclusión de nuevos indicadores para el análisis de los resultados, que consideren aspectos económicos y técnicos de la operación del sistema.

Mientras que, dentro de los posibles casos a analizar de integración energética regional, aquellos que presentan oportunidades para la generación solar en el norte de Chile son los siguientes:

- Caso de interconexión entre los sistemas chilenos, vale decir el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tomando en cuenta que actualmente existe una diversidad de estudios y posibilidades ciertas de que dicha interconexión se lleve a cabo.
- Caso de interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande chileno y el Sistema Interconectado Nacional argentino, considerando que existe una línea instalada,

utilizada anteriormente para la operación de la central Salta, y que actualmente se plantea la posibilidad de exportar energía desde el sistema chileno a través de la misma línea.

- Interconexiones con el sistema eléctrico del sur de Brasil, considerando las posibilidades de complementariedad horaria, ya que aquellas horas del día de demanda máxima del sistema brasileño coinciden con horas en que aún se cuenta con una alta radiación solar en el territorio chileno.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. d. I. E. Regional, «Estatuto de la CIER,» Montevideo, Uruguay, 2010.
- [2] I. M. y G. d. S. X., «Experiencia del Comercio Internacional de Electricidad en América del Sur,» Departamento de Economía, Universidad Católica del Uruguay, Uruguay, 2007.
- [3] B. Palmintier, «Incorporating Operational Flexibility Into Electric Generation Planning,» Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, EE.UU., 2013.
- [4] C. d. I. E. Regional, «Informe Final Proyecto CIER15 Fase I,» CIER, Nov, 2006.
- [5] C. d. I. E. Regional, «Informe Final Proyecto CIER15 Fase II,» 2011.
- [6] O. T. M. y N. V. V., «Integración de un Mercado Eléctrico Regional en América del Sur,» Universidad Técnica Federico Santa María, Chile, Agosto, 2010.
- [7] E. Ltda., C. S.A.C y K. Ingeniería, «Estudio para el análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú,» Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, 2009.
- [8] European Commission, "Report from the commission to the European Parliament and The Council," Brussels, 2011.
- [9] C. d. I. E. Regional, «Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER,» Montevideo, Uruguay, 2011.
- [10] C. N. d. E. Atómica, «Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina,» Buenos Aires., Julio, 2013.
- [11] INE, «Uruguay en Cifras 2012,» Montevideo, 2013.
- [12] C. V. d. I. I. Eléctrica, «Estadísticas Consolidadas 2007,» Caracas, 2007.
- [13] D. G. d. Electricidad, «Anuario Estadístico de Electricidad 2009,» Lima, Perú, 2009.
- [14] M. d. M. y. Energía, «Balances Energéticos 1975-2006,» Bogotá, 2007.
- [15] M. d. E. y. F. Públicas, «El Mercado Eléctrico Argentino,» Argentina, 2009.
- [16] M. F. C. M. Dammert A., Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, Lima, Perú: Osinergmin, 2011.

- [17] H. M. Tafur, «Perú. Subsector Eléctrico. Documento Promotor,» Dirección General de Electricidad, Lima, 2012.
- [18] C. d. I. E. Regional, «Brasil CIER 2012,» 2013.
- [19] C. Benavides F., «Herramienta Computacional para Modelo de Predespacho Económico de Carga,» Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2008.
- [20] D. MacKay, *Information Theory, Inference, and Learning Algorithms*, Cambridge: Cambridge University Press, 2003.
- [21] N. Á. Donoso, «Estudio y Mejoramiento de un modelo de predespacho aplicado a la operación de embalses del Sistema Interconectado Central,» Universidad de Chile, Santiago, 2011.
- [22] CommTrade, «Carbon CommTrade,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.commtrade.co.nz/>. [Último acceso: 02 07 2014].
- [23] ClimateCare, «ClimateCare,» 2011. [En línea]. Available: <http://www.climatecare.org/basket/>. [Último acceso: 02 07 2014].
- [24] U. E. I. Administration, «U.S. Energy Information Administration,» 4 Junio 2014. [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=73&t=11>. [Último acceso: 4 Julio 2014].
- [25] I. M. J. C. S. y D. C. Ch., «Interconexión SICN y SISUR con enlace HVDC incrustado en el Sistema AC,» Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica Eléctrica y Ramas Afines.
- [26] J. C. Araneda y G. Olgún, «Transmission Challenges in the Development of the Aysén-SIC GVDC Project,» París, Francia, 2008.
- [27] M. B. Vidal, «Análisis de Mercado en el SIC Central post-incorporación proyecto Hidriaysén (Enlace HVDC) en el nudo Charrúa,» Universidad de Chile, Santiago, 2008.
- [28] R. A. Lic. Fernández y B. Ing. Guzmán, «Coordinación Regional de Sistemas Eléctricos,» 2003.
- [29] G. Universidad de Chile, «Explorador Solar,» 2013. [En línea]. Available: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>.
- [30] A. Chouder, S. Silvestre, B. Taghezouit y E. Karatepe, «Monitorin, modeling and simulation of PV systems using LabVIEW,» *SciVerse ScienceDirect*, p. 13, 2012.
- [31] M. Almakhtar, H. Abdul Rhaman y M. Yusri Hassan, «Effect of Losses Resistances, Module Temperature Variation, and Partial Shading on PV Output Power,» *IEEE International Conference on Power and Energy*, p. 6, 2012.

- [32] B.-K. Kang, S.-T. Kim, S.-H. Bae y J.-W. Park, «Diagnosis of Output Power Lowering in a PV Array by Using the Kalman-Filter Algorithm,» *IEEE Transactions on Energy Conversión*, vol. 27, nº 4, p. 10, 2012.